

Universidad de Lima
Facultad de Ingeniería y Arquitectura
Carrera de Ingeniería Industrial



**ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD PARA
LA INSTALACIÓN DE UNA PLANTA
GENERADORA DE ELECTRICIDAD DE
120 MW POR MEDIO DE
CONCENTRADORES SOLARES
CILÍNDRICOS PARABÓLICOS**

Trabajo de investigación para optar el Título Profesional de Ingeniero Industrial

Alberto Gómez de la Torre Gastello

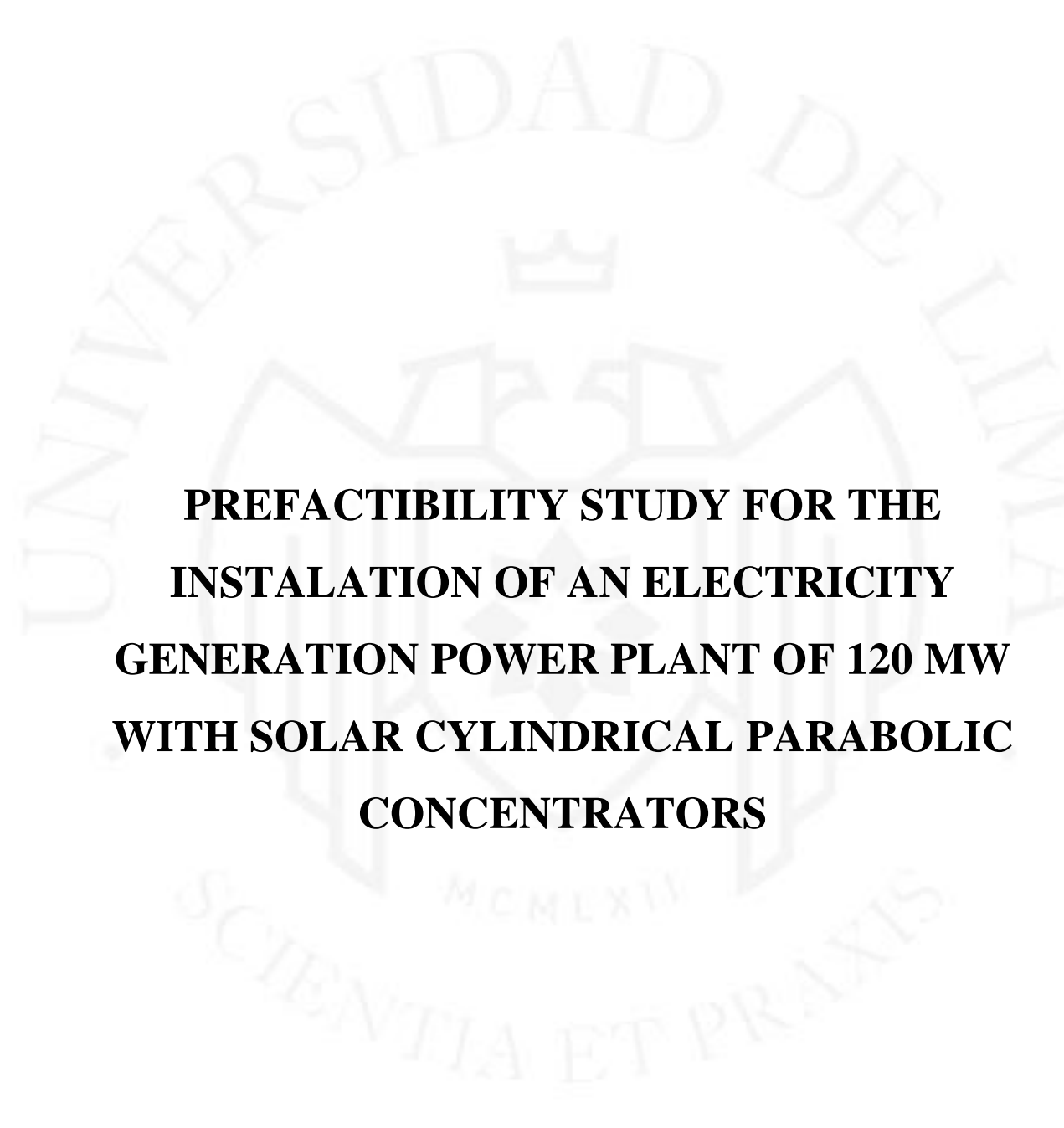
Código 20100481

Asesor

George Felix Power Porto

Lima – Perú

Diciembre del 2019



**PREFACTIBILITY STUDY FOR THE
INSTALATION OF AN ELECTRICITY
GENERATION POWER PLANT OF 120 MW
WITH SOLAR CYLINDRICAL PARABOLIC
CONCENTRATORS**

TABLA DE CONTENIDO

ÍNDICE DE TABLAS	viii
ÍNDICE DE FIGURAS	x
TABLA DE ANEXOS	xi
Prefacio	xii
Dedicatoria:	xii
Agradecimientos:	xii
¿Cómo leer esta tesis?	xiii
RESUMEN EJECUTIVO	1
ABSTRACT	3
CAPÍTULO I: ASPECTOS GENERALES	5
1.1. Problemática	5
1.2. Objetivos de la investigación	6
1.3. Alcance de la investigación	6
1.4. Justificación del tema.....	6
1.5. Hipótesis de trabajo	7
1.6. Marco referencial.....	7
1.7. Marco conceptual.....	8
CAPÍTULO II: ESTUDIO DE MERCADO	13
2.1. Aspectos generales del estudio de mercado.....	13
2.1.1. Definición comercial del servicio	13
2.1.2. Principales características del servicio (concepto del servicio).....	14
2.1.3. Determinación del área de influencia del servicio.....	15
2.1.4. Análisis del sector	15
2.1.5. Modelo de negocio.....	20
2.1.6. Determinación de la metodología que se empleará en la investigación de mercado.....	22
2.2. Análisis de la demanda.	23
2.2.1. Datos históricos del consumidor y proyección de la demanda.....	23
2.3. Análisis de la oferta	28

2.3.1. Análisis de la competencia. Competencia directa y sus ubicaciones. Participación de mercado.....	28
2.3.2. Características de servicios ofertados por los principales competidores.....	31
2.3.3. Planes de ampliación existentes.....	32
2.4. Determinación de la demanda para el proyecto.....	35
2.4.1. Segmentación del mercado.....	35
2.4.2. Selección de mercado meta.....	35
2.4.3. Determinación de la participación de mercado para el proyecto.....	36
2.5. Definición de la estrategia de comercialización.....	36
2.5.1. Políticas de plaza.....	37
2.5.2. Publicidad y promoción.....	37
2.5.3. Análisis de precios.....	37
CAPÍTULO III: LOCALIZACIÓN DEL SERVICIO.....	40
3.1. Identificación y análisis detallado de los factores de localización.....	40
3.2. Identificación y descripción de las alternativas de localización.....	42
3.3. Determinación del Modelo de Evaluación a Emplear.....	46
3.4. Evaluación y selección de localización.....	46
CAPÍTULO IV: DIMENSIONAMIENTO DEL SERVICIO.....	51
4.1. Relación tamaño-mercado.....	51
4.2. Relación tamaño-recursos.....	52
4.3. Relación tamaño-tecnología (cuello de botella de los factores críticos-capacidad instalada).....	53
4.4. Relación tamaño-inversión.....	53
4.5. Relación tamaño-punto de equilibrio.....	54
4.6. Selección de la dimensión del servicio.....	55
4.7. Cálculo del precio mínimo a Ofertar.....	55
CAPÍTULO V: INGENIERÍA DEL PROYECTO.....	56
5.1. Definición del servicio basada en sus características técnicas de operación.....	56
5.2. Proceso para la realización del servicio.....	56
5.2.1. Especificaciones técnicas del servicio.....	56
5.2.2. Descripción del proceso del servicio.....	57
5.2.3. Diagrama de flujo del servicio.....	58
5.3. Descripción del tipo de tecnología a usarse en el servicio.....	60

5.3.1. Selección de tecnología	60
5.3.2. Descripción de la tecnología.....	62
5.4. Capacidad instalada.	64
5.4.1. Identificación y descripción de los otros factores que intervienen en brindar el servicio.....	64
5.4.2. Determinación del factor limitante de la capacidad.....	64
5.4.3. Cálculo del número de recursos para el servicio.	64
5.4.4. Cálculo de la capacidad Instalada	65
5.5. Resguardo de la calidad.	65
5.5.1. Calidad del proceso y del servicio.	65
5.5.2. Niveles de satisfacción del cliente.	66
5.5.3. Medidas de resguardo de la calidad.....	66
5.6. Impacto ambiental.....	67
5.7. Seguridad y salud ocupacional.	71
5.8. Sistema de mantenimiento.	74
5.9. Programa de operaciones del servicio.	77
5.9.1. Consideraciones sobre la vida útil del proyecto.	77
5.9.2. Programa de operaciones durante la vida útil del proyecto.....	78
5.10. Requerimiento de materiales, personal y servicios.....	79
5.10.1. Materiales para el servicio.	79
5.10.2. Determinación del requerimiento de personal de atención al cliente.	80
5.10.3. Servicios de terceros.	81
5.10.4. Otros: energía eléctrica, agua, transportes, etc.	81
5.11. Soporte físico del servicio.....	82
5.11.1. Factor edificio.....	82
5.11.2. El ambiente del servicio.....	84
5.12. Disposición de la instalación del servicio	85
5.12.1. Disposición general.....	85
5.12.2. Disposición de detalle.....	85
5.13. Cronograma de implementación del proyecto.	87
CAPÍTULO VI: ORGANIZACIÓN ADMINISTRATIVA	88
6.1. Organización empresarial.	88
6.2. Requerimientos de personal directivo, administrativo y de servicios.	88

6.3. Estructura organizacional.	88
CAPÍTULO VII: ASPECTOS ECONÓMICOS.....	91
7.1. Inversiones.	91
7.1.1. Inversión infraestructura para el servicio.....	91
7.1.2. Capital de trabajo.	93
7.2. Costos de las operaciones del servicio.	95
7.2.1. Costos de materiales del servicio.	95
7.2.2. Costo de los servicios (energía eléctrica, agua, transporte, etc.).	95
7.3. Presupuestos Operativos.	99
7.3.1. Presupuesto de ingreso por ventas.	99
7.3.2. Presupuesto operativo de costos.	100
7.3.3. Presupuesto operativo de gastos administrativos.....	101
7.4. Presupuestos financieros.....	102
7.4.1 Presupuesto de servicio de deuda	102
7.4.2. Presupuesto de estado de resultados	103
7.4.3. Presupuesto de Situación Financiera	104
7.4.4. Presupuesto de caja de corto plazo	106
7.5. Flujo de fondos netos.....	107
7.5.1. Flujo de fondos económicos	107
7.5.2. Flujo de fondos financieros.....	108
CAPÍTULO VIII: EVALUACIÓN ECONÓMICA Y FINANCIERA DEL PROYECTO.....	109
8.1. Evaluación económica: VAN, TIR, B/C, PR.....	109
8.2. Evaluación financiera: VAN, TIR, B/C, PR.	109
8.3. Análisis de ratios (liquidez, solvencia, rentabilidad).....	109
8.4. Análisis de sensibilidad del proyecto.....	110
CAPÍTULO IX: EVALUACIÓN SOCIAL DEL PROYECTO	115
9.1. Identificación de las zonas y comunidades de Influencia	115
9.2. Impacto Social del Proyecto	115
CONCLUSIONES	118
RECOMENDACIONES	120
REFERENCIAS.....	124
BIBLIOGRAFÍA	130

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 0.1. Inversión	2
Tabla 0.2. Análisis	2
Tabla 0.3. Investment.....	4
Tabla 0.4. Analysis	4
Tabla 2.1. Proyección de la demanda en potencia instalada necesaria para el Perú al año 2035.....	25
Tabla 2.2. Plantas de energía solar en el Perú	28
Tabla 2.3. Inversión e ingresos teóricos de las centrales eléctricas en el Perú	30
Tabla 2.4. Matriz de enfrentamiento factores determinantes del éxito.....	33
Tabla 2.5. Matriz EFE.....	34
Tabla 2.6. Segmentación del mercado eléctrico peruano	35
Tabla 2.7. Demanda específica del proyecto	36
Tabla 2.8. Potencia instalada y energía generada del proyecto	36
Tabla 2.9. Tendencia histórica de precios.....	38
Tabla 2.10. Proyección de actualización de precios según variación del IPP	39
Tabla 3.1. Información general de alternativas de macrolocalización.....	43
Tabla 3.2. Disponibilidad de agua	44
Tabla 3.3. Radiación, población, superficie y cobertura de agua	44
Tabla 3.4. Matriz de enfrentamiento de factores de macro localización	47
Tabla 3.5. Matriz de evaluación de localidades para macro localización.....	48
Tabla 3.6. Matriz de enfrentamiento de factores de microlocalización.....	49
Tabla 3.7. Matriz de evaluación de localidades para micro localización	50
Tabla 4.1. Metros cuadrados de la planta	53
Tabla 4.2. Punto de equilibrio.....	54
Tabla 4.3. Selección de la dimensión	55
Tabla 5.1. Plan de aseguramiento de la calidad	67
Tabla 5.2. Recursos naturales	68
Tabla 5.3. Matriz de aspectos e impactos ambientales	69
Tabla 5.4. Matriz de Leopold.....	70

Tabla 5.5. Análisis preliminar de riesgos	72
Tabla 5.6. Matriz de elementos de protección personal	74
Tabla 5.7. Plan de mantenimiento preventivo	76
Tabla 5.8. Programa de operaciones	79
Tabla 7.1. Activos fijos tangibles	91
Tabla 7.2. Activos fijos intangibles	92
Tabla 7.3. Depreciación y amortización de activos	92
Tabla 7.4. Resumen del capital de trabajo	94
Tabla 7.5. Costo CCP	95
Tabla 7.6. Mercado laboral	97
Tabla 7.7. Remuneración de los trabajadores de la planta.....	97
Tabla 7.8. Sueldo de oficina	97
Tabla 7.9. Presupuesto de ingresos por ventas	99
Tabla 7.10. Costos operativos	100
Tabla 7.11. Gastos administrativos.....	101
Tabla 7.12. Presupuesto de servicio de deuda	102
Tabla 7.13. Presupuesto de estado de resultados	103
Tabla 7.14. Presupuesto de situación financiera.....	104
Tabla 7.15. Cálculo del capital social del año 5	105
Tabla 7.16. Presupuesto de caja de corto plazo	106
Tabla 7.17. Flujo de fondos económicos	107
Tabla 7.18. Flujo de fondos financieros	108
Tabla 8.1. Escenario 1.....	112
Tabla 8.2. Escenario 2.....	112
Tabla 8.4. Escenario 4.....	113
Tabla 8.5. Escenario 5.....	114
Tabla 9.1. Beneficio social	116
Tabla 9.2. Hogares equivalentes	117
Tabla 9.3. Dióxido de carbono.....	117

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1. Foto de concentradores solares.....	9
Figura 1.2. Foto tubos de borosilicato	9
Figura 1.3. Vacío y tubos de borosilicato	10
Figura 2.1. Infraestructura eléctrica	16
Figura 2.2. Balance de oferta y demanda del SEIN.....	24
Figura 2.3. Carga y duración	27
Figura 2.4. Ubicación geográfica de las plantas de energía Solar	29
Figura 2.5. Potencia por tipo de energía	31
Figura 3.1. Líneas de transmisión.....	45
Figura 4.1. Energía subastada	51
Figura 4.2. Flujo de energía	52
Figura 5.1. DOP	58
Figura 5.2. Diagrama de flujo 2.....	59
Figura 5.3. Diagrama T (°C) -s (kJ/ kg . K) para el agua.....	61
Figura 5.4. Módulo/Vivienda.....	83
Figura 5.5. Plano general	85
Figura 5.6. Plano del proceso.....	86
Figura 5.7. Diagrama de Gantt.....	87
Figura 6.1. Organigrama de la empresa.....	90
Figura 8.1. Precio histórico de las celdas fotovoltaicas.....	111

ÍNDICE DE ANEXOS

ANEXO 1: Estados financieros complementarios.....	132
ANEXO 2: Planta Noor I (160MW).....	137
ANEXO 3: Turbina.....	139
ANEXO 4: Espejos, tubo y estructura.....	140
ANEXO 5: Cálculo del consumo de combustible al año.....	142
ANEXO 6: Intercambiador de calor supercalentador.....	146
ANEXO 7: Condensador.....	147
ANEXO 8: Subestación.....	148
ANEXO 9: Tanques de almacenamiento térmico.....	149
ANEXO 10: Configuración de una planta solar con concentradores cilíndrico parabólicos.....	150
ANEXO 11: Flujo másico.....	151
ANEXO 12: Energía conceptos básicos.....	152

Prefacio

Dedicatoria:

A mis padres, hermanos, amigos y maestros de los que he aprendido mucho y sigo aprendiendo y que me toleran y apoyan a pesar de mis múltiples defectos y a usted lector que por curiosidad abrió esta tesis, que con mucho cariño espero lo ayude y guíe de la mejor manera.

Agradecimientos:

A Erich Saetonne que me metió en el mundo de la investigación y de este necesario tema de las energías renovables y que con paciencia esperó a que terminara esta tesis. A Alfonso Holder y a Francisco Navarro, que su apoyo a sido vital para el presente documento. Al profesor Lizárraga que corrigió una y otra vez esta tesis en búsqueda de la excelencia. A mi asesor George Power por su tiempo y conocimientos para terminar de pulir este proyecto, a los profesores Montoya, Garcés, Paredes, Zulem, Salas, Rojas, Valcárcel y demás profesores de la Carrera de Ingeniería Industrial que me dieron su tiempo y paciencia y de los que aprendí muchísimo.

Gracias.

¿Cómo leer esta tesis?

Saludos, si usted está aquí lo felicito, considérese un buen lector, y si es la primera vez que ve una página como esta, le recomiendo que sea lo primero que busque en cada tesis, trabajo o libro a futuro y le pido que la incluya (de ser posible) en sus trabajos por venir, ayuda muchísimo.

Si usted sabe poco o nada de energías renovables o es un curioso sobre el tema:

Le aconsejo que empiece yendo directo al Anexo 12, donde he preparado un material que lo ayudará a centrarse en el proyecto. Luego pase al capítulo 5, sección 5.3., y vea el diagrama de flujo 2 así como los demás anexos que están llenos de imágenes. Finalmente lea el resumen ejecutivo.

Si usted quiere un ejemplo sobre como se hace un estudio de mercado:

Esta tesis no tiene un estudio de mercado común, porque se basa en una subasta pública con el Estado según las leyes peruanas de esta época. Por lo que no es un buen referente sobre cómo hacer encuestas o seleccionar un nicho de clientes en base a un histórico de datos. En este caso, el Estado decide por política cuanta energía renovable va a necesitar y se busca abastecer la mayor cantidad posible. Si su Tesis está orientada de esta manera, cierre esta Tesis y pase a la siguiente.

Si usted es un tesista en renovables o un investigador en energía solar o le interesaría invertir en el rubro:

Empiece por el resumen ejecutivo y luego regrese a la tabla de contenido y concéntrese en lo que necesite. Lo invito a que me contacte y me mande un correo a: agtgastello@gmail.com y lo ayudaré en lo posible.

Un cordial saludo,

RESUMEN EJECUTIVO

Objetivo:

Proponer un proyecto viable de generación eléctrica por medio de concentradores solares cilíndrico parabólicos.

Justificación:

El Estado está promoviendo el desarrollo de los Recursos Energéticos Renovables (RER) a través de legislación favorable. Se está buscando darles un mayor peso a las energías limpias dentro de la matriz energética. Desde el año 2010 el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) organiza subastas de licitaciones energéticas por 20 años destinadas únicamente a las tecnologías renovables. Esto asegura un mercado y una demanda para nuestro proyecto a largo plazo.

Económicamente el proyecto no es viable, pero financieramente sí. Esto se debe a la alta exigencia al capital invertido. Se hizo un análisis de sensibilidad, dónde se establecen las condiciones para hacerlo económicamente factible, en escenarios similares al ocurrido actualmente con la energía solar fotovoltaica.

El proyecto se basa en el uso de una tecnología alternativa solar termal (CSP, por sus siglas en inglés *Concentrated Solar Power*), que utiliza el calor concentrado del sol para generar vapor y accionar una turbina, así como almacenar este calor en un almacén térmico, para seguir produciendo electricidad durante más horas y de forma constante.

La región sur del Perú, en especial en Arequipa, se tienen las condiciones idóneas para este proyecto, debido a que tiene los niveles más altos de radiación a nivel mundial. Este proyecto sería una inyección de energía limpia a la matriz energética, evitando la liberación de 120 768 toneladas de CO₂ a la atmósfera y podrá abastecer por un año a más de 49 617 hogares a nivel nacional.

Ingresos

La demanda específica del proyecto y el precio a cobrar por MWh se define en las subastas bianuales RER de OSINERGMIN. Se firma un contrato por 20 años, que da prioridad de pago frente a otros generadores. Este proyecto se ha calculado utilizando una demanda energética anual de 408 000 MWh, a una tarifa subvencionada de \$49/MWh. Adicionalmente se tienen ingresos por Bonos de Carbono (CERS) por \$33 042/año.

Se calcula que en la vida útil del proyecto se generarán \$ 447 991 024.47.

Inversión

La inversión total para la implementación de la planta eléctrica es de \$301 601 184.07.

Tabla 0.1.

Inversión

Inversión Propia	10%	\$ 30 160 118.41
Financiamiento	90%	\$ 271 441 065.66

Elaboración Propia

Análisis Económico y Financiero

A continuación, se muestran los indicadores que respaldan el proyecto a un $Cok = 12.14\%$.

Tabla 0.2.

Análisis

	VAN	TIR	B/C	PR (años)
Análisis Económico	\$ -122 898 718.62	4.81%	0.59	30.73
Análisis Financiero	\$ 29 136 763.98	49.70%	1.97	0.82

Elaboración Propia

Palabras clave: CSP, solar, renovable, electricidad, subasta.

ABSTRACT

Objective:

Propose a viable project of electric generation with solar cylindrical parabolic concentrators.

Justification:

The government is promoting the development of Renewable Energy Resources (RER) by favorable legislation. It is looking to give clean energies, more importance in the energetic matrix. Since the year 2010, the Supervisor Entity for Investment in Energy and Mining (OSINERGMIN) is organizing public auctions to give a 20-year contract for renewable energies only. This assures a market and a demand for a long-term project.

Economically the project is not feasible, but financially it is. This is because of the high return demanded for the invested capital. A sensibility analysis was made, where it is established the conditions to make it economically possible, in scenarios similar to the solar photovoltaic sector.

The project is based in the use of an alternative CSP (Concentrated Solar Power) technology, which uses the concentrated heat of the sun to generate steam and whirl a turbine, and to deposit some of this heat in a thermal storage, as a means to generate more electricity for more hours and in a consistent way.

The south region of Perú, specially Arequipa, has the best conditions for the project, this is because of its worldwide highest radiation level. This project, will inject clean energy to the energetic matrix, avoiding the release of 120 768 tons of CO₂ to the atmosphere and could supply electricity for a year, to more than 49 617 homes in the country.

Incomes

The specific demand of the project and the selling price is defined by the biannual contract, during the RER auction of the OSINERGMIN. It is signed a contract for 20 years, which gives priority of payment when in conflict with other electric generator agents. This project is proposed using an energetic annual demand of 408 000 MWh, at a subsidized price of 49 USD/MWh. Furthermore, there is an income for Certificates of Emission Reduction (CERS) of 33 042 USD per year.

It is calculated for the life of the project a total income of 447 991 024.47 USD.

Investment

The total investment for the implementation of the power plant is of 301 601 184.07 USD.

Table 0.3.

Investment

Shareholders	10%	\$ 30 160 118.41
Financial Entities	90%	\$ 271 441 065.66

Own elaboration

Economic and Financial Analysis

Next, it is shown the indicators which hold the project with a Cost of Capital = 12.14%.

Table 0.4.

Analysis

	Net Present Value	Internal Rate of Return	Project life coverage	Payback Period (years)
Economic Analysis	\$ -122 898 718.62	4.81%	0.59	30.73
Financial Analysis	\$ 29 136 763.98	49.70%	1.97	0.82

Own elaboration

Key words: CSP, solar, renewable, electricity, auctions.

CAPÍTULO I: ASPECTOS GENERALES

1.1. Problemática

En el siguiente estudio de prefactibilidad se propone un proyecto que busca aprovechar un subsidio dado por el Estado en la industria de las energías renovables, mediante la implementación de una planta de energía solar, que trabaja con tecnología de concentración y altas temperaturas CSP (por sus siglas en inglés *Concentrated Solar Power*).

Actualmente, es un consenso en la comunidad científica, que el alto consumo de combustibles fósiles, genera un efecto invernadero, cambiando los ecosistemas, perjudicando a todos los seres vivos y contribuyendo a la contaminación mundial; por estos motivos, el gobierno peruano tiene como objetivo “promover el aprovechamiento de los recursos energéticos renovables (RER) para mejorar la calidad de vida de la población y proteger el medio ambiente” (Ministerio de Energía y Minas, 2015), y es por eso que tiene como meta tener un 5% de su generación eléctrica por medios renovables (Decreto Legislativo N°1002).¹

La tecnología de paneles solares fotovoltaicos para producir electricidad ya ha llegado y se ha implementado en el país. Sin embargo, esta tecnología solo puede producir energía constantemente durante horas de máxima radiación solar y con cielo despejado (Hamrouni, 2008). La tecnología que estudia el presente proyecto, también conocida como CSP o Solar Termal, ha logrado desarrollar formas de almacenar el calor producido durante el día usando sales fundidas. De esta manera la planta puede funcionar durante más tiempo y generar energía eficaz y constantemente.

Siguiendo esta línea, el presente estudio propone desarrollar un proyecto que aproveche la oportunidad dada por el Estado, que a su vez desarrolle el país y que ayude a mitigar el impacto ambiental generado por la alta concentración de dióxido de carbono y demás gases invernaderos en la atmósfera.

¹ Este 5% no incluye la generación hidroeléctrica mayor a 20 MW de potencia instalada.

1.2. Objetivos de la investigación

Objetivo general:

Proponer un proyecto viable de generación eléctrica por medio de concentradores solares cilíndrico parabólicos.

Objetivos específicos:

- Probar la viabilidad financiera, económica, tecnológica y social del proyecto.
- Probar que la energía solar termal es más ventajosa que la fotovoltaica para el país.
- Encontrar el precio mínimo a ofertar en la subasta para implementar el proyecto usando energía solar de alta concentración, y concentradores cilíndricos parabólicos.

1.3. Alcance de la investigación

El proyecto se enfoca en la generación de energía eléctrica, mediante un método alternativo que recolecta el calor del sol por medio de espejos, para luego generar vapor y mover una turbina. Esta tecnología es la generación de electricidad, por energía solar, por el uso de espejos concentradores y por curvatura y agrupación de dichos espejos de forma cilíndrico parabólica.

También se investiga el mercado eléctrico peruano, las subastas RER, las provincias más adecuadas para implementar el proyecto y se hace una comparación con la tecnología fotovoltaica.

1.4. Justificación del tema

Técnica:

El presente proyecto se justifica técnicamente porque propone una alternativa tecnológica que no es utilizada actualmente en el mercado y que presenta mejores eficiencias de producción energética que la actual tecnología fotovoltaica.

Según el informe de la Cooperación Alemana al desarrollo GIZ (por sus siglas en alemán *Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit*) en cooperación con Chile, esta tecnología de concentración solar se viene usando con éxito en muchos países del mundo en especial en Estados Unidos y España y con múltiples proyectos en

desarrollo en China, India, el Medio Oriente, Australia y el Norte de África, (GIZ, 2014) que corroboran las ventajas de utilizar tecnologías por concentración.

Económica:

Se justifica realizar este proyecto económicamente porque se basa en una subasta pública y en el Decreto Legislativo N°1002-Ministerio de Energía y Minas (MINEM), “Ley de Promoción de la Inversión en Generación de Electricidad con el uso de Energías Renovables” (MINEM, 2015) donde se obtiene una licitación que asegura un contrato con el Estado e ingresos por 20 años, con una excelente liquidez (se obtienen ingresos mensualmente y con prioridad de pago) y con un precio pagado por la energía vendida subvencionado, que hace que los ingresos por ventas de la empresa sean mayores.

Social:

El proyecto es importante socialmente, porque utiliza energías renovables que mitigan el impacto en el calentamiento global. Así, con una planta de 120 MW de capacidad instalada se reducirían las emisiones de CO₂ hasta en 120 768 toneladas al año y se podría dar energía limpia a casi 50 000 hogares a nivel nacional². A modo local, también se justifica socialmente porque genera industria en el Perú fomentando el empleo, y el desarrollo de las provincias, en especial de los desiertos que son extensiones largas de tierra que no tienen un uso.

1.5. Hipótesis de trabajo

Es posible instalar una planta solar por concentración, a razón de que existe una subvención y promoción del Estado por su política de cambiar la matriz energética por medios renovables, justificando el proyecto económica, financiera y socialmente.

1.6. Marco referencial

Se tomaron como referencias 2 tesis de la universidad de Lima, 1 artículo científico y 1 libro enfocado en la implementación de la energía solar en el Perú.

² Se utilizó la calculadora online de Ceroco2.

“Optimización energética de la planta Doble D” (Solis, 2014), el parecido con este estudio está en la información analizada, que es sobre radiación solar incidente en el territorio nacional y en los impactos que tendría este tipo de tecnología en el Perú. Se diferencia del proyecto en que se propone el uso de energía fotovoltaica para reducir los costos energéticos de una minera en particular llamada “Doble D”.

“Estudio de Prefactibilidad para instalar una serie de pequeñas plantas en las zonas de Chepén y Pacasmayo.” (Paredes, 2000), aquí el bachiller hace un análisis histórico de la demanda de energía y presenta información de la radiación solar en el Perú y las diferentes oportunidades que presenta el Estado para utilizar energías alternativas, al igual que este estudio.

Sin embargo, se diferencia al buscar dar energía a localidades alejadas y no abastecer al sistema interconectado nacional, es decir, su mercado objetivo es doméstico, y no industrial.

“Energía Solar a Alta Temperatura” (Gil, 2008) donde el autor presenta plantas solares que utilizan tecnología de concentración solar, características, y sistemas de producción similar al de este estudio. Las diferencias están en que en el artículo no sólo se habla de tecnología con espejos cilíndrico parabólicos, también de torres solares y de sistemas discomotor, además de ser en otros países como en E.E.U.U. y España.

“Energía Solar: teoría y práctica” (Valera, 1993). Aquí se coincide en que se presenta información de energía solar y propuestas concretas para su instalación en el Perú. Se diferencia de este estudio, en que el autor hace énfasis en la energía fotovoltaica y en generación de electricidad para viviendas y no para la construcción de plantas que alimenten al SEIN. (sistema eléctrico interconectado nacional).

1.7. Marco conceptual

La tecnología solar de concentradores cilíndricos parabólicos consiste en aprovechar la radiación del sol (Ver figura 1.1.) y mediante espejos reflejarla en una línea para poder obtener una alta temperatura y generar vapor, mover una turbina y producir electricidad.

Figura 1.1.

Foto de concentradores solares



Fuente: Seia (2016)

Por esa línea se hace pasar un tubo hecho de un vidrio de borosilicato (figura 1.2.), que tiene la propiedad de retener y absorber el calor. Estos tubos están sellados y rodeados de vacío (figura 1.3.), puesto que el vacío es el aislante térmico por excelencia y de esa forma se almacena el calor y se evita que escape.

Figura 1.2.

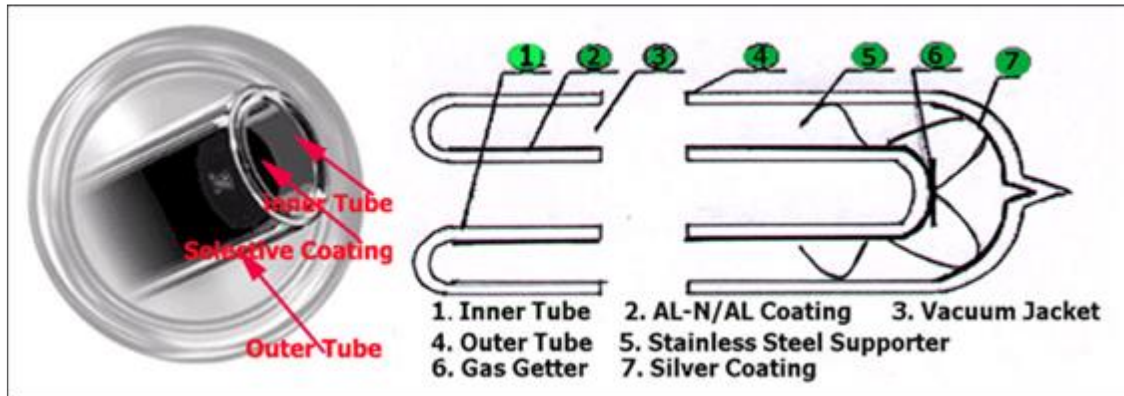
Foto tubos de borosilicato



Fuente: China Renewable Energy (2016)

Figura 1.3.

Vacío y tubos de borosilicato



Fuente: China Renewable Energy (2016)

Por dentro de estos tubos se hace pasar un fluido de transferencia de calor (HTF, por las siglas en inglés *Heat Transfer Fluid*) que de preferencia es un aceite con un bajo punto de fusión y con un alto punto de ebullición, para mantenerlo en estado líquido durante el proceso.

Para producir la energía, el aceite circula por los tubos de borosilicato, y por efecto de la concentración de los espejos, se calienta, alcanzando temperaturas mayores a 400°C.

Luego, el aceite circula a través de una serie de intercambiadores de calor, para transmitir su energía al agua, donde el agua se convierte en vapor y se transporta a la turbina. Una vez que se tiene el vapor a la presión y temperatura adecuada se alimenta una turbina de 120 MW conectada a un generador de corriente alterna.

Paralelamente, el aceite caliente fluye a través de los intercambiadores de calor dentro de un almacén térmico de sales fundidas. De esta manera se logra calentar las sales hasta 400°C. Este calor permite extender el funcionamiento de la planta de 6 a 10 horas (GIZ, 2014). Estas sales tienen propiedades fisicoquímicas que permiten retener el calor por un largo tiempo. Adicionalmente, el almacén térmico está recubierto con una chaqueta de hormigón que sirve como material aislante para lograr una mayor retención del calor.

Sin embargo, el voltaje, tiene que aumentarse en una subestación que lo transforma a 138 kV, que es la tensión con la que trabaja el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

El vapor que sale de la turbina pasa a un condensador que enfría y vuelve completamente líquida el agua y luego la bombea para repetir el ciclo.

Finalmente, el aceite que sale del último intercambiador de calor, regresa a los tubos de borosilicato para volver a calentarse.

Glosario de términos:

1. MW: Mega Watt, unidad de potencia que mide el flujo energético por segundo (Mega Joules / segundo) y que es comúnmente utilizada en el sector eléctrico para determinar la potencia instalada de una planta.

2. MWh: Mega Watt hora, unidad de energía usada comúnmente en el sector eléctrico. Un MWh es equivalente a 3 600 Mega Joules (MJ).

3. HTF: por sus siglas en inglés *Heat Transfer Fluid*, nombre internacional para el fluido que almacena y transfiere el calor.

4. CSP: por sus siglas en inglés *Concentred Solar Power*, nombre internacional con el que se conoce a toda tecnología solar que concentra la radiación del sol para obtener calor.

5. SEIN: Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, es todo el conjunto de líneas de transmisión y subestaciones eléctricas conectadas entre sí, que se encargan de llevar la energía de las generadoras al consumidor final.

6. COES SINAC: Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, es una entidad privada sin fines de lucro que se encarga de coordinar a todos los agentes que intervienen en el servicio eléctrico y que abastecen o forman parte del SEIN.

7. Radiación: tipo de transmisión de calor por medio de ondas electromagnéticas.

8. OSINERGMIN: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas, es una institución pública que regula a las empresas de estos dos rubros para que cumplan las políticas y leyes dadas por el gobierno.

9. MINEM o MEM: Ministerio de Energía y Minas.

10. CCP: Concentradores Cilíndrico Parabólicos.

11. IPP: Índice de precios.

12. CMMS: por sus siglas en inglés *Computerized Maintenance Management System*, programa de gestión del mantenimiento de las plantas térmicas.

13. Potencia Firme: según la ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (2004):

Es la potencia que puede suministrar cada unidad generadora con alta seguridad de acuerdo a lo que defina el Reglamento. En el caso de las centrales hidroeléctricas, la potencia firme se determinará con una probabilidad de excedencia de noventa y cinco por ciento (95%). En el caso de las centrales termoeléctricas, la potencia firme debe considerar los factores de indisponibilidad programada y fortuita (p. 57).

14. Tensión Armónica: Amplitud del voltaje de las ondas senoidales que forman la corriente alterna.

15. RER: Recursos Energéticos Renovables, nombre con el que el Estado agrupa a las plantas que utilizan energías renovables exceptuando a las hidroeléctricas con potencias mayores a 20 MW de potencia instalada.

16. CERS: Certificados de Emisiones Reducidas.

CAPÍTULO II: ESTUDIO DE MERCADO

2.1. Aspectos generales del estudio de mercado

2.1.1. Definición comercial del servicio

Generación de energía eléctrica, a partir de energía solar concentrada, a través de colectores solares cilíndrico parabólicos con una planta de 120 MW de potencia instalada.

El principal cliente es el Estado y esta energía se inyecta a través del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). La planta trabajará con un voltaje trifásico de salida de 138 kV y estará instalada en el sur del país donde hay una alta radiación solar.

La cantidad de energía vendida será establecida por contrato según lo adjudicado en la Subasta de Suministro de Electricidad con Recursos Energéticos Renovables, proceso de concurso público que celebra el OSINERGMIN (Resolución Vice Ministerial N° 031-2015-MEM/VME, 2015). La energía se adjudica en MWh a los postores que ofrezcan la mejor propuesta. Esta está compuesta por la energía anual ofertada (MWh), el precio unitario (US\$/MWh) y la aceptación o denegación en el caso de una adjudicación parcial.

Una vez ganada la buena pro del gobierno, el proyecto tiene un plazo de dos años para ponerse en marcha, de lo contrario se resuelve el contrato. La adjudicación de la subasta tiene un plazo de 20 años desde la puesta en marcha de la planta, donde se garantiza al concesionario la tarifa de adjudicación hasta el término del contrato. El primer paso para poner en marcha el proyecto en estudio es ganar la Subasta.

Código INEI-CIU4: 3510. Generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.

2.1.2. Principales características del servicio (concepto del servicio)

2.1.2.1. Usos y características del servicio

La energía renovable está experimentando una revolución a nivel mundial. La inversión en proyectos de este tipo crece a cada año, ya van 2.9 trillones de USD invertidos en renovables desde el año 2004 (UN Environment, 2018). Esto es especialmente considerable teniendo en cuenta la crisis financiera del 2008.

Las energías renovables están en alza, en especial la solar, los principales factores de esto son: la toma de conciencia a nivel mundial del daño que causan las fuentes de energía fósiles, el conocimiento que éstas son limitadas y se acabarán, el surgimiento de nuevas tecnologías que permiten abaratar costos y mejorar rendimientos y el apoyo económico, legal y fiscal que están teniendo los proyectos de parte de los gobiernos del mundo (Altraide, 2016).

La energía eléctrica renovable tiene dos principales beneficios: no daña el medio ambiente en su generación y su materia prima es gratis, ilimitada y ocurre naturalmente. Es un instrumento muy importante para el desarrollo sostenible de la sociedad ya que no contribuye a la huella de carbono, polución y al cambio climático.

Con una planta de 120 MW de energía solar se reducen las emisiones de dióxido de carbono producido con fines energéticos en alrededor de 120.000 toneladas anuales y se puede suministrar a casi 50.000 hogares a nivel nacional con energía limpia todo el año³.

A diferencia de los paneles fotovoltaicos, la tecnología de almacenamiento de calor permite que la planta produzca electricidad durante mayor tiempo y de forma constante. Esto es una gran ventaja comparativa ya que se puede producir hasta 4 horas más de energía al día, que lo que generaría una planta solar con la misma potencia instalada (GIZ, 2014).

El servicio principal que se brinda, es el abastecimiento de energía eléctrica al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), para su distribución a través de líneas de tensión a empresas y hogares a nivel nacional. Se cobrará una tarifa pactada con el gobierno por cada MWh suministrado.

³ Ibid. Ver página 5.

2.1.2.2. Servicios sustitutos y complementarios.

Dentro de las empresas generadoras de electricidad por medios renovables, el proyecto compite con generadoras eólicas, mareomotriz, geotérmica, hidráulica y biomasa. Y dentro de las subastas con empresas solares, el proyecto compite con fotovoltaicas y otras CSP como torres solares, concentradores Fresnel y generadoras con concentradores Stirling, que podrían sustituir al proyecto.

Servicios complementarios al proyecto incluyen la transmisión y distribución de energía, transformaciones de voltaje, uso de la subestación para corregir y adecuar la calidad de la electricidad al SEIN y servicios de mantenimiento de las líneas de transmisión al SEIN; así como utilizar los excedentes energéticos a lo contractualmente exigido para suministrar a las comunidades vecinas de energía eléctrica.

Del mismo modo el proyecto, también ofrece servicios complementarios como visitas a los estudiantes universitarios y escolares que quieran aprender más de la energía solar con el fin de desarrollar el interés del público y el estudio de este tipo de tecnologías. El proyecto busca la difusión de conocimientos y generar un ambiente de colaboración a nivel nacional para impulsar las tecnologías renovables en beneficio de todo el Perú.

2.1.3. Determinación del área de influencia del servicio

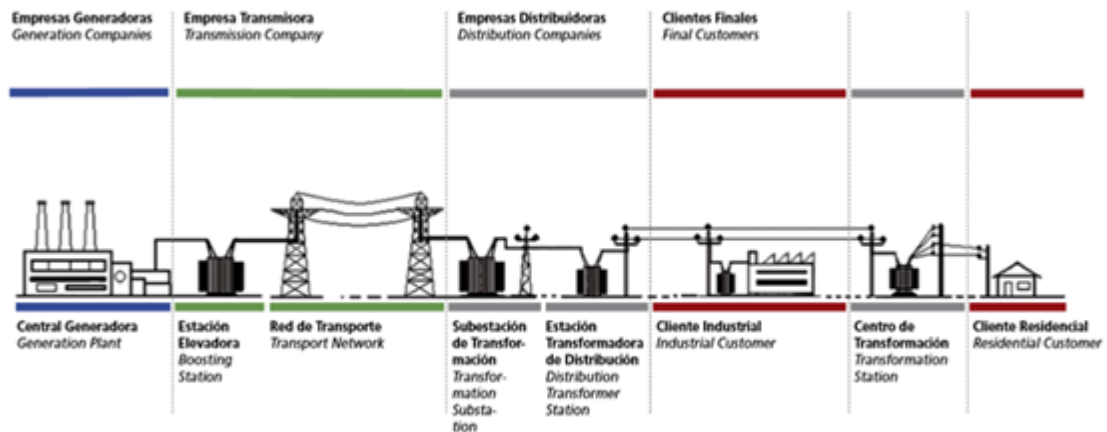
El proyecto está dirigido a abastecer principalmente a un único cliente, que es el Estado peruano, contribuyendo con energía al SEIN y conforme se vaya desarrollando la región donde se realice el proyecto, se podrán formar acuerdos con clientes privados según ley. Finalmente se tiene la subestación transformadora de voltaje, donde se brinda el servicio de transformación según mande el COES y el uso de las líneas de transmisión planta-SEIN y su respectivo mantenimiento.

2.1.4. Análisis del sector

El sector de la energía eléctrica se divide en 4 subsectores, la generación, la transmisión, la distribución y los clientes finales. El proyecto está enfocado en el primer sector que es la generación de energía (ver figura 2.1.).

Figura 2.1.

Infraestructura eléctrica



Fuente: Perú subsector eléctrico, documento promotor (2012).

2.1.4.1. Análisis del macro entorno.

Para este análisis, se ha utilizado la herramienta Pestel y el modelo estratégico de Porter.

Factores Políticos

El factor político es favorable para el proyecto en estudio. El gobierno está dando incentivos y promoviendo este tipo de proyectos de Energía Renovable. Un claro ejemplo de esto son las Subastas RER (recursos energéticos renovables), en la que se basa el proyecto (MINEM 2015). La buena relación comercial con otros países será muy importante ya que se necesita importar mucha maquinaria.

El Perú tiene potencial para ser un referente en cuanto a energía solar por encontrarse en un área con altos niveles de radiación a nivel mundial. (SENAHMI, 2003).

Factores Económicos

La economía peruana ha estado en continua expansión los últimos 15 años, siendo uno de los pocos países a nivel mundial que continuó creciendo en PBI a pesar de la crisis financiera del 2008. Hay un buen ambiente económico para la inversión ya que este proyecto se basa en la cuarta subasta RER.

El consumo de electricidad en un país está fuertemente ligado al crecimiento de su PBI, esto significa que el sector eléctrico continuará en aumento. Por otro lado, hay una tendencia a reducción de impuestos: recientemente el impuesto a la renta se redujo de 30% a 28% (esan 2019). También se tendrá que vigilar el tipo de cambio, ya que las

tarifas de las licitaciones son en dólares. Un mayor valor del dólar en el mercado internacional traería mayores beneficios.

Por otro lado, los efectos de la inflación y precios de los *commodities* y materias primas no son tan relevantes ya que la principal materia prima del proyecto es la luz solar.

Factores Socioculturales

En el presente siglo se ha podido ver como a nivel mundial ha incrementado la conciencia por el cuidado del medio ambiente. La continua difusión de información, la globalización y los estudios científicos al respecto han logrado una mayor concientización de la población sobre las repercusiones del uso indiscriminado de algunas fuentes energéticas y el daño irreversible que esto causa en el medio ambiente, prueba de ello son los abundantes videos a favor en youtube como los de Coldfusion, los diversos documentales hechos por National Geographic y las declaraciones públicas de científicos como Neil deGrasse Tyson.

Sin embargo, es muy importante entender el contexto específico de la zona de localización del presente proyecto. Algunos departamentos de Perú, en especial la zona de la Sierra, se han mostrado reacios a la instalación de algunos proyectos de inversión privada. Ejemplos sobran: Yanacocha, Tía María, Las Bambas, La Oroya entre otros, son proyectos que se han tenido que paralizar por conflictos sociales. Aunque, cabe resaltar que se trataban de conflictos mineros donde el daño al medio ambiente era uno de los principales focos. El presente proyecto no comparte ese factor.

La buena relación con las comunidades vecinas es clave para la instalación de una planta de energía solar. Se espera lograr un ambiente de colaboración y beneficio mutuo no solo empleando a gente de la zona sino también colaborando con su desarrollo. Una opción es el suministro de excedentes de energía eléctrica a comunidades aledañas.

Factores Tecnológicos

Un factor muy importante es estar al día con los cambios y desarrollos tecnológicos, que cada vez se producen de forma más abrumadora. Esto es a la vez un reto y una ventaja para el proyecto. A nivel mundial y a criterio de autor, la tecnología CSP tiene todavía mucho potencial de mejora en comparación con otras tecnologías.

A nivel nacional es claro que la inversión del Estado en innovación y desarrollo no está tan desarrollada, prueba de ello es que a la fecha no existe un proyecto CSP en el Perú a gran escala como el presente. Instalar una planta de tecnología CSP en el país sería un paso muy importante para el desarrollo tecnológico del mismo.

Factores Ecológicos

Uno de los factores más relevantes de este proyecto. Cada año de operación de la planta de energía solar supone una reducción de emisiones de alrededor de 120 768 toneladas de CO₂⁴, esto es equivalente a lo que generan 49 617 hogares al año (tarifaluzhora, 2019). Este proyecto pretende minimizar la huella de carbono y daño ecológico causado por otros proyectos de generación eléctrica.

Especialmente importante es la localización del proyecto en estudio. El sur del país sufre mucho por la contaminación, tiene una de las capas de ozono más debilitadas a nivel mundial. Paradójicamente, este factor ha aumentado los niveles de radiación solar y es lo que hace la planta de tecnología CSP más atractiva (SENAHMI, 2003).

Factores Legales

El factor legal en Perú es favorable para proyectos de energía renovable. Desde el año 2008, con el Decreto Legislativo N°1002 del MINEM, se promueve el fomento del desarrollo de las energías renovables en búsqueda de la diversificación de la matriz energética del país y alentar la inversión en este rubro.

El objetivo del Estado es que para el 2025 el 5% de la energía en el Perú sea generada usando energías renovables no convencionales (solar, eólica, biomasa, mareomotriz, geotérmica, entre otras) (MINEM, 2013). Para esto realiza licitaciones anuales donde por concurso público empresas privadas se adjudican participación del mercado eléctrico al precio subastado por un periodo de 20 años. Se trata de una gran oportunidad para la inversión privada y el desarrollo de nuevas tecnologías energéticas.

2.1.4.2. Análisis del sector según el modelo estratégico de Porter

a) Amenaza de nuevos participantes

⁴ Se uso la calculadora online de ceroco2.org para hallar este dato.

La amenaza de ingreso de nuevos participantes al mercado es media. El sector ha crecido lentamente a pesar de la legislación favorable decretada por el Estado en el año 2008. En cuanto a energía solar, no existen plantas de energía tipo CSP en el Perú. Se construyen principalmente plantas solares fotovoltaicas y eólicas.

Es un proyecto intensivo en capital, con barreras altas de inversión en equipos y se necesitan conocimientos tecnológicos avanzados. Por otro lado, existe resistencia de los bancos a invertir en proyectos a largo plazo con tasas bajas, por lo que obtener financiamiento no es fácil.

b) Poder de negociación de los proveedores

El poder de negociación de los proveedores es bajo. Hay diversas compañías a nivel mundial que fabrican y exportan este tipo de tecnologías. A nivel local muchas empresas como Rioglass, Schott, Grupo Cobra, ofrecen la tecnología y la instalación “Llave en mano”.

En cuanto a los insumos y materia prima el principal sería la luz solar, por lo que el costo sería cero. Para el funcionamiento del proyecto también se necesitaría agua para accionar las turbinas y el fluido de transferencia de calor (que puede ser aceite térmico sintético o sal fundida). Estos insumos son de fácil acceso.

c) Poder de Negociación de los compradores

El poder de negociación de los compradores es alto. El Estado es el único cliente y el proyecto se basa en las actuales leyes peruanas, que favorecen a este tipo de tecnologías.

El proyecto depende de la legislación favorable que viene siendo promovida por el Estado ya que compensa los altos costos de instalación de este tipo de plantas eléctricas. Estos precios se establecen en subastas celebradas anualmente.

d) Amenaza de los Sustitutos

La amenaza de productos sustitutos es media. Hay diversas formas de energía usadas en el Perú, aunque menos del 2% de la energía es generada por fuentes renovables no convencionales. La energía hidráulica compone alrededor del 40% de la matriz energética del Perú. El resto del porcentaje es energía térmica generada por gas natural y derivados del petróleo (MINEM, 2014).

El proyecto compite directamente con las energías solares fotovoltaicas y otras plantas por concentración, e indirectamente con la energía de biomasa y sus derivados (residuos forestales, residuos sólidos agrícolas, residuos sólidos urbanos por incineración y residuos sólidos urbanos por biogas), y también con generadoras eólicas y generadoras hidroeléctricas (sólo para este último, no mayores a 20 MW de potencia instalada). Esto se debe a que el Estado también subvenciona y subasta energía a estas tecnologías.

e) Rivalidad entre los competidores

La rivalidad entre competidores es alta. En la subasta del 2015 se presentaron alrededor de 100 ofertas. Algunas de ellas, las ganadoras, presentaron niveles de precios por MWh muy competitivos a nivel sudamericano.

Un aspecto positivo es que, una vez ganada la buena pro, se firma un contrato con el Estado que asegura a cada competidor su porción del mercado. La competencia en sí será para ganar las subastas y adjudicarse las licitaciones energéticas del Estado.

Por otro lado, el Ministerio de Energía y Minas se ha trazado como meta que para el 2025 el 5% de la matriz energética del país provenga de fuentes renovables no tradicionales (MINEM, 2014). Esto significa que cada vez un mayor número de empresas podrá participar, evitando competencia interna.

En resumen, el principal aspecto en cuanto a riesgos es el gran poder de negociación que tiene el único comprador, el Estado Peruano, y la importante cantidad de ofertas que se presentan a las Subastas de OSINERGMIN. Este proyecto depende de que se siga apoyando a las energías renovables a través de subastas y adjudicaciones anuales y la preferencia en pagos y mejores precios de compra.

Las demás fuerzas del entorno representan riesgos medianos y bajos que pueden ser solucionados a través de una buena gestión de los recursos e innovación tecnológica.

2.1.5. Modelo de negocio

A continuación, se va a presentar el modelo CANVAS para definir el modelo de negocio.

Socios Clave

- Estado Peruano: único cliente y principal fuente de ingresos, es importante mantener una buena relación.

- Fabricantes de equipos: la maquinaria y tecnología es extranjera y hay una amplia oferta, se necesita ubicar al proveedor con las características adecuadas y con experiencia.
- Inversionistas: al ser un proyecto que demanda una gran inversión, es crucial tener inversionistas comprometidos.
- Comunidades de la zona: el proyecto se desarrollará en áreas rurales, por lo que las comunidades vecinas tienen un rol muy importante.

Actividades Clave

- Planeamiento del proyecto: escoger la tecnología, los terrenos idóneos, evaluar las alternativas y escoger la mejor.
- Negociación con proveedores: una buena negociación permitirá abaratar los costos.
- Formular oferta competitiva en la subasta: tal vez el factor más importante, sin ganar la licitación el proyecto no tiene posibilidades de concretarse actualmente.
- Mantenimiento de equipos: es muy importante que la planta esté siempre 100% funcional, por lo que un buen plan de mantenimiento es clave.

Recursos Clave

- Información: es muy importante contar con información actualizada y estar al tanto con los últimos desarrollos de tecnología solar a nivel mundial.
- Recursos humanos: es un proyecto de alta tecnología por lo que se necesita personal altamente calificado con experiencia en energía solar si es posible.
- Luz solar: es la fuente de energía del proyecto, sin luz solar no hay electricidad.

Propuestas de Valor

- Introducción de nueva tecnología al país, poco desarrollada en Sudamérica.
- Uso de energías limpias y renovables, proteger el medio ambiente y reducir los altos niveles de contaminación en el país.
- Empresa socialmente responsable en búsqueda del desarrollo sostenible y progreso del país.

Relación con Clientes

- El único cliente es el Estado Peruano que a través de OSINERGMIN comprará la energía en cantidades y precios establecidos contractualmente.
- Una buena relación de confianza mutua, es crucial.
- Se debe de cumplir con las regulaciones y normas del Estado para asegurarnos que se nos pague completo y a tiempo.

Canales

- Solo hay un canal de venta, la barra de conexión al SEIN.

Segmentos de Clientes

- El Estado es el único cliente.

Estructura de Costes

- Inversión en maquinaria y tecnología.
- Instalación de maquinaria y puesta en marcha de la planta.
- Gastos operativos.
- Mano de obra: obreros, técnicos, supervisores.
- Gastos financieros.
- Mantenimiento de equipos.
- Gastos de representación y administrativos.

Fuentes de Ingresos

- La venta de la electricidad, a la tarifa adjudicada, es la principal fuente de ingresos del proyecto.
- Comercialización de bonos de carbono a través de Certificados de Emisiones Reducidas (CERs).

2.1.6. Determinación de la metodología que se empleará en la investigación de mercado.

Como el proyecto se basa en una ley donde el Estado determina la cantidad de energía a subastar y subvencionar, la metodología para determinar el mercado máximo, es la de tomar como referencia las bases de la última subasta pública determinada por OSINERGMIN (Resolución Vice Ministerial N° 031-2015-MEM/VME, 2015) y al

ganador de la licitación, la empresa ENEL que va a instalar una planta de similar capacidad.

Después, para la demanda específica, se buscó la turbina más adecuada para cubrir esa demanda potencial a un ritmo de trabajo común en plantas por concentración.

Es importante añadir también, que estas subastas se vinieron produciendo cada dos años, pero actualmente se han detenido.

Adicionalmente, como parte de la investigación dentro del análisis de la demanda, se hará un estudio de la cantidad de energía consumida en el Perú y del incremento de su capacidad energética instalada.

2.2. Análisis de la demanda.

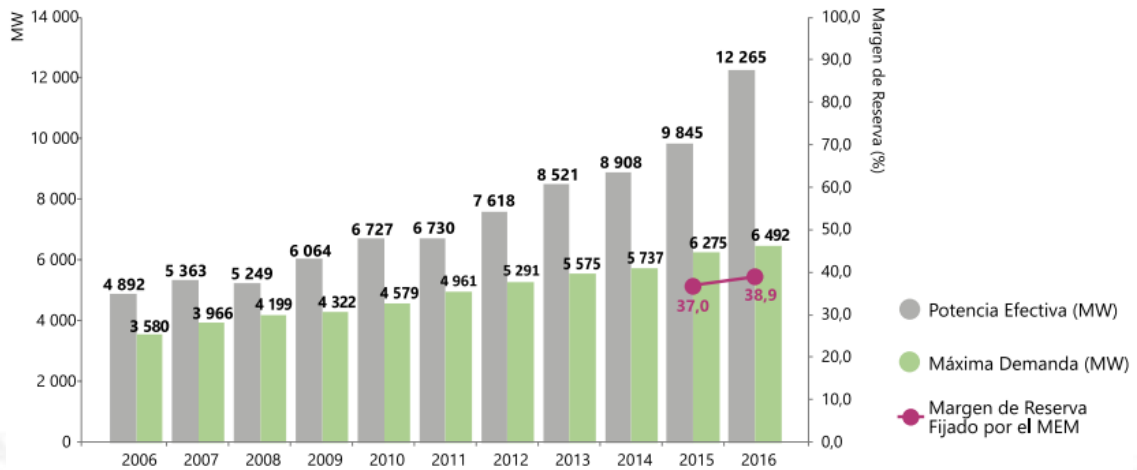
2.2.1. Datos históricos del consumidor y proyección de la demanda

En este proyecto, por política el Estado define arbitrariamente la cantidad de energía demandada. A continuación, se presenta un estudio adicional y académico de la situación energética a nivel nacional.

El consumo de energía eléctrica ha aumentado considerablemente en los últimos años. La potencia instalada en MW de generación de energía eléctrica (oferta máxima) se ha casi triplicado en el período 2006 - 2016 según cifras del MINEM (ver figura 2.2.). En los próximos años se espera que este crecimiento continúe.

Figura 2.2.

Balance de oferta y demanda del SEIN



Fuente: Anuario ejecutivo de electricidad, MINEM (2016)

Basándonos en el plan energético nacional 2014-2025 del MINEM que utiliza un escenario de crecimiento del PBI del 4.5%⁵ como incremento de la demanda energética y la información del anuario ejecutivo de electricidad mostrado en la tabla anterior, se presentará una proyección de la demanda energética al año 2035 (tabla 2.1.).

Es interesante ver como la oferta en potencia instalada en el año 2016 (tabla 2.1.) es el doble que la demanda real en potencia instalada en el mismo año. Esto demuestra un exceso de capacidad energética instalada, que sobrepasa las redundancias necesarias (llamado también margen de reserva que es de 38.9%), que comúnmente debe tener el sector eléctrico, por brindar un servicio indispensable a la población.

Es necesario repetir que este cálculo es para fines didácticos, pues el proyecto depende de la energía que decida subastar y subvencionar el Estado y tomará como referencia para calcular la demanda, lo expuesto en la última subasta.

⁵ Si bien es cierto en los últimos años el crecimiento del PBI ha disminuido, mantengo esta fuente por ser un estudio oficial que también considera otros factores que impulsan el crecimiento del sector y por ser este un proyecto a largo plazo.

Tabla 2.1.

Proyección de la demanda en potencia instalada necesaria para el Perú al año 2035

año	MW	año	MW
2006	3,580	2021	8,090
2007	3,966	2022	8,454
2008	4,199	2023	8,835
2009	4,322	2024	9,232
2010	4,579	2025	9,648
2011	4,961	2026	10,082
2012	5,291	2027	10,536
2013	5,575	2028	11,010
2014	5,737	2029	11,505
2015	6,275	2030	12,023
2016	6,492	2031	12,564
2017	6,784	2032	13,129
2018	7,089	2033	13,720
2019	7,408	2034	14,337
2020	7,742	2035	14,983

Fuente: Plan energético nacional 2014-2025, MINEM (2014) y Anuario ejecutivo de electricidad, MINEM (2016)

Elaboración propia

Para el año 2025 se espera que el 5% de la matriz energética esté compuesta por fuentes de energía renovables no convencionales como la solar, eólica y de biomasa. Para lograr esta meta, el Estado propone subastas energéticas, en las que participará el presente proyecto. En el cuadro anterior se observa la futura demanda energética en potencia instalada del país.

2.2.1.2. Patrones de consumo: incremento poblacional, consumo per cápita, estacionalidad.

Es evidente la correlación positiva entre el consumo de energía eléctrica y el PBI de un país, para producir más se necesita más energía y si se produce más es porque existe un mayor consumo (ya sea por incremento en la población o en el consumo per cápita).

Por este motivo, para proyectar el crecimiento del consumo eléctrico se toman en cuenta las proyecciones de crecimiento del PBI del país. Según el plan energético nacional del MINEM (2014): “Entre el 2003 y el 2013 el PBI se incrementó en 86% mientras que la producción de electricidad aumentó en 92%” (p. 7). La correlación se explica por el crecimiento de la inversión pública y privada.

La cobertura eléctrica a nivel nacional ha evolucionado considerablemente en los últimos 20 años. Según datos del Ministerio de Energía y Minas, la cobertura era de 53% en 1993, 71% en 2003 y 91% en el 2013 (MINEM, 2014). Esto nos habla de una rápida expansión de las líneas eléctricas ha incremento de producción más que considerable. Se espera que en los próximos 10 años el porcentaje de cobertura tienda al 100%.

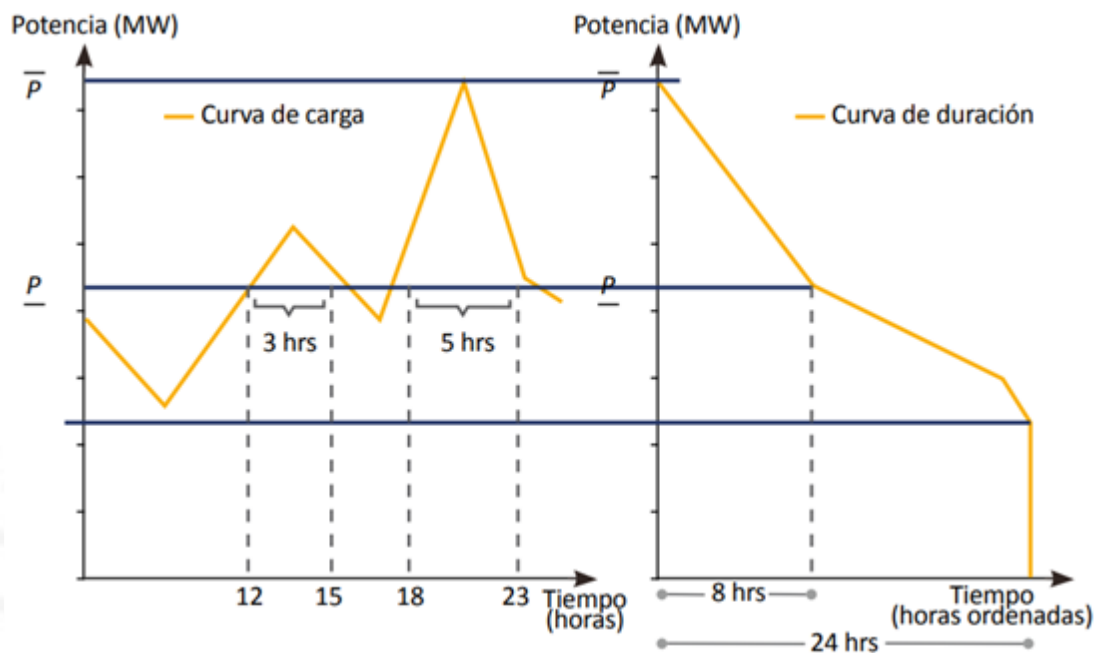
Es muy importante prever necesidades eléctricas futuras para asegurar el suministro energético seguro, confiable y accesible. El planeamiento estratégico del MINEM se basa en tres principales supuestos (MINEM, 2014):

1. Correlación del consumo eléctrico con crecimiento del PBI: se consideran dos escenarios uno de crecimiento promedio anual de PBI de 4.5% y otro más optimista de 6.5% (durante los años 2014-2025).
2. Suposición que niveles de precios energéticos nacionales seguirán tendencias mundiales de precios de energía.
3. Se plantea la disponibilidad de recursos: reservas de hidrocarburos, recursos hidroeléctricos y recursos energéticos renovables considerados no tradicionales.

Respecto a la estacionalidad, el consumo eléctrico varía con la hora del día, (ver figura 2.3.). Adicionalmente, la labor de coordinar las plantas que alimentan al SEIN la realiza el COES y este proyecto tiene prioridad frente a otras plantas generadoras para conectarse y vender su energía según contrato.

Figura 2.3.

Carga y duración



Nota: \bar{P} representa la máxima demanda del día, mientras que \underline{P} representa la demanda promedio de potencia histórica.

Fuente: OSINERGMIN (2017)

2.2.2.2. Demanda potencial.

En el año 2015, se subastaron en total 698 000 MWh para solar, pero esto se dio excepcionalmente así, porque quedaron licitaciones por otras fuentes renovables desiertas. Es por este motivo, que se va a tomar como la demanda potencial sólo lo subastado en primera ronda, adjudicada íntegramente a ENEL por un período de 20 años, que en total es de 415 000 MWh (Acta Notarial de Adjudicación Cuarta Subasta, 2016).

2.3. Análisis de la oferta

2.3.1. Análisis de la competencia. Competencia directa y sus ubicaciones.

Participación de mercado

La energía solar como fuente de energía eléctrica es relativamente nueva en el Perú. Las centrales existentes utilizan tecnología fotovoltaica, no existe aún ningún proyecto de energía solar concentrada en el país. El Decreto Legislativo N°1002, promotor de la energía renovable del Ministerio de Energía y Minas del año 2008 (MINEM, 2008) ha impulsado la aparición de este tipo de proyectos a lo largo del país.

A diferencia de la tecnología a emplear en el presente proyecto, la tecnología de paneles solares fotovoltaicos transforma la luz solar directamente en electricidad (sin necesidad de crear calor, generar vapor y accionar turbinas). Esta tecnología ha probado ser efectiva para proyectos de pequeña y mediana escala y ha sido favorecida por la significativa reducción de costos de los paneles solares convencionales. Hay dos tipos de módulos de paneles solares: los fijos y los móviles. Estos últimos han probado tener mayor eficiencia ya que siguen los movimientos del sol durante el día.

Hay cinco principales centrales de energía solar fotovoltaica operando en el país en el momento. Estas son las ganadoras de las subastas del 2010 y 2011. Se encuentran localizadas al sur del país: dos en Arequipa, dos en Moquegua y una en Tacna (ver figura 2.2.). Esta zona presenta los mayores niveles de radiación por metro cuadrado a lo largo del año.

Las cinco plantas fotovoltaicas conjuntamente tienen una potencia instalada de 96 MW (ver tabla 2.2.). Individualmente tienen potencias de planta muy similares a la de este proyecto por lo que se espera acceder a condiciones de venta y oferta anual de energía similar.

Tabla 2.2.

Plantas de energía solar en el Perú

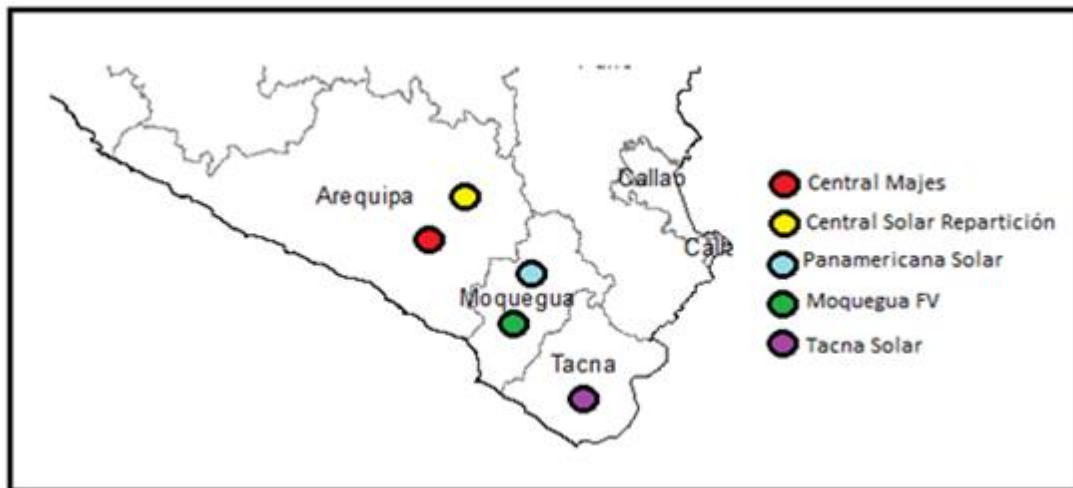
	Departamento	Provincia	Tecnología	Potencia Instalada (MW)	Factor Planta
Panamericana Solar	Moquegua	Mariscal Nieto	Fotovoltaica - módulos móviles	20	0.289
Moquegua FV	Moquegua	Mariscal Nieto	Fotovoltaica - módulos móviles	16	0.305
Central Majes Solar	Arequipa	Caylloma	Fotovoltaica - módulos fijos	20	0.215
Central Solar Repartición	Arequipa	Caylloma	Fotovoltaica - módulos fijos	20	0.214
Tacna Solar	Tacna	Tacna	Fotovoltaica - módulos móviles	20	0.269

Fuente: OSINERGMIN (2016)

Como este tipo de proyectos están subvencionados por el Estado, y se basan en una subasta pública, la oferta de energía eléctrica a partir de energía solar es limitada y se incrementa sólo mediante estos contratos con el Estado y dependiendo de los resultados de la subasta anual.

Figura 2.4.

Ubicación geográfica de las plantas de energía solar



Elaboración Propia

Las cinco plantas solares descritas están en operación actualmente generando un total aproximado de 215 942 MWh al año. Estas ganaron las subastas de los años 2010 y 2011 respectivamente y entraron en operación comercial entre 2 y 3 años después. Se estima que en los años venideros serán planeadas e inauguradas más plantas de este tipo en el país.

Son proyectos de gran inversión por requerir intensivamente equipos y maquinaria especializada e importada. Sin embargo, los ingresos no son nada despreciables (ver tabla 2.3.). Recordemos que los contratos de este tipo de licitaciones son de 20 años, esto significa que hay tiempo de sobra para subsanar lo invertido y generar utilidades.

Tabla 2.3.

Inversión e ingresos teóricos de las centrales eléctricas en el Perú

Central	Inversión (MM US\$)	Firma de Contrato	Puesta en Operación Comercial	Energía Anual Ofertada (MWh)	Precio Ofertado (\$/kWh)	Ingresos Estimados Anuales (US\$)
Panamericana Solar	94.59	31.03.2010	31.12.2012	50 676	0.215	10,895,340
Moquegua FV	43.00	30.09.2011	31.12.2014	43 000	0.119	5,155,700
Central Majes Solar	73.60	31.03.2010	31.10.2012	37 630	0.223	8,372,675
Central Solar Repartición	73.50	31.03.2010	31.10.2012	37 440	0.223	8,349,120
Tacna Solar	94.60	31.03.2010	31.10.2012	47 196	0.225	10,619,100

Fuente: OSINERGMIN (2016)

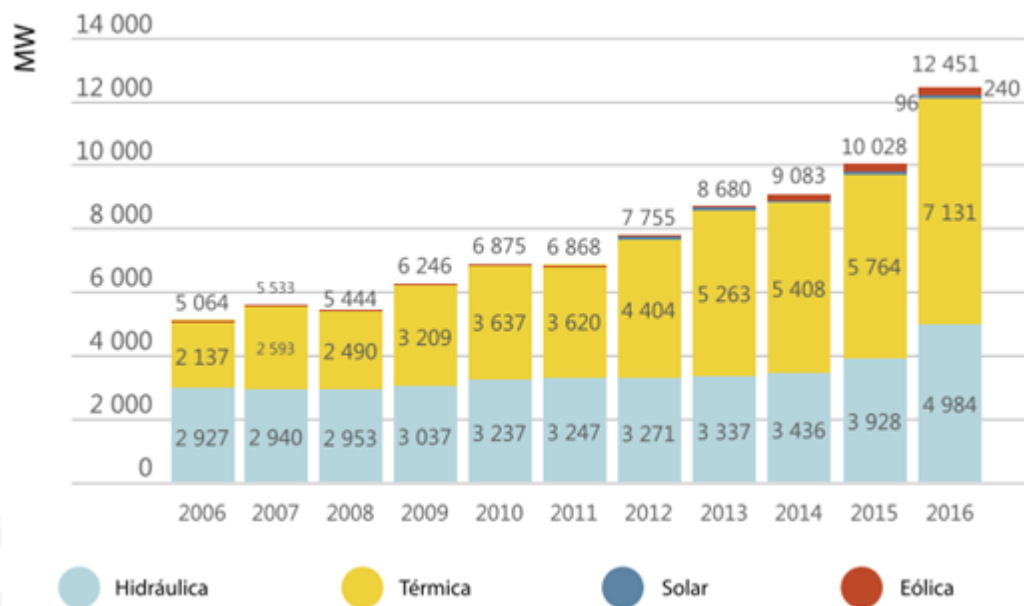
Elaboración Propia

La energía solar es una de las menos desarrolladas en el país entre las fuentes de energía renovables que se han venido desarrollando en los últimos años. El Decreto Legislativo N°1002 del 2008 ha impulsado considerablemente la industria de las energías limpias. Para estas subastas no se toman en cuenta las grandes hidroeléctricas (que componen alrededor de la mitad de la matriz energética nacional), solo se considera la pequeña y mediana industria.

La tecnología limpia más desarrollada hasta el momento es la energía hidráulica con 4 984 MW, seguida por la eólica con 240 MW de potencia instalada total en el país (ver figura 2.5.).

Figura 2.5.

Potencia por tipo de energía



Nota: 186 MW de sistemas aislados + 12 265 MW del SEIN = 12 451MW

Fuente: Anuario ejecutivo de electricidad, MINEM (2016)

2.3.2. Características de servicios ofertados por los principales competidores

Las plantas existentes que trabajan con energía solar utilizan la tecnología fotovoltaica para producir electricidad.

La energía fotovoltaica consiste en utilizar un elemento semiconductor como el silicio y aprovechar su cualidad de poder generar electrones por el choque de fotones en el material y así producir corriente y transmitir electricidad. (Valera, 1993)

Ventajas:

- Precios de paneles fotovoltaicos bajos por el aumento de la producción en masa de China.
- Se necesita sólo el panel para generar electricidad, no se usan generadores.
- Tecnología más simple de operar.

Desventajas:

- Eficiencia máxima de 22%. (Energysage, 2019)

- Con el paso del tiempo el panel se calienta, reduciendo su eficiencia, necesitando dispersadores de calor o algún intercambiador (CIVIC SOLAR, 2019).
- Entrega un voltaje muy bajo, lo que hace necesario elevar su tensión para conectar la electricidad al SEIN.
- Se necesita convertir la electricidad DC obtenida a AC, haciendo necesario el uso de inversores y de equipos que mejoren la calidad de la onda obtenida para poder comercializarla en el SEIN.
- Problemas de confiabilidad eléctrica.
- Tecnología de almacenamiento energético en desarrollo.

2.3.3. Planes de ampliación existentes

Para el presente estudio se efectuó un análisis de las fuerzas externas involucradas en el proyecto. De esta manera se logró resumir y hacer una evaluación y enfrentamiento de los factores sociales, económicos, financieros, políticos, tecnológicos, legales y ambientales involucrados (tabla 2.4. y 2.5.).

La mayor oportunidad es de carácter estatal legal debido al programa de promoción de las energías renovables. Se presenta un marco legal favorable que permite la gran inversión en proyectos de este tipo y asegura que esta se recupere a través de precios preferentes, prioridad de pago y contratos a largo plazo. Por otro lado, las tecnologías CSP se están desarrollando cada vez más a nivel mundial disminuyendo sus costos y logrando niveles de rendimiento superiores. Actualmente hay proyectos muy interesantes de este tipo en todos los continentes, algunos experimentando con prototipos e innovaciones tecnológicas (airlight energy group, 2018).

En cuanto a las amenazas, es destacable la increíble reducción de precios de los paneles solares fotovoltaicos. Al ser una tecnología un poco más antigua y utilizada esta ha logrado disminuir sus precios unitarios, especialmente por la producción en masa China. De igual manera, se trata de un proyecto que demanda una gran inversión por lo que el financiamiento será muy importante, considerando que se tiene que solventar el periodo de pre inversión y construcción de la planta sin ingresos.

El resultado fue positivo con un total ponderado 3,10 encima de la media de 2,5. De igual manera, el peso ponderado de las oportunidades (2,10) fue mayor al de las amenazas (1.0) esto permite que el proyecto puede seguir estrategias efectivas para lidiar

con los factores externos aprovechando las oportunidades que se presenten y combatiendo las amenazas.

Tabla 2.4.

Matriz de enfrentamiento de factores determinantes del éxito

	O1	O2	O3	O4	O5	A1	A2	A3	A4	A5	Total	Ponder.
O1	1	1	0	0	1	0	1	0	1	0	4	0.2
O2	0	1	0	1	0	1	0	0	0	0	2	0.1
O3	1	0	1	0	0	0	0	1	0	0	2	0.1
O4	0	0	0	1	0	0	1	0	1	0	2	0.1
O5	0	1	0	0	1	0	0	0	0	1	2	0.1
A1	0	0	1	0	0	1	0	1	0	0	2	0.1
A2	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0.05
A3	0	0	1	0	1	0	0	1	0	0	2	0.1
A4	0	0	0	0	0	1	0	0	1	1	2	0.1
A5	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1	1	0.05
Total											20	1

Elaboración Propia

Tabla 2.5.
Matriz EFE

Factores Determinantes del Éxito	Peso	Calificación	Peso Ponderado
Oportunidades			
1. Subastas Energéticas de OSINERGMIN y marco legal favorable	0.2	4	0.80
2. Desarrollo de tecnología a nivel mundial: mejor rendimiento y menores costos	0.1	3	0.30
3. Economía de país en crecimiento y proyecciones favorables	0.1	3	0.30
4. Contratos de largo plazo aseguran ventas y capitalización de inversión	0.1	3	0.30
5. Altos niveles de radiación solar en el sur del país	0.1	4	0.40
Amenazas			
1. Reducción de precios de paneles solares	0.1	3	0.30
2. Tasas de interés crecientes en préstamos bancarios	0.05	2	0.10
3. Inversión alta al ser tecnología intensiva en capitales	0.10	2	0.20
4. Años de pre-inversión sin ingresos mientras se gana licitación y construye planta	0.10	2	0.20
5. Posibilidad de manifestaciones en contra del proyecto	0.05	4	0.20
Total	1.00		3.10

Nota: Evaluación de Factores Externos (EFE)

Elaboración Propia

2.4. Determinación de la demanda para el proyecto.

2.4.1. Segmentación del mercado.

El mercado eléctrico peruano está segmentado de la siguiente manera un 57.27% de la energía es generada por medios no renovables y un 40.03% por hidroeléctricas. El 2.70% restante son las energías tipo RER (recursos energéticos renovables), donde se encontraría este proyecto (ver tabla 2.6.).

Tabla 2.6.

Segmentación del mercado eléctrico peruano

	MW	%	acumulado
Solar	96	0.77%	0.77%
Eólica	240	1.93%	2.70%
Hidráulica	4,984	40.03%	42.73%
Térmica	7,131	57.27%	100.00%
Total	12,451	100.00%	100.00%

Fuente: OSINERGMIN (2016)

Elaboración propia

2.4.2. Selección de mercado meta.

El mercado meta son las energías RER (recursos energéticos renovables) donde se puede aprovechar una política de subvención por el Estado. Para el año 2025 el MINEM espera que el 5% de la matriz energética del país esté compuesta por energías renovables no convencionales (MINEM 2014). La forma propuesta para lograr eso es a través de subastas y licitaciones públicas. El presente proyecto desea apoyar al Estado en sus metas energéticas participando en los concursos públicos.

Por este motivo, el mercado meta del proyecto depende directa y únicamente de lo que se oferte en la Subasta de Suministro de Electricidad con Recursos Renovables de OSINERGMIN. Específicamente en lo concerniente a energía solar.

2.4.3. Determinación de la participación de mercado para el proyecto.

El presente proyecto buscará cubrir el 98.31% (tabla 2.7.) de lo ofertado por el Estado para la energía solar fotovoltaica. Es importante considerar una holgura de producción, ya que si se incumple con la energía ofrecida anualmente al gobierno se multará económicamente al proyecto e incluso se puede dar por terminado el contrato de generación eléctrica.

Una vez ganada la licitación el proyecto se asegura su cuota del mercado y tarifa eléctrica por 20 años desde la puesta en marcha. Por esta razón, la demanda específica del proyecto se mantendrá estable tanto en cantidad como en precios durante la duración del mismo.

Se asegura la demanda específica del proyecto calculando la producción de electricidad anual de una planta de potencia instalada de 120 MW, operando durante 10 horas al día y 340 días al año (tabla 2.8.). A pesar de que se tiene energía solar 11 horas, la cantidad de energía adicional producida no es estable.

Tabla 2.7.

Demanda específica del proyecto

Demanda Potencial (MWh)	Cobertura de Demanda	Demanda Específica (MWh)
415 000	98.31%	408 000

Elaboración propia

Tabla 2.8.

Potencia instalada y energía generada del proyecto

Potencia Instalada de Planta (MW)	Horas de Operación Diarias	Días de Operación Anuales	Energía Producida Anual (MWh)
120	10	340	408 000

Elaboración propia

2.5. Definición de la estrategia de comercialización.

2.5.1. Políticas de plaza.

El punto en el que se comercializa la energía eléctrica es llamado “barra de conexión”, y está determinado según la localización en la que se decida construir la planta, la cual será vista más adelante, en localización de servicio, Según las bases de la subasta, la barra más baja es igual a 138 kV y la más alta es de 500 kV, es necesario tener un voltaje igual a la barra de conexión para que la energía pueda ser aceptada en el SEIN (Resolución Vice Ministerial N° 031-2015-MEM/VME, 2015).

2.5.2. Publicidad y promoción.

Se tiene pensado contactar a las principales revistas como G de Gestión para que mediante artículos y entrevistas difundan el nuevo proyecto.

Del mismo modo se va a realizar una presentación en el Hotel Radisson en Miraflores, donde se invitarán a expertos, gerentes e interesados en el rubro y así mediante relaciones sociales, difundir el proyecto.

2.5.3. Análisis de precios.

2.5.3.1. Tendencia histórica de los precios.

La electricidad producida por nuestra planta se comercializa en MWh, el precio se define en la subasta RER del OSINERGMIN, aprobado por el MINEM. Una vez se gane la licitación, la tarifa de adjudicación se mantendrá constante por los próximos 20 años variando según la fórmula de actualización de precios definida en las bases y en lo estipulado por el contrato (Resolución Vice Ministerial N° 031-2015-MEM/VME, 2015).

Hasta la fecha, han habido cuatro subastas con adjudicaciones para energía solar. Las tarifas de adjudicación se describen a continuación (tabla 2.9.). Estas tarifas, debido a la mayor competencia y avances tecnológicos, han venido cayendo con los años, pero se espera que el precio se mantenga relativamente constante. La tarifa de \$ 48.07/Mwh adjudicada en el año 2015 es bastante competitiva a nivel mundial, e incluso es comparable al precio de algunas plantas que utilizan gas natural para generar electricidad.

Para hacer rentable la operación de la planta con estos precios se tiene que trabajar con una potencia instalada mayor a los 100 MW. Esto permitirá un menor costo de generación a través de economías de escala. (Gil, 2008, p.38)

Tabla 2.9.

Tendencia histórica de precios

Año	Energía Adjudicada Total (MWh/año)	Precio Adjudicado Promedio (\$/MWh)
2010	172,942	221.20
2011	43,000	119.00
2015	523,404	48.07

Nota: La primera subasta quedó desierta, el año 2010 representa la segunda subasta.
Fuente: OSINERGMIN (2015)

2.5.3.2. Precios actuales y nivel de servicio

El precio del proyecto se definirá mediante una subasta. Se realizarán correcciones al precio cuando sea necesario, según la fórmula de actualización de precios definida en las bases de la subasta y del contrato (Resolución Vice Ministerial N° 031-2015-MEM/VME, 2015).

Este proyecto toma como referencia al ganador de la última subasta y buscará ser adjudicado con un precio de 49 US\$ por MWh y garantizar un buen margen sobre el costo para recuperar la inversión en el menor tiempo posible.

Como se dijo anteriormente, el contrato de Energía RER de OSINERGMIN incluye una fórmula de actualización de precios según lo definido por el Departamento de Trabajo de los Estados Unidos, en el índice *Finished Goods Less Food and Energy* (ID: WSSOP35000) llamado IPP. Cada vez que este índice supere en más de 5% al IPP de la fecha donde la planta inició su operación comercial, se debe de actualizar la tarifa adjudicada al proyecto en la misma proporción.

Se realizó una proyección de la evolución de este índice a lo largo del horizonte de vida del proyecto a través de una regresión lineal para proyectar como variarían los precios por MWh tanto la tarifa de adjudicación como el precio nominal que se paga para el excedente de energía. Se calcula que el precio se actualizara cada dos años con un incremento de alrededor de 5% (tabla 2.10.).

Finalmente, como OSINERGMIN abona con un retraso de 13 meses (estipulado en el contrato), se obtienen beneficios financieros por el interés generado, por el pago

atrasado de un año y un mes a una tasa de 12%, según el Artículo N° 79 de la Ley de Concesiones Eléctricas.

Tabla 2.10.

Proyección de actualización de precios según variación del IPP

Año	Precio según variación del IPP (\$/MWh)
2018	\$49.00
2019	\$49.00
2020	\$53.34
2021	\$55.52
2022	\$57.69
2023	\$59.86
2024	\$62.03
2025	\$64.21
2026	\$66.38
2027	\$68.55
2028	\$70.72
2029	\$72.90
2030	\$75.07
2031	\$77.24
2032	\$79.41
2033	\$81.59
2034	\$83.76
2035	\$85.93
2036	\$88.10
2037	\$90.27
2038	\$92.45

Nota: El precio según contrato se calcula: Precio * variación del IPP; sólo si la variación del IPP es mayor al 5%; la variación del IPP se calcula: IPP (año X) / IPP (año 2018); los precios no incluyen IGV.

Fuente: Consumer Price Index (2017)

Elaboración Propia

CAPÍTULO III: LOCALIZACIÓN DEL SERVICIO

3.1. Identificación y análisis detallado de los factores de localización

Entre los factores de localización se han propuesto los siguientes 7:

A) Duración del día

Es el periodo de iluminación solar desde la salida hasta la puesta del sol. Depende principalmente de la latitud en la que se encuentre la planta, mientras más cerca se esté del ártico los equipos podrán estar más tiempo expuestos al sol, produciendo mayor electricidad, esto se debe a la inclinación de del eje terrestre.

Las tres opciones de macrolocalización están ubicadas en la zona sur del Perú por lo que la variación en cuanto a horas diarias de sol promedio es muy poca. A nivel micro, la variación es prácticamente despreciable por lo que solo se evaluará este factor para la macrolocalización.

B) Nivel de radiación promedio

Es el factor más importante para la instalación de una planta eléctrica en base a energía solar concentrada. El nivel de radiación promedio se mide en kWh/m²-día y depende de la posición geográfica de la localidad a estudiar. Los principales factores que definen el nivel de radiación son la cercanía a la línea ecuatorial (los rayos del sol caen perpendicularmente y varían según la estación del año) y el nivel de debilitamiento de la capa de ozono presente en la zona. La radiación genera calor, que luego se transforma en electricidad.

Dentro de las localidades en estudio la radiación promedio por metro cuadrado es muy similar. Las localidades de Tacna, Moquegua y Arequipa presentan la mayor radiación del país tanto por su localización geográfica como por el debilitamiento en la capa de ozono causado por el daño medioambiental. (Delta Volt, 1990)

C) Costo y disponibilidad de terrenos

Será necesario encontrar un terreno apropiado para la disposición de la planta eléctrica. Se necesitan terrenos en ambientes alejados de la población, de amplia área geográfica y bajo costo.

La adquisición del terreno es un costo significativo para el proyecto por lo que es necesario intentar minimizarlo, sin dejar de lado los requerimientos técnicos específicos para el proyecto. Se tomará la superficie disponible en km² de cada localización para la comparación.

Otra razón por la cual es beneficioso que el proyecto sea realizado en un lugar desértico, es el aumento de la posibilidad de encontrar un terreno a un bajo costo o a costo de trámite legal, por carecer de un dueño privado. Estos terrenos se conocen como terrenos eriazos.

D) Disponibilidad de agua

La materia prima más importante del proyecto es la luz solar, que puede ser aprovechada ilimitadamente a costo cero. Pero, también se necesitan otros insumos para la operación de la planta. Estos son principalmente el líquido de transferencia de calor que se vaya a emplear y agua, que será transformada en vapor para accionar las turbinas.

Por lo tanto, es muy importante para el proyecto contar con una fuente de agua cercana y a precios razonables. De esta manera se puede asegurar la continuidad de la producción eléctrica de la planta. Para el análisis de macrolocalización se utilizará el porcentaje de acceso al agua potable de cada departamento y para el análisis de microlocalización se utilizará la cobertura de agua potable como medida de comparación.

E) Lejanía de las zonas agrarias

En vista de los comunes conflictos sociales que tiene el Perú, cuanto más alejado esté el proyecto de la población, la probabilidad de tener conflictos con los lugareños será menor, así como los actos vandálicos y demás repercusiones.

Al construir la planta, se crea un oasis en una zona desértica, y así se tiene una influencia positiva en la provincia escogida, llevando una actividad industrial responsable con el medio ambiente y desarrollo a la localidad.

Por estos motivos, será más conveniente la instalación de la planta en zonas menos urbanas, con menor densidad poblacional.

F) Cercanía al sistema eléctrico interconectado nacional

Este factor es muy importante para la decisión de localización del proyecto. La energía generada por la planta se debe inyectar al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). Mientras más cerca esté localizada la planta, menores serán los costos de conexión producto del cableado e inversión en infraestructura y equipos.

Este aspecto será evaluado con mayor importancia en la microlocalización del proyecto y se utilizará el mapa del SEIN donde se ven las líneas de transmisión existentes que atraviesan cada provincia.

G) Cercanía a otras plantas eléctricas

La energía eléctrica se debe inyectar al SEIN en una barra de oferta y esta energía debe cumplir con los valores de tensión de esa barra, la cual está en función de las bases (varía entre 138 y 500 kV⁶) (Resolución Vice Ministerial N° 031-2015-MEM/VME, 2015). Por eso se debe transformar la energía de salida de la planta a valores manejables por el SEIN. Sería necesaria una subestación eléctrica para transformar la energía a los parámetros necesarios.

Sin embargo, si se tiene otra planta solar cerca, se pueden ahorrar muchos costos en la transmisión al SEIN, ya que según el artículo 33 de la ley de concesiones eléctricas (LCE), todo suministrador de energía eléctrica está obligado a “permitir la utilización de sus sistemas por parte de terceros” (Decreto de Ley N. ° 25844, 1992). Esto hace que sea un factor muy importante situar la planta cerca a otra planta porque permitiría abaratar los costos de transmisión de la energía al SEIN.

3.2. Identificación y descripción de las alternativas de localización

Macrolocalización

Para un análisis de macrolocalización se han escogido los departamentos de Moquegua, Arequipa y Tacna.

Para esta decisión los factores de latitud y nivel de radiación son los más importantes ya que de ellos depende la generación de electricidad en niveles constantes

⁶ Existen barras menores desde 13.9 kV, pero según contrato OSINERGMIN ofrece tres alternativas, 138 kV, 220 kV o 500 kV.

a lo largo del año. Una mayor intensidad de radiación significa que se necesitará menos superficie de espejos para llegar a la potencia deseada. De manera similar, más horas de sol significan más horas de operación de la planta y por lo tanto una mayor oferta energética posible.

En estos aspectos los tres departamentos se encuentran muy igualados. Las latitudes son muy cercanas, teniendo una ligera ventaja Arequipa, al estar más al norte recibe sol más horas al día (tabla 3.1.). En cuanto a radiación, la situación también favorece ligeramente al departamento de Arequipa.

Los siguientes factores en nivel de importancia están relacionados al espacio y ubicación geográfica de las localidades. En primer lugar, es muy importante la disponibilidad de terrenos y sus costos. En este aspecto Arequipa toma la delantera por tener una mayor superficie disponible que sea compatible con el presente proyecto. Sin embargo, al analizar la densidad poblacional, es Moquegua la que presenta menos zonas urbanas.

Analizando el número de plantas solares en cada departamento, Arequipa y Moquegua presentan el mayor número con 2 plantas solares cada una.

Tabla 3.1.

Información general de alternativas de macrolocalización

	Moquegua	Arequipa	Tacna
Latitud	16°48´	15°52´	17°32´
Radiación Promedio (kWh/m²-día)	6.25	6.5	6.25
Área Geográfica (km²)	15 733	63 345	16 076
Población (hab.)	170 480	1 259 800	358 281
Densidad Poblacional (hab./km²)	10.8358	19.8879	22.2867
Plantas Solares	2	2	1

Fuente: INEI (2015), SENAHMI (1990) y OSINERGMIN (2014)

Finalmente, al analizar la disponibilidad y accesibilidad a recursos hídricos, Moquegua tiene una mayor cobertura, seguido de Tacna y Arequipa (tabla 3.2.).

Tabla 3.2.

Disponibilidad de agua

Departamento	% Acceso a Agua Potable
Moquegua	97.5
Arequipa	86
Tacna	96

Fuente: INEI (2016)

Microlocalización

Para el análisis de microlocalización se consideró insignificante la latitud de cada provincia al ser muy similares y teóricamente despreciables. Se evaluaron todos los demás factores de la macrolocalización (tabla 3.3.) y se incluyó uno nuevo, que se considera muy importante para este análisis, la distancia a las líneas del SEIN (figura 3.1.).

Respecto a la radiación solar promedio, la provincia de Islay se encuentra en el primer lugar, seguido por Arequipa. Es importante recordar que este dato de radiación, es del año 1990, por lo que en la actualidad ha de ser mayor. Al considerar el número de plantas eléctricas, Caylloma se perfila como la mejor opción. Actualmente hay dos plantas de energía solar operando en el departamento: las centrales Majes Solar y Solar Repartición. Ambas tienen una potencia instalada de 20 MW. Ni Arequipa, ni Islay tienen plantas eléctricas solares en su territorio, pero sí plantas generadoras de otro tipo.

Tabla 3.3.

Radiación, población, superficie y cobertura de agua

Provincia	Radiación Solar Promedio (kWh/m ² -día)	Superficie (km ²)	Población Total (hab.)	Densidad Poblacional (hab./ km ²)	Cobertura agua potable (%)
Arequipa	6	10 430	868 408	82,86	89,40%
Caylloma	5.25	11 990	73 718	6,15	91,15%
Islay	6.5	3 886	52 264	13,45	88,83%

Fuente: SENAHMI (1990) e INEI (2007)

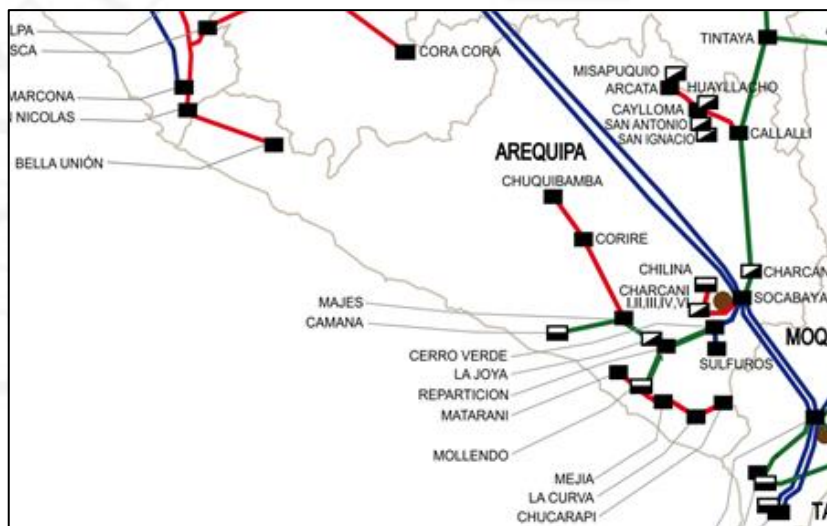
Tomando en cuenta la cobertura de agua potable, Caylloma presenta los mejores recursos hídricos, seguido por Arequipa y finalmente por Islay. Sin embargo, la diferencia no es muy significativa.

Tomando en cuenta la densidad poblacional, Caylloma también presenta más zonas deshabitadas por tener menor densidad poblacional seguido por Islay.

En cuanto a la distancia con el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, Caylloma y Arequipa tienen una ligera ventaja porque pasan todos los tipos de líneas por las provincias (figura 3.1. y figura 3.2.).

Figura 3.1.

Líneas de transmisión



Nota: Tensiones de barra: rojo 33-66 kV, azul 220kV, verde 138 kV.

Fuente: Perú subsector eléctrico, documento promotor (2012)

Figura 3.2.

Mapa de las provincias de Arequipa



Fuente: INEI (2007)

3.3. Determinación del Modelo de Evaluación a Emplear

Para determinar la mejor localización para el proyecto se usará el método de Ranking de Factores tanto para la macrolocalización y microlocalización del proyecto. Primero se pondera la importancia relativa de cada factor y luego se le asigna un puntaje a cada factor de cada una de las alternativas.

A nivel de macrolocalización se evaluó Arequipa, Moquegua y Tacna. El resultado fue favorable para Arequipa, donde se evaluaron las provincias de Arequipa, Caylloma e Islay.

3.4. Evaluación y selección de localización

Macrolocalización

A continuación, se presentan los factores escogidos para localizar la empresa y su importancia (tabla 3.4. y 3.5.).

Factores de Macrolocalización:

- A) Duración del día (Latitud)
- B) Nivel de radiación promedio (kWh/m²·día)
- C) Costo y disponibilidad del terreno (km²)
- D) Lejanía de las zonas agrarias (hab./km²)
- E) Disponibilidad de agua (%)
- F) Cercanía a otras plantas eléctricas

Tabla 3.4.

Matriz de enfrentamiento de factores de macrolocalización

Factor	A	B	C	D	E	F	Conteo	Ponderación (%)
A		1	1	1	1	1	5	26.32
B	1		1	1	1	1	5	26.32
C	0	0		0	1	0	1	5.26
D	0	0	0		1	1	2	10.53
E	0	0	1	1		1	3	15.79
F	1	0	1	1	0		3	15.79
Total							19	100

Elaboración Propia

A continuación, se presenta una tabla que compara los departamentos de Moquegua, Arequipa y Tacna según los factores escogidos (tabla 3.8) con una calificación de excelente (10), muy bueno (8), bueno (6), regular (4), malo (2) y muy malo (0).

Tabla 3.5.

Matriz de evaluación de localidades para macrolocalización

Factor	Peso	Moquegua		Arequipa		Tacna	
		Cal.	Puntaje	Cal.	Puntaje	Cal.	Puntaje
Duración del día (Latitud)	26.32	7	184.24	8	210.56	6	157.92
Radiación (kWh/m ² ·día)	26.32	8	210.56	10	263.20	8	210.56
Costo y disponibilidad de terrenos (km ²)	5.26	6	31.56	8	42.08	6	31.56
Lejanía de las zonas agrarias (hab./km ²)	10.53	8	84.24	5	52.65	6	63.18
Disponibilidad de Agua (%)	15.79	9	142.11	7	110.53	9	126.32
Cercanía a otras plantas eléctricas	15.79	8	126.32	8	126.32	6	94.74
TOTAL			779.03		805.34		684.28

Elaboración Propia

La alternativa escogida es el departamento de **Arequipa**.

Microlocalización

A continuación, se presentan los factores escogidos para la microlocalización y su importancia (tabla 3.6. y tabla 3.7.).

Factores de microlocalización:A) Nivel de radiación promedio (kWh/m²·día)B) Costo y disponibilidad de terrenos (km²)C) Lejanía de las zonas agrarias (hab./km²)

D) Disponibilidad de agua (%)

E) Cercanía a otras plantas eléctricas

F) Cercanía al SEIN

Tabla 3.6.

Matriz de enfrentamiento de factores de microlocalización

Factor	A	B	C	D	E	F	Conteo	Ponderación (%)
A	1	1	1	1	1	1	5	29.41
B	0	1	0	1	1	0	2	11.76
C	0	1	1	1	1	0	3	17.65
D	0	0	0	1	1	0	1	5.88
E	0	0	0	1	1	1	2	11.76
F	0	1	1	1	1	1	4	23.53
Total							17	100

Elaboración Propia

Finalmente, se tiene una evaluación de los factores según la provincia, Arequipa, Caylloma o Islay (ver tabla 3.9.) con un puntaje de excelente (10), muy bueno (8), bueno (6), regular (4), malo (2) y muy malo (0).

Tabla 3.7.

Matriz de evaluación de localidades para microlocalización

Factor	Peso	Arequipa		Caylloma		Islay	
		Cal.	Puntaje	Cal.	Puntaje	Cal.	Puntaje
Radiación (kWh/m ² -día)	29.41	7	205.87	5	147.05	10	294.10
Costo y disponibilidad de terrenos (km ²)	11.76	8	94.08	8	94.08	6	70.56
Lejanía de las zonas agrarias (hab./km ²)	17.65	2	35.30	9	158.85	8	141.20
Disponibilidad de Agua (%)	5.88	8	47.04	8	47.04	8	47.04
Cercanía a otras plantas eléctricas	11.76	6	70.56	9	105.84	6	70.56
Cercanía al SEIN	23.53	8	188.24	8	188.24	7	164.71
TOTAL			641.09		741.1		788.17

Elaboración Propia

La alternativa escogida es la provincia de **Islay**.

CAPÍTULO IV: DIMENSIONAMIENTO DEL SERVICIO

4.1. Relación tamaño-mercado.

En este proyecto, el Estado determina la cantidad de energía que va a adjudicar. El proceso consta de dos rondas. A continuación, se presenta la energía total subastada en la primera ronda en las bases de la última subasta (figura 4.1), que usaremos como referencia para este estudio.

Figura 4.1.

Energía subastada

Tecnología	Biomasa				Eólica	Solar Fotovoltaica	Total
	Residuos Forestales	Residuos Sólidos Agrícolas	Residuos Sólidos Urbanos Incineración	Residuos Sólidos Urbanos Biogás			
Energía Requerida (MWh/año)	125 000	125 000	31 000	31 000	573 000	415 000	1 300 000

Fuente: Resolución Vice Ministerial N° 031-2015-MEM/VME (2015)

En la tabla anterior se puede observar que los MWh/año totales son 415 000 para energías solares.

Para este estudio, estamos tomando como referencia a la empresa Enel que se le adjudicó en la subasta los 415 000 MWh/año (Acta Notarial de Adjudicación Cuarta Subasta, 2016). Éste sería nuestro máximo tamaño de mercado.

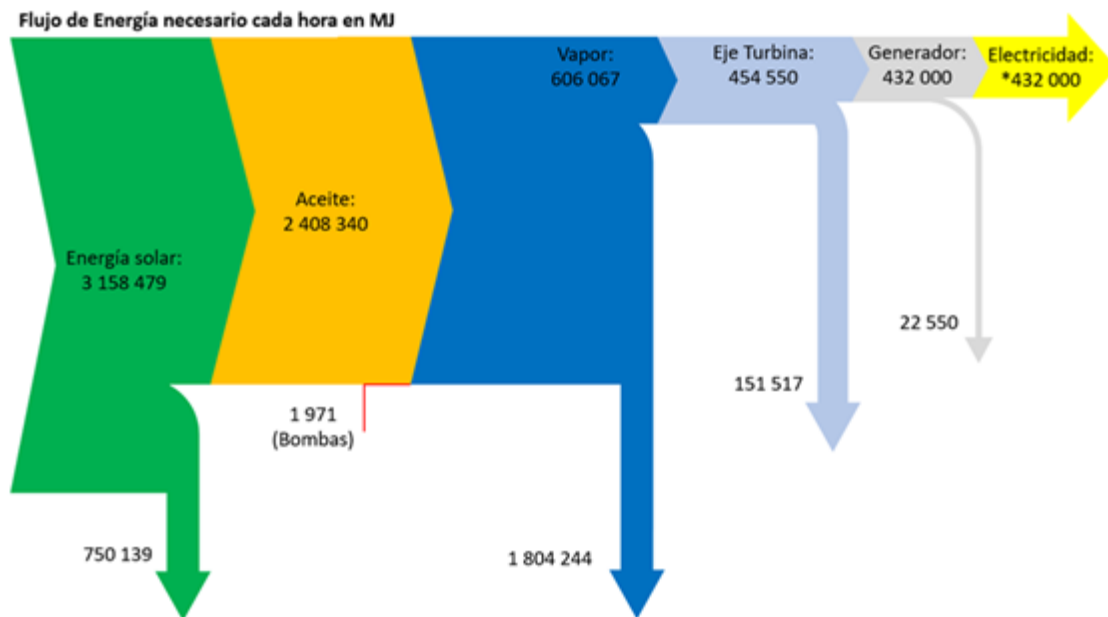
4.2. Relación tamaño-recursos.

El recurso principal que necesita el proyecto es la radiación solar. Y la cantidad disponible de este recurso está en función de los m² de la planta.

Se hizo una simulación con el programa CHEMCAD para calcular la cantidad de energía necesaria que se debería captar cada hora para operar la planta (ver figura 4.2.), con esos datos se obtuvo la cantidad de m² de concentradores solares necesarios (tabla 4.1.).

Figura 4.2.

Flujo de energía



Nota 1: CHEMCAD calcula la cantidad de energía absorbida por el aceite.

Nota 2: Se definió la eficiencia de un CSP en 76.25% (Gil, 2008).

Nota 3: La gran pérdida de energía por vapor de agua se debe al ciclo termodinámico de Rankine. (Cengel, 2015). A esta energía térmica se le puede dar otros usos, como calefacción.

Nota 4: *432 000 / 3600 = 120 MWh.

Elaboración propia.

Tabla 4.1.

Metros cuadrados de la planta

Calor necesario cada hora de operación	3,158,478	MJ
Calor necesario cada hora de operación	877.36	MWh
En 10 horas de operación	8,773.60	MWh/día
Radiación Prom. Arequipa	6.5	kWh/m ² ·día
Radiación Prom. Arequipa	0.0065	MWh/m ² ·día
m ² CSP necesarios	1,349,777.22	m ²
Hectáreas	134.98	ha
Redondeo	135	ha
Hectáreas de oficinas y demás equipos	2	ha
Total de hectáreas	137	ha
En m²	1 370 000	m²

Elaboración Propia

Al sumar el área necesaria de concentradores y la cantidad de hectáreas necesarias para las oficinas y demás equipos, se obtiene un área total de planta de 137 ha.

Se sabe que en Arequipa se cuenta con una radiación promedio de 6.5 kwh/m²·día (Delta Volt, 1990) y al multiplicar esta radiación por 137 ha (1 370 000 m²), los 365 días del año, se obtiene una energía solar disponible de 3 250 325 MWh/año.

4.3. Relación tamaño-tecnología (cuello de botella de los factores críticos-capacidad instalada).

La capacidad máxima de la planta la determina el tiempo de operación de la turbina, el cual es nuestro principal punto crítico de control.

Una turbina de 120 MW de potencia instalada que trabaja 10 horas al día por 340 días al año, produce un total de 408 000 MWh/año. Este sería nuestro tamaño por tecnología.⁷

4.4. Relación tamaño-inversión.

⁷ En el siguiente capítulo se explicará porque se seleccionó este tamaño de turbina.

Tomando como referencia a la empresa Enel que invirtió 400 Millones de USD en proyectos con licitaciones en energías renovables, hemos tomado esa máxima cantidad de dinero como inversión.

Se utilizó la relación escalar de Williams para estimar la capacidad de planta de acuerdo a la disponibilidad de capital. Se utilizó el coeficiente más alto de la tabla de 0.74 (Haselbarth, 1967), al no encontrar uno más adecuado para este proyecto. De esta forma se obtiene una capacidad de planta máxima de 176 MW, que al trabajar con el mismo tiempo de operación (10 horas al día y 340 días al año) produce como mínimo 597 547.26 MWh / año. Este sería nuestro tamaño máximo por inversión.

4.5. Relación tamaño-punto de equilibrio.

Al dividir los costos fijos entre la resta del total de ingreso unitario y el costo variable unitario, se obtiene el punto de equilibrio que es de 256 120.01 MWh. (tabla 4.2.).

Tabla 4.2.

Punto de equilibrio

Precio de venta contrato	\$	49.00	USD/MWh
Precio de venta promedio	\$	70.62	USD/MWh
Ingreso por CERS unitarios		0.08	USD/MWh
Total ingreso unitario	\$	70.70	USD/MWh
Costo variable unitario	\$	0.31	USD/MWh
Costos fijos promedios	\$	18,028,910.07	USD
Punto de equilibrio		256,120.01	MWh

Nota: El precio de venta es afectado según lo explicado anteriormente en el análisis de precios 2.5.3. Se presenta un promedio de todos esos precios de venta. Los costos fijos y variables serán sustentados y vistos más adelante en las secciones 5.3.2., 5.10., 7.1. y 7.9. Para calcular los costos fijos se utilizó una depreciación lineal de los activos en 20 años.

Elaboración Propia

4.6. Selección de la dimensión del servicio.

A continuación, presentaremos una tabla con todos los tamaños máximos y mínimos en función de MWh/año. Se ve que el tamaño de la planta lo va a determinar la tecnología, es decir los 408 000 MWh/año producidos por la turbina (tabla 4.3.).

Tabla 4.3.

Selección de la dimensión

	MWh/ año
RELACION TAMAÑO-RECURSOS	3,250,325.00
RELACION TAMAÑO-MERCADO	415,000.00
RELACION TAMAÑO-INVERSION	597,547.26
RELACION TAMAÑO-TECNOLOGÍA	408,000.00
RELACION TAMAÑO-PUNTO DE EQUILIBRIO	256,120.01

Elaboración Propia

4.7. Cálculo del precio mínimo a Ofertar.

Para calcular el precio mínimo que podemos ofertar en la subasta, se convierte el VAN financiero del proyecto a cero y se obtiene que el precio mínimo a ofertar es de \$41.04 USD/MWh (ver capítulo 7).

CAPÍTULO V: INGENIERÍA DEL PROYECTO

5.1. Definición del servicio basada en sus características técnicas de operación

Servicio de generación eléctrica por medio de concentradores solares cilíndrico parabólicos.

5.2. Proceso para la realización del servicio.

5.2.1. Especificaciones técnicas del servicio

Según los formatos de las fichas técnicas de OSINERGMIN, los datos técnicos de la planta son:

- Potencia Instalada: 120 MW
- Punto de Oferta de Energía: Barra de Repartición 138 KV
- Energía Ofertada: 408 000 MWh /año
- Voltaje de Salida de las Turbina: 13.8 kV (Corriente alterna)
- Voltaje de Salida del Transformador: 138 kV (Corriente alterna)
- Factor Planta: 38.81%⁸

⁸ Este dato se calcula dividiendo las horas reales de operación de la planta con las horas teóricas de operación de la planta en un año: $((10\text{h/d}) \cdot (340\text{d/año})) / ((24\text{h/d}) \cdot (365\text{d/año})) = 0.3881$.

5.2.2. Descripción del proceso del servicio.

El proceso de generación eléctrica con energía solar, empieza en los concentradores que enfocan la radiación en una línea, por donde pasa un aceite recolectando el calor.

Luego, este aceite caliente es transportado hacia un conjunto de intercambiadores de calor, que permiten transmitir su energía térmica a un flujo de agua a contracorriente, generando vapor sobre calentado. Este vapor caliente y a alta presión es dirigido hacia una turbina, que tiene en serie a un generador, produciendo electricidad.

Después, la electricidad obtenida debe pasar por una subestación, donde se verifica su calidad, y se transforma a los 138 kV y a 60 Hz que es el estándar con el que trabaja el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

Terminando el ciclo regular, la energía se transmite hasta la barra de oferta, que es el punto donde se mide el flujo de energía y donde se calcula la cantidad de energía vendida a la red. A continuación, la energía por medio de una red externa es llevada al punto de conexión e ingresa a la red para ser distribuida según lo decida el COES.

Para poder producir mayor energía, darle estabilidad a la producción y trabajar horas adicionales, parte del exceso de aceite caliente se utiliza para calentar un flujo de sales fundidas que serán depositadas en un almacén de calor.

Finalmente, una vez transferido por completo su calor al vapor o a las sales, el aceite regresa a los colectores. Por su parte, el vapor una vez transferida su energía, pasa por un condensador que lo regresa a estado líquido y por un desaireador que extrae cualquier partícula de aire del proceso y bombea el agua líquida obtenida a los intercambiadores de calor para repetir el proceso.

Es importante mencionar que el agua utilizada es obtenida por una planta de tratamiento por ósmosis inversa. No se ahondará en detalles sobre este proceso pues haría muy extensa la presente tesis. Se tomó como referencia la tesis de María José López Martín (2015) “Diseño de planta de tratamiento de agua potable por ósmosis inversa para un buque de pasaje” en este aspecto.

5.2.3. Diagrama de flujo del servicio.

A continuación, el proceso del proyecto.

Figura 5.1.

DOP

Diagrama de operaciones del Proceso para la producción de Energía Eléctrica Trifásica a 138 kV

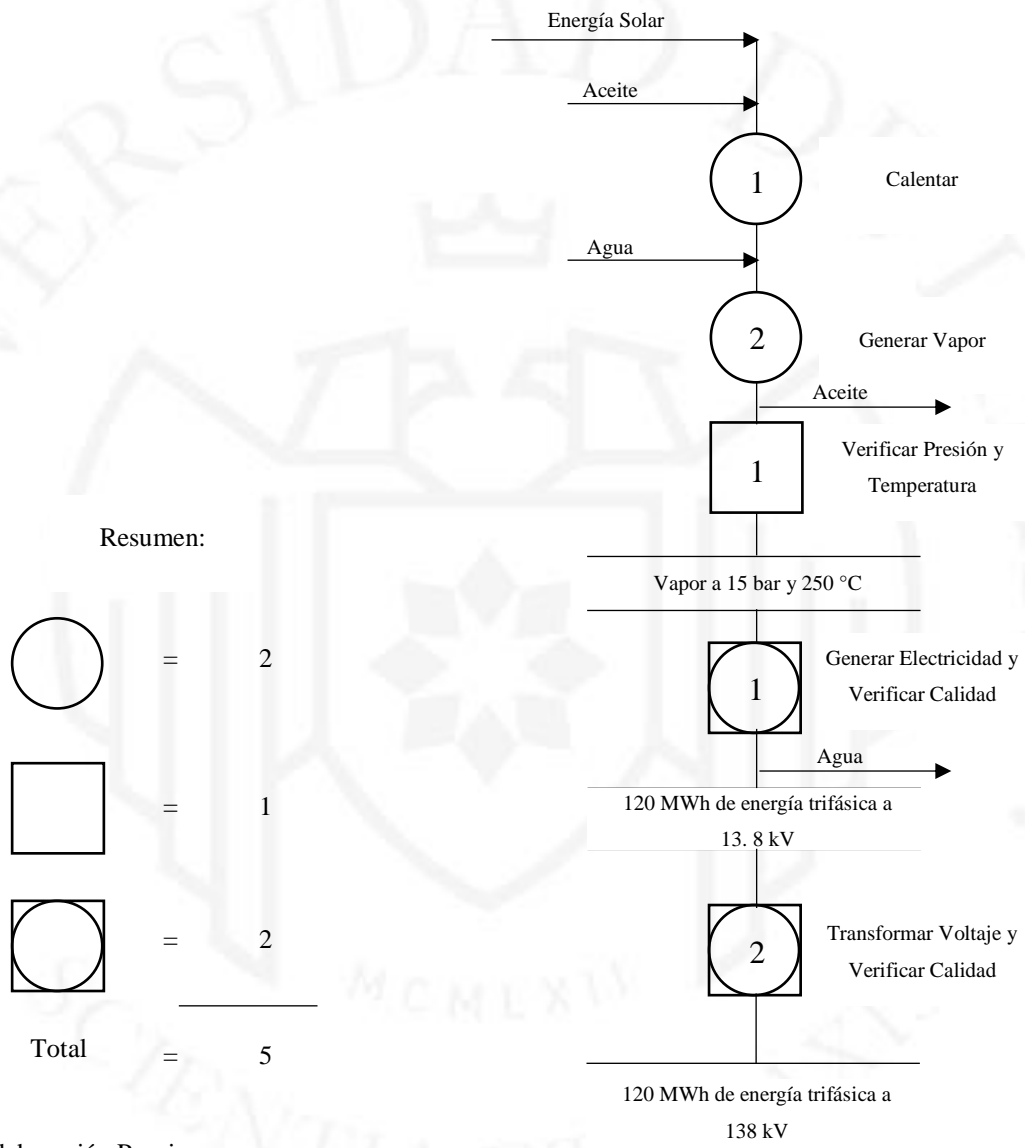
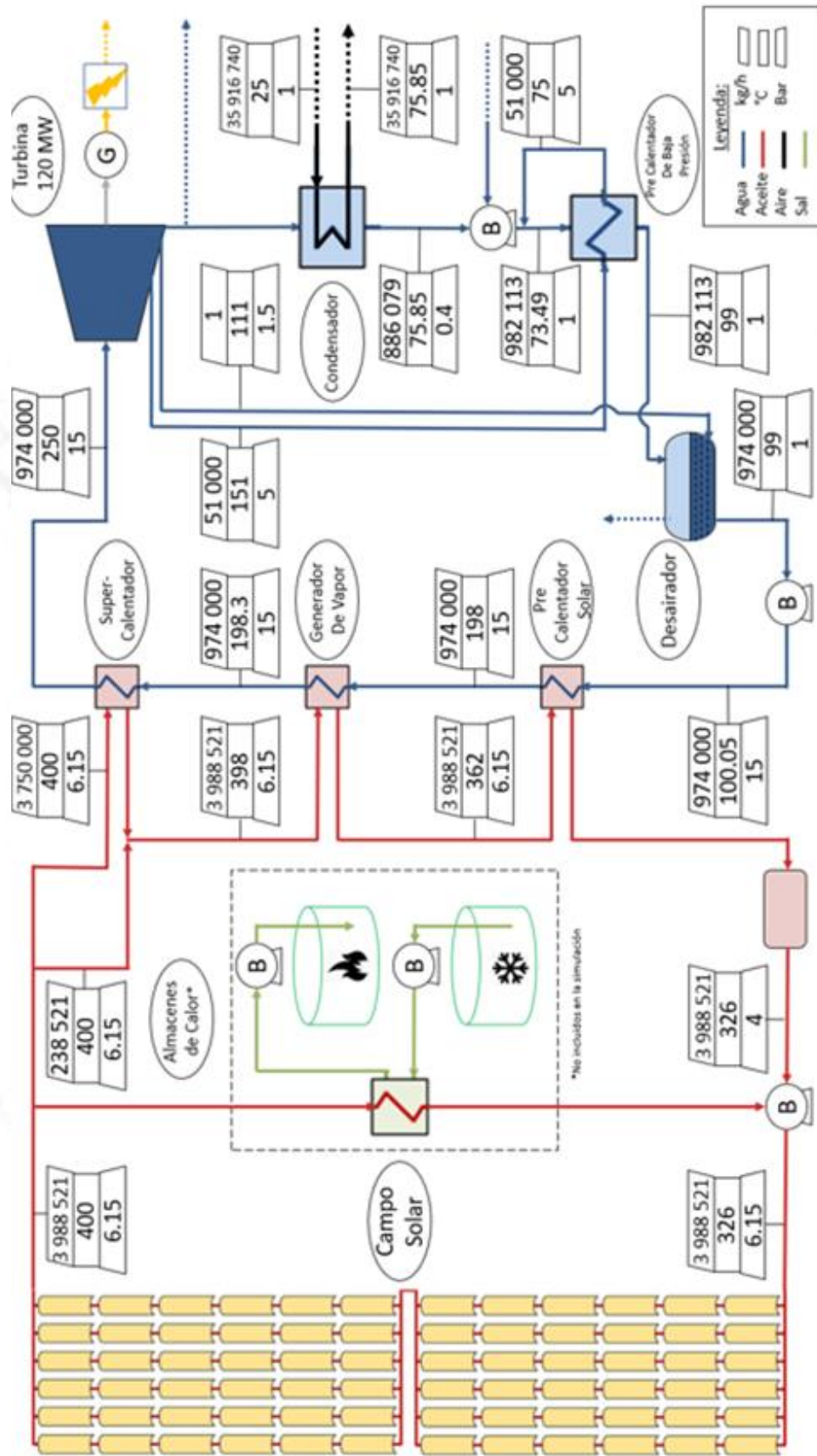


Figura 5.2.
Diagrama de flujo 2



Elaboración Propia

5.3. Descripción del tipo de tecnología a usarse en el servicio.

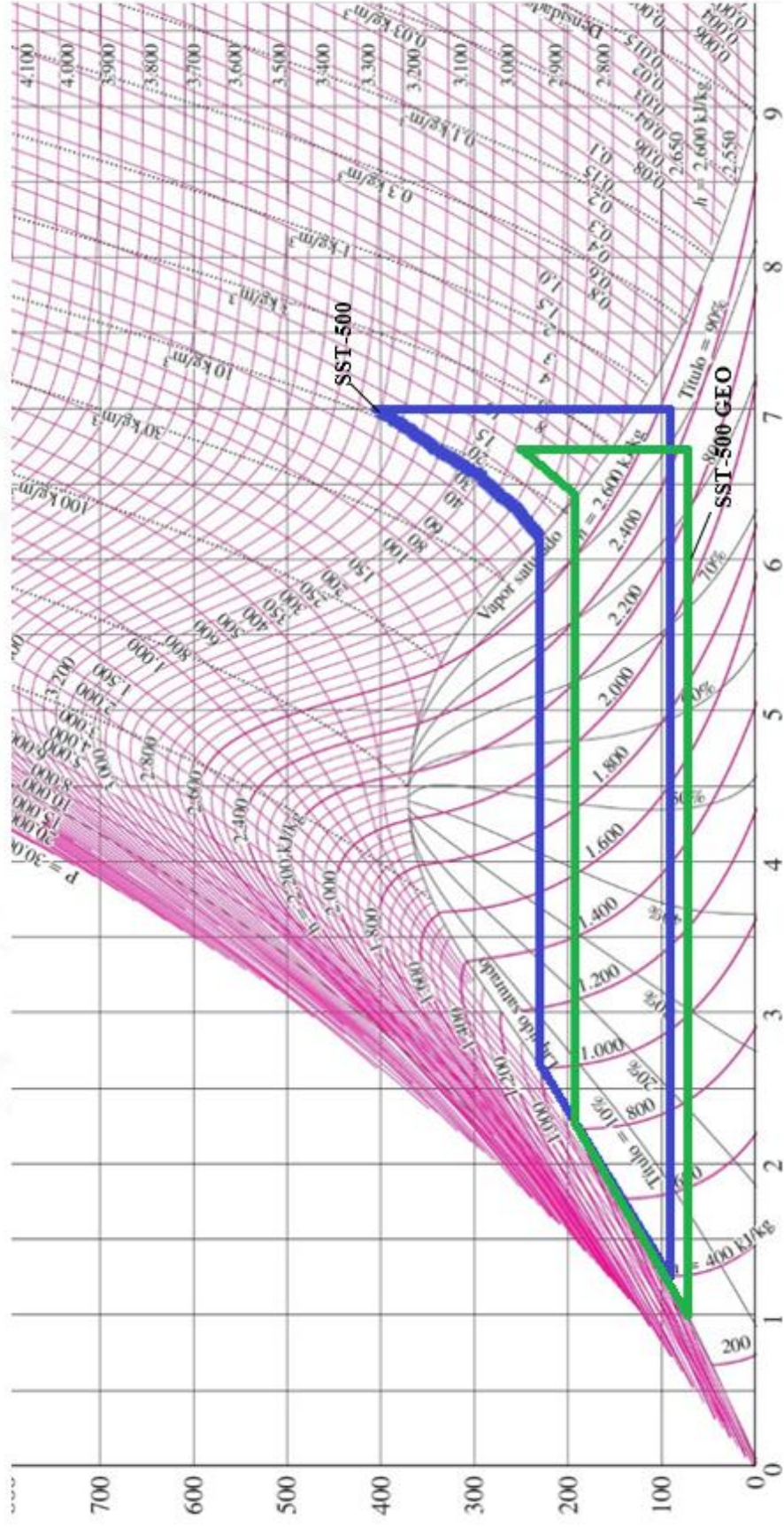
5.3.1. Selección de tecnología

La tecnología a utilizarse es la concentración solar cilíndrico parabólica. Los espejos son instalados en líneas de 8 módulos por línea, cada módulo es de 10 m² y tienen una eficiencia promedio de 76.25 (Gil, 2008). A continuación, se presentan las ventajas de usar concentradores solares cilíndrico parabólicos:

- Amplios datos y experiencia operativa. La primera planta oficial por concentración solar cilíndrico parabólica entró en operación en 1985 (Gil, 2008).
- Almacenamiento térmico.
- Gran parte del material puede ser suministrado localmente (Gil, 2008).
- Gran potencial de mejora tanto en almacenamiento como en concentración de calor.
- Antes de la producción masiva de paneles fotovoltaicos, los concentradores eran la tecnología solar más barata (Gil, 2008).
- Generación de energía constante y estable.

Respecto a la turbina se tuvo que escoger entre dos modelos de Siemens que cumplían con los requisitos, la SST-500 y la SST-500 GEO. Se graficaron las curvas termodinámicas de cada turbina dentro del diagrama $T - s$ (ver figura 5.1.) y se escogió la que necesita menor calor y menor presión, la SST-500 GEO, debido a que cuando se trabaja con magnitudes menores, se puede utilizar un aceite menos costoso, así como menos metros cuadrados de concentradores, ayudando a la factibilidad económica del proyecto.

Figura 5.3.
 Diagrama T ($^{\circ}\text{C}$) - s ($\text{kJ}/\text{kg} \cdot \text{K}$) para el agua



Nota: azul (SST-500), verde (SST-500 GEO)
 Fuente: Cengel, 2015)

5.3.2. Descripción de la tecnología

Dentro de los equipos, se necesita una turbina de vapor marca Siemens modelo SST 500 GEO de 120 MW de potencia instalada, nueva, que mide 19 m de largo, 6 m de ancho y que tiene una altura de 5 m. La turbina se puede financiar con un pago inicial del 30% del costo y el resto a plazos, tiene una garantía de 1 año desde el inicio de operación o de 18 meses después de despachada de fábrica, también incluye un cuarto de control de 6 m de largo, 2,40 m de ancho y 3,5 m de alto y tiene un costo de 6 millones de USD (Lopez, 2019). Necesita ser alimentada con vapor sobrecalentado a una temperatura de 250°C y a una presión de 15 bar (según el catálogo de Siemens) (ver Anexo 3).

Respecto a los concentradores, todo el módulo armado y dentro de la línea mide, 2,80 m de largo, 3,30 m de ancho y 2,20 m de alto, los espejos están hechos de cristal con bajo contenido en hierro (catálogo Rioglass) (Anexo 4). Los tubos por donde pasa el aceite están hechos de vidrio de borosilicato y están rodeados por un tubo adicional de vidrio al vacío que trabaja como aislante térmico y evita que el calor escape, pueden ser suministrados por la empresa Schott o ser importados de China. Se necesita de controladores, sensores y un motor de 100 Watts por línea de concentrador para el sistema de seguimiento (Torres, 2015). Por último, la estructura suele construirse de acero inoxidable (GIZ, 2014) y se estimó un costo de 81.03 USD/m² de concentrador instalado.

Dentro de los intercambiadores de calor, se necesita un super calentador, nuevo, que puede ser importado de China de 72 m de largo, 10 de ancho y 10 de alto, el cual trabaja a una presión máxima de 230 bar de la marca TAISHAN HEAVY INDUSTRIES INC. y del tipo Asme Tubular, capaz de trabajar con fluidos a velocidades mínimas de 0.1 m/s y máximas de 1 m/s. Tiene una garantía de 2 años y está valorizado en 600 000 USD (Anexo 6). También se necesitan de otros tres intercambiadores de calor, un pre calentador de baja presión, un pre calentador solar y un generador de vapor, todos son de similar material y sus condiciones de trabajo son menores a las del superheater, por lo que se decidió cotizarlos al mismo precio, estos precios pueden ser disminuidos si se experimenta con la superficie de contacto y con la geometría de los diseños de los intercambiadores (Geankopolis, 1998) pero eso será materia de otro estudio.

A diferencia de los mencionados intercambiadores, se necesita de un condensador que recolecte el vapor residual de la turbina y que trabaje con aire a contracorriente (Anexo 7). Como referencia se encontró un condensador de 100 m de largo, 60 m de

ancho y 4,2 m de alto, de modelo ZPGE, nuevo, de China Zhejiang, con una garantía de un año y servicio técnico incluido. Para cotizarlo se utilizó el software CHEMCAD, que lo valorizó en 28 800 000 USD.

Para tratar el agua se utilizará una planta de apoyo que opera por osmosis inversa. Se calculó el flujo necesario de 45 m³/h con CHEMCAD, y según la relación de escalamiento de Williams se valorizó esta planta en 230 115.08 USD. También se necesitará de un desaireador, que se cotizó en 12 M de USD utilizando el software CHEMCAD. (Anexo 11).

Siguiendo con los equipos, se tiene una subestación que transforma el voltaje obtenido de la turbina de 13,8 kV (Lopez, 2019) a 138 kV y 60 Hz, que es el voltaje con el que trabaja nuestro punto de conexión del SEIN. Se tiene como referencia un transformador tipo SZ “On load Tap Changer”, que puede transformar hasta unos 31 500 kVA (kilo voltio amperio), pesa 51 100 kg, mide 5,45 m de largo, 4,42 de ancho y 4,45 de alto, trifásico y con una coraza de hierro cubierta de una aleación de silicio y acero (Anexo 8). El costo de la subestación, cableado, y todo el sistema eléctrico, esta valorizado en 4,8 millones de USD (Lopez, 2019).

También se necesita de un sistema de almacenamiento térmico, que incluye dos tanques de sales, uno en caliente y otro en frío, hechos con concreto armado y compuestos de una capa interna adiabática. Para cotizar el sistema nos basamos en el informe de la GIZ a Chile. (GIZ, 2014) que también incluye los tres intercambiadores internos de sal fundida y aceite (Anexo 9) valorizado en 90 288 000 USD.

Finalmente, con el fin de transportar los diferentes fluidos, la planta necesita de 2 bombas de agua, de 1 bar y de 15 bar respectivamente y una de aceite de 6 bar capaces de trabajar con las condiciones vistas previamente (figura 5.2.). Además de un conjunto de tuberías que enlazan a los equipos de la planta, así como válvulas y un tanque de expansión. (cotizados también con CHEMCAD) (ver tabla 7.1).

5.4. Capacidad instalada.

5.4.1. Identificación y descripción de los otros factores que intervienen en brindar el servicio

En la Mano de Obra intervienen los Ingenieros de Automatización que se encargan de monitorear y controlar la temperatura y presión de vapor que alimenta la turbina, así como sus rpm (revoluciones por minuto) para cumplir con las especificaciones técnicas y la producción anual. También, verificar que los equipos estén correctamente alineados y estén recolectando calor la mayor parte del día posible. Entre sus otras funciones están responder a OSINERGMIN o a cualquier representante del gobierno o del COES SINAC ante cualquier eventualidad,

Adicionalmente, están los operarios de limpieza que se encargan de mantener los espejos y las instalaciones de la planta en correcto estado, así como de realizar algún cambio menor en los espejos, bajo supervisión de los ingenieros. Finalmente, están los vigilantes, que se encargan de patrullar la planta día y noche y de mantener la seguridad e integridad de los colaboradores y de la propiedad privada de la empresa.

Pasando a otros ambientes dentro de planta, se tiene el almacén de repuestos, comedores, baños, cambiadores, duchas, patios y cuartos recreativos, estacionamientos, y todo el cableado y drenaje que necesite la planta.

5.4.2. Determinación del factor limitante de la capacidad.

La capacidad instalada la determina el tamaño de la turbina, que es de 120 MW.

5.4.3. Cálculo del número de recursos para el servicio.

Una turbina es la que se encarga de proporcionar la energía. Se decidió utilizar una sola porque las plantas de generación por concentración solar, han ahorrado muchos costos al incrementar el tamaño de la turbina en lugar de usar varias de menor potencia en serie (Gil, 2008).

Para poder generar 120 MW en Arequipa se necesita un terreno de 1 349 777 m² de concentradores, y como cada uno ocupa aproximadamente 10 m², esto nos da un total de 134 978 concentradores. (Anexo 4).

El número de concentradores, intercambiadores, y subestaciones ha sido determinado según las especificaciones técnicas de la turbina y los datos obtenidos por

Alfonso Torres, que es el dueño de la primera y única planta generadora de vapor por concentración en el Perú (Torres, 2015) y los demás equipos utilizando referencias de plantas similares.

Como en planta se tiene un personal de 28 personas y cada camioneta transporta como máximo a 5, se necesitarán por lo menos 6 camionetas para su transporte local. Respecto al camión cisterna, se demuestra más adelante que uno es más que suficiente para realizar el servicio de limpieza de espejos. (Anexo 5).

5.4.4. Cálculo de la capacidad Instalada

La planta abastece una demanda de 408 000 MWh/año, trabajando un promedio de 10 horas al día, 340 días al año con una turbina de 120 MW.

Si la planta trabajara las 24 horas, los 365 días, produciría 1 051 200 MWh /año.

5.5. Resguardo de la calidad.

5.5.1. Calidad del proceso y del servicio.

Una vez ganada la licitación y puesta en marcha la planta, es crucial asegurar el buen funcionamiento de la misma. Para esto será necesario una buena gestión operacional de la planta eléctrica. Es muy importante cumplir con lo pactado con el COES y el OSINERGMIN contractualmente. De igual manera, voltajes y corrientes no reguladas pueden dañar los equipos y ocasionar accidentes por lo que se deben de monitorear y controlar.

En primer lugar, se tiene que cumplir con la oferta energética pactada, de lo contrario se reducirá la tarifa de pago. En segundo lugar, la energía inyectada tiene que estar dentro de ciertos rangos técnicos de operación según la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) (Decreto Supremo N.º 020-97-EM, 1997).

Según la NTCSE, se evalúan las transgresiones de las tolerancias de niveles de tensión, frecuencia y perturbaciones en los puntos de entrega. El control de calidad del producto por parte del COES se lleva a cabo en periodos de control mensuales. Se mide la energía entregada y los valores de los parámetros de control. Luego las compensaciones se calculan de acuerdo a la potencia real entregada y se resta la energía suministrada que no cumple con los niveles aceptados de calidad.

Indicadores de Calidad:

Tensión: Se mide la diferencia entre los voltajes de salida en el punto de entrega, se expresa en porcentaje. Hay una tolerancia de +/- 7.5%. Se considera energía de mala calidad si el suministro de energía está fuera del rango establecido por un tiempo mayor al 5% del periodo de medición.

Frecuencia: se mide la diferencia entre la frecuencia de la corriente medida en un punto de la red y la frecuencia nominal del sistema. Adicionalmente, se controlan las variaciones súbitas de frecuencia (VSF). Se admiten variaciones sostenidas de frecuencia de +/- 0.6% y variaciones súbitas de +/- 1.0 Hz. Se considera energía de mala calidad si el suministro está fuera de rango por un lapso mayor del 1% o si en un periodo de medición se produce más de una variación súbita.

Perturbaciones: se controla el índice de severidad por Flicker (parpadeo por uso de corriente alterna) y el factor de distorsión total de las tensiones armónicas. Estas deben de seguir los lineamientos de la tabla del control del COES.

5.5.2. Niveles de satisfacción del cliente.

El único cliente del proyecto, el Estado, actuando a través del COES espera un cumplimiento al 100% de lo establecido en el contrato. De igual manera, espera que se cumpla con la normas y estatutos del COES. De no cumplirse estos requisitos se incurrirá a penalizaciones, especialmente reducciones de la tarifa adjudicada.

Esto señala la importancia de cumplir con lo acordado con el COES y de ofrecer una energía eléctrica de alta calidad. Un nivel de satisfacción alto de nuestro cliente propiciaría un ambiente de colaboración profesional y beneficio mutuo.

5.5.3. Medidas de resguardo de la calidad.

Para ofrecer una energía eléctrica de calidad y cumplir con los requisitos técnicos del COES se debe de contar con un sistema integral que permita monitorear los parámetros de control de la energía de salida. De esta manera se podrá operar la planta, en especial la turbina, de tal manera que la corriente y el voltaje de salida estén dentro de los límites permisibles o, en todo caso, tomar acciones correctivas cuando hallan desviaciones.

Para monitorear los parámetros de control de la calidad de la electricidad será necesario contar con equipo especial, que consta de software y hardware especializado. Este incluye sensores que permiten visualizar el flujo eléctrico de salida en tiempo real y con sistemas que incluyen herramientas de simulación que permiten predecir posibles fallas en el sistema. Los softwares más utilizados para el control de la electricidad son DIGSILENT y POWERTECH.

De igual manera, será necesario instalar elementos de control de tensión en el sistema de potencia. Reactores, condensadores y compensadores sincrónicos deben ser instalados para ser accionados y aumentar o disminuir el voltaje de salida según sea necesario (tabla 5.1.).

Tabla 5.1.

Plan de aseguramiento de la calidad

Proceso	Características a Inspeccionar	Estándar	Frecuencia	Responsable
Recolección del calor	Temperatura del aceite	<450°C	En tiempo Real	Ingeniero de turno
	Nivel de degradación	5%	1 vez al mes	Ingeniero de turno
Generación de Electricidad	Dureza del agua usada para accionar turbinas	<120mmg CaCO ₃ /L	1 vez al mes	Ingeniero de turno
Transformación del voltaje	Tensión de Salida	+/- 7.5% V nominal	En tiempo Real	Ingeniero de turno
	Corriente en punto de red	+/- 0.6 % Anominal	En tiempo Real	Ingeniero de turno
	Variaciones súbitas de frecuencia	+/- 1% Hz	En tiempo Real	Ingeniero de turno

Fuentes: NTCSE (2006) y Gil (2008)

Elaboración Propia

5.6. Impacto ambiental.

Una vez obtenida la licitación, se tiene hasta 9 meses como máximo para presentar un informe de Impacto Ambiental. Este informe debe seguir las pautas y el formato impuesto por OSINERGMIN. Como este formato solo se da a la empresa que gane la licitación, utilizamos los formatos y tablas propuestos en el curso de “industria y medio ambiente”.

Sin embargo, todo estudio de impacto ambiental sigue el marco Legislativo y Normativo Ambiental siguiente:

- La constitución Política del Perú (1993), Capítulo II, De los tratados, Art. 55.

- Ley N° 27446, Ley del Sistema Nacional de Evaluación de Impacto Ambiental.
- D.L. N° 1078, Modificatoria de la Ley N° 27446.
- D.S. N° 019-2009-MINAM, Reglamento de la Ley N° 27446.
- Ley N° 27314, Ley General de Residuos Sólidos, Julio 2000
- Ley N° 28256, Ley que regula el transporte terrestre de materiales y residuos peligrosos.
- D.S. N°057-2004-PCM Reglamento de la Ley General de Residuos Sólidos
- ISO 14001: Sistemas de Gestión Ambiental SGA-Especificaciones y guía para su uso.
- ISO 14010: Principios generales de la auditoría medioambiental.

Finalmente se presentan tres tablas, una con los recursos naturales (tabla 5.2) utilizados en el área de influencia del proyecto y otras dos con los aspectos e impactos ambientales (tabla 5.3 y 5.4) como referencia para presentar el futuro estudio del impacto ambiental, según disponga OSINERGMIN.

Tabla 5.2.

Recursos naturales

Recurso Natural	Cantidad empleada al año	Unidad
Energía Solar	3 250 325	MWh
Terreno (desierto)	1 370 000	m ²
Agua	394 200	m ³

Nota: El agua se obtendrá por medio de una planta de ósmosis inversa, será explicado más a detalle en el punto 5.10.1.

Elaboración propia

Tabla 5.3.

Matriz de aspectos e impactos ambientales

Etapa del Proceso	Salidas	Aspecto Ambiental	Impacto Ambiental	Medidas Correctoras
Recolección de Calor	Aceite caliente	Potencial derrame de aceite.	Contaminación del suelo.	Diseño del suelo que canalice los efluentes.
		Bochorno, golpes térmicos, calor del terreno.	Afecta la salud de los trabajadores	Correcto equipo de trabajo y buena hidratación.
Producción de Vapor	Vapor a alta presión y temperatura.	Ruido	Contaminación sonora.	Equipos de protección auditiva. Silenciadores
Generación de Electricidad	Electricidad a alto voltaje	Ruido. Campos electromagnéticos	Contaminación sonora. Desorientación de la fauna local	Equipos de protección auditiva. Silenciadores. Aisladores
Condensación del Vapor	Agua líquida	Calor liberado en el condensador	Contaminación del cambio climático	La producción de electricidad por medios renovables.
Transformación de Voltaje	Electricidad a alto voltaje	Calor liberado por el sistema de refrigeración	Contaminación del cambio climático	La producción de electricidad por medios renovables.
Almacenamiento Térmico	Sales fundidas a altas temperaturas	Potencial derrame de aceite.	Contaminación del cambio climático	Diseño del suelo que canalice los efluentes.
		Bochorno, golpes térmicos, calor del terreno.	Afecta la salud de los trabajadores	Correcto equipo de trabajo y buena hidratación.

Elaboración propia

Tabla 5.4.

Matriz de Leopold

Actividades Factores Ambientales	Recolección de Calor	Producción de Vapor	Generación de Electricidad	Condensación de 1 Vapor	Transformación del Voltaje	Almacenamiento Térmico	Afectaciones Positivas	Afectaciones Negativas	Agregación de Impactos
Salud y seguridad	-1 1		-1 1	-4 1	-1 1	-1 1		5	-8
Contaminación del Suelo	-1 2			5 5		-1 2	1	2	21
Contaminación del Aire	10 10	1 1		2 2			3		105
Contaminación Sonora		-3 2	-3 2	-1 1				3	-13
Calor al Ambiente	10 9		-1 1	-1 1	-1 1	-1 1	1	3	86
Perturbación de la Fauna y Flora	-1 1		-2 3		-6 3	-1 1		4	-26
Vista Panorámica	-3 1							1	-3
Afectaciones Positivas	2	1		2			Comprobación		
Afectaciones Negativas	4	1	4	3	3	4			162
Agregación de Impactos	183	-5	-14	23	-20	-5		162	162

Elaboración propia

5.7. Seguridad y salud ocupacional.

Es necesario contar con un Sistema de Gestión de Seguridad y Salud en el Trabajo. De esta manera se asegura un lugar de trabajos libre de riesgos, se aplica una cultura de prevención y se cumple con la normativa legal de Seguridad y Salud en el Trabajo (SST) (Ley N° 27983, 2011) y su reglamento. Una buena gestión de este factor aumenta la eficiencia y productividad global de la empresa, contribuye a la rentabilidad reduciendo costos por accidentes y asegura la competitividad y sostenibilidad de la empresa en el tiempo.

Se deberá de contar con una Política de Seguridad y Salud en el Trabajo, conformar y elegir un Comité de Seguridad y Salud en el trabajo y a un supervisor, establecer un Reglamento Interno de SST, realizar una identificación y evaluación de riesgos y un mapa de riesgos.

De igual manera se tienen que desarrollar programas de capacitación al personal en temas de Seguridad y Salud Ocupacional, tener un programa de exámenes médicos para evaluar la salud de los trabajadores antes, durante y después de sus labores con la empresa e implementar un programa de dotación de equipos de protección personal según las labores que desempeña cada empleado.

Los principales peligros de la planta provienen de fallas en las distintas maquinarias y mal uso de las mismas que pueden exponer a operarios a altas temperaturas, descargas eléctricas o aplastamiento y atrapamiento. Se seguirán distintas políticas de capacitaciones en correcto uso de equipos y lineamientos y procedimientos de seguridad para minimizar los riesgos. De igual manera se le entregará a todo el personal los equipos necesarios, se incluirá señalización de riesgos y resguardos en todas las maquinarias (tabla 5.5. y tabla 5.6.).

Tabla 5.5.

Análisis preliminar de riesgos

Peligros	Riesgos	Causa	Consecuencias	Acciones de Prevención y Protección
Sistema de Tuberías de Aceite Térmico	Fuga de aceite	Desgaste de tuberías, efectos de expansión térmica	Pérdida de aceite, daño a piel de operarios en caso tengan contacto	Buen diseño del sistema de tuberías, uso de normas de diseño, materiales adecuados
	Explosión	Temperatura de operación sobre límites tolerables	Quemaduras, incapacidad o muerte	Sensores que detectan parámetros de operación y aplican medidas correctivas automáticas, extintores
	Caída de los tubos	Soportes mal distribuidos, esfuerzos de cargas	Hematomas, golpes, muerte.	Personal con cascos y botas de punta de acero, soportes de apoyo.
Luz Solar	Daños por Radiación	Operarios expuestos a altos niveles de radiación solar	Quemadura de piel, desarrollo de cáncer y daño a los ojos (retina), deshidratación.	Uso de lentes con protección UV, crema protectora solar, sombreros y ropa adecuada.
Turbina de vapor	Cortes, amputaciones	Contacto con partes en movimiento	Invalidez permanente o muerte	Señalización de peligros, uso de guardas en objetos rotatorios
Circuitos Eléctricos	Contacto directo de personal	Descuido, desconcentración expone a personal a corriente eléctrica	Electrocución, quemaduras o muerte	Guardas, insulación, lineamientos de seguridad, parada de emergencia, sensores

(continúa)

(continuación)

Peligros	Riesgos	Causa	Consecuencias	Acciones de Prevención y Protección
Colector Cilíndrico Parabólico	Contacto con personal	Altos niveles de calor, radiación e intensidad de luz	Daño a piel, ojos y quemaduras	Uso de lentes con protección UV, crema protectora solar, sombreros y ropa adecuada
	Caída o ruptura de espejos	Mala distribución de carga, sismos, altos niveles de viento o desgaste	Golpes, hematomas, cortes	Personal con cascos y botas de punta de acero, estructura de apoyo, repuestos.
Intercambiador de Calor	Fuego	Mal diseño, corrosión y desgaste	Quemadura de piel, accidentes incapacitantes o muerte	Señalización de peligros, sensores de proximidad, extintores
	Fugas	Problemas de soldado, mal manejo de especificaciones técnicas	Quemaduras de piel, exposición a altas temperaturas	Mantenimiento preventivo a equipos, detección de fugas computarizada
Sub- estación Eléctrica	Fuego, explosión	Cortocircuito, falta de mantenimiento	Quemadura de piel, electrocución, incapacidad permanente o muerte	Mantenimiento preventivo, parada automática, sensores detectores de fallas
	Contacto con electricidad	Cables sueltos, desgaste en equipos	Electrocución, quemaduras o muerte	Guardas, insulación, lineamientos de seguridad, parada de emergencia, sensores

Elaboración Propia

Tabla 5.6.

Matriz de elementos de protección personal

Riesgo	Equipo	Imagen
Daño a la piel por quemaduras solares.	Indumentaria Adecuada (Ropa + Sombrero)	
Daño a los ojos por exposición a radiación solar y por líquidos y gases del proceso	Lentes oscuros con protección UV (trabajo sin techo) y lentes de seguridad (trabajo con techo)	
Caída de objetos pesados, daños a pies	Botas de Seguridad	
Caída de objetos pesados, daño a la cabeza	Casco Industrial	
Electrocución por contacto con equipos eléctricos	Guantes de caucho dieléctricos	
Filtración de líquidos a través del uniforme, contacto con fuego o elementos corrosivos	Overoles y batas impermeables	
Altos niveles de ruido de la turbina	Protección auditiva	

Elaboración propia

5.8. Sistema de mantenimiento.

Contar con un plan de mantenimiento completo es muy importante para el éxito del proyecto. Permite asegurar la disponibilidad y fiabilidad de los equipos, asegura que la maquinaria sobreviva toda su vida útil y ayuda al cumplimiento del presupuesto. De igual manera, se tiene que lograr una buena gestión de repuestos y herramientas clave. Para esto será necesario contar con personal y equipos especializados. La planta trabaja 340 días y se le dedica el resto de días para hacer un Overhaul a la turbina (principal punto crítico de control) y un mantenimiento general con planta parada a los equipos, como es común en las empresas generadoras de electricidad con turbinas a vapor.

Para el presente proyecto se optará por una política de mantenimiento preventiva con algunos elementos predictivos (tabla 5.7.). Se determinarán las tareas de mantenimiento, su frecuencia, procedimiento, duración y costos, así como las herramientas necesarias para llevar esto a cabo. Es necesario tener mapeadas todas las actividades del mantenimiento preventivo para cada equipo como la limpieza, lubricación, engrase, calibración, inspección y sustitución de componentes.

Se debe de tomar en cuenta, a la hora de diseñar el plan de mantenimiento, diferentes factores. En primer lugar, se deben estudiar las recomendaciones de los fabricantes y los mantenimientos mínimos que exigen para mantener las garantías. Considerando los tiempos promedios entre fallas de los equipos se debe preparar un plan de mantenimiento preventivo. De igual manera se le debe dar seguimiento a factores críticos de operación, como la temperatura del aceite, para poder llevar a cabo mantenimiento predictivo. En el caso de los mantenimientos correctivos, se deben considerar las fallas más graves y las fallas más probables, así como procedimientos de contingencia y evaluar el uso de redundancias en caso sean necesarias.

El mantenimiento es un factor crítico para el proyecto, se necesita que la central eléctrica opere correctamente con altos niveles de disponibilidad y fiabilidad. El área de mantenimiento debe de tener un peso importante dentro de la organización con un nivel adecuado de presupuesto asignado, personal calificado y equipos que permitan la reparación de la maquinaria y el seguimiento del estado de los valores críticos de operación. Por otro lado, se realizarán los mantenimientos preventivos y correctivos de noche, fuera de horarios de operación de la planta.

Tabla 5.7.

Plan de mantenimiento preventivo

Maquinaria	Sistema o Componente	Actividad	Frecuencia	Tiempo (horas)	Tiempo (horas / año)
Turbina	Revisión de toberas, válvulas	Lubricación	Mensual	2.5	30
	Hermetismo de válvulas	Inspección	Anual	1	1
	Revisión de álabes	Inspección, Sustitución	Anual	6	6
	Revisión de rodamientos	Inspección	Anual	6	6
	Lavado de turbina (eliminación de cuerpos extraños)	Limpieza	Semestral	6	12
	Lavado de los filtros de aceite y de agua	Limpieza	Semestral	3	6
	Control fisuras superficiales en rodete	Inspección	4000 horas	6	6
	Revisión completa de la turbina (Boroscopia)	Inspección	Semestral	2	4
	Funcionamiento Empaques (control de caudal de aceite)	Inspección	Trimestral	2	8
	Sistema de seguridad	Inspección	Mensual	1	12
Concentrador Cilíndrico Parabólico	Limpieza de espejos	Limpieza	Semanal	2	730
	Tubo concentrador, termografía para detectar pérdidas	Análisis	Semestral	2	4
	Sistema de seguimiento al sol, alineamiento	Inspección	Anual	5	5
	Análisis de aceite, para determinar nivel de desgaste	Análisis	Mensual	2	4
	Estructura metálica, inspección visual	Inspección	Anual	5	5
Intercambiador de Calor	Limpieza de condensadores	Limpieza	Semestral	4	8
	Limpieza interior de tubos con cepillos especializados	Limpieza	Semestral	6	12
	Inspección de cuerpo en búsqueda de corrosión	Inspección	Semestral	1	2

(continúa)

(continuación)

Maquinaria	Sistema o Componente	Actividad	Frecuencia	Tiempo (horas)	Tiempo (horas / año)
Condensador	Revisión, válvula de purga	Inspección	Trimestral	1	4
	Lubricación de cojinetes del ventilador	Lubricación	1000 horas	2	8
	Lubricación de bomba	Lubricación	Semestral	2	8
	Limpieza de filtro de bandeja	Limpieza	Trimestral	1.5	6
Subestación Eléctrica	Medición de impedancias y frecuencias armónicas en los transformadores	Ajuste	Trimestral	1	4
	Análisis de aceite de transformador	Inspección	Trimestral	1	4
	Verificar indicadores de temperatura del tablero	Inspección	Semanal	0.5	26
	Control del sistema contra incendios	Inspección	Anual	1	1

Elaboración propia

También existe la posibilidad de tercerizar el mantenimiento. Hay empresas, como RENOVATEC, que ofrecen sistemas de mantenimiento tipo Mantenimiento Centrado en Fiabilidad, especializado para centrales eléctricas. Este tipo de mantenimiento utiliza el estudio y análisis de fallas para evitar su ocurrencia. Este tipo de mantenimiento es usado en la industria aeronáutica y plantas nucleares donde la fiabilidad y disponibilidad son clave. De esta manera se puede tener bajo control el mantenimiento de la planta y se aseguran altos niveles de disponibilidad.

5.9. Programa de operaciones del servicio.

5.9.1. Consideraciones sobre la vida útil del proyecto.

Para la construcción de la planta solar termal de concentradores cilíndrico parabólicos se considera un año de pre-inversión antes de la subasta donde se realizará la planificación y diseño del proyecto, se conseguirá la concesión del terreno, se elegirá la maquinaria a importar y se contratarán los equipos de personas que liderarán el proyecto.

Una vez ganada la licitación se tienen tres años para construir la planta y que esta esté operativa. A los 6 meses, por contrato, se tiene que entregar un cronograma de ejecución del proyecto a OSINERGMIN. Estos tienen el derecho a supervisar las obras y verificar el cumplimiento del cronograma, separado en trimestres. Si se identifican atrasos en los plazos se requerirá que se incremente la Garantía de Fiel Cumplimiento en 20%. Mayores incumplimientos pueden resultar en la resolución del contrato.

Por las razones expuestas, el tiempo es un factor crucial para el proyecto por lo que es necesario haber completado la planificación y diseño de la planta antes de la subasta para, una vez ganada la misma, proceder inmediatamente al inicio de obras e importación de equipos principales. Otro factor clave serán las fuentes de financiamiento del proyecto, ya que es intensivo en inversión en maquinaria y obras. Muchos de los equipos y contratistas exigen pagos por adelantado por lo que el financiamiento debe de estar resuelto desde el inicio.

El contrato de generación eléctrica con OSINERGMIN dura 20 años. Durante este periodo se asegura la cantidad de energía requerida anualmente por contrato y la tarifa de adjudicación. Sin embargo, el horizonte de vida del proyecto sería mucho mayor. La vida útil de los equipos es de 25 años (GIZ, 2014), sin embargo, las primeras plantas termales solares instaladas en California y Andalucía en los años 80 siguen operando al día de hoy. Siguiendo un plan de mantenimiento preventivo, usando sensores y análisis de aceites, y aplicando un plan de mantenimiento renovativo, de acuerdo a los últimos avances tecnológicos, se podrá alargar el horizonte de vida del proyecto e incluso mejorar rendimientos (Gil, 2008).

Una vez expirado el contrato se negociará un nuevo acuerdo con el Gobierno, ya sea una prórroga o una renegociación, según el marco legal vigente en el momento.

5.9.2. Programa de operaciones durante la vida útil del proyecto.

El proyecto debe cumplir con generar toda la energía adjudicada para que no se incurra en penalizaciones. A continuación, se presenta la producción mínima anual (tabla 5.8.).

Tabla 5.8.

Programa de operaciones

Año	Producción Real anual en MWh
2018-2038	408 000

Nota: La producción anual siempre va a ser la misma.

Elaboración Propia

5.10. Requerimiento de materiales, personal y servicios.

5.10.1. Materiales para el servicio.

La principal materia prima del proyecto es la luz solar, sin embargo, se necesitan de otros insumos para la operación de la planta. Estos son los siguientes:

Aceite Térmico

Se utiliza un fluido de transferencia de calor HTF (por sus siglas en inglés, “*Heat Transfer Fluid*”). Se suelen utilizar mezclas del bifenilo y el óxido de difenilo, ambos derivados del benceno (Gil, 2008). El HTF debe tener un punto de evaporación alto, esto hace que las tuberías puedan trabajar con presiones y temperaturas más bajas, permitiendo usar materiales más económicos, así como una instalación y medidas de seguridad más simples.

El fluido trabaja de manera correcta hasta los 420 – 450°C, por encima este se degrada de forma acelerada (Gil, 2008). Se debe instalar un sistema de control que asegure que no se exceda esta temperatura límite. Esto se hace controlando los caudales del aceite, si la temperatura está subiendo sobre los límites se incrementa el caudal y viceversa. De igual manera, se necesita un sistema de detección y eliminación de aceite degradado para que no se modifiquen las características del fluido de transferencia de calor.

Se hizo una simulación en CHEMCAD con un aceite similar (Bis(Cyanoethyl)Ether) y se estimó un flujo másico de aceite de 3 988 521 kg/hora para poder operar la planta (ver Anexo 11). Este se puede importar directamente a fabricantes especializados o también se puede conseguir en el mercado local con una variedad de

proveedores comercializadores de aceites sintéticos industriales, se estimó en 3 USD/m² de equipo (Torres 2015).

Agua

El agua se utiliza de maneras distintas en este proyecto: para la limpieza de los espejos colectores y asegurar su funcionamiento eficiente, y para la generación del vapor (reposición de agua del ciclo de potencia) accionamiento de turbina y condensadores. Se utiliza un fuerte volumen de agua para estos fines, esta agua debe desmineralizarse en un tanque con lecho de resina para evitar que las tuberías se “encalichen” y debe ser desairada para evitar el daño a los equipos por sustancias extrañas.

Para el proyecto se construirá una planta privada que opere por ósmosis inversa, para extraer el agua del mar que necesite la planta.

Se hizo una simulación en CHEMCAD obteniendo un flujo másico de operación de 974 000 kg/hora (ver Anexo 11). Sin embargo, se necesita reponer 45 m³/h, para sostener este flujo. Se utilizó la relación escalar de Williams, para cotizar el costo de una planta que pueda abastecer este flujo. Se tomó la tesis de María José López Martín (2015) como referencia, donde se produce un flujo de 146 m³/h con un costo de planta de 524 497 USD⁹, y se utilizó un coeficiente de escalamiento de 0.7. Así se obtiene un costo de 230 115.08 USD.

Aire

El condensador necesita de un gran volumen de aire para poder completar el ciclo de Rankine, se estimó un flujo másico de 35 916 750 kg/hora usando el software CHEMCAD (ver anexo 11).

5.10.2. Determinación del requerimiento de personal de atención al cliente.

Como el único cliente es el Estado, esta labor puede ser cubierta por los mismos ingenieros de planta. Se verá más a detalle en el capítulo 6 los puestos que se consideran indispensables para la correcta ejecución del proyecto.

⁹ López (2015) cotiza la planta en 476 815 euros, se utilizó un tipo de cambio de 1.1 USD/euro.

5.10.3. Servicios de terceros.

En caso haya algún inconveniente con la turbina, intercambiadores, concentradores o subestaciones, dentro de las empresas proveedoras, se puede incurrir en un servicio técnico de apoyo y su costo varía por equipo. En el caso de la turbina se le conoce como Power Service (Lopez, 2019).

5.10.4. Otros: energía eléctrica, agua, transportes, etc.

Se deben de tomar en cuenta los otros servicios necesarios para la instalación, operación y mantenimiento de la planta eléctrica. Son un soporte básico y permiten el correcto desenvolvimiento de la central.

Energía Eléctrica

Aunque se trata de una central de generación eléctrica, es necesario que esta cuente con un suministro de energía de la red. La planta necesita contar con energía las 24 horas del día, mientras que solo la produce 10 horas. Es muy importante que la zona de control y las áreas y administrativas tengan suministro de energía eléctrica sostenido e ininterrumpido. De igual manera, se necesita también un sistema de back up para momentos de parada de planta. La energía consumida luego se descuenta de la energía inyectada para al momento del pago, por lo que el consumo eléctrico no generaría mayores costos.

Los costos de electricidad serán vistos más adelante en la sección 7.2.2.

Agua

Como se explicó anteriormente se necesita un suministro constante de agua en grandes cantidades para tres principales usos: el proceso productivo para la generación de vapor, la limpieza y preparación de espejos colectores y para el uso y aseo del personal administrativo y operativo. Es necesario conectar la planta al sistema local de agua y desagüe y asegurarnos de estar siempre abastecidos de la misma. De lo contrario se pone en peligro la correcta operación de la planta. Como la planta trabaja sólo 10 horas al día, el resto de tiempo se cuenta con un flujo que puede ser utilizado (después de almacenar agua para el consumo humano y la limpieza de espejos de la planta) para abastecer de agua a las localidades. La estimación del costo del agua se realizó anteriormente en el

punto 5.2.2. y respecto a la red de desagüe se encuentra dentro del costo del terreno (Urbania 2015).

Transportes

La planta se ubicará en una zona desértica, alejada y de difícil acceso por lo que se contará con sistemas propios de movilidad para desplazar a los trabajadores cuando sea necesario. Aunque se piensa utilizar un sistema ‘cama adentro’ similar al utilizado en la industria minera, de igual manera se tiene que considerar la logística de traslado de personal desde el centro de la ciudad de Islay, Arequipa o Lima según se necesite.

La planta contará con 6 camionetas, suficientes para transportar hasta 30 trabajadores a la vez. Se les dará tanto usos logísticos como usos operativos: para el traslado de personal, traslado de insumos, mantenimiento y supervisión de equipos y traslado dentro de las instalaciones de la planta. Se han clasificado estos gastos por combustible en dos grandes grupos: por limpieza de espejos y el segundo, por logística del personal de la empresa (Ver Anexo 5).

Respecto a la limpieza de los espejos, las dimensiones de cada concentrador son 3.5m x 2.8m x 2.2m y están agrupados en líneas de 8 concentradores. Se les da una limpieza semanal a los espejos rociando agua con un rociador y un carro cisterna.

Otros Servicios

Para la correcta operación de la planta y sistema de comunicaciones se necesitará de conexión a internet y teléfono.

Por otro lado, para el uso del personal se implementarán áreas recreativas con cable e internet, baños, zona de cocina, comedores y habitaciones.

5.11. Soporte físico del servicio.

5.11.1. Factor edificio.

Respecto a los espejos, no necesitan tener un techo que los proteja, porque tienen que estar expuestos al medio ambiente para que recepcionen el calor del sol.

La turbina, intercambiadores y subestación van a estar dentro de un galpón industrial (estructura usada en almacenes que permite grandes espacios) que los proteja

del sol y del polvo, para que no se sobrecalienten y ayuden a mantener un lugar fresco de trabajo.

Debido al tamaño de planta, va a ser necesario que los trabajadores permanezcan cerca las 24 horas, por lo que la construcción de un campamento va a ser fundamental para abastecer las necesidades de todo el personal durante su estadía en la planta, Estructuras prefabricadas tipo Iglú (ver figura 5.4.) serán instaladas para cubrir las necesidades de hospedaje y entretenimiento.

Figura 5.4.

Módulo/Vivienda



Fuente: Campamentos Dioses S.A.C. (2016)

Los cuartos de control, no tendrán más de un piso y se utilizará el sistema de muros portantes, por su fácil y rápida instalación. Del mismo modo, el muro interno del borde de dos hectáreas de la planta también será construido con ladrillo y cemento y tendrá una altura de 5 m.

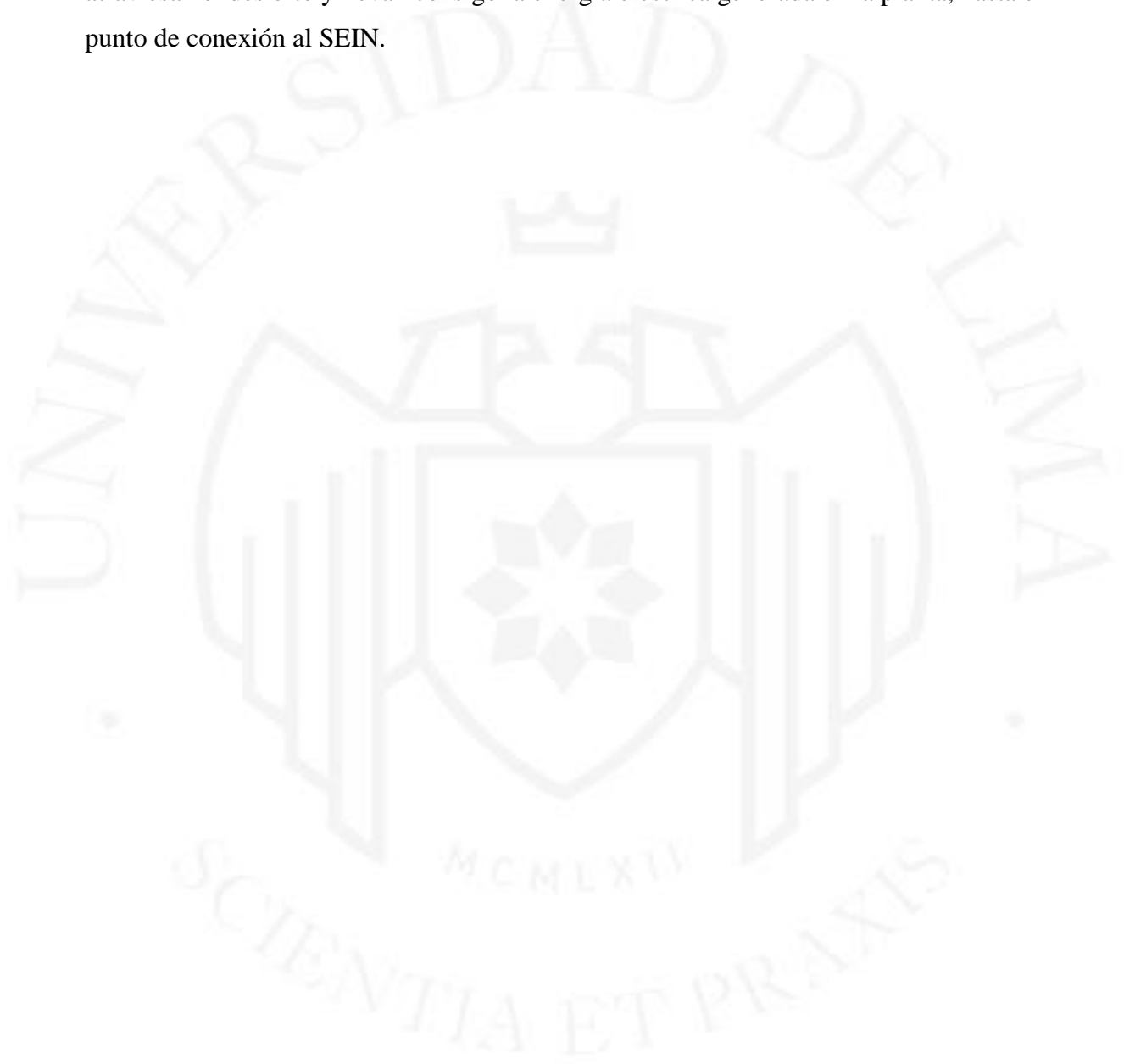
La muralla externa de la planta estará compuesta por un sistema simple de estacas de madera y dos filas de alambres de púas, confiamos en que la dificultad del terreno, por ser un desierto, ayude con la seguridad de la planta.

Finalmente, y no menos importante, se construirá una pequeña planta de ósmosis inversa, que permitirá obtener agua para abastecer las necesidades de la planta y del personal. Por último, siguiendo el mismo diseño de la base de los colectores (que desvían

las posibles pérdidas de aceite), se instalará un sistema auxiliar de tuberías que se encargue del drenaje y demás efluentes del campamento.¹⁰

5.11.2. El ambiente del servicio.

El ambiente en sí del servicio, es una red de tres cables (por ser un sistema trifásico) que atraviesan el desierto y llevan consigo la energía eléctrica generada en la planta, hasta el punto de conexión al SEIN.



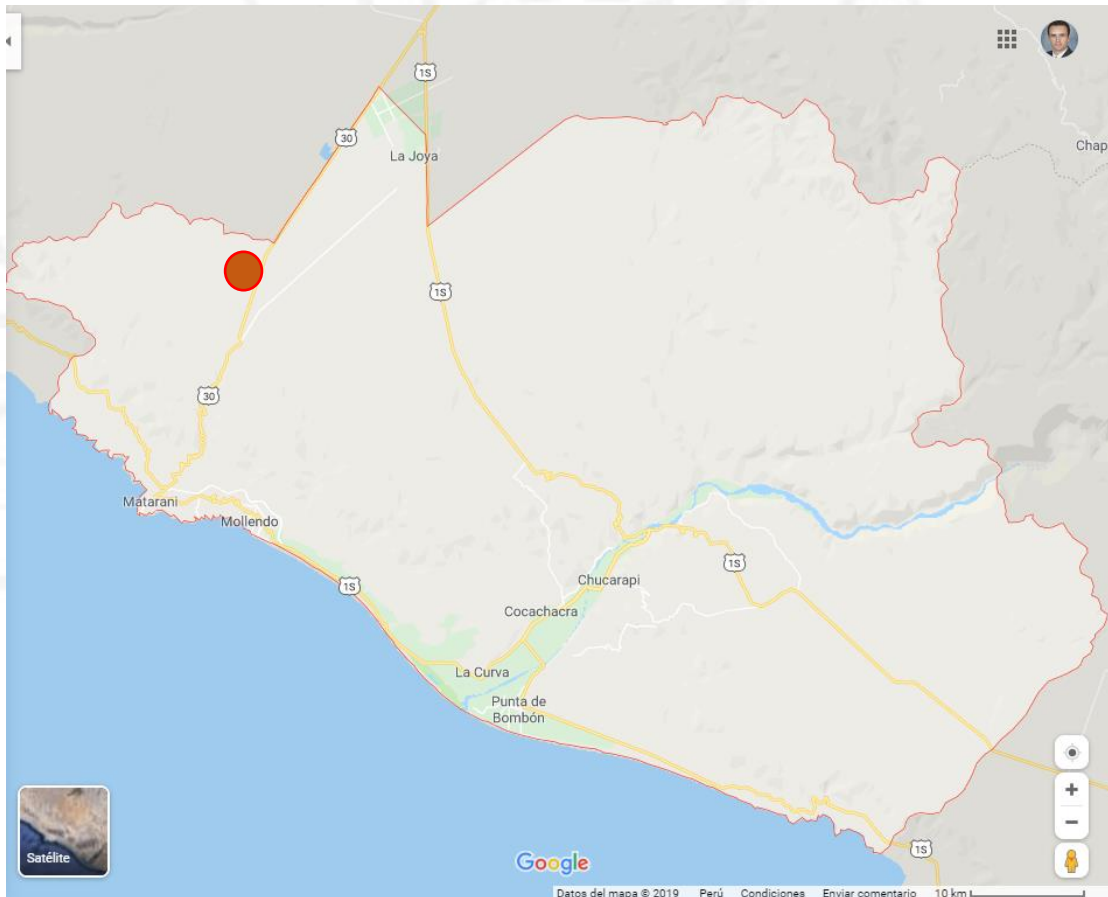
¹⁰ Los efluentes de la planta no recibirán ningún tratamiento adicional, porque tanto el aceite, el agua, la sal fundida y demás desechos humanos son materiales orgánicos, y se encuentran dentro de los estándares de contaminación permitidos.

5.12. Disposición de la instalación del servicio

5.12.1. Disposición general

Se necesita un terreno de 137 ha, 135 para los espejos y 2 ha para la planta generadora. (ver figura 5.5.) (ver anexo 1 y 2 sobre una planta similar).

Figura 5.5.
Plano general



Nota: En el círculo lugar tentativo de la planta. (1.37 km²). Cuanto más al norte de Islay, mayor radiación.

Fuente: Google Maps (2019)

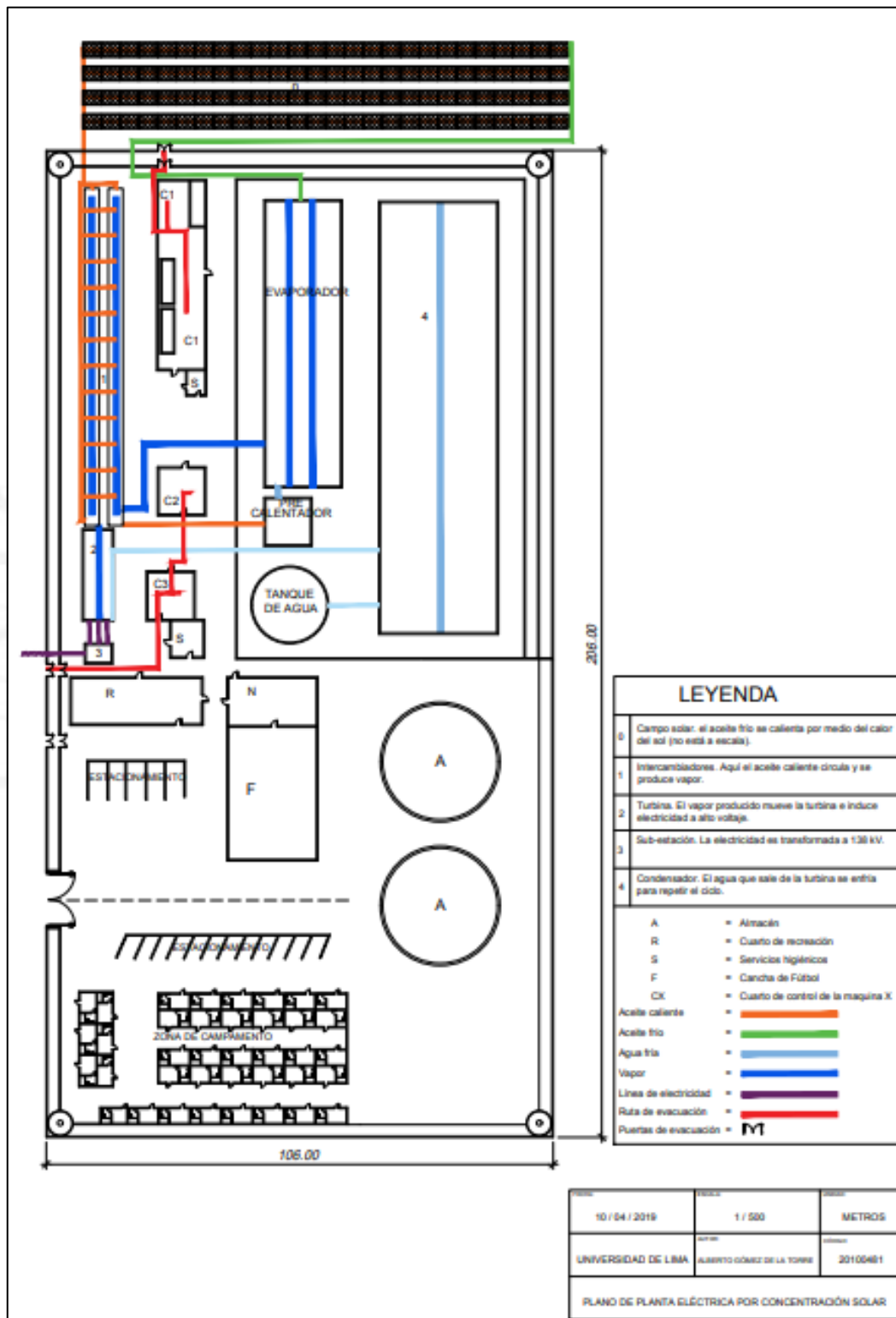
Elaboración propia

5.12.2. Disposición de detalle

A continuación, se presenta el detalle de la planta generadora, donde se encuentran los equipos y el campamento minero. (figura 5.6.) la dimensión es de 100 m x 200m.

Figura 5.6.

Plano del proceso



Nota: Esta hoja se reemplaza por el plano a escala impreso en hoja A2. Esta figura no está a escala.
Elaboración propia

CAPÍTULO VI: ORGANIZACIÓN ADMINISTRATIVA

6.1. Organización empresarial.

La organización de la empresa se definirá según los requerimientos específicos de la misma para asegurar la buena gestión de la empresa. El personal total de la empresa es de 35 personas. Se dividirá en tres ramas principales:

- **Operaciones:** ubicada en planta (28 personas)
- **Administración y Finanzas:** ubicada en Lima. (4 personas)
- **Gerencia:** alternarán su ubicación. (3 personas)

6.2. Requerimientos de personal directivo, administrativo y de servicios.

La gerencia de operaciones tendrá una gran responsabilidad, de ella depende el correcto funcionamiento de la planta y el cumplimiento de las cláusulas estipuladas en el contrato de suministro de energía. Se necesitará un área de mantenimiento a cargo de un jefe de planta, para asegurar la disponibilidad y fiabilidad de los equipos, y un área de calidad, para mantener los parámetros de operación dentro de los límites permitidos y monitorear continuamente los mismos. De igual manera, se contará con un área de tecnología de la información para proveer el soporte técnico y un área de seguridad para asegurar el bienestar de los trabajadores y del funcionamiento de la planta.

La gerencia de administración y finanzas, situada en Lima, se encargará de la gestión financiera y de los recursos de la empresa. Son un soporte muy importante para la cadena de valor principal de la empresa. El área está compuesta por facturación y cobranzas, contabilidad y tesorería, y logística.

No será necesaria un área comercial por las características específicas del modelo de negocios. Una vez adjudicada la licitación las ventas estarán aseguradas por 20 años. El producto es estandarizado y el precio está acordado por contrato. De igual manera, solo se cuenta con un cliente principal (el Estado) y no son necesarios los vendedores.

6.3. Estructura organizacional.

La empresa contará con los siguientes puestos principales que estarán organizados con la estructura que se muestra en la figura 6.1.

Gerente general: planear y desarrollar metas y objetivos anuales, así como la forma de conseguirlos. Asegurar coordinación entre operaciones y administración y finanzas. Buscar la mejora continua de la empresa a través de la innovación y evaluar posibilidad de expansión y nuevos proyectos.

Gerente de operaciones: Controlar el cumplimiento de las metas impuestas por la gerencia general y OSINERGMIN. Asegurar la efectividad de los procesos de la empresa y buscar el mejoramiento continuo.

Jefe de planta: planear y ejecutar planes de mantenimiento, coordinar trabajos del personal de mantenimiento, gestión de herramientas y repuestos.

Jefe de calidad: seguimiento continuo a variables críticas para asegurar producción de energía que cumpla con la norma técnica peruana.

Jefe de tecnología de la información: gestionar plataforma tecnológica en búsqueda de la mejora y la innovación y mejorando la capacidad de la misma a través de tecnología de la información y su implementación en los procesos de la empresa.

Gerente administración y finanzas: elaboración y ejecución de presupuestos anuales, supervisión de elaboración de estados financieros, responsable de la gestión financiera de la empresa y la medición, seguimiento y control de indicadores.

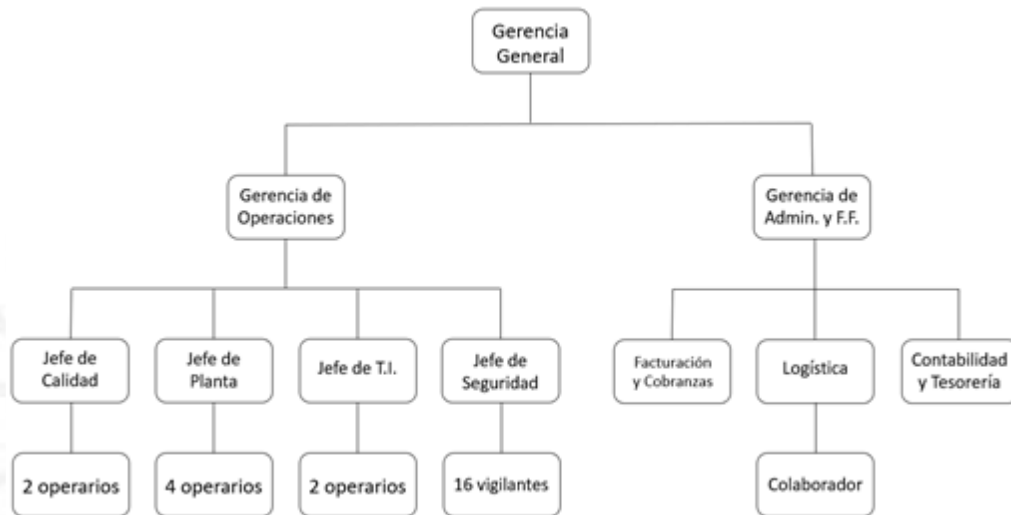
Ejecutivo de facturación y cobranzas: control de documentación asociada al cobro de las ventas de la empresa, registro de información y elaboración de reportes.

Ejecutivo de contabilidad y tesorería: control y registro de ingresos y egresos monetarios, labores de control presupuestaria, elaboración de estados financieros y contables y gestión de los pagos de la empresa.

Ejecutivo de logística: Responsable de la planificación y gestión de compras de materiales, insumos, equipos, repuestos o herramientas que sean necesarias. Tendrá a cargo al colaborador de mantenimiento de la oficina.

Figura 6.1.

Organigrama de la empresa



Elaboración Propia

Con el objetivo de darle un mayor control a los accionistas de la empresa, los cargos que le corresponden al Gerente general, Gerente de operaciones y Gerente de administración y finanzas, así como sus sueldos, remuneraciones y demás responsabilidades, serán escogidos y definidos en la junta anual ordinaria de accionistas en función a las normas y procedimientos delimitados según el estatuto de la empresa. En el punto 7.2.3.2. se explica a mayor detalle.

CAPÍTULO VII: ASPECTOS ECONÓMICOS

7.1. Inversiones.

7.1.1. Inversión infraestructura para el servicio.

El total de activos fijos tangibles es de 270 414 172.26 USD (tabla 7.1.) y de activos fijos intangibles es de 432 000 USD (tabla 7.2.).

Tabla 7.1.

Activos fijos tangibles

Activo Fijo Tangible		
Concentradores solares cilíndrico parabólicos		\$ 109,376,947.18
Instalación de planta		
Turbina		\$ 7,200,000.00
Intercambiadores		
Supercalentador		\$ 600,000.00
Condensador		\$ 28,800,000.00
Pre calentador de baja presión		\$ 600,000.00
Pre calentador solar		\$ 600,000.00
Generador de vapor		\$ 600,000.00
Bombas		
1 bar (agua)		\$ 14,130.00
15 bar (agua)		\$ 71,444.00
6 bar (aceite)		\$ 83,536.00
Subestacion y sistema eléctrico		\$ 4,800,000.00
Desaireador		\$ 12,000,000.00
Almacén de calor		\$ 90,288,000.00
Planta de tratamiento de agua por Ósmosis Inversa		\$ 230,115.08
Terreno (incluye servicios y mejoras)	1,370,000.00 m ²	\$ 13,700,000.00
Vehiculos		\$ 132,000.00
Camión cisterna		\$ 22,000.00
Otros		
Edificaciones y muebleria planta		\$ 1,296,000.00
Edificaciones y muebleria oficina (alquilado)		\$ -
Total AFT		\$ 270,414,172.26

Nota: El software CHEMCAD ayudó a costear los intercambiadores, las bombas y el desaireador. Las edificaciones de planta se estimaron con las tablas de Peters y Timmerhaus.

Fuentes: Torres (2015), TAISHAN (2015), Lopez (2019), GIZ (2014), López M. (2015), urbania y neoauto (2015), Peters y Timmerhaus (1991)

Elaboración propia

Tabla 7.2.

Activos fijos intangibles

Activo Fijo Intangible	
Bases	\$ -
Otros, licencias y patentes	\$ 432,000.00
Total AFI	\$ 432,000.00

Nota: Las licencias y patentes se estimaron en un 6% del costo de la turbina, según las tablas de Peters y Timmerhaus (1991). Las bases cuestan 5 000 USD y han tenido que ser adquiridas en el año 1, las tablas de inversión mostradas, corresponden a las del año 4.

Fuentes: Resolución Vice Ministerial N° 031-2015-MEM/VME (2015) y Peters y Timmerhaus (1991)

A continuación, presento los cálculos de depreciación y amortización de los activos fijos, así como su valor en libros.

Tabla 7.3.

Depreciación y amortización de activos

Activos	Valor año 4	año 5	año 6	año 7	año 8	año 9
Tangibles						
Terreno (1 USD/m2)	\$ 13,700,000.00	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Edificio y mueblería planta	\$ 1,296,000.00	\$ 64,800.00	\$ 64,800.00	\$ 64,800.00	\$ 64,800.00	\$ 64,800.00
Concentradores Solares	\$ 109,376,947.18	\$ 10,937,694.72	\$ 10,937,694.72	\$ 10,937,694.72	\$ 10,937,694.72	\$ 10,937,694.72
Turbina	\$ 7,200,000.00	\$ 720,000.00	\$ 720,000.00	\$ 720,000.00	\$ 720,000.00	\$ 720,000.00
Intercambiadores	\$ 31,200,000.00	\$ 3,120,000.00	\$ 3,120,000.00	\$ 3,120,000.00	\$ 3,120,000.00	\$ 3,120,000.00
Almacén de calor	\$ 90,288,000.00	\$ 9,028,800.00	\$ 9,028,800.00	\$ 9,028,800.00	\$ 9,028,800.00	\$ 9,028,800.00
Bombas	\$ 169,110.00	\$ 16,911.00	\$ 16,911.00	\$ 16,911.00	\$ 16,911.00	\$ 16,911.00
Desaireador	\$ 12,000,000.00	\$ 1,200,000.00	\$ 1,200,000.00	\$ 1,200,000.00	\$ 1,200,000.00	\$ 1,200,000.00
Planta de tratamiento de agua	\$ 230,115.08	\$ 23,011.51	\$ 23,011.51	\$ 23,011.51	\$ 23,011.51	\$ 23,011.51
Subestacion	\$ 4,800,000.00	\$ 480,000.00	\$ 480,000.00	\$ 480,000.00	\$ 480,000.00	\$ 480,000.00
Camionetas	\$ 132,000.00	\$ 26,400.00	\$ 26,400.00	\$ 26,400.00	\$ 26,400.00	\$ 26,400.00
Camión cisterna	\$ 22,000.00	\$ 4,400.00	\$ 4,400.00	\$ 4,400.00	\$ 4,400.00	\$ 4,400.00
Depreciación	N/A	\$ 25,622,017.23	\$ 25,622,017.23	\$ 25,622,017.23	\$ 25,622,017.23	\$ 25,622,017.23
Intangibles						
Bases	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Patentes y licencias	\$ 432,000.00	\$ 43,200.00	\$ 43,200.00	\$ 43,200.00	\$ 43,200.00	\$ 43,200.00
Amortización	N/A	\$ 43,200.00	\$ 43,200.00	\$ 43,200.00	\$ 43,200.00	\$ 43,200.00

Activos	año 10	año 11	año 12	año 13	año 14	año 15
Tangibles						
Terreno (1 USD/m2)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Edificio y mueblería planta	\$ 64,800.00	\$ 64,800.00	\$ 64,800.00	\$ 64,800.00	\$ 64,800.00	\$ 64,800.00
Concentradores Solares	\$ 10,937,694.72	\$ 10,937,694.72	\$ 10,937,694.72	\$ 10,937,694.72	\$ 10,937,694.72	\$ -
Turbina	\$ 720,000.00	\$ 720,000.00	\$ 720,000.00	\$ 720,000.00	\$ 720,000.00	\$ -
Intercambiadores	\$ 3,120,000.00	\$ 3,120,000.00	\$ 3,120,000.00	\$ 3,120,000.00	\$ 3,120,000.00	\$ -
Almacén de calor	\$ 9,028,800.00	\$ 9,028,800.00	\$ 9,028,800.00	\$ 9,028,800.00	\$ 9,028,800.00	\$ -
Bombas	\$ 16,911.00	\$ 16,911.00	\$ 16,911.00	\$ 16,911.00	\$ 16,911.00	\$ -
Desaireador	\$ 1,200,000.00	\$ 1,200,000.00	\$ 1,200,000.00	\$ 1,200,000.00	\$ 1,200,000.00	\$ -
Planta de tratamiento de agua	\$ 23,011.51	\$ 23,011.51	\$ 23,011.51	\$ 23,011.51	\$ 23,011.51	\$ -
Subestacion	\$ 480,000.00	\$ 480,000.00	\$ 480,000.00	\$ 480,000.00	\$ 480,000.00	\$ -
Camionetas	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Camión cisterna	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Depreciación	\$ 25,591,217.23	\$ 25,591,217.23	\$ 25,591,217.23	\$ 25,591,217.23	\$ 25,591,217.23	\$ 64,800.00
Intangibles						
Bases	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Patentes y licencias	\$ 43,200.00	\$ 43,200.00	\$ 43,200.00	\$ 43,200.00	\$ 43,200.00	\$ -
Amortización	\$ 43,200.00	\$ 43,200.00	\$ 43,200.00	\$ 43,200.00	\$ 43,200.00	\$ -

(continúa)

(continuación)

Activos	año 16	año 17	año 18	año 19	año 20	año 21
Tangibles						
Terreno (1 USD/m2)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Edificio y mueblería planta	\$ 64,800.00	\$ 64,800.00	\$ 64,800.00	\$ 64,800.00	\$ 64,800.00	\$ 64,800.00
Concentradores Solares	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Turbina	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Intercambiadores	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Almacén de calor	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Bombas	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Desaireador	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Planta de tratamiento de agua	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Subestacion	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Camionetas	\$ -	\$ -			\$ -	\$ -
Camión cisterna	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Depreciación	\$ 64,800.00	\$ 64,800.00	\$ 64,800.00	\$ 64,800.00	\$ 64,800.00	\$ 64,800.00
Intangibles						
Bases	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Patentes y licencias	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Amortización	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -

Activos	año 22	año 23	año 24	Vida Útil (años)	VL
Tangibles					
Terreno (1 USD/m2)	\$ -	\$ -	\$ -	N/A	\$ 13,700,000.00
Edificio y mueblería planta	\$ 64,800.00	\$ 64,800.00	\$ 64,800.00	20	\$ -
Concentradores Solares	\$ -	\$ -	\$ -	10	\$ -
Turbina	\$ -	\$ -	\$ -	10	\$ -
Intercambiadores	\$ -	\$ -	\$ -	10	\$ -
Almacén de calor	\$ -	\$ -	\$ -	10	\$ -
Bombas	\$ -	\$ -	\$ -	10	\$ -
Desaireador	\$ -	\$ -	\$ -	10	\$ -
Planta de tratamiento de agua	\$ -	\$ -	\$ -	10	\$ -
Subestacion	\$ -	\$ -	\$ -	10	\$ -
Camionetas	\$ -	\$ -	\$ -	5	\$ -
Camión cisterna	\$ -	\$ -	\$ -	5	\$ -
Depreciación	\$ 64,800.00	\$ 64,800.00	\$ 64,800.00		
Intangibles					
Bases	\$ -	\$ -	\$ -	3	\$ -
Patentes y licencias	\$ -	\$ -	\$ -	10	\$ -
Amortización	\$ -	\$ -	\$ -		
				Total VL	\$ 13,700,000.00

Nota: N/A: no aplica. VL: valor en libros. El detalle del costo de los activos tangibles y su vida útil se describió en la sección 5.3.2. y 5.9.1. Los edificios tienen una depreciación de 5% anual y los demás activos de 10 %, según el artículo N° 22 del Reglamento de la Ley del Impuesto a la Renta (2018). El año 5 es el primer año operativo.

Elaboración Propia

7.1.2. Capital de trabajo.

El proyecto tiene un Capital de trabajo variable, que se mantiene constante a partir del año 6 en 454 707.58 USD. (tabla 7.4.).

En los primeros 3 años, se necesitan 756 678.48 USD, porque se tiene una etapa preoperativa, donde se tienen costos y gastos de 252 226.16 USD anuales necesarios para ganar y mantener la licitación. Luego en el cuarto año se tienen costos y gastos por 250 559.49 USD y se suman 30 M USD por garantía de fiel cumplimiento, debido a que ese es el año en el que se está construyendo la planta. Lo que nos da un capital de trabajo de 30 250 559.49 USD en el cuarto año.

Después, en el año 5 se reduce el capital de trabajo a 5 456 490.97 USD para poder cubrir los costos y gastos de operación de ese año. Finalmente, en el año 6, se vuelve a reducir ese monto para generar el ya mencionado capital de trabajo de 454 707.58 USD, necesario para cubrir los costos y gastos de un mes de operación sin paga del año 6.

Tabla 7.4.

Resumen del capital de trabajo

	Costos	Gastos	Garantía	Capital de Trabajo
Año 1	\$ 113,234.29	\$ 138,991.87	\$ -	\$ 252,226.16
Año 2	\$ 113,234.29	\$ 138,991.87	\$ -	\$ 252,226.16
Año 3	\$ 113,234.29	\$ 138,991.87	\$ -	\$ 252,226.16
Año 4	\$ 113,234.29	\$ 137,325.21	\$30,000,000.00	\$ 30,250,559.49
Año 5	\$ 5,297,565.77	\$ 158,925.21	\$ -	\$ 5,456,490.97
Año 6 +++	\$ 441,463.81	\$ 13,243.77	\$ -	\$ 454,707.58
Suma de capitales de trabajo del año 1 al 3				\$ 756,678.48
Capital de trabajo del año 4				\$ 30,250,559.49
Capital de trabajo del año 5				\$ 5,456,490.97
Capital de trabajo del año 6 en adelante				\$ 454,707.58

Nota: Obsérvese que el año 4 es el año de construcción de la planta, los gastos son menores porque se amortizaron por completo los intangibles. El año 5 es el primer año de operación, sin paga. El monto del año 6 es igual a los costos y gastos de un mes de operación, debido a que se tiene un retraso de 13 meses en recibir beneficios (12 meses del año 5 y 1 mes del año 6).

Elaboración propia

Finalmente, es importante mencionar, que la garantía de fiel cumplimiento se recupera a inicios del año 5 y se utiliza parte de ese monto para solventar la empresa. Es decir, de los 30 millones de USD que se liberan al final del último año preoperativo, se tomarán 5 911 198.56 USD (5 456 490.97 USD + 454 707.58 USD), que servirán para cubrir los costos y gastos de los siguientes 13 meses de operación.

7.2. Costos de las operaciones del servicio.

7.2.1. Costos de materiales del servicio.

Para calcular el costo de concentradores partimos del costo por m² y lo multiplicamos por los 1 349 777 m² necesarios de espejos (135 ha) (tabla 7.5.).

Tabla 7.5.
Costo CCP

Concentradores solares cilindrico parabolicos		
Espejos de cristal con bajo contenido en hierro		\$ 11.00
Sistema de seguimiento		
Controlador y sensor		\$ 1.00
Motor		\$ 2.33
Tubos receptores		
HTF (aceite, <i>heat transfer fluid</i>)		\$ 3.00
Tubo de vidrio interno		\$ 15.00
Tubo al vacio boro silicato		\$ 15.00
Estructura soportante		
Acero inoxidable		\$ 15.00
	Total (USD/m2)	\$ 62.33
	m2 totales	1,349,777.22
		\$ 84,136,113.21
Adicional por envio + instalación + conexiones + motores	30%	\$ 25,240,833.96
	TOTAL	\$ 109,376,947.18

Fuente: Torres (2015) y Gil (2008)

Elaboración propia

7.2.2. Costo de los servicios (energía eléctrica, agua, transporte, etc.).

Consumo Eléctrico

El costo de consumo eléctrico está conformado de tres grupos: por la iluminación de la planta, por el sistema de seguimiento solar y por la iluminación de las oficinas en lima.

Respecto al primero, por iluminación de la planta, se hizo una estimación a partir de un recibo de luz, de 40 USD /100 m² al mes. Lo que nos da un costo fijo por iluminación de 96 000 USD/año, ya que sólo contamos las dos hectáreas de área techada.

El segundo costo eléctrico, se produce por el movimiento de los motores de los concentradores, que trabajan suministrando torque en el sistema de seguimiento solar. Se utilizan motores de 100 Watts / 80 m² de concentradores (Torres 2015), que en total son 16 872 motores, que en 340 días al año y 10 horas de operación diaria consumen 5 736.55

MWh. En el Perú, el precio de mercado es de 7.5 USD/MWh (APEREC 2015), generando un costo variable de 43 024.15 USD/año.

Finalmente, el tercer costo eléctrico está dentro del pago por mantenimiento de las oficinas, cuyo monto total estimado es de 2 485.21 USD/año (Urbania, 2015).

Agua

Hay tres cálculos sobre el consumo de agua.

El primero es por el personal, una persona consume 0.45 m³/ día como máximo de agua (ONU, 2015), multiplicado por los 31 trabajadores que pueden estar en la planta, al año se tiene un consumo de 5 092 m³.

El segundo es por limpieza de espejos. Cada espejo necesita 0.001 m³/m² de agua, por 52 semanas en un programa arbitrario de limpieza semanal, se tiene un consumo de 70 188 m³.

Y el tercero es por el ciclo de vapor que utiliza por hora 1 019 m³ (974 en flujo y 45 por purgas) 10 horas al día y 340 días al año son 153 974 m³ (Anexo 11).

Esto nos da un total de 229 254 m³ de consumo por agua. La planta de osmosis inversa con un flujo constante de 45m³/h produce 394 200 m³/año.

Transporte

El camión cisterna y las camionetas necesitan combustible para poder limpiar los espejos y para poder trasladar personal.

La planta se puede clasificar en dos partes: El campo solar, donde están todos los concentradores y el bloque de potencia, donde se encuentran los demás equipos y el campamento minero. Como el bloque de potencia se encuentra en el centro de la planta y está rodeado del campo solar, estimar la cantidad de combustible necesario fue un reto. Se utilizó el método de resolución de problemas propuesto por Cengel (2015) para calcular la cantidad de combustible al año. En total se necesitan 448 galones para limpiar los concentradores, a un precio de 4,126 USD/galón, redondeando tenemos un costo anual por combustible de 2000 USD (Anexo 5) por limpieza de espejos.

Se asumieron los costos de combustible para transportar personal, iguales, lo que nos da 4000 USD al año por costos de combustible.

7.2.3. Costo del personal.

7.2.3.1. Personal de planta.

Según el mercado internacional (ingenieros) y el mercado peruano se tienen los siguientes salarios (tabla 7.6.).

Tabla 7.6.

Mercado laboral

Ingenieros	\$ 115,000.00	c/u /año	\$ 9,583	c/u/mes
Operarios	\$ 4,800.00	c/u /año	\$ 400	c/u/mes
Vigilantes	\$ 4,800.00	c/u /año	\$ 400	c/u/mes

Fuente: Dice Holdings Group (2016) y Aptitus (2016).

Finalmente se tiene la cantidad y turnos de personal y la cantidad total anual (multiplicada por 1.4) que incluye beneficios (tabla 7.7.).

Tabla 7.7.

Remuneración de los trabajadores de la planta

Personal	Cantidad	Total (USD/año)
Ingenieros	4	\$ 644,000
Operarios	8	\$ 53,760
Vigilantes	16	\$ 107,520

Nota: Los vigilantes rotan en turnos de 12 horas.

Elaboración propia.

7.2.3.2. Personal de soporte interno del servicio.

Según el mercado peruano se tiene un sueldo mensual para un administrativo de 2 000 USD mensuales (2800 USD más beneficios), y de 300 USD para un colaborador de limpieza (420 USD más beneficios), (Aptitus, 2016) el total se ve en la tabla 7.8.

Tabla 7.8.

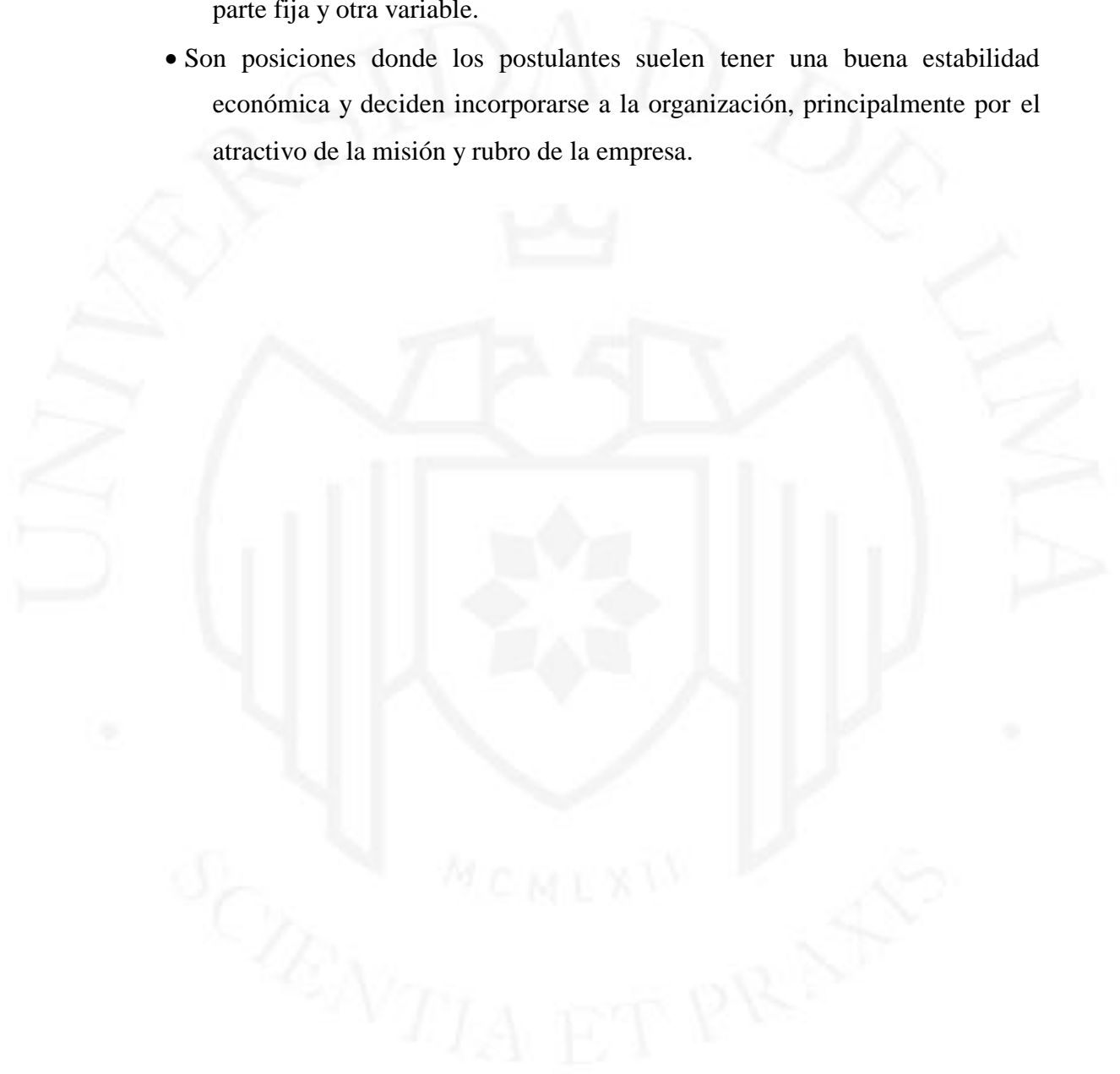
Sueldo de oficina

Personal	cantidad	Total (USD / año)
Ingeniero	3	\$ 100,800
Colaborador	1	\$ 5,040

Fuente: Aptitus (2016)

Como se mencionó anteriormente, no incluyo en el presupuesto a los tres principales gerentes, las razones son las siguientes:

- Son cargos de confianza y son negociados personalmente por los accionistas de la empresa.
- Son cargos orientados a objetivos, por los que sus remuneraciones tienen una parte fija y otra variable.
- Son posiciones donde los postulantes suelen tener una buena estabilidad económica y deciden incorporarse a la organización, principalmente por el atractivo de la misión y rubro de la empresa.



7.3. Presupuestos Operativos.

7.3.1. Presupuesto de ingreso por ventas.

Tabla 7.9.

Presupuesto de ingresos por ventas

Año	año 5	año 6	año 7	año 8	año 9	año 10
Precio Tarifa (\$/MWh)	\$ 49.00	\$ 49.00	\$ 53.34	\$ 55.52	\$ 57.69	\$ 59.86
Ingresos Ventas	\$ 19,992,000	\$ 19,992,000	\$ 21,764,648	\$ 22,650,972	\$ 23,537,296	\$ 24,423,620
CERS	\$ 33,042	\$ 33,042	\$ 33,042	\$ 33,042	\$ 33,042	\$ 33,042
TOTAL	\$ 20,025,042	\$ 20,025,042	\$ 21,797,690	\$ 22,684,014	\$ 23,570,338	\$ 24,456,662

Año	año 11	año 12	año 13	año 14	año 15	año 16
Precio Tarifa (\$/MWh)	\$ 62.03	\$ 64.21	\$ 66.38	\$ 68.55	\$ 70.72	\$ 72.90
Ingresos Ventas	\$ 25,309,944	\$ 26,196,268	\$ 27,082,591	\$ 27,968,915	\$ 28,855,239	\$ 29,741,563
CERS	\$ 33,042	\$ 33,042	\$ 33,042	\$ 33,042	\$ 33,042	\$ 33,042
TOTAL	\$ 25,342,986	\$ 26,229,310	\$ 27,115,634	\$ 28,001,958	\$ 28,888,281	\$ 29,774,605

Año	año 17	año 18	año 19	año 20	año 21	año 22
Precio Tarifa (\$/MWh)	\$ 75.07	\$ 77.24	\$ 79.41	\$ 81.59	\$ 83.76	\$ 85.93
Ingresos Ventas	\$ 30,627,887	\$ 31,514,211	\$ 32,400,535	\$ 33,286,859	\$ 34,173,183	\$ 35,059,507
CERS	\$ 33,042	\$ 33,042	\$ 33,042	\$ 33,042	\$ 33,042	\$ 33,042
TOTAL	\$ 30,660,929	\$ 31,547,253	\$ 32,433,577	\$ 33,319,901	\$ 34,206,225	\$ 35,092,549

Año	año 23	año 24
Precio Tarifa (\$/MWh)	\$ 88.10	\$ 90.27
Ingresos Ventas	\$ 35,945,831	\$ 36,832,155
CERS	\$ 33,042	\$ 33,042
TOTAL	\$ 35,978,873	\$ 36,865,197

Nota: El precio de la tarifa se va actualizando según contrato. Los años 1 al 4 se trabaja sin ingresos por ventas. Adicionalmente, como el Estado se atrasa 13 meses en pagar estas ventas, tenemos un ingreso por el interés que ocasiona esta mora (TEA = 12% según el artículo 79 de la Ley de Concesiones Eléctricas) y será agregado más adelante como ingreso financiero.

Fuente: Resolución Vice Ministerial N° 031-2015-MEM/VME (2015), Cero CO₂ (2018) y Sende CO₂ (2018)

Elaboración propia

7.3.2. Presupuesto operativo de costos.

Los costos operativos fijos y variables, del primer año operativo (año 5), son de 30 919 582.99 USD (tabla 7.10.).

Tabla 7.10.

Costos operativos

Costos Fijos		
Terreno (propio)		0
Depreciacion Fabril		\$ 25,622,017.23
Salarios (incluyen costos laborales sociales)		
Ingenieros	4 1 turnos	\$ 644,000.00
Operarios	8 1 turnos	\$ 53,760.00
Vigilantes	8 2 turnos	\$ 107,520.00
Conteo de personal	28	
Seguros equipos		\$ 1,458,111.10
Extinguidores		\$ 1,190.48
Servicios		
Telefono (fijo o celular + radio para vigilantes)		\$ 10,000.00
Licencias de software		
Office		\$ 300.00
CMMS		\$ 300.00
Internet		\$ 1,000.00
Electricidad de iluminacion		\$ 96,000.00
Otros (planta)		\$ 2,799,419.88
TOTAL FIJO		\$ 30,793,618.68
Costos Variables		
Electricidad motores electricos de los equipos		\$ 43,024.15
Repuestos		\$ 67,488.86
Gasolina de cisterna y camionetas		\$ 4,000.00
Otros		\$ 11,451.30
TOTAL VARIABLE		\$ 125,964
TOTAL Fijo + Variable		\$ 30,919,582.99

Nota: CMMS: Por sus siglas en inglés "Computerized Maintenance Management System".

Elaboración propia

7.3.3. Presupuesto operativo de gastos administrativos.

A partir del año 5 en adelante, anualmente se gastan 158 925.21 USD por gastos administrativos (tabla 7.11.).

La variación de estos gastos está en función de la amortización de intangibles. En los primeros 3 años es de 1 666 USD (por el costo de comprar las bases, de 5 000 USD), y en el año 4 y en el año 15 en adelante, no hay amortización porque se ha alcanzado el límite de la vida útil de esos Activos Fijos Intangibles (AFI).

Tabla 7.11.

Gastos administrativos

			5
Alquiler de oficina			\$ 24,000.00
Salarios de oficina			
Ingeniero	3 persona(s)		\$ 100,800.00
Colaborador	1 persona(s)		\$ 5,040.00
Mantenimiento			\$ 2,485.21
Suministros diversos (oficina)			\$ 5,000.00
Depreciación NF			\$ -
Amortización AFI			\$ 21,600.00
	Total		\$ 158,925.21

Nota: La oficina es alquilada amoblada, por lo que no hay depreciación no fabril.

Elaboración propia

7.4. Presupuestos financieros

7.4.1 Presupuesto de servicio de deuda

Se cuenta con el financiamiento del banco KFW, a una Tasa Efectiva Anual (TEA) especial de 3% mediante contrato público privado (Acosta, 2016). Se asumió también 2 años de periodo de gracia total y un 90% de financiamiento. Más adelante en el estudio de sensibilidad, se presentarán casos con una TEA diferente.

Capital Propio: 30 160 118.41 USD.

Banco: 271 441 065.66 USD.

Tabla 7.12.

Presupuesto de servicio de deuda

Año	Saldo	Interés	Amortización	Cuota
4	\$ 271,441,065.66	\$ 8,143,231.97	\$ -	\$ -
5	\$ 279,584,297.63	\$ 8,387,528.93	\$ -	\$ -
6	\$ 287,971,826.56	\$ 8,639,154.80	\$ 11,465,275.91	\$ 20,104,430.70
7	\$ 276,506,550.65	\$ 8,295,196.52	\$ 11,809,234.19	\$ 20,104,430.70
8	\$ 264,697,316.47	\$ 7,940,919.49	\$ 12,163,511.21	\$ 20,104,430.70
9	\$ 252,533,805.26	\$ 7,576,014.16	\$ 12,528,416.55	\$ 20,104,430.70
10	\$ 240,005,388.71	\$ 7,200,161.66	\$ 12,904,269.04	\$ 20,104,430.70
11	\$ 227,101,119.67	\$ 6,813,033.59	\$ 13,291,397.11	\$ 20,104,430.70
12	\$ 213,809,722.55	\$ 6,414,291.68	\$ 13,690,139.03	\$ 20,104,430.70
13	\$ 200,119,583.52	\$ 6,003,587.51	\$ 14,100,843.20	\$ 20,104,430.70
14	\$ 186,018,740.33	\$ 5,580,562.21	\$ 14,523,868.50	\$ 20,104,430.70
15	\$ 171,494,871.83	\$ 5,144,846.15	\$ 14,959,584.55	\$ 20,104,430.70
16	\$ 156,535,287.28	\$ 4,696,058.62	\$ 15,408,372.09	\$ 20,104,430.70
17	\$ 141,126,915.19	\$ 4,233,807.46	\$ 15,870,623.25	\$ 20,104,430.70
18	\$ 125,256,291.94	\$ 3,757,688.76	\$ 16,346,741.95	\$ 20,104,430.70
19	\$ 108,909,550.00	\$ 3,267,286.50	\$ 16,837,144.20	\$ 20,104,430.70
20	\$ 92,072,405.79	\$ 2,762,172.17	\$ 17,342,258.53	\$ 20,104,430.70
21	\$ 74,730,147.26	\$ 2,241,904.42	\$ 17,862,526.29	\$ 20,104,430.70
22	\$ 56,867,620.98	\$ 1,706,028.63	\$ 18,398,402.08	\$ 20,104,430.70
23	\$ 38,469,218.90	\$ 1,154,076.57	\$ 18,950,354.14	\$ 20,104,430.70
24	\$ 19,518,864.76	\$ 585,565.94	\$ 19,518,864.76	\$ 20,104,430.70

Nota: Se pide el préstamo en el año 4, por estar 3 años intentando ganar la subasta y porque ese año se construye la planta. El año 5 es el primer año operativo, sin ingresos.

Elaboración propia

7.4.2. Presupuesto de estado de resultados

Tabla 7.13.

Presupuesto de estado de resultados

	4	5	6	7	8	9
Ventas	\$ 20,025,042.12	\$ 20,025,042.12	\$ 21,797,690.00	\$ 22,684,013.94	\$ 23,570,337.87	
Costo de Ventas	\$ -30,919,582.99	\$ -30,919,582.99	\$ -30,919,582.99	\$ -30,919,582.99	\$ -30,919,582.99	
Utilidad Bruta	\$ -10,894,540.87	\$ -10,894,540.87	\$ -9,121,892.99	\$ -8,235,569.06	\$ -7,349,245.12	
Gastos Administrativos	\$ -158,925.21	\$ -158,925.21	\$ -158,925.21	\$ -158,925.21	\$ -158,925.21	
Ingresos Financieros	\$ 2,611,503.94	\$ 2,611,503.94	\$ 2,843,060.41	\$ 2,958,838.64	\$ 3,074,616.88	
Gastos Financieros	\$ -	\$ -8,639,154.80	\$ -8,295,196.52	\$ -7,940,919.49	\$ -7,576,014.16	
Pérdidas compensadas	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	
UAI y Participaciones	\$ -8,441,962.13	\$ -17,081,116.93	\$ -14,732,954.31	\$ -13,376,575.11	\$ -12,009,567.61	
Renta	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	
Participaciones (8%)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	
UARL	\$ -30,160,118.41	\$ -8,441,962.13	\$ -17,081,116.93	\$ -14,732,954.31	\$ -13,376,575.11	\$ -12,009,567.61
	10	11	12	13	14	15
Ventas	\$ 24,456,661.81	\$ 25,342,985.75	\$ 26,229,309.68	\$ 27,115,633.62	\$ 28,001,957.56	\$ 28,888,281.50
Costo de Ventas	\$ -30,888,782.99	\$ -30,888,782.99	\$ -30,888,782.99	\$ -30,888,782.99	\$ -30,888,782.99	\$ -5,362,365.77
Utilidad Bruta	\$ -6,432,121.18	\$ -5,545,797.25	\$ -4,659,473.31	\$ -3,773,149.37	\$ -2,886,825.43	\$ 23,525,915.73
Gastos Administrativos	\$ -158,925.21	\$ -158,925.21	\$ -158,925.21	\$ -158,925.21	\$ -158,925.21	\$ -158,925.21
Ingresos Financieros	\$ 3,190,395.11	\$ 3,306,173.35	\$ 3,421,951.58	\$ 3,537,729.81	\$ 3,653,508.05	\$ 3,769,286.28
Gastos Financieros	\$ -7,200,161.66	\$ -6,813,033.59	\$ -6,414,291.68	\$ -6,003,587.51	\$ -5,580,562.21	\$ -5,144,846.15
Pérdidas compensadas	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -21,991,430.65
UAI y Participaciones	\$ -10,600,812.94	\$ -9,211,582.70	\$ -7,810,738.61	\$ -6,397,932.27	\$ -4,972,804.80	\$ -
Renta	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Participaciones (8%)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
UARL	\$ -10,600,812.94	\$ -9,211,582.70	\$ -7,810,738.61	\$ -6,397,932.27	\$ -4,972,804.80	\$ -
	16	17	18	19	20	21
Ventas	\$ 29,774,605.43	\$ 30,660,929.37	\$ 31,547,253.31	\$ 32,433,577.24	\$ 33,319,901.18	\$ 34,206,225.12
Costo de Ventas	\$ -5,362,365.77	\$ -5,362,365.77	\$ -5,362,365.77	\$ -5,362,365.77	\$ -5,362,365.77	\$ -5,362,365.77
Utilidad Bruta	\$ 24,412,239.67	\$ 25,298,563.60	\$ 26,184,887.54	\$ 27,071,211.48	\$ 27,957,535.41	\$ 28,843,859.35
Gastos Administrativos	\$ -158,925.21	\$ -158,925.21	\$ -158,925.21	\$ -158,925.21	\$ -158,925.21	\$ -158,925.21
Ingresos Financieros	\$ 3,885,064.52	\$ 4,000,842.75	\$ 4,116,620.99	\$ 4,232,399.22	\$ 4,348,177.45	\$ 4,463,955.69
Gastos Financieros	\$ -4,696,058.62	\$ -4,233,807.46	\$ -3,757,688.76	\$ -3,267,286.50	\$ -2,762,172.17	\$ -2,241,904.42
Pérdidas compensadas	\$ -6,401,627.73	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
UAI y Participaciones	\$ 17,040,692.62	\$ 24,906,673.69	\$ 26,384,894.56	\$ 27,877,398.99	\$ 29,384,615.49	\$ 30,906,985.41
Renta	\$ -5,027,004.32	\$ -7,347,468.74	\$ -7,783,543.89	\$ -8,223,832.70	\$ -8,668,461.57	\$ -9,117,560.70
Participaciones (8%)	\$ -1,363,255.41	\$ -1,992,533.90	\$ -2,110,791.56	\$ -2,230,191.92	\$ -2,350,769.24	\$ -2,472,558.83
UARL	\$ 10,650,432.89	\$ 15,566,671.06	\$ 16,490,559.10	\$ 17,423,374.37	\$ 18,365,384.68	\$ 19,316,865.88
	22	23	24			
Ventas	\$ 35,092,549.05	\$ 35,978,872.99	\$ 36,865,196.93			
Costo de Ventas	\$ -5,362,365.77	\$ -5,362,365.77	\$ -5,362,365.77			
Utilidad Bruta	\$ 29,730,183.29	\$ 30,616,507.22	\$ 31,502,831.16			
Gastos Administrativos	\$ -158,925.21	\$ -158,925.21	\$ -158,925.21			
Ingresos Financieros	\$ 4,579,733.92	\$ 4,695,512.16	\$ 4,811,290.39			
Gastos Financieros	\$ -1,706,028.63	\$ -1,154,076.57	\$ -585,565.94			
Pérdidas compensadas	\$ -	\$ -	\$ -			
UAI y Participaciones	\$ 32,444,963.37	\$ 33,999,017.61	\$ 35,569,630.40			
Renta	\$ -9,571,264.19	\$ -10,029,710.19	\$ -10,493,040.97			
Participaciones (8%)	\$ -2,595,597.07	\$ -2,719,921.41	\$ -2,845,570.43			
UARL	\$ 20,278,102.11	\$ 21,249,386.00	\$ 22,231,019.00			

Nota: Obsérvese que en el año 15 y 16 se acumulan pérdidas de períodos anteriores, que por el artículo N° 50 de la ley de Impuesto a la Renta, pueden ser compensadas. También se tienen pérdidas hasta el año 14, esto se debe al efecto de la depreciación.

Elaboración propia

7.4.3. Presupuesto de Situación Financiera

Tabla 7.14.

Presupuesto de situación financiera

<u>Sunwolf S.A.C.</u>			
<u>Estado de Situación Financiera</u>			
<u>al 31 de diciembre 20XX (final del año 5)</u>			
<u>Activos</u>		<u>Pasivos</u>	
Corrientes		Deuda con el Banco KFW	\$ 271,441,065.66
Efectivo	\$ 19,885,229.86	Interés Acumulado por Gracia	\$ 16,530,760.90
Garantía de Fiel Cumplimiento	\$ -	Deuda Total de Largo Plazo	\$ 287,971,826.56
Cuentas por Cobrar	\$ 20,025,042.12		
No corrientes		Patrimonio	
Terreno (1 USD/m2)	\$ 13,700,000.00	Capital Social	\$ 19,295,336.46
Edificio y Mueblería de Planta	\$ 1,244,160.00	Utilidades Retenidas	\$ -
Concentradores Solares	\$ 105,001,869.29	Resultados acumulados	\$ 20,025,042.12
Turbina	\$ 6,840,000.00		
Intercambiadores	\$ 29,952,000.00		
Almacén de Calor	\$ 86,676,480.00		
Bombas	\$ 162,345.60		
Desaireador	\$ 11,520,000.00		
Planta de Tratamiento de Agua	\$ 220,910.48		
Subestación	\$ 4,608,000.00		
Camionetas	\$ 105,600.00		
Camión cisterna	\$ 17,600.00		
Depreciación Acumulada	\$ 10,365,206.89		
Bases	\$ -		
Licencias y Patentes	\$ 410,400.00		
Servicio Acumulado de Gracia	\$ 16,530,760.90		
Amortización Acumulada	\$ 26,600.00		
TOTAL ACTIVOS	\$ 327,292,205.15	TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO	\$ 327,292,205.15

Nota: El capital social es diferente al capital propio, esto se debe a que el préstamo se realizó a inicios del año anterior. En el siguiente cuadro se muestra el cálculo del capital social del año 5, a partir del dato de capital propio mostrado en el punto 7.4.1. En el Anexo 1 se encuentran los estados financieros proyectados de los años 1 al 4, al detalle.

Elaboración propia

Tabla 7.15.

Cálculo del capital social del año 5

Capital Social	
Capital Propio	\$ 30,165,118.41
Remuneraciones Planta	\$ -805,280.00
Seguros equipos	\$ -1,458,111.10
Extinguidores	\$ -1,190.48
Servicio de Telecom	\$ -10,000.00
Software (Office + CMMS)	\$ -600.00
Internet	\$ -1,000.00
Electricidad de Iluminación	\$ -96,000.00
Otros (costos fijos)	\$ -2,799,419.88
Electricidad motores electricos	\$ -43,024.15
Repuestos	\$ -67,488.86
Gasolina de cisterna y camionetas	\$ -4,000.00
Otros (costos variables)	\$ -11,451.30
Alquiler de oficina	\$ -24,000.00
Remuneraciones Oficina	\$ -105,840.00
Mantenimiento	\$ -2,485.21
Suministros diversos (oficina)	\$ -5,000.00
Capital Social (final año 4)	\$ 24,730,227.43
Remuneraciones Planta	\$ -805,280.00
Seguros equipos	\$ -1,458,111.10
Extinguidores	\$ -1,190.48
Servicio de Telecom	\$ -10,000.00
Software (Office + CMMS)	\$ -600.00
Internet	\$ -1,000.00
Electricidad de Iluminación	\$ -96,000.00
Otros (costos fijos)	\$ -2,799,419.88
Electricidad motores electricos	\$ -43,024.15
Repuestos	\$ -67,488.86
Gasolina de cisterna y camionetas	\$ -4,000.00
Otros (costos variables)	\$ -11,451.30
Alquiler de oficina	\$ -24,000.00
Remuneraciones Oficina	\$ -105,840.00
Mantenimiento	\$ -2,485.21
Suministros diversos (oficina)	\$ -5,000.00
Capital Social (final año 5)	\$ 19,295,336.46

Nota: CMMS: Por sus siglas en inglés “Computerized Maintenance Management System”. A inicio del período preoperativo se compra un activo fijo intangible (bases) valorizado en 5000 USD, esto aumenta el capital propio del punto 7.4.1 mostrado en esa cantidad.

Elaboración propia

7.4.4. Presupuesto de caja de corto plazo

Tabla 7.16.

Presupuesto de caja de corto plazo

SumofS.A.C. Estado de flujo de caja Del 01 de Enero al 31 de diciembre 20XX (mo.S)												
Mes	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	julio	agosto	septiembre	octubre	noviembre	diciembre
Ingresos												
Efectivo generado por ventas	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Efectivo generado por CERS	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Recuperación de garantía	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Efectivo Generado por Operación	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Egresos												
Remuneraciones Planta	\$ -571,066.67	\$ -571,066.67	\$ -571,066.67	\$ -571,066.67	\$ -571,066.67	\$ -571,066.67	\$ -571,066.67	\$ -571,066.67	\$ -571,066.67	\$ -571,066.67	\$ -571,066.67	\$ -571,066.67
Seguros equipos	\$ -121,509.26	\$ -121,509.26	\$ -121,509.26	\$ -121,509.26	\$ -121,509.26	\$ -121,509.26	\$ -121,509.26	\$ -121,509.26	\$ -121,509.26	\$ -121,509.26	\$ -121,509.26	\$ -121,509.26
Extintores	\$ -99.21	\$ -99.21	\$ -99.21	\$ -99.21	\$ -99.21	\$ -99.21	\$ -99.21	\$ -99.21	\$ -99.21	\$ -99.21	\$ -99.21	\$ -99.21
Servicio de Telecom	\$ -833.33	\$ -833.33	\$ -833.33	\$ -833.33	\$ -833.33	\$ -833.33	\$ -833.33	\$ -833.33	\$ -833.33	\$ -833.33	\$ -833.33	\$ -833.33
Software (Oficia + CNDIS)	\$ -50.00	\$ -50.00	\$ -50.00	\$ -50.00	\$ -50.00	\$ -50.00	\$ -50.00	\$ -50.00	\$ -50.00	\$ -50.00	\$ -50.00	\$ -50.00
Internet	\$ -83.33	\$ -83.33	\$ -83.33	\$ -83.33	\$ -83.33	\$ -83.33	\$ -83.33	\$ -83.33	\$ -83.33	\$ -83.33	\$ -83.33	\$ -83.33
Electricidad de Iluminación	\$ -8,000.00	\$ -8,000.00	\$ -8,000.00	\$ -8,000.00	\$ -8,000.00	\$ -8,000.00	\$ -8,000.00	\$ -8,000.00	\$ -8,000.00	\$ -8,000.00	\$ -8,000.00	\$ -8,000.00
Otros (costos fijos)	\$ -233,284.99	\$ -233,284.99	\$ -233,284.99	\$ -233,284.99	\$ -233,284.99	\$ -233,284.99	\$ -233,284.99	\$ -233,284.99	\$ -233,284.99	\$ -233,284.99	\$ -233,284.99	\$ -233,284.99
Electricidad motores eléctricos	\$ -3,585.35	\$ -3,585.35	\$ -3,585.35	\$ -3,585.35	\$ -3,585.35	\$ -3,585.35	\$ -3,585.35	\$ -3,585.35	\$ -3,585.35	\$ -3,585.35	\$ -3,585.35	\$ -3,585.35
Repuestos	\$ -5,624.07	\$ -5,624.07	\$ -5,624.07	\$ -5,624.07	\$ -5,624.07	\$ -5,624.07	\$ -5,624.07	\$ -5,624.07	\$ -5,624.07	\$ -5,624.07	\$ -5,624.07	\$ -5,624.07
Casilla de sistema y camionetas	\$ -333.33	\$ -333.33	\$ -333.33	\$ -333.33	\$ -333.33	\$ -333.33	\$ -333.33	\$ -333.33	\$ -333.33	\$ -333.33	\$ -333.33	\$ -333.33
Otros (costos variables)	\$ -954.78	\$ -954.78	\$ -954.78	\$ -954.78	\$ -954.78	\$ -954.78	\$ -954.78	\$ -954.78	\$ -954.78	\$ -954.78	\$ -954.78	\$ -954.78
Alquiler de oficina	\$ -2,000.00	\$ -2,000.00	\$ -2,000.00	\$ -2,000.00	\$ -2,000.00	\$ -2,000.00	\$ -2,000.00	\$ -2,000.00	\$ -2,000.00	\$ -2,000.00	\$ -2,000.00	\$ -2,000.00
Remuneraciones Oficina	\$ -8,820.00	\$ -8,820.00	\$ -8,820.00	\$ -8,820.00	\$ -8,820.00	\$ -8,820.00	\$ -8,820.00	\$ -8,820.00	\$ -8,820.00	\$ -8,820.00	\$ -8,820.00	\$ -8,820.00
Mantenimiento	\$ -207.10	\$ -207.10	\$ -207.10	\$ -207.10	\$ -207.10	\$ -207.10	\$ -207.10	\$ -207.10	\$ -207.10	\$ -207.10	\$ -207.10	\$ -207.10
Suavizantes desechos (oficina)	\$ -416.67	\$ -416.67	\$ -416.67	\$ -416.67	\$ -416.67	\$ -416.67	\$ -416.67	\$ -416.67	\$ -416.67	\$ -416.67	\$ -416.67	\$ -416.67
Efectivo utilizado operación	\$ -452,907.58	\$ -452,907.58	\$ -452,907.58	\$ -452,907.58	\$ -452,907.58	\$ -452,907.58	\$ -452,907.58	\$ -452,907.58	\$ -452,907.58	\$ -452,907.58	\$ -452,907.58	\$ -452,907.58
Aumento/Disminución efectivo	\$ -452,907.58	\$ -452,907.58	\$ -452,907.58	\$ -452,907.58	\$ -452,907.58	\$ -452,907.58	\$ -452,907.58	\$ -452,907.58	\$ -452,907.58	\$ -452,907.58	\$ -452,907.58	\$ -452,907.58
Saldo efectivo al inicio	\$ 25,370,120.84	\$ 24,867,213.26	\$ 24,414,305.68	\$ 23,961,398.09	\$ 23,508,490.51	\$ 23,055,582.93	\$ 22,602,675.35	\$ 22,149,767.77	\$ 21,696,860.19	\$ 21,243,952.61	\$ 20,791,045.03	\$ 20,338,137.44
Saldo Efectivo Final Periodo	\$ 24,867,213.26	\$ 24,414,305.68	\$ 23,961,398.09	\$ 23,508,490.51	\$ 23,055,582.93	\$ 22,602,675.35	\$ 22,149,767.77	\$ 21,696,860.19	\$ 21,243,952.61	\$ 20,791,045.03	\$ 20,338,137.44	\$ 19,885,229.86

Elaboración Propia

7.5. Flujo de fondos netos

7.5.1. Flujo de fondos económicos

Tabla 7.17.

Flujo de fondos económicos

	4	5	6	7	8	9
Utilidad antes de reserva legal	\$ -	\$ -8,441,962.13	\$ -17,081,116.93	\$ -14,732,954.31	\$ -13,376,575.11	\$ -12,009,567.61
Pérdidas sin gasto de recursos (+)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Intereses (+)	\$ -	\$ -	\$ 8,639,154.80	\$ 8,295,196.52	\$ 7,940,919.49	\$ 7,576,014.16
Depreciación (+)	\$ -	\$ 25,622,017.23	\$ 25,622,017.23	\$ 25,622,017.23	\$ 25,622,017.23	\$ 25,622,017.23
Amortización Intangibles (+)	\$ -	\$ 43,200.00	\$ 43,200.00	\$ 43,200.00	\$ 43,200.00	\$ 43,200.00
Valor en libros de AF Vendidos (+)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Inversiones (-)	\$ -301,601,184.07	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Capital de trabajo (+)	\$ -	\$ 24,088,801.44	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Flujo neto de fondos económicos	\$ -301,601,184.07	\$ 41,312,056.54	\$ 17,223,255.09	\$ 19,227,459.44	\$ 20,229,561.61	\$ 21,231,663.78

	10	11	12	13	14	15
Utilidad antes de reserva legal	\$ -10,600,812.94	\$ -9,211,582.70	\$ -7,810,738.61	\$ -6,397,932.27	\$ -4,972,804.80	\$ -
Pérdidas sin gasto de recursos (+)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 21,991,430.65
Intereses (+)	\$ 7,200,161.66	\$ 6,813,033.59	\$ 6,414,291.68	\$ 6,003,587.51	\$ 5,580,562.21	\$ 5,144,846.15
Depreciación (+)	\$ 25,591,217.23	\$ 25,591,217.23	\$ 25,591,217.23	\$ 25,591,217.23	\$ 25,591,217.23	\$ 64,800.00
Amortización Intangibles (+)	\$ 43,200.00	\$ 43,200.00	\$ 43,200.00	\$ 43,200.00	\$ 43,200.00	\$ -
Valor en libros de AF Vendidos (+)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Inversiones (-)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Capital de trabajo (+)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Flujo neto de fondos económicos	\$ 22,233,765.95	\$ 23,235,868.12	\$ 24,237,970.29	\$ 25,240,072.46	\$ 26,242,174.63	\$ 27,201,076.80

	16	17	18	19	20	21
Utilidad antes de reserva legal	\$ 10,650,432.89	\$ 15,566,671.06	\$ 16,490,559.10	\$ 17,423,374.37	\$ 18,365,384.68	\$ 19,316,865.88
Pérdidas sin gasto de recursos (+)	\$ 6,401,627.73	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Intereses (+)	\$ 4,696,058.62	\$ 4,233,807.46	\$ 3,757,688.76	\$ 3,267,286.50	\$ 2,762,172.17	\$ 2,241,904.42
Depreciación (+)	\$ 64,800.00	\$ 64,800.00	\$ 64,800.00	\$ 64,800.00	\$ 64,800.00	\$ 64,800.00
Amortización Intangibles (+)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Valor en libros de AF Vendidos (+)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Inversiones (-)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Capital de trabajo (+)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Flujo neto de fondos económicos	\$ 21,812,919.24	\$ 19,865,278.51	\$ 20,313,047.86	\$ 20,755,460.87	\$ 21,192,356.85	\$ 21,623,570.30

	22	23	24
Utilidad antes de reserva legal	\$ 20,278,102.11	\$ 21,249,386.00	\$ 22,231,019.00
Pérdidas sin gasto de recursos (+)	\$ -	\$ -	\$ -
Intereses (+)	\$ 1,706,028.63	\$ 1,154,076.57	\$ 585,565.94
Depreciación (+)	\$ 64,800.00	\$ 64,800.00	\$ 64,800.00
Amortización Intangibles (+)	\$ -	\$ -	\$ -
Valor en libros de AF Vendidos (+)	\$ -	\$ -	\$ 13,700,000.00
Inversiones (-)	\$ -	\$ -	\$ -
Capital de trabajo (+)	\$ -	\$ -	\$ 454,707.58
Flujo neto de fondos económicos	\$ 22,048,930.74	\$ 22,468,262.57	\$ 37,036,092.52

Nota: El capital de trabajo va disminuyendo como se mencionó en el subtítulo 7.1.2. También, en el año 5 se recuperan los 30 M de USD por garantía de fiel cumplimiento, menos la suma del capital de trabajo del año 5 y del capital de trabajo del año 6. (30 M USD – (5 456 490 USD + 454 707 USD) = 24 088 801 USD).

Elaboración propia

7.5.2. Flujo de fondos financieros

Tabla 7.18.

Flujo de fondos financieros

	4	5	6	7	8	9
Utilidad antes de reserva legal	\$ -	\$ -8,441,962.13	\$ -17,081,116.93	\$ -14,732,954.31	\$ -13,376,575.11	\$ -12,009,567.61
Pérdidas sin gasto de recursos	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Intereses (+)	\$ -	\$ -	\$ 8,639,154.80	\$ 8,295,196.52	\$ 7,940,919.49	\$ 7,576,014.16
Depreciación (+)	\$ -	\$ 25,622,017.23	\$ 25,622,017.23	\$ 25,622,017.23	\$ 25,622,017.23	\$ 25,622,017.23
Amortización Intangibles (+)	\$ -	\$ 43,200.00	\$ 43,200.00	\$ 43,200.00	\$ 43,200.00	\$ 43,200.00
Valor en libros de AF Vendidos (+)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Inversiones (-)	\$ -301,601,184.07	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Capital de trabajo (+/-)	\$ -	\$ 24,088,801.44	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Deuda Tomada (+)	\$ 271,441,065.66	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Intereses *(1-Impuesto Renta) (-)	\$ -	\$ -	\$ -6,220,191.45	\$ -5,972,541.49	\$ -5,717,462.04	\$ -5,454,730.19
Amortización de Deuda (-)	\$ -	\$ -	\$ -11,465,275.91	\$ -11,809,234.19	\$ -12,163,511.21	\$ -12,528,416.55
Cuentas por pagar (+/-)	\$ -	\$ -	\$ 470,000.00	\$ -470,000.00	\$ -	\$ -
Flujo neto de fondos financiero	\$ -30,160,118.41	\$ 41,312,056.54	\$ 7,787.73	\$ 975,683.76	\$ 2,348,588.36	\$ 3,248,517.04
	10	11	12	13	14	15
Utilidad antes de reserva legal	\$ -10,600,812.94	\$ -9,211,582.70	\$ -7,810,738.61	\$ -6,397,932.27	\$ -4,972,804.80	\$ -
Pérdidas sin gasto de recursos	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 21,991,430.65
Intereses (+)	\$ 7,200,161.66	\$ 6,813,033.59	\$ 6,414,291.68	\$ 6,003,587.51	\$ 5,580,562.21	\$ 5,144,846.15
Depreciación (+)	\$ 25,591,217.23	\$ 25,591,217.23	\$ 25,591,217.23	\$ 25,591,217.23	\$ 25,591,217.23	\$ 64,800.00
Amortización Intangibles (+)	\$ 43,200.00	\$ 43,200.00	\$ 43,200.00	\$ 43,200.00	\$ 43,200.00	\$ -
Valor en libros de AF Vendidos (+)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Inversiones (-)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Capital de trabajo (+/-)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Deuda Tomada (+)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Intereses *(1-Impuesto Renta) (-)	\$ -5,184,116.40	\$ -4,905,384.18	\$ -4,618,290.01	\$ -4,322,583.00	\$ -4,018,004.79	\$ -3,704,289.23
Amortización de Deuda (-)	\$ -12,904,269.04	\$ -13,291,397.11	\$ -13,690,139.03	\$ -14,100,843.20	\$ -14,523,868.50	\$ -14,959,584.55
Cuentas por pagar (+/-)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Flujo neto de fondos financiero	\$ 4,145,380.51	\$ 5,039,086.82	\$ 5,929,541.26	\$ 6,816,646.26	\$ 7,700,301.35	\$ 8,537,203.02
	16	17	18	19	20	21
Utilidad antes de reserva legal	\$ 10,650,432.89	\$ 15,566,671.06	\$ 16,490,559.10	\$ 17,423,374.37	\$ 18,365,384.68	\$ 19,316,865.88
Pérdidas sin gasto de recursos	\$ 6,401,627.73	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Intereses (+)	\$ 4,696,058.62	\$ 4,233,807.46	\$ 3,757,688.76	\$ 3,267,286.50	\$ 2,762,172.17	\$ 2,241,904.42
Depreciación (+)	\$ 64,800.00	\$ 64,800.00	\$ 64,800.00	\$ 64,800.00	\$ 64,800.00	\$ 64,800.00
Amortización Intangibles (+)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Valor en libros de AF Vendidos (+)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Inversiones (-)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Capital de trabajo (+/-)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Deuda Tomada (+)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Intereses *(1-Impuesto Renta) (-)	\$ -3,381,162.21	\$ -3,048,341.37	\$ -2,705,535.91	\$ -2,352,446.28	\$ -1,988,763.97	\$ -1,614,171.18
Amortización de Deuda (-)	\$ -15,408,372.09	\$ -15,870,623.25	\$ -16,346,741.95	\$ -16,837,144.20	\$ -17,342,258.53	\$ -17,862,526.29
Cuentas por pagar (+/-)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Flujo neto de fondos financiero	\$ 3,023,384.95	\$ 946,313.89	\$ 1,260,770.01	\$ 1,565,870.38	\$ 1,861,334.36	\$ 2,146,872.83
	22	23	24			
Utilidad antes de reserva legal	\$ 20,278,102.11	\$ 21,249,386.00	\$ 22,231,019.00			
Pérdidas sin gasto de recursos	\$ -	\$ -	\$ -			
Intereses (+)	\$ 1,706,028.63	\$ 1,154,076.57	\$ 585,565.94			
Depreciación (+)	\$ 64,800.00	\$ 64,800.00	\$ 64,800.00			
Amortización Intangibles (+)	\$ -	\$ -	\$ -			
Valor en libros de AF Vendidos (+)	\$ -	\$ -	\$ 13,700,000.00			
Inversiones (-)	\$ -	\$ -	\$ -			
Capital de trabajo (+/-)	\$ -	\$ -	\$ 454,707.58			
Deuda Tomada (+)	\$ -	\$ -	\$ -			
Intereses *(1-Impuesto Renta) (-)	\$ -1,228,340.61	\$ -830,935.13	\$ -421,607.48			
Amortización de Deuda (-)	\$ -18,398,402.08	\$ -18,950,354.14	\$ -19,518,864.76			
Cuentas por pagar (+/-)	\$ -	\$ -	\$ -			
Flujo neto de fondos financiero	\$ 2,422,188.05	\$ 2,686,973.30	\$ 17,095,620.28			

Nota: El impuesto a la renta es de 28% desde el 2017 (esan, 2019). En el año 6 se tiene un flujo negativo, por lo que se ha diferido un pago al año siguiente.

Elaboración propia

CAPÍTULO VIII: EVALUACIÓN ECONÓMICA Y FINANCIERA DEL PROYECTO

8.1. Evaluación económica: VAN, TIR, B/C, PR.

Para todas las evaluaciones del proyecto se ha estimado un COK (costo de oportunidad de capital) basado en el modelo CAPM (*Capital and Asset Pricing Model*).

Se calculó un $R_f = 2.35\%$ (rentabilidad anual del bono del tesoro norteamericano), obtenido en base a los últimos 10 años (Macrotrends, 2019), un $Beta = 1.45$ para energías renovables (Damodaran, 2019) y un $R_m = 9.10\%$ (obtenido en base a un histórico de los últimos 10 años del índice *Standard & Poor's 500* (Macrotrends, 2019).

Con estos datos se obtiene un Cok de 12.14%.

- VAN = -122 898 718 USD
- TIR = 4.81 %
- B/C = 0.59
- PR = 30.73 años (estimado)

Económicamente, se puede concluir que el proyecto no es viable por presentar un VAN negativo, una TIR menor al costo de oportunidad y una razón beneficio costo menor a uno.

8.2. Evaluación financiera: VAN, TIR, B/C, PR.

- VAN = 29 136 763.98 USD
- TIR = 49.70 %
- B/C = 1.97
- PR = 0.82 años

En cuanto, al análisis financiero, se puede concluir que el proyecto es viable por presentar un VAN positivo, una TIR mayor al costo de oportunidad y una razón beneficio costo mayor a uno, y que se empiezan a recibir ganancias en menos de un año (parte de esto es justificado por la recuperación de la garantía).

8.3. Análisis de ratios (liquidez, solvencia, rentabilidad)

A continuación, presentamos tres ratios del proyecto:

- Razón circulante = Activo circulante / pasivo circulante
= (19 885 229.86 / 0) = infinito.
- Razón de endeudamiento = Pasivos totales / Activos totales
= (287 971 826.56 / 327 292 205.15) = 87.99%.
- Capital de trabajo neto a activos totales = 5 456 490.97 / 332 950 071.16
= 1.67%.

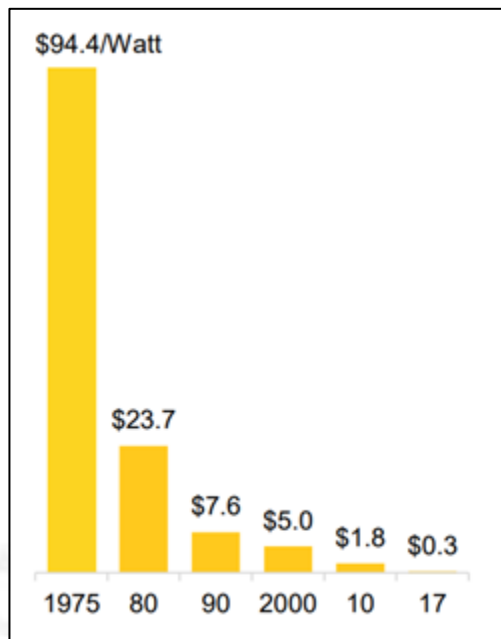
Se obtiene este valor en el primer ratio, porque el proyecto no tiene deudas a corto plazo en el año 5. Respecto al segundo ratio, el proyecto se encuentra por encima del promedio de la industria, que es 42% (Besley, 2009), sin embargo, la mayoría de proyectos no son público-privados. Finalmente, el tercer ratio podría indicar problemas de liquidez en la empresa si es elevado (Ross, 2010), no obstante, el valor obtenido es bastante bajo, esto se debe al contrato que se tiene con el Estado, que garantiza ventas y prioridad en el pago frente a otras empresas generadoras de energía.

8.4. Análisis de sensibilidad del proyecto.

Con el fin de hacer económicamente factible el proyecto y basándonos en la disminución radical de los precios que tuvieron los paneles fotovoltaicos desde 1975 (figura 8.1.) se plantean diversos escenarios.

Figura 8.1.

Precio histórico de las celdas fotovoltaicas



Nota: Desde 1975 hubo una disminución en un 99.97% de los precios.

Fuente: Bullard (2018)

En las siguientes tablas, se comparan dos escenarios donde se trabaja con un descuento en el precio del almacén (tabla 8.1.) y sin almacén de calor (tabla 8.2.), y también existe una reducción considerable en el precio de los intercambiadores y en los concentradores. Se puede concluir, que a pesar de que se reduzca el número de horas de operación, el precio de los almacenes de calor tiene un impacto significativo, y si se logra encontrar otra tecnología con la cual se almacene la energía, el proyecto se volvería más atractivo.

Es importante recalcar que el almacén térmico también cumple funciones de estabilización de la oferta energética, permitiendo abastecer al SEIN de forma constante y que, si se establecen las condiciones dichas en ambas tablas, es muy probable que no se cuenten con los beneficios ofrecidos por el banco KFW (una baja tasa de interés, un período de gracia y una buena capacidad de apalancamiento, en contrato público privado).

Tabla 8.1.

Escenario 1

Condiciones:		
Reducción del costo m ² de CSP	99.95% dcto	Sin cambios
Costo terreno (terreno eriazo)	\$ -	
Almacén de calor	50% dcto	
Intercambiadores de calor	50% dcto	
Análisis: cok		12.14%
TIR económico	18.09%	4.81%
Van económico	\$ 43,911,257.91	\$ -122,898,718.62
Período de recupero económico	9.16	30.73
B/C económico	1.36	0.59
TIR financiero	272.95%	49.70%
Van financiero	\$ 106,040,437.08	\$ 29,136,763.98
Período de recupero financiero	0.33	0.82
B/C financiero	9.60	1.97

Elaboración propia

Tabla 8.2.

Escenario 2

Condiciones:		
Reducción del costo m ² de CSP	99.95% dcto	Sin cambios
Costo terreno (terreno eriazo)	\$ -	
Almacén de calor	Sin almacén	
Intercambiadores de calor	50% dcto	
Análisis: cok		12.14%
TIR económico	19.22%	4.81%
Van económico	\$ 29,753,094.32	\$ -122,898,718.62
Período de recupero económico	8.29	30.73
B/C económico	1.38	0.59
TIR financiero	385.45%	49.70%
Van financiero	\$ 69,125,433.71	\$ 29,136,763.98
Período de recupero financiero	0.24	0.82
B/C financiero	9.85	1.97

Elaboración propia

También se hizo un análisis donde se reducen los costos del terreno, del almacén de calor y se incrementa el número de almacenes. Se puede concluir que, si el costo del almacén se reduce en un 50%, la planta podría trabajar 24 horas e incluso tener una rentabilidad mejor a la del proyecto (tabla 8.3.), y se corrobora nuevamente el impacto del costo del almacén en los indicadores (tabla 8.4.).

Tabla 8.3.

Escenario 3

Condiciones:		Sin cambios
Costo terreno (terreno eriazo)	\$ -	
Almacén de calor	50% dcto	
3 almacenes y 24 horas de operación		
Análisis: cok		12.14%
TIR económico	7.85%	4.81%
Van económico	\$ -77,781,905.89	\$ -122,898,718.62
Período de recupero económico	22.91	30.73
B/C económico	0.75	0.59
TIR financiero	85.78%	49.70%
Van financiero	\$ 82,240,449.15	\$ 29,136,763.98
Período de recupero financiero	0.73	0.82
B/C financiero	3.59	1.97

Elaboración propia

Tabla 8.4.

Escenario 4

Condiciones:		Sin cambios
Costo terreno (terreno eriazo)	\$ -	
Almacén de calor	90% dcto	
3 almacenes y 24 horas de operación		
Análisis: cok		12.14%
TIR económico	13.07%	4.81%
Van económico	\$ 12,536,900.99	\$ -122,898,718.62
Período de recupero económico	16.68	30.73
B/C económico	1.06	0.59
TIR financiero	161.15%	49.70%
Van financiero	\$ 125,806,713.94	\$ 29,136,763.98
Período de recupero financiero	0.51	0.82
B/C financiero	6.60	1.97

Elaboración propia

Finalmente se hizo un último análisis donde se decide incrementar la TEA progresivamente. Con una TEA mayor a 5 %, el proyecto ya no sería factible.

Tabla 8.5.

Escenario 5

Condiciones:				
	TEA	3.00%	4.00%	5.00%
Análisis:	cok	12.14%	12.14%	12.14%
TIR económico		4.81%	4.98%	5.17%
Van económico		\$-122,898,718.62	\$-121,020,202.66	\$-119,082,177.39
Período de recupero económico		30.73	30.44	30.16
B/C económico		0.59	0.60	0.61
TIR financiero		49.70%	40.88%	18.46%
Van financiero		\$ 29,136,763.98	\$ 20,788,213.06	\$ 11,746,800.15
Período de recupero financiero		0.82	0.86	9.32
B/C financiero		1.97	1.68	1.20

Nota: La TEA con la que se hizo el proyecto es 3%.

Elaboración propia

CAPÍTULO IX: EVALUACIÓN SOCIAL DEL PROYECTO

9.1. Identificación de las zonas y comunidades de Influencia

Socialmente y a nivel macro, el proyecto tiene influencia a nivel nacional por abastecer directamente al SEIN, que a su vez distribuye la corriente a todo el Perú, en particular a la provincia de Arequipa. A nivel micro, la comunidad de Islay se vería beneficiada por los puestos de trabajo (especialmente indirectos) que generaría este proyecto y por el oasis producido en una zona desértica.

9.2. Impacto Social del Proyecto

Para el siguiente análisis se han utilizado 4 indicadores (ver tabla 9.1.):

- Valor agregado = VNA a un cok de 12.14% = 152 441 863.08 USD
- Relación Producto Capital = (Valor Agregado / Inversión)
= (87 639 435.65 / 301 601 184.07) = 0.51 USD
- Intensidad de Capital = (1 / Relación Producto Capital) = 1.98 USD
- Densidad de Capital = (Inversión / Puestos de trabajo)
= (301 601 184.07 USD/ 32 puestos) = 9 425 037 USD/puesto.

Tabla 9.1.

Beneficio social

	4	5	6	7	8
Sueldos y salarios	\$ 911,120.00	\$ 911,120.00	\$ 911,120.00	\$ 911,120.00	\$ 911,120.00
Intereses	\$ -	\$ -	\$ 8,639,154.80	\$ 8,295,196.52	\$ 7,940,919.49
Depreciacion y amortización	\$ -	\$ 25,665,217.23	\$ 25,665,217.23	\$ 25,665,217.23	\$ 25,665,217.23
Utilidad antes de impuestos	\$ -	\$ -8,441,962.13	\$ -17,081,116.93	\$ -14,732,954.31	\$ -13,376,575.11
Total	\$ 911,120.00	\$ 18,134,375.09	\$ 18,134,375.09	\$ 20,138,579.44	\$ 21,140,681.61

	9	10	11	12	13
Sueldos y salarios	\$ 911,120.00	\$ 911,120.00	\$ 911,120.00	\$ 911,120.00	\$ 911,120.00
Intereses	\$ 7,576,014.16	\$ 7,200,161.66	\$ 6,813,033.59	\$ 6,414,291.68	\$ 6,003,587.51
Depreciacion y amortización	\$ 25,665,217.23	\$ 25,634,417.23	\$ 25,634,417.23	\$ 25,634,417.23	\$ 25,634,417.23
Utilidad antes de impuestos	\$ -12,009,567.61	\$ -10,600,812.94	\$ -9,211,582.70	\$ -7,810,738.61	\$ -6,397,932.27
Total	\$ 22,142,783.78	\$ 23,144,885.95	\$ 24,146,988.12	\$ 25,149,090.29	\$ 26,151,192.46

	14	15	16	17	18
Sueldos y salarios	\$ 911,120.00	\$ 911,120.00	\$ 911,120.00	\$ 911,120.00	\$ 911,120.00
Intereses	\$ 5,580,562.21	\$ 5,144,846.15	\$ 4,696,058.62	\$ 4,233,807.46	\$ 3,757,688.76
Depreciacion y amortización	\$ 25,634,417.23	\$ 64,800.00	\$ 64,800.00	\$ 64,800.00	\$ 64,800.00
Utilidad antes de impuestos	\$ -4,972,804.80	\$ -	\$ 17,040,692.62	\$ 24,906,673.69	\$ 26,384,894.56
Total	\$ 27,153,294.63	\$ 6,120,766.15	\$ 22,712,671.24	\$ 30,116,401.15	\$ 31,118,503.32

	19	20	21	22	23
Sueldos y salarios	\$ 911,120.00	\$ 911,120.00	\$ 911,120.00	\$ 911,120.00	\$ 911,120.00
Intereses	\$ 3,267,286.50	\$ 2,762,172.17	\$ 2,241,904.42	\$ 1,706,028.63	\$ 1,154,076.57
Depreciacion y amortización	\$ 64,800.00	\$ 64,800.00	\$ 64,800.00	\$ 64,800.00	\$ 64,800.00
Utilidad antes de impuestos	\$ 27,877,398.99	\$ 29,384,615.49	\$ 30,906,985.41	\$ 32,444,963.37	\$ 33,999,017.61
Total	\$ 32,120,605.49	\$ 33,122,707.66	\$ 34,124,809.83	\$ 35,126,912.00	\$ 36,129,014.17

	24
Sueldos y salarios	\$ 911,120.00
Intereses	\$ 585,565.94
Depreciacion y amortización	\$ 64,800.00
Utilidad antes de impuestos	\$ 35,569,630.40
Total	\$ 37,131,116.34

Elaboración propia

El proyecto también produce energía capaz de dar luz a 49 617 hogares a nivel nacional (tabla 9.2.) que equivalen a 120 768 toneladas anualmente de CO₂ contribuyendo así a reducir el cambio climático (tabla 9.3).

Tabla 9.2.

Hogares equivalentes

Energía Producida	408,000,000.00	kWh/año
Consumo eléctrico hogar/mes	685.24	kWh/mes
Energía consumida hogar/año	8,222.88	kWh/año
	49,617.65	hogares /año

Fuente: tarifaLuzhora (2019)

Elaboración propia

Tabla 9.3.

Dióxido de carbono

Energía Producida	408,000,000.00	kWh/año
CO2 por consumo eléctrico	2,702.70	tn/CO2/kWh
	150,960.00	tn/CO2/año

Elaboración propia

Finalmente, el proyecto crea un oasis en una zona árida y despoblada y junto a los resultados obtenidos, se demuestra el impacto positivo que socialmente tiene el proyecto.

CONCLUSIONES

Las subastas de OSINERGMIN aseguran un mercado para el proyecto por un período de 20 años. Se ha demostrado, que el modelo de negocio de generación eléctrica para venta al Estado, a través de contratos a largo plazo ganados en licitaciones, es rentable con un buen financiamiento. Se asegura un pago estable por un largo periodo de tiempo, que permite cubrir la inversión inicial de implementación de la planta.

- Económicamente el proyecto no es factible. Sin embargo, antes de la alta producción de paneles fotovoltaicos, la energía solar por concentración era la más rentable en plantas mayores a 50 MW (Gil, 2008).
- Financieramente el proyecto es factible, pero se necesita de una TEA especial debajo del mercado, el apoyo de bancos especializados en este tipo de proyectos y una legislación favorable por parte del Estado.
- Tomando en cuenta el aspecto tecnológico el proyecto es viable. Actualmente hay plantas eléctricas tipo solar termal en 8 países del mundo (Chile, Estados Unidos, España, India, Tailandia, Australia, Alemania y en el norte de África). Solo en Chile hay proyectos que totalizan 540 MW de potencia instalada (GIZ, 2014). Considerando que estas plantas se han implementado en países parecidos socioeconómicamente al Perú es muy factible implementar esta tecnología en nuestro país.
- El aspecto social de este proyecto es bastante atractivo. La implementación de la planta eléctrica en base a concentración solar podría abastecer a casi 50 000 hogares por un año a nivel nacional y se evitarían alrededor de 120 768 toneladas de emisión de dióxido de carbono en el mismo periodo, además de construir un oasis en una zona desértica y despoblada del país. Toda la sociedad se vería beneficiada con la inyección de energía limpia a la matriz energética nacional.
- La tecnología solar termal empleada en este proyecto es más ventajosa sobre la energía solar fotovoltaica por el almacenamiento térmico, que además de dar horas adicionales de operación, estabiliza la cantidad de energía brindada al SEIN. Los tiempos de operación de planta pasan de 6-10 horas al día, pero la planta puede seguir

operando hasta 14 horas diarias. Incluso hay proyectos de plantas que buscan producir electricidad las 24 horas del día utilizando sistemas adicionales de sales fundidas para almacenar el calor. Esto significa, que una planta con la misma potencia instalada que use tecnología CSP, puede producir mucha más electricidad que una planta eléctrica fotovoltaica y de forma estable y confiable.

- Se encontró un precio mínimo a ofertar de 41.04 USD/MWh (el proyecto se basa en 49 USD/MWh), pudiéndose reducir más con estudios más profundos. La energía renovable está experimentando una revolución a nivel mundial. La inversión en proyectos de este tipo ha aumentado en un ritmo histórico. Algunos factores que motivan esto son: la toma de conciencia a nivel mundial del daño que causan las fuentes de energía actuales, el conocimiento que estas son limitadas y se acabarán, el surgimiento de nuevas tecnologías que permiten abaratar costos y mejorar rendimientos y el apoyo económico, legal y fiscal que están teniendo los proyectos por los gobiernos del mundo.
- Las condiciones climáticas del país, especialmente en la región Sur, son idóneas para este tipo de tecnologías. La radiación solar por m^2 en esta zona llega a los 6.5 kWh por día, estos niveles son considerados muy altos a nivel mundial. Este proyecto presenta una manera de aprovechar este “recurso solar” y asegurar el futuro energético y desarrollo sostenible del país. Es irónico que uno de los motivos de esta radiación tan alta sea el daño causado a la capa de ozono por la generación de energía usando hidrocarburos.

RECOMENDACIONES

A continuación, detallaremos las recomendaciones:

- El cumplimiento del contrato con OSINERGMIN debe de ser la principal prioridad de la operación de la planta. En este contrato se estipulan diversas cláusulas que se tienen que cumplir, de lo contrario, la empresa se vería perjudicada con multas e incluso con la anulación del contrato. Se debe de tener especial cuidado con cumplir el cronograma de puesta en operación de la planta y en cumplir con las cuotas de electricidad anual requeridas por contrato.
- El presente proyecto busca ganar una licitación del Estado que aseguraría la demanda de la empresa especificando cantidades y precios para un periodo de 20 años. La planta, funcionando en correctas condiciones y con un adecuado plan de mantenimiento, tiene una vida útil proyectada de 25 años. No obstante, este último dato es referencial, la primera planta solar térmica, a la fecha continúa en operación desde el año 1985. Esto significa que se tendría que encontrar una forma de negociar una prórroga del contrato con el OSINERGMIN o buscar un nuevo contrato que asegure la demanda de la planta eléctrica.
- Asegurar una alta disponibilidad y fiabilidad de la planta y sus equipos es crucial para la viabilidad del proyecto. Se debe de tener un plan de mantenimiento que minimice las fallas en la operación de la planta para evitar interrupciones en la producción. Además, asegurando un correcto funcionamiento de los equipos se alarga su vida útil lo que permite rentabilizar más la inversión. Se debe de contar con personal especializado para planear, ejecutar y controlar las labores de la planta.
- Para el presente proyecto se requiere mano de obra capacitada y especializada. Se van a implementar tecnologías complejas y nuevas en el país, por lo que contar con gente capaz es vital para el éxito del factor tecnológico del proyecto. En caso los requerimientos de habilidades y capacidades para los principales puestos no puedan ser cubiertos por el mercado laboral nacional será necesario traer técnicos e

ingenieros del extranjero. Esto se debe de hacer tanto para la puesta en marcha de la planta como para asegurar su correcto funcionamiento.

- En cuanto al aspecto social, se busca que la planta solar termal sea un agente de cambio a nivel nacional. Se quiere cambiar la mentalidad de la gente sobre el uso de energías limpias, promover la implementación de proyectos similares y mejorar la calidad de vida de todos los peruanos. Además, es importante gestionar efectivamente la relación con todos los agentes influenciados por el proyecto. Esto incluye al Estado, a la sociedad peruana, al medio ambiente y a las comunidades aledañas. Asegurar el bienestar de las partes involucradas debe de ser una prioridad para este proyecto. Se deben de difundir las ideas y tecnologías que lo hicieron viable, así como encontrar maneras de mejorar las vidas de las comunidades vecinas.
- Se debe aprovechar el auge de las energías renovables a nivel mundial. Cada año se desarrollan nuevas tecnologías que permiten reducir costos y aumentar la eficiencia de planta. Este proyecto debe de estar actualizado con las últimas tecnologías que se usen en el mundo. Las energías limpias, en especial la energía solar, tienen un potencial inmenso. Incluso se debería invertir dinero en la investigación de estas tecnologías tanto para su aplicación en la planta generadora como para otras aplicaciones a nivel nacional.
- En cuanto al factor ambiental y geográfico, se tiene que evaluar y programar adecuadamente los niveles de producción de energía según el tiempo del año. La electricidad generada depende de la intensidad de la radiación solar y las horas de sol, ambos factores son estacionales. Durante la temporada de verano, la producción puede ser hasta 40% superior que en el invierno. Este efecto del clima, se debe monitorear en el planeamiento y control de la producción. Así mismo, se deben de mantener datos históricos de la producción de todos los meses, para realizar proyecciones confiables.
- Una vez ganada la licitación, el contrato permite usar el Acta de Adjudicación y Buena Pro, donde se ve que se ha ganado la subasta, para levantar mayores montos de capital. Esto puede ser muy útil para cubrir la garantía de fiel cumplimiento, que exige el Estado y que se devuelve íntegramente cuando se termina de construir la planta.

- Se recomienda hacer simulaciones y nuevos estudios tanto con el almacén de calor, como con los intercambiadores de calor, para profundizar más en los materiales y geometrías con el fin de abaratar costos.
- Actualmente, existen compañías como goldenfleece que trabajan minando bitcoin, y utilizan las energías renovables para abastecer su suministro energético. Se recomienda hacer un estudio más a fondo que pueda abrir nuevos nichos de mercado.
- Las bases no estipulan condiciones sobre la barra de oferta para plantas eléctricas por concentración, por lo que recomendamos una inmediata coordinación con el COES para que nos permitan tener como barra la subestación de Repartición.
- Los resultados de la última subasta, muestran un gran mercado de MWh/año que quedaron desiertos por la escasez de proyectos de biomasa, y según las bases podrían ser adjudicados a otras energías renovables. Por este motivo, se recomienda presentar también el proyecto en segunda instancia, para ganar y asegurar un mercado, en caso de no ganar la licitación energética inicial, que estaba destinado a otras tecnologías renovables.
- Se tomó como referencia los datos proporcionados por un experto para el cálculo de los m² de concentradores necesarios. No obstante, los datos proporcionados en la entrevista son muy similares a los colectores tipo Acurex 3001, que es una tecnología de la cual se tiene registros desde 1981. Actualmente existen colectores con mejores eficiencias y mucho más avanzados, (GIZ, 2014).
- Los concentradores mencionados en el proyecto, se agrupan en líneas de 8 colectores y se tiene que dejar un espacio entre líneas lo suficientemente amplio, para que transite el camión cisterna y se pueda realizar la correcta limpieza de la línea. Por este motivo, se recomienda definir las dimensiones del camión cisterna, así como la tecnología a emplearse para la limpieza, antes de diseñar la disposición de planta del campo solar.
- Se recomienda un estudio adicional sobre el aspecto legal del proyecto, en particular sobre la posibilidad y el proceso de adquirir un terreno eriazo, debido a que se reducirían los costos de inversión significativamente.
- Se recomienda un estudio adicional respecto a la planta de tratamiento de agua, con el fin de analizar la posibilidad de reducir costos y de tener una referencia más adecuada para el área geográfica del proyecto. También se puede utilizar la tecnología de concentración solar para desalinizar agua de mar (Saettone 2017). Invertir en este

rubro podría llevar a avances tecnológicos que simplifiquen los procesos de generación eléctrica, así como los de producción de agua potable.

- Se recomienda la creación de un departamento de investigación y desarrollo sobre tecnología solar termal, para continuar mejorando estos equipos que tienen un alto potencial por explotar.
- Se recomienda no recurrir a la depreciación acelerada, que es posible según el decreto legislativo N° 1058, para el cálculo de la depreciación en proyectos con energías renovables (máximo 20% anual).



REFERENCIAS

- Acosta, O. (2016). Financiamiento con el banco KFW. (A. G. Gastello, Entrevistador)
- Airlight Energy Group. (10 de Octubre del 2018). Recuperado de <http://www.airlightenergy.com/>
- Altraide, D. (Director). (2016). *The Truth About Solar* [Película].
- Arce, E. (2015). Cámara peruano alemana. (A. G. Gastello, Entrevistador)
- Balz. (2015). *Localization a Major key to success of CSP*. Energy Procedia EL SEVIER.
- Bridgestone. (2019). *Webfleet*. Recuperado de https://www.webfleet.com/es_es/webfleet/blog/conoces-el-consumo-de-diesel-de-un-camion-por-km/
- Bullard, N. (2018). *APPROACHES FOR USING ESCENARIOS IN STRATEGIC DECISION-MAKING*. Bloomberg New Energy Finance.
- Camacho. (s.f.). *Control of Solar Energy Systems*. AIC Springer.
- Cero C02. (2019). *Cero C02*. Recuperado de <https://www.ceroco2.org/calculadoras/>
- China Renewable Energy. (20 de 09 del 2016). Recuperado de <http://www.china-renewable-energy.com/sell-1657514-production-process-of-vacuum-solar-tubes-technical-data-and-specifications.html>
- CIVIC SOLAR. (2019). Recuperado de <https://www.civicsolar.com/support/installer/articles/how-does-heat-affect-solar-panel-efficiencies>
- Cobra. (s.f.). *Energía Termosolar* [Película].
- COES. (2014). *Resumen Estadístico Anual*.

- DAELIM. (4 de 10 del 2016). *www.daelim-electric.com*. Recuperado de <http://www.daelim-electric.com/product/sz-series-on-load-tap-changer-power-transformer.html>
- Damodaran, A. (6 de enero del 2019). *Betas by Sector (US)*. Recuperado de http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/Betas.html
- Delta Volt. (1990). *Radiación solar por departamento*. Recuperado de <https://deltavolt.pe/atlas/atlassolar/radiacion-departamento>
- Ebentriech. (2015). *Perspectivas de las Energías Renovables y Eficiencia Energética en el Perú*.
- Energysage. (11 de enero del 2019). Recuperado de <https://news.energysage.com/what-are-the-most-efficient-solar-panels-on-the-market/>
- ESAN. (Marzo del 2019). Recuperado de <https://www.esan.edu.pe/apuntes-empresariales/2019/03/todo-lo-que-tienes-que-saber-sobre-el-impuesto-a-la-renta-de-tercera-categoria/>
- Gil, G. (2008). *Energías del siglo XXI: de las energías fósiles a las alternativas*. Mundi-Prensa.
- GIZ. (2014). *Solar Thermal Heat & Power - Parabolic Trough Technology for Chile*.
- Global Petrol Prices. (2019). Recuperado de Global Petrol Prices: https://es.globalpetrolprices.com/Peru/gasoline_prices/
- Gobierno Poder Ejecutivo. (2011). *NORMA TÉCNICA DE CALIDAD DE LOS SERVICIOS ELÉCTRICOS*.
- HeliosCSP. (9 de 10 del 2016). Recuperado de <http://helioscsp.com/category/nacional>
- INEI. (2017). *Compendio Estadístico Perú 2017. Electricidad, Gas y Agua*.
- International Trade Administration. (12 de setiembre del 2015). Recuperado de <http://es.investing.com/rates-bonds/u.s.-10-year-bond-yield>.

- Investing.com. (15 de enero del 2019). *Investing.com*. Recuperado de <https://es.investing.com/rates-bonds/u.s.-10-year-bond-yield>
- ISA Red de Energía del Perú. (2008). *Operación del Sistema de Transmisión de Energía Eléctrica*. Lima.
- Laguna. (2014). *Optimización energética de la planta Doble D* (tesis). Universidad de Lima.
- Lopez, A. (15 de Febrero del 2019). Entrevista al sub gerente regional de Siemens. (A. G. Gastello, Entrevistador)
- Macrotrends. (2019). *10 Year Treasury Rate - 54 Year Historical Chart*. Recuperado de <https://www.macrotrends.net/2016/10-year-treasury-bond-rate-yield-chart>
- Macrotrends. (2019). *S&P 500 - 10 Year Daily Chart*. Recuperado de <https://www.macrotrends.net/2488/sp500-10-year-daily-chart>
- MEF. (2018). *Decreto Supremo N° 122-94-EF*. Reglamento de la ley de Impuesto a la Renta. Lima.
- MINEM. (2008). *Decreto Legislativo N° 1002*. Decreto Legislativo de promoción de la inversión para la generación de electricidad con el uso de energías renovables. Lima.
- MINEM. (2008). *Decreto Legislativo N° 1058*. Decreto Legislativo que promueve la inversión en la actividad de generación eléctrica con recursos hídricos y con otros recursos renovables. Lima.
- MINEM. (2012). *Subsector Eléctrico Documento Promotor*.
- MINEM. (2014). *Resumen Ejecutivo Plan Energético Nacional 2014-2025*. Lima.
- MINEM. (2015). *Resolución Vice Ministerial*.
- MINEM. (2016). *Anuario Ejecutivo de Electricidad*.
- ONU. (2015). ¿Cuántos litros de agua consumes al día? *El Comercio*.

- OSINERGMIN. (1992). Ley N 25844 Ley de conceciones eléctricas.
- OSINERGMIN. (2014). *Central Majes Solar*.
- OSINERGMIN. (2014). *Central Panamericana Solar*.
- OSINERGMIN. (2014). *Central Solar Moquegua FV*.
- OSINERGMIN. (2014). *Central Solar Repartición*.
- OSINERGMIN. (2014). *Central Tacna Solar*.
- OSINERGMIN. (2015). *Bases para la cuarta Subasta de Suministro de electricidad con recursos energéticos renovables*.
- OSINERGMIN. (2016). Acta notarial de Adjudicación Cuarta Subasta de Suministro de Electricidad con Recursos Energéticos Renovables al SEIN., (pág. 17). Lima.
- OSINERGMIN. (2017). *La industria de la electricidad en el Perú*.
- Paredes, F. (2000). *Estudio de Prefactibilidad para instalar una serie de pequeñas plantas en las zonas de Chepen y Pacasmayo*.
- Protermo Solar. (15 de 2 del 2019). Recuperado de www.protermosolar.com:
<https://www.protermosolar.com/la-planta-termosolar-de-kathu-construida-por-sener-y-acciona-entra-en-operacion-comercial/>
- REN21. (2015). *Renewables 2015: Global Status Report*.
- Saettone, E. (2016). Energía solar por Concentración. (A. G. Gastello Entrevistador)
- Saettone, E. (2017). Description and evaluation of a stepped solar distiller with reflective internal walls.
- SBS. (20 de setiembre de 2018). Recuperado de
<http://www.sbs.gob.pe/app/retasas/paginas/retasasInicio.aspx?p=C>
- Seia. (20 de 09 del 2016). Recuperado de <http://www.seia.org/policy/solar-technology>
- SENAHMI. (2003). Atlas de Energía Solar del Perú.

- SendeCO2. (20 de noviembre del 2018). *www.sendeco2.com/*. Recuperado de <https://www.sendeco2.com/es/precios-co2>
- SENER. (1 de 12 del 2018). Recuperado de <http://www.poweroilandgas.sener.es/proyecto/planta-termosolar-torre-central-nooro-iii>
- SIEMENS. (2013). Industrial Steam Turbines.
- Siemens. (2015). SST 500 Steam Turbine.
- Solar Schools. (4 de 11 del 2018). Recuperado de <https://www.solarschools.net/knowledge-bank/energy/types>
- Solis. (2014). *Optimización energética de la planta Doble D.*
- TAISHAN. (26 de 09 del 2016). Recuperado de http://www.alibaba.com/product-detail/China-Pressure-Vessel-Industrial-Heat-Exchanger_483116170.html?spm=a2700.7724838.0.0.q77gx2 y
- TAISHAN. (26 de 09 del 2016). Recuperado de http://www.alibaba.com/product-detail/6000m2-Steam-Condensate-Condenser-for-Steam_60176541228.html?spm=a2700.7724838.0.0.y7OkUq consultado, 26/09/2016
- Tarifa luz hora. (2019). *Selectra*. Recuperado de <https://tarifaluzhora.es/info/calcular-consumo-electrico-casa>
- Torres, A. (2015). Primera planta de concentración solar en el Perú. (A. G. Gastello, Entrevistador)
- Torres, A. (2015). Primera Planta solar CSP en el Perú. (A. G. Gastello, Entrevistador)
- UN Environment. (2018). GLOBAL TRENDS IN RENEWABLE ENERGY INVESTMENT 2018.
- Valera. (1993). *Energía Solar: teoría y práctica.*
- Vega, E. (2015). Sepa cuánto debe pagar por su consumo de agua potable. *El comercio.*

Xiagong Chusheng. (2019). Recuperado de Alibaba: https://www.alibaba.com/product-detail/Low-price-Shacman-8X4-20000-liters_62024260949.html?spm=a2700.9099375.35.8.173469e79DgUvW

Ycharts. (12 de enero del 2019). Recuperado de ycharts:
https://ycharts.com/indicators/sandp_500_total_return_annual



BIBLIOGRAFÍA

- Besley, S. (2009). *Fundamentos de Administración Financiera*.
- Betallaluz. (s.f.). *Manual de Electricidad Básica para Ingenieros*. Lima: Universidad de Lima Fondo Editorial.
- Cengel, Y. (2015). *Termodinámica*. Mc Graw Hill Education.
- Geankopolis. (1998). *Proceso de Transporte y Operaciones Unitarias*.
- Gitman, L. (2012). *Principios de administración financiera*.
- Guajardo, G. (2008). *Contabilidad financiera*.
- Haselbarth. (1967). *Chemical Engineering*.
- Palacios. (1993). *Energía Solar: teoría y práctica*.
- Peters y Timmerhaus. (1991). *Plant Design and Economics for Chemical Engineers*
- Ross, S. (2010). *Fundamentos de finanzas corporativas*.
- Torres, R. G. (2006). *Tecnología Eléctrica*.



ANEXOS

ANEXO 1: Estados financieros complementarios

Estado de situación financiera año 1

Sunwolf S.A.C.
Estado de situación Financiera
al 31 de diciembre 20XX (final del año 1)

<u>Activos</u>		<u>Pasivos</u>	
Corrientes		Deuda KFW	\$ -
Efectivo	\$ 30,661,237.39	Interés por Gracia	\$ -
Garantía de Fiel Cumplimiento	\$ -	Deuda largo plazo	\$ -
No corrientes		Patrimonio	
Terreno (1 USD/m2)	\$ -	Capital Social	\$ 30,666,237.39
Edificio y mueblería planta	\$ -	Utilidades retenidas	\$ -
Concentradores Solares	\$ -	Resultados acumulados	\$ -
Turbina	\$ -		
Intercambiadores	\$ -		
Almacén de calor	\$ -		
Bombas	\$ -		
Desaireador	\$ -		
Planta de tratamiento de agua	\$ -		
Subestacion	\$ -		
Camionetas	\$ -		
Camión cisterna	\$ -		
Depreciación Acumulada	\$ -		
Adquirir bases	\$ 3,333.33		
Licencias y Patentes	\$ -		
Amortización Acumulada	\$ 1,666.67		
TOTAL ACTIVOS	\$ 30,666,237.39	TOTAL PASIVO y PATRIMONIO	\$ 30,666,237.39

Elaboración propia

Estado de situación financiera año 2

Sunwolf S.A.C.
Estado de situación Financiera
al 31 de diciembre 20XX (final del año 2)

<u>Activos</u>		<u>Pasivos</u>	
Corrientes		Deuda KFW	\$ -
Caja	\$ 30,410,677.90	Interés por Gracia	\$ -
Garantía de Fiel Cumplimiento	\$ -	Deuda largo plazo	\$ -
 No corrientes		 <u>Patrimonio</u>	
Terreno (1 USD/m2)		Capital Social	\$ 30,415,677.90
Edificio y mueblería planta	\$ -	Utilidades retenidas	\$ -
Concentradores Solares	\$ -	Resultados acumulados	\$ -
Turbina	\$ -		
Intercambiadores	\$ -		
Almacén de calor	\$ -		
Bombas	\$ -		
Desaireador	\$ -		
Planta de tratamiento de agua	\$ -		
Subestacion	\$ -		
Camionetas	\$ -		
Camión cisterna	\$ -		
Depreciación Acumulada	\$ -		
Adquirir bases	\$ 1,666.67		
Licencias y Patentes	\$ -		
Amortización Acumulada	\$ 3,333.33		
TOTAL ACTIVOS	\$ 30,415,677.90	TOTAL PASIVO y PATRIMONIO	\$ 30,415,677.90

Elaboración propia

Estado de situación financiera año 3

Sunwolf S.A.C.
Estado de situación Financiera
al 31 de diciembre 20XX (final del año 3)

<u>Activos</u>		<u>Pasivos</u>	
Corrientes		Deuda KFW	\$ -
Caja	\$ 30,160,118.41	Interés por Gracia	\$ -
Garantía de Fiel Cumplimiento	\$ -	Deuda largo plazo	\$ -
 No corrientes		<u>Patrimonio</u>	
Terreno (1 USD/m2)	\$ -	Capital Social	\$ 30,165,118.41
Edificio y mueblería planta	\$ -	Utilidades retenidas	\$ -
Concentradores Solares	\$ -	Resultados acumulados	\$ -
Turbina	\$ -		
Intercambiadores	\$ -		
Almacén de calor	\$ -		
Bombas	\$ -		
Desaireador	\$ -		
Planta de tratamiento de agua	\$ -		
Subestacion	\$ -		
Camionetas	\$ -		
Camión cisterna	\$ -		
Depreciación Acumulada	\$ -		
Adquirir bases	\$ -		
Licencias y Patentes	\$ -		
Amortización Acumulada	\$ 5,000.00		
TOTAL ACTIVOS	\$ 30,165,118.41	TOTAL PASIVO y PATRIMONIO	\$ 30,165,118.41

Elaboración propia

Estado de situación financiera año 4

Sunwolf S.A.C.
Estado de situación Financiera
al 31 de diciembre 20XX (final del año 4)

<u>Activos</u>		<u>Pasivos</u>	
Corrientes		Deuda KFW	\$ 271,441,065.66
Efectivo	\$ 25,320,120.84	Interés por Gracia	\$ 8,143,231.97
Garantía de Fiel Cumplimiento	\$ -	Deuda largo plazo	\$ 279,584,297.63
No corrientes		Patrimonio	
Terreno (1 USD/m2)	\$ 13,700,000.00	Capital Social	\$ 24,730,227.43
Edificio y mueblería planta	\$ 1,296,000.00	Utilidades retenidas	\$ -
Concentradores Solares	\$ 109,376,947.18	Resultados acumulados	\$ -
Turbina	\$ 7,200,000.00		
Intercambiadores	\$ 31,200,000.00		
Almacén de calor	\$ 90,288,000.00		
Bombas	\$ 169,110.00		
Desaireador	\$ 12,000,000.00		
Planta de tratamiento de agua	\$ 230,115.08		
Subestacion	\$ 4,800,000.00		
Camionetas	\$ 132,000.00		
Camión cisterna	\$ 22,000.00		
Depreciación Acumulada	\$ -		
Adquirir bases	\$ -		
Licencias y patentes	\$ 432,000.00		
Servicio Acumulado por gracia	\$ 8,143,231.97		
Amortización Acumulada	\$ 5,000.00		
TOTAL ACTIVOS	\$ 304,314,525.07	TOTAL PASIVO y PATRIMONIO	\$ 304,314,525.07

Elaboración propia

Variaciones del capital contable año 1 al 4

	año 1	año2	año3	año4
Saldo inicial	\$ 30,916,796.89	\$ 30,666,237.39	\$ 30,415,677.90	\$ 30,165,118.41
Utilidad del ejercicio	\$ -250,559.49	\$ -250,559.49	\$ -250,559.49	\$ -5,434,890.97
Dividendos	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Saldo final	\$ 30,666,237.39	\$ 30,415,677.90	\$ 30,165,118.41	\$ 24,730,227.43

Elaboración propia

Flujos de caja año 1 al 4

	año 1	año 2	año 3	año4
Ingresos				
Efectivo generado por ventas	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Efectivo generado por CERS	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Recuperación de garantía	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Préstamo del banco	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 271,441,065.66
Efectivo Generado por Operación	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 271,441,065.66
Egresos				
Terreno (1 USD/m2)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -13,700,000.00
Edificio y muebleria planta	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -1,296,000.00
Concentradores Solares	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -109,376,947.18
Turbina	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -7,200,000.00
Intercambiadores	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -31,200,000.00
Almacén de calor	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -90,288,000.00
Bombas	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -169,110.00
Desaireador	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -12,000,000.00
Planta de tratamiento de agua	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -230,115.08
Subestacion	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -4,800,000.00
Camionetas	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -132,000.00
Camión cisterna	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -22,000.00
Bases	\$ -5,000.00	\$ -	\$ -	\$ -
Licencias y patentes	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -432,000.00
Remuneraciones Planta	\$ -107,520.00	\$ -107,520.00	\$ -107,520.00	\$ -805,280.00
Seguros equipos	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -1,458,111.10
Extinguidores	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -1,190.48
Servicio de Telecom	\$ -5,714.29	\$ -5,714.29	\$ -5,714.29	\$ -10,000.00
Software (Office + CMMS)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -600.00
Internet	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -1,000.00
Electricidad de Iluminación	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -96,000.00
Otros (costos fijos)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -2,799,419.88
Electricidad motores electricos	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -43,024.15
Repuestos	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -67,488.86
Gasolina de cisterna y camionetas	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -4,000.00
Otros (costos variables)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -11,451.30
Alquiler de oficina	\$ -24,000.00	\$ -24,000.00	\$ -24,000.00	\$ -24,000.00
Remuneraciones Oficina	\$ -105,840.00	\$ -105,840.00	\$ -105,840.00	\$ -105,840.00
Mantenimiento	\$ -2,485.21	\$ -2,485.21	\$ -2,485.21	\$ -2,485.21
Suminstros diversos (oficina)	\$ -5,000.00	\$ -5,000.00	\$ -5,000.00	\$ -5,000.00
Efectivo utilizado operación	\$ -255,559.49	\$ -250,559.49	\$ -250,559.49	\$ -276,281,063.23
Aumento/Disminución efectivo	\$ -255,559.49	\$ -250,559.49	\$ -250,559.49	\$ -4,839,997.57
Saldo efectivo al inicio	\$ 30,916,796.89	\$ 30,661,237.39	\$ 30,410,677.90	\$ 30,160,118.41
Saldo Efectivo Final Periodo	\$ 30,661,237.39	\$ 30,410,677.90	\$ 30,160,118.41	\$ 25,320,120.84

Nota: Para poder ingresar al sector, se necesita un monto de 30 916 796.89 USD (bajo las condiciones del proyecto). Se necesita este monto principalmente para poder apalancar a futuro un capital mayor.

Elaboración propia

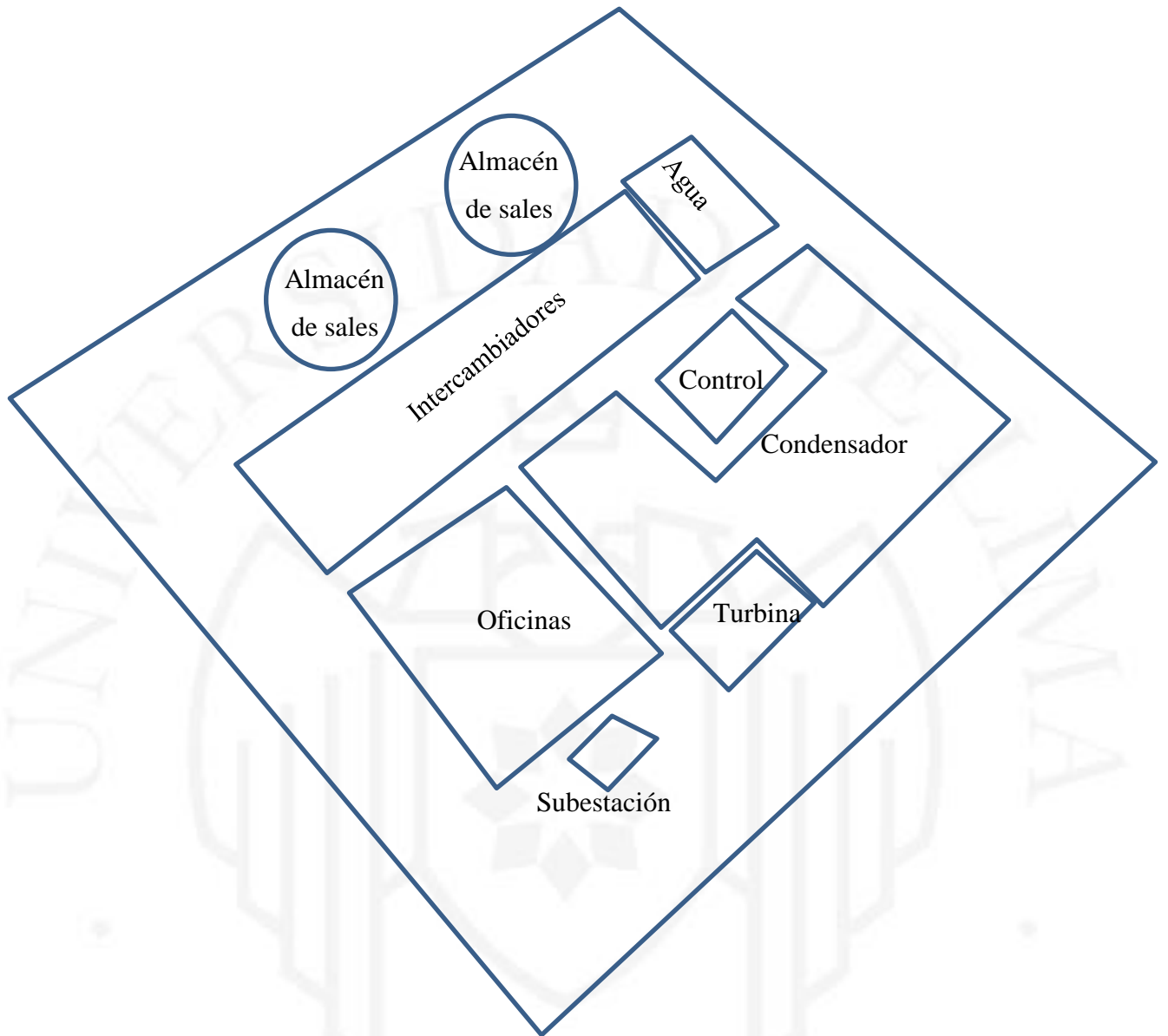
ANEXO 2: Planta Noor I (160MW)



Nota: En la siguiente página se presenta un bosquejo donde se señalan los equipos en base a esta imagen.

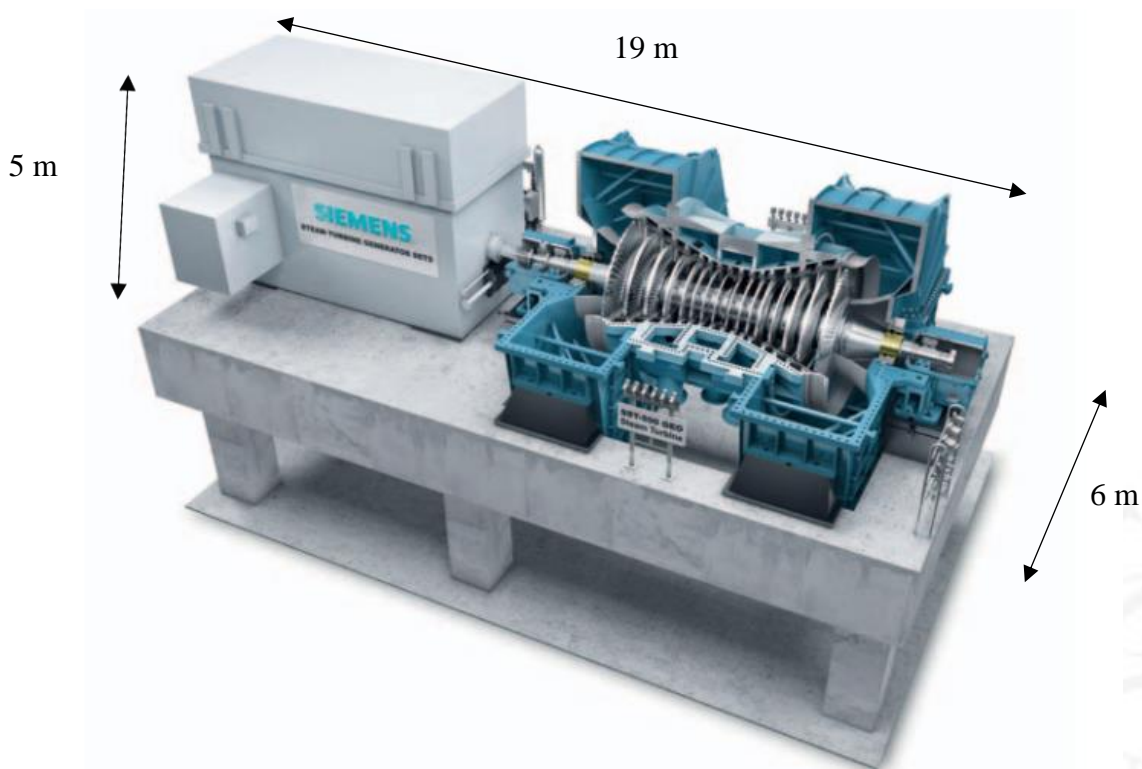
Fuente: heliosCSP (2016)

Bosquejo de equipos planta Noor I (160MW)



Elaboración propia

ANEXO 3: Turbina



Notas:

Modelo: SST-500 GEO, marca Siemens

Capacidad 120 MW.

Dimensiones del Generador:

Largo: 19m/62ft.

Ancho: 6m/20ft.

Alto: 5m/16.4ft.

Dimensiones del cuarto de control (no se ve en la imagen):

Largo: 6 m

Ancho: 2,40 m

Alto: 2,50 m

Fuente: Siemens (2015) Catalogo online.

Materiales:

Selección de materiales especiales para dar con las especificaciones geotérmicas de la química del vapor y resistir la corrosión asistida y crackeo por fatiga:

12% Cr en el paso de vapor en los diafragmas

2% Cr en forjado integral del rotor; 12% Cr opcional

X-15 y 17-4 cuchillas estándar de titanio e Inconel (opcional)

SST-500 GEO datos técnicos:

Salida de Potencia a 50 o 60 Hz, hasta 120 MW.

Velocidad: manejo directo (3000 / 3600 rpm).

Condiciones en vivo del vapor:

Presión hasta 15 bar / 218 psi.

Temperatura hasta 250°C / 482°F.

Condiciones del vapor de salida:

Condensa hasta 0.4 bar / 5.8 psi.

ANEXO 4: Espejos, tubo y estructura



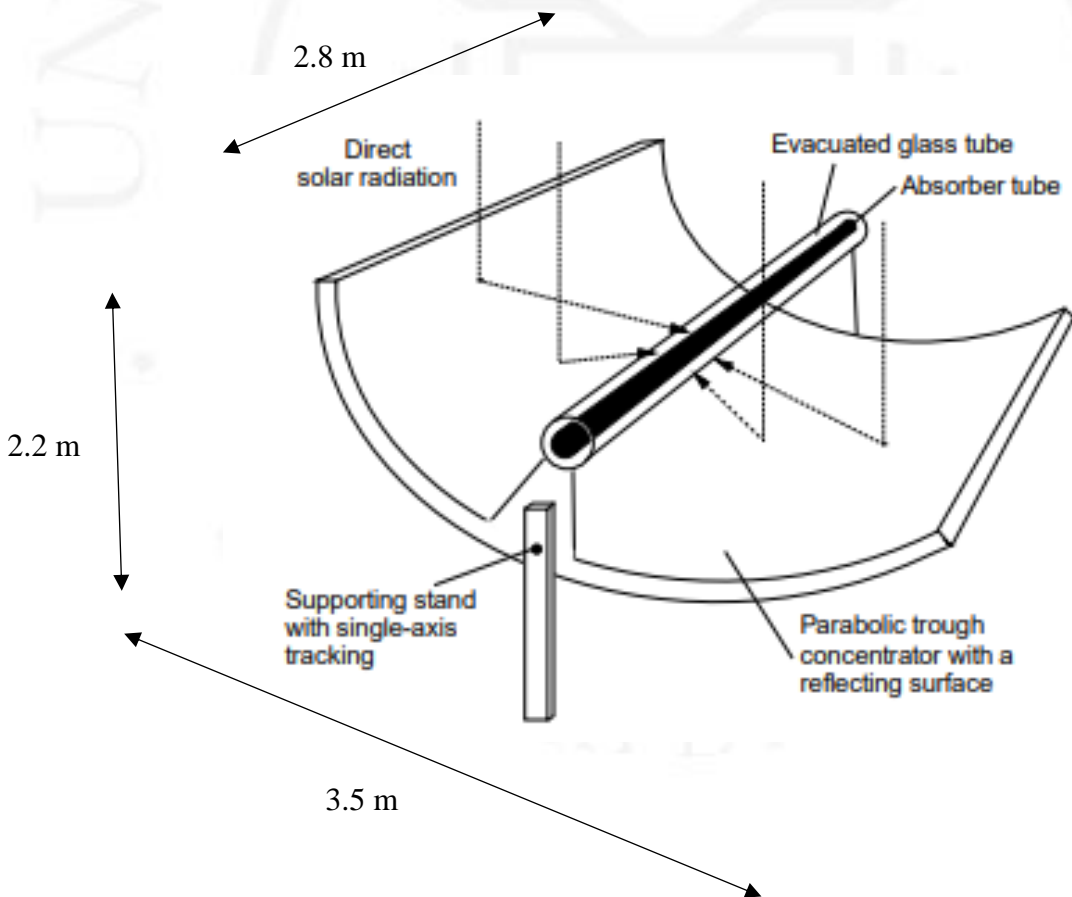
Fuente: GIZ (2014)



Fuente: GIZ (2014)



Fuente: GIZ (2014)



Nota: 1 módulo. Superficie del campo solar: 108 337,38 m². Cantidad de módulos: 10 834 módulos

Fuente: GIZ (2014)

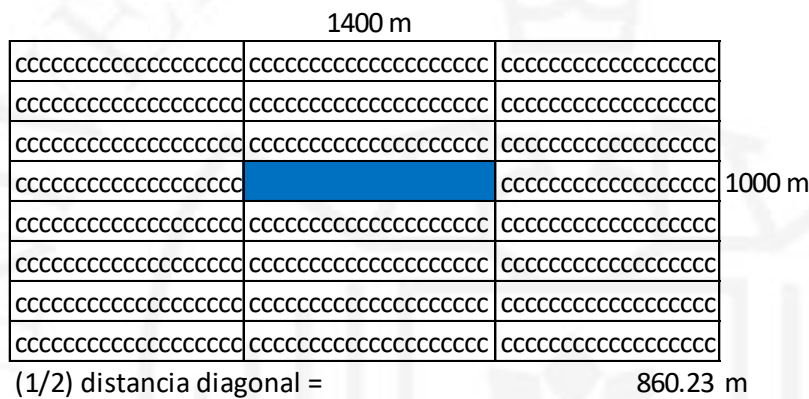
ANEXO 5: Cálculo del consumo de combustible al año

Se aplicó la técnica para resolver problemas de Cengel (2015).

1. Enunciado:

Hallar la cantidad total de combustible necesario por limpieza de espejos y por traslado de personal y el costo en USD.

2. Esquema



Nota: No está a escala. En azul y en el centro el bloque de potencia. El espacio alrededor (ccccccc) son líneas de concentradores.

Elaboración Propia

3. Suposiciones

- La cisterna tiene un alcance de 4 concentradores a la vez.
- Se limpian los espejos las 52 semanas del año, una vez por semana.
- La distancia recorrida por rellenar la cisterna con agua es la misma en todos los casos y es igual a la distancia del centro de la planta al extremo más alejado.
- Para simplificar cálculos se asume una planta más grande de 140 ha y con dimensiones iguales a 1400 m x 1000 m.
- El combustible necesario por transporte de personal es igual al consumo de combustible por limpieza de espejos.

4. Leyes y fórmulas

Para G = gasolina y N = número:

$$G \text{ Total} = (G \text{ limpieza} + (G \text{ ida} * N \text{ idas}) + (G \text{ vuelta} * N \text{ vueltas})) N \text{ limpiezas}$$

$$G \text{ limpieza} = \text{distancia (limpieza)} * \text{rendimiento}$$

$$\text{distancia (limpieza)} = (N \text{ Concentradores} / \text{alcance}) * \text{largo de un concentrador}$$

$$N \text{ pasadas} = \text{Concentradores totales} * \text{agua de limpieza} / \text{capacidad de cisterna}$$

$$\text{Concentradores totales} = \text{m}^2 \text{ área total de planta de concentradores} / \text{m}^2 \text{ de un concentrador}$$

$$G \text{ ida} = G \text{ vuelta} = (1/2) \text{ distancia de la diagonal} * \text{rendimiento}$$

$$N \text{ pasadas} = N \text{ idas} = N \text{ vueltas}$$

5. Propiedades

Agua de limpieza	0.001	m3 de agua/concentrador
Largo de un concentrador	2.8	m
Ancho de un concentrador	3.5	m
Alto de un concentrador	2.2	m
Área de un concentrador	9.8	m2
Rendimiento	0.0003	litros de combustible/m
Capacidad de cisterna	20	m3
m2 área total de planta de concentradores	1,340,000.00	m2
Galón	3.7854	litros de combustible
Precio	4.126	USD/ galón (Perú)

Fuente: Torres (2015), Webfleet Solutions (2019), Xiangong (2019), GlobalPetrolPrices.com (2019)

6. Cálculos

Hallamos los concentradores totales en la planta:

$$1\,350\,000 \text{ m}^2 / 9.8 \text{ m}^2 = 137\,756 \text{ concentradores}$$

Hallamos N pasadas (para recargar el agua y poder limpiar todos los espejos):

$$137\,756 \text{ espejos} * 0.001 \text{ (m}^3\text{/espejo)} / 20 \text{ m}^3 = 7 \text{ pasadas}$$

Hallamos la distancia (limpieza):

$$(137\,756 \text{ espejos} / 4 \text{ espejos limpios}) * 2.8 \text{ m} = 96\,429.2 \text{ m}$$

Hallamos G de limpieza:

$$96\,429.2 \text{ m} * 0.0003 \text{ litros de combustible /m} = 28.93 \text{ litros}$$

Hallamos G de ida:

$$860.23 \text{ m} * 0.0003 \text{ litros de combustible/m} = 0.2580 \text{ litros.}$$

Hallamos G total:

$$(28.93 \text{ litros} + 2 * (0.2580 * 7)) * 52 = 1\,692.17 \text{ litros de combustible al año}$$

$$1692.17 \text{ litros} / 3.78541 \text{ (litros/galón)} = 448 \text{ galones al año}$$

Precio de combustible por Limpieza de espejos:

$$448 * 4.126 = 1848.45 \text{ USD/año}$$

Se redondea y se halla el costo total por combustible:

$$2 * (2\,000 \text{ USD/año}) = 4\,000 \text{ USD / año}$$

7. Razonamiento, comprobación y análisis

El camión cisterna tiene un alcance de rocío de manguera de 18 m (Xiagong, 2019), por lo que puede limpiar como máximo 12 colectores. Asumir que se limpian 4 a la vez, es conservador.

También se asumió que la distancia de rellenar de agua el tanque es la misma e igual a desplazarse al punto más alejado. Sin embargo, en la realidad esto no es así, conforme se van limpiando los concentradores, el camión cisterna se va acercando a la planta.

Finalmente, se asumió que las 6 camionetas tendrían un gasto de combustible igual al gasto de la cisterna. Cada camioneta tiene un consumo de 25 km /galón y con 2000 USD, se pueden recorrer 12 118 km. Lo que nos da 168.31 km/mes por camioneta, suficiente para el proyecto.

ANEXO 6: Intercambiador de calor supercalentador



Nota: dimensiones 72 m x 10 m x 10 m; Peso: 600 tn

Fuente: TAISHAN HEAVY INDUSTRIES INC. (2016)



Nota: En el círculo la ubicación del supercalentador en la planta termo solar de Kathu (Sudáfrica).

Fuente: Protermo Solar (2019)

ANEXO 7: Condensador



Notas: 6000m² Condensador de Vapor

Parámetros de referencia:

Largo: 100 m

Ancho: 60 m

Alto: 4, 2 m

Fuente: TAISHAN HEAVY INDUSTRIES INC. (2016)



Nota: Red de tuberías de intercambiadores de calor.

Fuente: SENER (2018)

ANEXO 8: Subestación



© Can Stock Photo - csp1061635

Notas:

Transformador tipo: “SZ Series On Load Tap Changer Power Transformer”

Peso total: 51 100 kg

Largo: 5,450 m

Ancho: 4,420 m

Altura: 4,450 m

Ancho de vía adicional (*gauge*)

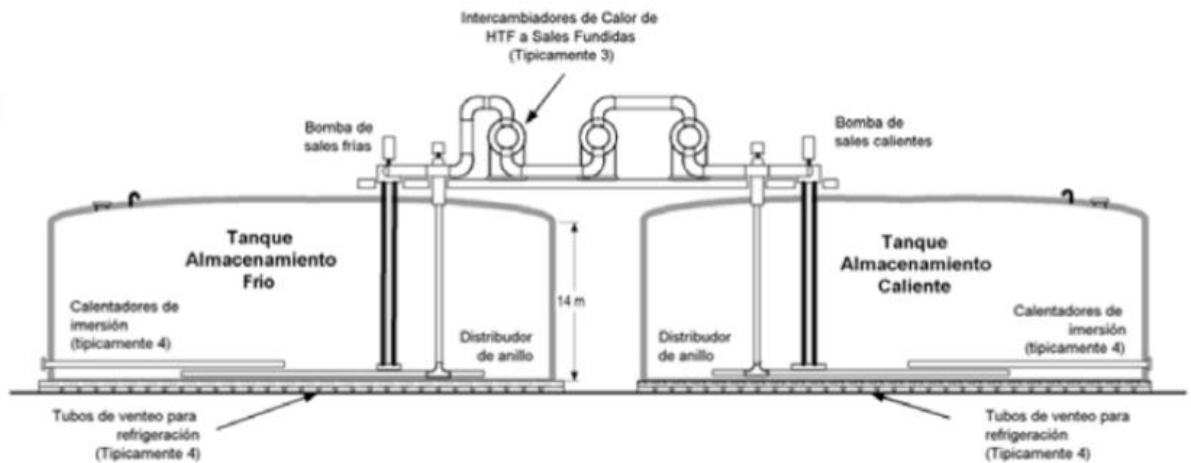
1,475 m x 1,475 m

Fuente: DAELIM (2016)

ANEXO 9: Tanques de almacenamiento térmico



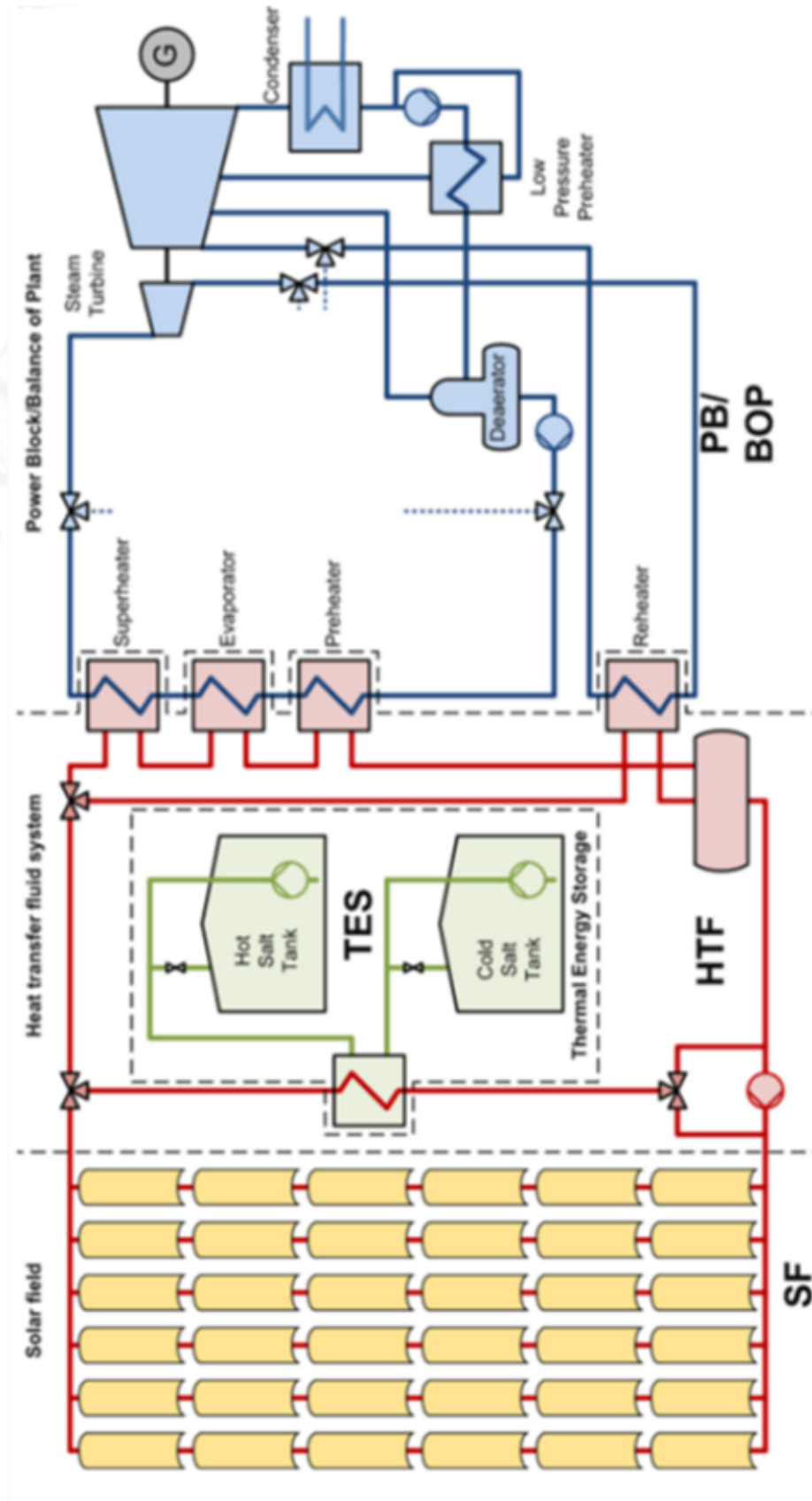
Fuente: (GIZ, 2014)



Nota: Diámetro de un tanque = 50 m; Alto = 14 m.

Fuente: (GIZ, 2014)

ANEXO 10: Configuración de una planta solar con concentradores cilíndrico parabólicos



Nota: La figura 5.2 fue hecha con esta configuración y el software CHEMCAD.

Fuente: GIZ (2014)

ANEXO 12: Energía conceptos básicos

Definición: “Capacidad para causar cambios” (Cengel, 2015, p.2).

Hasta ahora se conocen 9 tipos de energía, yendo de menor a mayor escala:

1. **Energía Radiante:** generada por el movimiento de los fotones. (Ejm: ondas microondas, ondas de radio, ondas de la TV, ondas generadas por un elemento “radiactivo”).
2. **Energía Nuclear:** generada por la unión de protones (fusión) o por su separación (fisión) dentro de los elementos de los átomos. (Ejm: el sol, bomba atómica, reactor nuclear).
3. **Energía Eléctrica:** generada por el movimiento de los electrones. (Ejm, el foco que está iluminando, la pc con la que trabajas, tu celular).
4. **Energía Química:** generada por romper y unir los enlaces que unen a los átomos y a las moléculas. (Ejm: combustión del petróleo, formación de amoníaco).
5. **Energía Térmica:** generada por la vibración de los fotones, átomos y moléculas. También llamada calor. (Ejm: fogata, café “caliente”, rozamiento entre dos cuerpos).
6. **Energía Cinética:** generada por el movimiento de los cuerpos. (Ejm: un automóvil que avanza, un atleta que corre, un león que empieza a cazar una gacela, el cometa Halley).
7. **Energía Sonora:** generada cuando los fotones, átomos, moléculas y cuerpos, se mueven a través de sustancias. (Ejm: una guitarra tocando, la que genera los motores de un jet, silbido de una bala).
8. **Energía Elástica:** almacenada en la resiliencia al cambio de volumen de los cuerpos, por los enlaces propios de los átomos de un cuerpo. (Ejm: resorte dentro de un lapicero de click, amortiguadores de un carro, el resorte de un fusil automático).
9. **Energía Potencial:** almacenada en un cuerpo respecto a un centro de gravedad referencial. (Ejm: la que tiene la tierra con el sol, la que adquieres cuando subes al segundo piso de un edificio, al subir una escalera). (Solar Schools, 2018)

No se ha incluido aquí la energía mecánica, porque es la suma de la cinética (6), de la elástica (8) y de la potencial (9), y esto suele generar confusión.

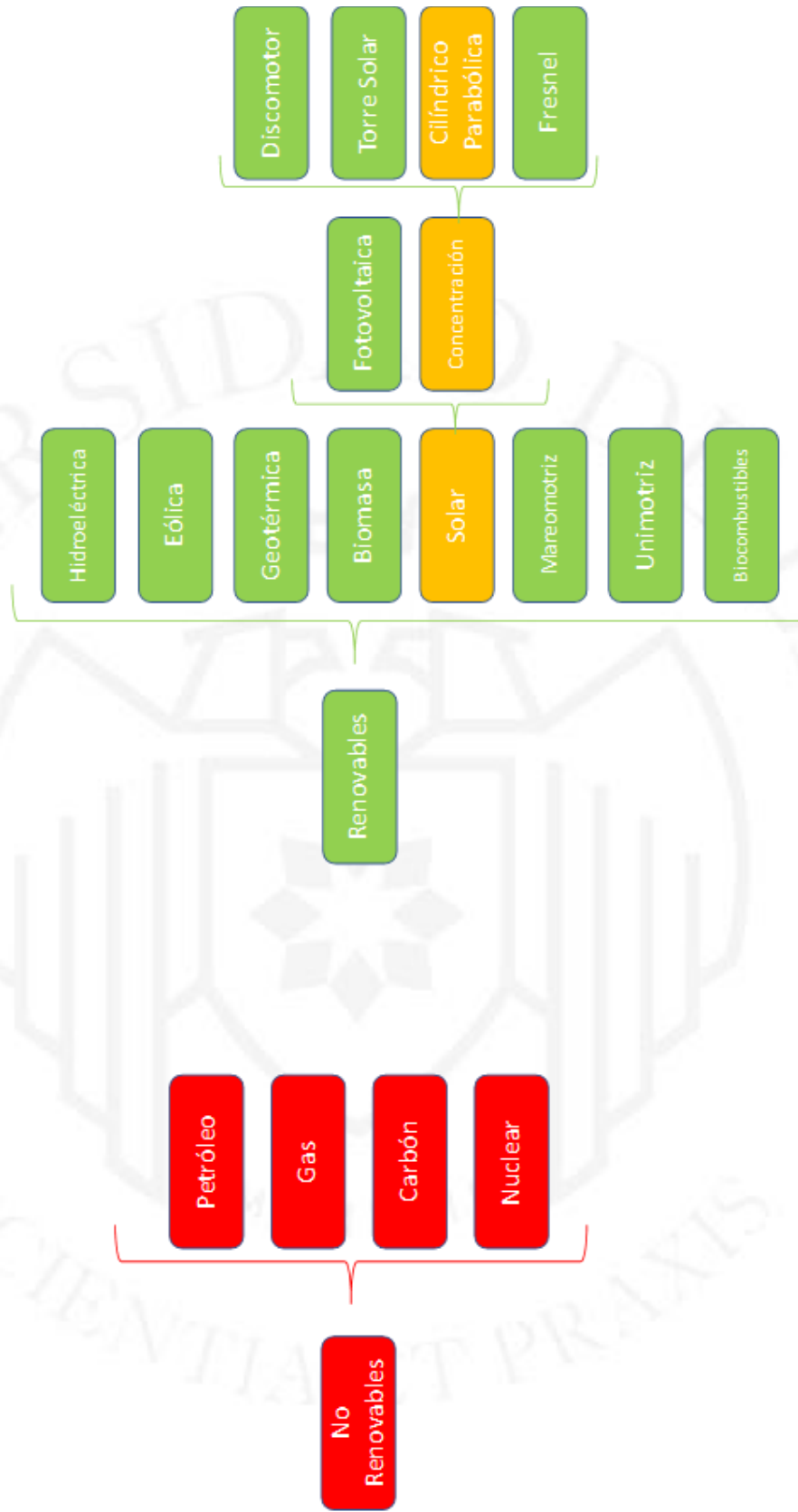
Otro detalle, la energía se hace presente comúnmente en la realidad como un conjunto de las 9. Es decir, así como pasa electricidad (3) por los cables de una computadora, parte de esa energía también se convierte en calor (5) (“se pierde”) y así en todos los casos.

Adicionalmente en esta Tesis, se utiliza el término de potencia MW (Mega Watt) que equivale a decir MJ/s (Mega Joule / segundo). Y también se utiliza el término MWh (Mega Watt hora) que es una unidad de energía, donde:

$$1 \text{ MWh (Mega Watt hora)} = 3600 \text{ MJ (Mega Joules)}$$

Finalmente, respecto a dónde se obtiene la energía para producir electricidad a gran escala, en la siguiente página se presenta un árbol de las fuentes energéticas y en naranja la ruta que sigue este proyecto.

Fuentes Energéticas



Elaboración propia.