



ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL



FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA

ANÁLISIS TÉCNICO Y FINANCIERO DE PLANTAS DE CONCENTRACIÓN SOLAR CON TECNOLOGÍA DE CILINDRO PARABÓLICO EN LAS ISLAS GALÁPAGOS.

TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO MECÁNICO

CASTRO CHAMORRO HUGO MATEO
hugo.castro@epn.edu.ec

DIRECTOR: SORIA PEÑAFIEL RAFAEL ANDRÉS, D.Sc.
rafael.soria01@epn.edu.ec

CODIRECTOR: ORDÓÑEZ MALLA FREDDY, PhD
freddy.ordonez@epn.edu.ec

27 de diciembre de 2020

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Castro Chamorro Hugo Mateo, bajo mi supervisión.

SORIA PEÑAFIEL RAFAEL ANDRÉS, D.Sc

DIRECTOR DE PROYECTO

ORDÓÑEZ MALLA FREDDY, PhD

CO-DIRECTOR DE PROYECTO

DECLARACIÓN

Yo, Castro Chamorro Hugo Mateo, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondiente a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normativa institucional vigente.

A handwritten signature in black ink, enclosed within a faint, light-colored oval border. The signature is stylized and appears to read 'H. Mateo'.

Castro Chamorro Hugo Mateo

DEDICATORIA

Principalmente a mi padre y madre por apoyar cada paso en mi vida, siento su apoyo incondicional. Gratitud, amor y orgullo eterno para ustedes.

A mis amados hermanos Catalina Castro y Misael Castro, espero ser parte de su inspiración para que disfruten su vida, tan única como es. No quiero ser su ejemplo, sino un apoyo incondicional para que consigan su felicidad.

A mi abuelita Flor, que cuida de mis hermanos y de mi desde un lugar mejor.

A mi mejor amiga, compañera del día a día y admirable mujer, a quien respeto, apoyo y amo, Celeste Vela.

AGRADECIMIENTO

Agradezco la paciencia, experiencia y motivación que me han brindado mis profesores de aula, además, un agradecimiento especial a mis tutores en la realización de este trabajo de titulación, Rafael Soria y Freddy Ordoñez. Quienes además de compartir su conocimiento científico, han despertado mi admiración por ser excelentes profesionales y buenas personas.

Agradezco la motivación despertada por profesores de aula, para ser mejor profesional, sin olvidar de ser buena persona: Daniela Cruz, Víctor Guerrero, Narcisa Romero, Jesús Portilla, Jesús López, Roberto Rojas, Freddy Ordoñez y Rafael Soria.

Agradecimientos a todos quienes conforman la Facultad de Ingeniería Mecánica de la Escuela Politécnica Nacional, quienes día a día fomentan unidad y sentido de pertenencia, gracias a costumbres y tradiciones perdurables en el tiempo.

Agradezco a mi familia por animarme a ser mejor cada día e inculcarme principios y valores que enaltecen mis raíces. Un agradecimiento adicional por ser un ejemplo en mantener un buen humor y optimismo antes los sucesos de la vida.

Agradezco a Celestica, por compartir cada logro en esta etapa de mi vida. Así como también agradecerle su alegría y amor en todo momento.

A las personas que he conocido en el transcurso de esta etapa, con quienes he compartido grandes momentos que quedarán grabados en mi mente y corazón.

A mis amigos y compañeros de aulas: Steven S., Esteban F., Miguel A., Patricio Ch. Sebastián R., Paul N., Isidoro M., Marjorie C., Katherine A., Anthony L., David P., Paul A., Jefferson M., Gary V., William R., Luis T, gracias por su valiosa amistad.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	1
Pregunta de investigación	3
Objetivo general	3
Objetivos específicos	3
Alcance	3
1. MARCO TEÓRICO	5
1.1 Situación energética de la provincia	5
1.2 Recurso-Potencial para concentración solar en Galápagos.....	8
1.3 Sistemas solares de generación eléctrica	9
1.3.1 Plantas de concentración solar CSP (por sus siglas en inglés, <i>Concentrated Solar Power</i>).....	10
1.3.2 Panorama global de los sistemas de concentración solar	14
1.3.3 Tecnología de cilindro parabólico	16
1.3.4 Tecnología de almacenamiento de energía térmica TES (por sus siglas en inglés, <i>Thermal Energy Storage</i>).....	21
2. METODOLOGÍA	24
2.1. Escenarios de análisis	25
2.2. Análisis técnico-financiero	26
2.2.1. SAM (<i>System Advisor Model</i>).....	27
2.2.2. Ubicación y recursos.....	28
2.2.3. Campo solar	32
2.2.4. Fluido de transferencia de calor.....	37
2.2.5. Almacenamiento térmico.....	38
2.2.6. Bloque de potencia.....	40
2.2.7. Análisis comercial.....	41
2.2.8. Análisis de costos.....	43
2.2.9. Análisis financiero.....	57
3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN	59
3.1. Resultados	59
3.1.1. Escenario HCC_TES_0.....	59
3.1.2. Escenario ACC_TES_0.....	67
3.1.3. Escenario ACC_TES_8.....	75
3.1.4. Escenario ACC_TES_12.....	83
3.2. Discusión	92
3.2.1. Generalidades.....	92

3.2.2. LCOE, generación anual, factor de planta y requerimientos de agua y tierra. 95

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	2
Referencias Bibliográficas.....	6
Anexos.....	10
Anexo I	10
Anexo 2.....	11
Anexo 3.....	13
Anexo 4.....	14
Anexo 5.....	15

Índice de Tablas

Tabla 1. Distribución del SISTEMA ELÉCTRICO de Galápagos.	5
Tabla 2. Tipos de tecnologías útiles en generación solar.....	11
Tabla 3. Proyectos con PTC en Latinoamérica.	15
Tabla 4. Componentes del tubo receptor (características).....	19
Tabla 5. Descripción de los escenarios de análisis.	26
Tabla 6. Descripción de los casos de estudio.	29
Tabla 7. Radiación de diseño para los sitios de simulación.....	32
Tabla 8. Características de los reflectores <i>Luz LS-3</i> y <i>PT-5760</i>	34
Tabla 9. Características de los receptores <i>Schott PTR80</i> y <i>RT-4060</i>	35
Tabla 10. Propiedades de los HTF usados para el estudio.....	38
Tabla 11. Ventajas y desventajas de los tipos de TES.	39
Tabla 12. Descripción de los rubros de los costos de capital directos.	44
Tabla 13. Variación de costos directos de capital según el escenario.	49
Tabla 14. Descripción de los rubros de los costos de capital indirectos.	50
Tabla 15. Método comparativo entre costos de terreno (Sta. Cruz)	52
Tabla 16. Método comparativo entre costos de terreno (San Cristóbal).....	52
Tabla 17. Descripción de los rubros de los costos de operación y mantenimiento.	54
Tabla 18. Costo aproximado de plantas solares con PTC.	55
Tabla 19. LCOE óptimo el escenario HCC_TES_0.	59
Tabla 20. Generación anual, escenario HCC_TES_0.....	61
Tabla 21. Factor de planta, escenario HCC_TES_0.	63
Tabla 22. Requerimiento de agua y tierra, escenario HCC_TES_0.	65
Tabla 23. LCOE óptimo, escenario ACC_TES_0.	67
Tabla 24. Generación anual, escenario ACC_TES_0.....	69
Tabla 25. Factor de planta, escenario ACC_TES_0.....	71
Tabla 26. Requerimiento de agua y tierra, escenario ACC_TES_0.....	73
Tabla 27. LCOE óptimo para el escenario ACC_TES_8.	75
Tabla 28. Generación anual, escenario ACC_TES_8.....	77
Tabla 29. Factor de planta, escenario ACC_TES_8.....	79
Tabla 30. Requerimientos de agua y tierra, escenario ACC_TES_8.....	81
Tabla 31. LCOE óptimo, escenario ACC_TES_12.	83
Tabla 32. Generación anual, escenario ACC_TES_12.....	85
Tabla 33. Factor de planta, escenario ACC_TES_12.	88
Tabla 34. Requerimientos de agua y tierra, escenario ACC_TES_12.	90
Tabla 35. Resumen de resultados para todos los cuatro escenarios.	1
Tabla 36. Costos de instalación, escenario ACC_TES_12	1
Tabla 37. Escenario con mejor resultado 5	5
Tabla 38. Tabla de ponderación para elección de tecnología solar.....	10
Tabla 39. Características técnicas para la planta CSP-PTC-TES.....	13
Tabla 40. Especificaciones del insumo/componente, precio FOB, cantidad de compra y peso (HCC_TES_0).	14

Índice de Figuras

Figura 1. Consumo de energías renovables por fuente.....	6
Figura 2. Consumo energético en Galápagos.....	7
Figura 3. Tipos de radiación solar incidente.....	8
Figura 4. Variación de la irradiación solar directa , valores medios mensuales(- 0.4448112,-90.2662711).....	9
Figura 5. Mapa de irradiación normal directa media (anual y diaria).	9
Figura 6. Esquema de planta de concentración solar.....	10
Figura 7. Tecnologías usadas para generación eléctrica termo solar.....	13
Figura 8. Concentración solar con cilindro parabólico en el mundo.....	14
Figura 9. Tecnologías CSP con PTC en Latinoamérica (puntos verdes).....	14
Figura 10. Tecnología termo-eléctrica de concentración solar.	17
Figura 11. Planta tipo de concentración solar con cilindro parabólico.	18
Figura 12. Esquema del tubo receptor.	19
Figura 13. Diagrama estructural del sistema de concentración solar por cilindro parabólico.	20
Figura 14. Esquema de una planta con tecnología de cilindro parabólico y TES.	22
Figura 15. Capacidad de la planta con: BS y TES (a) y sólo TES (b).....	23
Figura 16. Esquema de la metodología.....	25
Figura 17. Diagrama de flujo - SAM.	27
Figura 18. Puntos con alta DNI [W/m2].....	29
Figura 19. Presentes y futuros proyectos de energía renovable para Galápagos.	30
Figura 20. Áreas protegidas en Galápagos.....	31
Figura 21. Datos climáticos en Baltra.....	31
Figura 22. Datos climáticos en Sta. Cruz.	31
Figura 23. Datos climáticos en San Cristóbal.....	32
Figura 24. Parámetros de diseño del campo solar.	33
Figura 25. Colector solar de cilindro parabólico PT-5760.....	35
Figura 26. Receptor RT-4060.	36
Figura 27. Clasificación de los sistemas de almacenamiento térmico.	38
Figura 28. Características técnicas del sistema turbina-generator.	40
Figura 29. Parámetros del ciclo Rankine.....	41
Figura 30. Principales parámetros de diseño de una planta CSP con TES.	41
Figura 31. Proceso de determinación de costo final para productos (Cotización).	42
Figura 32. Distribución de costos de capital directo para plantas CSP-PTC con almacenamiento.	45
Figura 33. Costos representativos de CSP para 2025.	46
Figura 34. Reducción del LCOE para los próximos años.	47
Figura 35. Costos de capital directo para la planta. Ubicación: Baltra.	47
Figura 36. Costos de capital directo para la planta. Ubicación: Sta. Cruz.	48
Figura 37. Costos de capital directo para la planta. Ubicación: San Cristóbal.	48
Figura 38. Costos de capital directo para la planta. Ubicación: Baltra.	51
Figura 39. Costos de capital directo para la planta. Ubicación: Sta. Cruz.	51
Figura 40. Costos de capital directo para la planta. Ubicación: San Cristóbal.	51
Figura 41. Costos de O&M (fijo vs. variable).....	53
Figura 42. Relación entre el número heliostatos y su costo de O&M anual.....	54
Figura 43. Parámetros de operación y mantenimiento para las 3 ubicaciones.....	55
Figura 44. Parámetros adicionales financieros para el proyecto.	58
Figura 45. LCOE vs MS, sin TES (Baltra).	60
Figura 46. LCOE vs. MS, sin TES (Sta. Cruz).....	60

Figura 47. LCOE vs. MS, sin TES (San Cristóbal).....	61
Figura 48. Generación anual vs. MS (Baltra).....	62
Figura 49. Generación anual vs. MS (Sta. Cruz).....	62
Figura 50. Generación anual vs. MS (San Cristóbal).....	63
Figura 51. Factor de planta vs. MS (Baltra).....	64
Figura 52. Factor de planta vs. MS (Sta. Cruz).....	64
Figura 53. Factor de planta vs. MS (San Cristóbal).....	65
Figura 54. Factor de planta vs. MS (Baltra).....	66
Figura 55. Factor de planta vs. MS (Sta. Cruz).....	66
Figura 56. Factor de planta vs. MS (San Cristóbal).....	67
Figura 57. LCOE vs. MS, sin TES (Baltra).....	68
Figura 58. LCOE vs. MS, sin TES (Sta. Cruz).....	68
Figura 59. LCOE vs. MS, sin TES (San Cristóbal).....	69
Figura 60. Generación anual vs. MS (Baltra).....	70
Figura 61. Generación anual vs. MS (Sta. Cruz).....	70
Figura 62. Generación anual vs. MS (San Cristóbal).....	71
Figura 63. Factor de planta vs. MS (Baltra).....	72
Figura 64. Factor de planta vs. MS (Sta. Cruz).....	72
Figura 65. Factor de planta vs. MS (San Cristóbal).....	73
Figura 66. Consumo anual de agua vs. MS (Baltra).....	74
Figura 67. Consumo anual de agua vs. MS (Sta. Cruz).....	74
Figura 68. Consumo anual de agua vs. MS (San Cristóbal).....	75
Figura 69. LCOE vs. MS, con TES (Baltra).....	76
Figura 70. LCOE vs. MS, con TES (Sta. Cruz).....	76
Figura 71. LCOE vs. MS, con TES (San Cristóbal).....	77
Figura 72. Generación anual vs. MS (Baltra).....	78
Figura 73. Generación anual vs. MS (Sta. Cruz).....	78
Figura 74. Generación anual vs. MS (San Cristóbal).....	79
Figura 75. Factor de planta vs. MS (Baltra).....	80
Figura 76. Factor de planta vs. MS (Sta. Cruz).....	80
Figura 77. Factor de planta vs. MS (San Cristóbal).....	81
Figura 78. Consumo anual de agua vs. MS (Baltra).....	82
Figura 79. Consumo anual de agua vs. MS (Sta. Cruz).....	82
Figura 80. Consumo anual de agua vs. MS (San Cristóbal).....	83
Figura 81. LCOE vs. MS, con TES (Baltra).....	84
Figura 82. LCOE vs. MS, con TES (Sta. Cruz).....	84
Figura 83. LCOE vs. MS, con TES (San Cristóbal).....	85
Figura 84. Generación anual vs. MS (Baltra).....	86
Figura 85. Generación anual vs. MS (Sta. Cruz).....	87
Figura 86. Generación anual vs. MS (San Cristóbal).....	88
Figura 87. Factor de planta vs. MS (Baltra).....	89
Figura 88. Factor de planta vs. MS (Sta. Cruz).....	89
Figura 89. Factor de planta vs. MS (San Cristóbal).....	90
Figura 90. Consumo anual de agua vs. MS (Baltra).....	91
Figura 91. Consumo anual de agua vs. MS (Sta. Cruz).....	91
Figura 92. Consumo anual de agua vs. MS (San Cristóbal).....	92
Figura 93. Relación entre variación de DNI (línea azul) y producción eléctrica (línea roja) de un día típico en una planta de concentración solar con almacenamiento de energía térmica.....	93
Figura 94. Variación media de DNI y generación eléctrica media mensual, se muestra un día medio del mes.....	94

Figura 95. Despacho de energía eléctrica en un año típico.....	94
Figura 96. Foto satelital de la ubicación San Cristóbal.....	11
Figura 97. Foto satelital de la ubicación Sta. Cruz.	11
Figura 98. Foto satelital de la ubicación San Cristóbal.....	12

RESUMEN

El uso de concentradores solares de cilindro parabólico es una alternativa para la generación eléctrica firme y despachable, sin emisión de gases de efecto invernadero (GEI) en las islas Galápagos, debido al elevado valor de radiación directa normal (DNI) (promedio de 6,59 kWh/m²/día). Este estudio se focaliza en dos líneas de acción: incentivar la iniciativa gubernamental “*Cero combustibles fósiles*” vigente en la provincia insular, que busca eliminar la emisión de GEI, y a la vez, diversificar las fuentes energéticas para generación eléctrica. Además, este trabajo muestra que una planta de concentración solar para generación eléctrica (CSP) con almacenamiento térmico (TES) aporta energía constante y solventa el problema de la variabilidad de los recursos renovables que caracteriza a las tecnologías eólica y fotovoltaica. Este estudio se realizó en tres lugares con alta DNI (Baltra, Santa Cruz y San Cristóbal) y se realizó un análisis de sensibilidad sobre los costos de capital directo y la capacidad de almacenamiento térmico. Se obtuvieron finalmente, valores de costo nivelado de electricidad (LCOE), generación anual, factor de planta, área, y consumo anual de agua para los distintos escenarios, destacando los mejores resultados para el escenario ACC_TES_12, en el que se consideran costos de capital, internacionales, promedio y una capacidad de almacenamiento térmico de 12 horas.

Palabras clave: CSP, cilindro parabólico, Galápagos, energía solar, almacenamiento térmico.

ABSTRACT

The use of parabolic trough solar concentrators is an alternative for firm and dispatchable electricity generation, without greenhouse gas (GHG) emissions in the Galápagos Island, due to the high value of direct normal irradiation (DNI) (average of 6,59 kWh/m²/día). This study focuses on two lines of action: supporting the government initiative "Zero fossil fuels" in Galápagos province, which seeks to eliminate GHG emissions, and at the same time, diversify energy sources for electricity generation. In addition, this work shows that a concentration solar power plants (CSP) with thermal energy storage (TES) provides constant energy and solves the problem of the variability of renewable resources that characterizes wind and photovoltaic technologies. This study considered three places of analysis with high DNI (Baltra, Santa Cruz and San Cristóbal) and a sensitivity analysis was carried out about direct capital costs and thermal storage capacity. Finally, levelized cost of electricity (LCOE) values, annual generation, plant factor, area, and annual water consumption were obtained for the different scenarios, highlighting the best results for the ACC_TES_12 scenario, in which average capital costs (internationals) are considered, and a thermal storage capacity of 12 hours.

Keywords: CSP, parabolic trough, Galápagos, solar energy, thermal storage.

ANÁLISIS TÉCNICO Y FINANCIERO DE PLANTAS DE CONCENTRACIÓN SOLAR CON TECNOLOGÍA DE CILINDRO PARABÓLICO EN LAS ISLAS GALÁPAGOS.

INTRODUCCIÓN

Los planes nacionales del Estado ecuatoriano se alinean con las directrices planteadas en la Agenda Global de Desarrollo Sostenible, con metas al 2030. El objetivo 7 de este documento se relaciona con la garantía hacia todas las personas de acceder a fuentes de energía confiables, sostenibles y renovables. Adicionalmente, la Constitución del Ecuador en su artículo 413 establece, que es responsabilidad del estado el promocionar el uso eficiente, racional y sostenible de la energía en todas sus formas, tal es el caso de la implementación de tecnologías ambientalmente sanas y limpias. Además, la provincia de Galápagos ha sido pionera con la iniciativa gubernamental de *Cero Combustibles Fósiles*, cuyo objetivo en el campo eléctrico a mediano plazo, consiste en reemplazar el consumo de diésel (combustible de origen fósil) por biocombustibles en las plantas termoeléctricas e incorporar sistemas de generación eléctrica con uso de fuentes renovables como el viento y el sol (PNUD, 2016). Asimismo, el trabajo conjunto entre el Estado ecuatoriano y el Plan de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD), bajo el marco del Proyecto de Energías Renovables para las Islas Galápagos (ERGAL), se ha propuesto una reducción gradual al consumo de combustibles fósiles de 5 millones gal/año (Kenol, 2019), a fin de minimizar la posibilidad de futuros derrames de derivados de petróleo transportados desde el continente al archipiélago, que alterarían el delicado ecosistema de este *Patrimonio Natural de la Humanidad*. Tal es el caso del último derramamiento de 150.000 galones de diésel en las costas de las Islas que transportaba el buque *Jessica*. A partir de ese acontecimiento se intensificaron los esfuerzos para disminuir el consumo de este combustible en actividades de los sectores transporte, residencial y comercio. Por otra parte, se ha priorizado la implementación de plantas de generación eléctrica con fuentes de energía renovable no convencionales y el uso racional de la energía (MEER, 2017).

Galápagos presenta una matriz de consumo de energía final distribuido en: 77% en el sector transporte (mayormente en transporte marítimo), 7% en el sector comercial, y también un 7% en el sector residencial. Los consumos del sector transporte, terrestre y marítimo, así como en el comercio están fuertemente influenciados por la actividad turística. Debido a que esta provincia no cuenta con producción de petróleo, ni con refinerías, exige la movilización del combustible fósil utilizado para la generación de

energía eléctrica desde el continente. Como alternativa, se desarrollan varios proyectos de aprovechamiento de recursos/fuentes renovables, que han reducido el consumo de diésel y también evitado la emisión anual media de 9,15 ktCO_{2e}, además de que ha existido una producción anual aproximada de 16 MWh (MEER, 2017).

La demanda sigue creciendo, el turismo aumenta a cada año, y es importante proveer energía con menos emisiones y menos impacto ambiental. Por ende, se pueden plantear dos problemas prioritarios: la dependencia de las importaciones de combustibles fósiles, altamente subsidiados; y la contaminación del ecosistema por emisiones y por posibles derrames de combustible en el mar.

La meta es la reducción del consumo de energía de origen fósil en las islas Galápagos. El camino es la ejecución de más proyectos que usen energías renovables, con la implementación de eficiencia energética y criterios de sostenibilidad (PNUD, 2016) . Con apoyo del PNUD, en el 2013 se incorporó 7 MW adicionales de capacidad eléctrica mediante fuente eólica, fotovoltaica y una pequeña cantidad a base de aceite “*in natura*” de *jathrophas curcas*, en grupos electrógenos.

Según datos del Plan Nacional de Eficiencia Energética para 2016-2035 (PLANEE), con la mejor participación de energías alternativas y la reducción del consumo de energía de origen fósil, se puede conseguir a 2035 una reducción acumulada de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) de 5 MtCO_{2e}. Sin embargo, se consideró mayoritariamente proyectos que empleen tecnologías solar fotovoltaica y eólica, que son energías renovables variables, que aportan electricidad solamente cuando hay recurso (radiación solar y viento, respectivamente) (MEER, 2017).

El problema fundamental de la producción energética intermitente radica en la falta de coincidencia durante el día, entre la generación eléctrica de solar fotovoltaica y eólica con el consumo eléctrico de los diferentes sectores. Típicamente en horas de la tarde y noche hay mayor demanda eléctrica en el sector residencial y comercial, período en el cual no hay generación fotovoltaica. El gran desafío es el almacenamiento de energía durante el día para usarla en horas de alta demanda (Manuel J. Blanco, 2017).

En este contexto, el uso de la energía solar para generación eléctrica por medio de la tecnología de concentración solar CSP (por sus siglas en inglés, *Concentrating Solar Power*) con almacenamiento de energía térmica TES (por sus siglas en inglés, *Thermal Energy Storage*) representa para las Islas Galápagos una buena oportunidad

para aprovechar más energía renovable. El almacenamiento de grandes cantidades de energía térmica durante el día permitiría generar electricidad en horarios de alta demanda o cuando el órgano de despacho lo determine, aportando flexibilidad al sistema eléctrico. Por tanto, la instalación de plantas CSP permitiría que se instale más capacidad en plantas fotovoltaicas y eólicas.

Pregunta de investigación

¿Cuál es el diseño óptimo para una planta de concentración solar de cilindro parabólico con almacenamiento de energía térmica en el Archipiélago de Galápagos?

Objetivo general

Analizar, desde el punto de vista técnico y financiero, la factibilidad de la instalación de plantas de concentración solar de cilindro parabólico con almacenamiento de energía térmica en las Islas Galápagos.

Objetivos específicos

- Elegir zonas de las Islas Galápagos con alta irradiación solar, que no afecten el delicado ecosistema.
- Analizar, desde el punto de vista técnico y financiero, la implementación de plantas de concentración solar de cilindros parabólicos, con almacenamiento de energía térmica sin un sistema de respaldo.
- Determinar la mejor relación de Múltiplo Solar (MS), costo nivelado de electricidad y capacidad de almacenamiento en una planta de CSP.
- Generar energía eléctrica limpia para Galápagos.
- Fomentar el uso de energías renovables y aportar al plan gubernamental Cero Combustibles fósiles, dentro de la provincia de Galápagos.
- Incursionar en el país el uso de la tecnología de concentración solar con cilindro parabólico y los sistemas de almacenamiento de energía térmica, dado que a nivel mundial se encuentran en eminente auge.

Alcance

Este trabajo analiza distintos escenarios de plantas de generación eléctrica CSP con almacenamiento de energía térmica y cuánta energía eléctrica podría aportar al sistema de la región Galápagos. La meta es encontrar la mejor relación técnico-financiera de la incursión de la tecnología de concentración solar con almacenamiento (TES) en el archipiélago de Galápagos, promoviendo así las políticas

gubernamentales que priorizan el cuidado de este Patrimonio Natural de la Humanidad y también el desarrollo de la provincia y país.

1. MARCO TEÓRICO

1.1 Situación energética de la provincia.

El desarrollo de proyectos energéticos dentro de Galápagos es un tema sensible, debido a que un 97% de su territorio conforma el Parque Nacional Galápagos (reserva natural), también se tiene la Reserva Protegida Marina de Galápagos. En tal virtud, en 2015 se aprobó la Ley Orgánica de Régimen Especial de la Provincia de Galápagos (LOREG), cuyas regulaciones sirven como mecanismo en el manejo de recursos y planificación de actividades desarrolladas en la provincia a fin de conservar este patrimonio.

A fin de promover un equilibrio ecológico, económico y social, la planificación energética en las islas se viabiliza conforme a la actual iniciativa gubernamental, denominada “Cero Combustibles Fósiles”, que busca minimizar el uso de combustibles fósiles y disminuir paulatinamente las emisiones de GEI dentro del territorio de la provincia insular, mediante la ejecución de proyectos que utilicen energías renovables (no convencionales) y que sean ambientalmente sostenibles y socialmente inclusivos. Además, que se acompañen del uso racional de la energía (eficiencia energética).

El sistema energético de Galápagos que usa energía renovable contempla proyectos situados en áreas pobladas, como son las islas Santa Cruz (incluyendo Baltra), San Cristóbal, Isabela y Floreana (Kenol, 2019). La distribución de la capacidad instalada del sistema eléctrico se encuentra detallado brevemente en la Tabla 1. Tales plantas han aportado un promedio anual de 16 MWh, así como también, las plantas renovables han evitado la emisión anual media de 9,15 ktCO₂e y han permitido la reducción acumulada hasta el 2016 de 2,5 millones de galones de diésel (MEER, 2017).

Tabla 1. Distribución del SISTEMA ELÉCTRICO de Galápagos.

Ubicación	Capacidad energética	Planta de producción	Demanda energética anual	Almacenamiento	Estado
Santa Cruz-Baltra	14,9 MW	Termoeléctrica	35,3 GWh	4 MWh plomo-ácido; 0,27 MWh ión-litio	Operación
	2,25 MW	Campo eólico			Operación
	1,5 MW	Campo FV Sta. Cruz			Operación
	67 kWp	Campo FV Baltra			Operación
San Cristóbal	9,4 MW	Termoeléctrica	15,6 GWh	N/A	Operación
	2,4 MW	Campo eólico			Operación
Isabela	2,6 MW	Termoeléctrica	5,65 GWh	258 kWh	Operación

	0,92 MWp	Campo FV		ión-litio	Construcción
	1,62 MW	Biodiesel			Construcción
Floreana	20,9 kWp	Campo FV	0,30 GWh	192 kWh plomo-ácido	Operación
	138 kW	Termoeléctrica (Diesel+biodiesel)			Operación

(Fuente: Kenol, 2019)

Es muy importante destacar que ha existido un sustancial progreso en el uso de energías renovables, en la Figura 1 se puede observar que dentro del lapso contemplado entre 2012 y 2020, se ha incrementado el porcentaje de uso de energías renovables no convencionales, como la solar fotovoltaica, bioenergía y eólica (Carvajal, 2019).

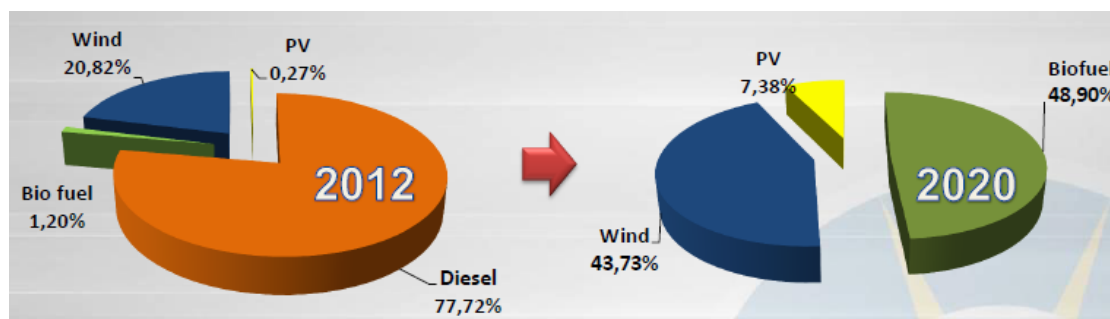


Figura 1. Consumo de energías renovables por fuente

Fuente: (Carvajal, 2019)

Los resultados obtenidos en Galápagos, dentro del marco de la diversificación energética, pueden ser un ejemplo claro de que es posible el reemplazo de los combustibles de origen fósil por fuentes renovables. Son admirables las acciones que ha promovido la provincia insular, con apoyo de entidades nacionales e internacionales, en búsqueda de un equilibrio entre progreso tecnológico para la población galapagueña y conservación de este patrimonio natural de la humanidad.

Según el Plan Nacional de Eficiencia Energética PLANEE, el 77% del consumo total energético en las islas es designado al sector transporte (Ver Figura 3), que incluye terrestre y marítimo. El 84% de la generación eléctrica depende de diésel que, es movilizado desde el continente hasta el archipiélago (Kenol, 2019), provocando un doble impacto ambiental, tanto por la posibilidad de derrames en el trayecto, como por las emisiones de GEI. Cabe mencionar que existe un proyecto en ejecución a pequeña escala que consiste en sustituir en termoeléctricas, el consumo de combustible fósil por biodiesel obtenido del aceite de piñón (*jathrophas curcas*, producido en la provincia de Manabí), este tipo de fuente renovable, junto con el aprovechamiento de la

velocidad del viento y la radiación solar contribuyen al 16% restante de generación eléctrica.

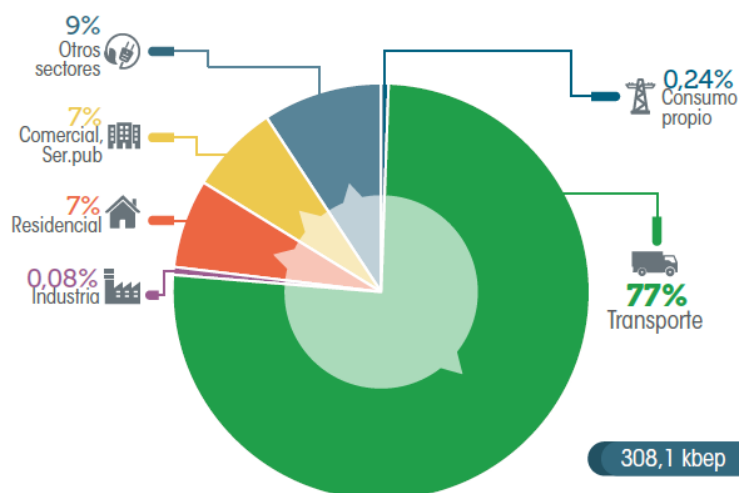


Figura 2. Consumo energético en Galápagos.
(Fuente: (MEER, 2017))

Cerca del 60% del porcentaje de consumo del sector transporte mostrado en la Figura 2, corresponde al transporte marítimo.

Según ARCONEL (2016), el precio medio de la energía eléctrica facturada dentro de la provincia insular a través de las empresas distribuidoras para el 2016 fue de 10,87 cent. USD/kWh y el consumo per cápita eléctrico fue de 1558 kWh/hab, a pesar de tener una población reducida este valor es sumamente alto en comparación a los de las demás provincias. Además, para este mismo año la energía disponible en la red eléctrica, gestionada por la Empresa Eléctrica Galápagos, fue de 51,67 GWh, mientras que la energía facturada fue de 47,01 GWh (ARCONEL, 2016).

Actualmente, dentro del territorio galapagueño, se tiene experiencia con la generación eléctrica a partir de las tecnologías fotovoltaica y eólica, con buenos resultados técnicos y ambientales. La oportunidad que tiene Galápagos para la incursión de la tecnología de concentración solar SCT (por sus siglas en inglés, *Solar Concentration Technology*) para generación eléctrica (CSP, del inglés *Concentrated Solar Power*) con sistemas de almacenamiento de energía térmica (TES, del inglés *Thermal Energy Storage*) es considerable por la zona privilegiada del archipiélago, que cuenta con altos niveles de irradiación solar además, que en términos de planes nacionales, contribuye al objetivo específico de promover la ejecución de proyectos que incentiven

el consumo energético eficiente, considerado en el objetivo sectorial del eje Galápagos del Plan Nacional de Eficiencia Energética (MEER, 2017)

1.2 Recurso-Potencial para concentración solar en Galápagos

La cantidad de radiación solar receptada por unidad de superficie ubicada perpendicularmente a los rayos provenientes directamente del sol, es denominada Irradiación Normal Directa DNI (por sus siglas en inglés, *Direct Normal Irradiance*) es aprovechada en plantas de generación eléctrica con concentración solar. La componente de reflejo y la difusa del espectro solar, no son captadas por los concentradores solares (HOMER, 2020). Ver Figura 3.

Los sistemas de concentración solar o también llamados sistemas térmicos de generación eléctrica abarcan a discos parabólicos, cilindros parabólicos, linear Fresnel, torre solar y concentradores en general, que puede ser usados también para sistemas concentrados fotovoltaicos (Blanc, 2014).

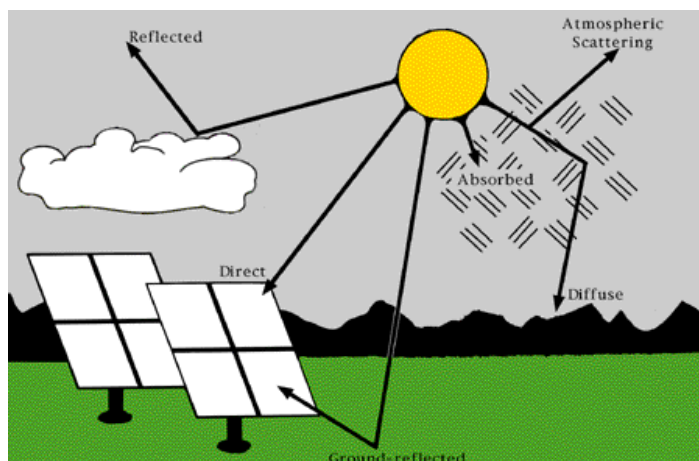


Figura 3. Tipos de radiación solar incidente.
(Fuente: (HOMER, 2020))

Los proyectos mencionados en la Tabla 1 son ejemplo del considerable potencial solar que poseen las islas Galápagos para el perfeccionamiento de los sistemas térmicos de generación eléctrica (Ver Figura 5), además, esta provincia se ubica adyacente de la línea ecuatorial. Galápagos posee un DNI promedio de $6,59 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \cdot \text{día}}$ (Vaca, 2019). En la Figura 4 se indica la variación de la DNI anual en la isla San Cristóbal a modo de ejemplo.

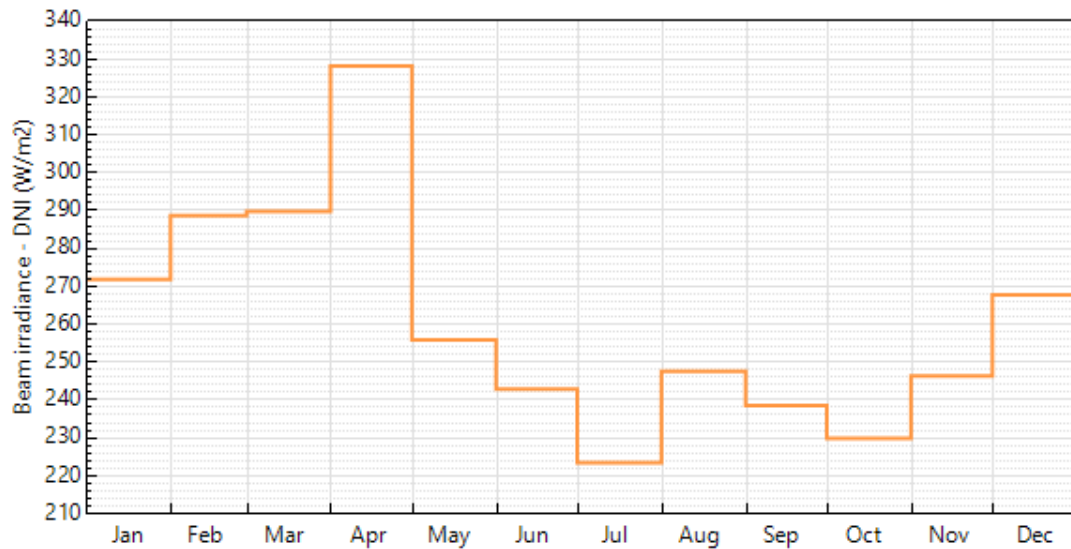


Figura 4. Variación de la DNI irradiación solar directa, valores medios mensuales anual (-0.4448112,-90.2662711).
(Fuente: System Advisor Model)

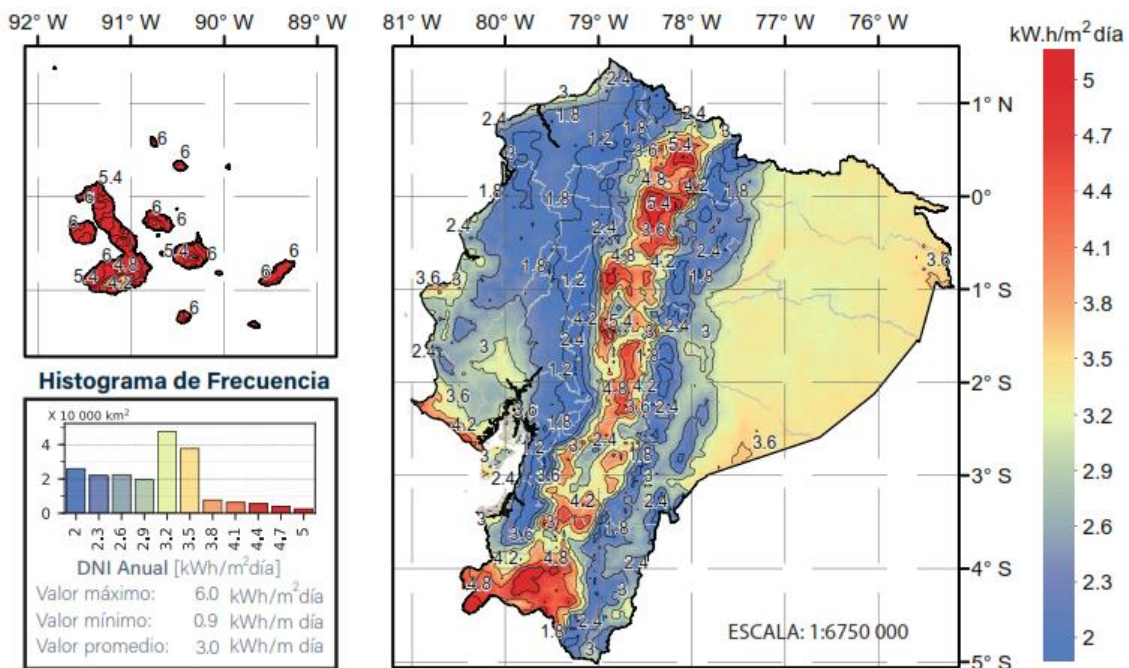


Figura 5. Mapa de irradiación normal directa media (anual y diaria).
(Fuente: (Vaca, 2019))

1.3 Sistemas solares de generación eléctrica

Los sistemas solares de generación eléctrica se definen como el conjunto de procesos necesarios para transformar la energía solar en energía mecánica que posteriormente será utilizada como energía eléctrica. Existen dos clases de estos sistemas: los sistemas fotovoltaicos que aprovechan la irradiación horizontal global GHI (por sus siglas en inglés, *Global Horizontal Irradiance*) y los sistemas de concentración solar que emplean la DNI para obtener energía térmica, (Kalogirou, 2004).

Ambientalmente, con el uso sostenible de la energía solar térmica de concentración (ESTC), se promueve la reducción de GEI, cada metro cuadrado de superficie de concentradores ESTC evita aproximadamente de 200 a 300 kilogramos de dióxido de carbono cada año. La vida útil de este tipo de plantas puede llegar a 40 años, tal como las centrales de Mojave (EEUU).

En el contexto económico, las centrales termo solares compiten cada vez mejor con las termoeléctricas convencionales que usan combustible fósil debido a la mejora tecnológica, producción en serie, la economía a escala y la mejora de las operaciones en este ámbito del uso de fuentes renovables (Richter, 2009). Adicionalmente, el resumen ejecutivo de la perspectiva mundial 2009 del grupo *SolarPACES*, *Estela* y *Greenpeace*, menciona que los proyectos ESTC son una oportunidad para generación de energía solar a pequeña escala o fuera de la red, tal como es el caso de las Islas Galápagos.

1.3.1 Plantas de concentración solar CSP (por sus siglas en inglés, *Concentrated Solar Power*)

El principio de este tipo de plantas de generación se fundamenta en concentradores ópticos que, mediante el uso de espejos reflectores direccionan la DNI en un foco receptor, logrando así que el fluido de transferencia de calor HFT (por sus siglas en inglés, *Heat Transfer Fluid*) eleve su entalpía y alcance temperaturas típicamente entre 400°C y 1000°C (energía térmica útil); posteriormente este fluido puede ser almacenado mediante TES o puede generar directamente vapor para finalmente, activar un sistema de turbina-generator para producir electricidad que puede ser inyectada a la red (SolarPACES, 2016). Ver Figura 6.



Figura 6. Esquema de planta de concentración solar.
(Fuente: (Richter, 2009))

Las plantas de CSP pueden funcionar en conjunto con plantas energéticas que usan gas, combustible fósil o biodiesel, denominándose plantas híbridas. La principal ventaja de este tipo de plantas es que ayudan a contrarrestar los sobre-picos de carga

y la energía demandada en días poco soleados. Por otra parte, con el fin de maximizar el uso de la energía solar, es oportuno analizar los periodos de operación óptimos de este tipo de plantas termo solares, precisamente cuando la demanda de energía eléctrica y el costo del kWh son altos. Esto se puede conocer en la curva de carga del sitio donde se destina la energía producida.

En la Tabla 2 se describen los tipos de SCT para la obtención de energía eléctrica. Sin embargo, no se describe al disco parabólico debido a su inmadurez tecnológica y su baja participación en planes presentes y futuros para la generación eléctrica a nivel mundial (CSP Today, 2020).

Tabla 2. Tipos de tecnologías útiles en generación solar.

	Cilindro parabólico	Torre solar	Lineal Fresnel
Descripción	Consiste en un arreglo de distintas filas de colectores parabólicos que mediante espejos reflejan la DNI en la parte focal del canal donde se encuentra el tubo receptor, calentado el HTF a temperaturas máximas alrededor de 400°C. Este fluido será bombeado a través de intercambiadores de calor que generan vapor para alimentar turbinas para producción eléctrica por medio de un ciclo convencional de vapor o un ciclo combinado. Asimismo, el HTF puede calentar un sistema de almacenamiento de dos tanques de sales fundidas.	Es una configuración circular de heliostatos (espejos grandes que se mueven sobre dos ejes, montura altazimutal) que reflejan la DNI en un foco receptor ubicado en la cúspide de una torre. El HTF se calienta y por medio de intercambiadores de calor genera vapor para las turbinas de ciclo convencional de vapor, pero también el HTF puede ser aire o gas que puede alcanzar temperaturas de 1000°C, siendo usado este aire/gas directamente en una turbina de gas. La eficiencia de esta tecnología es aproximada al 60%.	Es un arreglo lineal de espejos planos que reflejan la DNI en el receptor ubicado en la parte central del conjunto. El HTF e agua que se transforma en vapor por medio de la DNI reflejada. Esta tecnología, en la producción de calor y vapor para industrias, es una alternativa económica para el cilindro parabólico debido a sus bajos costos de infraestructura y por tener un receptor sin anclar al arreglo de espejos.

Aplicaciones	Plantas de generación eléctrica; producción de calor de medianas-altas temperaturas	Plantas de generación eléctrica; producción de calor de altas temperaturas	Plantas de generación eléctrica; producción de vapor para termoeléctricas convencionales
Ventajas	Temperatura operacional de 500°C. Factor capacidad promedio de 45%.	Temperatura operacional de 1000°C. Factor capacidad promedio de 49%	Menores costos para instalación y manufacura
	Tecnología madura en investigación	Mejor opción para zonas no planas	Genera de 1,5 a 3 veces más energía que la competencia tecnológica.
	Comercialmente probada que posee una eficiencia del 14% (energía solar a energía eléctrica útil)	Capacidad de almacenamiento a elevadas temperaturas. Eficiencia neta anual 7%-20%.	Posibilidad de operación híbrida
	Modularidad	Puede ser usada en plantas híbridas	
	Puede ser usada en plantas híbridas		
	Capacidad de almacenamiento		
	Buen factor del uso del suelo		
Desventajas	El uso de aceites para la transferencia de calor limita la temperatura operacional a 400°C	Para que las plantas de este tipo sean rentables, deben ser a gran escala. No recomendable en áreas turísticas por el gran área visual que ocupa.	Tecnología limitada a baja escala, en proyectos de pequeña capacidad

Agua de Enfriamiento [L/MW h]	3000	1500	3000
N° plantas	73	10	8
Cap.Inst. [MW]	4115	497	179
*FC [%]	25-28 (no TES); 29-43 (7h TES)	55 (10h TES)	22-24
Ciclo Pot.	Ciclo de vapor súper calentado Rankine		
*EPC	Abengoa Solar, SolarMillennium, Sener Group, Acciona, Siemens, ACS, SAMCA	Abengoa Solar, BrightSource, Energy, eSolar, SolarReserve, Torresol	Novatec Solar, Areva

*FC: Factor de capacidad anual, es definido como la relación anual real entre la generación eléctrica y su potencial de producción si la planta ha operado a plena carga.

*EPC: *Engineering, procurement and construction*

(Fuente: SolarPACES, 2016)

(Fuente: (Zhang, 2013))

(Fuente: (IRENA, 2012))

Precisa acotar, para la tecnología de cilindro parabólico el rendimiento máximo solar-electricidad puede ser de 21,3%, como lo menciona Bishoyi (2017) en su estudio. En la Figura 7 se observan los tres tipos de generadores solares: cilindro parabólico, torre central y lineal de Fresnel, respectivamente.

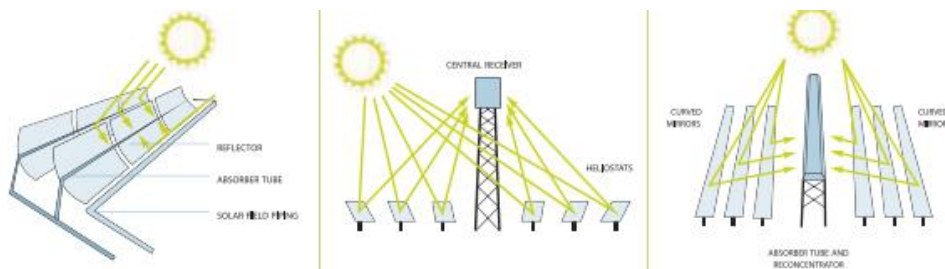


Figura 7. Tecnologías usadas para generación eléctrica termo solar.

(Fuente: SolarPACES, 2016)

1.3.2 Panorama global de los sistemas de concentración solar

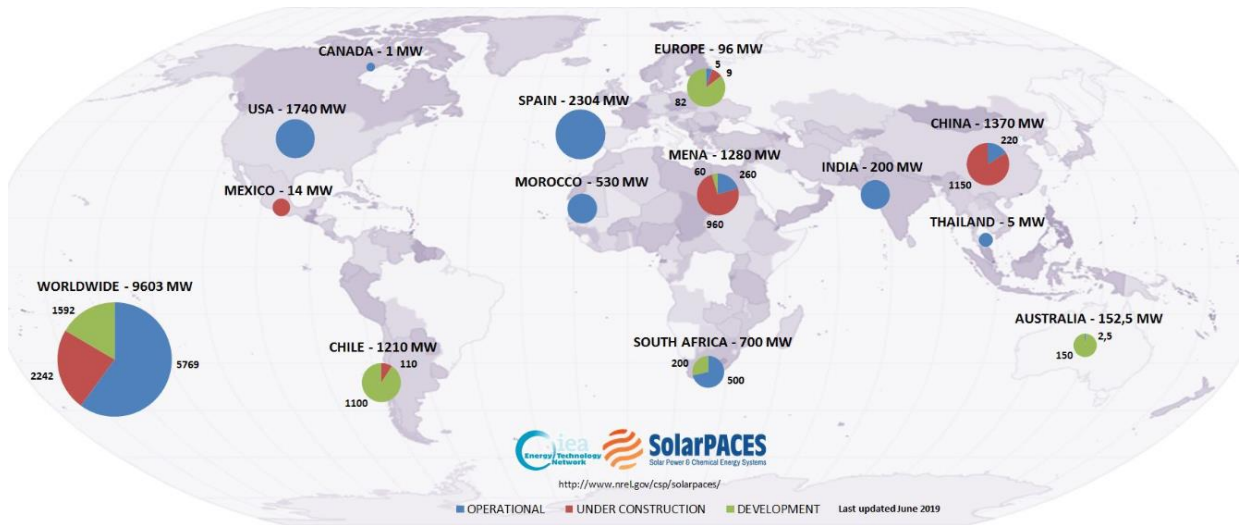


Figura 8. Concentración solar con cilindro parabólico en el mundo.
Fuente: (NREL - SolarPACES, 2020)

En la Figura 8 se admira que alrededor del mundo las tecnologías CSP se han desarrollado considerablemente, siendo España (2304 MW) y EEUU (1740 MW) los países con mayor capacidad instalada (SolarPACES, 2016). Asimismo, en Latinoamérica existen desarrollados proyectos con este tipo de tecnología renovable. Un ejemplo que resalta es la torre solar de Atacama-Chile, con 110 MW de capacidad instalada y 17,5 horas de almacenamiento de energía térmica. Adicionalmente, se observa en la Figura 9, que la tecnología con colectores de cilindro parabólico PTC (por sus siglas en inglés, *Parabolic Trough Collector*) para generación de electricidad ha sido también incursionada en Latinoamérica en pocos países, la Tabla 3 especifica a los proyectos existentes y su estado.



Figura 9. Tecnologías CSP con PTC en Latinoamérica (puntos verdes).
Fuente: (CSP Today, 2020)

Tabla 3. Proyectos con PTC en Latinoamérica.

Proyecto	Ubicación	Cap. Instalada [MWe]	Estado
Helioterm Solar Thermal Project	Estado de Bahía-Brasil	1	Desarrollado
Pirelli / Archimede	Estado de Bahía-Brasil	1,4	Planificado
Santa-Efigenia Solar Cogeneration System	Estado de Bahía-Brasil	0,5	Desarrollado
CEME1	Calama-Chile	70	Desarrollado
Enerstar María Elena ISCC	Calama-Chile	170	En espera
Pedro de Valdivia 4 (Phase II)	Calama-Chile	90	Anunciado
Minera el Tesoro Solar Thermal Plant	Calama-Chile	10	Operación
Valles Calchaquies Salta	Cafayate-Argentina	20	En espera
Gigawatt Global CSP-PV Project	San Rafael-Argentina	110	Desarrollado

(Fuente: (CSP Today, 2020))

Es preciso acotar que la concentración solar es el principio de funcionamiento de un sistema alternativo, denominado producción de calor para procesos industriales SHIP (por sus siglas en inglés, *Solar Heat for Industrial Processes*). Existen 295 proyectos de este tipo alrededor del mundo, de los cuales 58 tienen instalados concentradores con cilindro parabólico (SHIP, 2020).

1.3.2.1 Escenarios globales de la energía solar térmica concentrada

En esta sección se mencionan los distintos escenarios prospectivos para evaluar el potencial futuro de la energía solar térmica concentrada hasta 2050, como un modelo técnico y económicamente posible. Los escenarios se basan en supuestos de como avanzará esta industria bajo distintas condiciones de mercado (SolarPACES, 2016) (IEA, 2019).

1.3.2.1.1 Escenario con políticas actuales

Al no existir cambios adicionales en las políticas actuales, dentro del contexto energético, se tiene una demanda creciente de servicios energéticos sin un enfoque de promover el correcto manejo de la eficiencia energética, lo cual se derivaría en un

incremento irreversible de las emisiones de GEI. La demanda de energía aumenta en un 1,3% cada año hasta el 2040 (IEA, 2019).

1.3.2.1.2 Escenario con políticas declaradas

Bajo el régimen de los planes y objetivos anunciados en cada país del mundo, este escenario evalúa las consecuencias de las preferencias políticas para cambiar el futuro (IEA, 2019).

Además, el resumen ejecutivo del 2019 de la IEA (por sus siglas en inglés, *International Energy Agency*) indica que, la demanda de energía aumenta 1% cada año hasta el 2040. Dentro de este escenario, la demanda del petróleo se estabiliza en la década del 2030 y se minimiza el uso del carbón. Además, no se cumplen antes del 2040 las metas planteadas sobre sostenibilidad, a pesar del impulso a las tecnologías energéticas limpias y la desaceleración de emisiones de GEI. La tecnología FV lidera las fuentes de bajas emisiones de GEI y se incrementa el uso de gas natural licuado (GNL). Sin embargo, no basta para contrarrestar los efectos de una economía global en expansión y una población creciente.

1.3.2.1.3 Escenario desarrollo sostenible

Dentro de este escenario se apoyan las opciones políticas, bajo recomendaciones de los sectores industriales, a favor del desarrollo de las energías renovables (SolarPACES, 2016). Ejemplo de ello es el “Acuerdo de París”, que aborda el tema del cambio climático con el principal objetivo de mantener muy por debajo de los 2°C el aumento de las temperaturas globales. Además, se planifica una serie de acciones e inversiones hacia un futuro resiliente, sostenible y con bajas emisiones de GEI. Los innovadores combustibles y tecnologías que favorecen la gestión eficiente y sostenible de la energía serán las causas para considerables reducciones de estas emisiones.

1.3.3 Tecnología de cilindro parabólico

El cilindro parabólico es la tecnología más madura dentro de las explicadas en la Tabla 2 y por ende la más comercial. En 1912, Cairo-Egipto fue el primer lugar donde se instaló un sistema de este tipo con el fin de generar vapor necesario para irrigar agua por medio de bombas (SolarPACES, 2016).

Este sistema de generación termo solar se compone de colectores parabólicos (reflector y receptor), fluido de transferencia de calor HTF (generalmente se usa aceite sintético, mezcla de agua/vapor o sales fundidas), un sistema de almacenamiento de

energía térmica en el que se usan actualmente sales fundidas como HTF, turbina-generador de vapor, el sistema de condensación del vapor y el sistema de control (Kalogirou, 2004), en la Figura 11 se admira el esquema de la planta termo solar más usada y la que se considera en este estudio. Asimismo, dentro de toda planta CSP debe existir un sistema de respaldo BS (por sus siglas en inglés, *Back-up System*), capaz de solventar la energía demandada por la planta en momentos que no exista el recurso solar. Sin embargo, este sistema puede tener fines de seguridad operacional, como es el caso en estudio, usado para el control de temperaturas mínimas de trabajo de los fluidos de transferencia de calor.

La temperatura de calentamiento de los tubos receptores de este tipo de sistemas oscilan entre 350°C y 550°C, necesaria para calentar el HTF hasta aproximadamente 400°C (limitante para mejorar la eficiencia del ciclo termodinámico) y con ello, mediante intercambiadores de calor, generar vapor ligeramente sobrecalentado a elevadas presiones que alimentan una turbina de vapor conectada a un generador de electricidad (SolarPACES, 2016). Las plantas termo solares también puede usar un ciclo combinado solar integrado ISCC (por sus siglas en inglés, *Integrated Solar Combined Cycle*), que consiste básicamente en generar vapor a partir de la combustión de algún tipo de combustible en menor cantidad, en períodos cuando la DNI es baja.

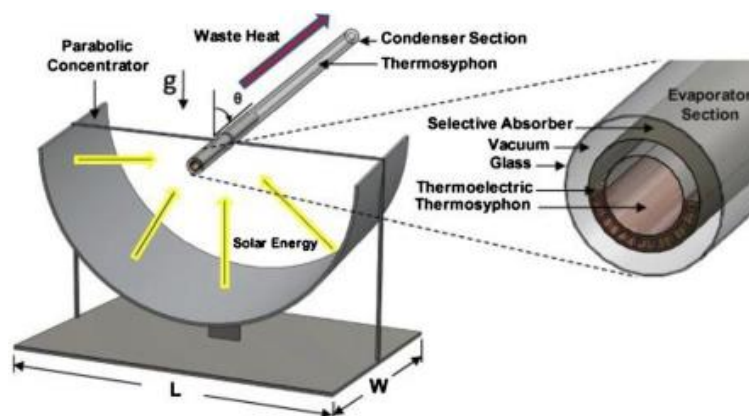


Figura 10. Tecnología termo-eléctrica de concentración solar.
(Fuente: Zhang, 2013)

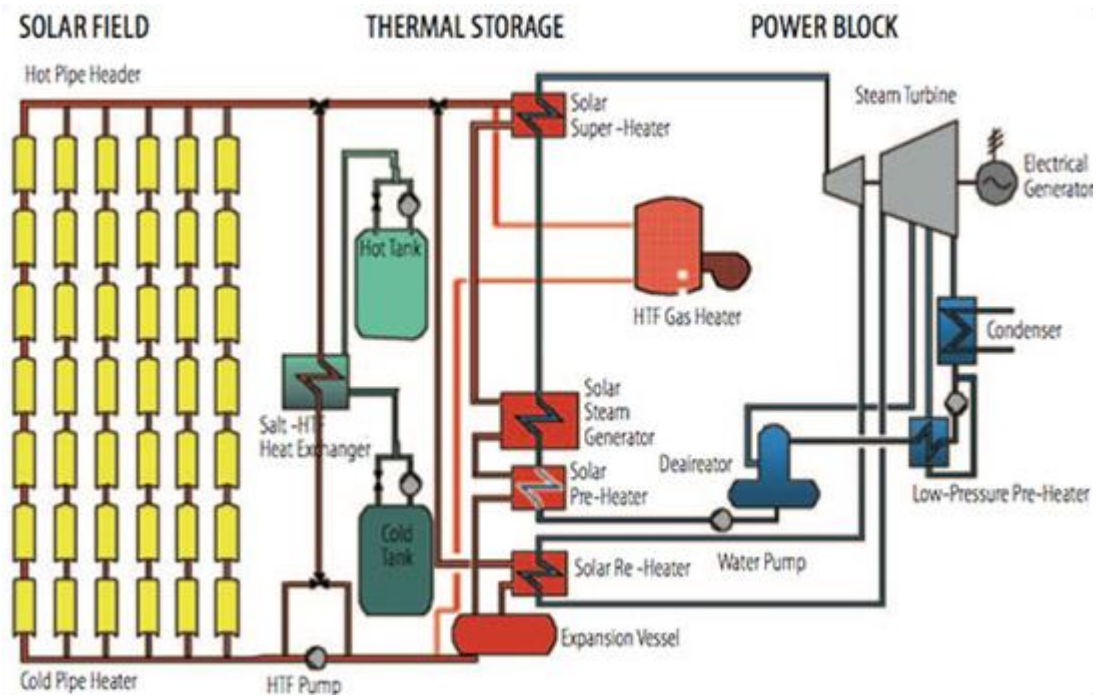


Figura 11. Planta tipo de concentración solar con cilindro parabólico.
 (Fuente: (Catalyzing Cleantech & Sustainability, 2020))

Los reflectores tienen forma parabólica y su estructura de espejos puede ser de simple capa o compuestos. La estructura de simple capa consiste en un vidrio templado de forma parabólica que tiene un recubrimiento de plata que incrementa el factor de reflexión; mientras la estructura de los espejos compuestos comprende un conjunto de materiales reflectantes y adhesivos sobre una base que puede ser placa de acero, aluminio, fibra de vidrio o vidrio flotado. Estos materiales reflectantes pueden ser láminas de acero, espejo o materiales compuestos y por otro lado, los materiales adhesivos pueden ser: butiral de polivinilo (FVB), silicona orgánica neutras, entre otros (Wang Z. , 2019). Al campo solar lo compone un grupo de colectores conectados en paralelo, tal como lo muestra la Figura 11, se ubican sobre estructuras metálicas que se ajustarán en función de la posición del sol mediante motores de accionamiento hidráulico en un solo eje. Todo este conjunto posee un sistema de seguimiento solar con el fin de maximizar la concentración de la DNI.

Según Kalogirou (2004), la reflectancia de estos espejos (limpios) es de 0,94 y mantener elevada esta propiedad es difícil, debido al mantenimiento de grandes superficies de campo solar.

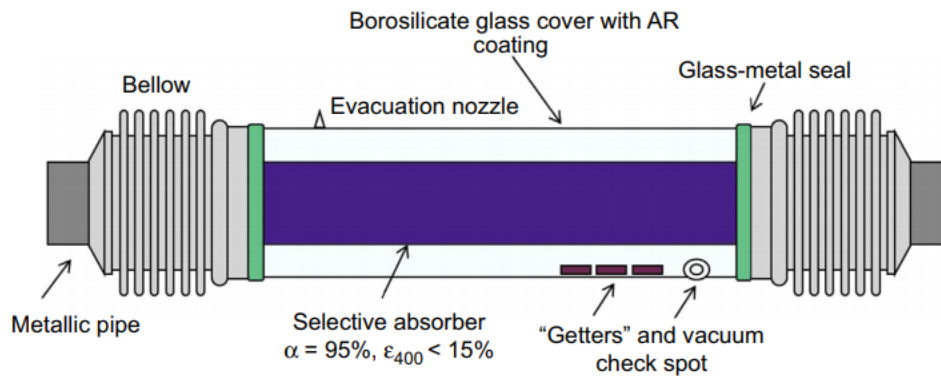


Figura 12. Esquema del tubo receptor.
(Fuente: Wang, 2019)

El receptor tiene una longitud promedio de 4 m, compuesto por un tubo metálico interno que transporta el HTF y un tubo externo de protección/aislamiento esmaltado, con diámetro interno de 70 mm y externo de 115-125 mm (Wang Z. , 2019). A los extremos del tubo receptor se encuentran dos reguladores corrugados de metal y vidrio que ayudan a reducir los esfuerzos térmicos al momento que el HTF fluye de tubo a tubo. Además, a fin de garantizar el vacío por la producción de hidrógeno como consecuencia de la degradación térmica del HTF, se adapta un getter (generalmente fabricado de bario o paladio) que, evacúa las moléculas de este tipo de gases. Sin embargo, la instalación de este último dispositivo es crucial en la reducción de las pérdidas de calor. (Ver Figura 12).

Wang (2019), menciona ciertas características de los componentes del receptor descritas en la Tabla 4.

Tabla 4. Componentes del tubo receptor (características).

Componente	Características
Tubo externo esmaltado	Elevada resistencia a la corrosión ante ácidos y álcalis, alta estabilidad térmica debido a las elevadas temperaturas de trabajo, fabricado generalmente de vidrios de borosilicato (pyrex)
Tubo metálico interno	Presenta buenas propiedades de dureza, resistencia a la corrosión y estabilidad térmica, ya que por él fluye el HTF a temperaturas aproximadas a los 400°C. Fabricado generalmente de acero inoxidable 316L, con un diámetro externo de 70mm, un espesor de pared entre 3-5,5 mm, una longitud estándar de 4060 mm y un coeficiente de rugosidad de 0,5 μm

Fuelle (regulador corrugado)	Alta resistencia a la fatiga térmica, alta resistencia a la corrosión de ácidos y álcalis, es preciso que la longitud de este componente sea la menor posible a fin de aumentar la longitud efectiva de concentración del tubo receptor, sin dejar a un lado su función de compensar la diferencia entre las expansiones térmicas del vidrio y el metal (Morales, 2017)
Película de absorción selectiva	No debe tener menos del 95% de absorptividad, su reflectividad será inferior al 14%. Se usa materiales compuestos de dos tipos: películas de cerámica de metal degradado multicapa y películas de absorción de doble capa. La primera es un conjunto de un sustrato metálico y una capa de absorción compuesta de su parte metálica y de una película dieléctrica; mientras la segunda se compone de dos capas de absorción y generalmente dos capas antirreflejo de material dieléctrico, necesarias para reducir la reflectividad (sin afectar a la absorptividad).

(Fuente: Wang, 2019)

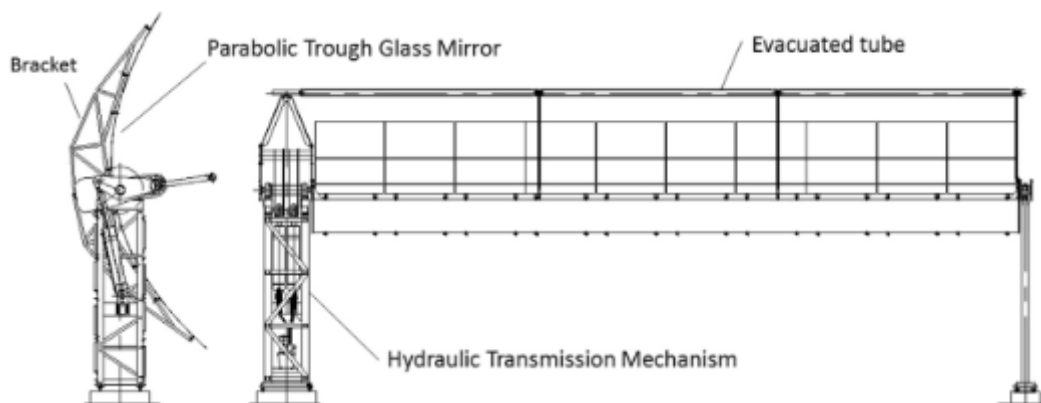


Figura 13. Diagrama estructural del sistema de concentración solar por cilindro parabólico.

(Fuente: Wang, 2019)

A modo de esquema la Figura 13, muestra la estructura metálica del sistema de concentración solar por cilindro parabólico.

Algunas características resaltantes de este sistema de generación térmico-solar son:

- Los concentradores solares de cilindro parabólico centralizan alrededor del 99,95% de la DNI, generándose normalmente $100 \frac{\text{kW}}{\text{m}^2}$.

- La densidad de flujo de trabajo normal en la superficie del tubo receptor de la DNI es de $35 \frac{\text{kW}}{\text{m}^2}$.
- Mejor estado comercial y madurez tecnológica dentro de las plantas con SCT.
- Dentro de la tecnología de canales parabólicos se puede reducir el tamaño de los campos solares, así como el LCOE en un 20% al utilizar sales fundidas como HTF a cambio de HTF basado en aceite (que reduce un 15%), (Morales, 2017)

1.3.4 Tecnología de almacenamiento de energía térmica TES (por sus siglas en inglés, *Thermal Energy Storage*)

La tecnología de almacenamiento térmico se compone de un sistema de tanques, intercambiadores de calor, un HTF, medio de almacenamiento y un sistema de control (Soria, Roberto, & Szklo, 2014). El principio de esta tecnología radica en transferir el exceso de calor concentrado en el campo solar a los intercambiadores de calor con el objetivo de calentar el HTF que circula del tanque de almacenamiento frío al caliente. Posteriormente cuando la fuente solar se escasea, la energía contenida en el tanque caliente se transfiere al HTF por medio de intercambiadores de calor para generar vapor y activar el sistema turbina-generador de la planta para obtener electricidad (Zhang, 2013).

La instalación de esta tecnología dentro de una planta CSP es de suma importancia a fin de optimizar el factor de capacidad, la producción anual de energía y el LCOE. En consecuencia, es relevante estudiar la relación de los costos adicionales de capital por almacenamiento de calor y la producción adicional de electricidad.

Según Soria et al. (2014), un sistema de almacenamiento directo consiste en circular el mismo HTF a través del campo solar y dentro de los tanques de almacenamiento, eliminando así la necesidad de instalar intercambiadores de calor adicionales. Un sistema de almacenamiento de calor indirecto usa un HTF que circula por el campo solar diferente al que se encuentra en el TES, es necesario un intercambiador de calor. Los sistemas TES encarecen los costos de instalación de las plantas debido al gran tamaño de los tanques presurizados de almacenamiento y su correspondiente mantenimiento. Sin embargo, un correcto dimensionamiento de estos sistemas, significaría una reducción al LCOE.

Las sales fundidas son una mezcla de 60% de NaNO₃ y 40% de KNO₃, y han sido empleadas por primera vez en el proyecto *Archimede* (ubicado en Italia y en función

desde el 2010) con una capacidad instalada de 5MW, siendo la primera planta (demostrativa) con tecnología de cilindro parabólico y usando este tipo de HTF en un sistema de almacenamiento directo, siendo capaz de almacenar energía térmica por 8 horas (NREL, 2020).

Las sales fundidas tienen una temperatura de funcionamiento en su estado líquido cercana a los 600°, así mismo, presentan un punto alto de congelamiento (120°-220°), por lo que se debe precautelar el cuidado de no generar turbulencias dentro de los conductos debido a las solidificaciones. Por tal, el fluido oleo sintético continúa siendo el fluido más usado para transferencia de calor dentro del campo solar y las sales fundidas como medio de almacenamiento en sistemas indirectos (Soria et al., 2014).

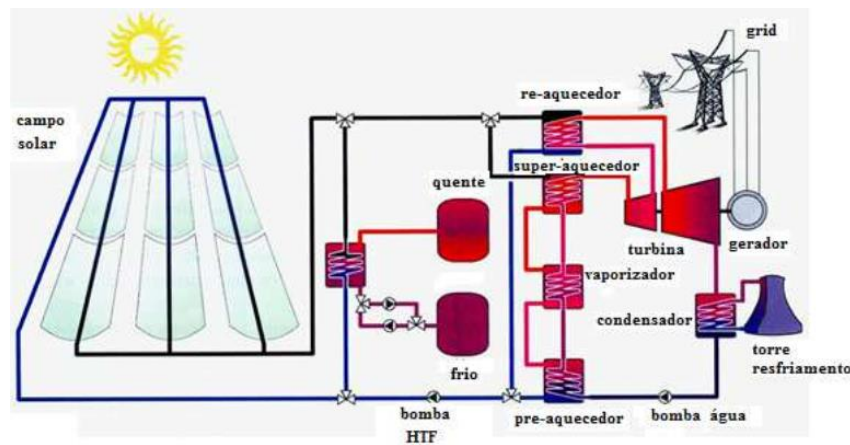


Figura 14. Esquema de una planta con tecnología de cilindro parabólico y TES.
(Fuente: (DGS, 2005))

La capacidad de almacenamiento depende de los requerimientos de carga de la planta, por lo tanto, el sistema TES puede ser dimensionado de tres maneras: el sistema puede almacenar energía sólo cuando exista fuente solar, para solventar fluctuaciones de carga (sobre-picos) con la energía recolectada durante el día, o puede dimensionarse también para un funcionamiento continuo o estacional, requiriendo así de una elevada capacidad de almacenamiento para cuando no exista presencia de la fuente solar (Zhang, 2013).

En el caso de las plantas de generación termo solar, con o sin almacenamiento térmico, se les puede equipar un sistema de respaldo BS que posee una función similar a los sistemas TES, ya que solventa la energía demandada en períodos de sobre-picos (manteniendo una generación constante), por otra parte, reduce la inversión en la superficie del campo solar y la capacidad de almacenamiento. La

Figura 15 muestra la notoria diferencia de la capacidad de la planta al tener la presencia de sistemas BS-TES y de tener sólo TES.

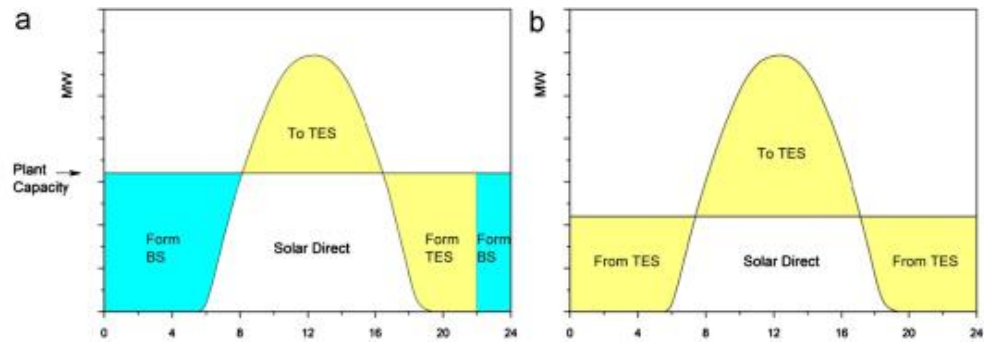


Figura 15. Capacidad de la planta con: BS y TES (a) y sólo TES (b).
(Fuente: Zhang, 2013)

2. METODOLOGÍA

A continuación, se presenta una descripción de las actividades presentadas en el flujograma de la Figura 16. El proyecto parte de la determinación del tipo de tecnología de concentración solar para la planta CSP, bajo valoraciones de carácter técnico, ambiental y financiero, para lo cual se utilizó el método ordinal corregido de criterios ponderados (Riba, 2002) (Ver Anexo 1). Cabe mencionar que en el 2018 cerca del 80% de todas las plantas comerciales CSP, cuentan con sistemas que usan tecnología de cilindro parabólico. (Pitz-Paal, 2019). Posteriormente, se evaluaron las zonas con elevada DNI en las Islas Galápagos, mediante el uso de datos satelitales presentados en la actualización del Atlas Solar del Ecuador, basados en la base de datos en línea del Laboratorio Nacional de Energía Renovable NREL (por sus siglas en inglés, *National Renewable Energy Laboratory*). Cabe mencionar que los puntos considerados para la simulación no pertenecen a la reserva natural y se puede intervenir legalmente (Ministerio del Ambiente del Ecuador, 2016).

Posteriormente se seleccionaron los compuestos idóneos para la implementación de una planta de generación eléctrica CSP-PTC con TES en el territorio insular. Entre los que se puede mencionar: colectores solares (reflector y receptor), sistema de generación de vapor y sistema de almacenamiento. Todos ellos fueron parámetros de entrada para el software *System Advisor Model* (SAM), herramienta computacional que simulará y ayudará a optimizar (se usó la técnica de análisis paramétrico para llegar cerca del óptimo: mínimo LCOE) el diseño y operación de la planta mencionada (OLADE, 2017).

Por último, los principales resultados que se analizaron fueron LCOE, múltiplo solar, superficie reflectora, requerimientos de agua y tierra, generación eléctrica anual y factor de planta. Asimismo, fue prudente realizar un análisis paramétrico para minimizar costos y maximizar producción eléctrica.

Cabe mencionar en esta sección, que la principal consideración para el estudio es evitar el uso de un sistema de respaldo BS, que suplante la demanda energética de la planta en horas que no exista el recurso solar. Debido a que un objetivo específico de este trabajo es aportar al plan gubernamental Cero Combustibles fósiles, que incentiva la reducción gradual de la importación de diésel a las Islas Galápagos, evitando con ello la existencia de posibles derramamientos y promoviendo la reducción de emisiones de GEI. Adicionalmente, se considera que la planta ya cuenta con un

abastecimiento de agua potable destinada a suplir la demanda del sistema de condensación, así como el agua destinada a la limpieza de los espejos reflectores.

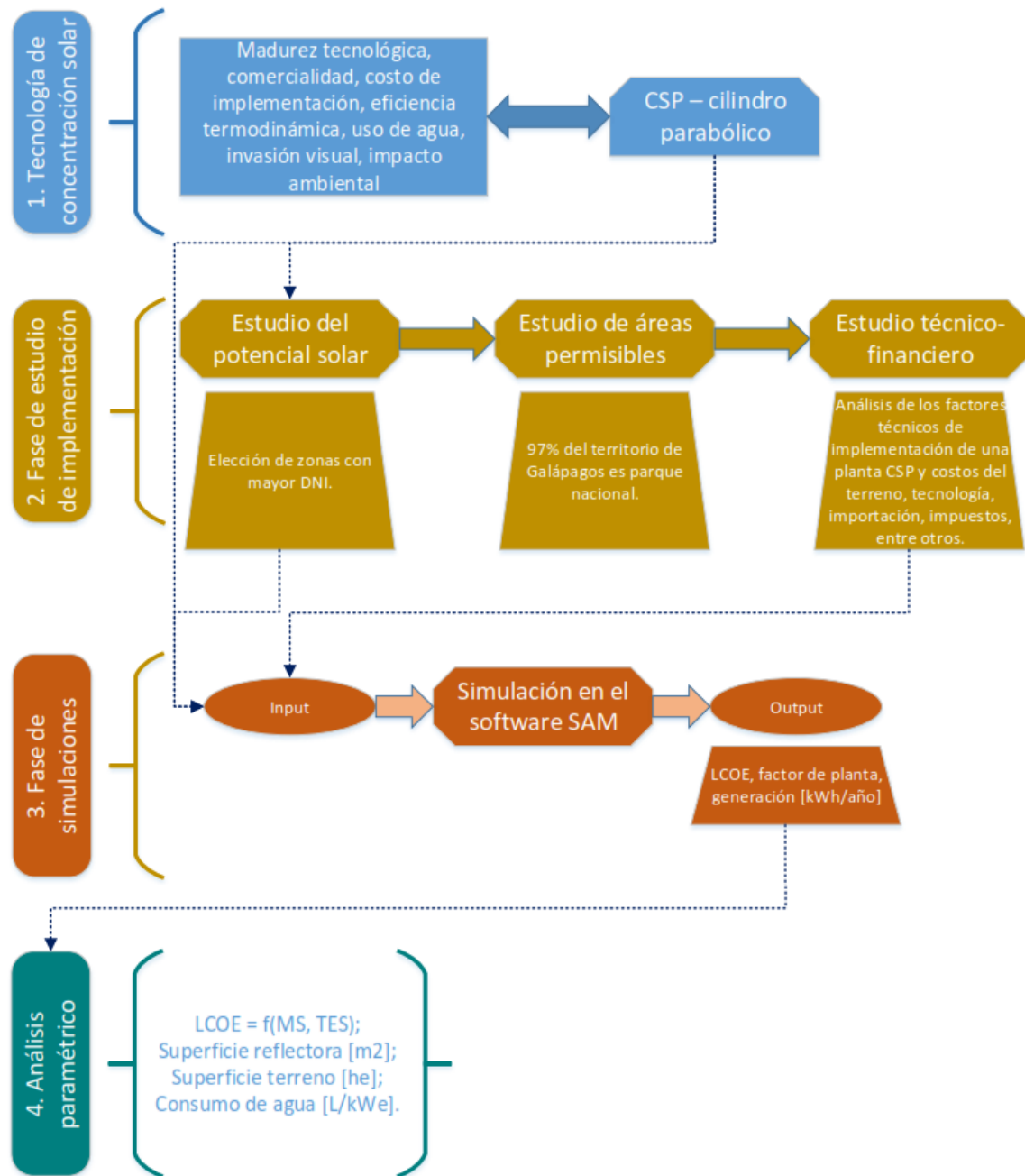


Figura 16. Esquema de la metodología.
(Fuente: Propia del autor)

2.1. Escenarios de análisis

La base para la determinación de los escenarios de análisis fue el costo de capital directo, considerando que representa en promedio un 82% de los costos totales de instalación del proyecto. Por lo cual, existen dos valoraciones macro para estos escenarios: costos de capital alto HCC (por sus siglas en inglés, *High Capital Cost*) y

costos de capital promedio ACC (por sus siglas en inglés, *Average Capital Cost*). Por otra parte, el tipo de almacenamiento también contribuye a la categorización de los escenarios, estos son: sin almacenamiento (TES_0) o con almacenamiento térmico (TES_8 y TES_12). Se describen los escenarios mencionados en la Tabla 5.

Tabla 5. Descripción de los escenarios de análisis.

Escenarios	Descripción
HCC_TES_0	Se consideran costos de capital altos, debido a que este escenario representa a una empresa sin experiencia la construcción de plantas CSP-PTC. Además, la planta considerada no cuenta con algún tipo de almacenamiento térmico.
ACC_TES_0	Los costos de capital promedio, representan a costos ofertados por EPCs internacionales con experiencia en la construcción de plantas CSP. Esta planta no cuenta con algún tipo de almacenamiento térmico.
ACC_TES_8	Los costos de capital promedio, representan a costos ofertados por EPCs internacionales con experiencia en la construcción de plantas CSP. Esta planta cuenta con un almacenamiento térmico de 8 h de capacidad. Además, se supone que existe una tarifa diferenciada para generación eléctrica en horarios donde existan picos, dentro de la curva de carga de la ubicación del proyecto.
ACC_TES_12	Los costos de capital promedio, representan a costos ofertados por EPCs internacionales con experiencia en la construcción de plantas CSP. Esta planta cuenta con un almacenamiento térmico de 12 h de capacidad. Este escenario es alternativo, con el fin de visualizar las condiciones ideales para la planta CSP-PTC. También se supone que existe una tarifa diferenciada para generación eléctrica en horarios donde existan picos, dentro de la curva de carga de la ubicación del proyecto.

(Fuente: Propia del autor)

2.2. Análisis técnico-financiero

Esta sección describe al software utilizado para el modelamiento y simulación de los diferentes escenarios de análisis. Adicionalmente, se presenta los principios de funcionamiento de los sub-sistemas de una planta de concentración solar CSP para generación eléctrica con cilindro parabólico y TES. Finalmente, se describe el manejo financiero de los costos que incurren en el análisis de los distintos escenarios, con el

fin de encontrar la relación técnica-financiera más propicia para implementar este tipo de planta en Galápagos.

2.2.1. SAM (*System Advisor Model*)

SAM es un programa de simulación y optimización técnico-financiera de proyectos dentro de la industria de la energía renovable, usado ampliamente por consultores, investigadores y analistas políticos. En el contexto del presente estudio, este software elabora escenarios del costo nivelado de la generación de energía eléctrica y del rendimiento (eficiencia en la conversión de energía) de distintos proyectos energéticos conectados a la red. Los datos de entrada serán parámetros de diseño según el tipo de fuente energética elegida y los costos de instalación y mantenimiento para la tecnología seleccionada. Es importante considerar que es un software desarrollado en Estados Unidos y cuenta con información financiera que reflejan distintos proyectos de este país. Por tal, es conveniente que los distintos costos (costo de mano de obra, O&M (por sus siglas en inglés, *Operation and Maintenance*), valor de la tierra, etc.) e impuestos y tarifas, considerados deben ser actualizados a la realidad del lugar donde se desarrolle el proyecto (NREL, 2018).

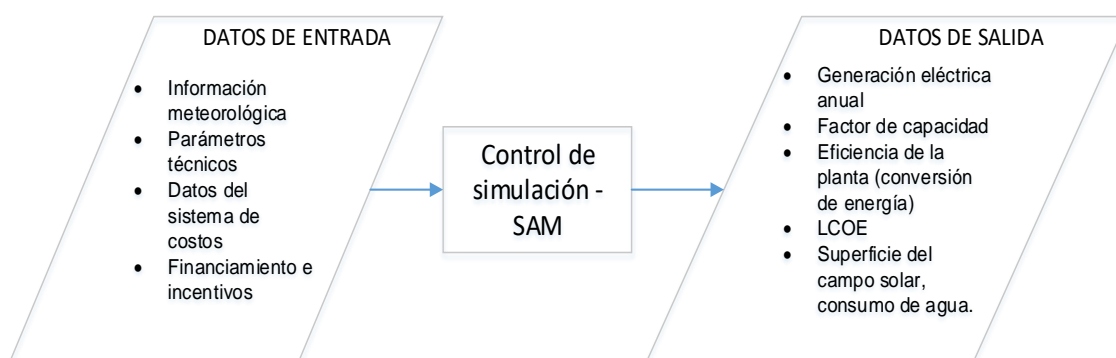


Figura 17. Diagrama de flujo - SAM.
(Fuente: Propia del autor)

La Figura 17 muestra el diagrama de flujo del procesamiento de datos de SAM.

Los datos meteorológicos obtenidos de la base de datos en línea del NREL, contienen información del recurso renovable como la DNI y DHI, además de condiciones climáticas como: temperatura ambiente, velocidad del viento, entre otras. Estos datos tienen una resolución o cobertura en la que cada píxel abarca una superficie de 4km x 4km, delimitando un rango de aplicación de las dichas condiciones meteorológicas de 16km².

Dentro de la interfaz de SAM, se simuló bajo un modelo técnico denominado *físico*, el cual se caracteriza por manejar un sistema de predicción teórico basado en definiciones de termodinámica, mecánica de fluidos y transferencia de calor. Además, se usa un modelamiento financiero *PPA (single owner)*, (*por sus siglas en inglés Power Purchase Agreement*), el cual es usado en proyectos que venden la electricidad a un precio negociado según un contrato de compra de electricidad. Para proyectos que usen este modelo financiero, SAM calcula el precio PPA de la electricidad o la tasa interna de retorno (TIR). Adicionalmente, calcula el valor presente neto (VPN) del flujo de caja después de impuestos, así como el período de recuperación de la inversión, necesario para que el flujo de efectivo acumulativo después de impuestos cubra la inversión inicial en el proyecto (NREL, 2018).

Como dato adicional, SAM desarrolla modelamientos y simulaciones para los siguientes proyectos: Sistema fotovoltaico, cilindro parabólico, torre de concentración solar, lineal Fresnel, generación de calor de procesos industriales con colectores parabólicos y colectores lineales, discos parabólicos, combustible fósil convencional térmico, calentamiento de agua solar para edificios residenciales o comerciales, energía eólica, energía geotérmica, combustión de biomasa.

2.2.2. Ubicación y recursos

Se escogieron tres posibles zonas de análisis, básicamente se considera una elevada DNI y que no sea un sitio perteneciente al Parque Nacional Galápagos. Para lo cual, se utilizaron los archivos de datos meteorológicos (*.tmy, typical meteorological year* o año típico meteorológico), que describen el recurso solar y las condiciones climáticas de la ubicación del proyecto. En la Figura 18 se visualizan las viñetas de color amarillo que indican zonas con mayor DNI dentro de las islas habitadas, mientras que las viñetas de color celeste indican la ubicación de los lugares de estudio, descritos en la Tabla 6. Asimismo, en el Anexo 2 se puede admirar las fotos satelitales de los sitios previstos para la ubicación de la planta CSP.

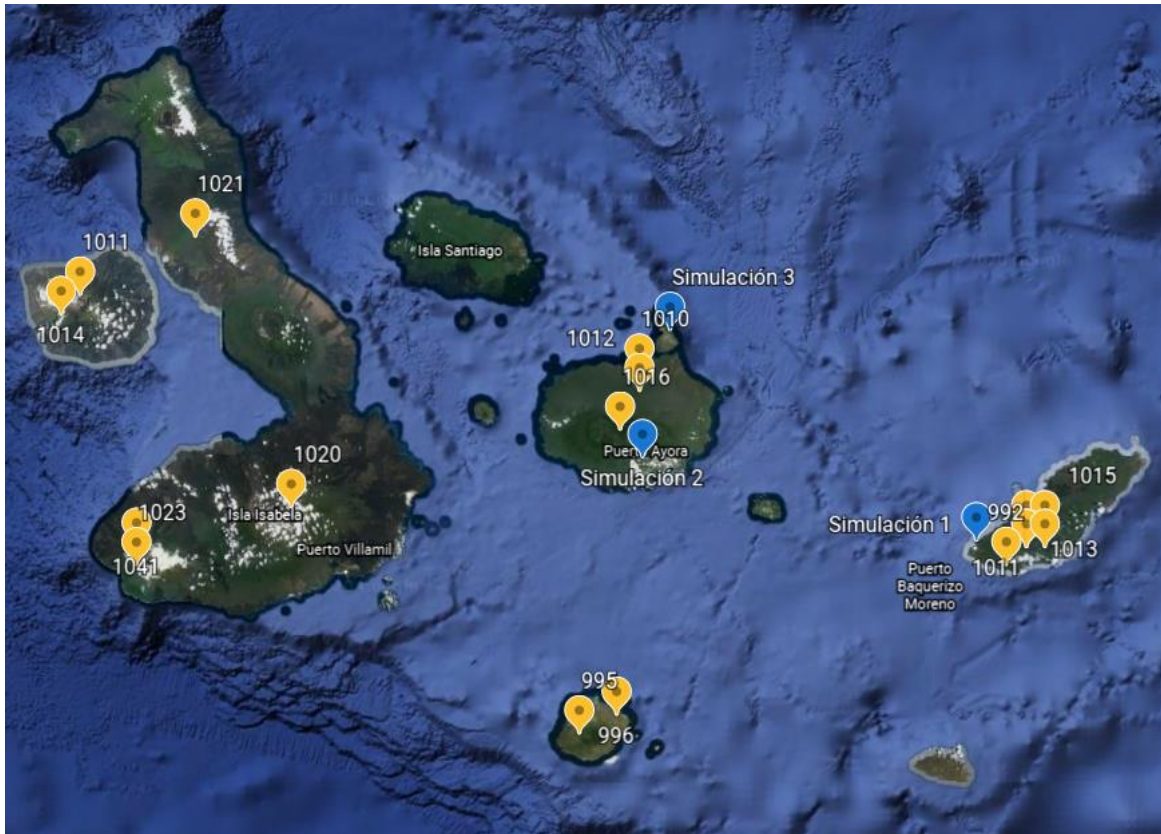


Figura 18. Puntos con alta DNI [W/m2].

(Fuente: Google Earth, <https://earth.google.com/web/@-0.776575,-90.517875,5.40051928a,207468.84011103d,30.00000001y,0h,0t,0r/data=MicKJQojCiExVGJfZFUUVnU0MjlGaWNyekY0MHNIZ1RYZVFfMHNISTY>)

Tabla 6. Descripción de los casos de estudio.

	San Cristobal – Simulación 1	Sta. Cruz – Simulación 2	Baltra – Simulación 3
DNI [kWh/m²/día]	5.78	5.16	6.25
Latitud [°]	-0.9030744	-0.7174377	-0.4448112
Longitud [°]	-89.6144521	-90.324523	-90.2662711
Altitud [m]	6.90	113.50	55.70
Temp. Ambiente [°C]	23.6	21	24.3
Uso de Diesel [miles gal]	309,08	590,13	
Población [u]	7199	15701	-
Superficie de la isla	559,09 km ²	986 km ²	
Fuente de agua dulce	Laguna “El Junco”, diámetro de 270m y 6,5m de profundidad.	Cuenca de Pelican Bay, área de 43km ² .	Agua desalinizada del mar

(Fuente: Propia del autor)

(Fuente: (ARCONEL, 2016))

(Fuente: (INEC, 2015))

La concentración demográfica para la isla Santa Cruz en la Tabla 6, representa la elevada demanda energética presente en esta zona. Ya que, de las 8323 viviendas censadas en el 2015 que disponen del servicio público de electricidad, 7972 disponen de medidor de luz, las cuales representan un 95,8% de la población insular (INEC, 2015).

Es preciso mencionar, que en la revista “Energía verde para Galápagos” se indica la ubicación de los presentes y futuros proyectos de energía renovable para Galápagos, ver Figura 19. Lo cual aporta al presente estudio una guía de las posibles zonas para la construcción legal de futuras plantas de generación eléctrica (PNUD, 2016).

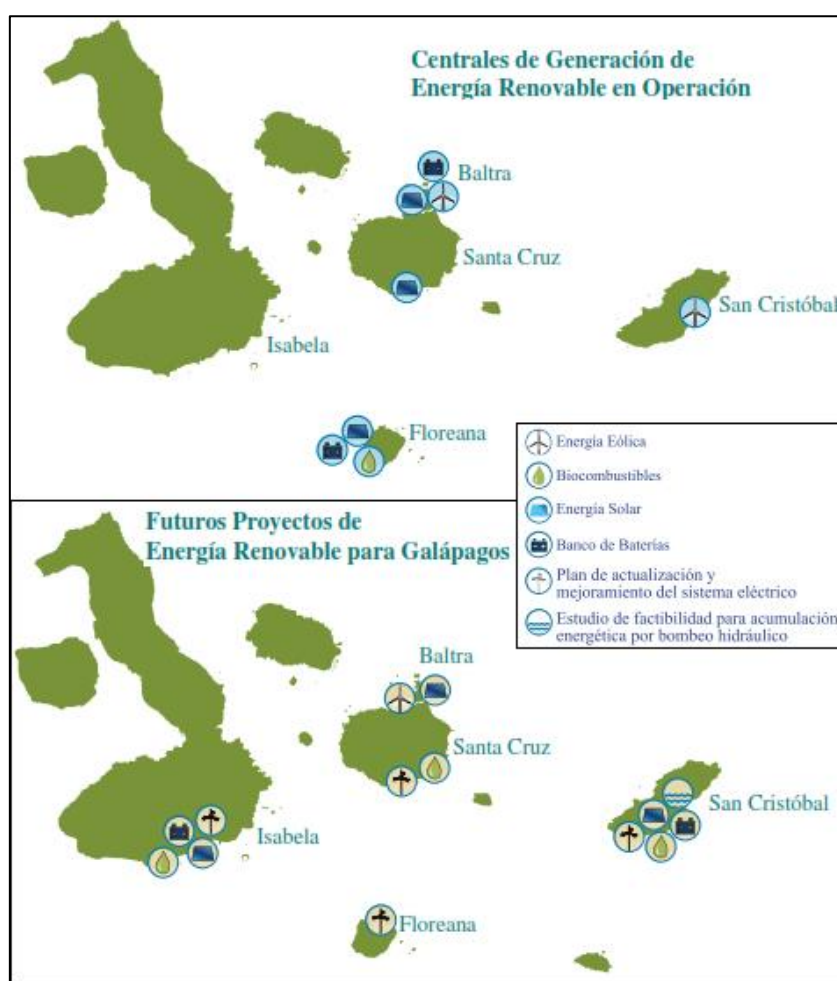


Figura 19. Presentes y futuros proyectos de energía renovable para Galápagos. (Fuente: PNUD, 2016)

De igual forma, el informe de Áreas protegidas del Ecuador (2016), muestra las categorías de manejo del Sistema Nacional de Áreas Protegidas SNAP que delimitan el 3% (zona color celeste) del territorio total destinado a actividades invasivas (Ver Figura 20).



Figura 20. Áreas protegidas en Galápagos.
(Fuente: MAE, 2016)

A partir de la determinación de las zonas con mayor DNI, se procedió a ingresar las coordenadas de dichos lugares, tal como lo especifica la Tabla 6, dentro de la interfaz de SAM. La figura 21, 22 y 23 muestra la sección de información de datos climáticos de Baltra, Sta. Cruz y San Cristóbal, respectivamente.

Weather Data Information
The following information describes the data in the highlighted weather file from the Solar Resource library above. This is the file SAM will use when you click Simulate.

Weather file:

-Header Data from Weather File-

Station ID	<input type="text" value="843839"/>	Latitude	<input type="text" value="-0.43"/>	DD	For NSRDB data, the latitude and longitude shown here from the weather file header are the coordinates of the NSRDB grid cell and may be different from the values in the file name, which are the coordinates of the requested location.	CSP models use a different time convention than NREL NSRDB data. See Help for details.
Data Source	<input type="text" value="NSRDB"/>	Longitude	<input type="text" value="-90.26"/>	DD		
Elevation	<input type="text" value="0"/>	m	Time zone	<input type="text" value="GMT -6"/>		

-Annual Values Calculated from Weather File Data-

Global horizontal	<input type="text" value="6.16"/>	kWh/m ² /day	Average temperature	<input type="text" value="24.3"/>	°C	-Optional Data
Direct normal (beam)	<input type="text" value="6.25"/>	kWh/m ² /day	Average wind speed	<input type="text" value="3.9"/>	m/s	
Diffuse horizontal	<input type="text" value="1.83"/>	kWh/m ² /day	*NaN indicates missing data.			

Figura 21. Datos climáticos en Baltra.
(Fuente: NREL, 2018).

Weather Data Information
The following information describes the data in the highlighted weather file from the Solar Resource library above. This is the file SAM will use when you click Simulate.

Weather file:

-Header Data from Weather File-

Station ID	<input type="text" value="841872"/>	Latitude	<input type="text" value="-0.71"/>	DD	For NSRDB data, the latitude and longitude shown here from the weather file header are the coordinates of the NSRDB grid cell and may be different from the values in the file name, which are the coordinates of the requested location.	CSP models use a different time convention than NREL NSRDB data. See Help for details.
Data Source	<input type="text" value="NSRDB"/>	Longitude	<input type="text" value="-90.34"/>	DD		
Elevation	<input type="text" value="464"/>	m	Time zone	<input type="text" value="GMT -6"/>		

-Annual Values Calculated from Weather File Data-

Global horizontal	<input type="text" value="5.18"/>	kWh/m ² /day	Average temperature	<input type="text" value="21.0"/>	°C	-Optional Data
Direct normal (beam)	<input type="text" value="5.16"/>	kWh/m ² /day	Average wind speed	<input type="text" value="3.7"/>	m/s	
Diffuse horizontal	<input type="text" value="1.83"/>	kWh/m ² /day	*NaN indicates missing data.			

Figura 22. Datos climáticos en Sta. Cruz.
(Fuente: NREL, 2018).

Weather Data Information
The following information describes the data in the highlighted weather file from the Solar Resource library above. This is the file SAM will use when you click Simulate.

Weather file:

-Header Data from Weather File

Station ID	<input type="text" value="857887"/>	Latitude	<input type="text" value="-0.91"/> DD	For NSRDB data, the latitude and longitude shown here from the weather file header are the coordinates of the NSRDB grid cell and may be different from the values in the file name, which are the coordinates of the requested location.	CSP models use a different time convention than NREL NSRDB data. See Help for details.
Data Source	<input type="text" value="NSRDB"/>	Longitude	<input type="text" value="-89.62"/> DD		
Elevation	<input type="text" value="31"/> m	Time zone	<input type="text" value="GMT-6"/>		

-Annual Values Calculated from Weather File Data

Global horizontal	<input type="text" value="5.88"/> kWh/m ² /day	Average temperature	<input type="text" value="23.6"/> °C	-Optional Data
Direct normal (beam)	<input type="text" value="5.78"/> kWh/m ² /day	Average wind speed	<input type="text" value="3.8"/> m/s	
Diffuse horizontal	<input type="text" value="2.00"/> kWh/m ² /day	*NaN indicates missing data.		

Figura 23. Datos climáticos en San Cristóbal.
(Fuente: NREL, 2018).

2.2.3. Campo solar

El campo solar se define como la superficie efectiva total de apertura de los espejos reflectores (Soria R. A., 2016). Por tal, el correcto funcionamiento de la planta CSP depende de la conversión directa de energía solar a electricidad útil (factor de conversión), es decir, de la tecnología de concentración solar CST (por sus siglas en inglés, *Concentrated Solar Technology*) que se implemente (Zhang, 2013). Con el objeto de maximizar la densidad de flujo de irradiación solar y obtener la mejor calidad de DNI, se usa un conjunto de técnicas ópticas de concentración solar.

2.2.3.1. Diseño del sistema

En esta sección se describe cuales fueron parámetros considerados para: el diseño del campo solar, la selección del fluido de transferencia de calor, la definición del punto de diseño para el proyecto, la orientación de los colectores y su configuración o arreglo, entre otros.

Inicialmente, se definieron los valores para la radiación de diseño para cada uno de los lugares predeterminados para modelar la simulación, Tabla 7. Para cada sector se seleccionó un promedio máximo diario de radiación, obtenido de la base de datos de NREL, con la que cuenta SAM.

Tabla 7. Radiación de diseño para los sitios de simulación.

Nº	Ubicación de simulación	Irradiación de diseño [W/m ²]
1	Baltra	847,39
2	Sta. Cruz	846,12
3	San Cristóbal	859,53

(Fuente: (NREL, 2018))

En cuanto al HTF, se seleccionó el aceite óleo-sintético *Therminol VP1*. Posteriormente se describirá más sobre ese fluido.

Debido a que las Islas Galápagos se encuentran cerca de la línea ecuatorial, los valores escogidos tanto para el caso de la inclinación de los colectores, como del acimut, fueron cero grados. Por otra parte, se consideraron 8 conjuntos de colectores solares SCA (por sus siglas en inglés, *Solar Collector Assemblies*), por cada lazo (Bishoyi, 2017). Finalmente, cabe mencionar que los parámetros restantes y no descritos, fueron los designados por defecto. Ver Figura 24.

Solar Field Parameters

Option 1: Solar multiple
 Option 2: Field aperture m²

Row spacing m
 Stow angle deg
 Deploy angle deg
 Number of field subsections

Header pipe roughness m
 HTF pump efficiency
 Freeze protection temp °C
 Irradiation at design W/m²
 Allow partial defocusing

Heat Transfer Fluid

Field HTF fluid

Field HTF min operating temp °C
 Field HTF max operating temp °C
 Design loop inlet temp °C
 Design loop outlet temp °C
 Min single loop flow rate kg/s
 Max single loop flow rate kg/s
 Min field flow velocity m/s
 Max field flow velocity m/s

	Cold Headers	Hot Headers
Header design min flow velocity	<input type="text" value="2"/> m/s	<input type="text" value="2"/> m/s
Header design max flow velocity	<input type="text" value="3"/> m/s	<input type="text" value="3"/> m/s

Design Point

Single loop aperture	<input type="text" value="3762.4"/> m ²	Actual number of loops	<input type="text" value="66"/>
Loop optical efficiency	<input type="text" value="0.737462"/>	Total aperture reflective area	<input type="text" value="248318"/> m ²
Total loop conversion efficiency	<input type="text" value="0.699634"/>	Actual solar multiple	<input type="text" value="2"/>
Total required aperture, SM=1	<input type="text" value="123505"/> m ²	Field thermal output	<input type="text" value="148.541"/> MWt
Required number of loops, SM=1	<input type="text" value="32.8262"/>		

Collector Orientation

Collector tilt deg
 Collector azimuth deg

Tilt: horizontal=0, vertical=90
 Azimuth: equator=0, west=90, east=-90

Mirror Washing

Water usage per wash L/m², aper.
 Washes per year

Plant Heat Capacity

Hot piping thermal inertia kWh/K-MWt
 Cold piping thermal inertia kWh/K-MWt
 Field loop piping thermal inertia Wh/K-m

Land Area

Solar field area acres
 Non-solar field land area multiplier
 Total land area acres

Single Loop Configuration

The specification below is only for one loop in the solar field.
 Usage tip: To configure the loop, choose whether to edit SCAs, HCEs or defocus order. Select assemblies by clicking one or dragging the mouse over multiple items. Assign types to selected items by pressing keys 1-4.

Number of SCA/HCE assemblies per loop:
 Edit SCAs
 Edit HCEs
 Edit Defocus Order

SCA: 1	SCA: 1	SCA: 1	SCA: 1	SCA: 1	SCA: 1
HCE: 1 DF# 8	HCE: 1 DF# 7	HCE: 1 DF# 6	HCE: 1 DF# 5	HCE: 1 DF# 4	HCE: 1 DF# 3
				SCA: 1	SCA: 1
				HCE: 1 DF# 1	HCE: 1 DF# 2

Figura 24. Parámetros de diseño del campo solar.
(Fuente: Propia del autor)

2.2.3.2. Colector solar

Un colector solar se encuentra compuesto por un reflector (espejos en forma de cilindro parabólico para el presente análisis) y un receptor. El principio de funcionamiento de este conjunto es reflejar o focalizar la DNI captada por estos espejos sobre el receptor con el objetivo de inducir un gradiente de temperatura al HTF que fluye por él.

Dentro de la interfaz de SAM, se seleccionó al concentrador *Luz LS-3* y al receptor *Schott PTR80*, en virtud de su madurez tecnológica, elevada aplicabilidad dentro de varios proyectos con el uso de concentración solar con cilindro parabólico y finalmente por la similitud de sus propiedades físicas con los productos cotizados (Guillamón, 2012). La Tabla 8 contiene las características tanto del reflector utilizado en SAM, como del hallado comercialmente (Ver Figura 25). A pesar que se observan diferencia entre las propiedades mayormente geométricas, la propiedad más resaltante y de mayor importancia para homologar el modelo encontrado comercialmente al existente en SAM, es la reflectancia similar entre ambos.

Tabla 8. Características de los reflectores *Luz LS-3* y PT-5760.

Reflector Propiedades	Modelo en SAM	Modelo comercial
	<i>Luz LS-3</i>	PT-5760
Apertura [m]	5,75	5,76
Distancia focal [m]	2,11	1,71
Número de módulos por ensamble [u]	12	12
Longitud del colector [m]	100	100
Área de espejos [m ²]	545	541,44
Reflectancia	0,935	0,94
Mecanismo de accionamiento	Hidráulico	Hidráulico

(Fuente: (NREL, 2018))

(Fuente: (Shahdost, 2019))



Figura 25. Colector solar de cilindro parabólico PT-5760.
(Fuente: (Gaia Solar, 2020))

Por otra parte, en la Tabla 8 se indican las propiedades del receptor seleccionado en SAM y el encontrado comercialmente, que se puede ver en la Figura 26.

Tabla 9. Características de los receptores *Schott PTR80* y RT-4060.

Receptor Propiedades	Modelo en SAM	Modelo comercial
	<i>Schott PTR80</i>	RT-4060
Longitud [mm]	4060	4060
Diámetro interior [mm]	76	70
Diámetro exterior [mm]	115	125
Emisividad	9,4% (a 400°C)	9% (a 400°C)
Absorción	95.5% (AM=1.5)	95.5% (AM=1.5)
Transmitancia	96,4%	92% (AM1.5)

(Fuente: (NREL, 2018))

(Fuente: Gaia Solar, 2020)



*Figura 26. Receptor RT-4060.
(Fuente: Gaia Solar, 2020)*

2.2.3.3. Múltiplo solar

El múltiplo solar (MS) es el valor que representa la apertura del campo solar instalado, a manera de múltiplo, que determina la superficie óptima del campo solar necesaria para que el bloque de potencia trabaje a capacidad nominal para un determinado valor de radiación de diseño.

El valor del MS deberá ser mayor que la unidad con el fin de que el campo solar opere en su punto de diseño por más horas y genere más electricidad. Considerando que existen pérdidas de energía térmica, pérdidas parásitas y también que el bloque de potencia casi siempre opera alrededor del valor de irradiación de diseño.

Cabe mencionar, que al incrementar el MS se aumenta la producción de electricidad y se minimiza el LCOE (NREL, 2018). Adicionalmente, un sistema de TES y/o BS suplén la falta del recurso renovable que alimenta al campo solar.

$$MS = \frac{\text{potencia térmica del campo solar}}{\text{potencia térmica del ciclo de potencia}} ; \text{ Ec. (1)}$$

2.2.4. Fluido de transferencia de calor

El fluido de transferencia de calor en una planta CSP puede ser usado de dos maneras: directamente, mientras se usa un solo HTF dentro de un solo circuito primario, e indirectamente, dentro de una configuración de dos circuitos primario-secundario que emplean intercambiadores de calor para transferir la energía térmica entre contenida en los fluidos (Baharoon, 2015). Habitualmente un fluido óleo-sintético fluye a través del circuito primario o campo solar de plantas con concentradores de cilindro parabólico (T_{trabajo} : 300 - 400°C), mientras que en el circuito secundario se usa sales fundidas por su mayor temperatura de trabajo (T_{trabajo} : 500 - 600°C).

Existe una serie de investigaciones que sustentan el empleo de sales fundidas como HTF en plantas CSP de manera directa a fin de conseguir mayores temperaturas de trabajo (465-600°C) y con ello mayor eficiencia del bloque de potencia (~43%). Además, que se evitaría el uso de intercambiadores de calor, disminuyendo así los costos de instalación de la planta (Batuecas, 2017). Sin embargo, este sistema necesita la instalación de tanques presurizados de gran tamaño y del uso de calderas auxiliares que mantengan al fluido a una temperatura mayor a la de congelamiento que es relativamente elevada (120 - 240°C) (Soria R. A., 2016).

El HTF oleo-sintético más usado se lo denomina *Therminol VP-1* o *Dowtherm A*, está compuesto de una mezcla eutéctica de óxido difenilo DPO (por sus siglas en inglés, *Dy-Phenyl Oxide*) y bifenilo, en proporciones 73,5% y 26,5% respectivamente. Este fluido puede alcanzar temperaturas de hasta 390°C, con una presión de vapor de aproximadamente 10 bar, mientras que su temperatura de congelamiento es de 12°C (H. Grirate, 2016). Adicionalmente, Batuecas (2017), menciona que todo HTF debe presentar buena estabilidad térmica, buenas propiedades de transferencia de calor, bajas pérdidas de energía durante su transporte, baja presión de vapor, baja permeabilidad al hidrógeno de las tuberías de acero y bajo costo.

Therminol VP-1 es el fluido escogido para este estudio, posee buenas propiedades térmicas en las que destaca su temperatura máxima de trabajo de 393°C. Ver Tabla 10. Asimismo, ha sido usado ampliamente en plantas alrededor del mundo (Bishoyi, 2017); (NREL, 2020).

Tabla 10. Propiedades de los HTF usados para el estudio.

Heat Transfer Fluid	Min. Temperatura [°C]	Max. Temperatura [°C]	Densidad [kg/m³]	Calor específico [kJ/kg °C]
<i>Therminol VP-1</i>	12	398	1067,6	1,532
<i>HITEC Solar Salt</i>	238	593	1790,2	1,561

(Fuente: Bishoyi, 2017)

2.2.5. Almacenamiento térmico

El correcto dimensionamiento del sistema de almacenamiento TES mejora la capacidad de una planta CSP, almacenando energía térmica necesaria para que el bloque de potencia funcione a capacidad nominal por más tiempo, generando más energía eléctrica.

La Figura 27 indica los distintos tipos de sistemas TES que pueden ser aplicados en una planta CSP (Wang Z. , 2019). El sistema de tipo activo usa HTF e intercambiadores de calor con el principio de convección forzada para transferir energía térmica a los generadores de vapor. Este a su vez se subdivide en: sistemas directo e indirecto. El primero es usado ampliamente en plantas de torre solar, tanto en generación directa de vapor como en almacenamiento en dos tanques (baja y alta temperatura); mientras que el segundo trabaja de forma dual tal como fue descrito en la sección 1.3.4. El sistema indirecto simple o sistema de termoclina, se caracteriza por emplear un solo tanque que contiene el fluido de almacenamiento térmico que es calentado, gracias a la energía térmica proporcionada por el fluido que fluye por el campo solar. Por otro lado, se encuentra el sistema de tipo pasivo que no cuenta con un flujo de HTF, simplemente posee un almacenamiento térmico sólido, típicamente se usa concreto o materiales de cambio de fase PCM (por sus siglas en inglés, *Phase Change Materials*). La tabla 11 muestra ventajas y desventajas de los tipos de sistemas de almacenamiento.

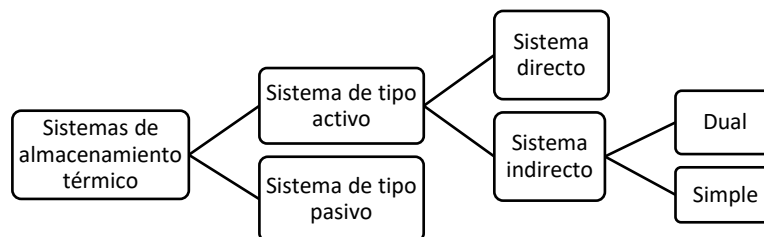


Figura 27. Clasificación de los sistemas de almacenamiento térmico.

(Fuente: (Wang Z. , 2019))

Tabla 11. Ventajas y desventajas de los tipos de TES.

Sistemas de almacenamiento térmico			
Sistemas de tipo activo		Sistemas de tipo pasivo	
Sistema directo	Sistema indirecto		
Ventajas	<p>Vapor directo: No es necesario el uso de HTF (intermedio) y equipo intercambiador de calor. Presentan elevados costos de operación y mantenimiento.</p> <p>Sistema dual: Se puede controlar de mejor manera el sistema TES al usar dos tanques de almacenamiento (frío-caliente)</p>	<p>Sistema dual: HTF's caliente y frío se encuentran almacenados de manera separada.</p> <p>Sistema simple: bajos costos de sustitutos (cuarcita y grava) del medio de almacenamiento térmico</p>	<p>Bajo costo del medio de almacenamiento térmico. Elevada transferencia de calor entre el medio de almacenamiento y la tubería a través de él.</p>
Desventajas	<p>Elevados costos del HTF usado, representa el 42% del total de la inversión en almacenamiento.</p>	<p>Elevados costos de operación y mantenimiento. Los sistemas TES de un solo tanque presentan diseños más complejos por el minucioso control de temperaturas, equipos y métodos.</p>	<p>Elevado costo del sistema de intercambio de calor y de un sistema que estabilice el intercambio para grandes períodos de operación.</p>

(Fuente: Wang Z, 2019)

Los sistemas de almacenamiento térmico TES puede encarecer a los costos de capital directos. Sin embargo, significan un incremento de la capacidad de la planta y una disminución del LCOE. El dimensionamiento del sistema de almacenamiento térmico TES (tamaño y capacidad) será discutido en la parte de resultados debido a que el objetivo de las simulaciones es encontrar la mejor relación entre el tamaño del campo solar, TES, factor de capacidad, capacidad de producción anual de electricidad, costos de capital y LCOE (Soria, Roberto, & Szklo, 2014).

La opción *HITEC Solar Salt*, fue el HTF designado para los distintos escenarios al presentar elevado calor específico, buena capacidad de transporte y carga térmica, alta densidad y baja viscosidad para fluir fácilmente a través de los circuitos, buen comportamiento eco-eficiente (7wt% de NaNO₃, en comparación a sales binarias que

poseen un 60wt%, siendo el componente más perjudicial para el ambiente) (Bishoyi, 2017); (Batuecas, 2017).

Para proyectos en los cuales se use este tipo de sales fundidas, es propicio tener precaución con implementar sistemas abiertos en contacto con aire, debido a que puede oxidarse el fluido (tanto por el oxígeno atmosférico como por el dióxido de carbono).

La tecnología TES puede ser empleada también en la producción de calor para procesos industriales SHIP en aplicaciones como: desalinización de agua, termoquímica, industria alimenticia, entre otros (U.S. Department of Energy, 2020).

2.2.6. Bloque de potencia

Las características de una termoeléctrica convencional del bloque de potencia son las mismas para una planta CSP con concentración de cilindro parabólico. Es decir, operan bajo un ciclo de potencia Rankine, para la generación de energía eléctrica. Se consideró una capacidad instalada para la plata de 28 MW, factor de capacidad sea de 39%, una eficiencia de conversión del ciclo termodinámico de 37,7%, temperatura nominal de entrada es de 393°C y la de salida 299,4°C (Jorge M. Llamas, 2019). Las características técnicas usadas en esta parte, se observan en la Figura 28 y 29.

Plant Capacity	
Design gross output	27.8 MWe
Estimated gross to net conversion factor	0.9
Estimated net output at design (nameplate)	25.02 MWe
Parasitic losses typically reduce net output to approximately 90 % of design gross power	

Availability and Curtailment	
Curtailment and availability losses reduce the system output to represent system outages or other events. <input type="button" value="Edit losses..."/>	Constant loss: 4.0 % Hourly losses: None Custom periods: None

Power Block Design Point	
Rated cycle conversion efficiency	0.377
Design inlet temperature	393 °C
Design outlet temperature	292 °C
Cycle design HTF mass flow rate	297.2 kg/s
Fossil backup boiler LHV efficiency	0.9
Aux heater outlet set temp	391 °C
Fossil dispatch mode	Supplemental operation

Plant Control	
Low resource standby period	2 hrs
Fraction of thermal power needed for standby	0.2
Power block startup time	0.5 hr
Fraction of thermal power needed for startup	0.2
Minimum required startup temp	300 °C
Max turbine over design operation	1.05
Min turbine operation	0.2

Figura 28. Características técnicas del sistema turbina-generador.
(Fuente: Propia del autor)

Se consideró un 10% de sobreproducción en la turbina, con el propósito de obtener 25 MWe conectados a la red. La presión de funcionamiento de la caldera para el presente trabajo fue de 86 bar (Bishoyi, 2017). Los demás parámetros que no se han descrito, fueron seleccionados por defecto de la base de datos de SAM.

Rankine Cycle and Hybrid Cooling ▾

Rankine Cycle Parameters

Boiler operating pressure	86 Bar	
Steam cycle blowdown fraction	0.02	
Turbine inlet pressure control	Fixed pressure ▾	Hybrid Dispatch
Condenser type	Air-cooled ▾	Period 1: 0
Ambient temperature at design	24.3 °C	Period 2: 0
ITD at design point	16 °C	Period 3: 0
Reference condenser water dT	10 °C	Period 4: 0
Approach temperature	5 °C	Period 5: 0
Condenser pressure ratio	1.0028	Period 6: 0
Min condenser pressure	1.25 inHg	Period 7: 0
Cooling system part load levels	8	Period 8: 0
		Period 9: 0

Figura 29. Parámetros del ciclo Rankine.
(Fuente: Bishoyi, 2017)

2.2.7. Análisis comercial

Dentro de este punto se explica el proceso realizado para determinar los distintos costos que intervienen en la adquisición de los principales elementos (parámetros de diseño considerados en el presente estudio), que conforman a los sistemas de una planta solar, tal como se los detalla en la Figura 30, a excepción de la tubería, bombas, intercambiadores de calor y condensador.

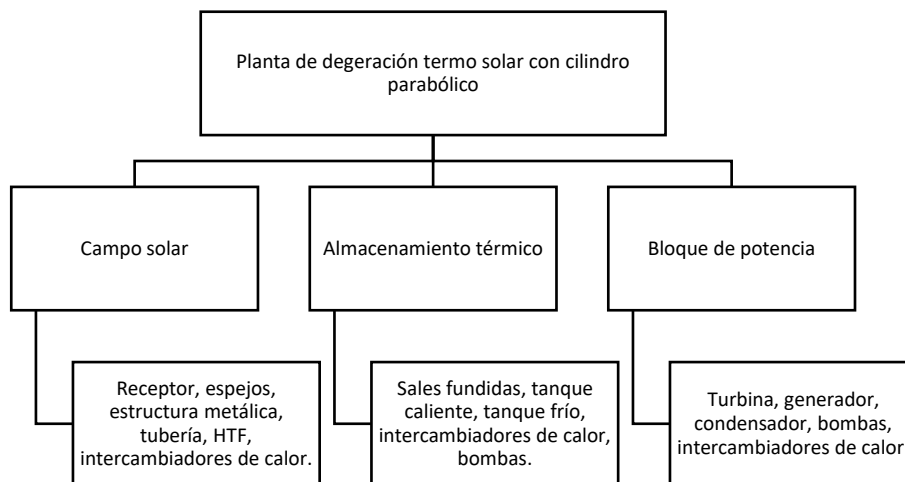


Figura 30. Principales parámetros de diseño de una planta CSP con TES.
(Fuente: Bishoyi, 2017)

Dentro del contexto del escenario HCC_TES_0, se realizó el respectivo proceso de cotización para los distintos insumos/componentes que consideró: el costo del producto en el país de origen, costos de importación y aranceles relacionados con el proceso de salida de aduanas, costos de logística y transporte desde el país de origen hasta puerto continental en Ecuador y posteriormente la movilización hasta Puerto Ayora en las Islas Galápagos y finalmente la logística y transporte dentro de la provincia insular. Ver Figura 31.

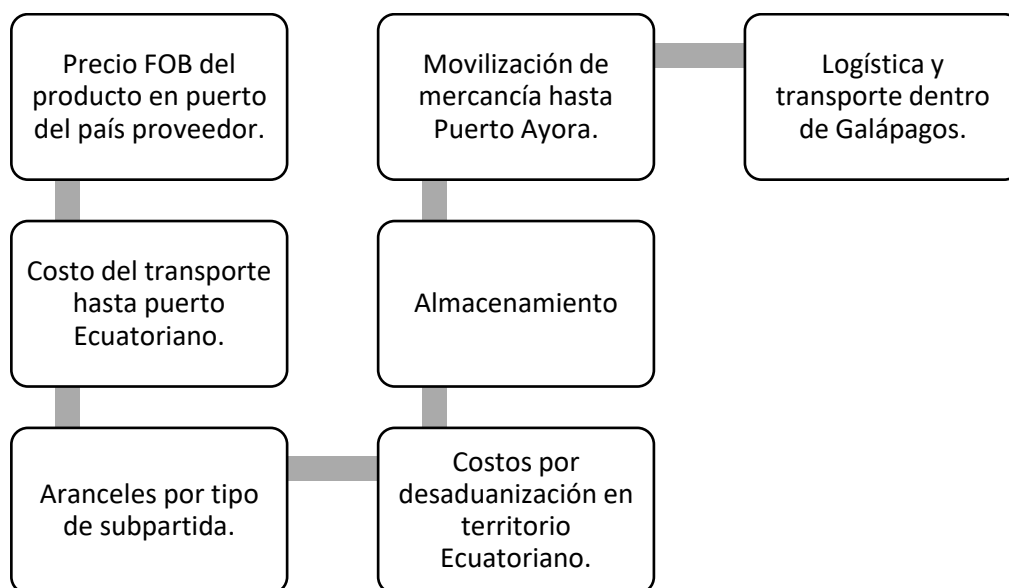


Figura 31. Proceso de determinación de costo final para productos (Cotización).
(Fuente: Fuente propia)

Además de lo antes mencionado, dentro de los costos de capital directos se consideró un sobre precio de 180% del valor real en Ecuador continental para costos que rubros considerados dentro de la instalación de la planta, como: mano de obra, O&M, herramientas, maquinaria, materia prima (acero para estructuras y tubería principalmente), entre otros. Tomando como referencia al actual IPCE-G (Índice de Precios al Consumidor Espacial de Galápagos), que evalúa la diferencia de nivel de precios según el costo de vida tanto en las Islas Galápagos, como en el Ecuador continental (INEC, 2016).

Adicionalmente, en el Anexo 4 se muestran las especificaciones, precio FOB, cantidad de compra y pesos para cada tipo de mercadería que se cotizó para el análisis del escenario con costos de capital altos.

2.2.8. Análisis de costos

El software SAM tiene un esquema de ingreso de parámetros de entrada muy versátil y amigable con el usuario. Las restricciones financieras que se modifiquen deben estar actualizadas acorde al lugar donde se instalará la planta solar. El principal objetivo de este análisis es calcular el costo de inversión para el proyecto y el reporte de costos de operación anual del proyecto, todo ello estará inmerso en el flujo de caja (NREL, 2018). Dentro de la inversión en el año cero se analizan costos de capital directos, un porcentaje de contingencia o imprevistos, costos de capital indirectos, costos de operación y mantenimiento.

El esquema o plantilla que se tuvo como modelo para el análisis de costos en este estudio fue el que recomienda *SolarPACES*, dentro de sus directrices para la evaluación de proyectos solares (SolarPACES, 2017).

2.2.6.1. Costos de capital directo

En la Tabla 12 se describen los rubros considerados dentro del costo de capital directo, con su respectiva unidad de trabajo y acompañados de una breve descripción. El costo de inversión en una planta CSP dependerá fundamentalmente de la madurez de la tecnología que se implemente, así como de la DNI disponible, del factor de capacidad, capacidad de almacenamiento, múltiplo solar.

Según reportes de la IEA, se conoce que en promedio los costos de capital de las plantas CSP se encuentran entre 4 y 8 USD/W. En el caso concreto de las plantas CSP con cilindro parabólico sin TES, el costo de capital directo se encuentra entre 2.7 – 3.1 USD/W, mientras que plantas que cuenten con TES (7.5h) se caracterizan por valores entre 4.7 – 5.4 USD/W (Platzer J. et al, 2020).

Dentro del reporte de junio del 2013, de la consultoría de negocios para *Schlumberger SBC* (por sus siglas en inglés, *Schlumberger Business Consulting*), se estimó que el capital de inversión inicial para una planta CSP con cilindro parabólico se encuentra entre 3.1 y 10.1 USD/W (SBC Energy Institute, 2013).

Tabla 12. Descripción de los rubros de los costos de capital directos.

Costos de capital directos		
Detalle	Unidad	Descripción
Mejoramiento del sitio	\$/m ²	Costo por metro cuadrado de la superficie del campo solar, necesario para mejorar el espacio (incluye maquinaria, proceso, mano de obra, entre otros).
Campo solar	\$/m ²	Costo por metro cuadrado de la superficie del campo solar, necesario para la instalación del campo solar (incluye la tecnología implementada, mano de obra y herramientas).
Fluido de transferencia de calor	\$/m ²	Costo por metro cuadrado de la superficie del campo solar, necesario para la instalación de bombas y tuberías para el sistema de transferencia de calor (incluye mano de obra y herramientas).
Almacenamiento térmico	\$/kWht	Costo por megawatt-hora de capacidad de almacenamiento térmico, necesario para la instalación del sistema de almacenamiento térmico (incluye mano de obra y herramientas).
Sistema de hibridación	\$/kWe	Costo por megawatt de la capacidad bruta del bloque de potencia, necesario para la instalación del sistema de respaldo con combustible fósil (incluye mano de obra y herramientas).
Bloque de potencia	\$/kWe	Costo por megawatt de la capacidad bruta del bloque de potencia, necesario para la instalación del bloque de potencia

		(incluye mano de obra y herramientas).
Contingencia	%	Porcentaje de la suma de todos los costos de capital directo para solventar imprevistos. 10% para el presente trabajo.

(Fuente: NREL, 2018)

Dentro de la distribución de los costos de capital directo, como se indica en la Figura 32, destaca la porción designada para la instalación del campo solar. Este comportamiento de costos se replica en las plantas CSP con cilindro parabólico, con almacenamiento térmico (SBC Energy Institute, 2013).

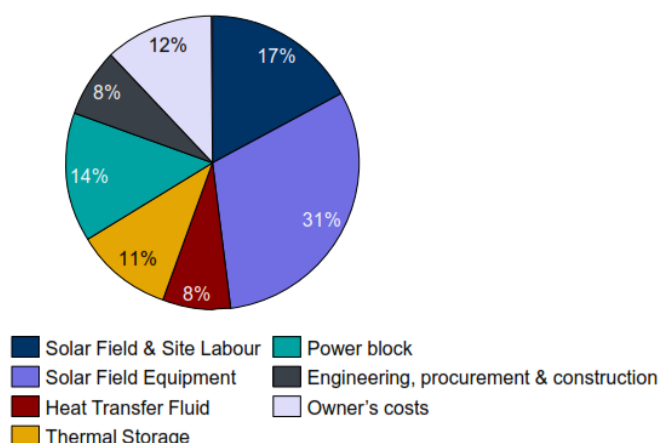


Figura 32. Distribución de costos de capital directo para plantas CSP-PTC con almacenamiento. (Fuente: SBC, 2013)

En la Figura 33, se puede admirar que para 2025, se proyecta una reducción del costo de capital requerido para este tipo de plantas, valor ubicado entre 3.67 y 6.75 USD/W (EPRI, 2013). Además, bajo la premisa del mejor escenario de cambio climático en el cual exista una probabilidad del 80% de que el incremento global de temperatura se mantenga bajo los 2 °C, el LCOE de plantas CSP se reduciría más del 75% (SBC Energy Institute, 2013). (Ver Figura 34).

All Costs in Constant Dec. 2011\$	Total Capital Required ³ , \$/kW	FOM, \$/kW-yr	VOM, \$/MWh	Fuel Price, \$/MMBtu	LCOE ⁴ , \$/MWh
Pulverized Coal with Carbon Capture ^{5,8}	3,950-5,050	100	5	2-3	102-137
IGCC with Carbon Capture ^{5,8}	4,050-4,950	140	3.4	2-3	105-136
NGCC	1,025-1,325	15	2.4	4-8	44-73
NGCC with Carbon Capture ⁸	2,050-2,525	27	5	4-8	69-112
Nuclear	5,225-5,900	110	1.7	0.4-0.8	83-96
Biomass	4,025-5,125	65	5	2-6	86-145
Geothermal	5,200-9,000	70-81	9.6	-	82-126
Onshore Wind ⁷	1,525-2,100	35	-	-	53-100
Offshore Wind ⁷	2,675-4,300	105	-	-	95-153
Concentrating Solar Thermal Power (CSP) ⁷	3,675-6,750	64-68	-	-	144-167
Solar Photovoltaic (PV) ⁷	1,650-1,850	20-25	-	-	81-151

Figura 33. Costos representativos de CSP para 2025.
(Fuente: EPRI, 2013)

El LCOE es conocido como uno de los parámetros más relevantes para el diseño de sistemas energéticos, es calculado mediante la ecuación 2 (Soria R. P., 2018).

$$LCOE = \frac{\sum_{n=0}^N \frac{C_n}{(1+d)^n}}{\sum_{n=1}^N \frac{Q_n}{(1+d)^n}}; \quad (\text{Ec. 2})$$

Donde:

C_n : Costo del proyecto, anualizado, equivalente.

Q_n : Cantidad de electricidad generada por el sistema en cada año.

d : Tasa de descuento.

N : Período de vida del proyecto.

n : Años.

$LCOE$: Costo nivelado de la energía.

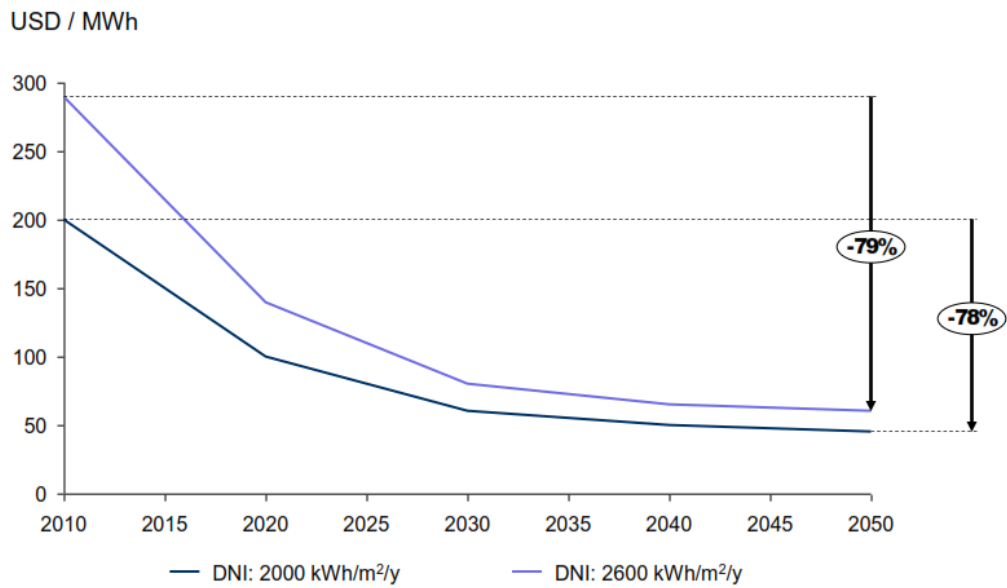


Figura 34. Reducción del LCOE para los próximos años.
(Fuente: SBC, 2013)

En la Figura 35, 36 y 37 se muestran los valores de los rubros mencionados en la Tabla 12 y que fueron usados para la simulación del escenario HCC_TES_0, en las posibles ubicaciones para la planta, como son: Baltra, Sta. Cruz y San Cristóbal, respectivamente.

Direct Capital Costs			
Site improvements	252,080.8 m ²	88.59 \$/m ²	\$ 22,331,836.00
Solar field	252,080.8 m ²	307.34 \$/m ²	\$ 77,474,512.00
HTF system	252,080.8 m ²	72.23 \$/m ²	\$ 18,207,796.00
Storage	0.0 MWht	24.06 \$/kWht	\$ 0.00
Fossil backup	28.0 MWe, Gross	0.00 \$/kWe	\$ 0.00
Power plant	28.0 MWe, Gross	93.58 \$/kWe	\$ 2,620,240.00
Balance of plant	28.0 MWe, Gross	24.00 \$/kWe	\$ 672,000.00
Subtotal			\$ 121,306,384.00
Contingency			
		Contingency 10 % of subtotal	\$ 12,130,638.00
Total direct cost			\$ 133,437,024.00

Figura 35. Costos de capital directo para la planta. Ubicación: Baltra.
(Fuente: Propia del autor)

Direct Capital Costs				
Site improvements	252,080.8	m ²	88.59 \$/m ²	\$ 22,331,836.00
Solar field	252,080.8	m ²	307.34 \$/m ²	\$ 77,474,512.00
HTF system	252,080.8	m ²	72.23 \$/m ²	\$ 18,207,796.00
Storage	0.0	MWh	24.06 \$/kWh	\$ 0.00
Fossil backup	28.0	MWe, Gross	0.00 \$/kWe	\$ 0.00
Power plant	28.0	MWe, Gross	93.58 \$/kWe	\$ 2,620,240.00
Balance of plant	28.0	MWe, Gross	24.00 \$/kWe	\$ 672,000.00
Subtotal				\$ 121,306,384.00
-Contingency				
	Contingency	10	% of subtotal	\$ 12,130,638.00
Total direct cost				\$ 133,437,024.00

Figura 36. Costos de capital directo para la planta. Ubicación: Sta. Cruz.
(Fuente: Propia del autor)

Direct Capital Costs				
Site improvements	248,318.4	m ²	88.59 \$/m ²	\$ 21,998,526.00
Solar field	248,318.4	m ²	307.34 \$/m ²	\$ 76,318,176.00
HTF system	248,318.4	m ²	72.23 \$/m ²	\$ 17,936,038.00
Storage	0.0	MWh	24.06 \$/kWh	\$ 0.00
Fossil backup	28.0	MWe, Gross	0.00 \$/kWe	\$ 0.00
Power plant	28.0	MWe, Gross	93.58 \$/kWe	\$ 2,620,240.00
Balance of plant	28.0	MWe, Gross	24.00 \$/kWe	\$ 672,000.00
Subtotal				\$ 119,544,976.00
-Contingency				
	Contingency	10	% of subtotal	\$ 11,954,498.00
Total direct cost				\$ 131,499,480.00

Figura 37. Costos de capital directo para la planta. Ubicación: San Cristóbal.
(Fuente: Propia del autor)

Como se puede observar en las tres figuras anteriores, tanto los costos directos totales, como los costos de capital indirectos y costos totales de O&M varían de acuerdo al lugar donde se realice la simulación, debido a las distintas condiciones climáticas (principalmente la DNI), que altera directamente al tamaño del campo solar. Empero, los valores de los rubros son los mismos para un determinado escenario.

Estos valores sólo se aplican para el escenario de costos de capital altos, en el que se considera a una empresa del sector energético sin experiencia en plantas CSP-PTC.

Debido a que este tipo de tecnología no ha sido aún incursionada en el país, las solicitudes de cotización se realizaron a distintas empresas internacionales. Para el mejoramiento del sitio se consultaron rubros de maquinaria, excavación, relleno y mano de obra en la revista de la construcción, elaborada por la CAMICON (Cámara Industria de la Construcción). En el caso del costo del campo solar, la empresa china *Gaia Solar* facilitó información de los precios FOB de la tecnología PTC (colectores solares, estructura metálica y sistema de accionamiento), posteriormente por medio

del operador logístico *Panatlantic* se obtuvo la respectiva cotización para importación y logística de estos productos desde China hasta puerto continental en Ecuador y luego gracias a *Hansamaritime S.A. – Grupo Transoceanica* se obtuvo el valor del costo de movilización desde continente hasta la provincia insular, para su respectiva instalación. Finalmente, en cuanto al bloque de potencia, la empresa *Qingdao Enneng Machinery CO., LTD.* facilitó el precio FOB del sistema turbina-generator (25 MW) y por medio de los mismos operadores logísticos se obtuvo la correspondiente cotización de la importación y movilización de estos componentes. Dentro de los anexos se encuentran todos los documentos que sustenten dicha información.

Desde la otra perspectiva de escenarios, los valores para los rubros mencionados en la Tabla 12, que fueron usados para la simulación dentro de los distintos escenarios con costos de capital promedio, puede observarse en la Tabla 13.

Tabla 13. Variación de costos directos de capital según el escenario.

Rubro-Escenario	HCC_TES_0	ACC_TES_0	ACC_TES_8	ACC_TES_12
Mejoramiento del sitio [USD/m ²]	88,59	45,00	45,00	45,00
Campo solar [USD/m ²]	307,34	206,22	200,23	198,25
Sistema HTF [USD/m ²]	72,32	52,56	52,32	52,25
Almacenamiento térmico [USD/kkWh]	0	0	47,27	47,02
Bloque de potencia [USD/kWe]	93,58	645,66	646,06	646,06
Balance [USD/kWe]	24	24	24	24

(Fuente: Propia del autor)

(Fuente: (Dieckmann, 2017))

(Fuente: (Pitz-Paal, 2019))

Estos valores difieren de los pertenecientes al escenario de costos de capital altos, debido a que la fuente es distinta. Estos valores fueron obtenidos de los costos mencionados por Pitz-Paal (2019) y Dieckman (2017) en sus estudios, adaptados a la

realidad del presente trabajo (sobrepeso para rubros considerados dentro de la instalación de la planta en la provincia de Galápagos).

La Tabla 13 también muestra una variación de los valores en un mismo rubro para los tres tipos de escenario de costo de capital promedio ACC. Esto se debe a los costos de importación y movilización, que también figuran como costos de capital directos, ya que dependen de la cantidad del producto considerado para cada rubro.

2.2.6.2. Costos de capital indirecto

Un costo indirecto no puede ser típicamente relacionado con determinado equipo o determinada implementación de algún servicio. Sin embargo, dentro del *software* SAM se detallan categorías como: el costo de la superficie de tierra necesaria para el campo solar, costo de la empresa EPC (por sus siglas en inglés, *Engineering, Procurement and Construction*) y adicionalmente, un porcentaje base de impuestos de venta que variará en relación al lugar de instalación de la planta (existirá o no una excepción por venta de energía renovable según la normativa nacional) (Ver Tabla 14).

Tabla 14. Descripción de los rubros de los costos de capital indirectos.

Costos de capital indirectos		
Detalle	Unidad	Descripción
EPC y costos de propietario	\$/he	Costos asociados al diseño y construcción del proyecto, tales como son: permisos, consultorías, honorarios legales, estudios geotécnicos y ambientales, costos de comisión, manejo de inventarios y demás actividades inmersas en un proyecto.
Tierra	\$	Costos asociados con compras de tierras.

(Fuente: NREL, 2018)

En la Figura 38, 39 y 40 se muestran los valores de los rubros mencionados en la Tabla 14 y que fueron usados en el presente estudio, aplicados a las distintas posibles ubicaciones para la planta, como es: Baltra, Sta. Cruz y San

Cristóbal, respectivamente. Estos valores son válidos para los cuatro escenarios.

Indirect Capital Costs							
Total land area		262	acres	Nameplate		25	MWe
		\$/acre	% of direct cost	\$/Wac	\$		
EPC and owner cost		\$ 0.00	13 %	\$ 0.00	\$ 0.00		\$ 17,346,814.00
Total land cost		\$ 0.00	0 %	\$ 0.00	\$ 0.00		\$ 0.00
-Sales Tax		Sales tax basis		0	Sales tax rate		5 %
							\$ 0.00
						Total indirect cost	\$ 17,346,814.00

Figura 38. Costos de capital directo para la planta. Ubicación: Baltra.
(Fuente: Propia del autor)

Indirect Capital Costs							
Total land area		262	acres	Nameplate		25	MWe
		\$/acre	% of direct cost	\$/Wac	\$		
EPC and owner cost		\$ 0.00	13 %	\$ 0.00	\$ 0.00		\$ 17,346,814.00
Total land cost		\$ 43,498.54	0 %	\$ 0.00	\$ 0.00		\$ 11,379,847.00
-Sales Tax		Sales tax basis		0	Sales tax rate		5 %
							\$ 0.00
						Total indirect cost	\$ 28,726,660.00

Figura 39. Costos de capital directo para la planta. Ubicación: Sta. Cruz.
(Fuente: Propia del autor)

Indirect Capital Costs							
Total land area		258	acres	Nameplate		25	MWe
		\$/acre	% of direct cost	\$/Wac	\$		
EPC and owner cost		\$ 0.00	13 %	\$ 0.00	\$ 0.00		\$ 17,094,932.00
Total land cost		\$ 43,498.54	0 %	\$ 0.00	\$ 0.00		\$ 11,210,000.00
-Sales Tax		Sales tax basis		0	Sales tax rate		5 %
							\$ 0.00
						Total indirect cost	\$ 28,304,932.00

Figura 40. Costos de capital directo para la planta. Ubicación: San Cristóbal.
(Fuente: Propia del autor)

Dentro de los costos indirectos, el costo del terreno es un rubro que para Baltra no fue considerado, debido a que este espacio es considerado como zona militarizada (perteneciente a las Fuerzas Aéreas del Ecuador - FAE) y no existe comercialización de estos predios. Sin embargo, la planta podría situarse en esta zona mediante acuerdos legales con el gobierno ecuatoriano y los ministerios involucrados. Por otra parte, para Sta. Cruz y San Cristóbal existe un valor medio para el costo del terreno de 45,38 USD/m², resultante del análisis de las ofertadas realizadas por inmobiliarias en la web mostradas en la Tabla 15 y Tabla 16.

Tabla 15. Método comparativo entre costos de terreno (Sta. Cruz)

	N°	Latitud	Longitud	Superf. [m ²]	Valor	[\$/m ²]
Sta. Cruz	1	-0.7095251	-90.3216564	10000	145000	14.50
	2	-0.7215358	-90.3465929	6500	25000	3.85
	3	-0.6966935	-90.3267317	420	25000	59.52
					Promedio1	28.55

(Fuente: (Plusvalia, 2020))

Tabla 16. Método comparativo entre costos de terreno (San Cristóbal)

	N°	Latitud	Longitud	Superf. [m ²]	Valor	[\$/m ²]
San Cristóbal	4	-0.8734289	-89.438575	50000	150000	3.00
	5	-0.9103524	-89.6000338	180	20000	111.11
	6	-0.9103524	-89.6000338	216	12000	55.56
					Promedio2	62.21

(Fuente: (Plusvalia, 2020))

En cuanto al parámetro del 13% del costo directo que se consideró en los 3 lugares y para los cuatro escenarios, corresponde al siguiente desglose: 5% es designado al servicio de la empresa EPC, 5% corresponde a los costos de desarrollo del proyecto y los 3% restantes pertenecen al rubro de costos adicionales del propietario (Dieckmann, 2017); (Dersch, 2020).

Además, se consideró una exoneración del impuesto sobre las ventas en este proyecto, ya que usa energías renovables. Por tal motivo se encuentra un valor nulo en la casilla correspondiente.

2.2.6.3. Costos de O&M

Finalmente, los costos de operación y mantenimiento (O&M) representan gastos sobre equipos o servicios, que surgen posterior a la instalación de la planta y pueden pertenecer a la operación misma de la planta, al mantenimiento del campo solar (cambio de espejos o receptores rotos), consumo de agua para refrigeración, consumo de agua para el ciclo termodinámico o consumo de agua para limpieza de los espejos.

Los costos de O&M pueden subdividirse en: gastos para componentes que consideran el cambio y limpieza de espejos y tubos receptores, costos fijos que representan cerca del 90% de este tipo de costos, tal como se ilustra en la Figura 41 (para plantas con cilindro parabólico se determina un costo de 70 USD/kW/año), costos variables en los

cuales se incluyen varios consumibles (en caso de plantas CSP con cilindro parabólico se determina un costo aproximado de 0.003 USD/kWh), y finalmente se encuentra el costo laboral, dentro de EEUU representa un 45% del costo total de O&M (SBC Energy Institute, 2013).

SAM categoriza los costos indirectos en: fijos anuales, fijos por capacidad y variable por generación. Ver Tabla 17. Asimismo, este software permite especificar una tasa anual de incremento para los costos de O&M sobre la tasa de inflación específica anual, dependiendo del lugar donde se ubique la planta solar. Para los costos que conciernen la renovación de componentes en determinados años, este software permite realizar un calendario anual para asignar gastos en una fecha determinada (NREL, 2018).

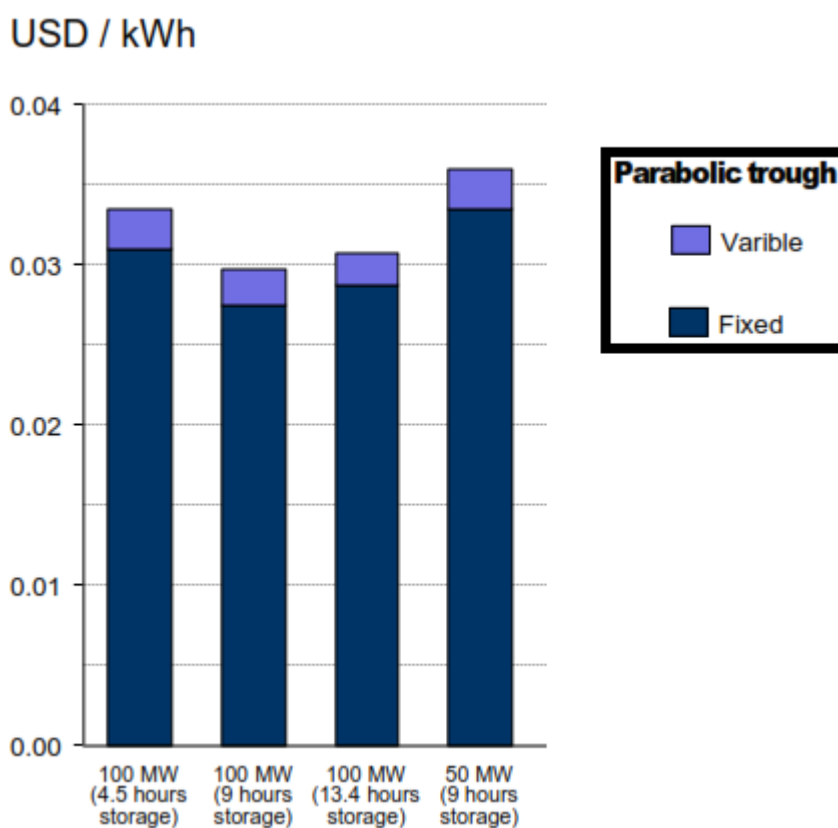


Figura 41. Costos de O&M (fijo vs. variable).
(Fuente: SBC, 2013)

Zhao (2018), menciona el caso en que el costo de O&M disminuya en un 20% para proyectos de plantas CSP con cilindro parabólico, su tasa interna de retorno se vería incrementada en un 11.72% (Zhao, 2018). Además, según Juan Manuel Mendel, jefe de O&M en *Exera Energía*, la mejor alternativa de reducir costos de O&M es enfocarse en la “M” que hace referencia al mantenimiento. De manera que los operadores

puedan implementar herramientas de análisis predictivo o diseñar la planta CSP de manera que se puedan reducir los costos de limpieza (CSP Today, 2020).

El modelo de costos planteado por NREL encontró que una planta con 8709 heliostatos, ocupando cada uno 148 m² del campo solar, presenta un costo de mantenimiento de 10.64 millón UDS/año. Mientras que una planta con 8131 heliostatos que ocupan individualmente un espacio de 115.56 m², requiere de igual manera 11 personas dentro del cuerpo de mantenimiento para el campo solar y su respectivo costo de mantenimiento es de 8.11 millón USD/año. Sin embargo, una planta con 21670 heliostatos de medio tamaño que ocupan individualmente un área de 43.33 m², requiere de 12 personas como mano de obra y un costo anual de 8.27 millón USD (CSP Today, 2020). Ver Figura 42.

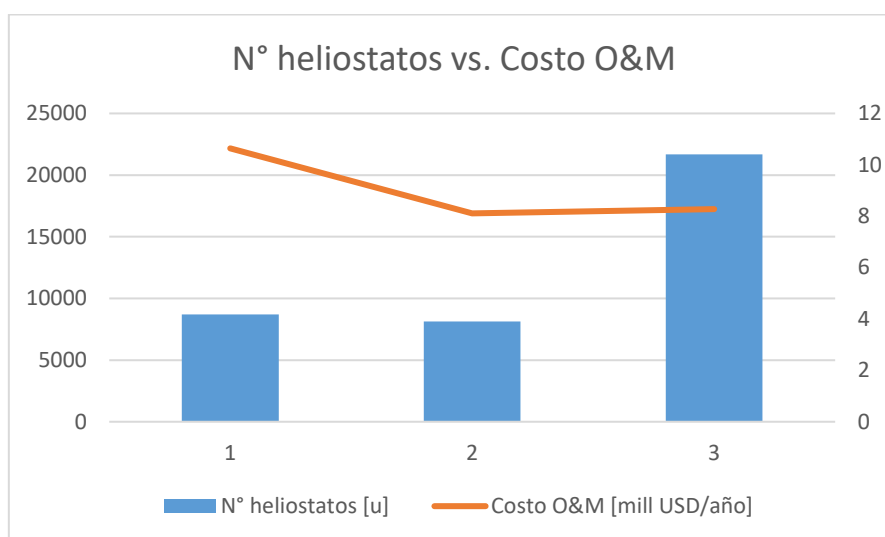


Figura 42. Relación entre el número heliostatos y su costo de O&M anual. (Fuente: CSP Today, 2020)

Tabla 17. Descripción de los rubros de los costos de operación y mantenimiento.

Costos de operación y mantenimiento		
Detalle	Unidad	Descripción
Costo fijo anual	\$/año	Costo fijo anual sumado a cada año del flujo de caja del proyecto.
Costo fijo por potencia	\$/kW-año	Costo fijo anual proporcional a producción anual de la planta.
Costo variable por generación	\$/MWh	Costo variable anual proporcional a la generación eléctrica (AC) de mega watt-hora.

Costo de combustible de hibridación	\$/MMBTU	Costo por millón de unidades térmicas británicas de combustible fósil usado para cogeneración en el sistema de generación eléctrica solar. (1MWh=3,413 MMBTU)
-------------------------------------	----------	---

(Fuente: NREL, 2018)

En la Figura 43 se muestran los distintos valores de costos de mantenimiento, válidos para los tres lugares y cuatro escenarios considerados en el presente estudio. Se considera un valor nulo en el costo de combustible, debido a que la planta CPS no contará con un sistema de respaldo BS. SBC *Energy Institute* (2013), especifica que el costo de mantenimiento por capacidad sea de 70 USD/kW-año. Por otro lado, la Agencia de Energía Internacional IEA recomienda un costo de mantenimiento por energía generada (USD/MWh) igual a la capacidad instalada (MW), por ejemplo, para la planta de 25 MW, se tiene un costo por generación de 25 USD/MWh.

Operation and Maintenance Costs		
	First year cost	Escalation rate (above inflation)
Fixed annual cost	Value: 0 \$/yr	0 %
Fixed cost by capacity	Value: 70 \$/kW-yr	0 %
Variable cost by generation	Value: 25 \$/MWh	0 %
Fossil fuel cost	Value: 0 \$/MMBTU	0 %

In Value mode, SAM applies both inflation and escalation to the first year cost to calculate out-year costs. In Schedule mode, neither inflation nor escalation applies. See Help for details.

Figura 43. Parámetros de operación y mantenimiento para las 3 ubicaciones.
(Fuente: Propia del autor)

Cabe mencionar, que la Tabla 18 describe a los proyectos con PTC existentes en el mundo, con el fin de mostrar que es mayor el número de proyectos con capacidad instalada mayor a 25 MW. Esto se debe a que este tipo de plantas demandan un campo solar considerablemente extenso con el propósito de que el LCOE sea el mínimo posible, a fin de competir con las formas de generación convencionales (hidroeléctricas, termoeléctricas, etc.)

Tabla 18. Costo aproximado de plantas solares con PTC.

#	Nombre del proyecto	Cap. instalada [MW]	Estado del proyecto	Ubicación	Costo aprox.	Inicio
1	Aalborg CSP-Brønderslev CSP with ORC project	16.6	Operación	Dinamarca	-	2016

2	Agua Prieta II	14	En construcción	México	-	2014
3	Andasol-3	50	Operación	España	€ 315 000 000.00	2011
4	Ashalim (Negev)	121	Operación	Israel	1 billón USD	2019
5	Bokpoort	50	Operación	Sudáfrica	565 millón USD	2016
6	Borges Termosolar	25	Operación	España	€ 153 000 000.00	2012
7	City of Medicine Hat ISCC Project	1.1	Operación	Canadá	9 millón USD	2014
8	Colorado Integrated Solar Project	2	No operación	EEUU	\$ 4 500 000.00	2010
9*	Delingha 50MW Thermal Oil Parabolic Trough project	50	Operación	China	274.4 billón USD	2018
10	Ibersol Ciudad Real (Puertollano)	50	Operación	España	€ 200 000 000.00	2009
11	ISCC Hassi R'mel	20	Operación	Algería	€ 315 000 000.00	2011
12	KaXu Solar One	100	Operación	Sudáfrica	860 millón USD	2015
13	La Africana	50	Operación	España	€ 387 000 000.00	2012
14	Martin Next Generation Solar Energy Center	75	Operación	EEUU	\$ 476 300 000.00	2010
15*	Megha Solar Plant	50	Operación	India	\$ 112 043 356.80	2014
16	Mojave Solar Project	280	Operación	EEUU	1600 millón USD	2014
17	Morón	50	Operación	España	€ 295 000 000.00	2012
18	Nevada Solar One	75	Operación	EEUU	\$ 266 000 000.00	2007
19	NOOR I	160	Operación	Marruecos	1042 millón €	2015
20	Olivenza 1	50	Operación	España	\$ 284 000 000.00	2012
21	Orellana	50	Operación	España	\$ 240 000 000.00	2012
22	Saguaro Power Plant	1.12	No operación	EEUU	\$ 6 000 000.00	2006
23	Shagaya CSP Project	50	Operación	Kuwait	\$ 385 000 000.00	2019

24	Shams 1	100	Operación	Emiratos Árabes Unidos	\$ 600 000 000.00	2013
25	Solana Generating Station	280	Operación	EEUU	2 billón USD	2013
26	Termesol 50	49.9	Operación	España	€ 270 000 000.00	2011
27	Xina Solar One	100	Operación	Sudáfrica	880 millón USD	2018

(Fuente: (NREL, 2020))

*Conversión de moneda de país originario a dólares americanos con actualización al segundo trimestre del 2020.

2.2.9. Análisis financiero

En la Figura 44 se muestran parámetros financieros que SAM considera para la simulación, válidos dentro del territorio ecuatoriano y para los distintos escenarios de análisis.

Se considera que el 70% de la inversión total del proyecto será obtenido a través de una entidad bancaria. Dentro del simulador en línea de tablas de amortización del Banco de Desarrollo del Ecuador BDE, se encuentran las tasas de interés desde el 8,25% al 9,25% para créditos con tiempo plazo de 20 años (BDE, 2020). De los cuales, se escogió el valor más bajo de los mencionados con el fin de analizar el escenario más beneficioso para el préstamo. La inflación anual, al mes de junio del 2020, mostrada por el Banco Central del Ecuador es de 0,17% (BCE, 2020). La tasa real de descuento es un factor anual que se consideró por defecto dentro del software, ya que resulta del análisis de los proyectos con energía renovable ejecutados en Estados Unidos, refiriéndose al valor del dinero en el tiempo (NREL, 2018). El impuesto a la renta es del 22%, valor indicado en la ley de régimen tributario interno LRTI (LRTI, 2018). Por otro lado, se seleccionó un sistema de depreciación lineal para activos fijos para 10 años, tal como lo especifica el reglamento de aplicación de la ley de régimen tributario interno RLRTI, una depreciación anual del 10% para instalaciones, maquinaria, equipos y muebles (RLRTI, 2015). Adicionalmente, se especifica una TIR del 8%, valor promedio para proyectos de este tipo ejecutados por empresas gubernamentales, válida para 20 años. Además, se considera que el 70% de la inversión de este proyecto, será obtenida por medio de una entidad bancaria, mientras que el 30% restante, representa el capital propio.

Solution Mode		Escalation Rate	
<input checked="" type="radio"/> Specify IRR target	IRR target <input type="text" value="8"/> %	IRR target year <input type="text" value="20"/>	PPA price escalation <input type="text" value="1"/> %/year
<input type="radio"/> Specify PPA price	PPA price <input type="text" value="0.13"/> \$/kWh	Inflation does not apply to the PPA price.	

Analysis Parameters	
Analysis period <input type="text" value="25"/> years	Inflation rate <input type="text" value="0.17"/> %/year
	Real discount rate <input type="text" value="6.4"/> %/year
	Nominal discount rate <input type="text" value="6.58"/> %/year

Project Tax and Insurance Rates		- Property Tax	
Federal income tax rate <input type="text" value="22"/> %/year	Assessed percentage <input type="text" value="100"/> % of installed cost	Assessed value <input type="text" value="\$ 159,147,536.00"/>	Annual decline <input type="text" value="0"/> %/year
State income tax rate <input type="text" value="0"/> %/year	Assessed value <input type="text" value="\$ 159,147,536.00"/>	Annual decline <input type="text" value="0"/> %/year	Property tax rate <input type="text" value="0"/> %/year
Sales tax <input type="text" value="0"/> % of total direct cost	Insurance rate (annual) <input type="text" value="0.5"/> % of installed cost		

Salvage Value	
Net salvage value <input type="text" value="0"/> % of installed cost	End of analysis period value <input type="text" value="\$ 0"/>

Project Term Debt	
<input checked="" type="radio"/> Debt percent <input type="text" value="70"/> % of total cap. cost	<input type="radio"/> Equal payments (standard amortization)
<input type="radio"/> DSCR <input type="text" value="1.3"/>	<input type="radio"/> Fixed principal declining interest
	Moratorium <input type="text" value="0"/> years
Tenor <input type="text" value="20"/> years	Choose "Debt percent" to size the debt manually as a percentage of total installed cost. Choose "DSCR" to size the debt based on cash available for debt service. See Help for details.
Annual interest rate <input type="text" value="8.25"/> %	For a project with no debt, set the either the debt percent or the DSCR to zero.
Debt closing costs <input type="text" value="0.00"/> \$	Be sure to verify that all debt-related costs are appropriate for your analysis: Debt closing costs, up-front fee, and debt service reserve account. Note that debt interest payments are tax deductible, so a project with more debt may have higher net after-tax annual cash flows than a project with less debt.
Up-front fee <input type="text" value="0"/> % of total debt	
WACC <input type="text" value="6.48"/> %	The weighted average cost of capital (WACC) is displayed for reference. SAM does not use the value for calculations.

Figura 44. Parámetros adicionales financieros para el proyecto.
(Fuente: Propia del autor)

3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

3.1. Resultados

Dentro de esta sección, se presentan los resultados obtenidos de: LCOE [cents USD/kWh], MS [u], tamaño de almacenamiento térmico, generación eléctrica anual, costos totales de instalación, factores de capacidad, eficiencia de la planta, factor de conversión térmico-eléctrico, entre otros. Adaptados para los posibles lugares de instalación de una planta CSP-PTC de 25 MWe de capacidad, categorizados en los distintos escenarios de análisis mencionados en la sección 2.2.

3.1.1. Escenario HCC_TES_0

3.1.1.1. Costo nivelado de electricidad (LCOE)

Las Figuras 45, 46 y 47 muestran los resultados óptimos, de mínimo LCOE, dependiendo del tamaño del campo solar (MS). En estas figuras, las curvas pertenecientes al almacenamiento térmico de 1, 2, 3, 4 y 5 horas, ilustran la reducción del costo nivelado de electricidad, mas no son consideradas en el análisis. La Tabla 19 muestra los valores del LCOE óptimo para los tres posibles lugares, bajo el escenario HCC_TES_0.

Tabla 19. LCOE óptimo el escenario HCC_TES_0.

Ubicación	Baltra	Sta. Cruz	San Cristóbal
Min LCOE [cents USD/kWh]	27,99	40,35	34,86
Múltiplo Solar (MS)	1,05	1,05	1,1

(Fuente: Propia del autor)

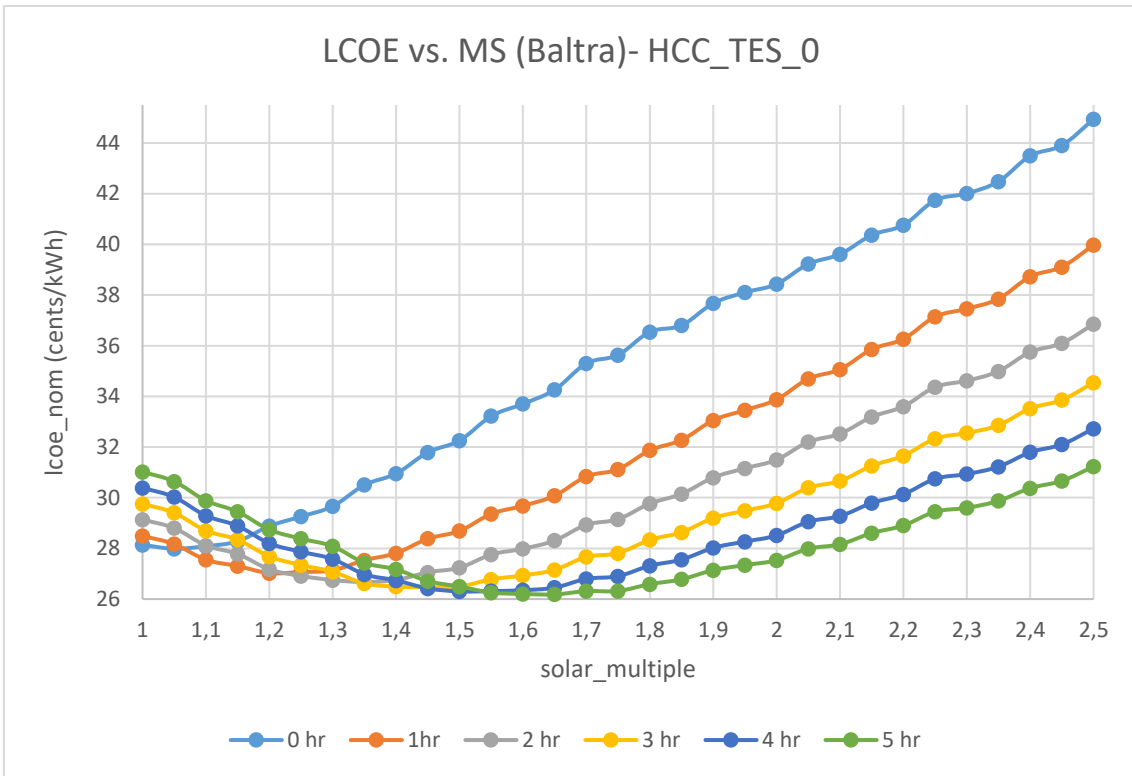


Figura 45. LCOE vs MS, sin TES (Baltra).
(Fuente: Propia del autor)

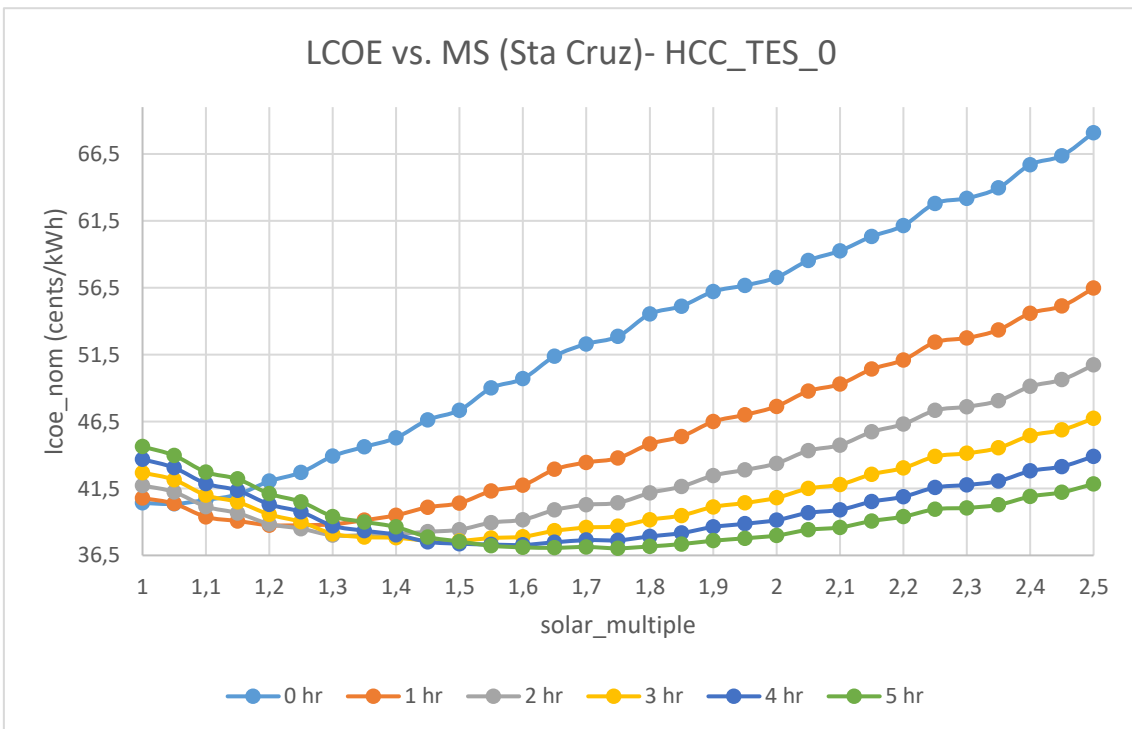


Figura 46. LCOE vs. MS, sin TES (Sta. Cruz).
(Fuente: Propia del autor)

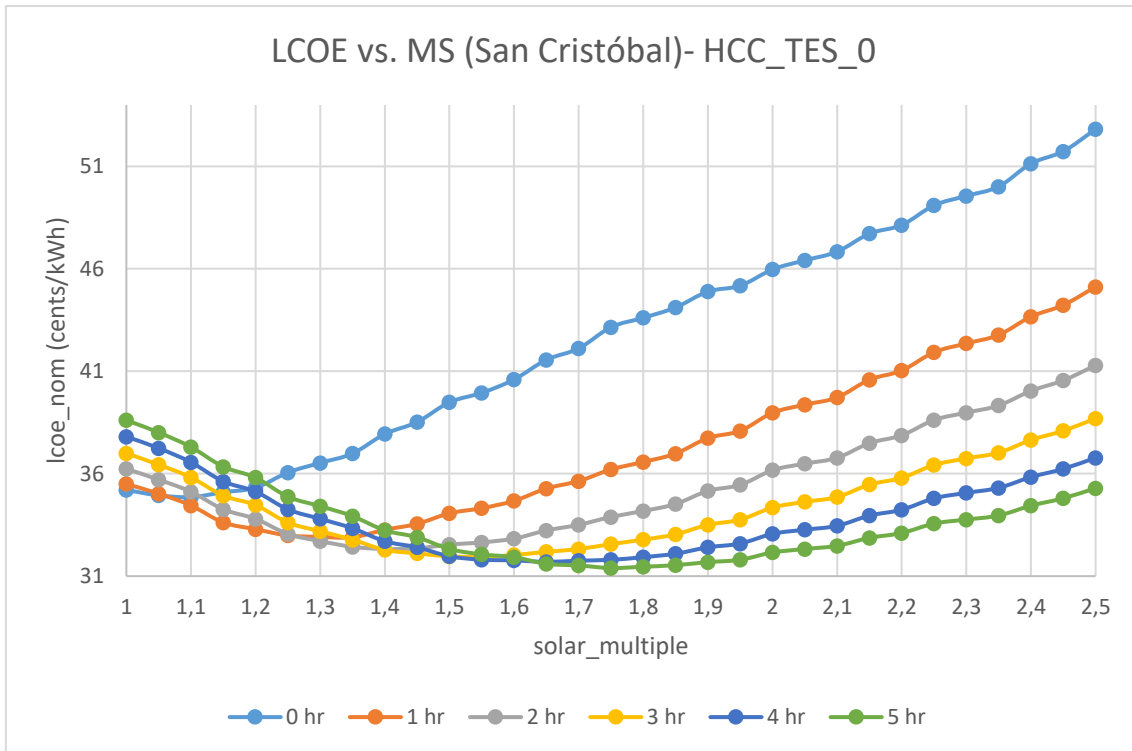


Figura 47. LCOE vs. MS, sin TES (San Cristóbal).
(Fuente: Propia del autor)

3.1.1.2. Generación eléctrica anual

En las Figuras 48, 49 y 50 se muestra el comportamiento de la generación eléctrica anual de la planta dentro del escenario HCC_TES_0 para distintos valores de múltiplo solar, en los posibles lugares de instalación. Cabe mencionar que las curvas correspondientes a los valores de almacenamiento térmico mayores a cero, son ilustrativas e indican la diferencia de implementar un sistema TES en la planta CSP-PTC.

Tabla 20. Generación anual, escenario HCC_TES_0.

Resultado - Ubicación	Baltra	Sta. Cruz	San Cristóbal
Generación eléctrica anual [GWh]	42,34	30,10	37,36
Múltiplo Solar (MS)	1,05	1,05	1,1

(Fuente: Propia del autor)

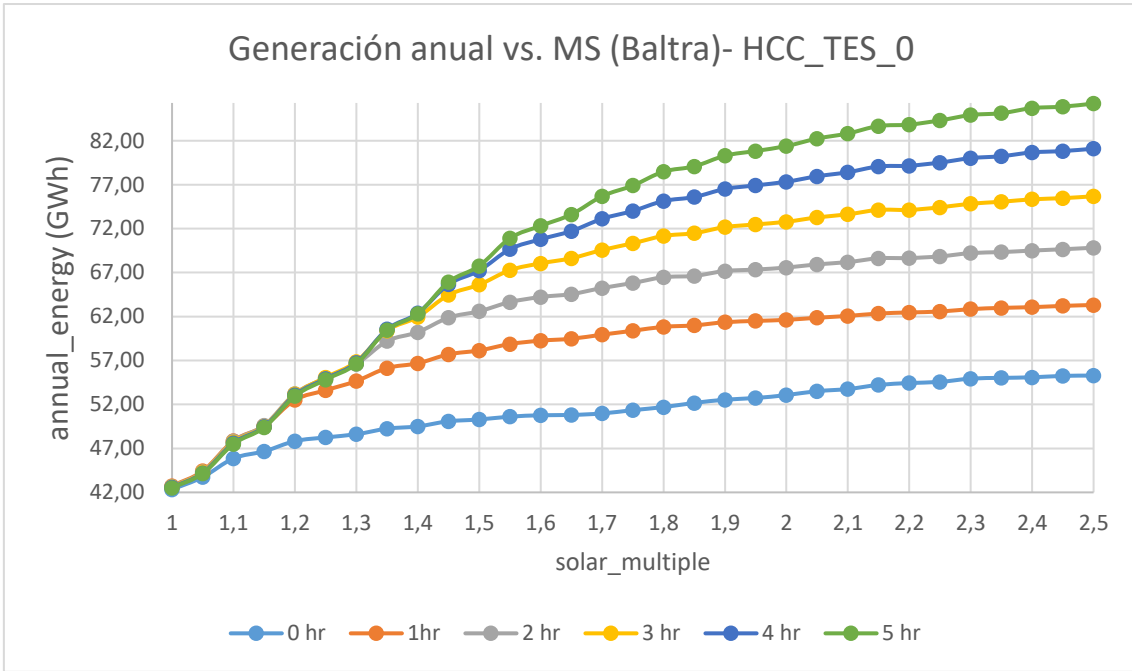


Figura 48. Generación anual vs. MS (Baltra).
(Fuente: Propia del autor)

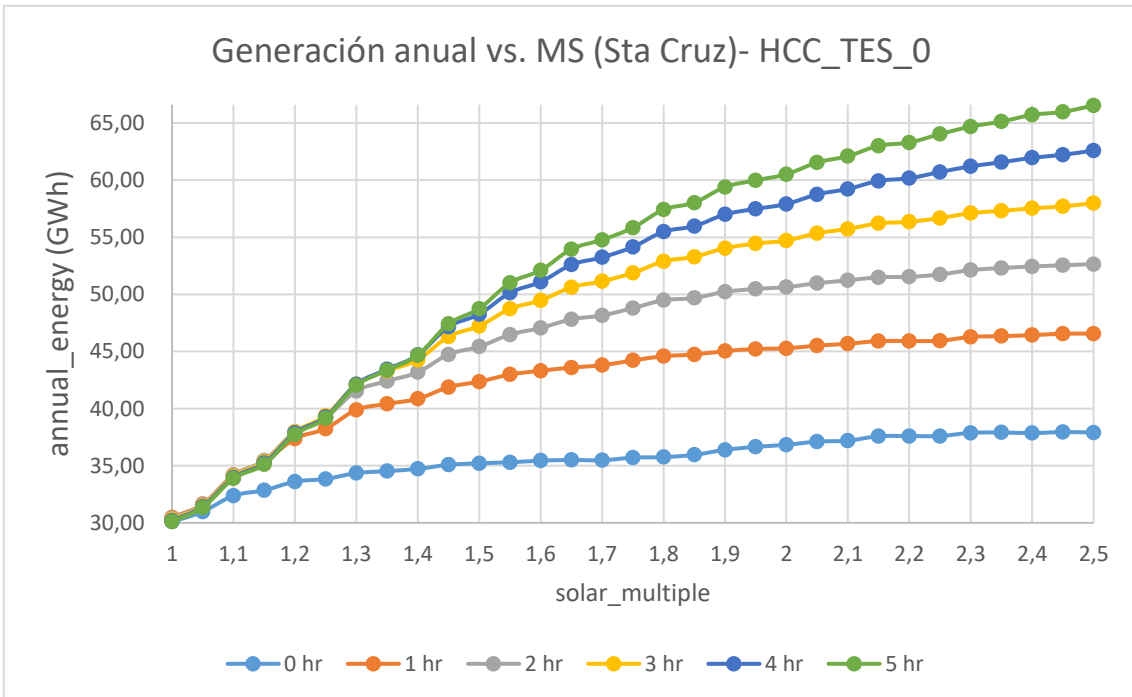


Figura 49. Generación anual vs. MS (Sta. Cruz).
(Fuente: Propia del autor)

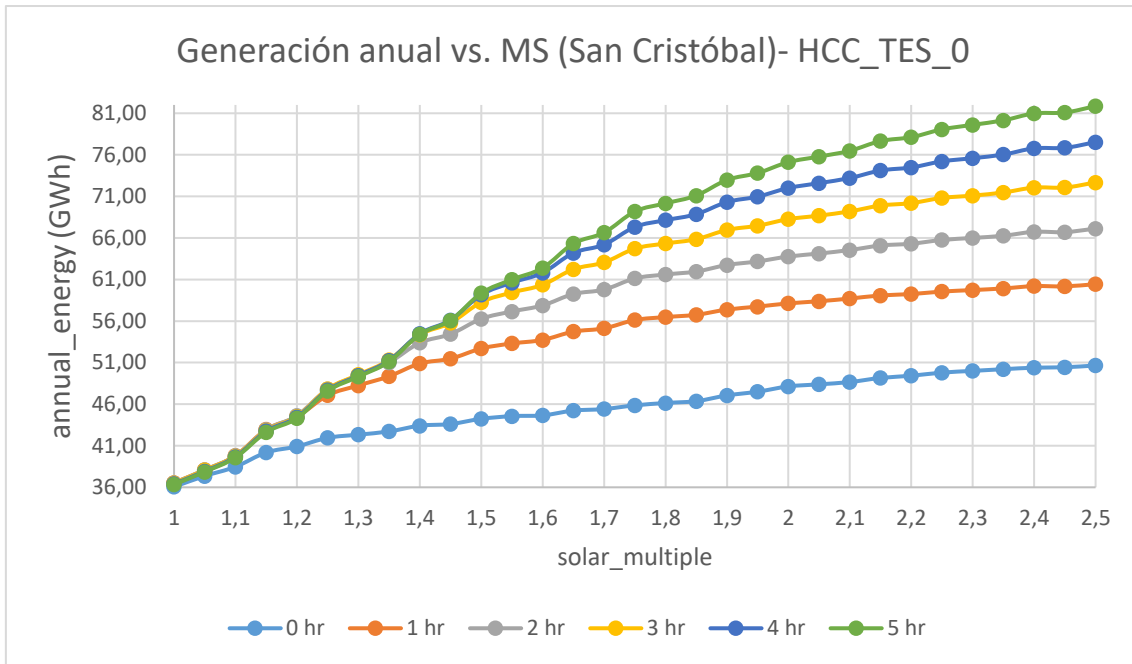


Figura 50. Generación anual vs. MS (San Cristóbal).
(Fuente: Propia del autor)

3.1.1.3. Factor de planta

Las Figuras 51, 52 y 53 indican el comportamiento del factor de planta dentro del escenario HCC_TES_0, para los posibles lugares de instalación de la planta CSP, con la variación del múltiplo solar.

Tabla 21. Factor de planta, escenario HCC_TES_0.

Resultado – Ubicación	Baltra	Sta. Cruz	San Cristóbal
Factor de planta [%]	19,32	13,73	17,05
Múltiplo Solar (MS)	1,05	1,05	1,1

(Fuente: Propia del autor)

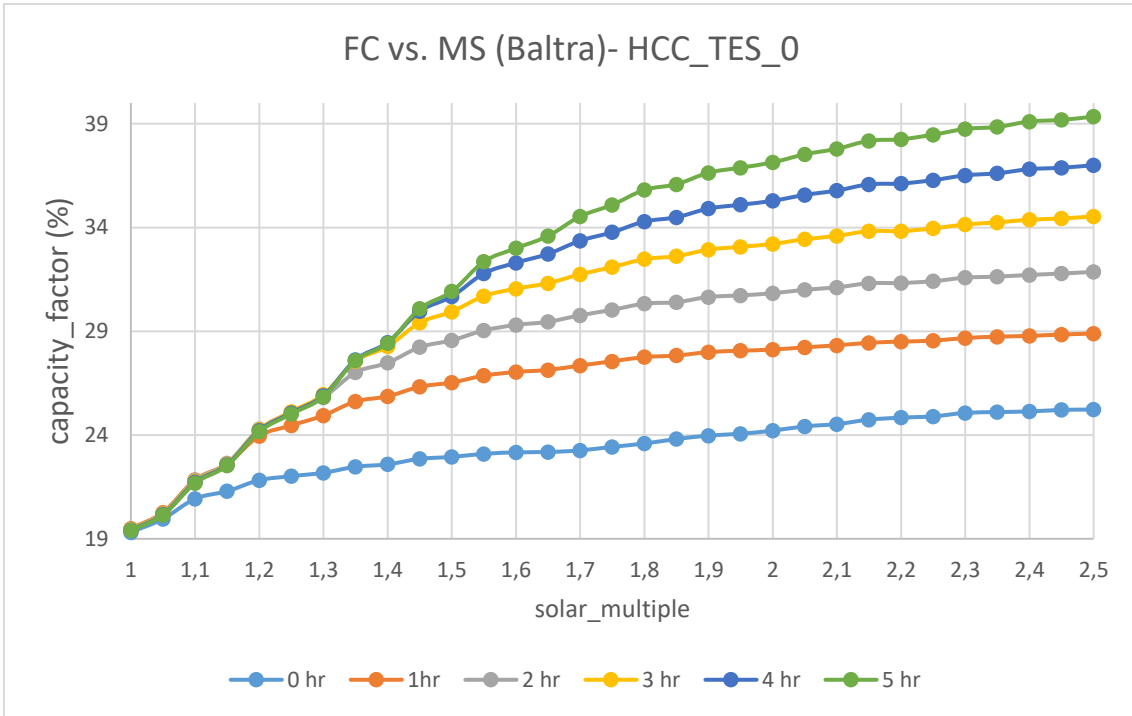


Figura 51. Factor de planta vs. MS (Baltra).
(Fuente: Propia del autor)

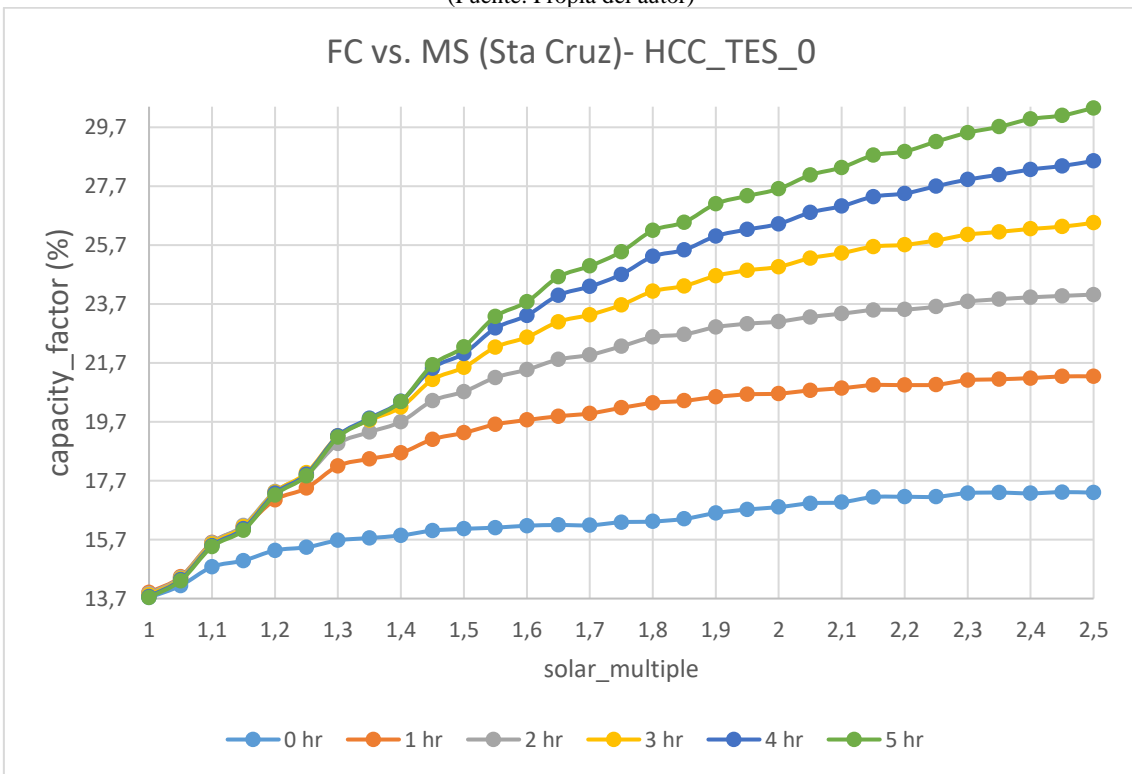


Figura 52. Factor de planta vs. MS (Sta. Cruz).
(Fuente: Propia del autor)

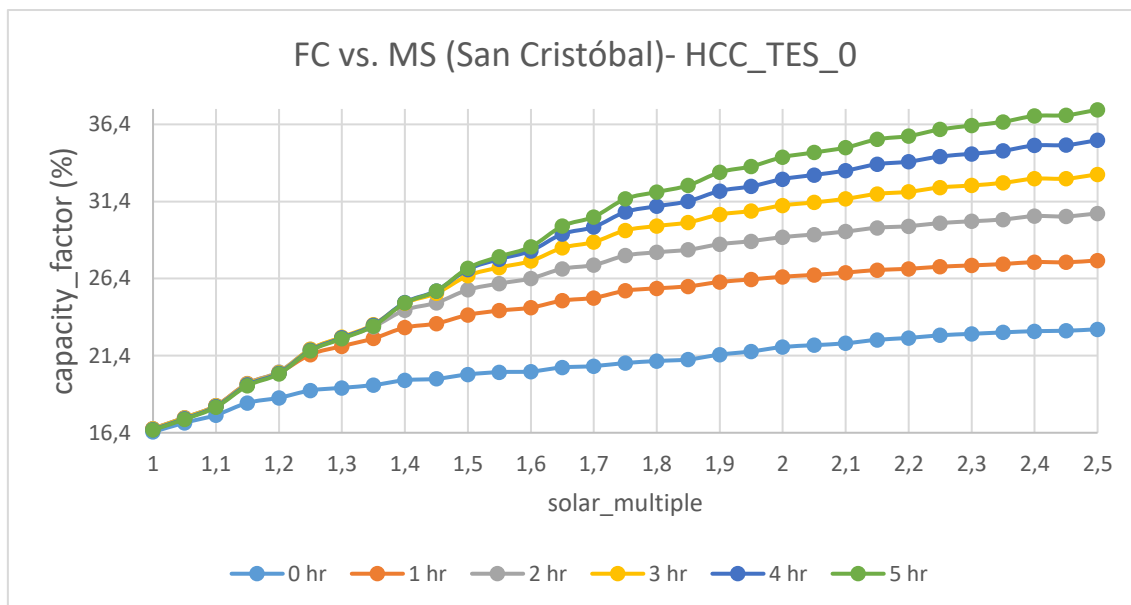


Figura 53. Factor de planta vs. MS (San Cristóbal).
(Fuente: Propia del autor)

3.1.1.4. Requerimientos de agua y tierra

Las Figuras 54, 55 y 56 muestran el consumo de agua en cada posible lugar de instalación de la planta CSP, se considera el agua necesaria para limpieza de los espejos y para el funcionamiento del ciclo de potencia. También muestra la superficie total necesaria para instalar la planta termo solar. Estos valores son de suma importancia, dado el sensible ecosistema con el que cuentan las islas Galápagos.

Tabla 22. Requerimiento de agua y tierra, escenario HCC_TES_0.

Resultado – Ubicación	Baltra	Sta. Cruz	San Cristóbal
Consumo anual de agua [m ³]	10601,70	9439,16	10439,6
Superficie total de tierra [acres]	118	118	122
Múltiplo Solar (MS)	1,05	1,05	1,1

(Fuente: Propia del autor)

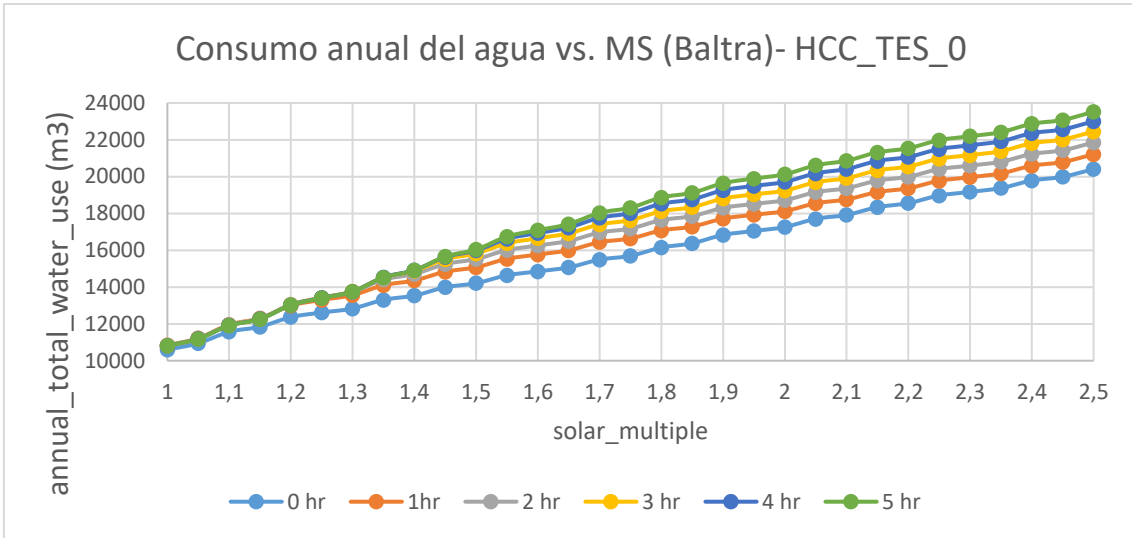


Figura 54. Factor de planta vs. MS (Baltra).
(Fuente: Propia del autor)

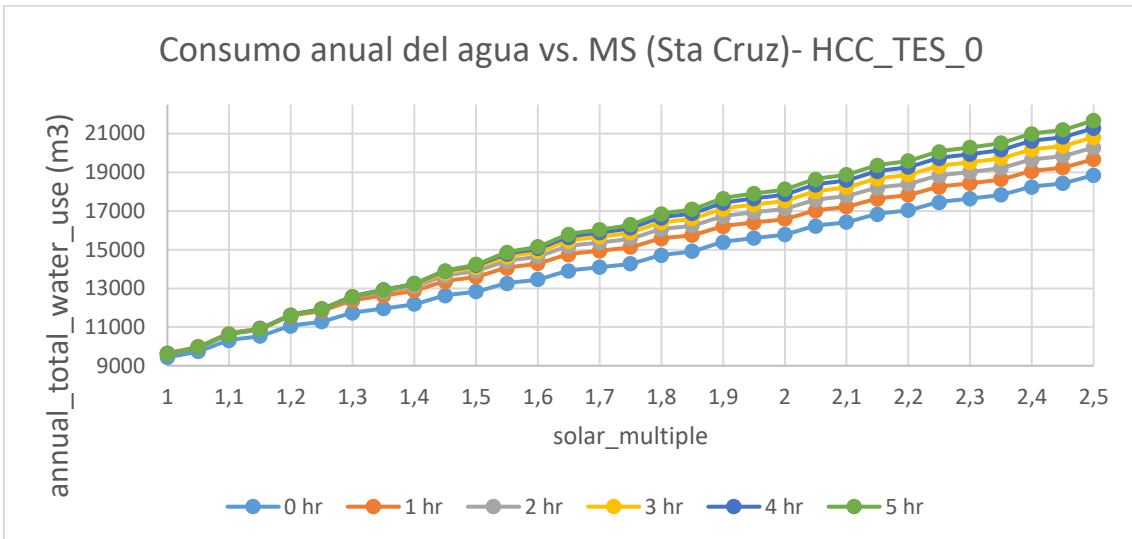


Figura 55. Factor de planta vs. MS (Sta. Cruz).
(Fuente: Propia del autor)

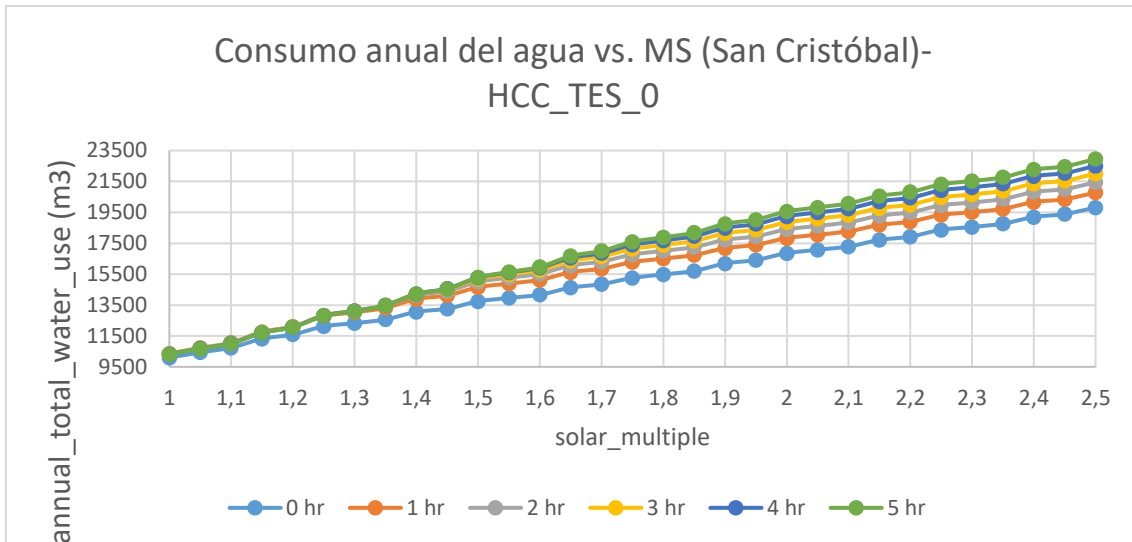


Figura 56. Factor de planta vs. MS (San Cristóbal).
(Fuente: Propia del autor)

3.1.2. Escenario ACC_TES_0

3.1.2.1. Costo nivelado de electricidad (LCOE)

Las Figuras 57, 58 y 59 muestran los resultados óptimos para el LCOE, dependiendo del tamaño del campo solar (MS). En estas figuras, las curvas pertenecientes al almacenamiento térmico de 1, 2, 3, 4 y 5 horas, de igual manera son referencia de la disminución del costo nivelado de electricidad. La Tabla 23 muestra los valores del LCOE óptimo para los tres posibles lugares, bajo el escenario ACC_TES_0.

Tabla 23. LCOE óptimo, escenario ACC_TES_0.

Ubicación	Baltra	Sta. Cruz	San Cristóbal
Min LCOE [cents USD/kWh]	24,04	37,64	31,35
Múltiplo Solar (MS)	1,1	1,1	1,15

(Fuente: Propia del autor)

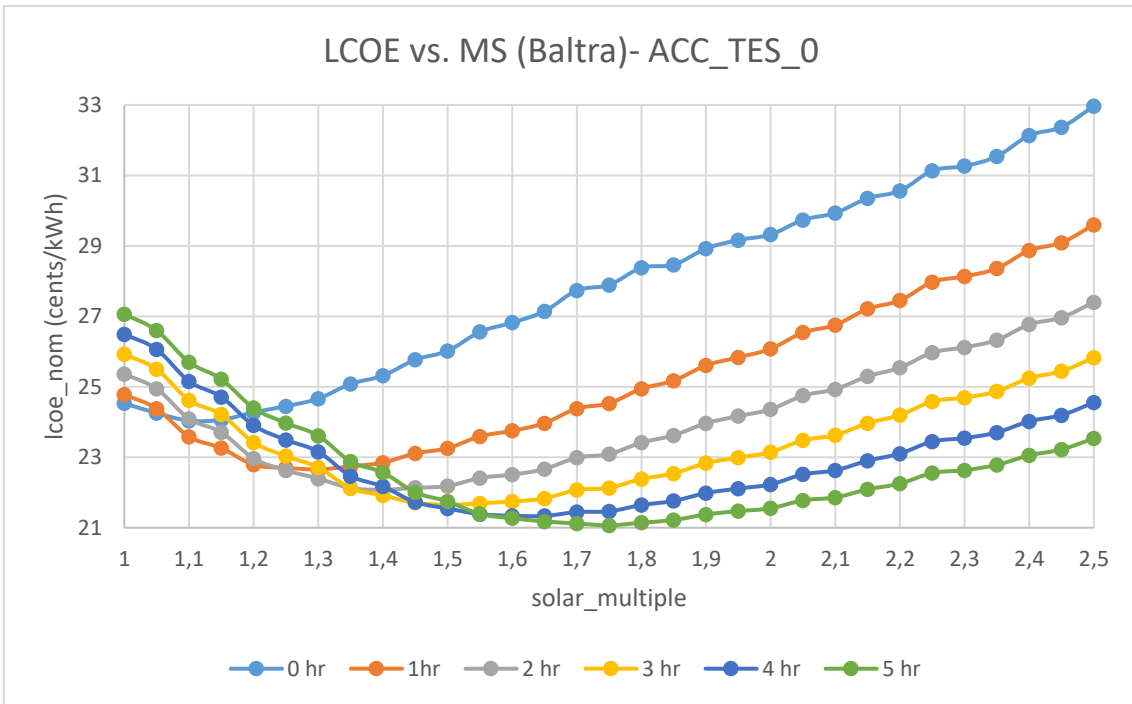


Figura 57. LCOE vs. MS, sin TES (Baltra).
(Fuente: Propia del autor)

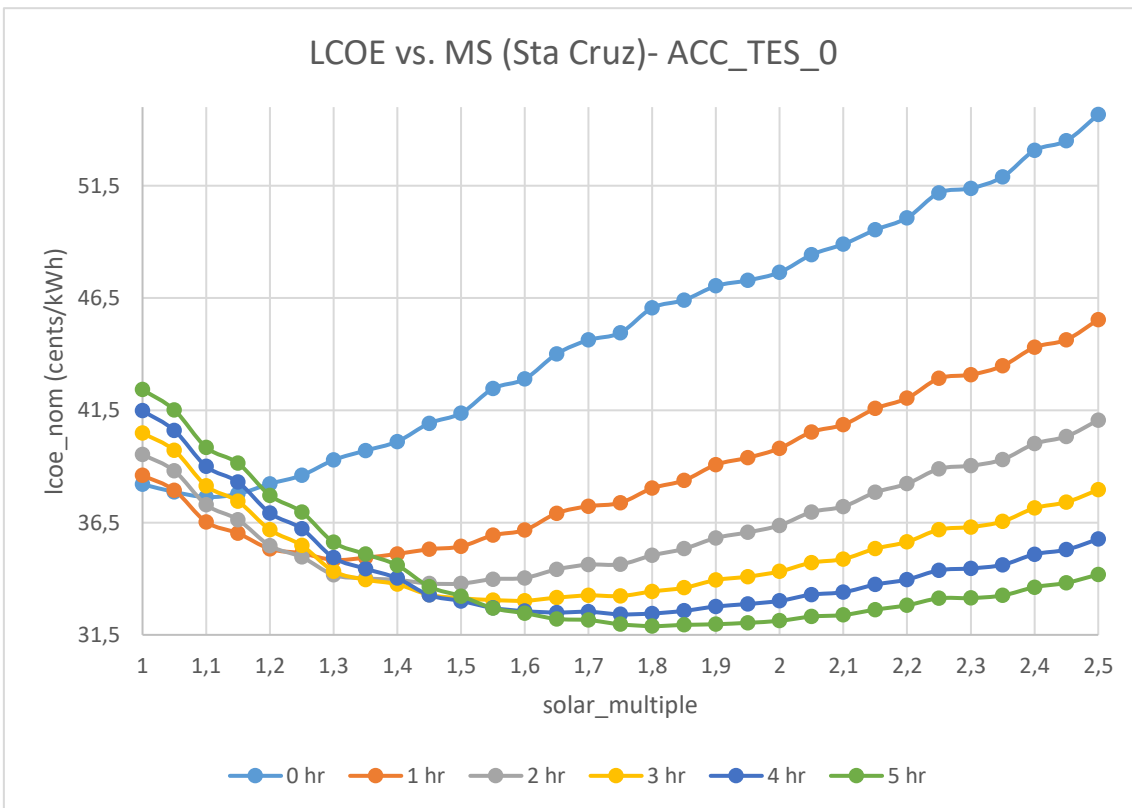


Figura 58. LCOE vs. MS, sin TES (Sta. Cruz).
(Fuente: Propia del autor)

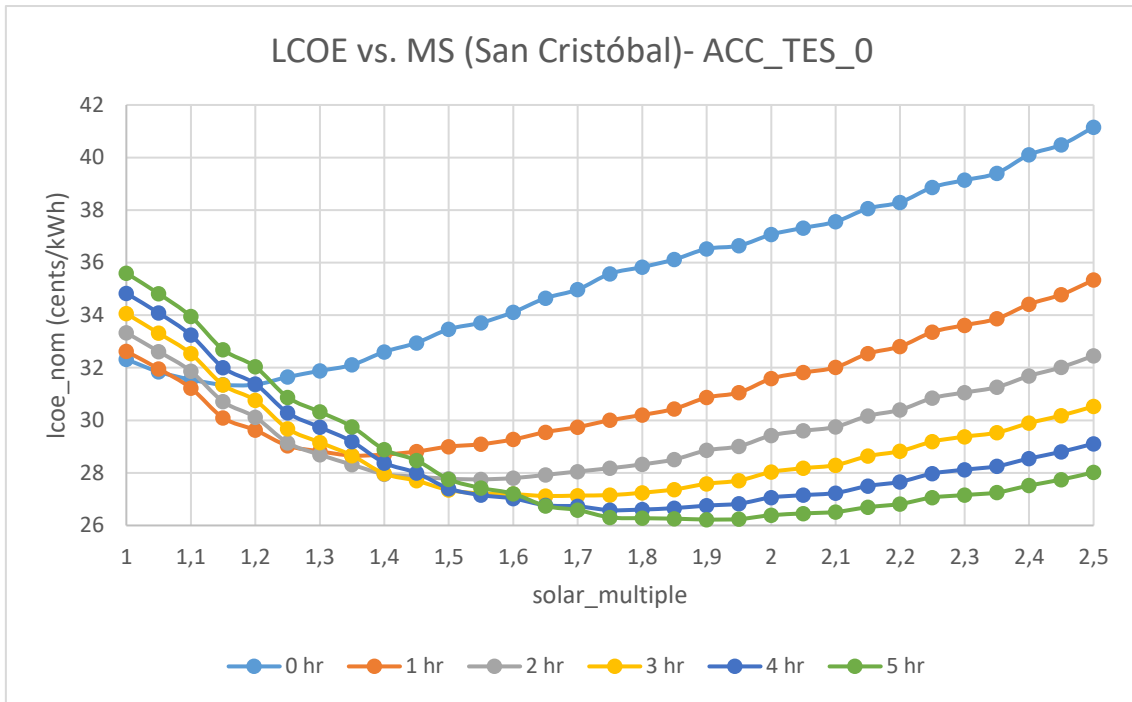


Figura 59. LCOE vs. MS, sin TES (San Cristóbal).
(Fuente: Propia del autor)

3.1.2.2. Generación eléctrica anual

En las Figuras 60, 61 y 62 se muestra el comportamiento de la generación eléctrica anual de la planta dentro del escenario ACC_TES_0 para distintos valores de múltiplo solar, en los posibles lugares de instalación. Cabe mencionar que las curvas correspondientes a los valores de almacenamiento térmico mayores a cero, son ilustrativas e indican la diferencia de implementar un sistema TES en la planta CSP-PTC.

Tabla 24. Generación anual, escenario ACC_TES_0.

Ubicación	Baltra	Sta. Cruz	San Cristóbal
Generación eléctrica anual [GWh]	49,99	32,38	40,19
Múltiplo Solar (MS)	1,1	1,1	1,15

(Fuente: Propia del autor)

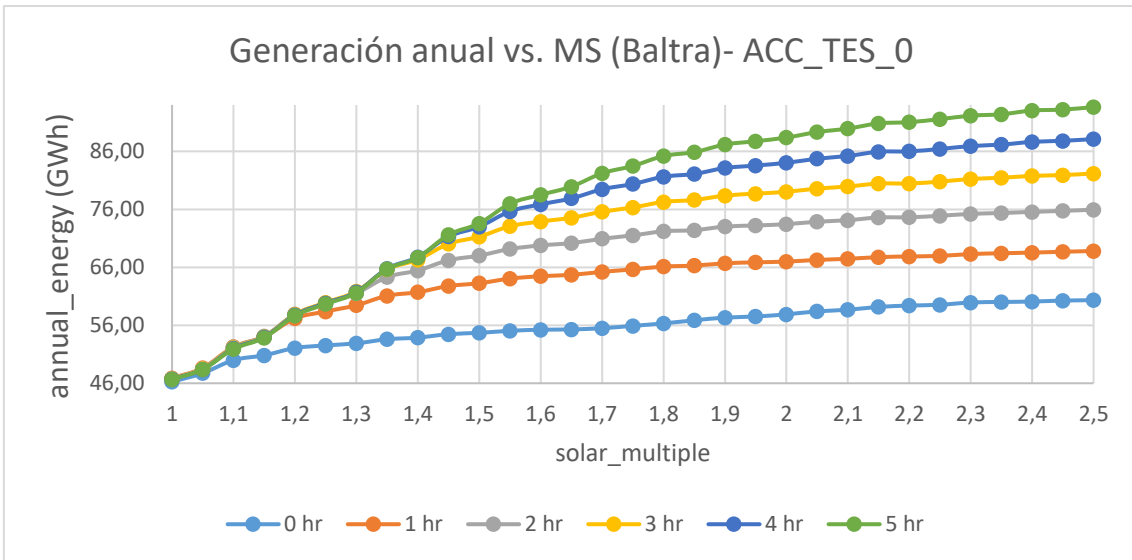


Figura 60. Generación anual vs. MS (Baltra).
(Fuente: Propia del autor)

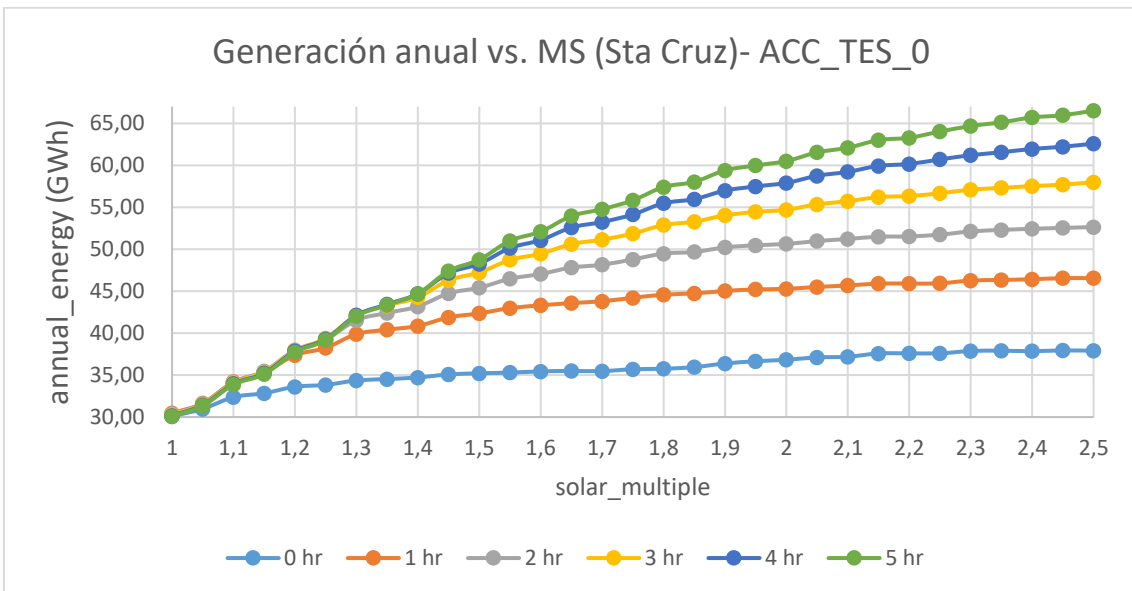


Figura 61. Generación anual vs. MS (Sta. Cruz).
(Fuente: Propia del autor)

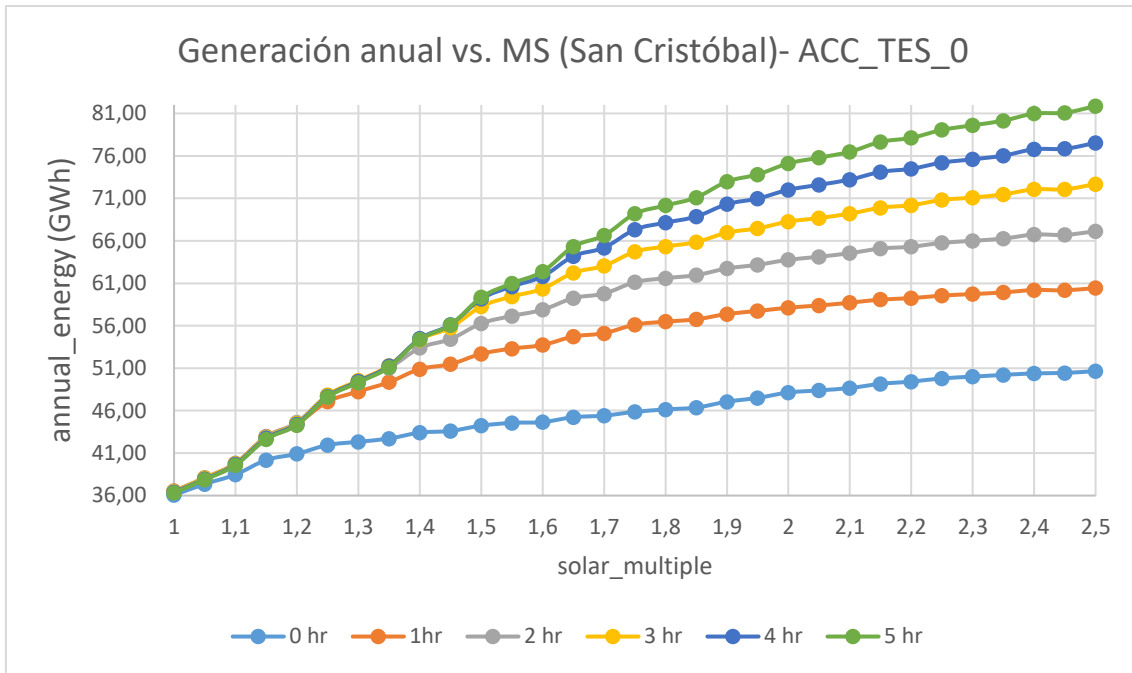


Figura 62. Generación anual vs. MS (San Cristóbal).
(Fuente: Propia del autor)

3.1.2.3. Factor de planta

Las Figuras 63, 64 y 65 indican el comportamiento del factor de planta dentro del escenario ACC_TES_0, para los posibles lugares de instalación de la planta CSP, con la variación del múltiplo solar.

Tabla 25. Factor de planta, escenario ACC_TES_0.

Resultado – Ubicación	Baltra	Sta. Cruz	San Cristóbal
Factor de planta [%]	22,81	14,78	18,34
Múltiplo Solar (MS)	1,1	1,1	1,15

(Fuente: Propia del autor)

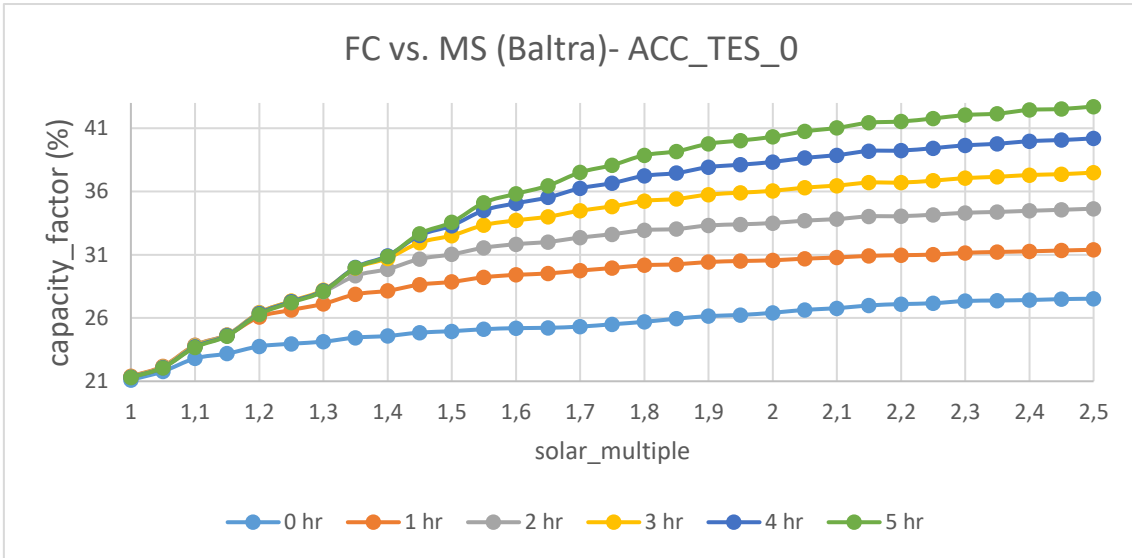


Figura 63. Factor de planta vs. MS (Baltra).
(Fuente: Propia del autor)

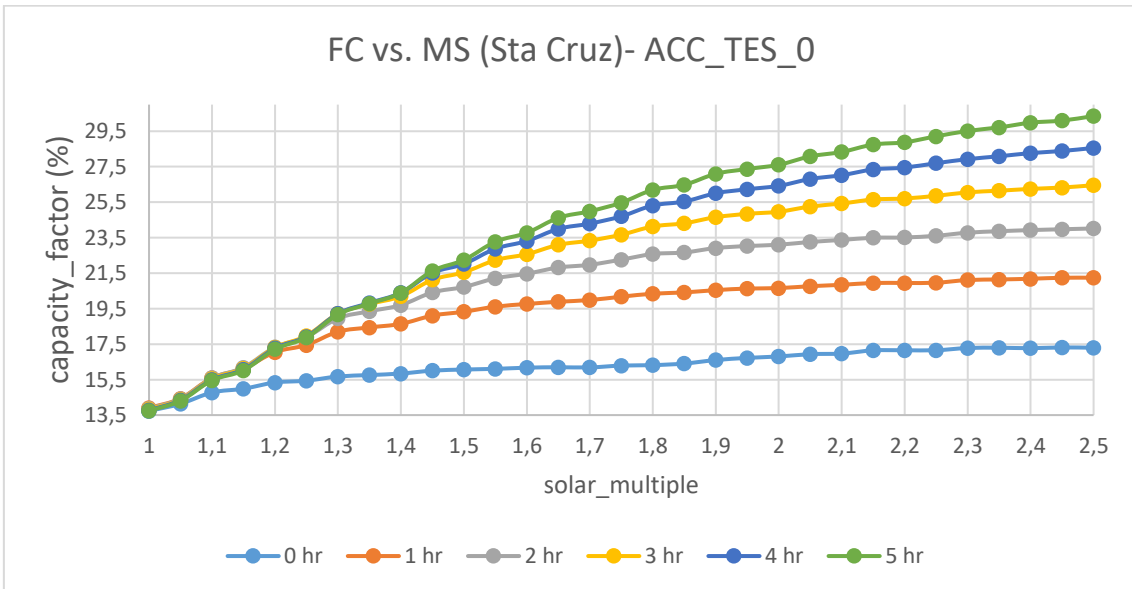


Figura 64. Factor de planta vs. MS (Sta. Cruz).
(Fuente: Propia del autor)

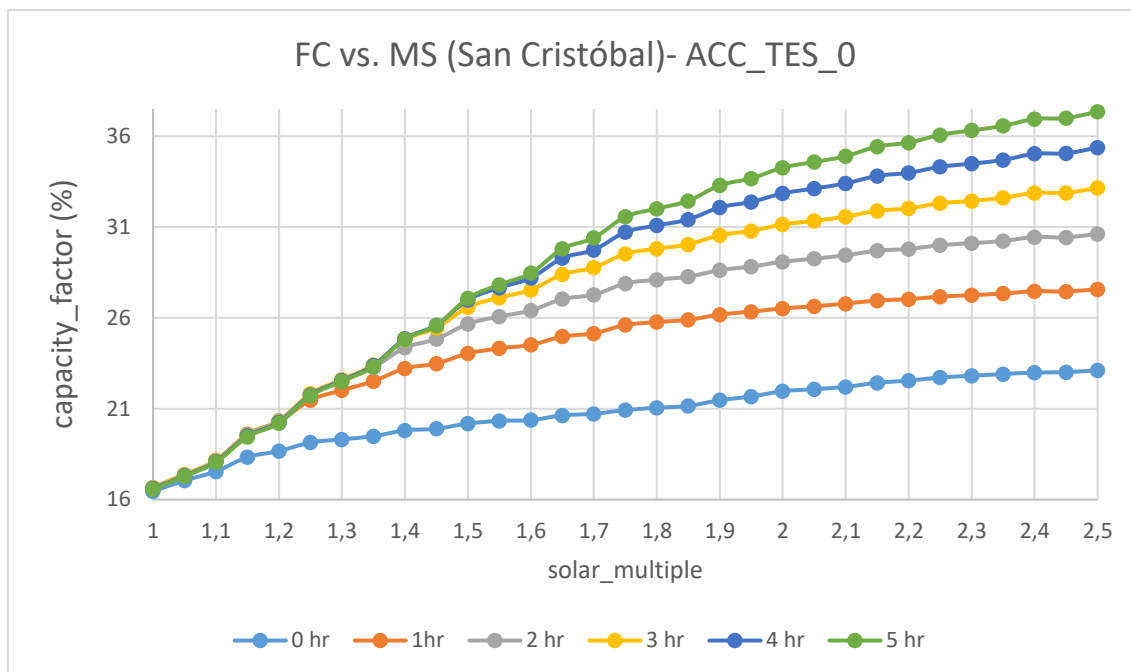


Figura 65. Factor de planta vs. MS (San Cristóbal).
(Fuente: Propia del autor)

3.1.2.4. Requerimientos de agua y tierra

Las Figuras 66, 67 y 68 muestran el consumo de agua para cada posible lugar de instalación de la planta CSP, necesario para limpieza de los espejos y para el funcionamiento del ciclo de potencia. También muestra la superficie total necesaria para instalar la planta termo solar. Estos valores son de suma importancia, dado el sensible ecosistema con el que cuentan las islas Galápagos.

Tabla 26. Requerimiento de agua y tierra, escenario ACC_TES_0.

Resultado – Ubicación	Baltra	Sta. Cruz	San Cristóbal
Consumo anual de agua [m ³]	187579.00	10304.10	11318.20
Superficie total de tierra [acres]	126	126	130
Múltiplo Solar (MS)	1,1	1,1	1,15

(Fuente: Propia del autor)

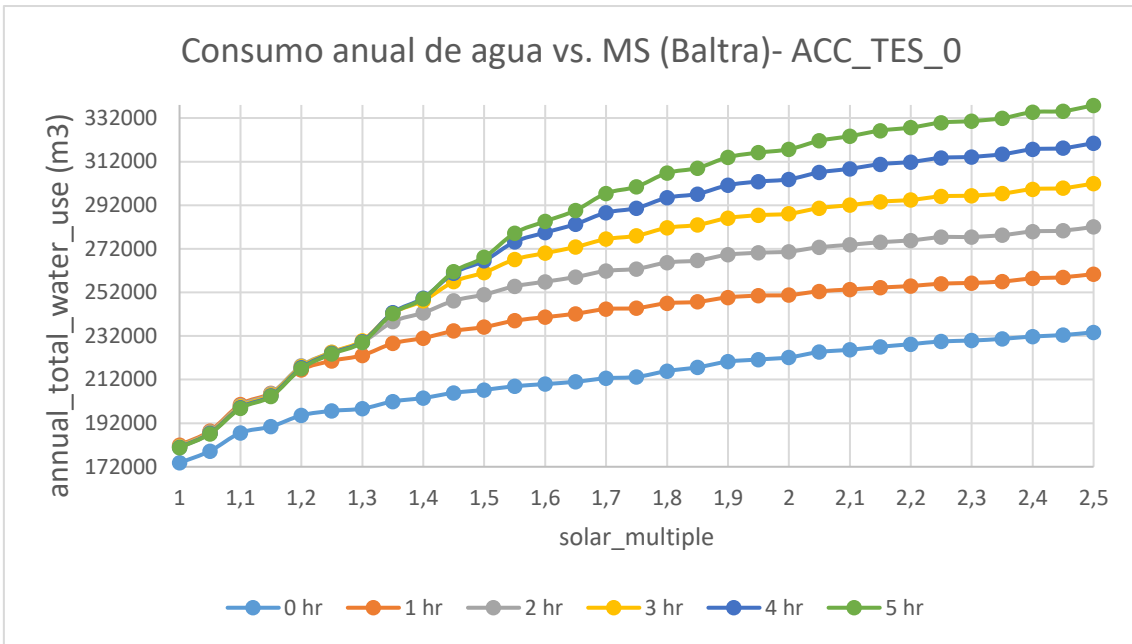


Figura 66. Consumo anual de agua vs. MS (Baltra).
(Fuente: Propia del autor)

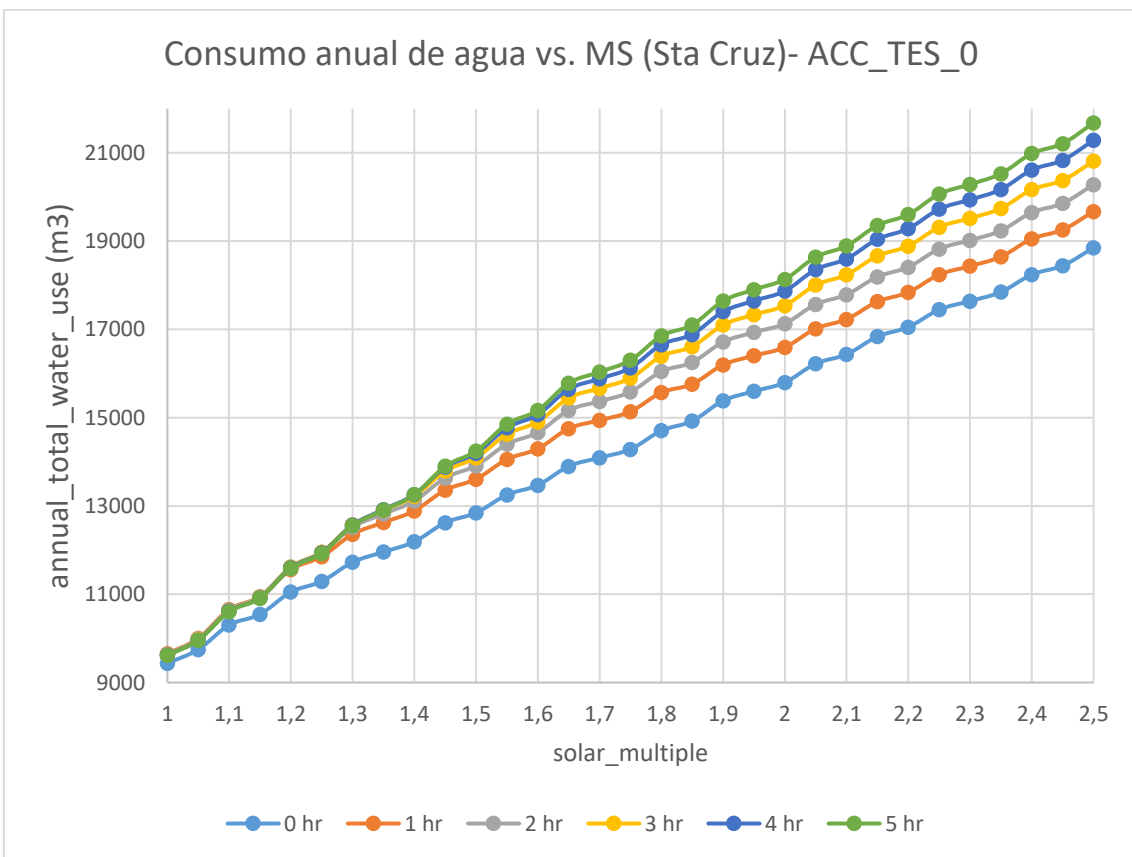


Figura 67. Consumo anual de agua vs. MS (Sta. Cruz).
(Fuente: Propia del autor)

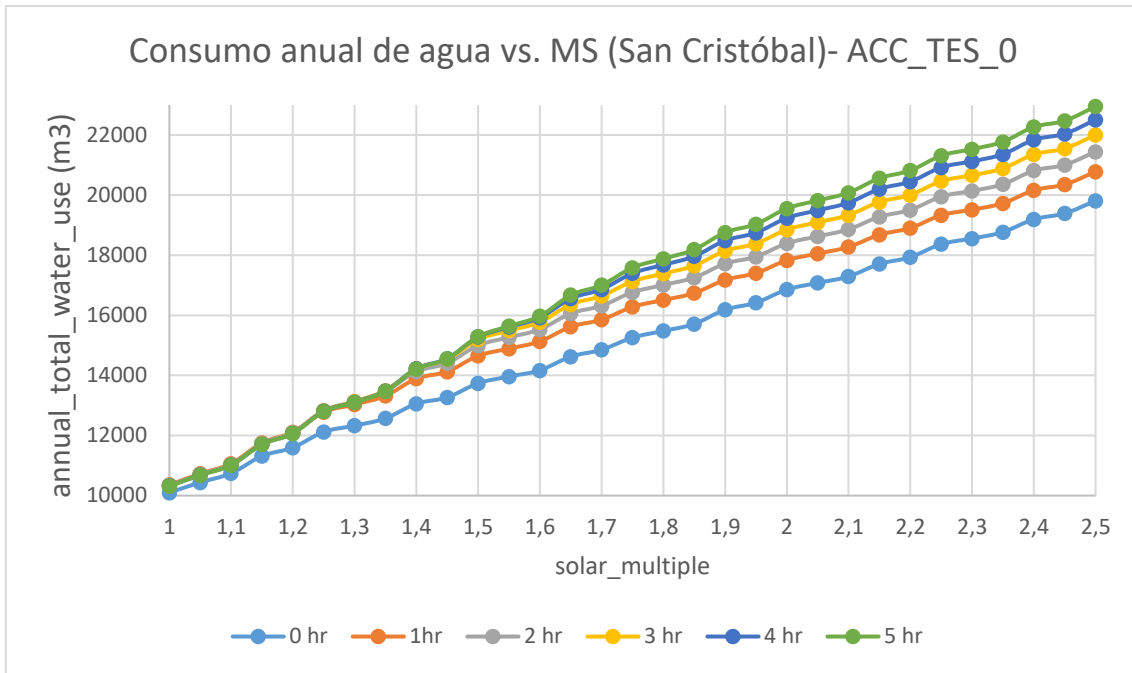


Figura 68. Consumo anual de agua vs. MS (San Cristóbal).
(Fuente: Propia del autor)

3.1.3. Escenario ACC_TES_8

3.1.3.1. Costo nivelado de electricidad (LCOE)

Las Figuras 69, 70 y 71 muestran los resultados óptimos para el LCOE, dependiendo del tamaño del campo solar (MS), para distintas capacidades de almacenamiento. Siendo el foco de análisis, las 8 horas de TES. La Tabla 27 muestra los valores del LCOE óptimo y MS para los tres posibles lugares, bajo el escenario ACC_TES_8.

Tabla 27. LCOE óptimo para el escenario ACC_TES_8.

Ubicación	Baltra	Sta. Cruz	San Cristóbal
Min LCOE [cents USD/kWh]	23,85	33,49	27,36
Múltiplo Solar (MS)	2,1	2,15	2,35

(Fuente: Propia del autor)

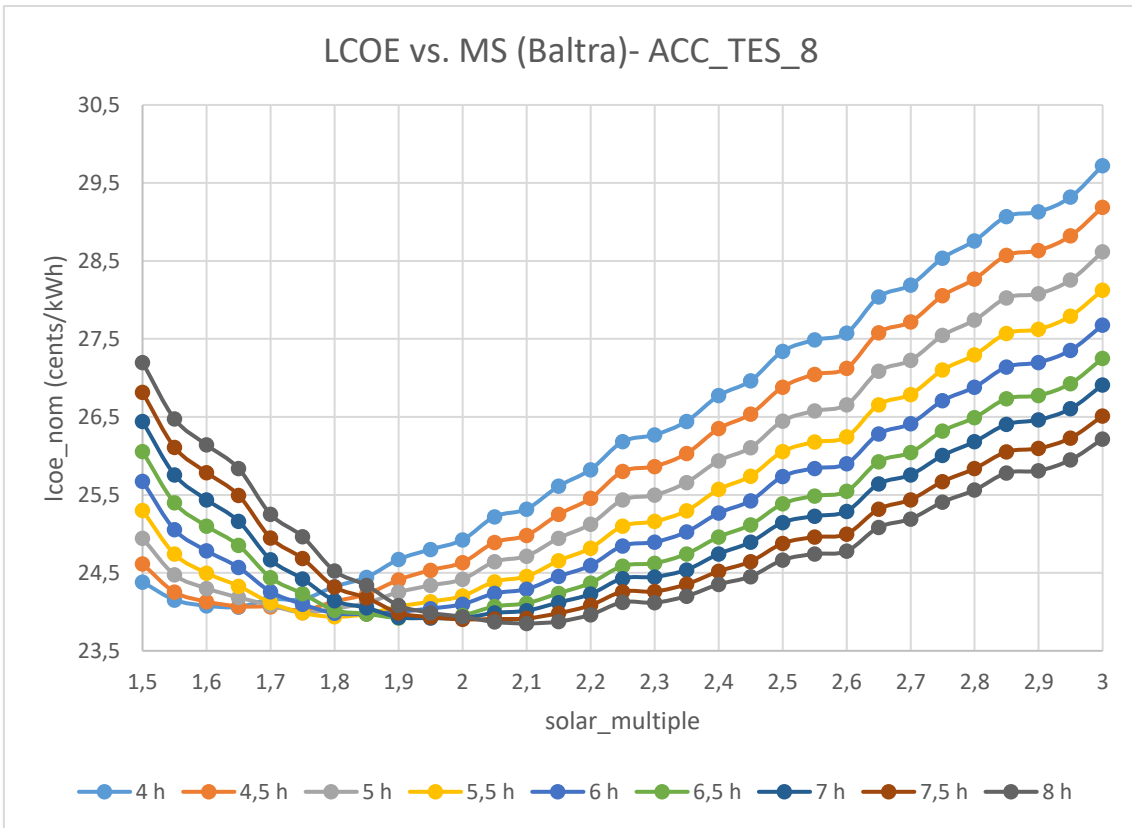


Figura 69. LCOE vs. MS, con TES (Baltra).
(Fuente: Propia del autor)

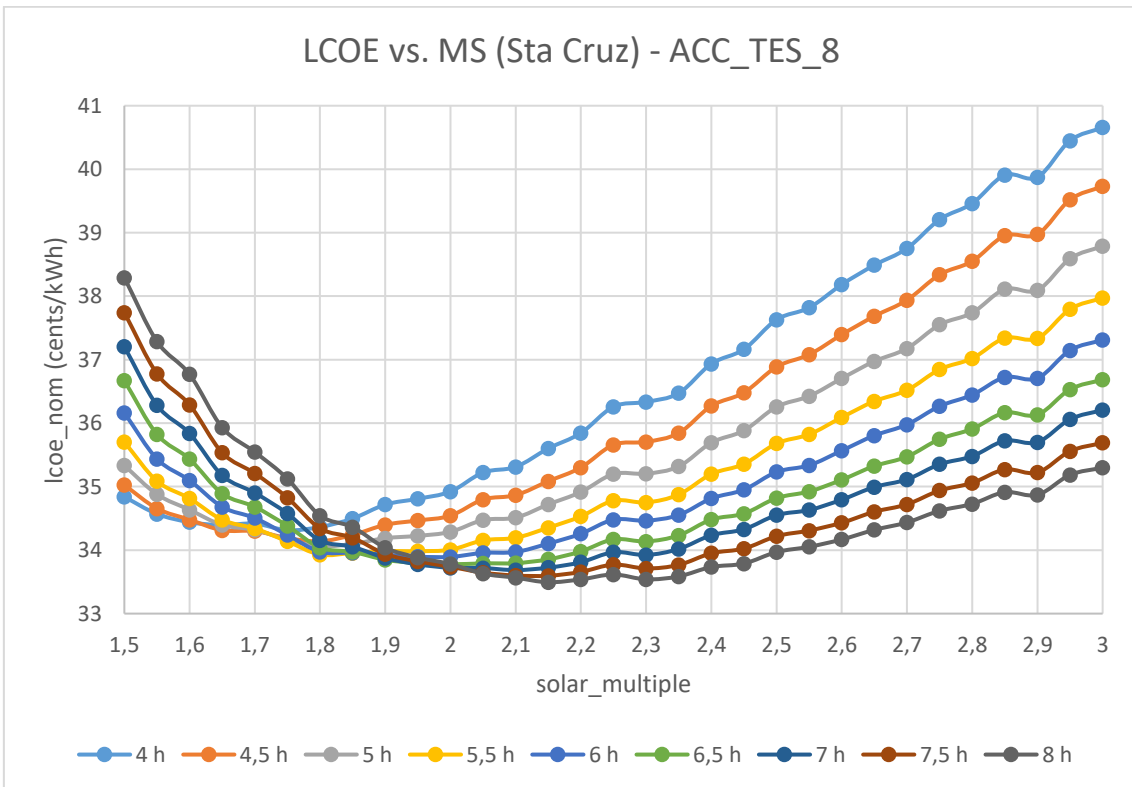


Figura 70. LCOE vs. MS, con TES (Sta. Cruz).
(Fuente: Propia del autor)

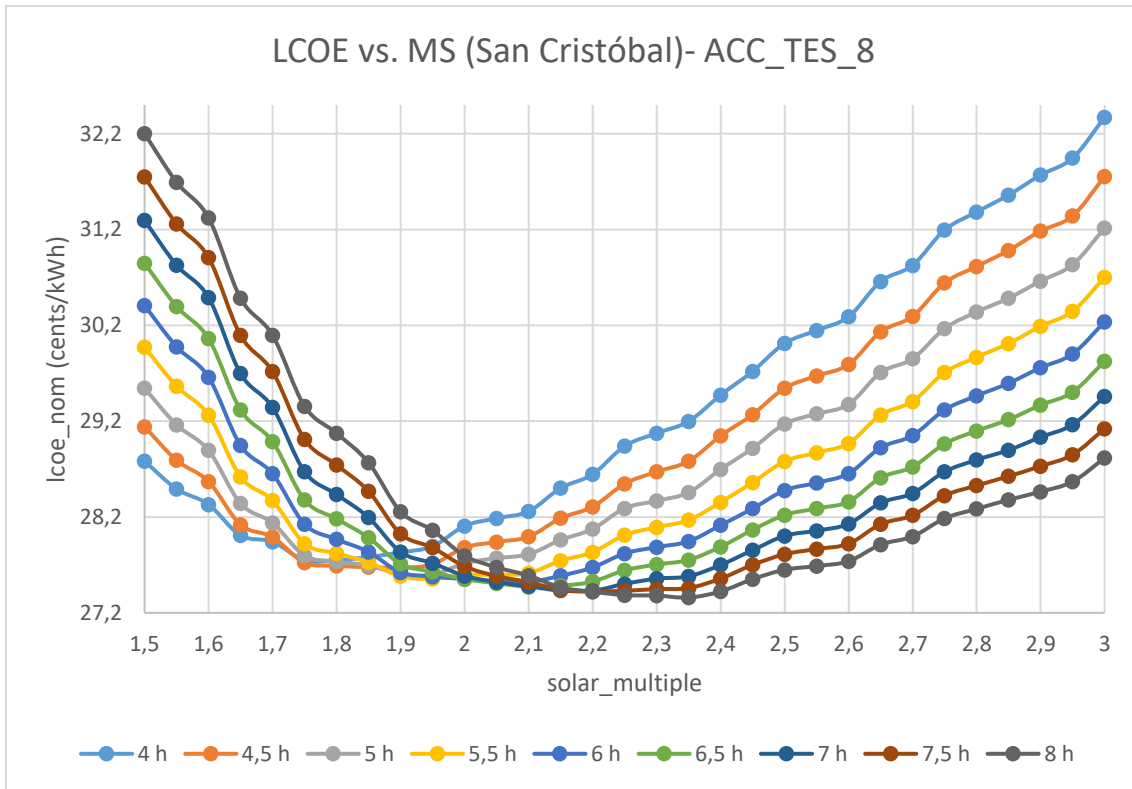


Figura 71. LCOE vs. MS, con TES (San Cristóbal).
(Fuente: Propia del autor)

3.1.3.2. Generación eléctrica anual

En las Figuras 72, 73 y 74 se muestra el comportamiento de la generación eléctrica anual de la planta dentro del escenario ACC_TES_8 para distintos valores de múltiplo solar, en los posibles lugares de instalación. Cabe mencionar que las curvas correspondientes a los valores de almacenamiento térmico mayores a cero, son ilustrativas e indican la diferencia de implementar un sistema TES en la planta CSP-PTC.

Tabla 28. Generación anual, escenario ACC_TES_8.

Resultado - Ubicación	Baltra	Sta. Cruz	San Cristóbal
Generación eléctrica anual [GWh]	98.06	69.29	89.80
Múltiplo Solar (MS)	2,1	2,15	2,35

(Fuente: Propia del autor)

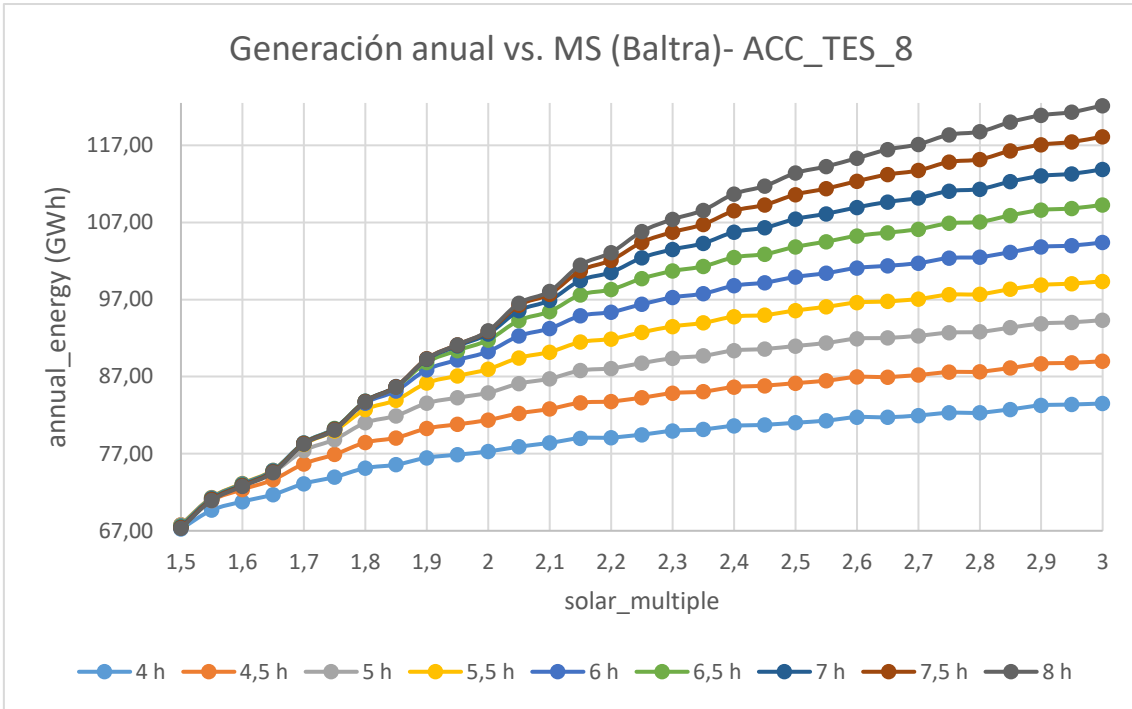


Figura 72. Generación anual vs. MS (Baltra).
(Fuente: Propia del autor)

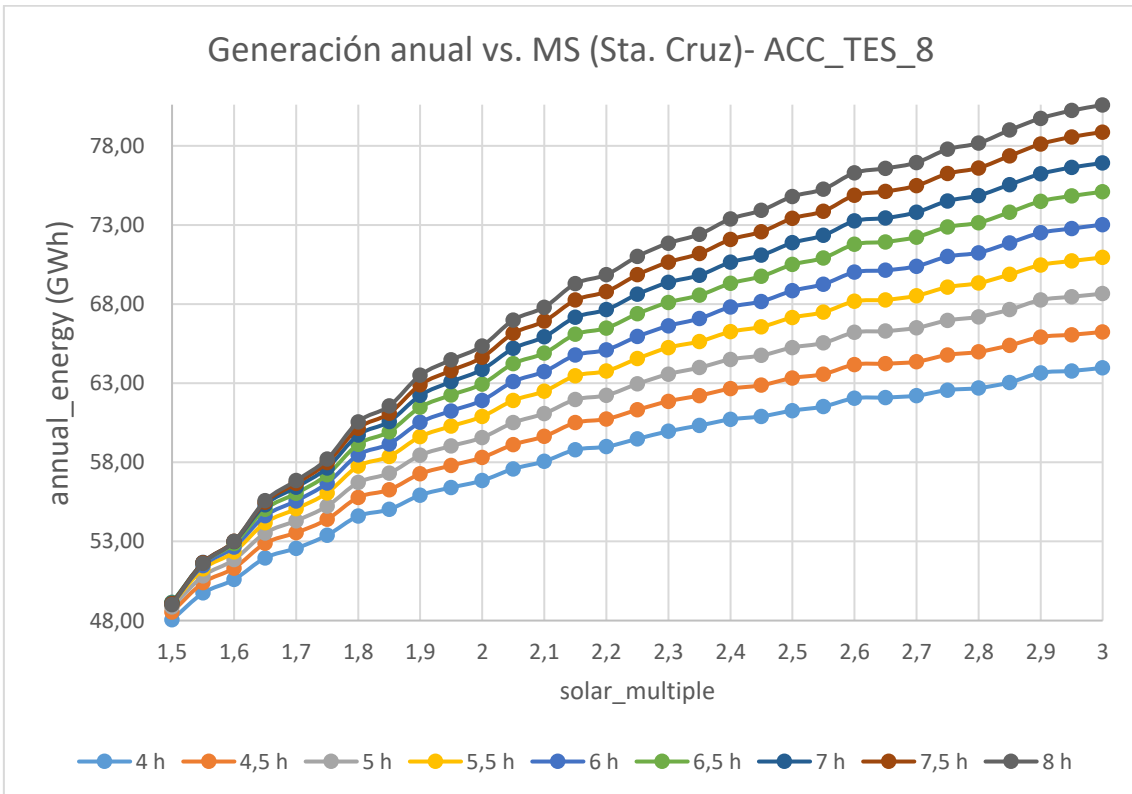


Figura 73. Generación anual vs. MS (Sta. Cruz).
(Fuente: Propia del autor)

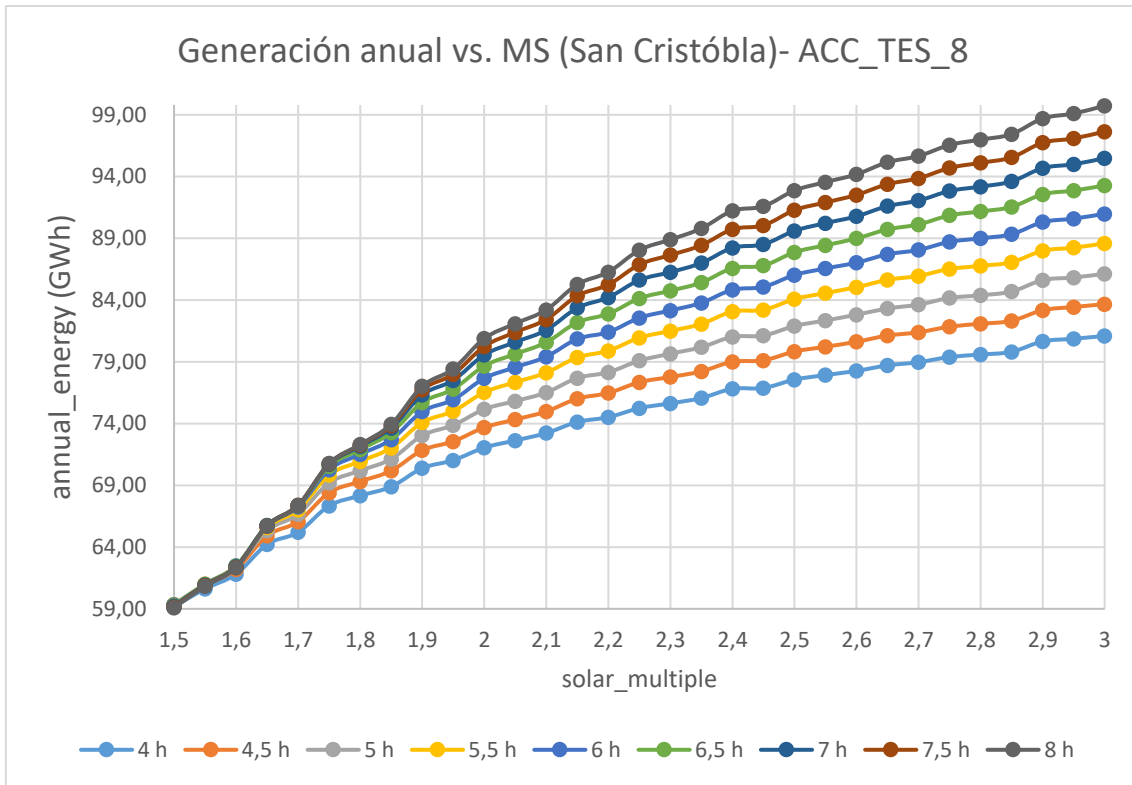


Figura 74. Generación anual vs. MS (San Cristóbal).
(Fuente: Propia del autor)

3.1.3.3. Factor de planta

Las Figuras 75, 76 y 77 indican el comportamiento del factor de planta dentro del escenario ACC_TES_8, para los posibles lugares de instalación de la planta CSP, con la variación del múltiplo solar.

Tabla 29. Factor de planta, escenario ACC_TES_8.

Resultado – Ubicación	Baltra	Sta. Cruz	San Cristóbal
Factor de planta [%]	44,74	31,61	40,97
Múltiplo Solar (MS)	2,1	2,15	2,35

(Fuente: Propia del autor)

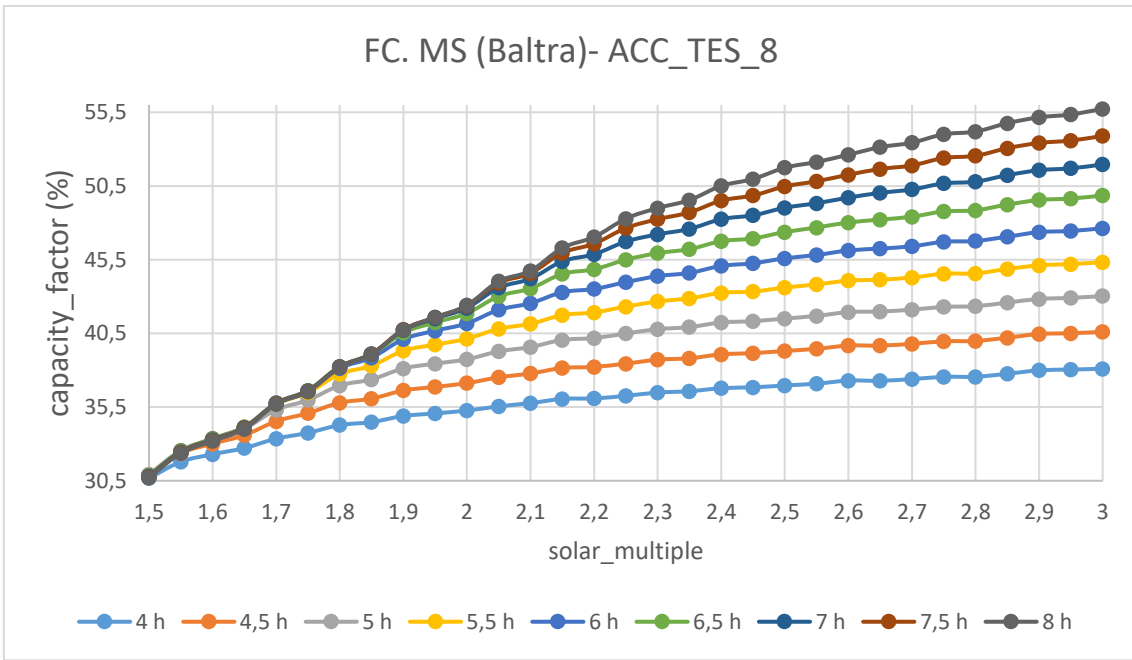


Figura 75. Factor de planta vs. MS (Baltra).
(Fuente: Propia del autor)

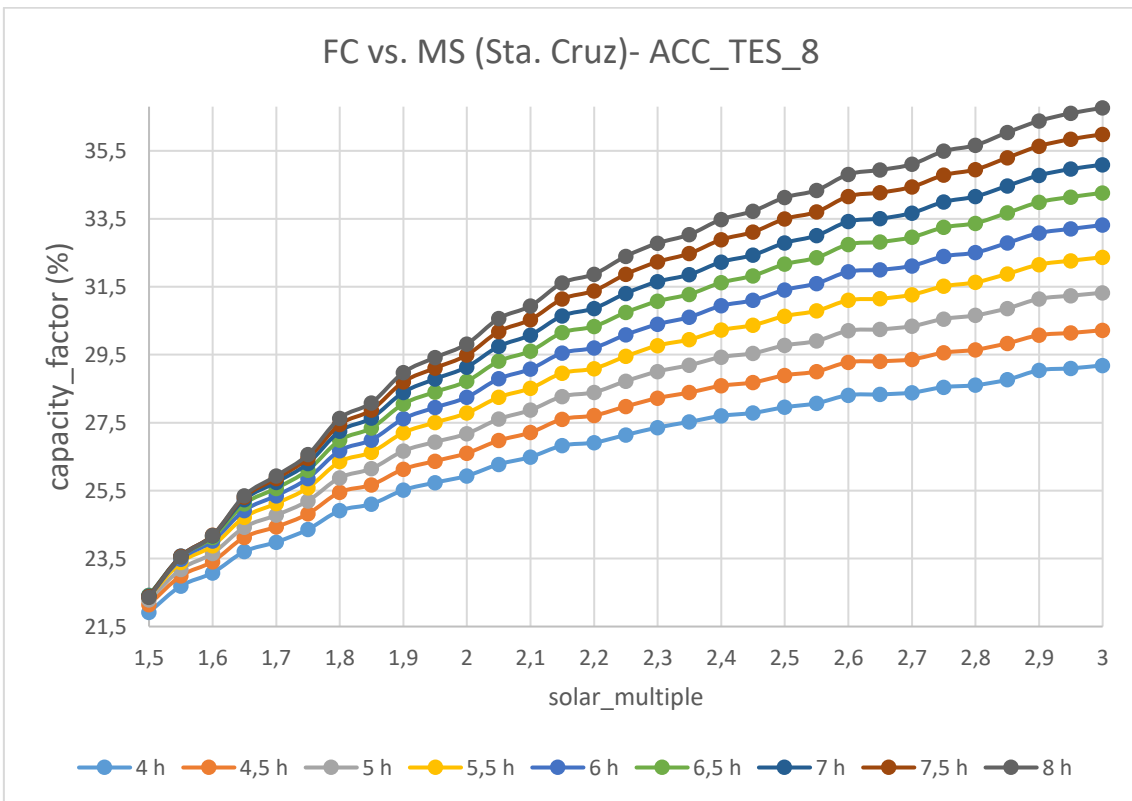


Figura 76. Factor de planta vs. MS (Sta. Cruz).
(Fuente: Propia del autor)

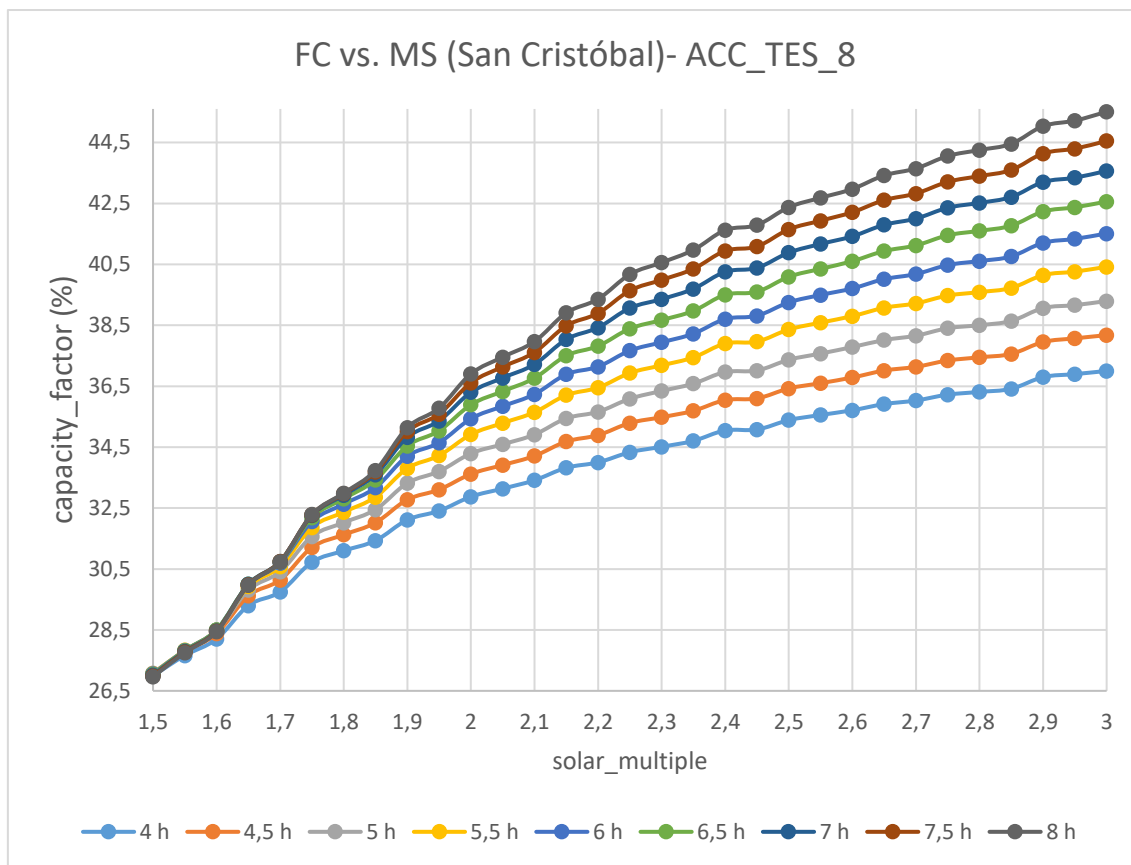


Figura 77. Factor de planta vs. MS (San Cristóbal).
(Fuente: Propia del autor)

3.1.3.4. Requerimientos de agua y tierra

Las Figuras 78, 79 y 80 muestran el consumo de agua para cada posible lugar de instalación de la planta CSP, necesario para limpieza de los espejos y para el funcionamiento del ciclo de potencia. También muestra la superficie total necesaria para instalar la planta termo solar. Estos valores son de suma importancia, dado el sensible ecosistema con el que cuentan las islas Galápagos.

Tabla 30. Requerimientos de agua y tierra, escenario ACC_TES_8.

Resultado – Ubicación	Baltra	Sta. Cruz	San Cristóbal
Consumo anual de agua [m ³]	22 480.40	19 979.00	22 731.20
Superficie total de tierra [acres]	236	244	260
Múltiplo Solar (MS)	2,1	2,15	2,35

(Fuente: Propia del autor)

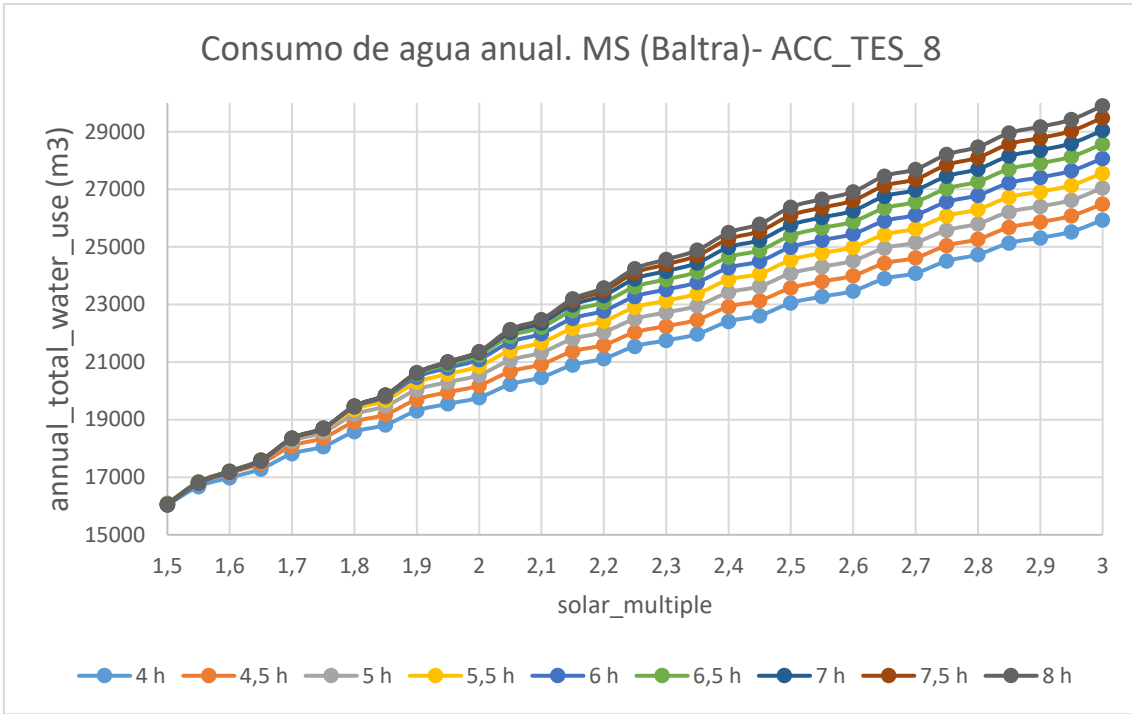


Figura 78. Consumo anual de agua vs. MS (Baltra).
(Fuente: Propia del autor)

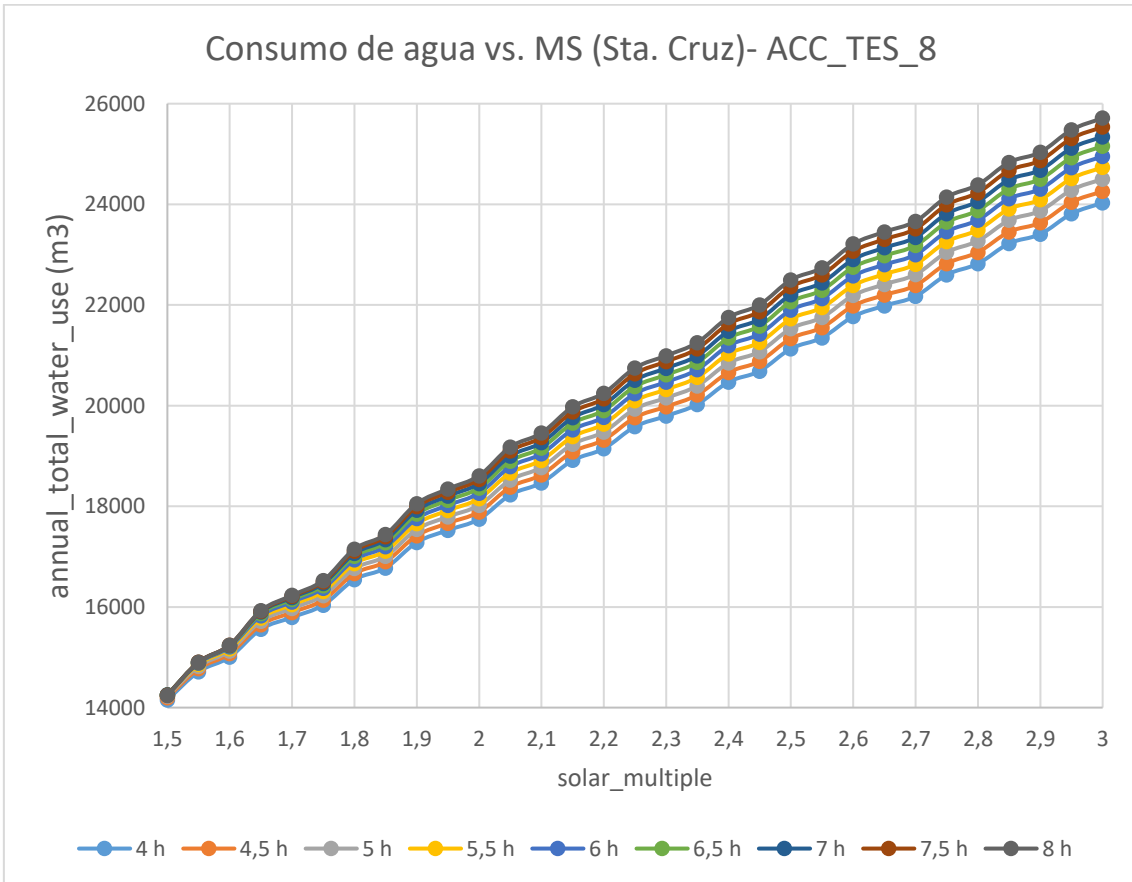


Figura 79. Consumo anual de agua vs. MS (Sta. Cruz).
(Fuente: Propia del autor)

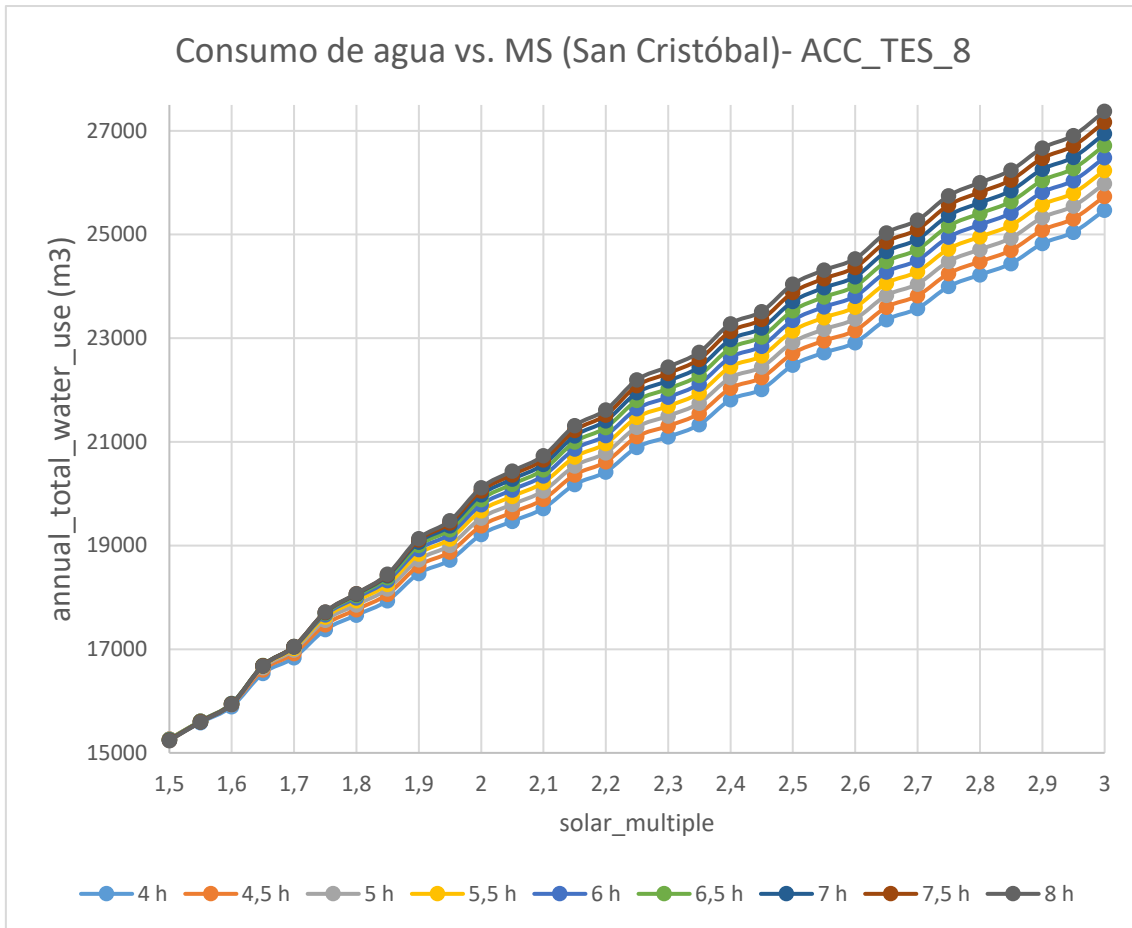


Figura 80. Consumo anual de agua vs. MS (San Cristóbal).
(Fuente: Propia del autor)

3.1.4. Escenario ACC_TES_12.

3.1.4.1. Costo nivelado de electricidad (LCOE)

Las Figuras 81, 82 y 83 muestran los resultados óptimos para el LCOE, dependiendo del tamaño del campo solar (MS), para distintas capacidades de almacenamiento. Siendo el foco de análisis, las 12 horas de TES. La Tabla 31 muestra los valores del LCOE óptimo y MS para los tres posibles lugares, bajo el escenario ACC_TES_12.

Tabla 31. LCOE óptimo, escenario ACC_TES_12.

Ubicación	Baltra	Sta. Cruz	San Cristóbal
Min LCOE [cents USD/kWh]	23,67	32,7	27,14
Múltiplo Solar (MS)	2,6	2,65	2,7

(Fuente: Propia del autor)

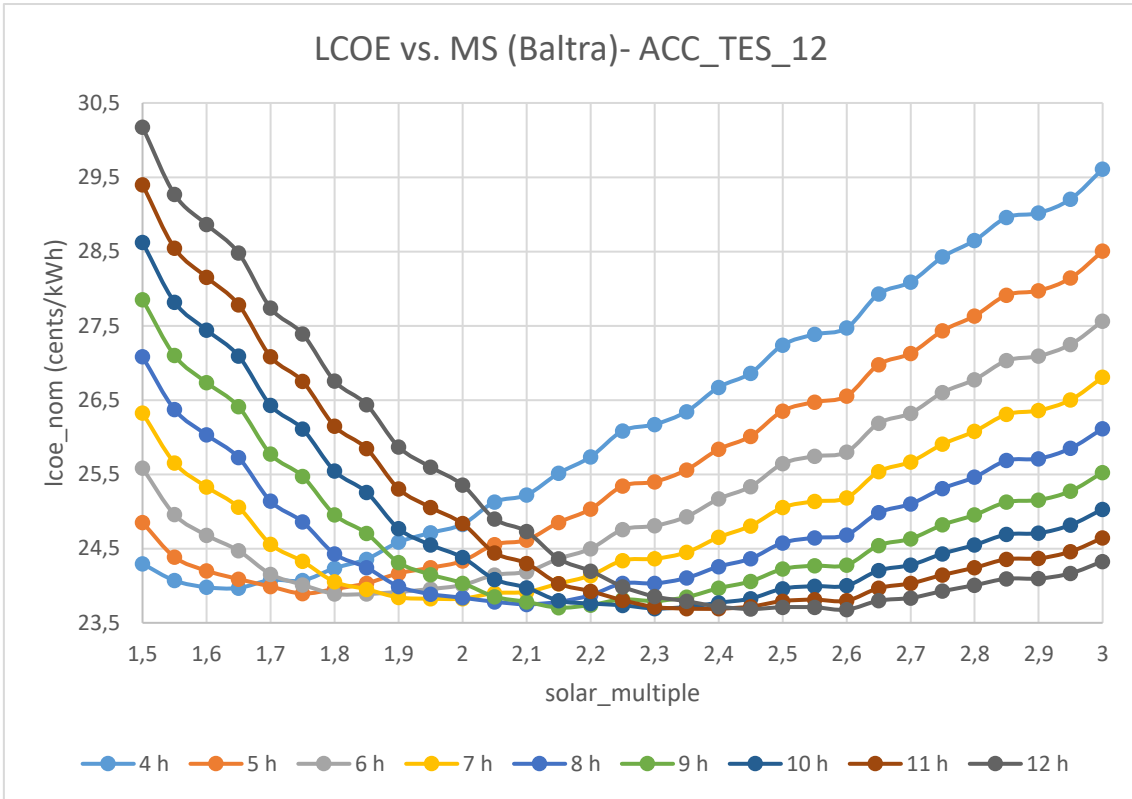


Figura 81. LCOE vs. MS, con TES (Baltra).
(Fuente: Propia del autor)

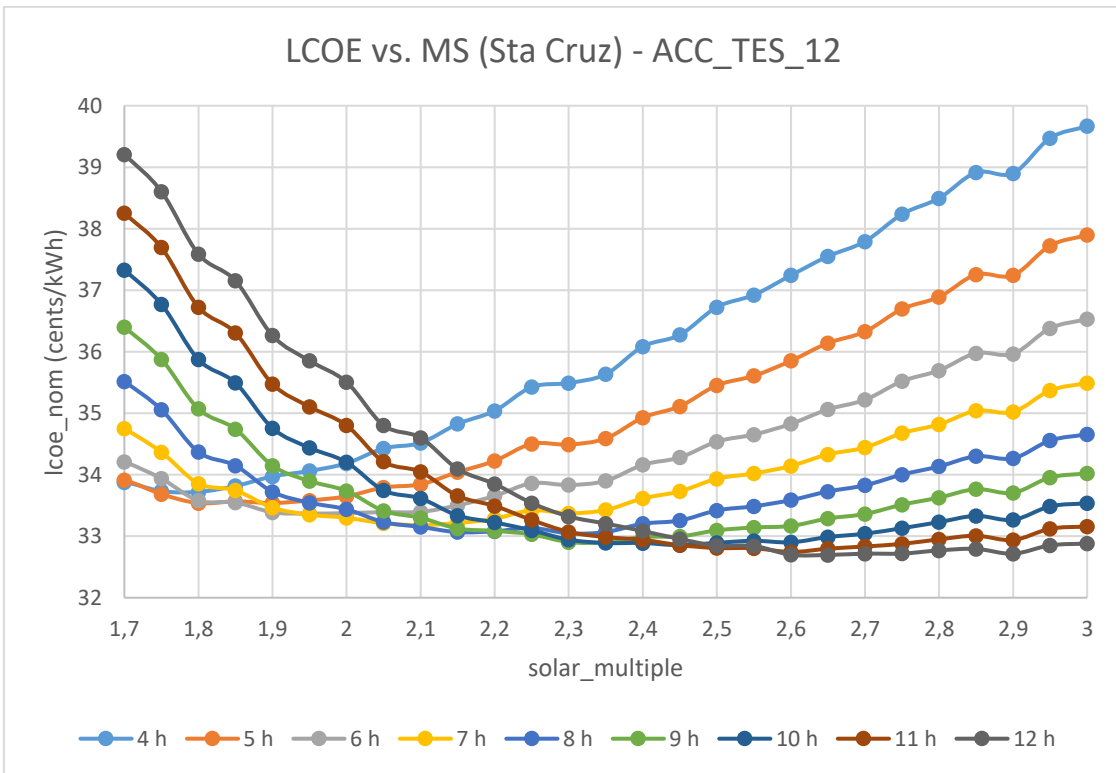


Figura 82. LCOE vs. MS, con TES (Sta. Cruz).
(Fuente: Propia del autor)

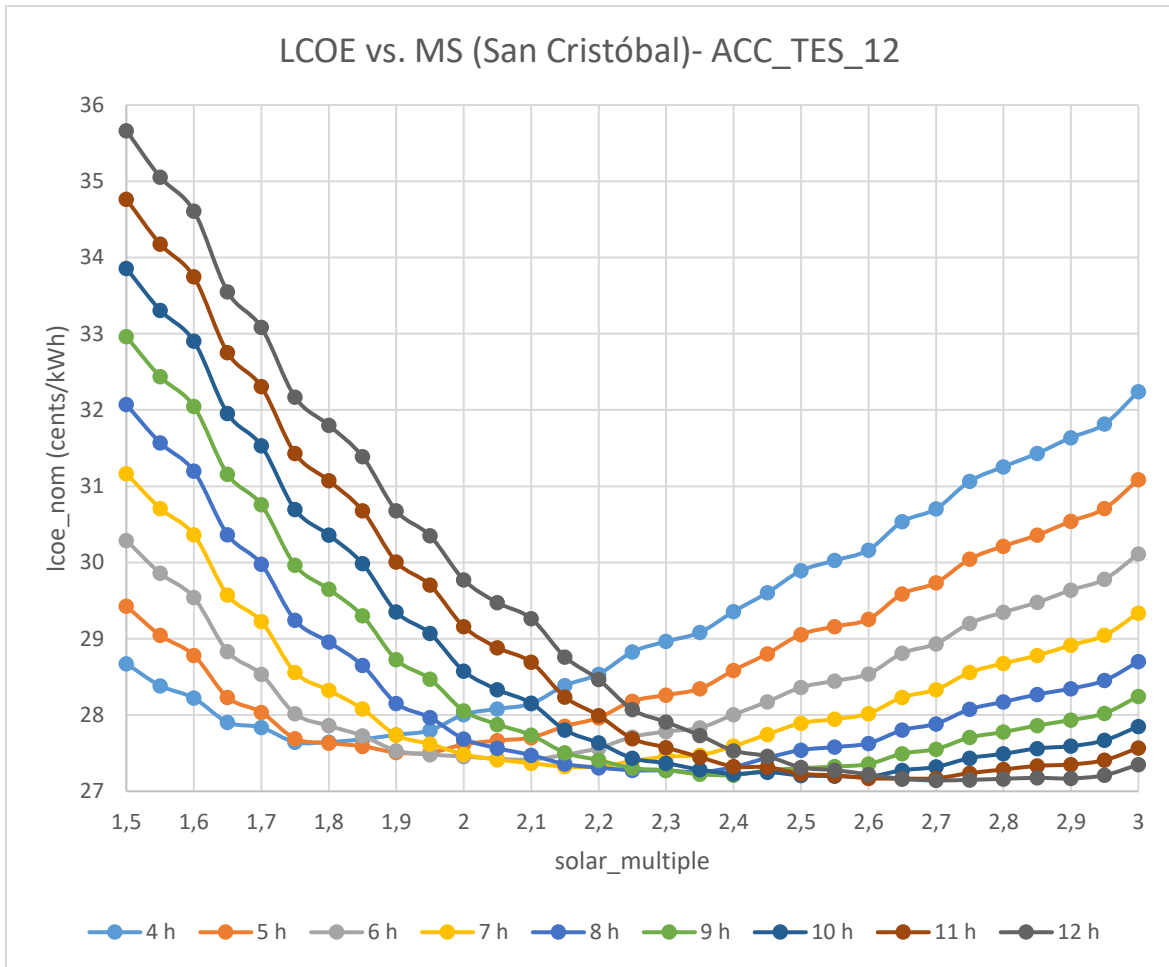


Figura 83. LCOE vs. MS, con TES (San Cristóbal).
(Fuente: Propia del autor)

3.1.4.2. Generación eléctrica anual

En las Figuras 84, 85 y 86 se muestra el comportamiento de la generación eléctrica anual de la planta dentro del escenario ACC_TES_12 para distintos valores de múltiplo solar, en los posibles lugares de instalación. Cabe mencionar que las curvas correspondientes a los valores de almacenamiento térmico mayores a cero, son ilustrativas e indican la diferencia de implementar un sistema TES en la planta CSP-PTC.

Tabla 32. Generación anual, escenario ACC_TES_12.

Resultado - Ubicación	Baltra	Sta. Cruz	San Cristóbal
Generación eléctrica anual [GWh]	115,29	86,93	106,62
Múltiplo Solar (MS)	2,6	2,65	2,7

(Fuente: Propia del autor)

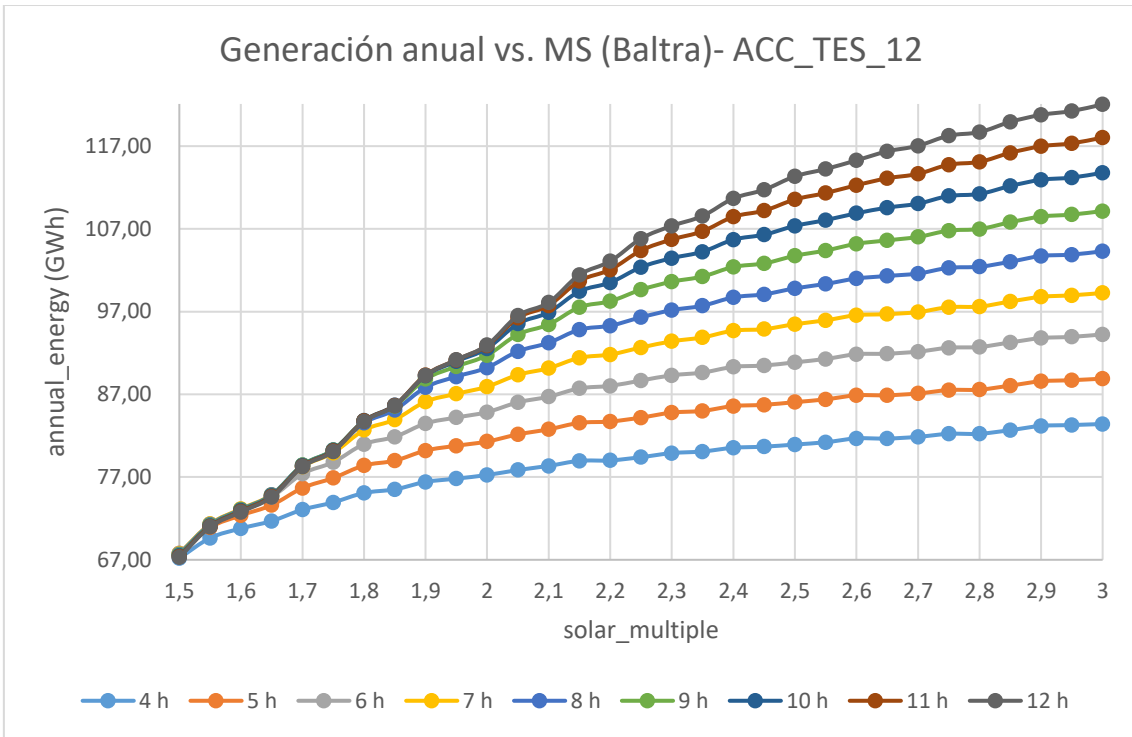


Figura 84. Generación anual vs. MS (Baltra).
(Fuente: Propia del autor)

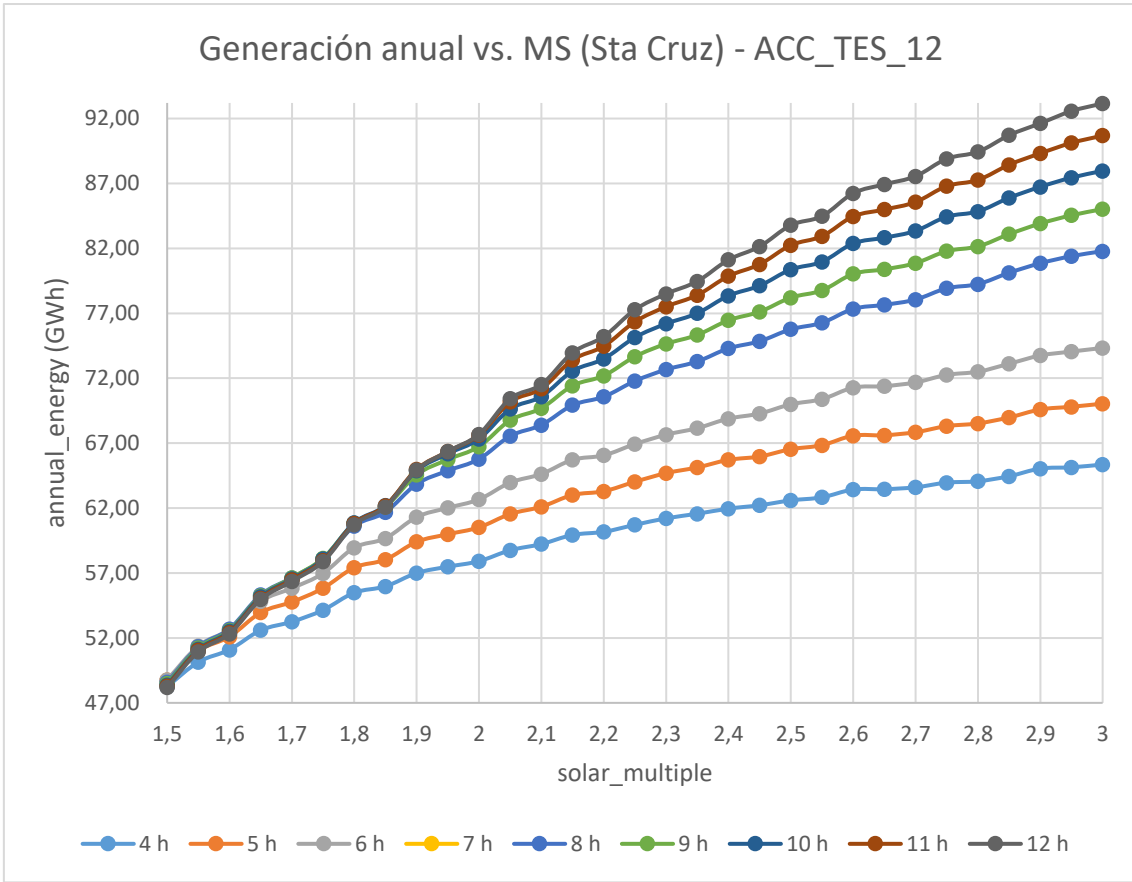


Figura 85. Generación anual vs. MS (Sta. Cruz).
(Fuente: Propia del autor)

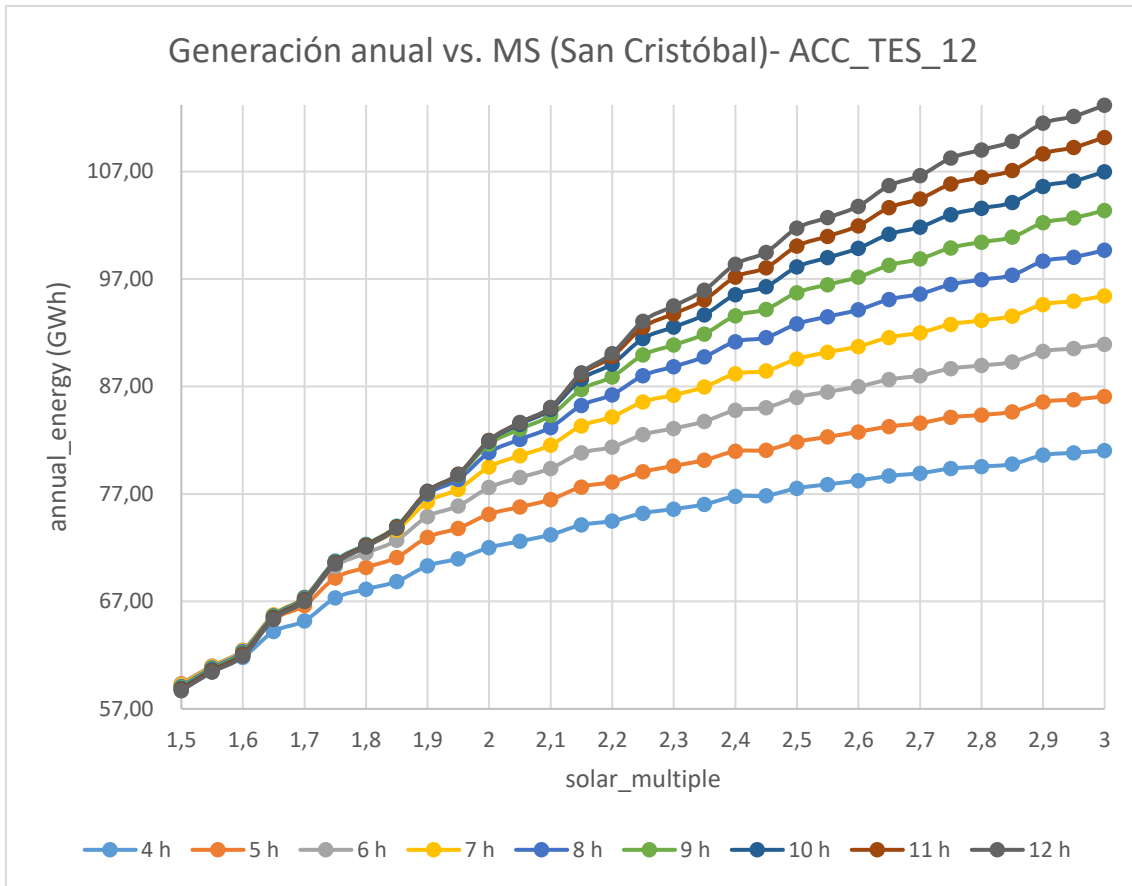


Figura 86. Generación anual vs. MS (San Cristóbal).
(Fuente: Propia del autor)

3.1.4.3. Factor de planta

Las Figuras 87, 88 y 89 indican el comportamiento del factor de planta dentro del escenario ACC_TES_12, para los posibles lugares de instalación de la planta CSP, con la variación del múltiplo solar.

Tabla 33. Factor de planta, escenario ACC_TES_12.

Resultado – Ubicación	Baltra	Sta. Cruz	San Cristóbal
Factor de planta [%]	52,6	39,66	48,65
Múltiplo Solar (MS)	2,6	2,65	2,7

(Fuente: Propia del autor)

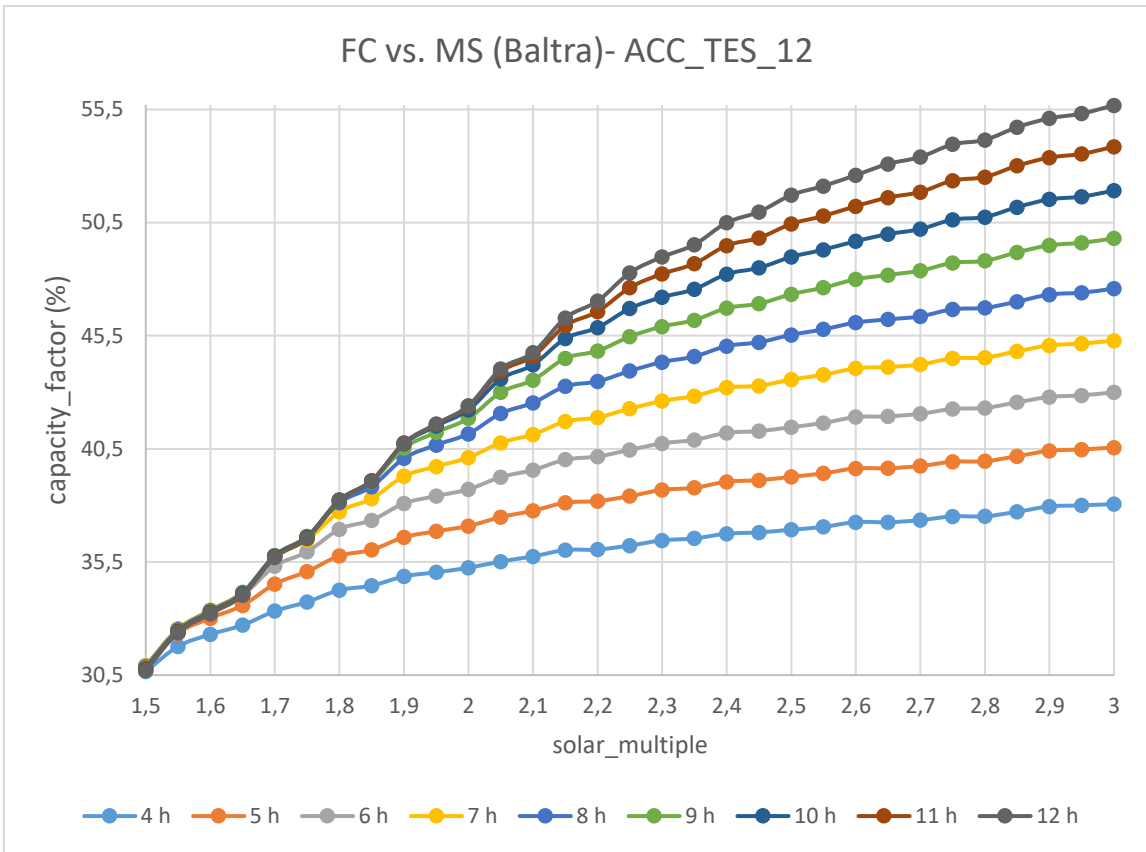


Figura 87. Factor de planta vs. MS (Baltra).
(Fuente: Propia del autor)

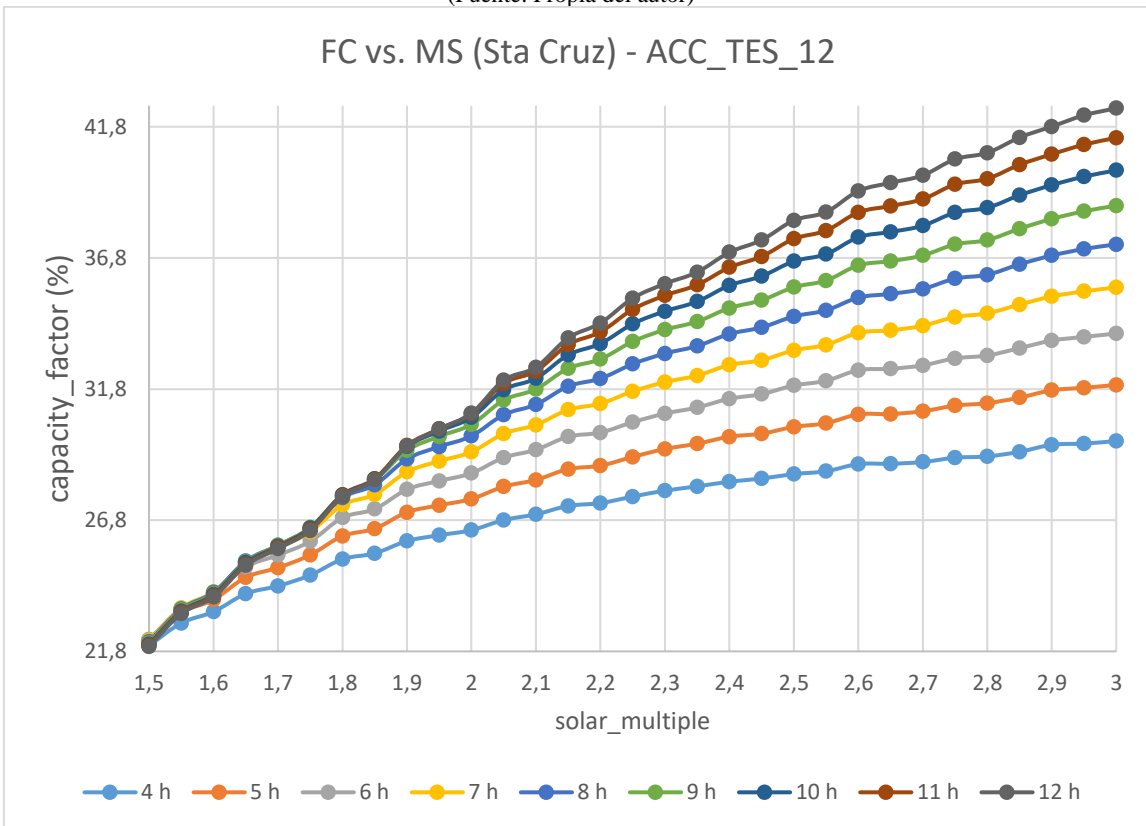


Figura 88. Factor de planta vs. MS (Sta. Cruz).
(Fuente: Propia del autor)

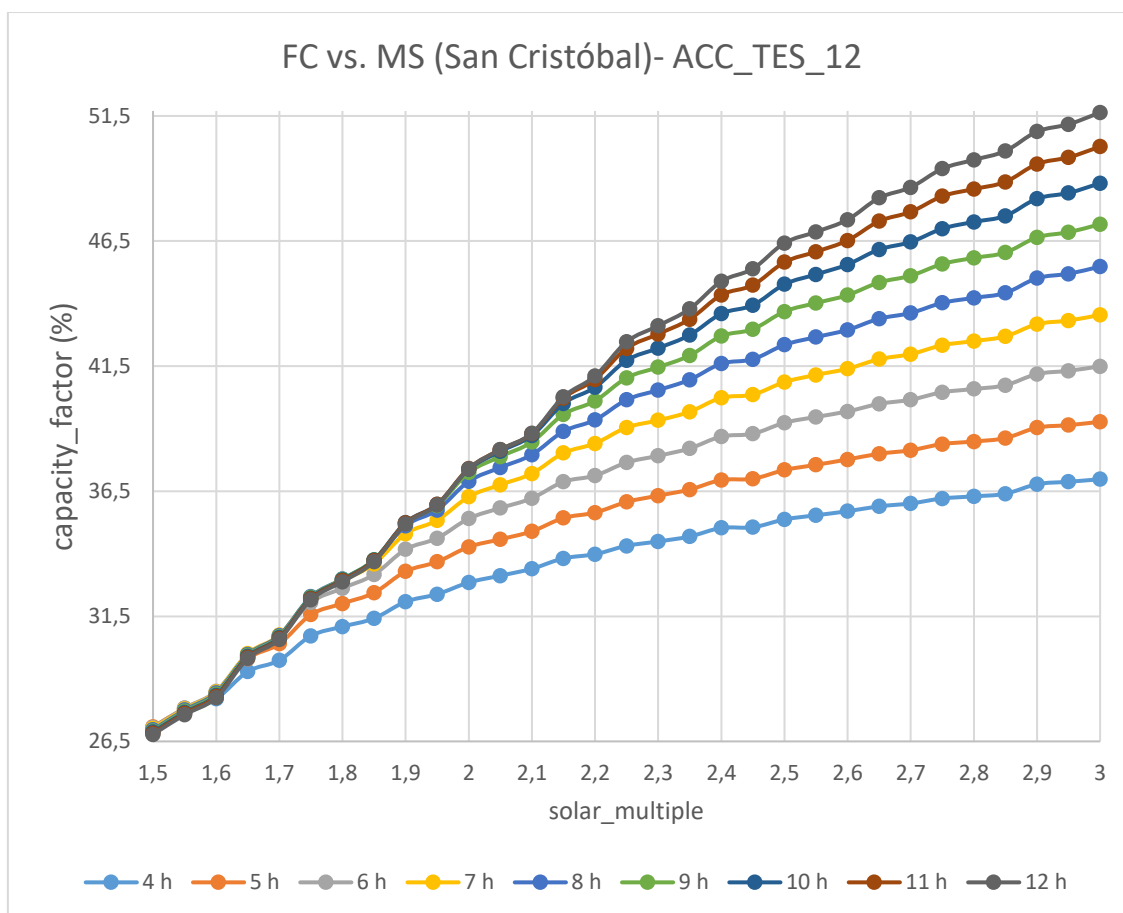


Figura 89. Factor de planta vs. MS (San Cristóbal).
(Fuente: Propia del autor)

3.1.4.4. Requerimientos de agua y tierra

Las Figuras 90, 91 y 92 muestran el consumo de agua para cada posible lugar de instalación de la planta CSP, necesario para limpieza de los espejos y para el funcionamiento del ciclo de potencia. También muestra la superficie total necesaria para instalar la planta termo solar. Estos valores son de suma importancia, dado el sensible ecosistema con el que cuentan las islas Galápagos.

Tabla 34. Requerimientos de agua y tierra, escenario ACC_TES_12.

Resultado – Ubicación	Baltra	Sta. Cruz	San Cristóbal
Consumo anual de agua [m ³]	26995,00	24522,00	26438,40
Superficie total de tierra [acres]	291	299	299
Múltiplo Solar (MS)	2,6	2,65	2,7

(Fuente: Propia del autor)

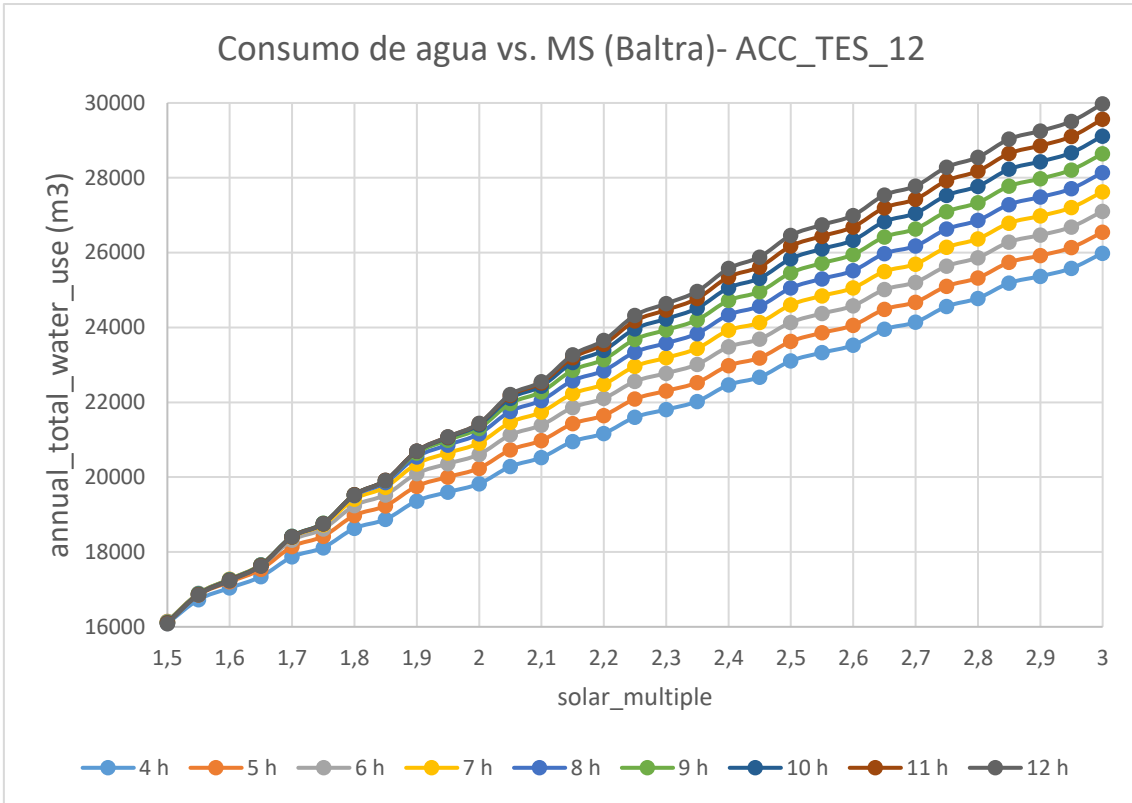


Figura 90. Consumo anual de agua vs. MS (Baltra).
(Fuente: Propia del autor)

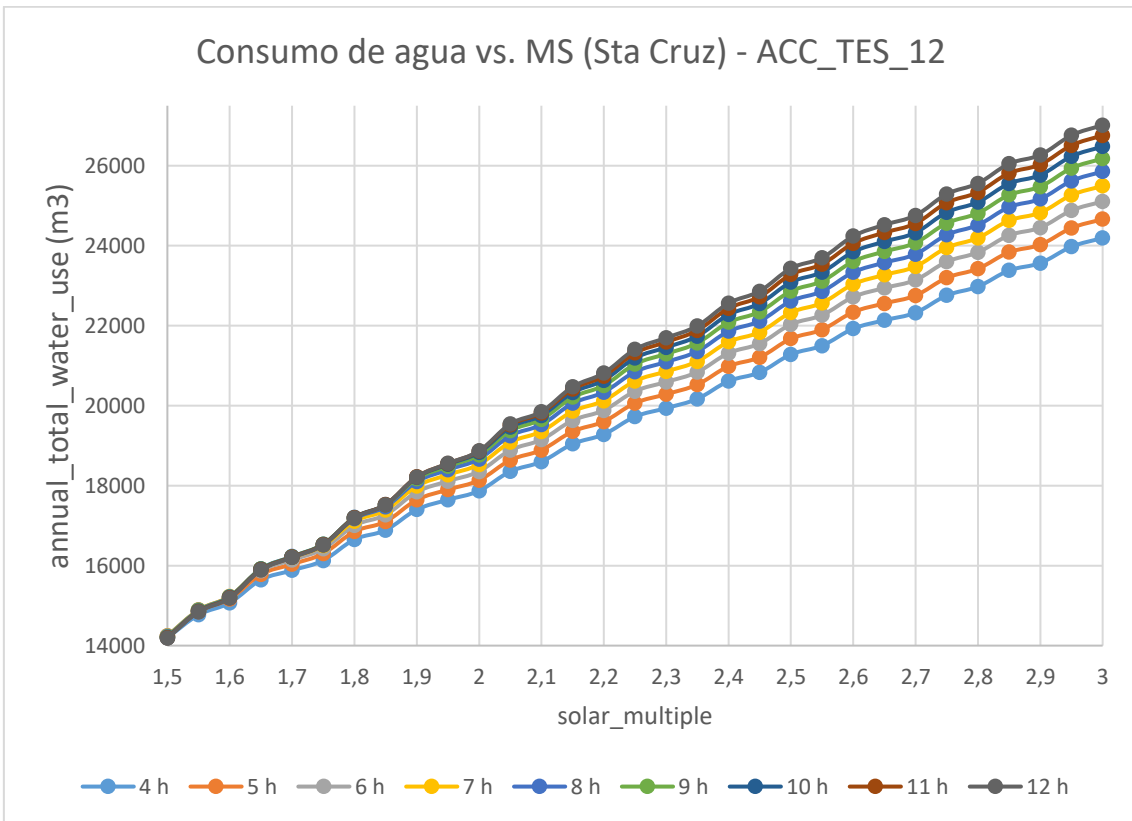


Figura 91. Consumo anual de agua vs. MS (Sta. Cruz).
(Fuente: Propia del autor)

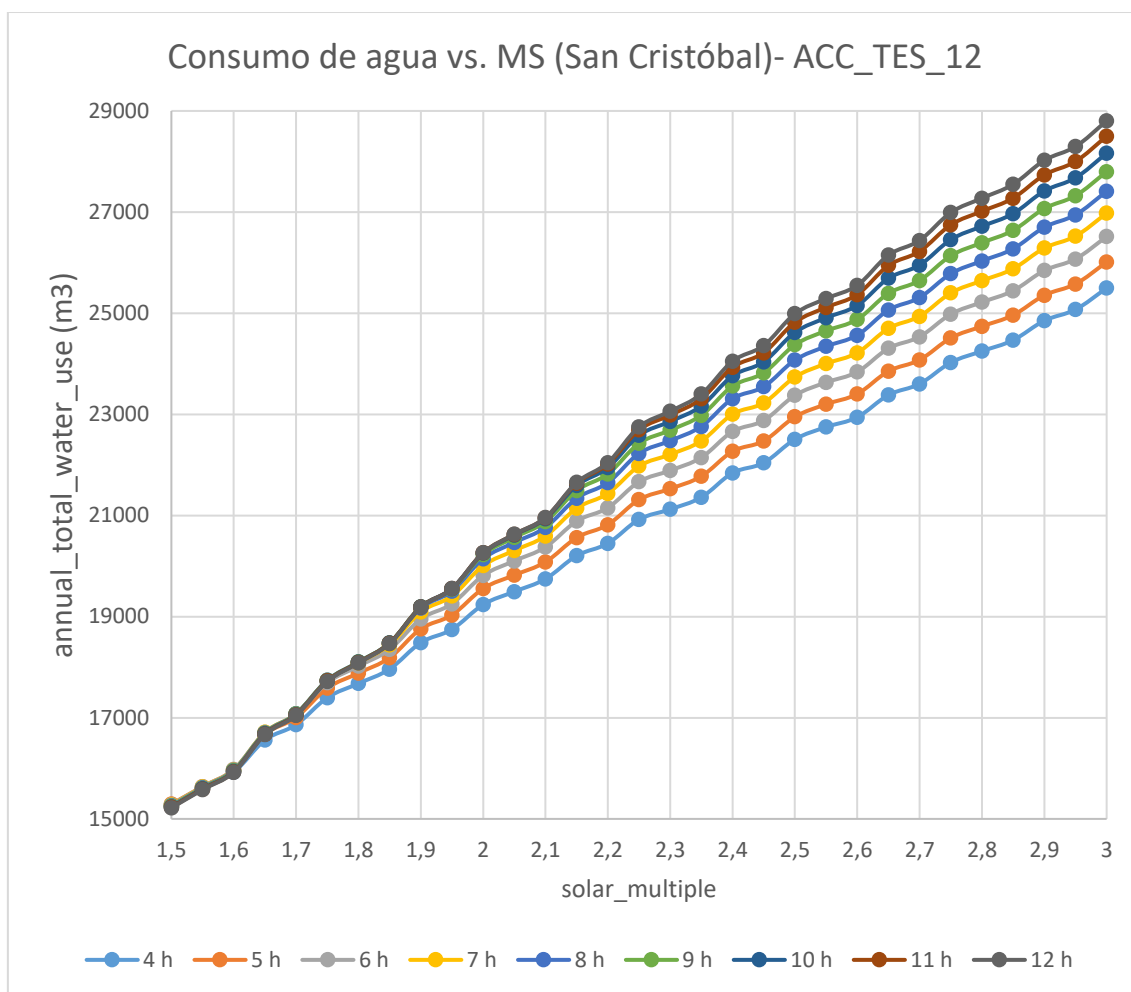


Figura 92. Consumo anual de agua vs. MS (San Cristóbal).
(Fuente: Propia del autor)

3.2. Discusión

3.2.1. Generalidades

Plantas de generación eléctrica a partir de la concentración solar son una buena oportunidad para la provincia de Galápagos y para el país, de diversificar las fuentes de energía para generación eléctrica. Claramente, Galápagos tiene un ecosistema delicado y vulnerable, por ende, la instalación de plantas CSP (uso de energías renovables no convencionales) es una opción técnica y ambientalmente sostenible. Los indicadores financieros aún no son atractivos en comparación al escenario referencial en donde se genera electricidad con diésel fuertemente subsidiado.

Personajes del sector energético coinciden en que los proyectos con uso de tecnologías FV y CSP son técnica y ambientalmente viables. Además, indican que pueden existir mecanismos de incentivos, tales como destinar cierto porcentaje de la

franja de cobro por energía eléctrica por parte de la empresa eléctrica y destinarla a la inversión hacia una transición energética, así como obtener algún tipo de financiamiento por medio del dinero empleado actualmente en subsidios para diésel (Wry, 2019).

Por otra parte, el desarrollo en un plano mundial de estas tecnologías es notorio. En el lapso de 2010-2019, los costos para proyectos CSP han caído un 59%, el factor de capacidad promedio mejoró de un 30% a un 45% y el LCOE promedio se ha disminuido a 0,35 USD/kWh, que se traduce en una caída de este valor del 47% (IRENA, 2020). Además, que este tipo de plantas presentan una ventaja frente a la variabilidad de las plantas FV y eólicas.

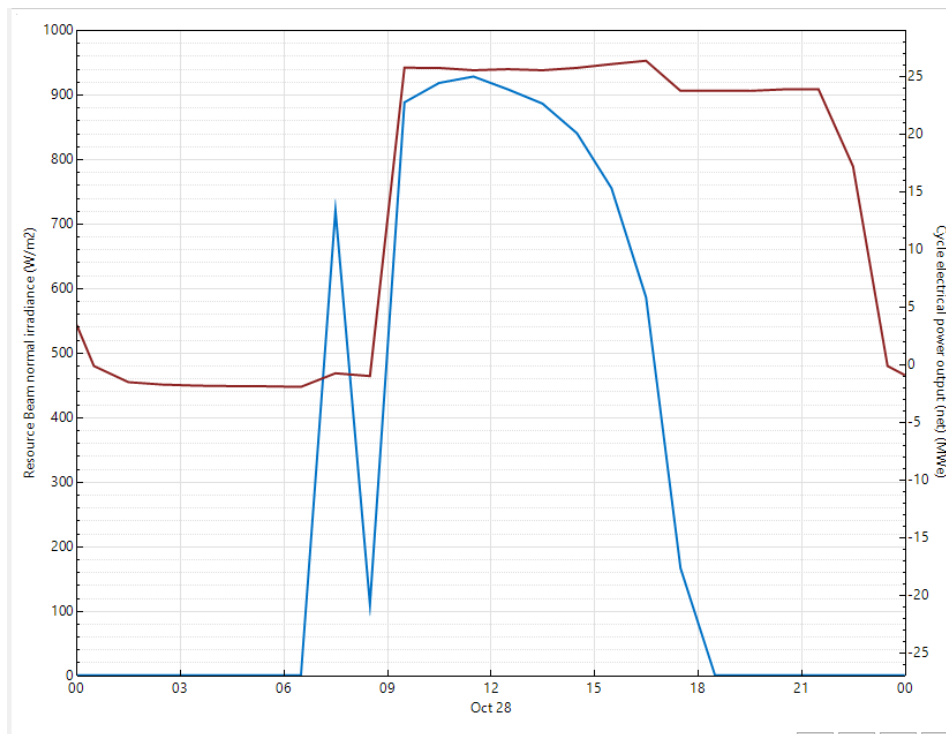


Figura 93. Relación entre variación de DNI (línea azul) y producción eléctrica (línea roja) de un día típico en una planta de concentración solar con almacenamiento de energía térmica. (Fuente: Propia del autor)

Para este trabajo, tal como se mira en la Figura 93, la mayor producción eléctrica ocurre entre las 7h00 y las 17h00. Además, gracias al sistema de almacenamiento térmico se puede aportar energía eléctrica a la red en una franja del día en el que no se encuentra disponible el recurso solar.

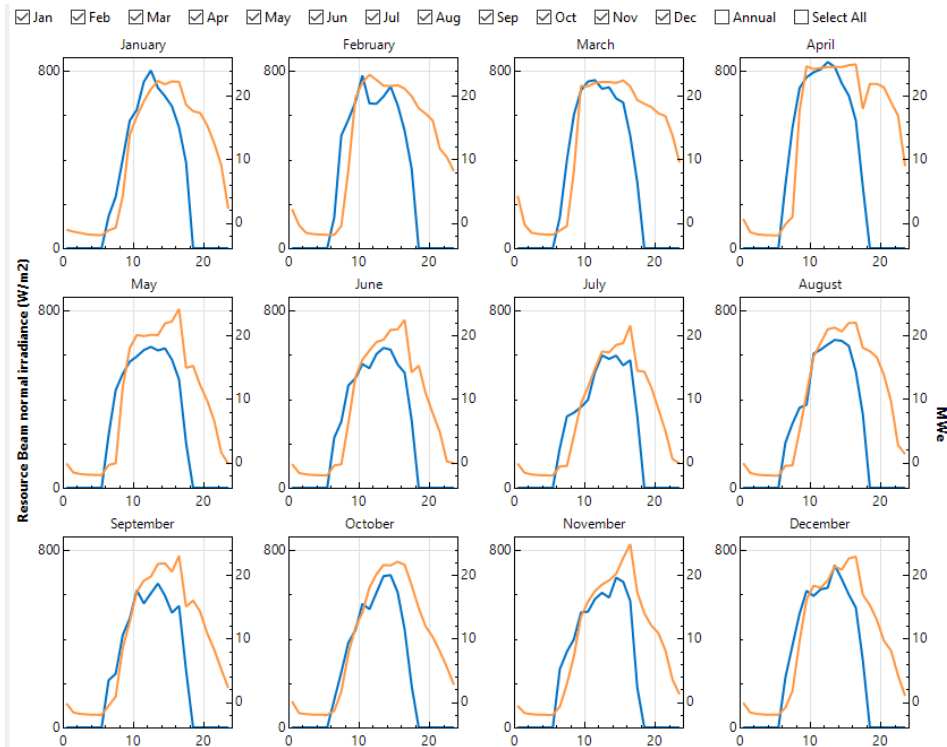


Figura 94. Variación media de DNI y generación eléctrica media mensual, se muestra un día medio del mes.
(Fuente. Propia del autor)

Tal como se mencionó en el marco teórico, la zona en la que se ubica Galápagos presenta valores elevados de DNI, un promedio de $6,59 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \cdot \text{día}}$. En la Figura 94 se indica que los meses con mayor radiación directa son aquellos comprendidos entre enero y abril.

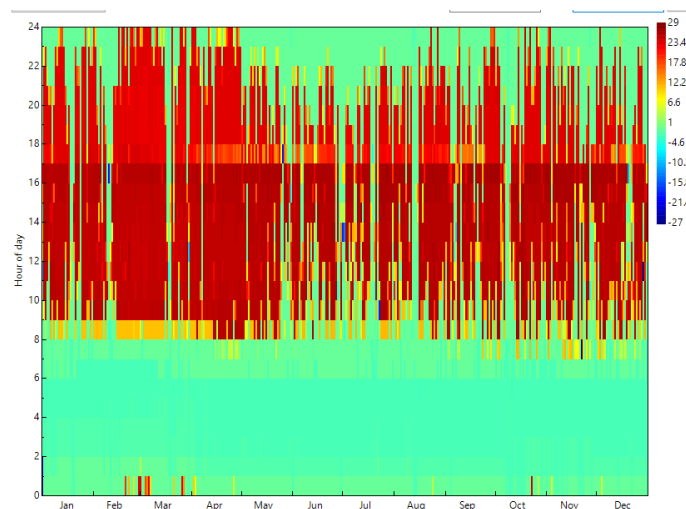


Figura 95. Despacho de energía eléctrica en un año típico.
(Fuente: Propia del autor)

Por otra parte, dentro de la generación eléctrica anual de la planta, se obtuvo que la concentración de demanda eléctrica en la red, ocurre entre las 9h00 y 17h00, tal como se indica en la Figura 95.

3.2.2. LCOE, generación anual, factor de planta y requerimientos de agua y tierra.

Tal como se mencionó en el marco teórico, la mejor opción se juzga en función del menor costo nivelado de la electricidad producida (LCOE). La Tabla 35 muestra un resumen de los resultados para todos los casos.

Tal como se mira en la Tabla 35, el sistema de almacenamiento térmico incrementa considerablemente el factor de capacidad en una planta CSP y por ende su generación eléctrica es mayor. De la misma manera, una planta con almacenamiento térmico demanda un campo solar de mayor dimensión, con el fin de suplir la capacidad instalada y por ende de una inversión superior. Sin embargo, Dieckman (2017) menciona que, a pesar del alto costo de inversión, el costo de LCOE para plantas solares CSP con TES es menor en comparación a plantas CSP sin almacenamiento térmico. La dificultad radica en el alto valor del financiamiento inicial.

Como se puede ver en la Tabla 35, los mejores resultados de LCOE se los obtuvieron con la simulación en Baltra, caso en el que se supone una serie de permisos legales por parte del Estado para construir la planta en esta zona actualmente militarizada.

Finalmente, se presentan los resultados de los costos totales de instalación para la planta estudiada en este trabajo en la Tabla 36. Los valores indicados en esta tabla, hacen referencia al escenario ACC_TES_12, dado que es en el que se obtienen los mejores resultados técnicos.

Tabla 35. Resumen de resultados para todos los cuatro escenarios.

N°	Escenario	Sitio	MIN LCOE [ctvs/kWh]	Almacenamiento térmico [h]	Múltiplo solar [u]	Superficie requeridos [ha]	Generación eléctrica anual [GWh]	Factor de planta [%]	Consumo anual de agua [m³]
1	HCC_TES_0	Baltra	27,99	0	1,05	47,75	42,34	19,32	10 601,70
		Sta. Cruz	40,35	0	1,05	47,75	30,10	13,73	9 439,16
		San Cristóbal	34,86	0	1,1	49,37	37,36	17,05	10 439,60
2	ACC_TES_0	Baltra	24,04	0	1,1	50,99	49,99	22,81	187 579,00
		Sta. Cruz	37,64	0	1,1	50,99	32,38	14,78	10 304,10
		San Cristóbal	31,35	0	1,15	52,60	40,19	18,34	11 318,20
3	ACC_TES_8	Baltra	23,85	8	2,1	95,50	98,06	44,74	22 480,40
		Sta. Cruz	33,49	8	2,15	98,74	69,29	31,61	19 979,00
		San Cristóbal	27,36	8	2,35	105,22	89,80	40,97	22 731,20
4	ACC_TES_12	Baltra	23,68	12	2,6	117,76	115,29	52,60	26 995,00
		Sta. Cruz	32,70	12	2,65	121,00	86,93	39,66	24 522,00
		San Cristóbal	27,14	12	2,7	121,00	106,62	48,65	26 438,40

(Fuente: Propia del autor)

Tabla 36. Costos de instalación, escenario ACC_TES_12

Parámetros	Costo (material y mano de obra)	Unidad	Millones de dólares Baltra	Millones de dólares Sta. Cruz	Millones de dólares San Cristóbal	Equivalente CAPEX de termo solar
TOTAL CAMPO SOLAR	295	[USD/m²]	89	100	100	44%
TOTAL SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGIA TÉRMICA	47	[USD/kWh_t]	42	42	42	17%
TOTAL BLOQUE DE POTENCIA	670	[USD/kWe]	19	19	19	19%
TOTAL COSTOS DIRETOS			150	161	161	80%
TOTAL COSTO INDIRECTO*	15	[%] de Costos Directos	23	25	25	11%
TOTAL COSTO DE PROPIETARIO	8	[%] de Costos Directos	14	31	31	9%
TOTAL COSTOS CAPEX			187	216	217	100%

(Fuente: Propia del autor)

*Los costos indirectos consideran el 10% de contingencia planteado para este estudio.

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Galápagos tiene un ecosistema delicado y vulnerable, por ende, la instalación de plantas CSP es una opción con viabilidad técnica, económica y ambientalmente sostenible que podría aportar electricidad firme y flexibilidad a la operación del sistema eléctrico de las islas del Archipiélago.
- Dado que gran parte de las Islas Galápagos están dentro del Parque Nacional Galápagos o de la Reserva Marina Galápagos, las restricciones para el uso de su territorio son altas, sin embargo, bajo la normativa vigente es posible incursionar con proyectos de generación eléctrica con plantas de concentración solar (CSP) de cilindro parabólico (PTC). Particularmente la Isla de Baltra, es una zona idónea para estos proyectos por su cercanía a Santa Cruz y sus condiciones climatológicas.
- Existen proyecciones por parte del PNUD para futuros proyectos de energía renovable en Galápagos, dentro de los cuales sobresalen proyectos FV. La concentración solar, que hasta hoy no fue explorada en Galápagos, es también una opción en función del alto valor de radiación solar directa (DNI) sobre 6 kWh/m²/día verificada en esta zona de las islas. Este valor de DNI es adecuado para plantas CSP-PTC.
- La instalación de una planta de concentración solar de cilindro parabólico en Galápagos es técnicamente viable. Se obtuvo por un lado un factor de planta de 52,6% para el sector de Baltra, el cual se encuentra sobre el promedio que especifica IRENA (2019), para este tipo de plantas en operación en otros países.
- A pesar de que el potencial técnico es elevado, el potencial económico (únicamente se analizó la parte financiera) es aún limitado en el escenario base debido a los altos costos de capital de la tecnología. El LCOE mínimo obtenido para la simulación en Baltra fue de 23,68 ctv. USD/kWh, valor mayor al costo de generación actual en las Islas, y en el continente (tarifa oficial de 9.27 ctv. USD/kWh, tarifa real de 15,3 ctv USD/kWh). El LCOE calculado es también mayor al promedio ponderado registrado por IRENA para proyectos similares a nivel internacional de 19,25 ctv. USD/kWh. Esta diferencia se da por el sobre costo que implica la logística y transporte hasta Galápagos. Se resalta que el escenario base está fuertemente subsidiado dado que la electricidad se genera en termoeléctricas basadas en motores de combustión interna que queman diésel subsidiado (subsidio al combustible y subsidio al transporte para llevar el combustible desde continente).

- Las centrales que usan energía solar térmica de concentración (ESTC) requieren de una elevada inversión inicial, no obstante, durante todo su ciclo de vida el 80% de los costes representan los costos directos durante la fase de construcción y el pago del financiamiento, y sólo el 20% corresponde a costos incurridos durante la fase de operación.
- Los rubros que encarecen el costo de la energía producida son: insumos necesarios para la tecnología del campo solar y del bloque de potencia (elevados costos de importación y transporte), elevado interés para créditos bancarios necesarios para la inversión. Adicionalmente, Ecuador no cuenta con una normativa de apoyo o incentivo económico para proyectos renovables.
- La Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP, en convenio con la Universidad de Cuenca y colaboración técnica (datos de radiación solar) de organismos estatales como: ARCONEL, INAMHI, MAE, MAGAP y MEER, realizaron un estudio de viabilidad técnico - económica de una planta CSP de 300 MW en Loja. La rentabilidad financiera del proyecto presentó deficiencias para su desarrollo, debido a que la inversión resulta elevada en comparación a proyectos de similar capacidad con fuentes de energía convencionales. Se menciona dentro del estudio que el flujo de dinero para el proyecto sería positivo bajo un escenario en el que la tarifa de comercialización sea de 25,77 ctv. USD/kWh. Situación que se evidencia en el presente estudio.
- Debido a la escasa experiencia en Ecuador con este tipo de tecnología, y la poca diversificación de la matriz eléctrica, las energías renovables no convencionales aún no son competitivas con la producción hidroeléctrica y termoeléctrica convencional (elevados subsidios otorgados a los combustibles fósiles).
- El presente trabajo aporta al plan gubernamental iniciado en Galápagos denominado "cero combustibles fósiles", al evitar la emisión de 61.848 toneladas de CO₂, para el caso de Baltra (mejor escenario).
- La construcción de plantas solares CSP representa una buena oportunidad para diversificar la matriz energética del Ecuador. Sin embargo, para que sean realmente competitivas en el mercado nacional, es necesaria la existencia de incentivo o política estatal que promueva la creación de proyectos con el uso de energías renovables no convencionales. Es posible a modo de ejemplo, que se gestione de mejor manera los subsidios a combustibles fósiles y se pueda re-direccionarlos hacia la inversión en proyectos que aprovechen energías renovables no convencionales.

- Se recomienda realizar estudios específicos sobre los posibles impactos ambientales asociados al desarrollo de la tecnología CSP en Galápagos, y compararlos con los ocurridos bajo el uso de otras tecnologías de generación eléctrica.
- Se recomienda que, para este tipo de proyectos, el tamaño de los espejos sea mayor (mayor captación solar), se reducen los costos por ensamblaje, además de que se reduce la instalación de pilotes y fundiciones de concreto para anclar las estructuras. Además, con mayor tamaño de espejos, se reduciría en un 25% el número de receptores usados.
- Puede reducirse el costo de instalación de plantas con tecnología de cilindro parabólico con el uso de tubos receptores de longitud mayor a 4m, a fin de aumentar la superficie de aprovechamiento de la DNI, reducir la cantidad de uniones entre receptores (generalmente usadas juntas flexibles), reducir el uso de menos servomotores y evitar la fundición de lozas donde se anclarían las estructuras del colector.
- Se recomienda que a pesar de que no exista un sistema de respaldo *back up* para la planta solar, sí exista un sistema BU en los sistemas de bombeo del fluido de transferencia de calor, evitando problemas de congelamiento y por tal turbulencia indeseable.
- Las políticas que promuevan la diversificación de la matriz energética ecuatoriana y mayor uso de energías renovables no convencionales, deben ser políticas de Estado y no solamente del Gobierno de turno.
- La energía solar térmica de concentración puede suplir el uso de combustibles fósiles, en cualquier escala. A nivel industrial los colectores solares son usados para producción de calor de proceso industrial (SHIP) (58 proyectos a nivel mundial), por otro lado, a nivel residencial funcionan eficientemente como calentadores de agua.
- El uso de un sistema de almacenamiento térmico TES, soluciona el problema de la variabilidad en la producción energética, ya que la planta continuaría funcionando en horarios en los cuales no exista el recurso solar. Con ello se aporta energía firme y flexibilidad a la operación del sistema eléctrico de Galápagos.
- Dentro del costo total para insumos, componentes e implementación del campo solar, la tecnología y su respectiva instalación, representa aproximadamente un 67% del total de la inversión para el presente proyecto.
- Para el mejor escenario obtenido dentro del estudio (ACC_TES_12), se conoce también que anualmente requerirá de 26 995,00 m³ de agua para

requerimientos de refrigeración del ciclo de potencia y también para la limpieza de los espejos. Debido a que Baltra no cuenta con acceso a una fuente de agua dulce, se deberá construir una planta desalinizadora de agua de mar. Asimismo, la superficie requerida para 25 MW, dentro de esta isla, será de 117,76 ha.

- Tal como se admira en la Tabla 35, el mejor resultado de LCOE se obtuvo con la simulación de la planta en Baltra. La principal diferencia entre los valores de los sitios mostrados radica en el costo del terreno para cada uno de los lugares. Para el tema de Baltra, se consideró un costo de terreno nulo, dado que este espacio cuenta con presencia militar y no es posible comercializar estos terrenos.

Tabla 37. Escenario con mejor resultado

Escenario	Sitio	MIN LCOE [ctvs/kWh]
ACC_TES_12	Baltra	23,68
	Sta. Cruz	32,70
	San Cristóbal	27,14

(Fuente: Propia del autor)

Referencias Bibliográficas

- ARCONEL. (2016). *Estadística Anual y Multianual del Sector Eléctrico Ecuatoriano*. Quito: ARCONEL.
- Baharoon, D. A. (2015). Historical development of concentrating solar power technologies to generate clean electricity efficiently – A review. *ELSEVIER*, 996-1027.
- Batuecas, C. M. (2017). Life Cycle Assessment of heat transfer fluids in parabolic trough concentrating solar power technology. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 91-97.
- BCE. (2020). *Reporte mensual de inflación (Resultados a junio 2020)*. Quito: BCE.
- BDE. (17 de Agosto de 2020). *Simulador tabla de amortización*. Obtenido de <https://consulta.bde.fin.ec/dashboard/tblCalculo.aspx?m=t>
- Bishoyi, D. (2017). Modeling and performance simulation of 100 MW PTC based solar thermal power plant in Udaipur India. En Elsevier, *Case Studies in Thermal Engineering*, 10 (págs. 216-226). Elsevier.
- Blanc, P. (2014). *Direct normal irradiance related definitions and applications: The circumsolar issue*. Paris: ELSEVIER.
- Caiza, G. (Junio de 2019). EVALUACIÓN DEL POTENCIAL TÉCNICO – ECONÓMICO DE LA TECNOLOGÍA DE CONCENTRACIÓN SOLAR FRESNEL PARA LA GENERACIÓN DE VAPOR EN LA INDUSTRIA AGROALIMENTARIA EN EL ECUADOR. *Tesis-CD 9739*. Quito, Pichincha, Ecuador: Escuela Politécnica Nacional.
- Carvajal, P. (2019). *Zero Fossil Fuels Initiative*. Ministerio de Electricidad y Energías Renovables. Quito: MEER.
- Catalyzing Cleantech & Sustainability. (15 de Febrero de 2020). *EAI*. Obtenido de Concentrated Solar Power: <http://www.eai.in/ref/global/ae/sol/csp/csp.html>
- CSP Today. (15 de Febrero de 2020). *CSP Today - Globa Tracker*. Obtenido de <http://tracker.newenergyupdate.com/tracker/projects/map?world-region%5B%5D=149&technology%5B%5D=ParabolicTrough>
- CSP Today. (11 de Mayo de 2020). *New CSP research shows how O&M cost savings begin in planning phase*. Obtenido de <https://analysis.newenergyupdate.com/csp-today/new-csp-research-shows-how-om-cost-savings-begin-planning-phase>
- Dersch, J. (2020). *LCOE Reduction Potential of Parabolic Trough and Solar Tower Technology in G20 Countries until 2030*. Alemania: En progreso.
- DGS. (2005). *Planning and installing solar thermal systems: a guide for installers, architects and engineers*. . United Kingdom: Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie.
- Dieckmann, S. (2017). LCOE reduction potential of parabolic trough and solar tower CSP technology until 2025. *AIP Conference Proceedings*, <https://doi.org/10.1063/1.4984538>.
- EPRI. (2013). *Program on Technology Innovation: Integrated Generation Technology Options 2012*. California: EPRI.

- Gaia Solar. (2020). *Specification and Function of PT-5760*. Quito: China Aerospace Science and Technology Corporation (CASC).
- Globar Solar Atlas. (23 de Octubre de 2019). *ENERGYDATA.INFO*. Obtenido de https://worldbank-atlas.s3.amazonaws.com/download/Ecuador/Ecuador_DNI_mid-size-map_156x157mm-300dpi_v20191015.png?AWSAccessKeyId=ASIAS2HACIWTEE4FEAWJ&Expires=1574630627&Signature=6dEsFn79IC8rUg9BGy91dBrgi7s%3D&x-amz-security-token=IQoJb3JpZ2luX2VjEBQaCWV1
- Gradstein, S. W. (1982). Bryogeography of the Galápagos Islands. *Mededelingen van het Botanisch Museum en Herbarium van de Rijksuniversiteit te Utrecht*, 128-129.
- Guillamón, M. A. (Junio de 2012). Central termosolar de 50MW en Murcia con colectores cilindro parabólico. *Central termosolar de 50MW en Murcia con colectores cilindro parabólico*. Madrid, España: UPM.
- H. Grirate, N. Z. (2016). Life Time Analysis of Thermal Oil Used as Heat Transfer Fluid in CSP Power Plant. *AIP Conference Proceedings*. Online: AIP Publishing.
- HOMER. (12 de Enero de 2020). *HOMERENERGY*. Obtenido de https://www.homerenergy.com/products/pro/docs/latest/direct_normal_irradiance_dni.html
- IEA. (2019). *World Energy Outlook 2019 (Resumen Ejecutivo)*. IEA member countries: International Energy Agency.
- INEC. (2015). *Censo de Población y Vivienda - Galápagos 2015*. Galápagos: INEC.
- INEC. (2016). *Índice de Precios al Consumidor Espacial Galápagos*. Quito: INEC.
- Instituto Nacional Galápagos. (14 de Febrero de 2020). *Especies Invasoras de Galápagos*. Obtenido de <http://www.hear.org/galapagos/invasoras/mapa.htm>
- IRENA. (2012). *RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGIES: COST ANALYSIS SERIES (CONCENTRATING SOLAR POWER)*. Union Europea: IRENA.
- IRENA. (2020). *Renewable Power Generation Costs in 2019*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.
- Jorge M. Llamas, D. B. (2019). Optimization of 100 MW Parabolic-Trough Solar-Thermal Power Plants Under Regulated and Deregulated Electricity Market Conditions. *Energies*, 3973.
- Kalogirou, S. (2004). Solar thermal collectors and applications. *Elsevier*, 231-295.
- Kenol, P. (2019). *Informe del comité técnico - Apoyo a la Iniciativa de Cero combustibles fósiles para Galápagos*. Quito: BID.
- LRTI. (2018). *Ley de regimen tributario interno*. Quito: Dirección Nacional Jurídica.
- Manuel J. Blanco, L. R. (2017). *Advances in Concentrating Solar Thermal Research and Technology*. EE.UU: Elsevier Ltd.
- MEER. (2017). *Plan Nacional de Eficiencia Energética 2016-2035*. Quito: Manthra Comunicación.

- Ministerio del Ambiente del Ecuador. (2016). *Áreas protegidas del Ecuador-socio estratégico para el desarrollo*. Quito: MAE.
- Morales, A. (2017). A new generation of absorber tubes for concentrating solar thermal (CST) systems. En Elsevier, *Advances in Concentrating Solar Thermal Research and Technology* (págs. 59-73). Elsevier.
- Naciones Unidas. (Septiembre de 2015). *Ecuador 2030*. Obtenido de <http://ecuador2030.org/objetivos-de-desarrollo-sostenible-ods/>
- NREL - SolarPACES. (14 de Enero de 2020). *CSP Projects Around the World*. Obtenido de <https://www.solarpaces.org/csp-technologies/csp-projects-around-the-world/>
- NREL. (2018). Help do SAM 2018.11.11 .
- NREL. (05 de Febrero de 2020). *Concentrating solar power projects*. Obtenido de <https://solarpaces.nrel.gov/projects>
- OLADE. (2017). *Energy Planning Manual*. Cánada: OLADE.
- Pitz-Paal, R. (2019). *CSP: Challenges and Market Opportunities*. Bangkok: DLR.
- Platzer J. et al, D. F. (5 de Mayo de 2020). *API Publishing*. Obtenido de <https://aip.scitation.org/doi/pdf/10.1063/1.4949254>
- Plusvalia. (17 de Agosto de 2020). *Propiedades en San Cristóbal*. Obtenido de https://www.plusvalia.com/propiedades/galapagos-oportunidad-5-hectareas-isla-san-cristobal-56607995.html?utm_source=Mitula&utm_medium=CPC&utm_campaign=venta&ocultarDatos=true
- Plusvalia. (17 de Agosto de 2020). *Propiedades en Sta. Cruz*. Obtenido de https://www.plusvalia.com/propiedades/se-vende-terreno-de-oportunidad-en-con-vista-al-mar-en-55351455.html?utm_source=Mitula&utm_medium=CPC&utm_campaign=venta&ocultarDatos=true
- PNUD. (2016). *Energía Verde para Galápagos. Inagotable, limpia y segura*. Quito: PNUD.
- QINGDAO ENNENG MACHINERY CO., LTD. . (2020). *COMMERCIAL PROPOSAL OF 1X25 MW Turbine Generator On CSP*. QINGDAO.
- Riba, C. (2002). Método de evaluación de soluciones. En C. Riba, *Diseño concurrente* (págs. 59-62). Barcelona: Carles Riba.
- Richter, T. S. (Junio de 2009). Energía Solar Térmica de Concentración. *Perspectiva mundial 2009*. The Netherlands, España, Bélgica: Greenpeace Internacional, SolarPACES, ESTELA.
- RLRTI. (2015). *Reglamento para la aplicación de la ley de régimen tributario interno*. Quito: Dirección Nacional Jurídica.
- SBC Energy Institute. (2013). *Concentrating Solar Power*. SBC Energy Institute.
- SENPLADES. (2017). *Plan Nacional de Desarrollo - Para toda una vida*. Quito: Secretaría Nacional de Planificación y Desarrollo.

- Shahdost, B. M. (2019). Modeling and economic analysis of a parabolic trough solar collector used in order to preheat the process fluid of furnaces in a refinery (case study: Parsian Gas Refinery). *Journal of Thermal Analysis and Calorimetry*, doi:10.1007/s10973-019-08135-6 .
- SHIP. (16 de Febrero de 2020). *Solar Heat for Industrial Processes*. Obtenido de http://ship-plants.info/solar-thermal-plants?collector_type=5
- SolarPACES. (2017). *SolarPACES Guideline for Bankable STE Yield Assessment* . España: SolarPACES.
- SolarPACES, G. E. (2016). *Solar Thermal Electricity - Global Outlook 2016*. The Netherland, Bélgica, España: SolarPACES, Greenpeace International, Estela.
- Soria, R. A. (Agosto de 2016). PROPOSTA METODOLÓGICA PARA FORMULAÇÃO DE POLITICA PARA O DESENVOLVIMENTO DA TECNOLOGIA HELIOTÉRMICA NO BRASIL. Rio de Janeiro, Brasil: UFRJ/COPPE.
- Soria, R. P. (22 de Mayo de 2018). Parámetros y técnicas para el diseño de sistemas energéticos. *Parámetros y técnicas para el diseño de sistemas energéticos*. Quito, Pichincha, Ecuador: EPN.
- Soria, R., Roberto, S., & Szklo, A. (03 de Abril de 2014). Configurações para operação de plantas heliotérmicas CSP com armazenamento de calor e hibridização no Brasil. Brasil.
- U.S. Department of Energy. (9 de Abril de 2020). *Concentrating Solar Power*. Obtenido de OFFICE of ENERGY EFFICIENCY & RENEWABLE ENERGY: <https://www.energy.gov/eere/solar/concentrating-solar-power>
- Vaca, D. (2019). *Mapa Solar del Ecuador 2019*. Quito: Escuela Politécnica Nacioal.
- Wang, Z. (2019). Introduction. En Z. Wang, *Design of Solar Thermal Power Plants* (págs. 1-46). Elsevier Inc.
- Wang, Z. (2019). Thermal Storage System. En Z. Wang, *Design of Solar Thermal Power Plants* (págs. 387-415). Elsevier.
- Wry, N. (15 de Diciembre de 2019). COP 25. (E. Rosero, Entrevistador)
- Zhang, L. (2013). Concentrated solar power plants: Review and desing methodology. En Elsevier, *Renewable and Sustainable Enregy Reviews* (págs. 466-481). Elsevier.
- Zhao, Z. y. (2018). *Cost-Benefit Analysis for the Concentrated Solar Power in China*. China: Researchgate.

Anexos

Anexo I

Tabla 38. Tabla de ponderación para elección de tecnología solar.

Tabla de ponderación para elección de tecnología de concentradores solares								
Criterio	Madurez tecnológica	Comercialidad	Costo de la tecnología	n term CP	Uso de agua	Invasión visual	$\Sigma+1$	Ponderación
Madurez tecnológica		1	0.5	0.5	0	0	3	0.143
Comercialidad	0		0.5	0	0	0	1.5	0.071
Costo de la tecnología	0.5	0.5		0	0	0	2	0.095
n term CP	0.5	1	1		1	0	4.5	0.214
Uso de agua	1	1	1	0.5		0.5	5	0.238
Invasión visual en las Islas	1	1	1	0	1		5	0.238
TOTAL							21	1

Invasión visual en las Islas = uso de agua > n term CP > Madurez tecnológica > Costo de la tecnología > Comercialidad

Madurez tecnológica	Cilindrp parab.	Torre central	$\Sigma+1$	Ponderación
Cilindrp parab.		1	2	0.667
Torre central	0		1	0.333
Total			3	1.000

Uso de agua	Cilindrp parab.	Torre central	$\Sigma+1$	Ponderación
Cilindrp parab.		0	1	0.333
Torre central	1		2	0.667
Total			3	1.000

Comercialidad	Cilindrp parab.	Torre central	$\Sigma+1$	Ponderación
Cilindrp parab.		1	2	0.667
Torre central	0		1	0.333
Total			3	1.000

Invasión visual	Cilindrp parab.	Torre central	$\Sigma+1$	Ponderación
Cilindrp parab.		1	2	0.667
Torre central	0		1	0.333
Total			3	1.000

Costo de la tecnología (mil)	Cilindrp parab.	Torre central	$\Sigma+1$	Ponderación
Cilindrp parab.		1	2	0.667
Torre central	0		1	0.333
Total			3	1.000

n term CP	Cilindrp parab.	Torre central	$\Sigma+1$	Ponderación
Cilindrp parab.		0	1	0.333
Torre central	1		2	0.667
Total			3	1.000

CONCLUSIÓN	Madurez tecnológica	Comercialidad	Costo de la tecnología	n term CP	Uso de agua	Invasión visual	$\Sigma+1$	Prioridad
Cilindrp parab.	0.095238095	0.047619048	0.063492063	0.07142857	0.07936508	0.158730159	0.51587302	1
Torre central	0.047619048	0.023809524	0.031746032	0.14285714	0.15873016	0.079365079	0.48412698	2

(Fuente: Propia del autor)

Anexo 2

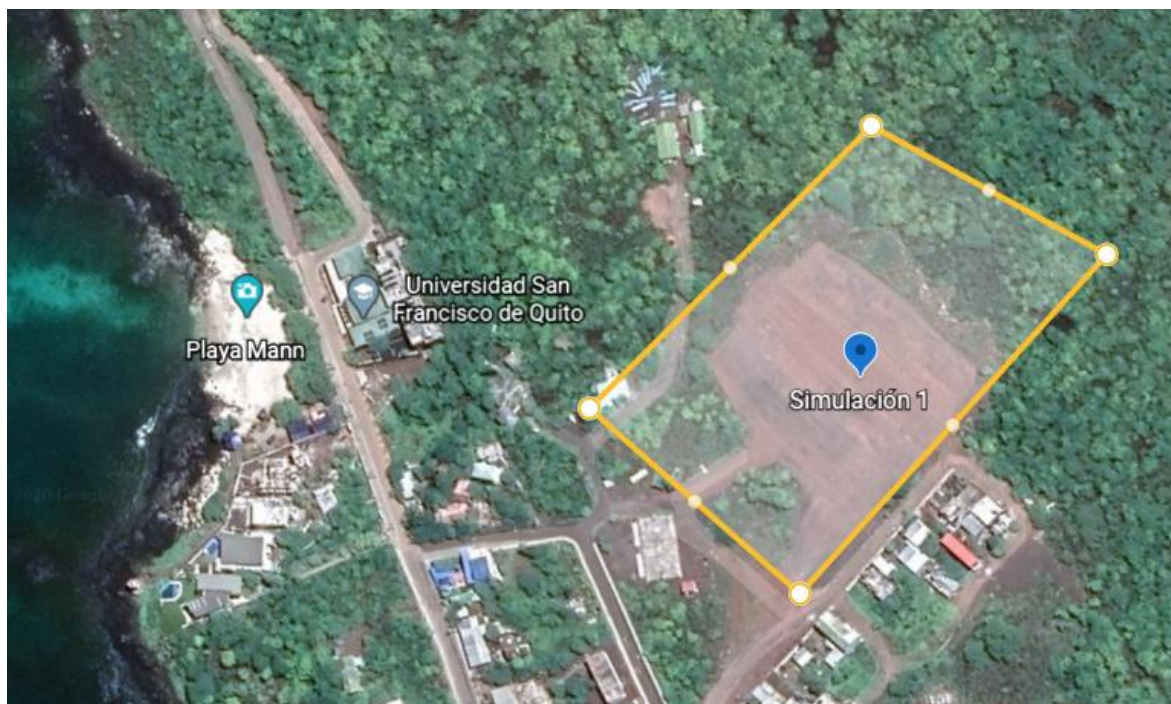


Figura 96. Foto satelital de la ubicación San Cristóbal.
(Fuente: Proyecto en Google Earth)

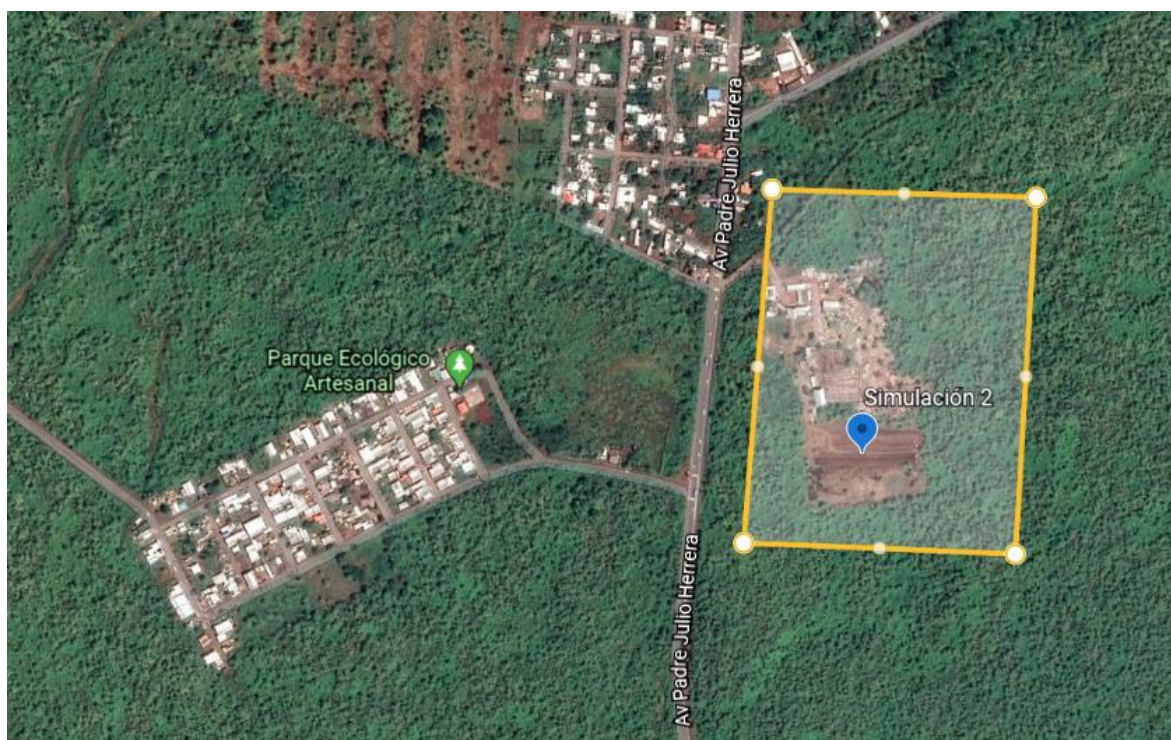


Figura 97. Foto satelital de la ubicación Sta. Cruz.
(Fuente: Proyecto en Google Earth)



Figura 98. Foto satelital de la ubicación San Cristóbal.
(Fuente: Proyecto en Google Earth)

Anexo 3

Tabla 39. Características técnicas para la planta CSP-PTC-TES.

	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS (CSP-PTC-TES)		Valor/Modelo	Referencia
Campo solar	Parámetros del campo solar	Campo solar	2	SAM
		Irradiación directa normal para el diseño	850 W/m ²	Asumido
	Fluido de transferencia de calor	Tipo	Therminol VP-1	Asumido
	Orientación de colector	Tilt	0°	Asumido
Azimuth		0°	Asumido	
Colectores	Nombre de la configuración	Tipo de colector	Solargenix SGX-1	Asumido
Receptores	Nombre de la configuración	Tipo de receptor	Schott PTR80	Asumido
		Fracción de vacío	98.50%	SAM
Bloque de potencia	Capacidad de la planta	Potencia de turbina	22.5 MW	Asumido
		Potencia de proyecto	25 MW	Asumido
		Pérdidas parasíticas	10%	SAM
	Punto de diseño del bloque de potencia	Eficiencia de conversión del ciclo termodinámico	39%	Asumido
		Fracción de reposición de agua por ciclo	0,013	SAM
	Control de la planta	Varios parámetros	Valor por defecto	
Sistema de enfriamiento	Tipo de condensador	Air-cooled	Asumido	
	Temperatura ambiente de diseño	24.3 °C	Asumido	
Almacenamiento térmico	Sistema de almacenamiento de calor	Número de horas de almacenamiento	5 h.	Asumido
		Fluido de transferencia de calor	Hitec Solar Salt	Asumido

(Fuente: Propia del autor)

(Fuente: NREL, 2018)

Anexo 4

Tabla 40. Especificaciones del insumo/componente, precio FOB, cantidad de compra y peso (HCC_TES_0).

ITEM	Insumo / componente	Descripción	Precio FOB	Cantidad de adquisición	Peso total mercadería [Tonelada]	Tipo de contenedor	Cant. de contenedores	Peso estructura c/contenedor [Tonelada]	PESO UNITARIO CONTENEDOR [Tonelada]	PESO TOTAL	Subpartida
1	Colector solar parabólico	Vidrios, espejos, seguidores hidráulicos, receptor RT-4060	40000 USD/unidad	2700 unidades	9028,8	40 ft. HC	1350	3,75	10,44	14091,30	8541.40.10.00
2	Fluido de transferencia de calor	Fluido receptor de energía solar	3803,6 USD/Ton	1600 Ton	1600	40 ft. HC	52	3,75	34,52	1795,00	3811.90.00.00
3	Fluido de almacenamiento de calor	Sales fundidas. KNO3 and NaNO3 in a 40%/60% weight ratio (products codes NPC-RS and SSR-CS)	630 USD/ton	3700-8300 Ton	8300	20 ft. HC	377	2,3	24,30	9167,73	3811.90.00.00
4	Turbina - Generador	Conjunto de turbina, generador y condensador para planta de 25 MW	2360000	1	1061,9	40 ft. HC	37	3,75	32,42	1200,80	8406.82.00.00
TOTAL (Tonelada)										25054,03	

(Fuente: Propia del autor)

(Fuente: (Gaia Solar, 2020))

(Fuente: (QINGDAO ENNENG MACHINERY CO., LTD. , 2020))

COMMERCIAL PROPOSAL

OF

1x25MW Turbine Generator On CSP



QINGDAO ENNENG MACHINERY CO., LTD.

CONTENT

- I. GENERAL**
- II. TECHNICAL SPECIFICATION FOR MAJOR EQUIPMENTS**
- III. TERMINAL POINTS**
- IV. COMMERCIAL QUOTATION**
- V. PAYMENT**
- VI. WARRANTY**
- VII. PERIOD**

I . GENERAL

This commercial proposal is made for 1X25MW turbine generator used for concentrated solar plants in Ecuador

II. TECHNICAL SPECIFICATION FOR MAJOR EQUIPMENTS

1.1 Steam turbine description and data

Please find heat balance diagram for details.

☆ Type	Condensing
☆ Rated power	25MW
☆ Inlet steam pressure	8.83Mpa(A)
☆ Inlet steam temperature	535℃
☆ Feed water temperature	214℃
☆ Rated speed	3600 rpm
☆ Qty	1
☆ Arrangement	Double layer
☆ Rated steam consumption	3.963kg/kw.h
☆ Generated power	25000kw

1.2 Generator description and data

☆ Rated power	25MW
☆ Rated voltage	10.5KV
☆ Excitation	Brushless
☆ Speed	3600 rpm
☆ Frequency	60HZ
☆ Qty	1

III. TERMINAL POINTS

Terminal points for the scope of services as per tender shall be as defined below.

1) Turbine

From inlet flange of main valve to flange of exhaust outlet(Inlet flange including mated flange, bolts and nuts),governor WOODWARD505+VOITH electric hydraulic converter+hydraulic actuator,electric barring device.

Oil system: Oil station including oil injector, oil cooler, oil filter, AC auxiliary oil pump, DC emergency oil pump, oil tank, valves of oil system. The oil pipe material is carbon steel.

Condensate system, condenser, hot well and vacuum system, etc.

1x25MW TURBINE GENERATOR ON CSP

Connection pipe of platform: Adjusting oil pipe, lubrication oil pipe, gland sealing pipe, oil return pipe sight glass. Turbine internal steam-water pipe and auxiliary.

Local instruments, and primary instrument cabinet. Foundation bolt and leveling bolts, tools and spare parts.

2)Generator

One set of excitation device and one set of air cooler assembly (including rotor, stator, end cover, bearing, bottom plate, anchor bolt, etc.)

IV. COMMERCIAL QUOTATION

No.	Commodity	Description	FOB China Port (USD)
1	Steam turbine	25MW, condensing, 8.83Mpa	1,770,000.-
2	Generator	25MW, 10.5KV, 60Hz	590,000.-
Including Package, Domestic transportation and port charges			
Supervised Installation, commissioning and training			
USD 300/person/day			

Total FOB China Port Amount: USD 2,360,000.-

V. PAYMENT

Payment shall be made by the Owner in two(2) installments following the process rate of the project:

1st-payment : 30% by TT as down payment

2nd-payment : 70% by Irr-L/C against shipping documents

VI. WARRANTY

8.1 All supplied equipment and material offered in this specification shall be guaranteed for operation under normal conditions for a period of 18 months from the B/L or 12 months from the date of commissioning at site whichever is earlier. This guarantee covers defective design, materials and workmanship only and shall not be applicable to damages sustained through misuse of the equipment.

VII. PERIOD

The delivery time is within 11 month from the date of PO confirmed.

The quotation is valid till July 25, 2020.



A Strategic Partner Of China Aerospace Science and Technology Corporation (CASC)

Parabolic Trough Solar Collector

Specification and Function of PT-5760

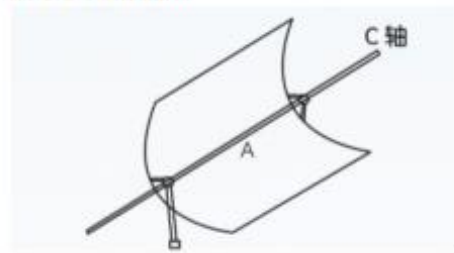


Heat Function of Parabolic Trough Solar Collector: PT-5760

1. High optical accuracy and Tracking accuracy
 - (1) Reflective mirror tolerance is less than 3mrad in average
 - (2) The location tolerance of receiver tube is less than 5mm
 - (3) Lateral installation tolerance of the external reflective mirror is less than 5mm
 - (4) Tracking tolerance is less than 2mrad
2. High wind proof capacity
 - (1) Form modification of A point under maximum wind speed is 7mm
 - (2) Curve modification of reflective mirror under maximum wind speed is 1.6mrad
 - (3) Retortion modification of reflective mirror under maximum wind speed is 1.7mrad

- (4) Retortion modification of C tube under maximum wind speed is 1.7mrad
3. Low steel consumption structure
4. Excellent rust proof function

The frame structure using high quality hot galvanized steel, which can confirm a 20 years life of the structure.



Our parabolic trough solar collector PT-5760 is widely used in many kinds of industries to produce steam and electricity, and we have already had 180kw and 3MW solar thermal plants generating electricity now.

Clean Energy, Harmonious Gaia, Colorful Future

Gaia Solar Co., Ltd.
www.gaia-solar.com



A Strategic Partner Of China Aerospace Science and Technology Corporation (CASC)

PT-5760 Parabolic Trough Solar Collector

Technical datasheet	
1	Basic Information
	Length of one module
	Aperture area of one module
	Number of one module
	Receiver tube (RT-4060) of one module
	Rated generation power
	Installation area of one module
	Heat transfer fluid
	Inlet temperature
	Outlet temperature
2	Physical
	Weight
	Collector mounting
3	Absorber
	Absorber type
	Receiver diameter
	Coating
	Focal length
	Emissivity
	Absorbivity
	Cover
	Cover thickness
	Transmittance
4	Reflector
	Area
	Material
	Surface reflectivity

Clean Energy, Harmonious Gaia, Colorful Future

Gaia Solar Co., Ltd.
www.gaia-solar.com

RT-4060 Receiver Tube



Table 4: Optical performance measurement results, with the optical efficiency $\eta_{opt,rec}$

ID	$\eta_{opt,rec}$ in $\eta_{opt,rec}$ (DLR 70-1, RT)
20141220005	1.025
20141220006	1.024

	Type	Specification
	Length	4060 mm
	Working temp	400 °C
	Aperture length	96.5%
	Absorber	Absorptance : 95.5% (AM=1.5) Emissivity : $\leq 9\%$ (at 400 °C) OD/TH: 70/2~3 mm Steel type: SS 304/321/316
	Outer glass tube	OD/Thickness: 125/3 mm Transparence: $\geq 96.5\%$ (With anti-reflective coating)
	Pressure	40 bars (absolute)
	Heat loss	< 250W/m(400°C) < 169W/m(350°C) < 109W/m(300°C)

	COTIZACION	Código: GC-GC-PR-01/RE-02.3
		Revisión: 1

viernes, 24 de abril de 2020

Estimado
Jaime Benalcazar
Quito.-

En respuesta a su requerimiento, detallo a continuación nuestra mejor cotización marítima FCL desde Shanghai, China (SHA) hasta Guayaquil, Ecuador (GYE)

ORIGEN	DESTINO	EQUIPO	T/T	NAVIERA	DIAS LIBRES	INCOTERM	EXONERACION DE GARANTIA
SHA	GYE	1X20 STD	33-35 DIAS APROX		21 DIAS	FOB	SI

DESCRIPCIÓN	TARIFA/ CNTR	USD
FLETE MARITIMO 1X20 STD	1,210.00	1,210.00
ISP	16.00	16.00
TOTAL ESTIMADO EN USD		1,226.00

RECARGOS EN ORIGEN	TARIFA/ CNTR	USD
THC	180	180.00
TOTAL ESTIMADO EN USD		180.00

RECARGOS EN DESTINO	TARIFA/ CNTR	USD
CARGOS NAVIERA / CNTR	285	285.00
BL FEE		150.00
HANDLING PNT		85.00
TRANSMISION		50.00
TOTAL ESTIMADO EN USD		570.00

SERVICIOS ADICIONALES	USD
NACIONALIZACIÓN	240.00
A PARTIR DEL 2DO CONTENEDOR SE GENERA UN RUBRO	50.00
GASTOS VARIOS	40.00
TOTAL SERVICIOS ADICIONALES	330.00

TOTAL ESTIMADO DE COTIZACIÓN	2,306.00
-------------------------------------	-----------------

NOTA:

	COTIZACION	Código: GC-GC-PR-01/RE-02.3 Revisión: 1
---	------------	--

CONDICIONES DE TARIFAS
Tarifa válidas hasta el 08.12.2019
Tarifas sujetas a cambio sin previo aviso de la aerolínea
Tarifas NO aplican para carga peligrosa, perecedera, sobredimensionada y/o de densidad.
Tarifas aplican para known Shippers
Cotización referencial, en base al volumen y peso
Tarifa sujeta a espacios y disponibilidad
Tarifa sujeta a recargos gubernamentales
Tarifas sujetas a recargos por manejo especial de la carga
Toda documentación comercial debe ser entregada y elaborada por el shipper
Tarifa sujeta a cambios si difieren las medidas y pesos indicados por el cliente.
Costos en destino Sujetos a 12% de IVA
Tarifa no incluye:
Tarifa no incluye seguro internacional, ni de movimientos locales. En caso de requerirlo por favor solicitarlo por escrito.
Pagos a terceros
Demás servicios complementarios a cotizar dependiendo del requerimiento, tales como: inspecciones, sustentación de valor, clasificación arancelaria o sustentación, obtención de licencias o cualquier servicio cotizan los servicios previamente.
Se hace constar que el contratante del servicio podrá suscribir un contrato de seguro, ya sea como beneficiario de las pólizas contratadas por PANATLANTIC o bajo una póliza de seguro independiente, que cubra el valor de las mercancías transportadas previa declaración de su valor y pago de la prima correspondiente. En cualquier caso, o en su defecto, y para cualquier aspecto del servicio que no esté definido en esta cotización, se acepta y se estará a lo determinado en las Condiciones Generales del Servicio publicadas en el siguiente enlace web: http://bit.ly/PNTgtc

Cualquier duda adicional será n placer atenderla

Carolina Pullas B. - Asesora Comercial
PANATLANTIC LOGISTICS S. A - Edificio Titanium Plaza, Pasaje Carrión E7-01 entre Av. República
y Alpallana 7mo Piso, Quito / Ecuador
FBX +593-23980-740 ext: 2053 / M +593 99553 0118
carolina.pullas@panatlantic.com

	COTIZACION	Código: GC-GC-PR-01/RE-02.3
		Revisión: 1

viernes, 24 de abril de 2020

Estimado
Jaime Benalcazar
Quito.-

En respuesta a su requerimiento, detallo a continuación nuestra mejor cotización marítima FCL desde Shanghai, China (SHA) hasta Guayaquil, Ecuador (GYE)

ORIGEN	DESTINO	EQUIPO	T/T	NAVIERA	DIAS LIBRES	INCOTERM	EXONERACION DE GARANTIA
SHA	GYE	1X40 HQ	33-35 DIAS APROX		21 DIAS	FOB	SI

DESCRIPCIÓN	TARIFA/ CNTR	USD
FLETE MARITIMO 1X40 HQ	1,200.00	1,200.00
ISP	16.00	16.00
TOTAL ESTIMADO EN USD		1,276.00

RECARGOS EN ORIGEN	TARIFA/ CNTR	USD
THC	180	180.00
TOTAL ESTIMADO EN USD		180.00

RECARGOS EN DESTINO	TARIFA/ CNTR	USD
CARGOS NAVIERA / CNTR	285	285.00
BL FEE		150.00
HANDLING PNT		85.00
TRANSMISION		50.00
TOTAL ESTIMADO EN USD		570.00

SERVICIOS ADICIONALES	USD
NACIONALIZACIÓN	240.00
A PARTIR DEL 2DO CONTENEDOR SE GENERA UN RUBRO	50.00
GASTOS VARIOS	40.00
TOTAL SERVICIOS ADICIONALES	330.00

TOTAL ESTIMADO DE COTIZACIÓN	2,356.00
-------------------------------------	-----------------

NOTA:

	COTIZACION	Código: GC-GC-PR-01/RE-02.3 Revisión: 1
---	------------	--

CONDICIONES DE TARIFAS
Tarifa válidas hasta el 08.12.2019
Tarifas sujetas a cambio sin previo aviso de la aerolínea
Tarifas NO aplican para carga peligrosa, perecedera, sobredimensionada y/o de densidad.
Tarifas aplican para known Shippers
Cotización referencial, en base al volumen y peso
Tarifa sujeta a espacios y disponibilidad
Tarifa sujeta a recargos gubernamentales
Tarifas sujetas a recargos por manejo especial de la carga
Toda documentación comercial debe ser entregada y elaborada por el shipper
Tarifa sujeta a cambios si difieren las medidas y pesos indicados por el cliente.
Costos en destino Sujetos a 12% de IVA
Tarifa no incluye:
Tarifa no incluye seguro internacional, ni de movimientos locales. En caso de requerirlo por favor solicitarlo por escrito.
Pagos a terceros
Demás servicios complementarios a cotizar dependiendo del requerimiento, tales como: inspecciones, sustentación de valor, clasificación arancelaria o sustentación, obtención de licencias o cualquier servicio cotizan los servicios previamente.
Se hace constar que el contratante del servicio podrá suscribir un contrato de seguro, ya sea como beneficiario de las pólizas contratadas por PANATLANTIC o bajo una póliza de seguro independiente, que cubra el valor de las mercancías transportadas previa declaración de su valor y pago de la prima correspondiente. En cualquier caso, o en su defecto, y para cualquier aspecto del servicio que no esté definido en esta cotización, se acepta y se estará a lo determinado en las Condiciones Generales del Servicio publicadas en el siguiente enlace web: http://bit.ly/PNTgtc

Cualquier duda adicional será n placer atenderla

Carolina Pullas B. - Asesora Comercial
PANATLANTIC LOGISTICS S. A - Edificio Titanium Plaza, Pasaje Carrión E7-01 entre Av. República
y Alpallana 7mo Piso, Quito / Ecuador
FBX +593-23980-740 ext: 2053 / M +593 99553 0118
carolina.pullas@panatlantic.com

RE: Cotización de transporte hacia Galápagos



Gallardo, Fernando (Hansamaritime) <fgallardo@hansamaritime.com.ec>

19/5/2020 11:53

Para: HUGO MATEO CASTRO CHAMORRO Cc: Canizares, Alberto (Hansamaritime)

[Guardar todos los datos adjuntos](#)



Neptune Specs.xls
108,38 KB



SPECS BZA DONVI (E).pdf
56,02 KB

Estimado Sr. Castro

Buen día

Referente a su solicitud de cotización de servicios, favor considerar siguiente información:

- Permiso especial Galapagos: \$35.000 + IVA
- Tarifa alquiler Barcaza DONVI: \$55.000 + IVA
- Tarifa alquiler Remolcador NEPTUNE I: \$70.000 + IVA
- Recargo adicional diario por espera en Galápagos: \$6.500 + IVA por ambas naves

Adjunto características de ambas embarcaciones para su referencia.

Agradecemos confirmar recepción de la presente y quedamos atentos a sus comentarios.

Best regards

Fernando Gallardo M.

Operations Supervisor

Hansamaritime S.A. – Grupo Transoceanica

Phone: 593 4 2598060 ext 3506

Mobile: 593 9 39053801

