

UNIVERSIDAD DON BOSCO



FACULTAD DE INGENIERÍA

TRABAJO DE GRADUACIÓN:

Análisis de factibilidad técnico económica para conectar nuevas plantas geotérmicas a las redes de empresas distribuidoras.

PARA OPTAR AL GRADO DE:

Maestro en Gestión de Energías Renovables

PRESENTADO POR:

Jaime Ricardo Chavarría Cuadra

ASESOR:

Héctor Ovidio Tovar Castro

ANTIGÜO CUSCATLÁN, EL SALVADOR, C.A.

MAYO 2021

AGRADECIMIENTOS

Lo que he aprendido con los años es que siempre hay algo más que aprender. Uno no vive lo suficiente para saber de todo. Pienso que lo que conozco es tan pequeño si lo comparo con todo lo que no conozco, que lo que suelo tener es hambre por aprender cosas nuevas.

Las ingenierías y las energías renovables me parecen tan fascinantes, como cuando se conecta un circuito eléctrico para hacer sonar el timbre de una casa, conectar cuatro diodos para rectificar una onda, la transformación de la energía del vapor en los álabes de una turbina, la magia que se produce cuando la radiación solar incide en el silicio de un panel fotovoltaico, la emoción que se siente al subirse una torre eólica o conducir un auto eléctrico. Sin olvidar que se hace magia al calcular los esfuerzos que soportan una estructura metálica, comprender que la entalpía es otra manera de llamar a la energía y que la entropía se entiende mejor comparando un escritorio ordenado a otro que no lo es.

En esta etapa de mi vida agradezco a mi esposa Verónica, que me apoyó desde el primer momento que le conté que quería estudiar otra maestría. Su amor y apoyo ha sido incondicional. A mis bellos hijos Adrián Elías y Ricardo Matías, quienes me han visto pasar noche tras noche estudiando. Ellos son el motor que me motiva a seguir creciendo. A mi mamá Jezabel, cuyas oraciones me han cuidado toda mi vida, a mi papá, mi hermana y mis queridos sobrinos.

A lo largo de los años he conocido a gente muy talentosa en lo que hacen y he aprendido de todos ellos. Desde aquellos lejanos años en que trabajé en el mantenimiento de aviones en Aeroman o en las distintas áreas y funciones que me han correspondido en Lageo. El conocimiento y experticia de cada uno es inigualable.

Agradezco al Ingeniero Francisco Molina de la UDB por la guía en este trabajo. Agradezco las revisiones al documento por parte del Ingeniero Héctor Tovar, quien como asesor ha procurado orientar la tesis al mejor resultado posible. Tengo que mencionar que DELSUR tiene una mística de trabajo que se nota en el trato. En tal sentido agradezco al Ingeniero Fernando Godoy, de DELSUR, cuyos comentarios y respuestas a mis preguntas se volvieron pieza clave para completar este estudio. También la gentileza de haberme recibido por parte del Ingeniero Francisco Beltrán y los comentarios que me hizo el Ing. Mario López. Muchas gracias a todos ellos.

Bajo la sombra de los salesianos de Don Bosco he aprendido que tener una actitud de agradecimiento, es la mejor manera de afrontar los retos de la vida. Un corazón agradecido produce milagros. Gracias P. Salvador Cafarelli, gracias P. Giuseppe Coró.

Finalmente agradezco al Dios en quien he creído toda mi vida, porque su misericordia es la luz que me ha acompañado en todos mis caminos. Me ha motivado a remar mar adentro y me ha acompañado desde siempre.

RESUMEN EJECUTIVO

Actualmente cualquier generador que quiera instalarse ya sea en la red de transmisión o en la de distribución en el país, debe considerar la fuerte competencia que existe, producto del incremento que ha ocurrido en la capacidad instalada de los mismos generadores y al poco crecimiento de la demanda nacional de electricidad. De hecho, la presencia de más generadores en el mercado mayorista, está haciendo que en horas de baja demanda, se les pueda restringir la generación a más de uno.

La competencia proviene de los generadores tradicionales (hidroeléctricos y térmicos), pero también se cuenta con generadores fotovoltaicos que en un día sin nubes pueden llegar a inyectar hasta 156 MW, generadores de biomasa (ingenios azucareros) que pueden inyectar 143 MW en los meses de zafra. También se cuenta con un generador eólico (Ventus) inyectando 36 MW. La construcción de un generador de gas natural, Energía del Pacífico, que operará con 378 MW. Sin olvidar que el Grupo AES tiene en operación 100 MW fotovoltaicos y una planta de biomasa de 6 MW conectados en 23 kV. Por lo cual, el generador interesado en participar en el mercado debe analizar otras alternativas. Una de ellas, puede ser conectarse directamente a una red de subtransmisión, donde se cambia el modelo de negocio y por lo mismo se vuelve necesario analizar las ventajas técnicas y económicas correspondientes.

La conexión directa a una red de subtransmisión de un distribuidor, implica estar más cerca de la demanda, tener equipos para operar en redes de 23 o 46 kV, probablemente montar circuitos dedicados a subestaciones más retiradas del punto de producción de electricidad y negociar directamente con los distribuidores. Esta no es la única alternativa, pero debe ser analizada y compararse su ventaja o desventaja.

Para el caso de las plantas que producen electricidad en base al recurso geotérmico, estas permiten el aprovechamiento de la energía térmica del fluido geotérmico para su transformación en energía eléctrica. Existen distintas configuraciones que se basan en un ciclo termodinámico para lograrlo, siendo las más conocidas las Plantas de Simple Flash, Plantas de Doble Flash y Ciclos Binarios. Esto les permite tener uno de los factores de planta (85%) más altos de todas las fuentes de energía renovable. Por ello son utilizadas como carga base en los sistemas de potencia. Más abajo se encuentran plantas de biomasa con 59%, gas natural de ciclo combinado con 56%, carbón con 47%, hidroeléctrico con 39%, viento con 34% y fotovoltaico 24%. Por tanto, conectar una planta geotérmica directamente a una red de subtransmisión, permite a la distribuidora tener un generador que opera las 24 horas del día y los 7 días de la semana.

Este estudio analiza la rentabilidad de conectar una planta geotérmica de 10 MW en la subestación de San Vicente (red de 23 o 46 kV con DELSUR) y otra en Chinameca de 20 MW conectada a la subestación de San Miguel (EEO). La primera estaría a una distancia de 10 km, mientras que la segunda a 27 km.

Mediante información proporcionada por ingenieros de DELSUR, las redes locales pueden no absorber toda la potencia sugerida. Se puede asumir de manera gruesa que la red local absorbe un 75% de dicha potencia. Pero para conectarse se debe completar la Solicitud de Factibilidad y la Solicitud de Interconexión, las cuales consideran aspecto de interés de la distribuidora y toma como

base el Título III de la Norma Técnica de Interconexión Eléctrica y Acceso de Usuarios Finales a la Red de Transmisión, según el Acuerdo No. 30-E-2011 de SIGET.

Para la conexión debe considerarse el costo de mejorar la red o instalar circuitos dedicados en 46 kV, mejorar la subestación correspondiente, permisos, distancia entre postes, calibre del conductor, cantidad de cruceros, aisladores, distancia hacia la subestación, etc. Los estudios técnicos deben verificar que la interconexión no produzca efectos adversos en el sistema de distribución y en caso producirlos, sugerir la compra de equipos, instalación, mejoras en la subestación y/o línea que resuelva tales efectos. Además, se puede negociar un contrato con el distribuidor como mínimo de 15 años.

Tomando en cuenta el costo por servidumbre, costo de un circuito dedicado en 46 kV, subestación, solicitudes de interconexión y la construcción de la planta, se estima un total de US\$ 39,947,680.84 para la planta de 10 MW en San Vicente y de US\$ 80,400,861.67 para la planta de 20 MW en Chinameca. Considerando el escenario que ambas plantas se conectan en 115 kV (para propósitos de comparación), se estima un total de US\$ 43,012,954.94 para la planta de 10 MW y de US\$ 81,552,791.91 para la planta de 20 MW.

El factor que se utilizó para estimar el costo de la planta geotérmica es de US\$ 3,915.77/kW (dato tomando del sitio web de IRENA - International Renewable Energy Agency), el cual incluye todos los costos de exploración y perforación de un campo geotérmico, así como la construcción de la planta, subestación eléctrica, conexión a red, etc.

Para la evaluación financiera se considera: financiamiento de 70%, tasa de interés de (6 - 10%), tasa de inflación de 1%, WACC de 10%, depreciación lineal por 20 años, tasa de impuestos de 30%, declinación de generación 1% por año, excepciones de impuestos por 5 años, período de amortización de 30 años, costo de O&M de (0.01 - 0.03 US\$/kWh).

El precio al que se valoró la energía fue el PET y MRS. La Administración de Información de Energía de los Estados Unidos hizo una proyección del West Texas Intermediate (WTI), Se estableció una correlación del MRS y PET con el WTI y se hizo una proyección lineal para 30 años.

El MRS es el precio que establece en el mercado spot del mercado mayorista, determinado por el despacho del costo variable combustible de la última unidad generadora necesaria para suplir la demanda. En el caso del PET, este es el precio de la energía que se traslada a la tarifa a los usuarios finales y está constituido por el MRS, los cargos del sistema (CSIS) y el pago por potencia de los generadores.

El resultado del análisis muestra una TIR del proyecto de 10 MW en San Vicente (DELSUR) por 13.5%, mientras que la TIR del proyecto de 20 MW en Chinameca (EEO) es de 13.3%. Para el caso que ambas plantas se conecten al mercado mayorista (115 kV), se obtiene una TIR de 11.3% para la planta de San Vicente y de 15.3% para la planta de Chinameca. Por lo cual se observa que la rentabilidad en ambos casos es muy parecida. Valga comentar que en todos estos casos el VAN es mayor a cero y su respectivo valor se muestra en las tablas de evaluación financiera.

Es de hacer notar que cualquier desarrollador de proyectos deberá considerar que por el artículo 21 de la Ley del Medio Ambiente y Recursos Naturales de El Salvador, presentar el correspondiente

Estudio de Impacto Ambiental para ejecutar el proyecto. Además, y conforme el artículo 3 de la Ley de Incentivos Fiscales para el Fomento de las Energías Renovables en la Generación de Electricidad: a) durante los diez primeros años gozar de exención del pago de los Derechos Arancelarios de Importación de maquinaria, equipos, materiales e insumos y b) exención del pago del Impuesto sobre la Renta por un período de cinco (5) años en el caso de los proyectos entre 10 y 20 megavatios (MW), a partir de la entrada en operación comercial del proyecto.

Contenido

Índice de tablas.....	9
Índice de figuras.....	10
Lista de abreviaturas y símbolos.....	13
Introducción.....	15
Objetivo General.....	17
Objetivos Específicos.....	17
CAPÍTULO I. Mercado Mayorista de Electricidad.....	18
1.0 Antecedentes del mercado eléctrico.....	18
1.1 Modelo basado en costos.....	18
1.1.1 Generadores.....	19
1.1.2 El Transmisor (ETESAL).....	22
1.1.3 Distribuidoras.....	23
1.1.4 Comercializador.....	24
1.1.5 Operador de Mercado (UT).....	24
1.1.6 Ente Regulador (SIGET).....	24
1.1.7 Emisor de Políticas (CNE).....	24
1.2 Demanda nacional de electricidad.....	24
1.3 Licitación de contratos de largo plazo.....	25
1.4 Precio del mercado.....	26
1.4.1 MRS.....	26
1.4.2 Precio de la Energía a Tarifa PET.....	30
1.5 Esquema de negocio venta a Distribuidora.....	32
1.5.1 Venta al mercado mayorista.....	32
1.5.2 Mayor competencia en el mercado mayorista.....	33
1.5.3 Esquema de venta a distribuidora.....	34
CAPÍTULO II. Geotermia y otras fuentes renovables.....	36
2.0 Geotermia.....	36
2.1 Usos Directos.....	40
2.2 Perforación de pozos geotérmicos.....	41
2.3 Vida de un campo geotérmico.....	44
2.4 Ciclos de plantas geotérmicas.....	47

2.4.1 Plantas de simple flash	47
2.4.2 Plantas de doble flash.....	48
2.4.3 Ciclos binarios.....	49
2.5 Fuentes renovables	50
2.5.1 Factor de planta	50
2.5.2 Generador fotovoltaico.....	51
2.5.3 Generador en base a biomasa	53
2.5.4 Generador a partir de biogás	54
2.5.5 Generador eólico	57
2.5.6 Generador hidroeléctrico.....	59
2.6 Lageo.....	62
2.7 Competencia.....	63
2.7.1 Energía del Pacífico (Gas Natural).....	63
2.7.2 Ventus (Eólico)	63
2.7.3 Neoen (Fotovoltaico).....	64
2.7.4 Grupo AES (Fotovoltaico y Biomasa)	65
2.7.5 Pequeños generadores conectados en red de Distribución	66
CAPÍTULO III. Redes de subtransmisión y ubicación de proyectos.....	67
3.0 Redes de transporte de la electricidad	67
3.1 Elementos principales de una subestación	68
3.1.1 Transformador.....	68
3.1.2 Interruptor de potencia	69
3.1.3 Restaurador.....	70
3.1.4 Cuchillas fusibles	70
3.1.5 Cuchillas desconectadoras y cuchillas de prueba.....	70
3.1.6 Apartarrayos.....	70
3.1.7 Transformadores de instrumento.....	70
3.1.8 Barras, buses o cajas derivadoras	70
3.2 Líneas aéreas de 23 y 46 kV.....	71
3.2.1 Arreglos postes y líneas de 23 kV	72
3.2.2 Arreglos postes y líneas 46 kV.....	74
3.3 Ubicación de proyectos de interés.....	77

3.3.1 Chinameca.....	78
3.3.2 San Vicente	79
CAPÍTULO IV Evaluación financiera.....	84
4.0 Costo de mejoras Subestación/Línea de EEO.....	84
4.1 Costo de mejoras Subestación/Línea de DELSUR	85
4.2 Inversión en plantas geotérmicas	86
4.2.1 Inversión en la planta de Chinameca.....	88
4.2.2 Inversión en la planta de San Vicente	89
4.3 Proyección de demanda.....	90
4.4 Precio de compra venta de electricidad.....	92
4.4.1 Proyección precio barril del crudo	93
4.4.2 Correlación Precio WTI y MRS.....	94
4.4.3 Correlación MRS y PET	98
4.4.4 Precio de venta a distribuidoras.....	101
4.4.5 Pago por potencia.....	103
4.5 Producción de electricidad	103
4.6 Financiamiento.....	105
4.6.1 Tasa de inflación	106
4.6.2 Tasa WACC	106
4.6.3 Impuestos	107
4.7 Rentabilidad de los proyectos	107
4.7.1 Excepción de impuestos	108
4.7.2 Depreciación de los activos.....	108
4.7.3 Costo de operación y mantenimiento	108
4.7.4 Escenarios de rentabilidad.....	108
4.7.5 Comparación de resultados	112
CAPÍTULO V Procedimiento para conectarse a una red de subtransmisión.....	114
5.0 Acceso a las instalaciones de Distribución.....	114
5.1 Factibilidad.....	114
5.2 Solicitud de interconexión.....	116
5.3 Requerimientos generales para los estudios.....	119
5.4 Estudios para la interconexión de generadores en las instalaciones de distribución.....	120

5.5 Aprobación de la solicitud de interconexión a las instalaciones de distribución	122
5.6 Condiciones contractuales generales.....	123
5.7 Caso de estudio para interconexión a red de distribución	123
Conclusiones y Recomendaciones	126
Bibliografía	129
Anexos.....	131
Anexo 1. Notificación de CAESS sobre nuevo circuito de 46 kV.....	132
Anexo 2. Preguntas para AES	133
Anexo 3. Diagrama Unifilar San Miguel	135
Anexo 4. Preguntas para DELSUR	136
Anexo 5. Reunión con DELSUR	141
Anexo 6. Solicitud de Factibilidad.....	143
Anexo 7. Solicitud de Interconexión.....	145
Anexo 8. Cuadros de rentabilidad.....	148

Índice de tablas

Tabla 1. Capacidad instalada de generadores. [Fuente: SIGET].....	19
Tabla 2. Factor de utilización de las plantas generadoras. [Fuente: SIGET]	22
Tabla 3. Datos generales de las Empresas Distribuidoras. [Fuente: SIGET]	23
Tabla 4. Licitaciones promovidas por el CNE. [Fuente: elaboración propia con datos de CNE]	26
Tabla 5. Capacidad geotérmica por país en 2019. [Fuente: IRENA].....	39
Tabla 6. Aplicaciones del recurso geotérmico. [Fuente: Elaboración propia a partir de Diagrama de Lindal]	41
Tabla 7. Cantidad de años de un campo geotérmico. [Fuente: Wikipedia].....	46
Tabla 8. Radiación solar en distintas ciudades (kWh/m ² /día). [Fuente: https://pvwatts.nrel.gov/]52	
Tabla 9. Capacidad instalada plantas Biomasa. [Fuente: SIGET].....	53
Tabla 10. Biogás y otros combustibles fósiles. [Fuente: CEPAL]	56
Tabla 11. Capacidad de Recepción de los Rellenos Sanitarios. [Fuente: MARN].....	56
Tabla 12. Plantas hidroeléctricas. [Recuperado de (Saravia, R. 2019), Energía Mini hidráulica, Maestría en Gestión de Energías Renovables, Universidad Don Bosco]	61
Tabla 13. Características de los postes de concreto centrifugado. [Fuente: SIGET].....	72
Tabla 14. Consumo promedio ciudades cercanas a Chinameca 2019. [Fuente: SIGET]	79
Tabla 15. Costo de línea en 115 kV. [Fuente: Lageo]	86
Tabla 16. Costos indicativos para montaje planta 50 MW en millones US\$. [Fuente: ESMAP]	88
Tabla 17. Costo de instalación de plantas renovables. [Fuente: IRENA]	88
Tabla 18. Inversión total Chinameca. [Fuente: elaboración propia].....	89
Tabla 19. Inversión total San Vicente. [Fuente: elaboración propia].....	90
Tabla 20. Variación anual de la demanda. [Fuente: elaboración propia con datos de UT]	90
Tabla 21. Proyección de crecimiento de demanda MW. [Fuente: elaboración propia]	92
Tabla 22. Potencia a ofrecer. [Fuente: elaboración propia]	93
Tabla 23. Precio del barril de crudo y MRS 2007 a 2020. [Fuente: elaboración propia]	94
Tabla 24. Proyección de MRS. [Fuente: elaboración propia].....	97
Tabla 25. MRS y PET. [Fuente: elaboración propia]	98
Tabla 26. Proyección de PET. [Fuente: elaboración propia]	101
Tabla 27. Precio de venta a Distribuidora. [Fuente: elaboración propia].....	102
Tabla 28. Proyección de precio por potencia US\$/kW-mes. [Fuente: elaboración propia]	103
Tabla 29. Producción de electricidad planta de 10 MW. [Fuente: elaboración propia]	104
Tabla 30. Producción de electricidad planta de 20 MW. [Fuente: elaboración propia]	105
Tabla 31. Inversión en planta para 46 kV y 115 kV. [Fuente: elaboración propia]	109
Tabla 32. VAN y TIR para tasa del 6% y costo O&M US\$ 0.01/kWh. [Fuente: elaboración propia]	112
Tabla 33. VAN y TIR para tasa del 10% y costo O&M de US\$ 0.03/kWh. [Fuente: elaboración propia]	113
Tabla 34. VAN y TIR para caso base WTI. [Fuente: elaboración propia]	113

Índice de figuras

Figura 1. Esquema básico de un sistema de potencia. [Recuperado de: (Nájera, C. 2018), Fundamentos de Ingeniería Eléctrica, Maestría en Gestión de Energías Renovables, Universidad Don Bosco]	18
Figura 2. Evolución de la capacidad instalada de generadores. [Fuente: SIGET].....	19
Figura 3. Inyección de electricidad octubre 2020. [Fuente: elaboración propia con datos de UT]..	20
Figura 4. Producción de electricidad en fechas diferentes (MWh). [Fuente: elaboración propia con datos de UT]	21
Figura 5. Red de ETESAL. [Fuente: ETESAL]	23
Figura 6. Empresas distribuidoras. [Fuente: SIGET]	24
Figura 7. Variación de la demanda 2015-2020. [Fuente: elaboración propia con datos de UT]	25
Figura 8. Comparación de capacidad instalada y demanda MW. [Fuente: SIGET]	25
Figura 9. Lista de mérito. [Recuperado de: (Nájera, C. 2018), Fundamentos de Ingeniería Eléctrica, Maestría en Gestión de Energías Renovables, Universidad Don Bosco]	28
Figura 10. Variación del precio MRS 2007 a 2020. [Fuente: elaboración propia con datos de UT] .	28
Figura 11. Variación del precio del barril del petróleo 2007 a 2020 [Fuente: elaboración propia con datos de www.eia.gov]	29
Figura 12. Precio del barril de crudo y MRS 2007 a 2020. [Fuente: elaboración propia]	30
Figura 13. Precios promedios históricos de venta a usuarios finales. [Fuente: elaboración propia con datos de SIGET].....	31
Figura 14. MRS y PET. [Fuente: elaboración propia].....	32
Figura 15. Funcionamiento del Mercado Eléctrico. [Recuperado de: (Nájera, C. 2018), Fundamentos de Ingeniería Eléctrica, Maestría en Gestión de Energías Renovables, Universidad Don Bosco]	32
Figura 16. Predespacho 10 enero 2021. [Fuente: UT]	34
Figura 17. Esquema de venta a Distribuidora. [Fuente: elaboración propia]	35
Figura 18. Cinturón de fuego y placas tectónicas. [Fuente: USGS].....	36
Figura 19. Sistema geotérmico. [Recuperado de: (Monterrosa, M. 2019), Energía Geotérmica, Maestría en Gestión de Energías Renovables, Universidad Don Bosco]	37
Figura 20. Reservorio. [Recuperado de: (Monterrosa, M. 2019), Energía Geotérmica, Maestría en Gestión de Energías Renovables, Universidad Don Bosco].....	38
Figura 21. Capacidad instalada geotérmica mundial. [Fuente: IRENA].....	39
Figura 22. Fumarola en los Infiernillos en San Vicente [Fuente: elaboración propia]	40
Figura 23. Diagrama de Lindal. [Fuente: FAO]	40
Figura 24. Pasteurizador de leche (usos directos). [Fuente: elaboración propia]	41
Figura 25. Perfil de un pozo geotérmico. [Recuperado de: (Monterrosa, M. 2019), Energía Geotérmica, Maestría en Gestión de Energías Renovables, Universidad Don Bosco]	42
Figura 26. Torre de perforación. [Fuente: https://twitter.com/LaGeoSV/status/1376672265014759429/photo/4].....	43
Figura 27. Barrena tricónica. [Fuente: https://docplayer.es/90458729-Escuela-politecnica-nacional.html]	43

Figura 28. Pozo direccional. [Fuente: http://www.ingenieriadepetroleo.com/pozos-direccionales-tipo-j/]	44
Figura 29. Pozos para extracción de vapor y reinyección. [Fuente: https://www.monografias.com/trabajos109/energia-geotermica-estudio-caso/energia-geotermica-estudio-caso.shtml]	44
Figura 30. Registro de temperatura y presión de un pozo. [Recuperado de: (Henríquez, J. 2019), Energía Geotérmica, Maestría en Gestión de Energías Renovables, Universidad Don Bosco]	45
Figura 31. Campo Geotérmico de Berlín. [Recuperado de (Henríquez, J. 2019), Energía Geotérmica, Maestría en Gestión de Energías Renovables, Universidad Don Bosco]	46
Figura 32. Turbina geotérmica. [Fuente: https://twitter.com/LaGeoSV/status/1346924340487532547/photo/3]	46
Figura 33. Concepto de central geotérmica por condensación. [Fuente Manual de geotermia: Como planificar y financiar la generación de electricidad, (ESMAP, 2012), p. 33]	48
Figura 34. Diagrama Temperatura-entropía planta de flash. [Fuente: Termodinámica, Cengel].....	48
Figura 35. Diagrama T-s de una planta de doble flash. [Fuente: Geothermal Power Plants, Dippipo]	49
Figura 36. Representación de un Ciclo Binario. [Fuente: http://www.prosener.com/noticias/ver/primera-planta-geotermica-de-alta-entalpia-en-espana/2581]	50
Figura 37. Factor de planta de distintas energías. [Fuente: Statista.com]	51
Figura 38. Comparación de radiación solar distintas ciudades. [Fuente: elaborado con datos de https://pvwatts.nrel.gov/]	52
Figura 39. Procesos en Ingenio Azucarero. [Recuperado de (González, A. 2020), Biomasa, Maestría en Gestión de Energías Renovables, Universidad Don Bosco]	53
Figura 40. Bagazo de caña. [Recuperado de (González, A. 2020), Biomasa, Maestría en Gestión de Energías Renovables, Universidad Don Bosco]	54
Figura 41. Turbo generador. [Fuente: historico.elsalvador.com/historico/439746/como-se-transforma-el-bagazo-de-cana-de-azucar-a-energia-electrica.html]	54
Figura 42. Aprovechamiento del biogás. [Recuperado de (González, A. 2020), Biomasa, Maestría en Gestión de Energías Renovables, Universidad Don Bosco].....	55
Figura 43. Relleno Nejapa. [Recuperado de: (González, A. 2020), Biomasa, Maestría en Gestión de Energías Renovables, Universidad Don Bosco]	57
Figura 44. Fuerzas sobre una pala. [Fuente: Termodinámica, Cengel]	58
Figura 45. Palas. [Fuente: Imágenes Google]	58
Figura 46. Góndola y componentes. [Recuperado de (Migoya, E. 2019), Energía Eólica, Maestría en Gestión de Energías Renovables, Universidad Don Bosco].....	59
Figura 47. Parque eólico. [Fuente: Imágenes Google]	59
Figura 48. Planta hidroeléctrica. [Recuperado de (Saravia, R. 2019), Energía Minihidráulica, Maestría en Gestión de Energías Renovables, Universidad Don Bosco]	60
Figura 49. PCH de CECSA. [Recuperado de (Saravia, R. 2019), Energía Minihidráulica, Maestría en Gestión de Energías Renovables, Universidad Don Bosco].....	61
Figura 50. Planta Geotérmica de Ahuachapan. [Fuente: Lageo]	62

Figura 51. Planta Geotérmica de Berlín. [Fuente: Lageo]	63
Figura 52. Aerogeneradores de Ventus en Metapán. [Fuente: twitter.com/VentusSV]	64
Figura 53. Planta Fotovoltaica Providencia Solar de Neoen. [Fuente: Neoen]	64
Figura 54. Planta Fotovoltaica Capella Solar de Neoen. [Fuente: Neoen]	65
Figura 55. Planta de Biogás de Grupo AES. [Fuente: AES]	66
Figura 56. Ubicación Plantas Fotovoltaicas Proyecto Bósforo. [Fuente: AES]	66
Figura 57. Representación de un sistema de transmisión y distribución. [Fuente: Imágenes Google]	68
Figura 58. Transformador trifásico. [Fuente: Imágenes Google]	69
Figura 59. Esquema de una subestación. [Fuente: Imágenes Google]	71
Figura 60. Esquema de poste para línea de 23 kV. [Fuente: Imágenes Google].....	73
Figura 61. Tangente doble 23 kV. [Fuente: SIGET].....	74
Figura 62. Esquema de poste para línea de 46 kV. [Fuente: SIGET]	75
Figura 63. Tangente doble. [Fuente: SIGET].....	76
Figura 64. Interconexión de un generador a red de distribución. [Fuente: Tesis Maestría UDB]	77
Figura 65. Distancia de planta a Subestación en San Miguel. [Fuente: Google Earth]	78
Figura 66. Distancia de planta a Subestación en San Vicente. [Fuente: Google Earth]	80
Figura 67. Esquema de ubicación de subestaciones en San Vicente. [Fuente: DELSUR].....	82
Figura 68. Suma de procesos principales. [Fuente: elaboración propia].....	83
Figura 69. Representación conceptual de los riesgos y costos en las distintas etapas del desarrollo de un campo geotérmico. [Fuente: Análisis comparativo de estrategias para la mitigación del riesgo asociado a los recursos (ESMAP, 2016), p. 2].....	87
Figura 70. Variación anual de la demanda. [Fuente: elaboración propia con datos de UT].....	91
Figura 71. Proyección WTI. [Fuente: elaboración propia con datos de US Information Administration]	94
Figura 72. Ecuación lineal y correlación de las variables WTI y MRS. [Fuente: elaboración propia] 95	
Figura 73. Comparación MRS histórico y variable Y. [Fuente: elaboración propia].....	96
Figura 74. Valores históricos y proyección WTI y MRS. [Fuente: elaboración propia]	98
Figura 75. Ecuación lineal y correlación de las variables MRS y PET. [Fuente: elaboración propia] 99	
Figura 76. Comparación PET histórico y variable "a". [Fuente: elaboración propia].....	100
Figura 77. Fórmula de WACC. [Fuente: Principio de Finanzas Corporativas, Myers]	106
Figura 78. Flujo de ingresos para TIR y VAN. [Fuente: elaboración propia]	110
Figura 79. Flujo de caja para TIR y VAN. [Fuente: elaboración propia]	111
Figura 80. Proceso de solicitud de factibilidad. [Fuente: elaboración propia]	116
Figura 81. Proceso resumido de Solicitud de Interconexión. [Fuente: elaboración propia]	119
Figura 82. Condición para los estudios. [Fuente: elaboración propia]	121
Figura 83. Estudios a realizar para interconectarse. [Fuente: elaboración propia].....	122
Figura 84. Diagrama unifilar conexión a subestación. [Fuente: DELSUR]	124

Lista de abreviaturas y símbolos

Bar	Unidad de presión
CAESS	Compañía de Alumbrado Eléctrico de San Salvador
CECSA	Compañía Eléctrica Cucumacayán, S. A. de C. V.
CEL	Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa
CEPAL	Comisión Económica para América Latina y el Caribe
CLESA	Compañía de Luz Eléctrica de Santa Ana
CH ₄	Gas Metano
CNE	Consejo Nacional de Electricidad
CLP	Contratos de Largo Plazo
cm	Centímetro
CMO	Costo Marginal de Operación
CONSAA	Consejo Salvadoreño de la Agroindustria Azucarera
CSIS	Cargos del Sistema
CVC	Costo Variable Combustible
CVNC	Costo Variable no Combustible
EDESAL	Empresa Distribuidora Eléctrica Salvadoreña
EEO	Empresa Eléctrica de Oriente
EIA	Administración de Información de Energía de los Estados Unidos (por sus siglas en inglés)
Entalpía	Concepto termodinámico que representa una cantidad de energía
ESMAP	Programa de Asistencia para la Gestión del sector energético (por sus siglas en inglés)
ETESAL	Empresa Transmisora de El Salvador
FAO	Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura (por sus siglas en inglés)
GDP	Producto Interno Bruto (por sus siglas en inglés)
GRNC	Generador Renovable No Convencional
GW	Giga-Watt
GWh	Giga-Watt-Hora
I	Corriente eléctrica
IEC	Comisión Electrotécnica Internacional (por sus siglas en inglés)
IRENA	Agencia Internacional de Energías Renovables (por sus siglas en inglés)
Isobutano	Hidrocarburo alifático perteneciente a la serie alcano
Isopentano	Líquido extremadamente volátil y extremadamente inflamable a temperatura y presión ambiental
IVA	Impuesto al Valor Agregado
kA	Kilo-Amperio
kg	Kilo-gramo
kJ	Kilo-Joule
Km	Kilómetro
Km ²	Kilómetro-cuadrado
kV	Kilo-Voltio

Lb	Libras, unidad de peso
LGE	Ley General de Electricidad
m ³	Metro-Cúbico
mm	milímetro
MARN	Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales
Monofásico	Una sola fase
MW	Mega-Watt
MWh	Mega-Watt-Hora
MVA	Mega-Voltio-Amperio
MRS	Mercado Regulador del Sistema
NIT	Número de Identificación Tributaria
ORC	Ciclo de Rankine Orgánico (por sus siglas en inglés)
PCH	Pequeña Central Hidroeléctrica
PET	Precio de la Energía a Tarifa
PPA	Contrato de compra de potencia (por sus siglas en inglés)
Pies	Unidad de longitud
PM	Participante de Mercado
Pulg	Pulgada
RNV	Renovable
ROBCP	Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción
s	segundo
SIEPAC	Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central
Simple flash	Proceso de transición de un líquido presurizado a una mezcla de líquido y vapor
SIGET	Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones
TC	Transformador de Corriente
TIR	Tasa Interna de Retorno
TP	Transformador de Potencia
T-s	Temperatura - Entropía
ton	Tonelada
Tricónica	Tres conos
Trifásico	Tres fases
UDB	Universidad Don Bosco
USGS	Servicio Geológico de los Estados Unidos (por sus siglas en inglés)
US\$/Bbl	Dólares por barril
UT	Unidad de Transacciones
VAN	Valor Actual Neto (VAN)
WACC	Costo promedio ponderado de capital (por sus siglas en ingles)
WTI	Petróleo producido en Texas (por sus siglas en inglés)
°C	Grado Centígrado

Introducción

Ante el incremento de la competencia en el mercado mayorista de electricidad, se hace necesario evaluar cualquier alternativa que técnica y financieramente vuelva viable el montaje y operación de una planta generadora. En los últimos cinco años la capacidad instalada de los generadores locales se ha visto incrementada. Esto si se combina con el poco crecimiento de la demanda local, vuelve incierta la entrada en operación de nuevos actores, así como el desarrollo de plantas que están en proceso.

En este estudio se ha optado por analizar la factibilidad de conectar una planta geotérmica a una red de subtransmisión.

El estudio comienza describiendo cómo es el mercado mayorista de electricidad, quienes son los participantes del mercado. Cómo se obtiene el precio MRS y el PET. Siendo el primero con el que se valora la energía vendida como de oportunidad “spot”. Mientras que el segundo es utilizado por las distribuidoras para facturar a sus correspondientes usuarios finales.

El Salvador posee los campos geotérmicos de Ahuachapán y Berlín en operación desde hace 45 años para el primero y desde hace 28 años para el segundo. Para desarrollar un campo geotérmico se hace necesaria una fuerte inversión; ya que se comienza por realizar estudios en superficie y cuantificar la capacidad del reservorio, establecer los sitios para perforar pozos. Después se perforan los pozos con el propósito de obtener el vapor que será enviado a la turbina para obtener electricidad. Esto se logra mediante una de las distintas configuraciones, como planta de simple flash, doble flash o ciclo binario.

Montar una planta geotérmica tiene uno de los costos más altos al compararlo con otro tipo de generación renovable. El factor de la geotermia es US\$ 3,915.77/kW instalado, mientras que la biomasa es US\$ 2,140.64/kW instalado, el hidroeléctrico es US\$ 1,709.29/kW instalado, el eólico es US\$ 1,473.00/kW instalado y el fotovoltaico de US\$ 994.70/kW instalado. Pero, por otro lado, el factor de planta de la geotermia es del 85%, el cual asegura el despacho de este tipo de planta por más tiempo que las demás tecnologías.

Para conectar una planta de generación de electricidad a la red de subtransmisión, se hace necesario completar la Solicitud de Factibilidad y la Solicitud de Interconexión, las cuales consideran aspecto de interés de la distribuidora y se basan en la Norma Técnica de Interconexión Eléctrica y Acceso de Usuarios Finales a la Red de Transmisión, según el Acuerdo No. 30-E-2011 de SIGET. Dicha norma establece el proceso que se tiene que cumplir para conocer si el punto de interconexión tiene la capacidad de absorber la potencia requerida o si existen otras opciones tales como encontrar otro punto o las inversiones en equipos que aseguren la conexión.

Se obtuvo una proyección que la Administración de Información de Energía de los Estados Unidos hizo del West Texas Intermediate (WTI), donde considera tres casos: caso base, caso de precio alto WTI y caso de precio bajo WTI. Se estableció una correlación entre el MRS y el WTI, de tal manera que se obtuvieron tres valores de MRS para 30 años. Después se estableció otra correlación entre el MRS y el PET, obteniendo tres valores de PET para 30 años. El precio de venta con la distribuidora se estableció en el PET de caso base, precio alto WTI y precio bajo WTI. El precio de venta de la electricidad al mercado mayorista se estableció en el MRS 1 (caso base WTI), MRS 2 (precio alto WTI) y MRS 3 (precio bajo WTI).

Tomando en cuenta el costo por servidumbre, costo de un circuito dedicado en 46 kV, subestación, solicitudes de interconexión y la construcción de la planta, se estima un total de US\$ 39,947,680.84 para la planta de 10 MW en San Vicente y de US\$ 80,400,861.67 para la planta de 20 MW en Chinameca. Considerando el escenario que ambas plantas se conectan en 115 kV (para propósitos de comparación), se estima un total de US\$ 43,012,954.94 para la planta de 10 MW y de US\$ 81,552,791.91 para la planta de 20 MW.

Se hicieron doce casos dependiendo de la combinación de la proyección de los precios y de la tasa de interés y el costo de operación y mantenimiento. Por ejemplo: venta de 10 MW a distribuidora (46 kV) para caso base de WTI, para el caso el caso de precio alto WTI y para el caso de precio bajo WTI. Se hizo lo mismo para la venta de 20 MW a la distribuidora (46 kV). También se hizo el cálculo de la venta de 10 MW al mercado mayorista (115 kV) para caso base de WTI, caso precio alto WTI, caso precio bajo WTI. Por último se hizo el cálculo de la venta de 20 MW al mercado mayorista (115 kV) para caso base de WTI, caso precio alto WTI y caso precio bajo WTI. En base a ello se compararon los resultados de todos los casos, escogiendo los resultados más satisfactorios.

Conectar un proyecto de 10 MW a la red de una distribuidora puede arrojar valores de TIR desde 4.5% hasta 34.2%. Conectar un proyecto de 20 MW a la red de una distribuidora puede arrojar valores de TIR desde 14% hasta 33.9%. Se descartan los casos de proyección de precio alto WTI por dar valores de TIR demasiado altas, precio bajo WTI por dar TIR negativas y se utiliza la de caso base por ser más conservadora.

Se escoge la TIR del proyecto de 10 MW en San Vicente (DELSUR) que es de 13.5%, mientras que la TIR del proyecto de 20 MW en Chinameca (EEO) es de 13.3%. Además, en el caso de considerar que las plantas se conecten al mercado mayorista (115 kV), se escoge la TIR de 11.3% para la planta de San Vicente y de 15.3% para la planta de Chinameca. Verificando con ello, que conectar una planta en la red de subtransmisión puede ser muy similar de rentable que conectarla en 115 kV.

Objetivo General

Evaluar la factibilidad técnico económico de conectar nuevas plantas geotérmicas a las redes de subtransmisión de las Empresas Distribuidoras.

Objetivos Específicos

- a) Esquematizar un cambio en el modelo de negocio, dejando de vender electricidad en el mercado mayorista para pasar a la venta directa a las Empresas Distribuidoras.
- b) Determinar si las redes de subtransmisión cercanas a las futuras plantas geotérmicas tienen capacidad de absorber potencia adicional.
- c) Cuantificar el monto de la inversión para la conexión en redes de Distribución.
- d) Hacer una evaluación financiera de un proyecto tipo.
- e) Elaborar un procedimiento con los pasos principales que cualquier generador debe seguir para conectarse en redes de subtransmisión.

CAPÍTULO I. Mercado Mayorista de Electricidad

1.0 Antecedentes del mercado eléctrico

Los generadores venden su electricidad principalmente en el mercado mayorista de electricidad, sin embargo unos pocos la venden directamente en las redes de las Distribuidoras. A continuación se presenta un resumen de los aspectos más importantes del mercado mayorista de El Salvador.

El sector de generación de energía tiene características de mercado de competencia.

Los sectores de transmisión y distribución de energía tienen características de monopolio natural (tal como el suministro de agua potable), por lo que el Estado regula las tarifas y sus mecanismos de financiamiento.

En la Figura 1 se muestra un esquema de los diferentes participantes de un sistema de potencia.



Figura 1. Esquema básico de un sistema de potencia. [Recuperado de: (Nájera, C. 2018), Fundamentos de Ingeniería Eléctrica, Maestría en Gestión de Energías Renovables, Universidad Don Bosco]

El sector eléctrico del país está compuesto por distintos agentes los cuales conjuntamente integran el Mercado Mayorista de Energía. Estos agentes pueden ser de características públicas o privadas y que tienen funciones específicas en un mercado con reglas bien definidas.

1.1 Modelo basado en costos

A partir del 1 de agosto de 2011 comienza a operar el modelo basado en costos en el país.

El modelo de mercado mayorista del país se basa en el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción (ROBCP), complementado con la obligación de que las distribuidoras suscriban Contratos de Largo Plazo (CLP) para el suministro de potencia y energía.

El Mercado Basado en Costos de Producción está compuesto por dos grandes áreas de negocios: El Mercado de Contratos y El Mercado Regulador del Sistema (oportunidad o spot).

Los Participantes de Mercado (PM) del Mercado Mayorista de electricidad en el país son: Generador, Transmisor, Distribuidor, Comercializador, Usuario Final. Además de considerar el Operador de Mercado (UT), Ente Regulador (SIGET) y el Emisor de Políticas (CNE).

1.1.1 Generadores

Los generadores en El Salvador producen electricidad en base a distintas fuentes: hidroeléctrica, geotérmica, biomasa, fotovoltaico y derivados de petróleo. Los generadores inyectan su electricidad en las redes de El Transmisor.

La capacidad instalada de todos los generadores que participan en el mercado mayorista de electricidad es de 2 GW y se reparte dependiendo del tipo de tecnología en térmico, hidroeléctrico, biomasa, geotérmico y fotovoltaico (Tabla 1).

Capacidad instalada 2019	MW	%
Térmico	757.10	37.8%
Hidroeléctrico	552.70	27.6%
Biomasa	293.60	14.7%
Geotérmico	204.40	10.2%
Fotovoltaico	194.00	9.7%
Total	2,001.80	100.0%

Tabla 1. Capacidad instalada de generadores. [Fuente: SIGET]

La evolución de esa capacidad instalada ha tenido como protagonistas en los últimos cinco años a la biomasa y al fotovoltaico (Figura 2).

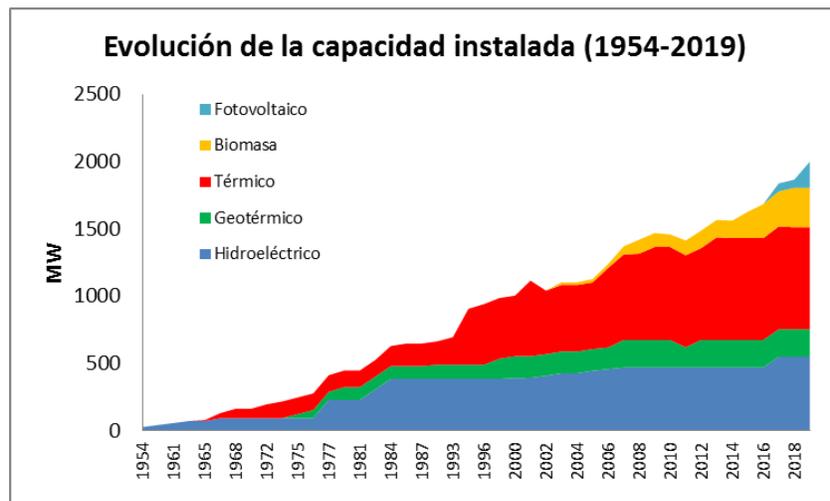


Figura 2. Evolución de la capacidad instalada de generadores. [Fuente: SIGET]

- La capacidad instalada hidro en el año 2000 era de 394.7 MW, en el año 2007 se incrementó a 472 MW y en el año 2017 tuvo otro incremento hasta llegar a 552.7 MW. El incremento porcentual en hidro desde el año 2000 es de 40% en su capacidad instalada.
- La capacidad instalada geotérmica en el año 2000 era de 161.2 MW, en el año 2007 se incrementó a 204.4 MW, valor que ha mantenido hasta la fecha. El incremento porcentual en geotérmica desde el año 2000 es de 26.8% en su capacidad instalada.
- La capacidad instalada térmica en el año 2000 era de 450.4 MW, en el año 2007 era de 635.4 MW y actualmente es de 757.1 MW. El incremento porcentual térmica desde el año 2000 es de 68.1% en su capacidad instalada.

- d) El país no contaba con capacidad instalada de biomasa en el año 2000, pero en 2007 ya se tenía con 60 MW y actualmente es de 293.6 MW. El incremento porcentual de biomasa desde el año 2007 es de 389% en su capacidad instalada.
- e) El país no contaba con capacidad instalada fotovoltaica en el año 2000. Actualmente es de 194 MW. El incremento porcentual fotovoltaico desde el año 2017 es de 223% en su capacidad instalada.
- f) La capacidad instalada eólica se considera a partir de 2020, con un valor de 54 MW.

El incremento de la capacidad instalada en biomasa, fotovoltaica y eólica se ha debido a las licitaciones que ha promovido el CNE en los últimos diez años.

La inyección de electricidad por parte de los generadores suele variar a lo largo del año. Por ejemplo y conforme los datos del sitio web de la Unidad de Transacciones (UT), la producción de electricidad de los generadores el 20 de octubre de 2020 (Figura 3), estuvo repartida en Hidroeléctrica (46%), Geotérmica (21%), Térmica (13%), Importación Guatemala (12%), Fotovoltaica (8%) y Biomasa (0%).

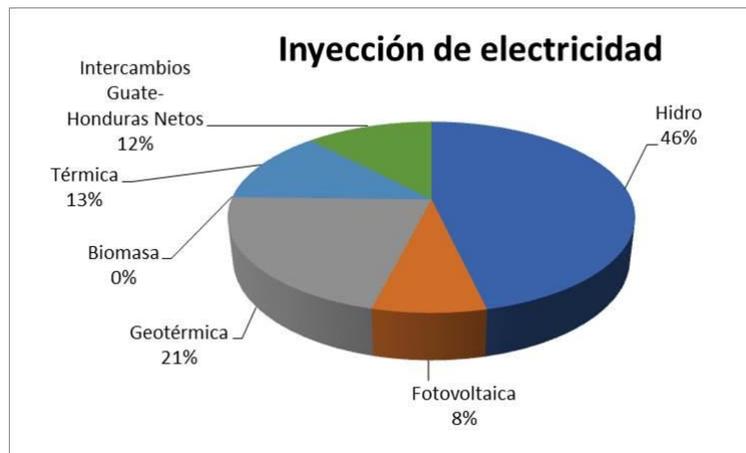


Figura 3. Inyección de electricidad octubre 2020. [Fuente: elaboración propia con datos de UT]

Sin embargo en una fecha distinta, la producción de electricidad es un tanto diferente. En la Figura 4, se compara la producción de electricidad entre el 20 de octubre de 2020 y el 27 de enero de 2021.

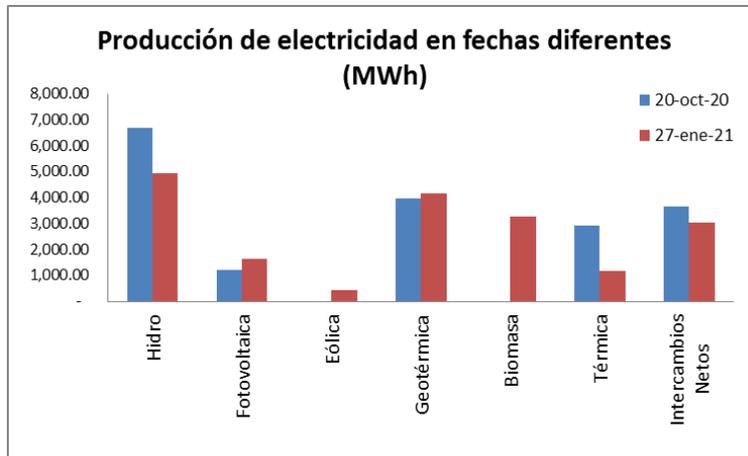


Figura 4. Producción de electricidad en fechas diferentes (MWh). [Fuente: elaboración propia con datos de UT]

- El hidro tiene una disminución en enero en vista que enero pertenece a los meses secos.
- El fotovoltaico tiene una mayor inyección en enero, es probable que sea porque no se tiene tanta nubosidad como en octubre.
- El eólico no estaba en operación en octubre.
- La variación del geotérmico no es significativa al compararla con los demás generadores.
- Enero pertenece a temporada de zafra y por tanto se dispone de bagazo de caña para la biomasa.
- El térmico disminuye su aporte, en vista de la mayor presencia de renovables no convencionales.

Los intercambios con Guatemala y Honduras (importación), también varían dependiendo de la mayor presencia de generadores renovables no convencionales y la biomasa.

Esto pone en evidencia la fuerte competencia que existe entre todos los generadores, su variación que se debe al tipo de tecnología de cada uno y su deseo por mantenerse en el mercado mayorista.

El factor de utilización de los generadores (SIGET, Boletín de Estadísticas Eléctricas, 2019), que se muestra en la Tabla 2, muestra dos meses del año (enero y agosto), donde la utilización de las plantas es distinto. Enero es un mes de la época seca del año, mientras que agosto ya pertenece a la época de lluvias del año.

Plantas generadoras	enero	junio
Ahuachapán	85%	85%
Berlín	85%	93%
Central Izalco	95%	0%
Ingenio Chaparrastique	97%	0%
Holcim	51%	55%
Talnique	28%	53%
Guajoyo	21%	8%
Cerrón Grande	24%	14%
5 de Noviembre	19%	30%
15 de Septiembre	14%	37%
Hilcasa	31%	0%
Termopuerto	19%	50.6
Antares	19%	19%

Tabla 2. Factor de utilización de las plantas generadoras. [Fuente: SIGET]

- Las dos plantas geotérmicas tienen el factor de utilización más alta de todas; ya que superan el 85%.
- Las plantas de biomasa (ingenios azucareros) pueden llegar a tener factores de utilización por encima del 95%, pero solo en un mes ya que en el otro no tienen bagazo de caña para operar (zafra).
- Las plantas térmicas pueden tener factor por encima del 51%, ya que deben operar más horas para cubrir a otro generador (sobre todo al hidroeléctrico), pero también pueden bajar su factor a 28% cuando se dispone de más generadores.
- Las plantas hidroeléctricas pueden llegar a tener factores de hasta 30%, pero están supeditadas al régimen de lluvias y mantenimientos que las afecta.
- Las plantas fotovoltaicas llegan a tener un factor de 19%, esto se debe a que solo operan una fracción de horas diurnas e inclusive se ven afectadas por nubosidades y lluvias.

1.1.2 El Transmisor (ETESAL)

El propietario y responsable del mantenimiento y expansión del sistema de transmisión es la Empresa Transmisora de El Salvador (ETESAL). Toda la red de transmisión salvadoreña, incluyendo las interconexiones con Guatemala y Honduras, son propiedad de ETESAL. Posee instalaciones destinadas al transporte de energía eléctrica en redes de alto voltaje (115kV).

El Sistema de Transmisión cuenta 40 líneas de transmisión a 115 kV, con una longitud total de 1,072.48 km, y cuatro líneas a 230 kV dos de ellas para interconectarse con Guatemala y Honduras, y dos líneas de refuerzos internos, con una longitud total de 284 km, y 4 tramos de la línea SIEPAC (Figura 5).



Figura 5. Red de ETESAL. [Fuente: ETESAL]

1.1.3 Distribuidoras

Estas empresas son las entidades poseedoras y operadoras de instalaciones, cuya finalidad es la entrega de energía eléctrica en redes de bajo voltaje. Las Empresas Distribuidoras en el país son: CAESS, DELSUR, AES-CLESA, EEO, DEUSEM, EDESAL, B&D y ABRUZZO.

En la Tabla 3, se muestra los datos técnicos principales de las Distribuidoras¹.

DATOS	CAESS	DELSUR	CLESA	EEO	DEUSEM	EDESAL
Área servida (km ²)	4,627.6	4,989.0	5,175.4	6,504.8	1,584.0	275.0
No de abonados	613,740	403,356	422,532	322,653	84,336	18,367
Kms de línea	11,072	10,745	11,519	13,387	2,737	327
Pérdidas	10.02%	9.1%	10.81%	13.28%	14.00%	3.82%

Tabla 3. Datos generales de las Empresas Distribuidoras. [Fuente: SIGET]

En la Figura 6, se muestra el área de operación de las principales distribuidoras del país. Vale mencionar que exceptuando a DELSUR, las otras cuatro forman parte del Grupo AES.

¹ Boletín de Estadísticas Eléctricas año 2019 (SIGET)



Figura 6. Empresas distribuidoras. [Fuente: SIGET]

1.1.4 Comercializador

Estos agentes hacen transacciones de compra venta de energía a nivel regional para satisfacer demandas de algunos otros agentes, como los usuarios finales. Los comercializadores también están sujetos al Reglamento del Mercado Regional de Electricidad entre los países centroamericanos, así como a la normativa nacional.

1.1.5 Operador de Mercado (UT)

Para que exista una coordinación entre los Participantes de Mercado (PM) se requiere la participación de un Operador de Mercado, que ejecuta las acciones necesarias y realiza las conciliaciones económicas que resultan de las transacciones entre los PM. Se conoce como Unidad de Transacciones (UT) y es una sociedad anónima creada en la Ley General de Electricidad (LGE) que tiene por objeto la operación del sistema de transmisión y la operación del mercado mayorista de energía eléctrica.

1.1.6 Ente Regulador (SIGET)

La Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET) es el Ente Regulador y es una institución autónoma de servicio público, con competencias para la aplicación de leyes y reglamentos que rigen el sector eléctrico y telecomunicaciones.

1.1.7 Emisor de Políticas (CNE)

El Consejo Nacional de Energía (CNE) es la autoridad superior, rectora y normativa en materia de política energética. Tiene por finalidad el establecimiento de la política y estrategia que promueva el desarrollo eficiente del sector energético.

1.2 Demanda nacional de electricidad

Conforme los datos del sitio web de la UT, el promedio de la demanda del año 2015 fue 525.87 MWh, el promedio del año 2016 fue 529.27 MWh, el promedio del año 2017 fue 528.62 MWh, el promedio del año 2018 fue 534.94 MWh y el promedio del año 2019 fue 530.16 MWh. La variación promedio de esos cinco años es de 0.2%, es decir la variación no es significativa.

La demanda eléctrica prácticamente se mantiene constante y no crece. (Figura 7). En el caso del año 2020, la disminución es producto de la pandemia.

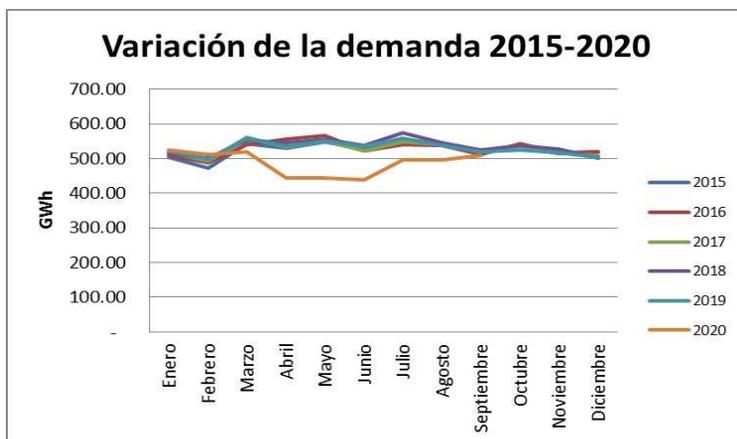


Figura 7. Variación de la demanda 2015-2020. [Fuente: elaboración propia con datos de UT]

En la Figura 8, se hace una comparación del crecimiento de la capacidad instalada del parque generador y el crecimiento de la demanda. Se aprecia que la capacidad instalada ha venido incrementando significativamente, pero la demanda se mantiene en más o menos los mismos valores en los últimos cinco años.

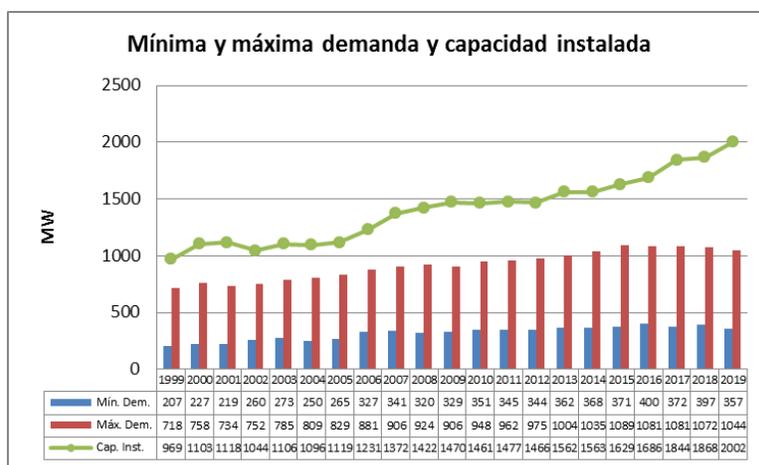


Figura 8. Comparación de capacidad instalada y demanda MW. [Fuente: SIGET]

El hecho que la demanda se mantiene sin crecimiento significativo, hace que no todos los generadores puedan ingresar o participar en el mercado mayorista. Así que se vuelve una barrera de entrada para cualquier nuevo generador o desarrollador de proyecto.

1.3 Licitación de contratos de largo plazo

En el sitio web www.cne.gob.sv del CNE se encuentran las licitaciones que desde el año 2012 ha promovido, con el propósito de incrementar la capacidad instalada de generadores de electricidad en base a energías renovables no convencionales y de gas natural. Las licitaciones han sido llevadas a cabo por las Empresas Distribuidoras.

A diferencia de la demanda, la capacidad instalada si ha tenido incrementos y esto producto de licitaciones.

En el Informe de Rendición de Cuentas del CNE del año 2017 se encuentra las empresas adjudicadas (CNE, Rendición de Cuentas, 2017). En la Tabla 4, se muestra tales licitaciones, la potencia, tipo de tecnología, empresas adjudicadas y período de contratación.

Licitación	Potencia	Tecnología	Empresas	Período
DELSUR-CLP-001-2012	350 MW	Gas Natural	Energía del Pacífico	20 años
DELSUR-CLP-RNV-001-2013	100 MW	Fotovoltaica	Providencia Solar y Neoen (Antares, Spica, La Trinidad)	20 años
CAESS-CLP-RNV-001-2013	15 MW	Fotovoltaica, Biogás y PCH	Repartido en 18 empresas	15 años
DELSUR-CLP-RNV-1-2016	170 MW	Fotovoltaica y eólico	Ventus, Capella Solar, Ecosolar, Sonsonate	20 años
DELSUR-CLP-RNV-1-2018	28 MW	Fotovoltaico y biogás	Potenza, IMFICA, Universidad Gerardo Barrios, Renig, Agrocampestre	15 años

Tabla 4. Licitaciones promovidas por el CNE. [Fuente: elaboración propia con datos de CNE]

1.4 Precio del mercado

Las inyecciones de electricidad en el mercado mayorista se reconocen al valor del MRS, pero a nivel de distribución se utiliza el Precio de la Energía a Tarifa PET. El MRS se origina en el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción (ROBCP (UT, Unidad de Transacciones, 2019)), donde establece el despacho de generación basado en los costos variables de producción de cada generador. Mientras que el segundo es regulado por la SIGET y se cobra a cada tipo de usuario final.

1.4.1 MRS

El modelo de mercado de costos que actualmente se utiliza en El Salvador, permite que la Unidad de Transacciones (UT), realice el despacho de los generadores que sean necesarios para suplir la demanda en base al costo variable.

Algunas consideraciones sobre los costos variables son:

- El costo variable es aquel costo necesario para operar y mantener una unidad generadora y que depende de la cantidad de energía producida.
- Para los generadores térmicos el cálculo está basado en el precio de combustible promedio mensual (de fuel Oil #6 o diésel, según el caso) correspondiente al mes inmediatamente anterior.
- Para generadores geotérmicos se realizan cálculos para determinar la disponibilidad de vapor, de su tasa de indisponibilidad forzada y de su mantenimiento programado, determinándose un valor económico.
- Para generadores hidroeléctricos se realizan cálculos para determinar el valor de oportunidad futuro del agua en los embalses, en base a la aleatoriedad hidrológica, su tasa de indisponibilidad forzada y de su mantenimiento programado.

- e) El costo variable de las unidades generadoras que se basan en el uso de energía renovable no convencional es igual a cero, salvo las excepciones que apliquen a generación con base en biomasa.

El costo de producción de un MWh está formado por dos componentes:

- a) Los costos variables combustibles (CVC) dados en gal/MWh.
Los costos variables combustibles (CVC) están relacionados directamente con el consumo específico de combustible para la generación de energía eléctrica. Los costos variables combustibles están relacionados con los costos de operación vinculados a la operación mecánica, eléctrica y química del equipamiento de generación, así mismo se incluyen los costos de mantenimiento.
- b) Los costos variables no combustibles (CVNC) dados en \$/MWh.
Estos costos son costos fijos que el operador debe asumir que no tiene relación con el combustible.

Con los costos variables de producción de todas las unidades generadoras, se crea una lista de mérito con la cual se realiza el despacho económico. Los generadores son despachados en el orden de mérito establecido por el costo variable de operación de cada uno. Comienza con el menor y termina con el máximo hora a hora y siempre y cuando se abastezca la demanda correspondiente. Los primeros en ser despachados suelen ser biomasa, fotovoltaico, luego el geotérmico, hidro hasta llegar al térmico que refleja el costo variable de comprar en base al costo del barril del petróleo.

En la Figura 9, se muestra la lista de mérito de despacho según la declaración del costo variable de cada generador.

Los primeros son generadores con biomasa y fotovoltaico. Le sigue el geotérmico, luego las plantas hidroeléctricas y en adelante todas las plantas térmicas.



Figura 9. Lista de mérito. [Recuperado de: (Nájera, C. 2018), Fundamentos de Ingeniería Eléctrica, Maestría en Gestión de Energías Renovables, Universidad Don Bosco]

Si al costo marginal se le suma los Cargos del Sistema CSIS, se le conoce como precio MRS. El MRS varía hora a hora; ya que la demanda varía hora a hora.

En la Figura 10, se muestran los valores promedio anuales del MRS y su respectiva variación desde 2007 hasta 2020. Este es un período de 14 años, en el cual al obtener el promedio simple es de US\$124.08/MWh.

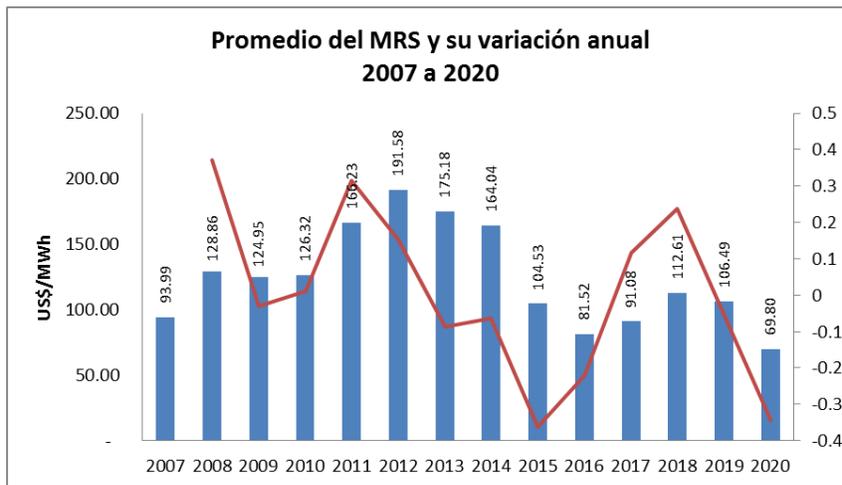


Figura 10. Variación del precio MRS 2007 a 2020. [Fuente: elaboración propia con datos de UT]

- En el año 2008 tuvo un crecimiento del 37.1% en relación al 2007.
- En el año 2009 se redujo un 3% y se mantuvo similar en 2010.
- En el año 2011 experimentó otro crecimiento del 31.6%.

- d) En el año 2012 volvió a tener otro crecimiento del 15.2%. Los incrementos que experimentó el MRS entre los años 2008 a 2012, se debieron a la crisis económica de los Estados Unidos en 2008 y al fuerte incremento en los precios internacionales del petróleo.
- e) En el año 2013 tuvo una disminución del 8.6%, luego en el 2014 otro 6.4%.
- f) En el año 2015 sufrió una disminución significativa del 36.3%, seguida de otra disminución del 22% en el 2016.
- g) En 2017 experimentó un crecimiento del 11.7%, luego en el 2018 otro del 23.6%.
- h) En 2019 tuvo una disminución del 5.4% y en 2020 una disminución significativa del 34.4%.

El valor máximo en el mismo período fue de US\$ 191.58/MWh y el valor mínimo de US\$ 69.80/MWh. En el 2020 la disminución del precio se debió a la pandemia del Covid-19.

La alta dependencia de los generadores térmicos, que utilizan como combustible derivados del petróleo, que suelen ser las que marginan y establecen los precios del MRS, hacen que estos sigan las tendencias en el precio del barril del crudo.

Tomando los datos del sitio web de la Administración de Información de Energía de los Estados Unidos <https://www.eia.gov/dnav/pet/hist/RCLC1D.htm>, en particular para los contratos a futuro del precio del crudo desde el año 2007 al 2020, se muestra la variación de este en la Figura 11.



Figura 11. Variación del precio del barril del petróleo 2007 a 2020 [Fuente: elaboración propia con datos de www.eia.gov]

Es de notar el incremento del mismo para el año 2008 debido a la crisis inmobiliaria en Estados Unidos. Por otro lado en el año 2015 experimentó otra disminución significativa. En el año 2020 llegó a valores negativos producto de la pandemia del COVID-19.

Obteniendo los valores promedio anual del precio del petróleo desde el año 2007 al 2020 y comparando su tendencia con el MRS, se observa en la Figura 12, que el MRS sigue la tendencia en el comportamiento del barril de crudo. Obviamente si el precio del crudo se incrementa, también lo hace el MRS y si disminuye el MRS le sigue.

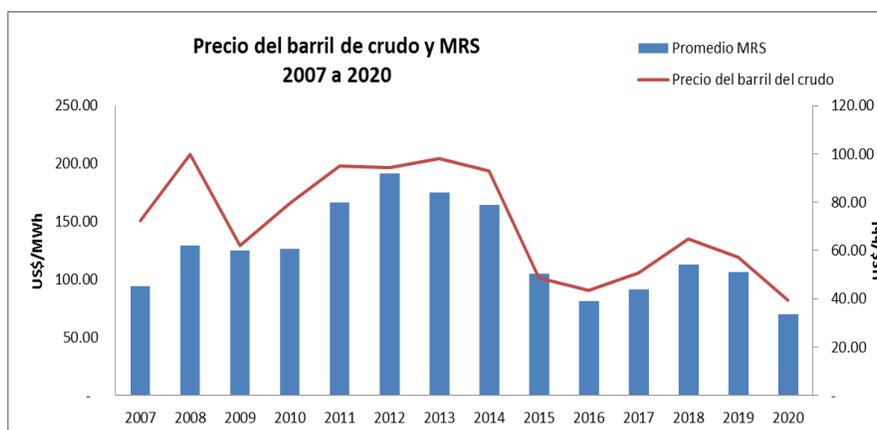


Figura 12. Precio del barril de crudo y MRS 2007 a 2020. [Fuente: elaboración propia]

1.4.2 Precio de la Energía a Tarifa PET

Este precio está constituido de tres componentes: Componente de energía, componente de Cargos del Sistema (CSIS) y Componente de capacidad o potencia.

a) Componente de Energía

La demanda paga la energía que consume hora a hora. Remunera al generador sus costos variables de generación (Costos variables combustibles y no combustibles). Este componente representa aproximadamente el 85% del precio de la energía.

b) Componente de Cargos del Sistema CSIS

La demanda paga servicios auxiliares, pérdidas del sistema así como el servicio a la UT y SIGET. Representa aproximadamente el 7% del precio de la energía. Los Cargos del Sistema CSIS que deben ser trasladados directamente a la demanda pueden clasificarse de la siguiente manera:

- Cargo por Actualización del Registro en la SIGET.
- Cargo por administración del Mercado Mayorista.
- Cargo por Uso de Sistema de Transmisión.
- Pérdidas de Transmisión
- Cargos asociados con Servicios Auxiliares: Regulación de Voltaje y aportes de energía reactiva, Arranque en Cero Voltaje, Reserva Fría por Confiabilidad, etc.

c) Componente de Capacidad o Potencia

La demanda paga la potencia que los generadores pueden aportar en condiciones críticas. Remunera al generador los costos de inversión y costos fijos de operación. Representa aproximadamente el 8% del precio de la energía. El valor por capacidad está fijado en US\$ 7.8 /kW-mes², es cual está basado en una maquina ideal. Este pago se revisa anualmente. (SIGET, Boletín de Estadísticas Eléctricas, 2019).

² Boletín de Estadísticas Eléctricas año 2019 (SIGET)

En el Acuerdo de SIGET No. 495-E-2011 se describe la metodología de traslado de los precios ajustados de la energía a las tarifas de energía eléctrica de los usuarios finales. (SIGET, Metodología de Traslado de los Precios Ajustados de la Energía Eléctrica de los Usuarios Finales SIGET No. 495-E-2011, 2011).

El precio ajustado de la energía entra en vigencia los días 12 de los meses de enero, abril, julio y octubre.

En la Figura 13, se muestra el promedio de los Precio de la Energía a Tarifa PET por parte de las Distribuidoras desde el año 1999 hasta el 2020.

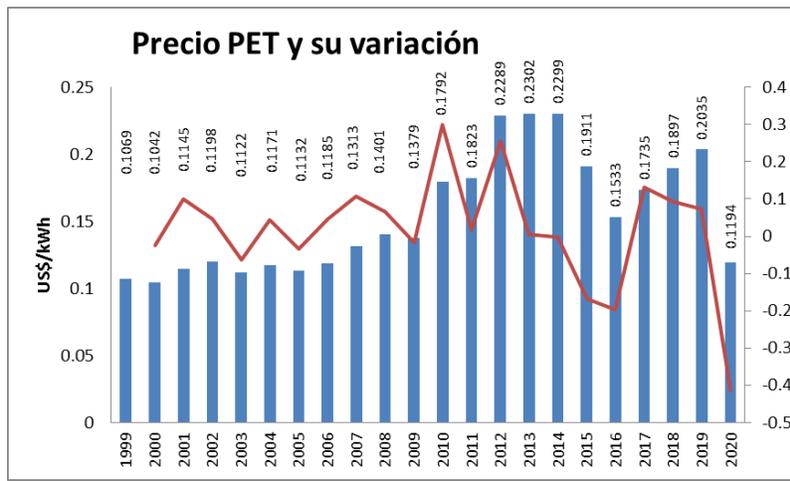


Figura 13. Precios promedio históricos de venta a usuarios finales. [Fuente: elaboración propia con datos de SIGET]

- El valor del PET en el año 2000 fue de US\$ 0.1042/kWh. Entre el año 2000 y el año 2006 el PET no tuvo mucha variación.
- En el año 2007 tuvo un incremento del 10.8% y en el año 2008 de 6.7%.
- En el año 2009 disminuyó 1.6%, pero en 2010 experimentó un crecimiento significativo del 29.9%. El valor del PET para el año 2010 fue de US\$ 0.1792/kWh
- En el año 2011 tuvo un crecimiento del 1.7%, pero en 2012 experimentó otro fuerte incremento del 25.6%. El valor del PET alcanzó el valor de US\$ 0.2289/kWh. Esto es debido al incremento en los valores del MRS.
- Entre los años 2013 y 2014 las variaciones fueron mínimas.
- En el año 2015 experimentó una disminución significativa de 16.9%. En el año 2016 tuvo otra disminución significativa de 19.8%. El PET en 2016 fue de US\$ 0.1533/kWh. Esto refleja la disminución en el MRS.
- En el año 2017 experimentó un crecimiento del 13.2%, en el 2018 de 9.3% y en el 2019 de 7.3%. El PET alcanzó el valor de US\$ 0.2035/kWh.
- En el año 2020 disminuyó producto de la pandemia en 41.3%. El PET fue de US\$ 0.1194

Al comparar los valores del MRS y del PET en la Figura 14, se aprecia que el PET sigue la tendencia del MRS.

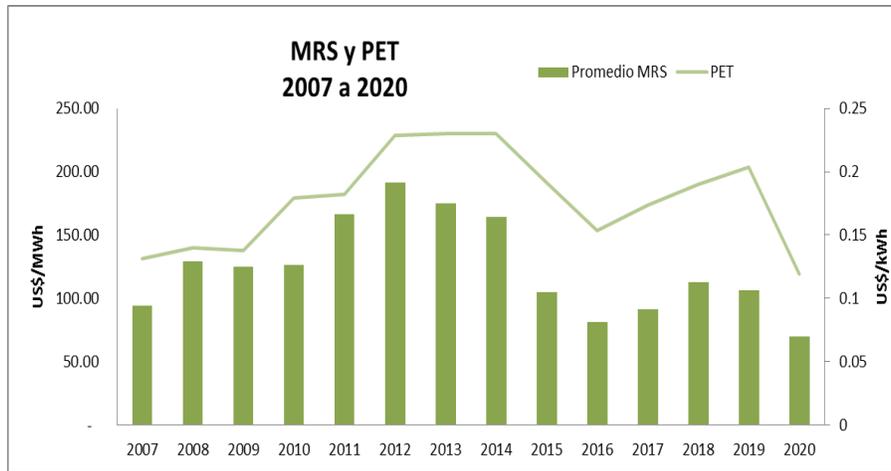


Figura 14. MRS y PET. [Fuente: elaboración propia]

1.5 Esquema de negocio venta a Distribuidora

1.5.1 Venta al mercado mayorista

Los generadores que participan en el mercado mayorista, pueden vender su electricidad y percibir ingresos en al menos una de las siguientes modalidades:

- Venta al MRS.
- Venta mediante Contratos de Largo Plazo (mediante licitaciones).
- Venta mediante contratos bilaterales (con Comercializadores o Distribuidoras).

El mercado mayorista de electricidad está conformado por contratos a largo plazo (CLP) y contratos bilaterales y el mercado regulador del mercado (MRS). Es así como los generadores reparten su potencia entre los contratos a largo plazo (CLP) con las Empresas Distribuidoras o Comercializadoras, contratos bilaterales y/o vender cualquier excedente al MRS (Figura 15).

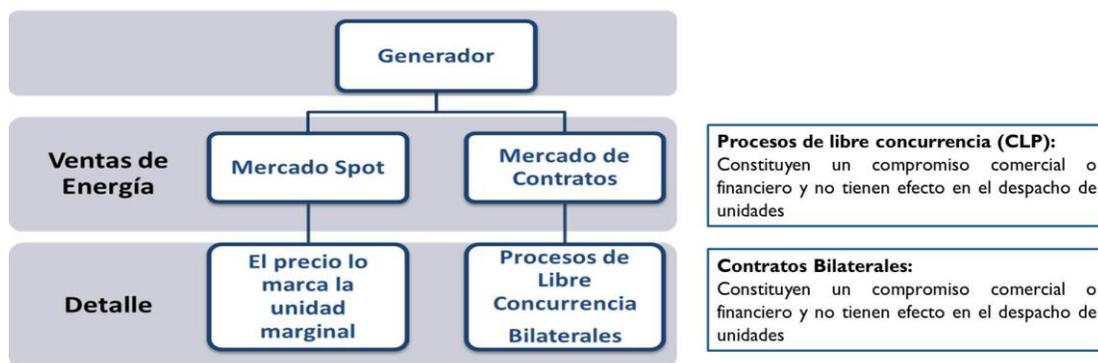


Figura 15. Funcionamiento del Mercado Eléctrico. [Recuperado de: (Nájera, C. 2018), Fundamentos de Ingeniería Eléctrica, Maestría en Gestión de Energías Renovables, Universidad Don Bosco]

En el Mercado de contratos, el precio de esta energía se define mediante procesos de licitación de libre competencia y es el Ente Regulador (SIGET) quien define el precio techo en cada licitación. Estos contratos son financieros y su propósito es garantizar el suministro de energía a la demanda.

El MRS está basado en costos de producción, permite comercializar la energía a precios variables, los que dependen de factores propios del sector como: demanda nacional, tasas de indisponibilidad, potencias máximas de cada central, entre otros. El precio de esta energía lo define la unidad marginal hora a hora.

Los generadores inyectan su electricidad en las redes que son administradas por ETESAL. La electricidad llega a las subestaciones que conecta la red de Transmisión (115 kV) con las Empresas Distribuidoras y estas las hacen llegar a los consumidores finales mediante las redes de subtransmisión.

1.5.2 Mayor competencia en el mercado mayorista

Actualmente se tiene una mayor capacidad instalada que hace cinco años. Producto de las licitaciones, se tiene mayor presencia de generadores fotovoltaicos y eólico que se convierten en competencia directa para cualquier otro generador existente o en desarrollo.

Considerando que el crecimiento de la demanda es mínimo, entonces todos los generadores pelean por una porción del pastel y los más eficientes pueden permanecer más tiempo en el mercado y mejorar sus ingresos.

De hecho, la presencia de más generadores en el mercado mayorista, está haciendo que en horas de baja demanda, se les pueda restringir la generación a más de uno de ellos. Esto afecta a todos los generadores. Conforme un estudio que la UT realizó, en el caso que las fuentes renovables superen el 40% de la matriz energética. Esta generación renovable podrá cubrir completamente la carga en momentos de alta producción y de baja carga (vacaciones, fines de semana, etc.) o inclusive superar la demanda.

El estudio no hace recomendaciones sobre la energía geotérmica, pero hace mención que la UT podría reducir la generación de fuentes renovables en casos particulares como los mencionados en el párrafo anterior y por tanto afectar la generación geotérmica. (UT, Estudio de impacto en la reserva rodante operativa por la inclusión de unidades generadoras renovables no convencionales en el sistema, 2019).

En la Figura 16, se muestra el despacho de los generadores para un día domingo, donde se tiene baja demanda (510 hasta 530 MW en las primeras 10 horas del día), pero se tiene una oferta entre 510 hasta 570 MW (incluyendo intercambios con Guatemala), por lo cual se observa que el precio CMO llega a tener valores tan bajos como US\$ 3/MWh. Es decir que se tiene exceso de oferta (UT, Unidad de Transacciones, 1999).

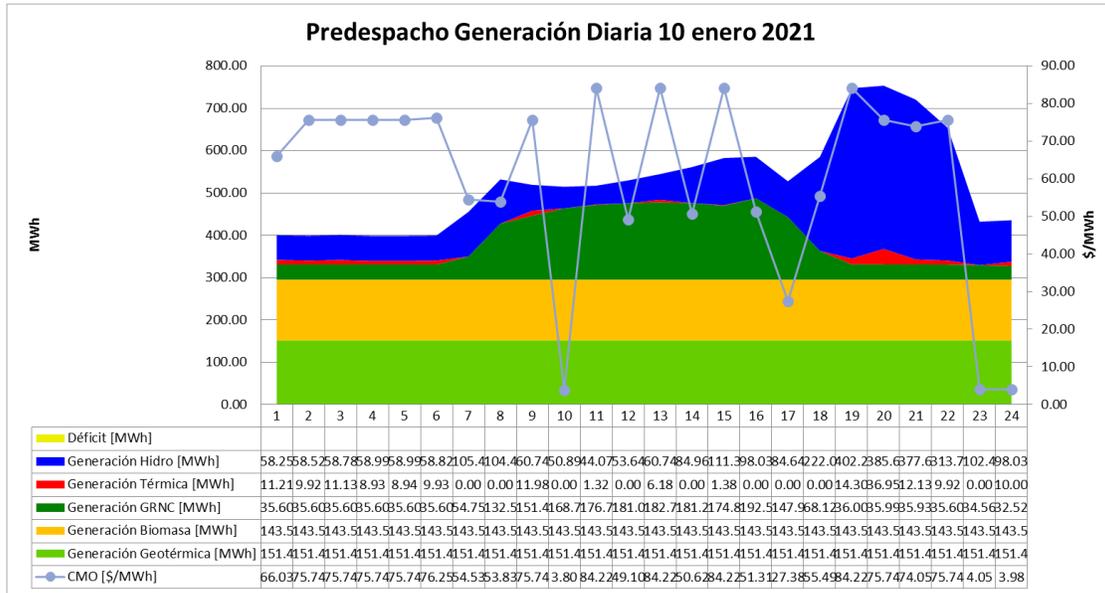


Figura 16. Predespacho 10 enero 2021. [Fuente: UT]

En este caso se cuenta con un generador eólico (Ventus) inyectando 36 MW, los generadores fotovoltaicos pueden llegar a inyectar en horas pico del día hasta 156 MW, los generadores de biomasa (ingenios azucareros) también pueden inyectar 143 MW. Estos generadores se les conoce como generadores renovables no convencionales (GRNC).

1.5.3 Esquema de venta a distribuidora

Cualquier desarrollador de proyecto, nuevo generador o generador actualmente en operación, debe plantearse alternativas para participar en el mercado de electricidad.

La primera alternativa para nuevas plantas es la de inyectar su electricidad en el mercado mayorista, pero se pueden analizar otras alternativas, como conectarse directamente a una red de subtransmisión, para lo cual se cambia el modelo de negocio y por lo mismo se vuelve necesario analizar las ventajas técnicas y económicas correspondientes.

La conexión directa a una red de subtransmisión de un distribuidor, implica estar más cerca de la demanda, tener equipos para operar en redes de 23 o 46 kV, probablemente montar circuitos dedicados a subestaciones más retiradas del punto de producción de electricidad y negociar directamente con los distribuidores.

Esta no es la única alternativa, pero ante la posibilidad que se restrinja la generación de los productores actuales por lo antes mencionado, se debe analizar cualquier otra posibilidad para mantenerse generando y produciendo ingresos económicos.

Si el generador es geotérmico tendrá la ventaja que su producción de electricidad es las 24 horas del día y los 7 días de la semana. Esto le da una ventaja competitiva. Sin embargo, actualmente quienes están conectados directamente a redes de subtransmisión son generadores con tecnología de biomasa y pequeñas centrales hidroeléctricas.

Para conectarse en las redes de subtransmisión, se tienen que seguir los procesos requeridos para su conexión, estudio de factibilidad, estudio de armónicos o fallas en la red, construcción de un circuito dedicado (en el peor de los casos), estimar la inversión correspondiente, obtención de permisos y por supuesto la negociación directa con el distribuidor para saber si este está interesado y el precio sobre el cual se acuerde la compra venta de la electricidad.

En la Figura 17, se muestra de manera general lo que se tiene que llevar a cabo para pactar un contrato de compra venta de electricidad con una Distribuidora.

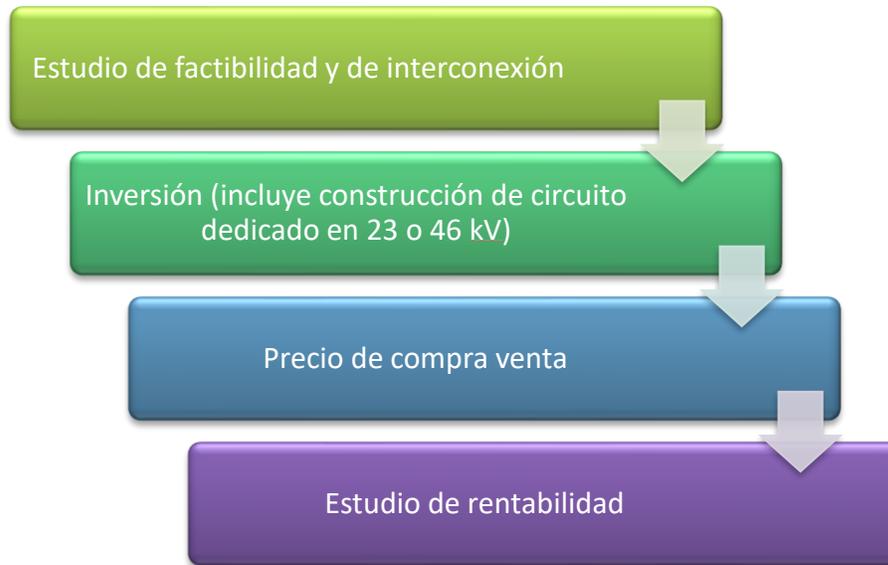


Figura 17. Esquema de venta a Distribuidora. [Fuente: elaboración propia]

CAPÍTULO II. Geotermia y otras fuentes renovables

2.0 Geotermia

GEO significa Tierra y THERMOS, significa calor, por tanto Geotermia es el calor de la Tierra.

La geotermia o calor de la tierra, es un fenómeno natural asociado a sistemas volcánicos activos. Por su conformación también se conoce como sistema hidrotermal, el cual aunque no está conectado directamente a la cámara magmática del volcán, es producto del calor proveniente de ésta.

El calor de la tierra es transmitido a través de la corteza terrestre hacia la superficie a través de:

- Conducción (depende del grosor de la corteza).
- Convección del agua (depende de la permeabilidad y contenido de agua de las formaciones).
- Flujo de lava hacia la superficie.

El gradiente geotérmico varía de lugar en lugar. El promedio es aproximadamente de $30^{\circ}\text{C}/\text{km}$.

Los sistemas geotérmicos pueden encontrarse en regiones, con un gradiente geotérmico normal o levemente superior, especialmente en regiones alrededor de los márgenes de placas tectónicas (Figura 18), donde el gradiente geotérmico puede ser significativamente más alto que el valor promedio. En el primer caso, los sistemas se caracterizarán por bajas temperaturas, normalmente inferiores a 100°C , a profundidades económicamente alcanzables (2-3 km); en el segundo caso las temperaturas podrían cubrir un amplio rango, desde bajas hasta muy altas e incluso sobre 400°C .

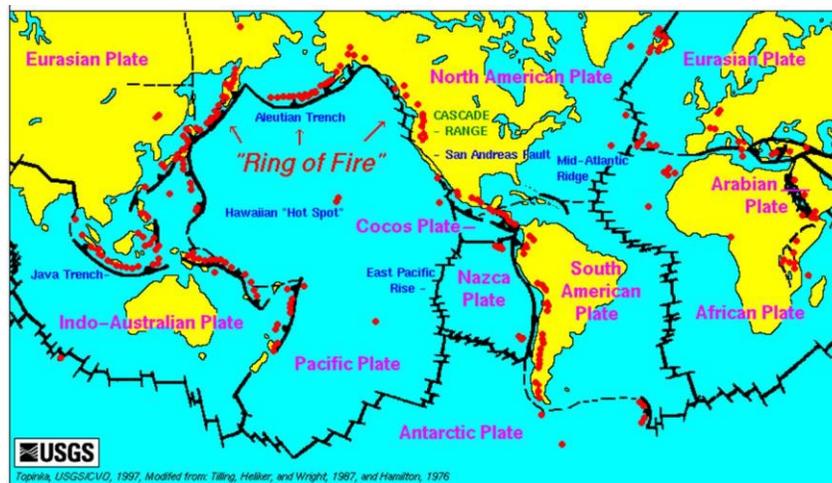


Figura 18. Cinturón de fuego y placas tectónicas. [Fuente: USGS]

Un sistema geotérmico puede ser descrito esquemáticamente como "agua convectiva en la corteza superior de la Tierra la cual, en un espacio confinado, transfiere calor desde una fuente de calor hasta una abertura de calor, usualmente la superficie libre" (Hochstein, 1990). Por tanto, un sistema geotérmico está constituido por 3 elementos principales: una fuente de calor, un reservorio y un fluido, el cual es el medio que transfiere el calor.

El reservorio es un volumen de rocas calientes permeables del cual los fluidos circulantes extraen el calor. Generalmente el reservorio está cubierto por rocas impermeables y está conectado a un área de

recarga superficial a través de la cual el agua meteórica puede reemplazar los fluidos que se escapan del reservorio a través de las fuentes termales o que son extraídos mediante pozos. El fluido geotermal es agua en la mayoría de los casos de origen meteórico, ya sea en la fase líquida o en la fase vapor, dependiendo de su temperatura y presión. Esta agua a menudo contiene sustancias químicas disueltas, elementos importantes a estudiar como el Sodio (Na), Potasio (K), Calcio (Ca), Arsénico (As), Boro (B), Sílice (SiO_2), carbonatos (CO_3), bicarbonatos (HCO_3), Cloruro (Cl^-) y gases tales como Dióxido de Carbono CO_2 y Ácido Sulhídrico H_2S , etc. La Figura 19, es una representación muy simplificada de un sistema geotérmico ideal

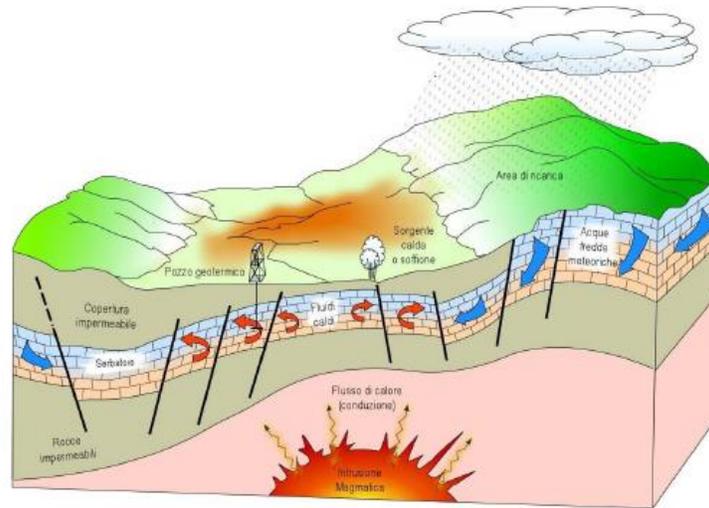


Figura 19. Sistema geotérmico. [Recuperado de: (Monterrosa, M. 2019), Energía Geotérmica, Maestría en Gestión de Energías Renovables, Universidad Don Bosco]

La caracterización de un reservorio se obtiene con estudios: geológicos, geoquímicos y geofísicos.

- a) Estudio geológico estructurales: consiste en el mapeo de los estratos o capas geológicas, las unidades de rocas y los tipos de rocas. En el caso de áreas volcánicas, se mapea también el tipo de volcanismo y los materiales volcánicos eruptados. También se pueden hacer análisis petrográficos y mineralógicos, dataciones, inclusiones fluidas.
- b) Estudios geoquímicos: consiste en determinar el origen y composición de aguas y gases de fuentes y manifestaciones termales (líquidas y gaseosas), calcular por geotermómetros la temperatura del acuífero de origen, determinar procesos que ocurren dentro de los reservorios y determinación de zonas de recarga y patrones de circulación de fluidos.
- c) Estudios geofísicos: se consigue determinar y evaluar los principales cambios en los parámetros físicos de los sistemas geotermales, realizando estudios de Sísmica, Gravimetría, Magnetotelúrica, Resistividad eléctrica, entre otros. Con esta información se establece la presencia de posibles reservorios, determinar los límites o fronteras laterales y verticales de los existentes y aportar criterios para la selección de objetivos de perforación. Las principales variables físicas que se miden son: resistividad eléctrica, susceptibilidad magnética, densidad, propiedades elásticas por ondas sísmicas, etc.

A la integración detallada de toda la información que se disponga de un sistema geotérmico se le conoce como Modelo Conceptual preliminar, hasta este punto; el cual se enriquece con la información que se obtiene en la fase de perforación.

El modelo conceptual es muy útil para determinar el comportamiento del sistema geotérmico, para ubicación de sitios de perforación, programas de perforación, elaboración de modelos de simulación. Debe incluir la geología superficial, la geoquímica, la geofísica y los datos de los pozos que estén disponibles.

En la Figura 20, se representa un modelo de un campo geotérmico, donde los pozos perforados atraviesan la capa sello que protege el reservorio, para alcanzar el recurso geotérmico con la temperatura esperada para que sea extraído y utilizado en la producción de electricidad o usos directos. Se presenta el movimiento del fluido geotérmico y la resistividad de acuerdo con la profundidad.

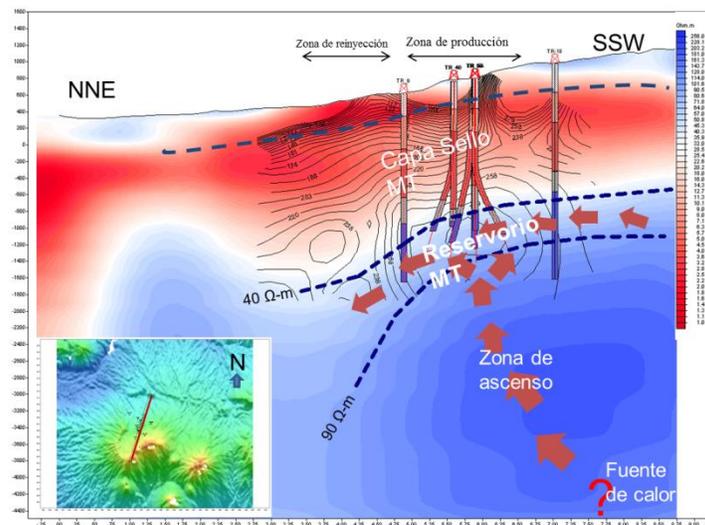


Figura 20. Reservorio. [Recuperado de: (Monterrosa, M. 2019), Energía Geotérmica, Maestría en Gestión de Energías Renovables, Universidad Don Bosco]

En el año 2019, la capacidad instalada geotérmica en el mundo fue de 13.9 GW³ (Figura 21).

³ <https://public.tableau.com/profile/irena.resource#!/vizhome/shared/95WRT28B4>

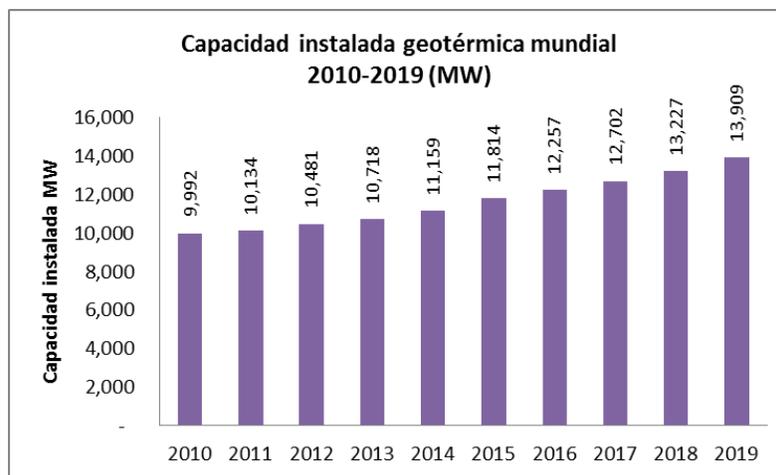


Figura 21. Capacidad instalada geotérmica mundial. [Fuente: IRENA]

Estados Unidos es el país con la mayor capacidad instalada geotérmica con 2.5 GW, le siguen Indonesia con 2.1 GW, Filipinas con 1.9 GW, Turquía con 1.5 GW, etc. (Tabla 5).

País	Capacidad (MW)
Estados Unidos	2,555.30
Indonesia	2,130.50
Filipinas	1,928.10
Turquía	1,515.00
México	951.00
Nueva Zelanda	941.00
Italia	824.00
Kenia	823.00
Islandia	755.60
Japón	533.00
Costa Rica	207.00
El Salvador	204.00
Nicaragua	155.00
Rusia	78.00
Papua Nueva Guinea	53.00

Tabla 5. Capacidad geotérmica por país en 2019. [Fuente: IRENA]

Para el caso de El Salvador, los fenómenos geotérmicos se encuentran a lo largo y ancho de la cadena volcánica que atraviesa el país, desde la zona de Ahuachapán hasta el volcán de San Miguel y Conchagua, formando lo que comúnmente se conoce como campos geotérmicos, entre los cuales se pueden mencionar: Los Ausoles de Ahuachapán, El Tronador en Berlín, Los Infiernillos en San Vicente (Figura 22), La Viejona en Chinameca, entre otros.

Este fenómeno natural ha logrado ser industrializado en muchos países del mundo, para distintas actividades productivas y económicas, tales como grandes centros turísticos, bombas de calor, secado de café, deshidratado de frutas, producción alimenticia y especialmente para la producción de energía eléctrica.



Figura 22. Fumarola en los Infernillos en San Vicente [Fuente: elaboración propia]

2.1 Usos Directos

El diagrama que divide las aplicaciones geotérmicas dependiendo de su aplicación (también conocidos como usos directos) se conoce como diagrama de Lindal (Figura 23). Muestra que para temperaturas menores a 90°C, las aplicaciones pueden ser agrícolas, industriales, alimenticias, etc. (FAO, 2015).

Mientras que para temperaturas superiores a 150°C, las aplicaciones pueden ser para producción de electricidad, comenzando con Ciclos Binarios, Plantas a condensación (flashing).

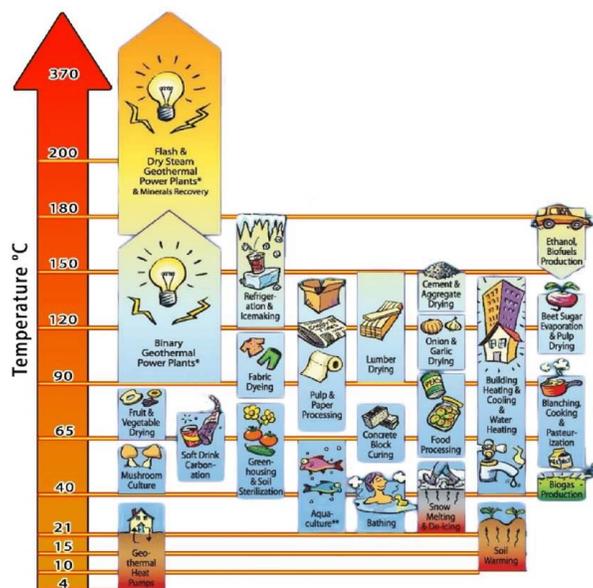


Figura 23. Diagrama de Lindal. [Fuente: FAO]

En la Tabla 6, se muestra también que las aplicaciones pueden subdividirse en baja temperatura (usos directos para secado de café, deshidratado de frutas, pasteurización de leche, elaboración de velas, etc.), mediana temperatura, donde sobresale la producción de electricidad en base a Ciclos Binarios.

Entalpía ⁴	Temperatura	Aplicación geotérmica
Recurso de baja temperatura	<90°C	Usos directos agrícola, industrial, alimentación, etc.
Recurso de mediana temperatura	90°C a 180°C	Usos directos y Producción de electricidad (Ciclos Binarios)
Recurso de alta temperatura	>180°C	Producción de electricidad (Flash o Condensación)

Tabla 6. Aplicaciones del recurso geotérmico. [Fuente: Elaboración propia a partir de Diagrama de Lindal]

En El Salvador se han realizado investigaciones en las aplicaciones de usos directos (Chavarría, 2020), para propósitos que puedan ser utilizados en la agroindustria. Tal es el caso del pasteurizador de leche que se construyó en el Campo Geotérmico de Berlín. Se aprovechó el agua de separación de los pozos (salmuera), la cual es reinyectada al subsuelo a una temperatura de 180°C. Dicha agua es conducida en una tubería de acarreo. La salmuera transfiere parte de su calor a un fluido de trabajo (agua), que a su vez transfiere calor a la leche (recién ordeñada), la leche es calentada de manera indirecta hasta alcanzar los 90°C necesarios para eliminar las bacterias patógenas, proceso conocido como pasteurización. (Figura 24).

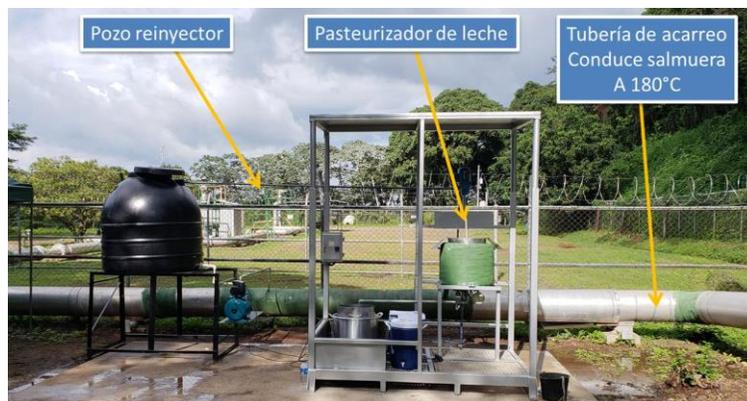


Figura 24. Pasteurizador de leche (usos directos). [Fuente: elaboración propia]

2.2 Perforación de pozos geotérmicos

Para obtener el vapor geotérmico, es necesario realizar perforaciones de pozos que permitan llegar al reservorio.

El programa de perforación de un pozo debe incluir: objetivo a profundidad, terminación con diámetros y profundidades de las zapata de anclaje, programa de lodos y cementaciones y registros. El programa debe incluir el manejo de los recortes, el control geológico, un plan de seguridad e higiene, un plan de manejo ambiental, etc.

Los pozos pueden ser dependiendo de su profundidad y terminación en:

⁴ Entalpía es un concepto termodinámico que representa una cantidad de energía (kJ/kg)

- a) Pozos de gradiente hasta 500 m, sirven para verificar condiciones de temperatura a profundidad, regularmente terminan en 3-6”.
- b) Pozos de diámetro reducido (slim hole) llegan a profundidad del reservorio pero terminan en 2-3”.
- c) Pozos de diámetro comercial profundos, deben alcanzar el reservorio, regularmente terminan en 7, 7 5/8 o 9 5/8” (Figura 25).

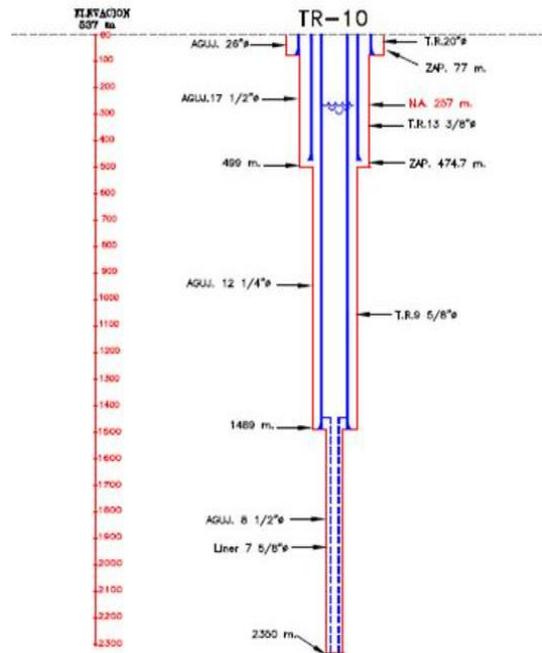


Figura 25. Perfil de un pozo geotérmico. [Recuperado de: (Monterrosa, M. 2019), Energía Geotérmica, Maestría en Gestión de Energías Renovables, Universidad Don Bosco]

La perforación de pozos se realiza con equipos de perforación (Figura 26), los cuales son equipos diseñados para ejercer fuerza sobre una barrena (Figura 27), con la que se pulveriza las rocas existentes en el subsuelo, hasta alcanzar las profundidades donde se encuentra el recurso geotérmico de interés.



Figura 26. Torre de perforación. [Fuente: <https://twitter.com/LaGeoSV/status/1376672265014759429/photo/4>]

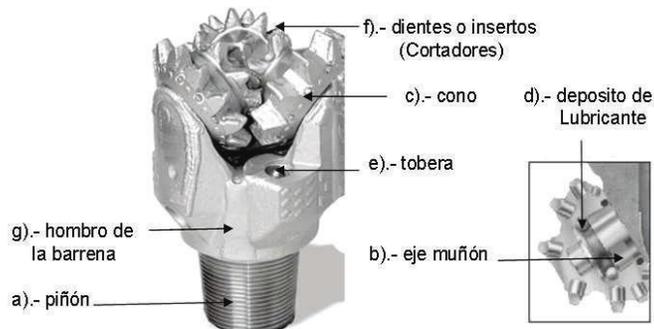


Figura 27. Barrena tricónica. [Fuente: <https://docplayer.es/90458729-Escuela-politecnica-nacional.html>]

Los pozos pueden ser verticales o direccionales. En el caso direccional tiene un ángulo de inclinación para alcanzar un objetivo en profundidad vertical y horizontal (Figura 28).

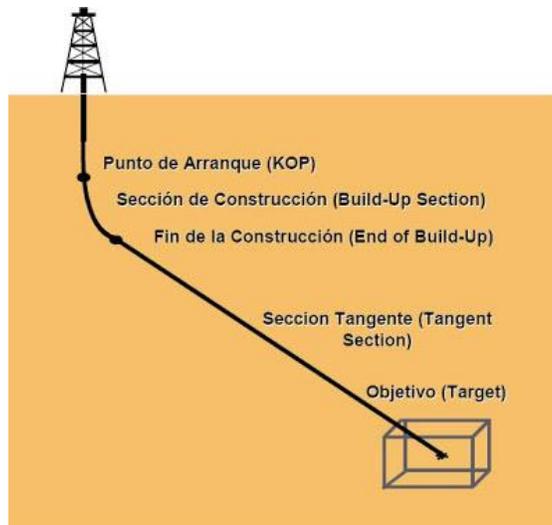


Figura 28. Pozo direccional. [Fuente: <http://www.ingenieriadepetroleo.com/pozos-direccionales-tipo-j/>]

Los pozos suelen tener profundidades que varían desde 800 m hasta 3,000 m dependiendo si tendrán la función de producir el vapor geotérmico o para reinyectar el agua residual después que se ha aprovechado su energía.

En un campo geotérmico se cuenta con pozos productores y pozos reinyectores (Figura 29). Los productores permiten obtener el vapor que se requiere para la operación de la planta de electricidad, mientras que los reinyectores para reinyectar el fluido una vez ha perdido parte de la energía que se transformó en electricidad.



Figura 29. Pozos para extracción de vapor y reinyección. [Fuente: <https://www.monografias.com/trabajos109/energia-geotermica-estudio-caso/energia-geotermica-estudio-caso.shtml>]

2.3 Vida de un campo geotérmico

Los pozos geotérmicos son usualmente probados al final de la perforación, por pruebas de inyección de agua. El propósito de esta prueba es determinar la permeabilidad de los mismos.

A lo largo de la vida de un campo geotérmico se deben hacer registros y evaluaciones de los distintos pozos. Se mide su temperatura y presión con el propósito de estimar su producción de vapor, la necesidad de hacerle una intervención (en caso su producción disminuye), y para monitorear la presión del reservorio. También se evalúa el quimismo del fluido bifásico y prevenir problemas de incrustación y corrosión (Figura 30).

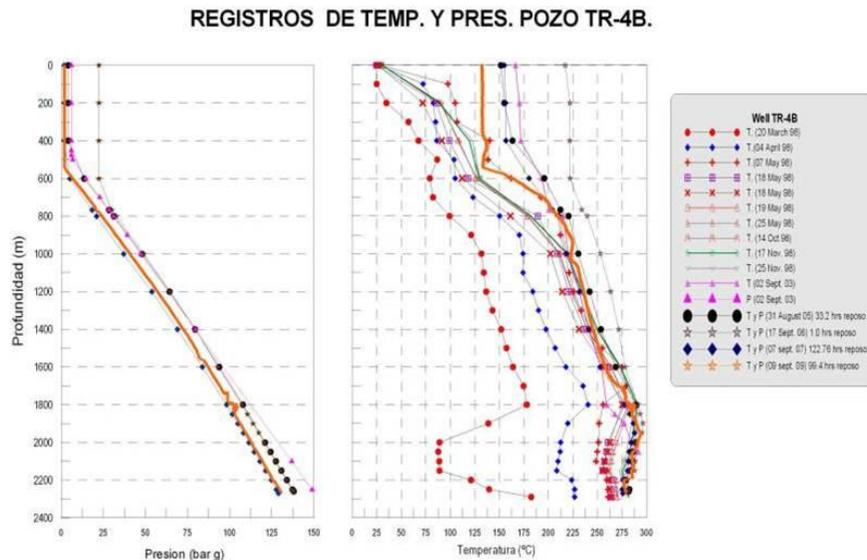


Figura 30. Registro de temperatura y presión de un pozo. [Recuperado de: (Henríquez, J. 2019), Energía Geotérmica, Maestría en Gestión de Energías Renovables, Universidad Don Bosco]

- El eje vertical del gráfico muestra la profundidad del pozo.
- Para un mismo valor de profundidad se muestra la presión (bares) y temperatura ($^{\circ}\text{C}$).
- A la profundidad desde 1,800 hasta 2,200 m se muestra la zona de interés del pozo. Ya que es la zona de aporte del pozo. Se observa valores de temperatura por encima de 250°C .
- A este pozo se le han hecho registros de temperatura y presión en distintas fechas y como se observa en algunas fechas, la temperatura del fluido es menor a 200°C . En estos casos, la temperatura no es la adecuada para aprovechar su energía en la turbina.

Para la operación comercial de un campo geotérmico se utiliza la reinyección del fluido geotérmico como mecanismo para recarga del reservorio y disposición del agua residual. Además, del monitoreo de todos los parámetros tales como: masa total extraída (líquido y vapor), presión de cabezal de los pozos, curva de producción de los pozos, entalpía del fluido, temperatura y presión de zona de alimentación, presión promedio del reservorio, masa inyectada, quimismo del fluido tanto el extraído como el reinyectado, etc.

Lo anterior es necesario para mantener el campo geotérmico en operación la mayor parte del tiempo. En la Tabla 7, se muestra la cantidad de años de operación de distintos campos geotérmicos alrededor del mundo. Para el caso de Ahuachapán, lleva 46 años en operación comercial. Por tanto, para tomar en cuenta en el análisis financiero, considerar 30 años de vida útil para un nuevo campo geotérmico es más que razonable.

Ciudad	País	Inicio de operación	Cantidad de años
Larderello	Italia	1904	117
Laugarnes	Islandia	1930	91
Wairakei	Nueva Zelanda	1958	63
Matsukawa	Japón	1966	55
Ahuachapán	El Salvador	1975	46

Tabla 7. Cantidad de años de un campo geotérmico. [Fuente: Wikipedia]

El vapor que producen los pozos debe ser enviado hacia la planta geotérmica. Para ello se utilizan estaciones de separación (Separador ciclónico de agua y vapor) en las plataformas donde están los pozos y las tuberías de acarreo que llevan el vapor a la turbina (Figura 31).

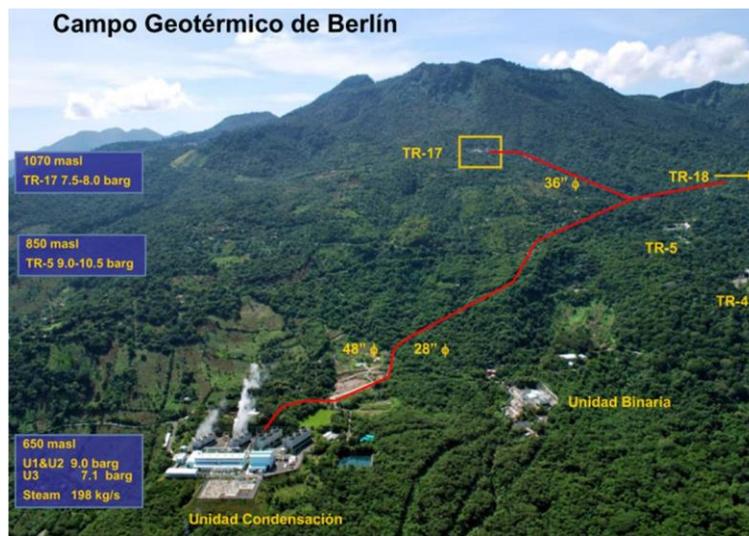


Figura 31. Campo Geotérmico de Berlín. [Recuperado de (Henríquez, J. 2019), Energía Geotérmica, Maestría en Gestión de Energías Renovables, Universidad Don Bosco]

El vapor que llega a la turbina debe ser lo más seco posible (mayor temperatura y sin humedad), para que se produzca la conversión de la energía mecánica en eléctrica (Figura 32).



Figura 32. Turbina geotérmica. [Fuente: <https://twitter.com/LaGeoSV/status/1346924340487532547/photo/3>]

La operación y el mantenimiento se pueden dividir:

- a) O&M para el campo geotérmico. Consiste en limpiar los pozos existentes, perforar nuevos (pozos complementarios), cada cierto tiempo para recuperar la capacidad perdida y dar mantenimiento a tuberías de acarreo, estaciones de separación, etc.
- b) O&M para la planta de generación. Consiste en dar mantenimiento a la planta eléctrica (colector de vapor, separador de humedad, turbina, generador, condensador, bombas de circulación, torre de enfriamiento, subestación eléctrica, etc.).

Los costos totales de O&M para una central eléctrica de 50 MW en un país desarrollado o en desarrollo estarían en el rango de USD 3.5 a 10.5 millones al año. Estos costos se pueden traducir a USD 0.009 a 0.027 por kilovatio hora generado, con base en un factor de capacidad del 90 por ciento. (BM, Como planificar y financiar la generación de electricidad (ESMAP), 2012).

2.4 Ciclos de plantas geotérmicas

Las plantas que producen electricidad en base al recurso geotérmico, se componen de un conjunto de elementos que permiten el aprovechamiento de la energía térmica del fluido geotérmico. Dicha energía se transforma en energía cinética cuando se forma el vapor. Luego se transforma en energía mecánica, sobre un eje conectado a un generador eléctrico, para finalmente transformarse en energía eléctrica.

Se tienen diferentes configuraciones basados en el ciclo termodinámico para vapor (Cengel, 2015), los cuales han sido diseñadas para mejorar el aprovechamiento del recurso y por ende la eficiencia de las plantas.

2.4.1 Plantas de simple flash

Los equipos principales para una central de simple flash son: Separador ciclónico, Turbina, Generador, Sistema de condensación con una torre de enfriamiento.

En la válvula del cabezal del pozo productor el fluido geotérmico es despresurizado hasta la presión de operación del separador ciclónico. Debido a la despresurización el fluido proveniente del pozo llega en forma de mezcla a la válvula del cabezal. En el separador ciclónico el fluido proveniente del pozo es separado en su fase de vapor y líquida. Luego desde el separador ciclónico, el vapor es conducido hacia el Colector de vapor, después a través del separador de humedad y por el sistema de eyectores antes de entrar al conjunto turbina-generador.

El líquido que sale del separador ciclónico, resulta ser salmuera muy concentrada donde quedan contenidas todas las sales minerales y otros sólidos provenientes del reservorio, como la sílice.

El vapor expandido de la turbina en fase de mezcla ingresa a un condensador en donde es llevado a fase líquida completa para posteriormente ser reinyectado parcialmente a través de los pozos de reinyección (Figura 33).

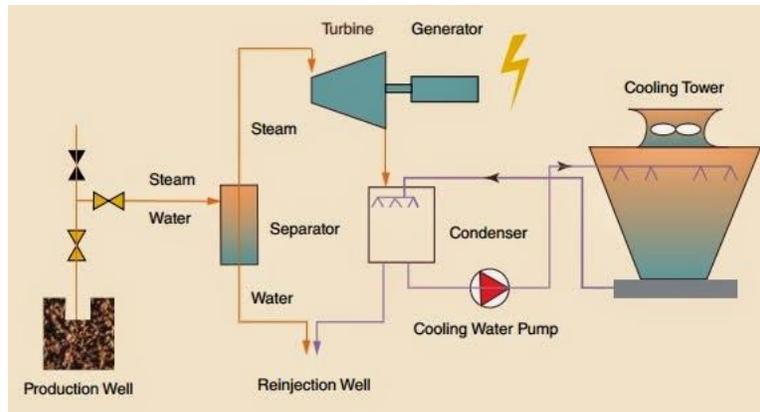


Figura 33. Concepto de central geotérmica por condensación. [Fuente Manual de geotermia: Como planificar y financiar la generación de electricidad, (ESMAP, 2012), p. 33]

En una planta de simple flash (Figura 34), la presión del agua geotérmica desciende a un valor específico. La mezcla de dos fases resultante se separa en líquido y vapor en el separador ciclónico (2-3-6). El vapor se envía a una turbina de vapor en la cual el vapor geotérmico se expande a la presión del condensador (3-4)⁵. El vapor que sale de la turbina se condensa con agua de refrigeración obtenida en una torre de enfriamiento (4-5). El agua geotérmica líquida a un estado de 6 y en un estado 5 parte se reinyecta al subsuelo en pozo reinjector. (DiPippo, 2007).

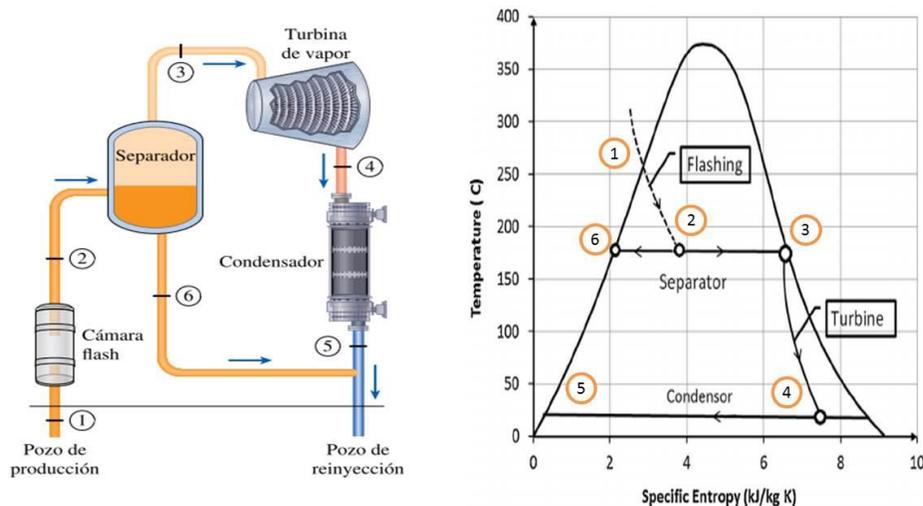


Figura 34. Diagrama Temperatura-entropía planta de flash. [Fuente: Termodinámica, Cengel]

2.4.2 Plantas de doble flash

Las centrales doble flash son una mejora de las centrales de simple flash, estas pueden producir entre un 15 y 25 % más de potencia de salida para iguales condiciones del fluido geotérmico. Estas centrales son más complejas, costosas y requieren de un mayor mantenimiento, pero la potencia extra podría justificar su instalación. La potencia eléctrica de este tipo de centrales varía entre los 4.7 y 110 MWe por unidad y el promedio está alrededor de los 32 MWe por unidad.

⁵ Termodinámica, Yunus A. Cengel, Octava Edición, McGraw Hill

Las plantas de doble flash tienen una mayor eficiencia que una de simple flash; ya que aprovecha de mejor manera la energía que aporta el mismo fluido extraído de la tierra. Estas plantas también se conocen como plantas a condensación al igual que las de simple flasheo.

En este caso el fluido proveniente de los pozos es conducido hacia un separador ciclónico inicial donde se separa el vapor del agua geotérmica a alta presión y es conducido hasta un colector de vapor, luego se pasa por un separador de humedad para remover la mayor cantidad de agua que pueda llevar, acto seguido se hace pasar por el set de eyectores para remover los gases no condensables (GNC), antes de entrar a la turbina de alta presión. El líquido proveniente del separador se conduce a un segundo separador (flasher o evaporador), a una presión más baja que la de separación.

Existen varias configuraciones para las plantas de doble flash, una de ellas es con una sola turbina de doble entrada de vapor, una para alta presión y otra para baja presión, donde el vapor de baja presión es admitido en una etapa intermedia de la turbina y combinarse con el vapor proveniente de las etapas de alta presión. Un diagrama T-s de este ciclo y su comportamiento se muestra en la Figura 35.

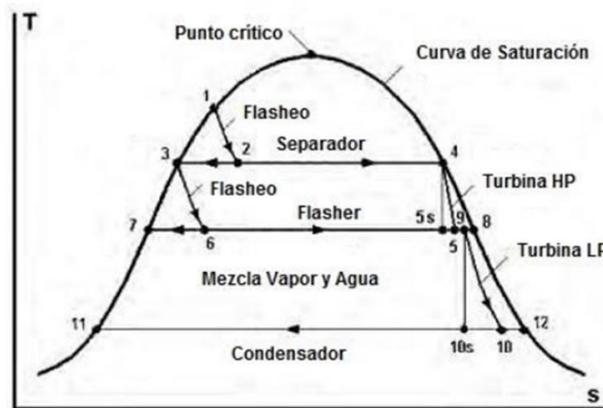


Figura 35. Diagrama T-s de una planta de doble flash. [Fuente: Geothermal Power Plants, Dippipo]

2.4.3 Ciclos binarios

Las plantas geotérmicas de ciclo binario para la generación eléctrica son consideradas cuando se tienen recursos geotérmicos de mediana y baja temperatura. Las plantas geotérmicas de ciclo binario son lo más aproximado termodinámicamente a plantas térmicas convencionales en el aspecto que el fluido de trabajo opera en un ciclo cerrado. Dicho fluido se caracteriza por tener un punto de ebullición muy inferior al del agua y diferentes propiedades termodinámicas respecto a esta. Dentro del ciclo, el fluido de trabajo recibe calor del fluido geotérmico en un intercambiador de calor cerrado para ser vaporizado y enviado a la turbina. Al salir de la turbina es condensado y reutilizado en un circuito cerrado (Figura 36).

El ciclo binario es un ciclo Rankine no convencional (Cengel, 2015), es decir un Ciclo Rankine Orgánico (ORC). Los ciclos Rankine orgánicos utilizan un fluido orgánico en lugar de agua, y resulta muy importante tomar en consideración la selección de fluidos de trabajo, ya que el fluido orgánico utilizado tiene un impacto en el rendimiento de una planta binaria. Algunos de ellos son Isobutano, Isopentano, etc.

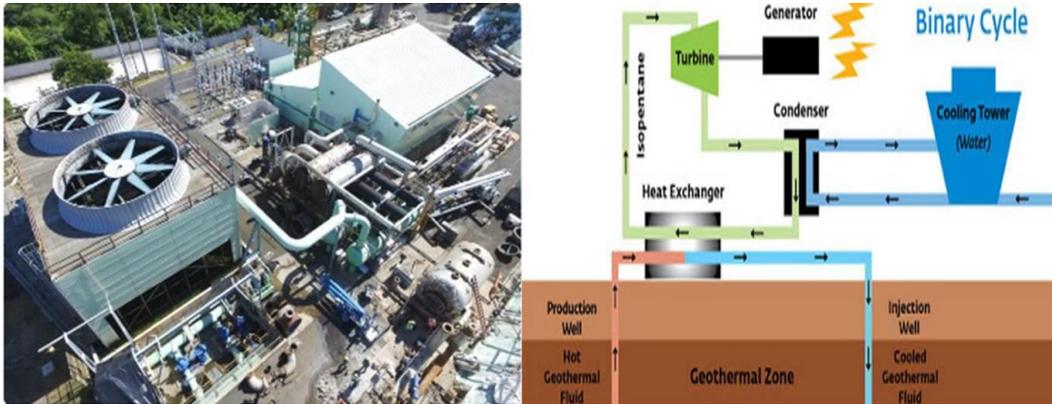


Figura 36. Representación de un Ciclo Binario. [Fuente: <http://www.prosener.com/noticias/ver/primer-planta-geotermica-de-alta-entalpia-en-espana/2581>]

2.5 Fuentes renovables

2.5.1 Factor de planta

El factor de planta (también llamado factor de capacidad) de una planta de electricidad es el cociente entre la energía real generada por la planta durante un período (generalmente anual) y la energía generada si hubiera trabajado a plena carga durante ese mismo período, conforme a los valores nominales de las placas de identificación de los equipos. Es una indicación de la utilización de la capacidad de la planta en el tiempo.

Las plantas geotérmicas tienen uno de los factores de planta más altos de todas las fuentes de energía renovable. Por ello son utilizadas como carga base en los sistemas de potencia.

De acuerdo al sitio web [statista.com](http://www.statista.com)⁶, las plantas geotérmicas tienen un factor de planta del 74.4%, solo superadas por las plantas nucleares. Más abajo se encuentran plantas de biomasa con 59%, gas natural de ciclo combinado con 56%, carbón con 47%, hidroeléctrico con 39%, viento con 34%, fotovoltaico 24% (Figura 37).

⁶ <https://www.statista.com/statistics/183680/us-average-capacity-factors-by-selected-energy-source>

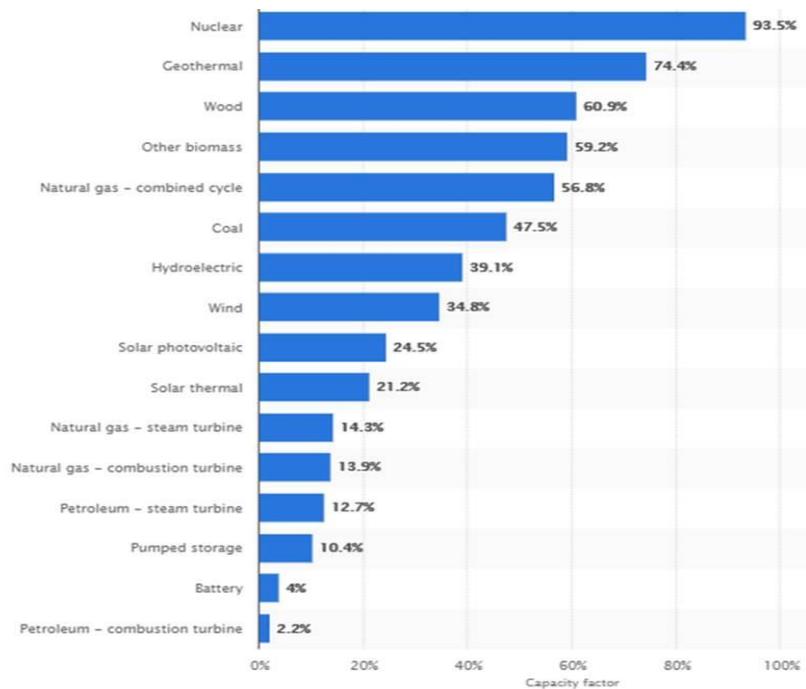


Figura 37. Factor de planta de distintas energías. [Fuente: Statista.com]

Esta es una de las ventajas de una planta geotérmica y por la que es utilizada por los sistemas para ser despachada más veces que el resto de plantas en el país.

Los generadores que operan en base a paneles fotovoltaicos, biomasa, eólico, hidroeléctrico su factor de planta es menor al geotérmico, ya que no operan todo el tiempo.

2.5.2 Generador fotovoltaico

En el caso de los generadores fotovoltaicos, estos operan solo con la radiación solar⁷ y durante las horas de máxima incidencia, como por ejemplo de las 9:00 am a las 3:00 pm. De hecho, en días lluviosos o con mucha nubosidad, la generación de los paneles fotovoltaicos disminuye considerablemente.

La latitud y longitud (coordenadas geográficas) que tiene El Salvador, le permite obtener valores de radiación solar que son aprovechadas para la generación eléctrica a partir de la fuente fotovoltaica.

Como se puede ver en la Tabla 8, El Salvador recibe una cantidad de radiación solar muy interesante en comparación de otras ciudades en el continente americano.

⁷ Cantidad de energía sobre una superficie en un intervalo de tiempo

Mes/Ciudad	San Salvador (13.627514, -88.844183)	Houston (29.76328, -95.36327)	Colombia (4.570868, -74.297333)	Ciudad de México (19.4978, -99.1269)	Ciudad de Panamá (8.9936, -79.5201)
enero	6.97	3.75	4.82	6.65	6.37
febrero	7.22	4.50	4.79	7.23	6.47
marzo	7.02	5.20	3.97	7.30	6.15
abril	6.36	5.91	3.68	7.13	5.29
mayo	5.26	6.09	3.47	6.49	4.42
junio	5.01	6.39	3.51	6.05	4.09
julio	5.72	6.22	3.49	5.82	4.09
agosto	5.87	6.16	3.79	5.94	4.61
septiembre	5.40	5.97	4.13	5.48	4.71
octubre	5.64	5.46	4.31	6.09	4.95
noviembre	6.72	4.41	4.26	6.48	4.54
diciembre	7.01	3.90	4.61	6.44	5.33

Tabla 8. Radiación solar en distintas ciudades (kWh/m²/día). [Fuente: <https://pwwatts.nrel.gov/>]

El sitio web www.pwwatts.nrel.gov/pwwatts.nrel.gov/ permite obtener valores promedios de radiación solar con solo escribir las coordenadas del sitio de interés. En la Figura 38, se observa que El Salvador recibe mayor radiación solar que lugares como Colombia o Ciudad de Panamá. Inclusive en determinados meses, recibe más radiación que la Ciudad de Houston. Solo es superada por la Ciudad de México.

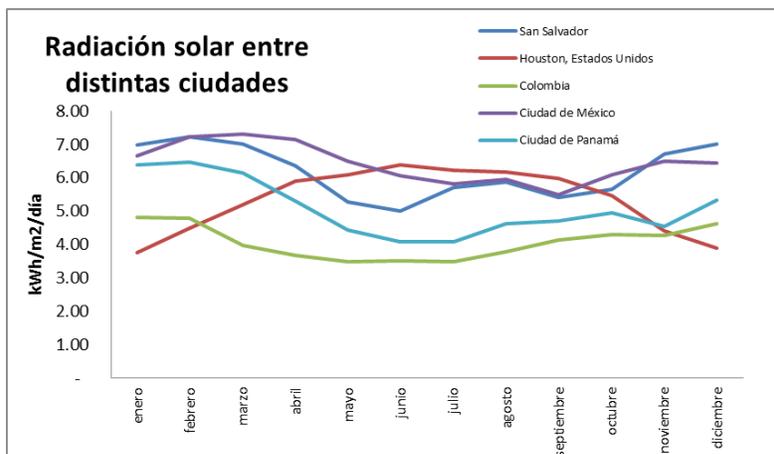


Figura 38. Comparación de radiación solar distintas ciudades. [Fuente: elaborado con datos de <https://pwwatts.nrel.gov/>]

2.5.3 Generador en base a biomasa

En el caso de los generadores que producen electricidad en base al bagazo de caña (Ingenios Azucareros en el país), estos operan durante la temporada de zafra. Esto es desde noviembre hasta abril de cada año. Por lo cual, hay meses donde no se les puede utilizar.

De acuerdo al sitio web www.consaa.gob.sv/ que es el Consejo Salvadoreño de la Agroindustria Azucarera (CONSAA), en el país existen alrededor de 7,000 productores de caña de azúcar los cuales se encuentran en diferentes zonas del territorio nacional. Todos ellos venden a los ingenios azucareros.

La capacidad instalada de las plantas que producen electricidad con biomasa en el mercado mayorista es de 293.6 MW. Los Ingenios Azucareros y su capacidad instalada se muestran en la Tabla 9.

Planta	Tipo	Capacidad instalada (MW)
Ingenio El Angel	Turbogenerador	95.30
Ingenio Chaparrastique (CASSA)	Turbogenerador	78.40
Central Izalco (CASSA)	Turbogenerador	45.00
Ingenio Jiboa	Turbogenerador	44.90
Ingenio La Cabaña	Turbogenerador	30.00
Total		293.60

Tabla 9. Capacidad instalada plantas Biomasa. [Fuente: SIGET]

En los ingenios azucareros se da lo que se conoce como “cogeneración”, el cual es un procedimiento mediante el cual se produce de forma simultánea energía eléctrica, mecánica y térmica. Los ingenios utilizan el bagazo de la caña como combustible para alimentar sus calderas y utilizar el vapor como energía para el funcionamiento de sus procesos. La cogeneración utiliza la energía en forma de calor producida por el bagazo para generar vapor y luego mediante el uso de turbogeneradores, la energía eléctrica. El vapor de escape del turbogenerador entonces va al proceso productivo mientras que la electricidad es utilizada para su consumo propio y el excedente se vende a la red nacional (Figura 39). Los ingenios exprimen todo el azúcar de la caña y aprovechan los residuos como la melaza (que la convierten en etanol), y también el bagazo de caña.

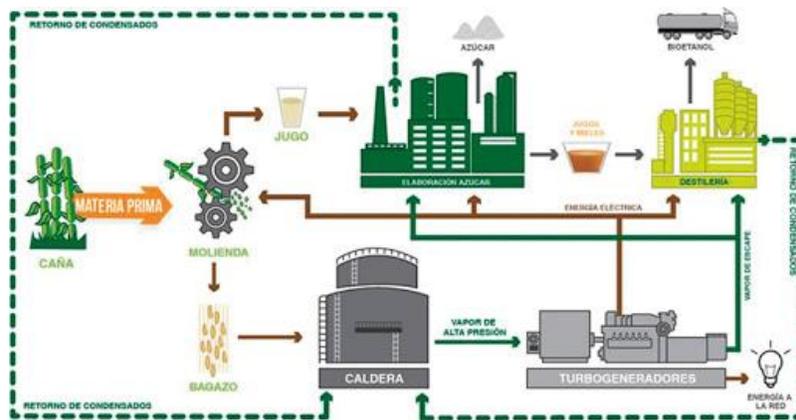


Figura 39. Procesos en Ingenio Azucarero. [Recuperado de (González, A. 2020), Biomasa, Maestría en Gestión de Energías Renovables, Universidad Don Bosco]

Al separar el bagazo del jugo de la caña de azúcar, se deposita en un área, (como se observa en la Figura 40) y se lleva por medio de fajas transportadoras hacia la planta termoeléctrica.



Figura 40. Bagazo de caña. [Recuperado de (González, A. 2020), Biomasa, Maestría en Gestión de Energías Renovables, Universidad Don Bosco]

Ya en la planta, la faja deposita el bagazo en el horno de la caldera para quemarlo en movimiento a una temperatura que va de los 850 a los 900 grados centígrados. El bagazo por su propia naturaleza combustiona prácticamente al instante.

Luego que se quema el bagazo, la ceniza es recolectada y desechada, y los gases de combustión entregan la energía a las diferentes etapas del proceso de la caldera para generar el vapor a las condiciones adecuadas. En total en la caldera, se procesan 220 toneladas de bagazo por hora⁸ (Figura 41). Esto permite a un ingenio azucarero producir electricidad las 24 horas del día durante todo el tiempo que se cosecha la caña de azúcar.



Figura 41. Turbo generador. [Fuente: historico.elsalvador.com/historico/439746/como-se-transforma-el-bagazo-de-cana-de-azucar-a-energia-electrica.html]

2.5.4 Generador a partir de biogás

El biogás es un gas combustible que se genera en medios naturales o en dispositivos específicos, por las reacciones de biodegradación de la materia orgánica, mediante la acción de microorganismo y otros factores, en ausencia de oxígeno esto es, en un ambiente anaeróbico.

La digestión anaerobia es un proceso biológico en el que la materia orgánica, en ausencia de oxígeno, y mediante la acción de un grupo de bacterias específicas, se descompone en productos gaseosos o

⁸ <https://historico.elsalvador.com/historico/439746/como-se-transforma-el-bagazo-de-cana-de-azucar-a-energia-electrica.html>

“biogás” y en digestato, que es una mezcla de productos minerales y compuestos de difícil degradación (Figura 42).

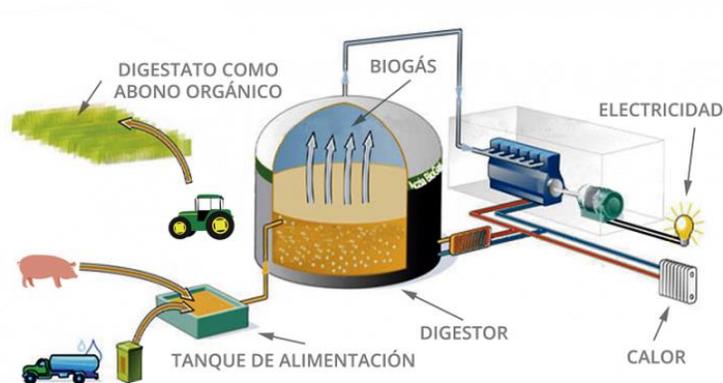


Figura 42. Aprovechamiento del biogás. [Recuperado de (González, A. 2020), Biomasa, Maestría en Gestión de Energías Renovables, Universidad Don Bosco]

El proceso controlado de digestión anaerobia es uno de los más idóneos para la reducción de emisiones de efecto invernadero, el aprovechamiento energético de los residuos orgánicos y el mantenimiento y mejora del valor fertilizante de los productos tratados.

La digestión anaerobia puede aplicarse, entre otros, a residuos ganaderos, agrícolas, así como a los residuos de las industrias de transformación de dichos productos. Entre los residuos se pueden citar purines, estiércol, residuos agrícolas o excedentes de cosechas, etc.

La digestión anaerobia también es un proceso adecuado para el tratamiento de aguas residuales de alta carga orgánica, como las producidas en muchas industrias alimentarias.

El biogás está constituido principalmente de Metano (CH_4). El metano es un gas de efecto invernadero que representa alrededor del 20% de las emisiones globales. El metano se emite durante la producción y transporte de carbón, petróleo y gas natural, pero también por la descomposición de la materia orgánica en los vertederos o tiraderos de residuos sólidos municipales, en los sistemas de tratamiento de aguas residuales, en agroindustrias y granjas de diversos tipos.

Este gas se puede utilizar para producir energía eléctrica mediante turbinas o plantas generadoras a gas, en hornos, estufas, secadores, calderas u otros sistemas de combustión a gas, debidamente adaptados para tal efecto.

De acuerdo al documento de la CEPAL⁹ “Evaluación e Implementación de Proyectos Piloto de Biodigestores en El Salvador” (CEPAL, 2019), la composición del biogás en comparación con el Gas natural y otros se muestra en la Tabla 10.

⁹ Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL)

Propiedades	Biogás	Gas natural	Gas propano	Gas metano
Valor calorífico (kWh/m ³)	7	10	26	10
Densidad (t/m ³)	1.08	0.7	2.01	0.72
Densidad con respecto al aire	0.81	0.54	1.51	0.55
Límite de explosión	10.00	12	7	13
Temperatura de encendido (°C)	687	650	470	650
Máxima velocidad de encendido (m/s)	0.31	0.39	0.42	0.47
Requerimiento teórico de aire (m ³ /m ³)	6.6	9.5	23.9	9.5

Tabla 10. Biogás y otros combustibles fósiles. [Fuente: CEPAL]

De acuerdo al Programa Nacional Para el Manejo Integral de los Desechos Sólidos, del Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales (MARN, 2010), el país cuenta con 5 rellenos sanitarios, en el cual el de Nejapa es el de mayor capacidad con una recepción de 2,000 toneladas por día (Tabla 11).

No.	Ubicación del relleno sanitario	Recepción ton/día
1	Nejapa	2,000.00
2	Sonsonate	500.00
3	San Miguel	250.00
4	Usulután	200.00
5	Santa Rosa de Lima	80.00

Tabla 11. Capacidad de Recepción de los Rellenos Sanitarios. [Fuente: MARN]

En el Relleno Sanitario de Nejapa, existe un sistema de generación de energía de biogás, con una capacidad instalada de 6.3 MW. Los residuos sólidos urbanos del gran San Salvador son llevados a dicho relleno.

El manejo de los residuos sólidos urbanos implica:

- a) Transporte y recolección de los residuos hacia las plantas o vertederos.
- b) Clasificación selectiva según su naturaleza y/o destino final.
- c) Almacenamiento.
- d) Reciclaje.
- e) Disposición final.

En la Figura 43, se muestra las celdas para ubicación de los residuos, el recubrimiento que se hace con arcilla sobre los residuos, los pozos de extracción del biogás, los motores y planta eléctrica del Grupo AES.



Figura 43. Relleno Nejapa. [Recuperado de: (González, A. 2020), Biomasa, Maestría en Gestión de Energías Renovables, Universidad Don Bosco]

2.5.5 Generador eólico

La energía del viento está relacionada con el movimiento de las masas de aire que se desplazan desde zonas de alta presión atmosférica hacia zonas adyacentes de menor presión, con velocidades proporcionales al gradiente de presión y así poder generar energía.

Los vientos se generan a causa del calentamiento no uniforme de la superficie terrestre debido a la radiación solar; entre el 1 y el 2 % de la energía proveniente del Sol se convierte en viento. Durante el día, los continentes transfieren una mayor cantidad de energía solar al aire que las masas de agua, haciendo que este se caliente y se expanda, por lo que se vuelve menos denso y se eleva. El aire más frío y pesado que proviene de los mares, océanos y grandes lagos se pone en movimiento para ocupar el lugar dejado por el aire caliente.

Para poder aprovechar la energía eólica es importante conocer las variaciones diurnas, nocturnas y estacionales de los vientos, la variación de la velocidad del viento con la altura sobre el suelo, la entidad de las ráfagas en espacios de tiempo breves, y los valores máximos ocurridos en series históricas de datos con una duración mínima de 20 años. Para poder utilizar la energía del viento, es necesario que este alcance una velocidad mínima que depende del Aerogenerador que se vaya a utilizar pero que suele empezar entre los 3 m/s (10 km/h) y los 4 m/s (14.4 km/h), velocidad llamada "cut-in speed", y que no supere los 25 m/s (90 km/h), velocidad llamada cut-out speed. Las áreas con una velocidad promedio de vientos de 6 m/s o más son sitios potenciales para la generación económica de energía eólica. (Cengel, 2015).

Una turbina eólica es una máquina que transforma la energía del viento en energía mecánica mediante unas aspas oblicuas unidas a un eje común. El eje giratorio puede conectarse a varios tipos de maquinaria, sea para moler grano (molinos), bombear agua o generar electricidad. El viento actúa

como una fuerza con un ángulo de inclinación, provoca una fuerza de empuje o sustentación en la pala, pero también se obtiene una resistencia aerodinámica dependiendo del diseño y forma de la pala (Figura 44).

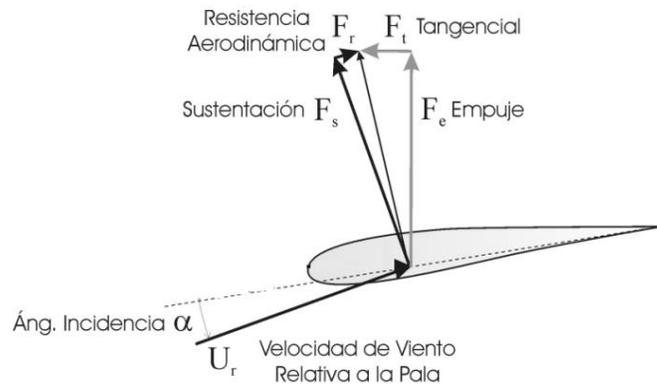


Figura 44. Fuerzas sobre una pala. [Fuente: Termodinámica, Cengel]

El aerogenerador está conformado por tres palas a barlovento (recibe el viento de frente), con torre tubular, sistema de orientación activa, con unos 3 MW de potencia nominal y 80-10 m de diámetro y altura. Las palas tienen perfil aerodinámico. Pueden estar construidos de fibra de vidrio o fibra de carbono (Figura 45).



Figura 45. Palas. [Fuente: Imágenes Google]

Subsistemas:

- Rotor: en las tripalas el buje es fijo. Se encuentra a barlovento para minimizar el ruido y el efecto de sombra.
- Sistema de transmisión: es el tren de potencia.
- Sistema de orientación: activa mediante un servo motor que acciona los engranajes de la corona dentada entre la góndola y la torre.
- Sistema eléctrico: generador de inducción jaula de ardilla, síncronos, de inducción de rotor bobinado, con generadores síncronos multipolos, etc.

- e) Torre: tubulares, troncocónicas en acero por solidez y menor impacto visual. Además, soportan la góndola, soportan el empuje del viento y dan acceso al personal de mantenimiento.

La góndola contiene el acople para las palas, el chasis, el eje de alta velocidad, la caja de transmisión, cojinete, el generador, el rotor de guía para orientación y la veleta de viento (Figura 46).

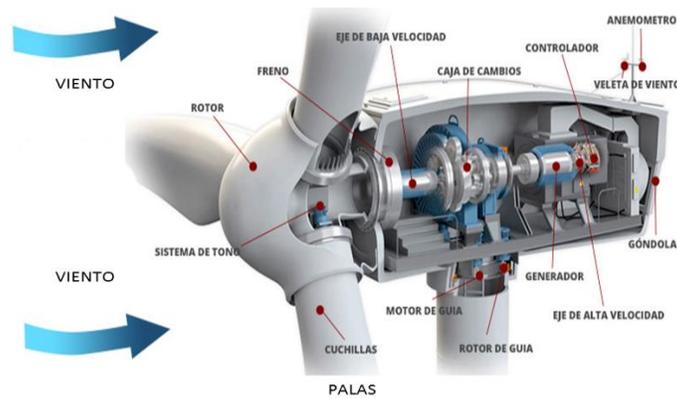


Figura 46. Góndola y componentes. [Recuperado de (Migoya, E. 2019), Energía Eólica, Maestría en Gestión de Energías Renovables, Universidad Don Bosco]

En los parques eólicos se montan varios aerogeneradores, con el propósito de situarlos de tal manera que extraigan la máxima energía y la inyecten a la red correspondiente (Figura 47).

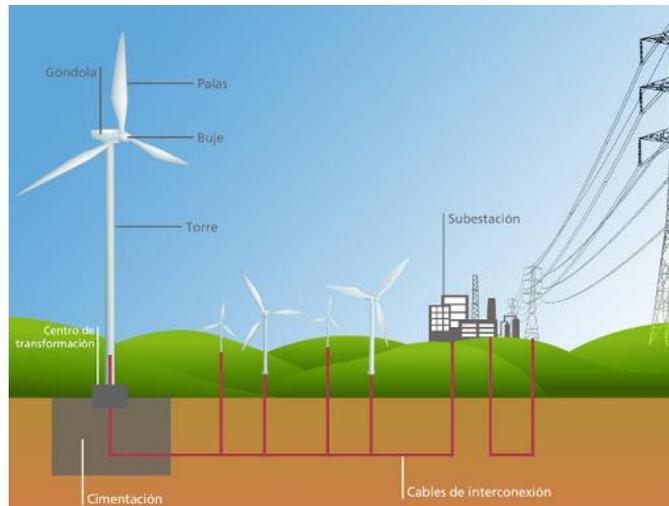


Figura 47. Parque eólico. [Fuente: Imágenes Google]

2.5.6 Generador hidroeléctrico

Las grandes presas se construyen en la ruta del flujo de ríos para captar el agua. El agua que tiene energía potencial corre a través de las turbinas para producir electricidad. Tal instalación recibe el nombre de planta de energía hidroeléctrica. Algunas presas también se utilizan para irrigar plantíos y controlar inundaciones.

La mayor parte de las plantas de energía hidroeléctrica tienen varias turbinas organizadas en paralelo. Esto ofrece a la empresa la oportunidad de apagar algunas de las turbinas durante los momentos de baja demanda de energía y para mantenimiento.

Las centrales hidroeléctricas utilizan la energía potencial derivada de la diferencia de alturas entre dos puntos de un mismo cauce. Dicha presión diferencial origina una energía mecánica en la turbina que a través del generador eléctrico se convierte en electricidad para su aprovechamiento (Figura 48).

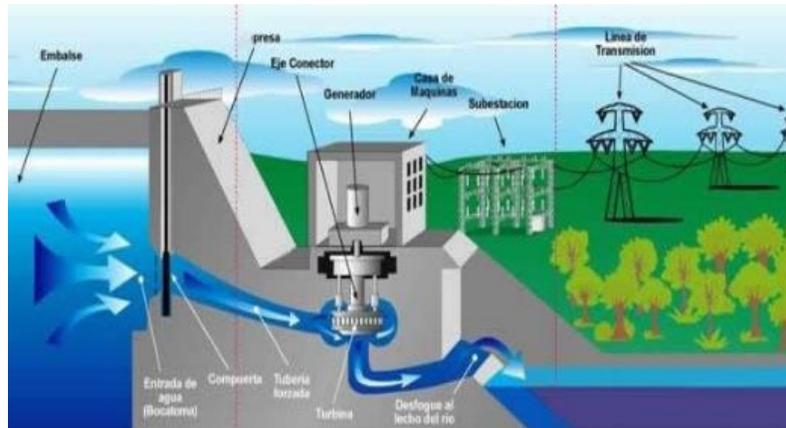


Figura 48. Planta hidroeléctrica. [Recuperado de (Saravia, R. 2019), Energía Minihidráulica, Maestría en Gestión de Energías Renovables, Universidad Don Bosco]

Las plantas hidroeléctricas se clasifican como: a pie de presa y de paso o filo de agua.

a) Centrales de Presa

Cuentan con un embalse que se llena por las aportaciones del río y del agua procedente de las lluvias. Cuentan con la capacidad de regulación de los caudales de entrada a la turbina en los momentos de mayor interés. Esta capacidad de controlar el volumen de producción se amplía en general para proporcionar energía durante las horas en las que el precio de mercado sea más alto, o poder realizar importantes labores de mantenimiento sin perder el recurso hídrico.

b) Centrales de paso o filo de agua

En estas centrales se deriva únicamente una parte del cauce para conducirlo a través de canales hasta la admisión de una turbina. Luego de transformar la energía hidráulica en mecánica, el caudal utilizado es devuelto al río.

En la Tabla 12, se muestra las cuatro plantas hidroeléctricas que opera CEL¹⁰ sobre el río Lempa.

Planta hidroeléctrica	Tipo	Turbina	Cantidad	Embalse	Capacidad MW
Guajoyo	Embalse	Kaplan	1	26.3 km ²	19.70
Cerrón Grande	Embalse	Francis	2	135 km ²	170.00
5 de noviembre	Filo de agua	Francis	5	16 km ²	99.40
15 de septiembre	Filo de agua	Kaplan	2	35.5 km ²	156.60

Tabla 12. Plantas hidroeléctricas. [Recuperado de (Saravia, R. 2019), Energía Mini hidráulica, Maestría en Gestión de Energías Renovables, Universidad Don Bosco]

Vale mencionar las pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH) que se encuentran en pequeños ríos del país. Este tipo de central está conformada por:

- a) Obras de derivación o Azud.
- b) Obras de boca toma
- c) Desarenador.
- d) Canal de derivación.
- e) Cámara de carga.
- f) Tubería de presión.
- g) Turbina.
- h) Generador.
- i) Transformador.
- j) Líneas de transmisión

Algunas de las PCH pertenecen a CECSA¹¹ quien es el generador hidroeléctrico más antiguo del país (Figura 49).

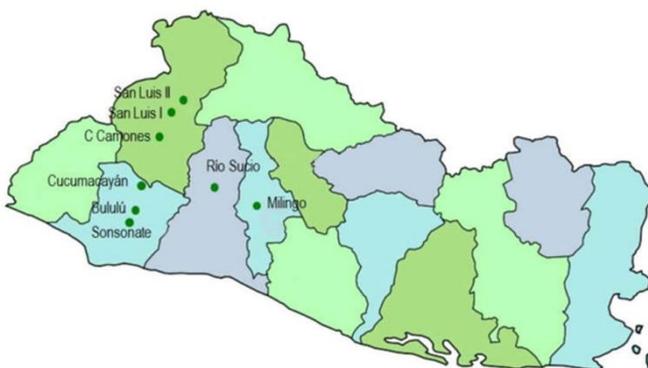


Figura 49. PCH de CECSA. [Recuperado de (Saravia, R. 2019), Energía Minihidráulica, Maestría en Gestión de Energías Renovables, Universidad Don Bosco]

¹⁰ Comisión Ejecutiva del Río Lempa (CEL)

¹¹ Compañía Eléctrica Cucumacayán (CECSA)

2.6 Lageo

En El Salvador, Lageo es la única empresa de capital estatal que opera comercialmente los campos geotérmicos de Ahuachapán y Berlín. Lageo también tiene en exploración los campos geotérmicos de Chinameca y San Vicente.

La Central Geotérmica de Ahuachapán (Figura 50), es una planta a condensación (flashing), se encuentra ubicada a 103 km al occidente de la ciudad capital, en el sector norte de la cordillera de Apaneca conocido como Cantón Santa Rosa Acacalco, municipio y departamento de Ahuachapán.

Inició su construcción en 1972 y su operación comercial en septiembre de 1975 con una unidad de 30MW que utiliza vapor a 5.6 bar; al año siguiente fue adicionada otra unidad de idénticas características, y en 1980 se adiciona la tercera unidad de 35 MW que se diferencia de las dos primeras porque además de vapor a 5.6 bar, utiliza vapor de 1.6 bar producido en los vaporizadores con agua separada de los pozos productores.

El área del campo geotérmico en la que se encuentran los pozos productores es de aproximadamente 2.5 kms², la profundidad de los pozos varía entre 600 y 2,750 metros, y en la actualidad cuenta con 56 pozos perforados entre productores, reinyectores, de monitoreo y otros.



Figura 50. Planta Geotérmica de Ahuachapan. [Fuente: Lageo]

La Central Geotérmica de Berlín (Figura 51), es una planta a condensación y un ciclo binario, que se encuentra ubicada a 106 kms aproximadamente al oriente de la ciudad capital, en el sector norte del complejo volcánico de Tecapa, en el Cantón el Zapotillo del Municipio de Alegría en el Departamento de Usulután.

Inició su operación comercial en 1992 con dos unidades a contrapresión (bocapozo) de 5 MW cada una. En 1999 entraron en operación dos unidades a condensación de 28.1 MW c/u; en febrero del año 2007 fueron adicionados 40 MW más con una unidad a condensación; y en diciembre de ese mismo año se adicionaron 9.2 MW, generados con una unidad a Ciclo Binario, que utiliza el agua de reinyección para evaporar Isopentano, el cual funciona como fluido de trabajo.

El área del campo geotérmico es de una extensión de aproximadamente 8 kms², la profundidad de los pozos varía entre 500 y 3,455 metros. En la actualidad cuenta con 37 pozos entre productores, reinyectores y de monitoreo.



Figura 51. Planta Geotérmica de Berlín. [Fuente: Lageo]

Los generadores inyectan la electricidad a 13.8 kV, el cual es elevado en las subestaciones de ETESAL a 115 kV.

Conforme declaraciones del Presidente de Lageo¹², para los siguientes años, Lageo tiene planeado comenzar a operar una planta geotérmica en Chinameca (25 MW) y otra en San Vicente (10 MW).

2.7 Competencia

De acuerdo al Boletín de Estadísticas SIGET (SIGET, Boletín de Estadísticas Eléctricas, 2019), la capacidad instalada ha crecido 373 MW en los últimos cinco años (producto de las licitaciones; **Error! No se encuentra el origen de la referencia.**), esto representa un crecimiento de 22.9 %. Esta capacidad instalada es competencia directa para los mismos generadores ya instalados como Lageo.

2.7.1 Energía del Pacífico (Gas Natural)

En el Informe del Mercado del CNE (CNE, Rendición de Cuentas, 2017), se menciona los procesos de licitación y particularmente dice que el país tendrá una planta de gas natural con una capacidad de 355 MW. La empresa ganadora de tal licitación se llama Energía del Pacífico S.A. de C.V con una oferta económica de US\$ 119.99/MWh. Estima comenzar operaciones en 2022.

En el sitio web de la empresa Energía del Pacífico www.energiadelpacifico.com (Energía, 2020), se menciona que es una planta de generación de 378 megavatios (MW) de energía, consta de diecinueve motores alternativos Wärtsila de combustión de gas natural 18.45 MW y una turbina de vapor de 30 MW. Esta planta de generación cubrirá el 33% de la demanda energética del país, será la primera planta en Centroamérica en utilizar gas natural licuado (GNL). Además, la línea de transmisión del proyecto será de circuito doble, con una longitud total de 44 kilómetros y un nivel de tensión de 230 kV, la cual conectará las subestaciones de Acajutla y Ahuachapán, y fortalecerá la matriz energética del país, incluyendo la conexión con el Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC).

2.7.2 Ventus (Eólico)

En el sitio web del CNE www.cne.gob.sv (CNE, Consejo Nacional de Electricidad, 2019), se menciona que al norte de Metapán se construye actualmente la planta eólica de la empresa Ventus.

¹² <https://www.elsalvador.com/eldiariodehoy/la-geotermia-aporta-mas-del-20-de-la-electricidad-que-consume-el-pais/678604/2020/>

La capacidad instalada es de 54 MW. La planta contará con 15 aerogeneradores (120 m de altura) de 3.6 megavatios cada uno y se espera entre en operación en 2021 (Figura 52).



Figura 52. Aerogeneradores de Ventus en Metapán. [Fuente: twitter.com/VentusSV]

2.7.3 Neoen (Fotovoltaico)

En el sitio web de la empresa francesa Neoen www.eoen.com (Neoen, 2020) muestra que se encuentran en operación cuatro plantas fotovoltaicas en El Salvador.

La empresa Neoen¹³ puso en operación en el año 2017, las plantas Antares y Spica de 101 MW en el Departamento de La Paz. Por otro lado, en abril de 2020 puso en operación las plantas Albireo 1 y Albireo 2 de 140 MW en el Departamento de Usulután. Las primeras dos plantas se les conoció como Proyecto Providencia Solar y a las dos últimas plantas Capella Solar.

a) Providencia Solar

En abril de 2017 fue inaugurada la planta Providencia Solar con 101 MW de capacidad instalada (Figura 53).



Figura 53. Planta Fotovoltaica Providencia Solar de Neoen. [Fuente: Neoen]

Este proyecto, está compuesto por la subcentral Antares de 76 megavatios, que resultó ganadora en una licitación, y por el bloque Spica de 25 megavatios para el que se acordó un convenio de suministro con la distribuidora de electricidad DELSUR. El proyecto se ubica en el departamento de La Paz.

¹³ <https://www.neoen.com/var/fichiers/1607070155-20201204-albireo-el-salvador-mr.pdf>

Para el bloque de 76 megavatios, Neoen se adjudicó en una licitación una contratación a un precio de US\$ 101.9/MWh.

b) Capella Solar

En abril de 2020 fue inaugurada la planta Capella Solar con 140 MW de capacidad instalada (Figura 54).



Figura 54. Planta Fotovoltaica Capella Solar de Neoen. [Fuente: Neoen]

Capella Solar está formado por dos plantas, Albireo 1 y Albireo 2; juntas suman una capacidad de 140 MW. Está ubicada en el Departamento de Usulután. El proyecto fue adjudicado con contratos de compraventa de energía a 20 años con los distribuidores locales AES, DELSUR, EDESAL y B&D a un precio de US\$ 49.55/MWh. Además, Capella Solar tendrá la infraestructura de almacenamiento de energía. Una batería de iones de litio con capacidad de 3.3 MW/2.23 MWh, dedicada para servicios de reserva.

2.7.4 Grupo AES (Fotovoltaico y Biomasa)

En el sitio web de AES www.aes.com (AES, 2020), se encuentra la información de los generadores fotovoltaicos que el Grupo AES ha estado instalando en distintos puntos del país.

a) Moncagua

En el municipio de Moncagua (San Miguel), cuentan una planta con una capacidad instalada de 2.5 MW que fue puesta en operación en octubre de 2015.

b) Nejapa¹⁴

En el municipio de Nejapa (San Salvador), cuenta con una planta con capacidad instalada de 6 (MW) generados a partir del biogás que se obtiene de relleno sanitario. El voltaje de los generadores es de 4.16 kV. En la subestación local se eleva el voltaje a 23 kV (Figura 55).

¹⁴ <http://www.aes-elsalvador.com/generacion/aes-nejapa/>



Figura 55. Planta de Biogás de Grupo AES. [Fuente: AES]

c) Bósforo¹⁵

Bósforo está constituida por 10 plantas fotovoltaicas de 10 MW cada una, con una capacidad total de 100 MW. Las plantas están repartidas entre el departamento de La Unión, departamento de Santa Ana, departamento de Sonsonate, departamento de Usulután y departamento de San Salvador (Figura 56).



Figura 56. Ubicación Plantas Fotovoltaicas Proyecto Bósforo. [Fuente: AES]

Las plantas no están en el sistema de 115 kV y por tanto no son vistas por parte de la UT. La inyección de su electricidad se ve como un flujo que va en contra del suministro del mercado mayorista y hace ver como si la demanda no crece.

2.7.5 Pequeños generadores conectados en red de Distribución

De acuerdo al Boletín de Estadísticas Eléctricas 2019 de la SIGET, los generadores conectados en bajo voltaje, como las pequeñas centrales hidroeléctricas (22.98 MW), plantas de biogás (6.85 MW) y plantas fotovoltaicas (212.33 MW) totalizan una capacidad instalada de 256.15 MW.

¹⁵ <http://www.aes-elsalvador.com/generacion/bosforo>

Estos generadores pueden estar conectados a nivel de 23 o 46 kV directamente en las redes de Subtransmisión de las Distribuidoras y por tanto no están regulados, sino que pueden ser contratos directos entre los propios generadores y las Distribuidoras.

CAPÍTULO III. Redes de subtransmisión y ubicación de proyectos

3.0 Redes de transporte de la electricidad

Para que la energía eléctrica llegue a los distintos centros de consumo, recorre un largo camino que inicia en las centrales generadoras. Las subestaciones son uno de los subsistemas que conforman el sistema eléctrico, su función es modificar los parámetros de la energía para hacer posible su transmisión y distribución.

Las subestaciones eléctricas intervienen en la generación, transformación, transmisión y distribución de la energía eléctrica. Una subestación eléctrica está compuesta por dispositivos capaces de modificar los parámetros de la potencia eléctrica (tensión, corriente, frecuencia, etc.) y son un medio de interconexión y despacho entre las diferentes líneas de un sistema eléctrico.

Las tareas de la distribución son el diseño, construcción, operación y mantenimiento del sistema para poder brindar, al menor costo posible, un servicio eléctrico adecuado al área bajo consideración, en la actualidad y en un futuro próximo. Las redes de distribución toman diferentes formas dependiendo de las características de la carga a servir, existiendo, sin embargo, varios principios comunes que éstas deben cumplir. Así, las redes de distribución deben brindar servicio con un mínimo de variaciones del voltaje y un mínimo de interrupciones. Las interrupciones del servicio deben ser de corta duración y afectar al menor número posible de consumidores.

Respecto a la función que desempeñan, las subestaciones se clasifican en:

- a) Subestaciones elevadoras.
Este tipo de subestaciones normalmente son utilizadas en centrales de generación. Su función principal es elevar las tensiones de salida de las unidades generadoras, de un nivel de media tensión, a un nivel de alta o extra alta tensión para transmitir la carga que es generada.
- b) Subestaciones reductoras.
Al contrario de las subestaciones elevadoras, las subestaciones reductoras reducen las tensiones de transmisión a una menor tensión para su distribución.

En la Figura 57, se hace una representación de una red de transporte de electricidad que inicia en la subestación elevadora (instaladas en las plantas generadoras). La tensión es elevada a 110-380 kV para que recorra largas distancias. Luego se reduce la tensión a 25-132 kV en una red de reparto. Después se le reduce todavía más la tensión a 3-30 kV para recorrer la red de distribución y pasar a clientes industriales. Por último se le reduce la tensión a valores de 125-200 V para ser consumida por los clientes residenciales.

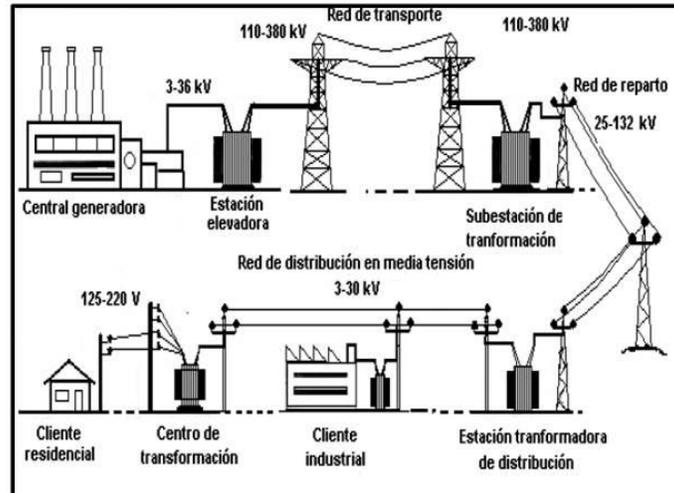


Figura 57. Representación de un sistema de transmisión y distribución. [Fuente: Imágenes Google]

3.1 Elementos principales de una subestación

Los elementos principales de una subestación son:

3.1.1 Transformador

El elemento principal de una subestación eléctrica es el transformador, este es una máquina eléctrica estática que transfiere energía eléctrica de un circuito a otro conservando la frecuencia constante, opera bajo el principio de inducción electromagnética y tiene circuitos eléctricos que están enlazados magnéticamente y aislados eléctricamente.

Los transformadores de potencia pueden ser de diferentes tipos y características, de acuerdo con su diseño y tipo de construcción, y se pueden clasificar en:

- a) Transformador trifásico
Son transformadores que en una misma unidad tienen instalados tres devanados para las tres fases del sistema, por lo que es suficiente contar con una sola unidad para satisfacer los requerimientos del sistema eléctrico (Figura 58).
- b) Transformador monofásico
Estos transformadores son utilizados para manejar una sola fase, por lo que se requieren de tres unidades monofásicas para conformar un banco de transformación, en el cual, cada transformador representa un tercio de la capacidad total.

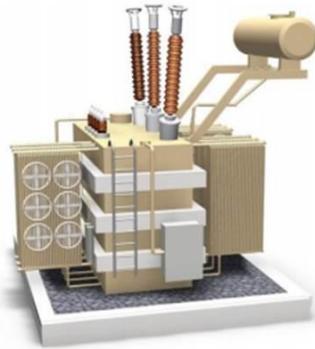


Figura 58. Transformador trifásico. [Fuente: Imágenes Google]

En general, para capacidades bajas se suelen implementar unidades trifásicas: 20,30,40,50,60 MVA, mientras que para capacidades altas se suelen implementar bancos de transformación conformados por unidades monofásicas, donde la capacidad de cada unidad puede ir desde 75 hasta 125 MVA para conformar un banco de transformación.

Las conexiones del transformador (Chapman, 2012) son:

a) Conexión Estrella-Estrella (Y-Y)

Los devanados de las 3 fases se conectan a un punto común llamado neutro, el cual es generalmente conectado al sistema de tierra. El voltaje primario en cada fase del transformador está dado por:

$$\text{Voltaje fase} = \text{Voltaje línea}/\sqrt{3} \quad (\text{Ec. 1})$$

b) Conexión Delta-Delta (D-D)

Ambos extremos de los devanados están conectados a la tensión de la línea directamente. El voltaje de línea es igual al voltaje de cada fase.

c) Conexión Delta-Estrella (D-Y)

Sus características de esta conexión son similares a la conexión estrella-delta solo que la delta se encuentra en el lado primario. En esta conexión el voltaje de línea primario es igual al voltaje de fase.

d) Conexión Estrella-Delta (Y-D)

Sus características de esta conexión son similares a la conexión delta-estrella solo que la estrella en este caso se encuentra en el lado primario. En esta conexión, el voltaje de línea primario está relacionado con el voltaje de fase primario por:

$$\text{Voltaje línea} = \sqrt{3} \times \text{Voltaje fase} \quad (\text{Ec. 2})$$

3.1.2 Interruptor de potencia

Interrumpe y restablece la continuidad de un circuito eléctrico. La interrupción se debe efectuar con carga o corriente de corto circuito.

3.1.3 Restaurador

Es un interruptor de aceite con sus tres contactos dentro de un mismo tanque y que opera en capacidades interruptivas bajas. Los restauradores están contruidos para funcionar con tres operaciones de recierre y cuatro aperturas con un intervalo entre una y otra; en la última apertura el cierre debe ser manual, ya que indica que la falla es permanente.

3.1.4 Cuchillas fusibles

Son elementos de conexión y desconexión de circuitos eléctricos. Tienen dos funciones: una como cuchilla desconectadora, para lo cual se conecta y desconecta, y otra como elemento de protección. El elemento de protección lo constituye el dispositivo fusible que se encuentra dentro del cartucho de conexión y desconexión.

3.1.5 Cuchillas desconectoras y cuchillas de prueba

Sirven para desconectar físicamente un circuito eléctrico. Por lo general se operan sin carga, pero con algunos aditamentos se puede operar con carga hasta ciertos límites.

3.1.6 Apartarrayos

Se encuentra conectado permanentemente en el sistema, descarga la corriente a tierra cuando se presenta una sobretensión de determinada magnitud. Su operación se basa en la formación de un arco eléctrico entre dos explosores cuando se alcanza el valor para el cual está calibrado o dimensionado.

3.1.7 Transformadores de instrumento

Existen dos tipos: transformadores de corriente (TC), cuya función principal es cambiar el valor de la corriente en su primario a otro en el secundario; y transformadores de potencial (TP), cuya función principal es transformar los valores de voltaje sin tomar en cuenta la corriente. Estos valores sirven como lecturas en tiempo real para instrumentos de medición, control o protección que requieran señales de corriente o voltaje.

3.1.8 Barras, buses o cajas derivadoras

Son las terminales de conexión por fase

En la Figura 59, se hace una representación de las partes principales de una subestación. Particularmente se muestran los seccionadores, interruptor de alta tensión, el transformador de potencia y el interruptor de mediana tensión.

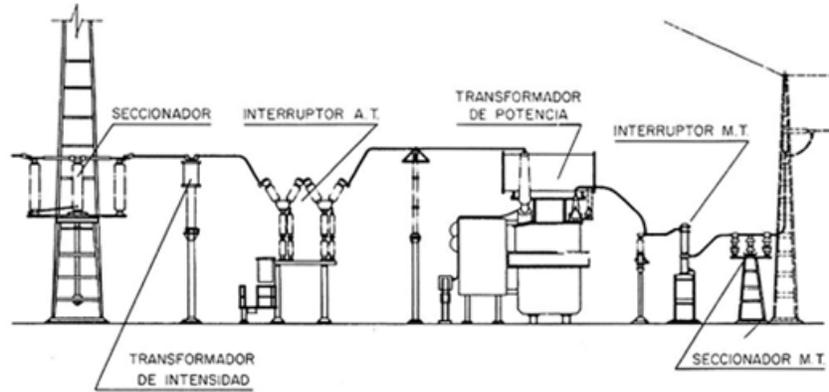


Figura 59. Esquema de una subestación. [Fuente: Imágenes Google]

3.2 Líneas aéreas de 23 y 46 kV

El Acuerdo de SIGET No. 29-E-2000 y sus sucesivas modificaciones “Normas Técnicas de Diseño, Seguridad y Operación de las Instalaciones de Distribución Eléctrica” (SIGET, Normas Técnicas de Diseño, Seguridad y Operación de las Instalaciones de Distribución, SIGET No. 29-E-2000, 2000), estableció las disposiciones, criterios y requerimientos mínimos para asegurar que las mejoras, expansiones y nuevas construcciones de las instalaciones de distribución de energía eléctrica, se diseñen, construyan y operen, garantizando la seguridad de las personas y bienes y la calidad del servicio. La Norma establece los parámetros de diseño para instalar las subestaciones eléctricas, así como también las estructuras necesarias para transportar la electricidad, tales como los postes, cruceros, cimientos, retenidas y anclas.

El voltaje que se considera en la Norma parte de 46 kV, se reduce a 23 kV, luego a 13.2 kV, después a 4.16 kV y por último a 120/240 V.

Algunos de los elementos que componen los arreglos son: vano, postes, empotramiento de postes, retenidas, anclaje, etc.

a) Vano

El concepto de Vano es la distancia horizontal entre dos puntos adyacentes de una misma línea. El promedio estándar para distribución eléctrica en media tensión, en zona urbana serán 40 m y hasta un máximo de 60 m.

b) Poste de concreto

Los postes de concreto deberán fabricarse con refuerzo de acero, mediante el proceso de centrifugado del concreto. Su acabado será en color natural del concreto en toda su superficie. En la Tabla 13, se muestra las características principales de los postes de concreto. Los postes de 45 pies son los más utilizados en los circuitos de 46 kV. Los postes de 35 pies son las más utilizados en los circuitos de 23 kV.

Longitud Metros (pies)	Diámetro exterior punta (cm)	Diámetro exterior base (cm)	Empotramiento Metros (pies)	Peso Libras	Resistencia de diseño (Libras)
6.50 (22)	12.0	21.5	1.2 (4.2)	600	300
8.00 (26)	16.5	28.5	1.5 (4.6)	1,200	500
10.60 (35)	16.5	32.5	1.7 (4.6)	1,900	500
12.00 (40)	16.5	34.5	1.8 (6.0)	2,200	750
13.50 (45)	16.5	39.0	2.0 (6.5)	3,200	1,000
15.00 (50)	16.5	40.5	2.2 (7.0)	4,500	1,000

Tabla 13. Características de los postes de concreto centrifugado. [Fuente: SIGET]

c) Postes metálicos

Los postes metálicos serán fabricados con lámina de acero de alta resistencia, según norma ASTM A-570 Grado 36 cubiertos por un baño de galvanización en caliente según norma ASTM A-123 que cubra completamente superficies interior y exterior, compuesto por una o varias piezas de sección transversal cilíndrica o poligonal.

d) Empotramiento de postes

Los agujeros para el empotramiento de postes deben ser suficientemente amplios para permitir el uso de apisonadoras alrededor del poste en la profundidad completa del agujero.

e) Retenidas

Una retenida es un elemento tensor para fortalecer el poste y consérvalo en posición vertical. Las retenidas se usan cuando las líneas tienden a jalar el poste y para sostenerlas durante cargas anormales ocasionadas por viento, árboles que caigan sobre ellas, etc. El cable para retenida corrientemente usado, es de 7 hilos de acero galvanizado de 7.938 mm (5/16”). El cable específico para el cual se han calculado las retenidas en este estándar es de 49,800 Newtons de resistencia mecánica.

f) Anclaje

El agujero para el ancla debe perforarse en un ángulo de 45° a 60°, en línea con la retenida. La barra del ancla debe quedar colocada de modo que el guardacabo no sobresalga más de 15 cm ni menos de 10 cm del suelo.

3.2.1 Arreglos postes y líneas de 23 kV

En el Capítulo VI “Estándar de construcción de líneas aéreas de distribución de energía eléctrica 23 kV” (SIGET, Normas Técnicas de Diseño, Seguridad y Operación de las Instalaciones de Distribución, SIGET No. 29-E-2000, 2000), se refiere particularmente al estándar de construcción de líneas aéreas de distribución de energía eléctrica 23 kV.

En la Figura 60, se representa un arreglo que se conoce como tangente sencilla.

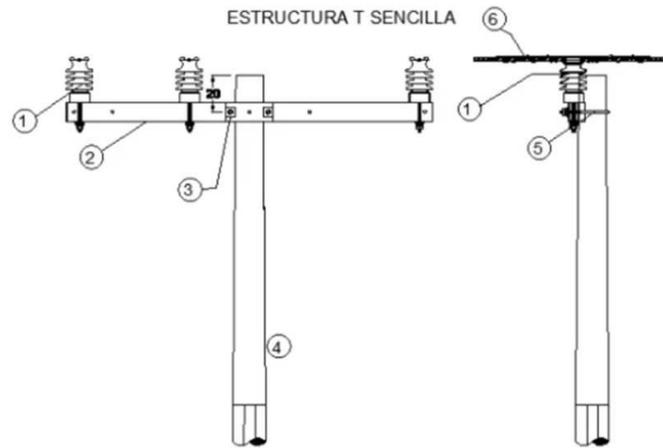


Figura 60. Esquema de poste para línea de 23 kV. [Fuente: Imágenes Google]

Parte de los materiales pueden ser:

- a) Un Crucero angular de hierro 94" (2,388 mm)
- b) Tres aisladores de espiga 23 kV, Clase ANSI¹⁶ 56-1
- c) Perno máquina de 5/8" de distintas longitudes.
- d) Dos Pernos máquina de 1/2 x 1 1/2"
- e) Dos Abrazadera completa 6-6 5/8"
- f) Seis metros de alambre para amarre
- g) Un Tirante en V de 45" (1,143 mm)

Tensión del conductor 750 AAC¹⁷ (Vano de 40 m), 4/0 AAC (Vano de 60 m).

En la Figura 61, se muestra el arreglo conocido como tangente doble.

¹⁶ American National Standards Institute (ANSI)

¹⁷ All Aluminum Conductor (AAC)

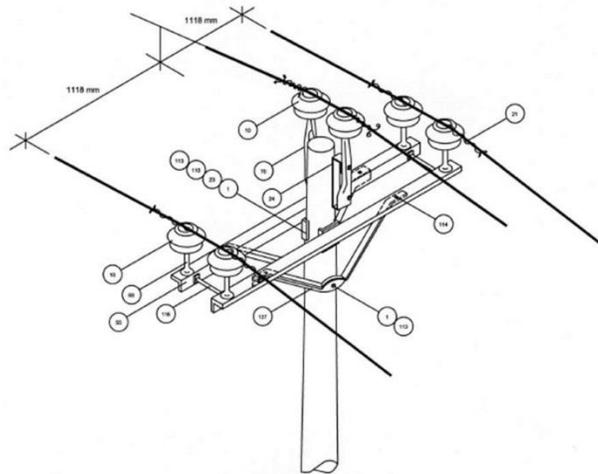


Figura 61. Tangente doble 23 kV. [Fuente: SIGET]

Parte de los materiales pueden ser:

- a) Dos Crucero angular de hierro 94" (2,388 mm)
- b) Seis aisladores de espiga 23 kV, Clase ANSI¹⁸ 56-1
- c) Perno máquina de 5/8" de distintas longitudes.
- d) Cuatro Pernos máquina de 1/2 x 1 1/2"
- e) Dos Abrazadera completa 6-6 5/8"
- f) Seis metros de alambre para amarre
- g) Dos Tirante en V de 45" (1,143 mm)

Tensión del conductor 750 AAC¹⁹ (Vano de 40 m), 4/0 AAC (Vano de 60 m).

3.2.2 Arreglos postes y líneas 46 kV

Basados en el Capítulo V "Estándar de construcción de líneas aéreas de distribución de energía eléctrica 46 kv" de (SIGET, Normas Técnicas de Diseño, Seguridad y Operación de las Instalaciones de Distribución, SIGET No. 29-E-2000, 2000), se tienen distintas configuraciones de postes y líneas para las líneas que transportan la electricidad a un voltaje de 46 kV.

En la Figura 62, se muestra una representación correspondiente a uno de los arreglos.

Los arreglos dependen del acceso al sitio, del tipo de calle, de la cantidad de árboles en la ruta, claros, distancia vertical, empotramiento de postes, costo del proyecto, etc.

¹⁸ American National Standards Institute (ANSI)

¹⁹ All Aluminum Conductor (AAC)

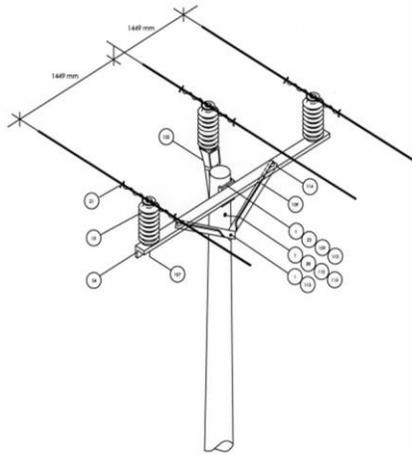


Figura 62. Esquema de poste para línea de 46 kV. [Fuente: SIGET]

Parte de los materiales pueden ser:

- a) Un Crucero angular de hierro 3050 x 76 x 76 x 6.4 mm.
- b) Tres aisladores tipo poste 46 kV, Clase ANSI 57-3²⁰
- c) Perno máquina de 5/8" de distintas longitudes.
- d) Cuatro Abrazadera completa 6-6 5/8"
- e) Seis metros de alambre para amarre
- f) Soporte punta poste
- g) Tirante de 1143 x 38.1 x 38.1 x 6.4 mm.

Tensión del conductor 750 AAC²¹ (Vano de 40 m), 4/0 AAC (Vano de 60 m).

En la Figura 63, se muestra otro arreglo que se conoce como tangente doble.

²⁰ American National Standards Institute (ANSI)

²¹ All Aluminum Conductor (AAC)

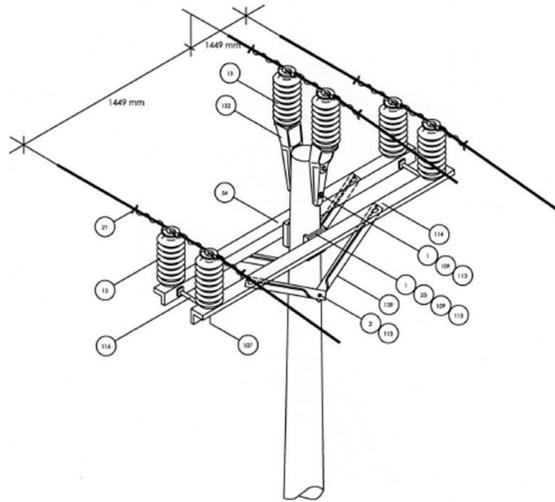


Figura 63. Tangente doble. [Fuente: SIGET]

Parte de los materiales pueden ser:

- a) Dos Crucero angular de hierro 3050 x 76 x 76 x 6.4 mm.
- b) Seis aisladores tipo poste 46 kV, Clase ANSI 57-3²²
- c) Perno máquina de 5/8" de distintas longitudes.
- d) Perno máquina de 1/2" x 1 1/2"
- e) Cuatro Abrazadera completa 6-6 5/8"
- f) Seis metros de alambre para amarre
- g) Soporte punta poste
- h) Tirante de 1143 x 38.1 x 38.1 x 6.4 mm.

Tensión del conductor 750 AAC²³ (Vano de 40 m), 4/0 AAC (Vano de 60 m).

De acuerdo a un comunicado que emitió CAESS²⁴ (empresa del Grupo AES) en 2018, donde anunciaba que habían instalado una nueva línea con un voltaje 46 kV y una extensión de 10 kilómetros de largo. Para la construcción de la nueva línea fueron colocados 242 postes de 60 pies de altura, lo que garantiza que el cableado este por arriba de los árboles en la zona para evitar accidentes eléctricos producidos por el contacto con sus ramas. Asimismo, se instalaron 33 mil metros de cable con mayor grosor para mejorar la resistencia y la durabilidad de la línea. La inversión asciende US\$ 1 millón en la construcción del nuevo circuito. Además, el circuito une las subestaciones de distribución energética El Coyolito y Aguilares, ubicadas en los municipios de Tejutla y Aguilares. ([Véase Anexo 1. Notificación de CAESS sobre nuevo circuito de 46 kV](#)).

Aunque en esta nota no dice nada sobre el tipo de trabajo efectuado en las dos subestaciones, se puede suponer que está incluido en el monto. Esta nota implica que el costo de instalar un circuito de 46 kV

²² American National Standards Institute (ANSI)

²³ All Aluminum Conductor (AAC)

²⁴ Compañía de Alumbrado Eléctrico de San Salvador (CAESS)

que incluye trabajos en subestación eléctrica es de US\$ 100,000 por kilómetro. Este dato servirá para el análisis financiero.

Conforme del documento de tesis “Análisis de proyectos de generación distribuida solar fotovoltaica y pequeñas centrales hidroeléctricas, para aplicar al mecanismo de medidas de mitigación adecuadas a cada país (NAMAS)”, (Jovel, 2013). La forma de interconectar generadores a las redes de distribución se realiza mediante los siguientes casos:

- a) Caso I: Generador conectado a una subestación de distribución en 13.2 kV ó 23 kV.
- b) Caso II: Generador conectado a las redes de distribución primarias o secundarias.

El Caso I corresponde a proyectos de generación menores a 20 MW y mayores 5MW, para este caso los generadores pueden participar en el mercado mayorista y los componen generalmente centrales hidroeléctricas y se conectan siempre a la subestación de distribución más cercana en niveles de tensión de 23 kV ó 13.2 kV, esto debido que, por razones económicas, el generador puede optar por conectarse a las redes de distribución en lugar de conectarse a la red transmisión. La longitud de las líneas de los proyectos varía entre 3 a 5 km, dependiendo de la ubicación del recurso primario.

El Caso II corresponde a proyectos de Generación Distribuida, es decir, generadores conectados a las redes de distribución en los alimentadores de las redes primarias y secundarias. Los generadores conectados a la red primaria en 13.2 Kv ó 23 kV pueden considerar fuentes de energía renovables, como energía eólica y solar FV. Los generadores conectados a la red secundaria en 120 V pueden considerar la energía solar FV y para su conexión usan convertores estáticos (Figura 64).

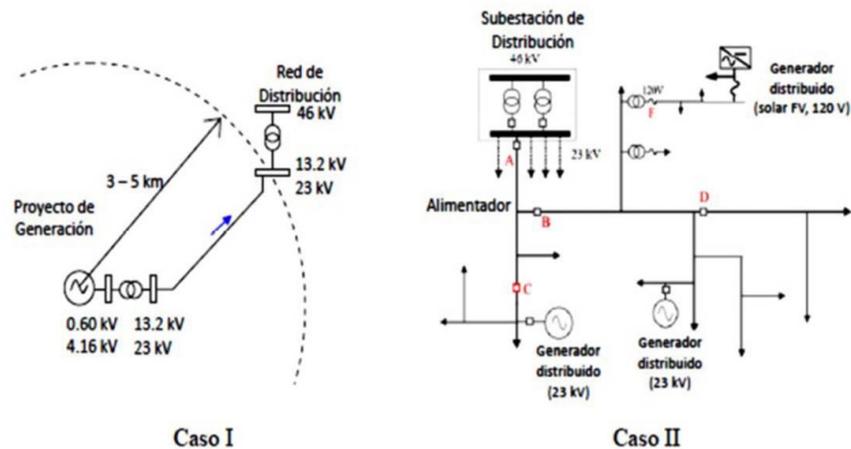


Figura 64. Interconexión de un generador a red de distribución. [Fuente: Tesis Maestría UDB]

3.3 Ubicación de proyectos de interés

Para este estudio se ubicarán los proyectos geotérmicos de Chinameca y San Vicente, no obstante el lugar puede ser cualquier sitio del país donde un desarrollador de proyectos tenga a bien para montar nuevas plantas de generación. Sobre todo porque el país tiene posibilidades de montar más proyectos de pequeñas centrales hidroeléctricas, fotovoltaicas, biomasa y eólico.

3.3.1 Chinameca

La ubicación de la planta geotérmica de Chinameca es en las coordenadas: 13.491734, -88.349111

La planta se propone de 20 MW. En este estudio no se cuenta con los datos del generador ya que es información considerada confidencial por parte de Lageo.

La distancia desde el sitio escogido hasta la subestación eléctrica de San Miguel es de 27 km. La distancia hasta la subestación eléctrica de Moncagua es de 20 km. La distancia hasta la subestación eléctrica de Chinameca es de 2 km (Figura 65).

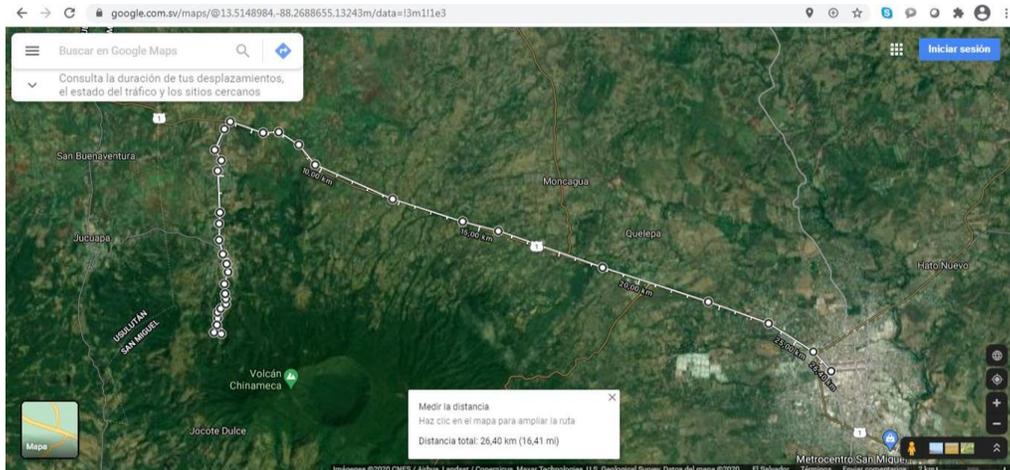


Figura 65. Distancia de planta a Subestación en San Miguel. [Fuente: Google Earth]

La propietaria de la red de subtransmisión más cercana a la planta de Chinameca es EEO. La Distribuidora pertenece al Grupo AES.

Se le envió un cuestionario a AES ([véase Anexo 2. Preguntas para AES](#)), para conocer el efecto de conectar de manera teórica una planta geotérmica que opera las 24 horas del día, los 7 días de la semana a la red de subtransmisión. Sin embargo, contestaron que es información confidencial y que no se puede compartir para propósitos de este estudio.

Vale mencionar que de acuerdo al Boletín de Estadísticas de 2019 de SIGET, la potencia promedio que consumió EEO fue de 70.22 MW. En el caso de la ciudad de San Miguel dicho valor fue de 29.8 MW, las ciudades de Chinameca fue de 0.82 MW, Nueva Guadalupe de 0.72 MW, Jucuapa de 0.93 MW, Santiago de María de 1.02 MW, etc (Tabla 14).

Municipios	kWh	MW
Chinameca	7213,606.00	0.82
Nueva Guadalupe	6298,711.00	0.72
San Buenaventura	2030,556.00	0.23
Jucuapa	8112,334.00	0.93
Lolotique	3760,930.00	0.43
El Triunfo	3424,996.00	0.39
Santiago de María	8967,611.00	1.02
Alegría	7203,859.00	0.82
Santa Helena	7569,335.00	0.86
San Jorge	4367,148.00	0.50
Moncagua	10688,842.00	1.22
Tecapán	2333,926.00	0.27
San Rafael Oriente	4815,337.00	0.55
San Miguel	261077,242.00	29.80

Tabla 14. Consumo promedio ciudades cercanas a Chinameca 2019. [Fuente: SIGET]

Se podría suponer que la red de la Distribuidora soporta una inyección de 20 MW de un generador adicional. Sin embargo, lo ideal sería tener que realizar un estudio de conexión conforme la “Norma Técnica de Interconexión Eléctrica y Acceso de Usuarios Finales a la Red de Transmisión” establecido por la SIGET (SIGET, Norma Técnica de Interconexión Eléctrica y Acceso de Usuarios Finales a la Red de Transmisión, SIGET No. 30-E-2011, 2011).

En la Subestación de San Miguel ([véase Anexo 3. Diagrama Unifilar San Miguel](#)), se cuenta con el interruptor 34-4-86, de la barra de 46 kV que permite el suministro de electricidad al circuito Santiago María/El Triunfo, del cual se deriva Chinameca. Dicho interruptor tiene los datos de placa: Marca ABB, Tipo 72.5 D1/B, Voltaje nominal 72.5 kV, I nominal 3,150 A, C. rupt 40 kA, Tripolar.

La subestación de San Miguel es alimentada por las líneas en 115 kV de las subestaciones de ETESAL de la 15 de septiembre, Berlín y Ozatlán.

3.3.2 San Vicente

La ubicación de la planta geotérmica de San Vicente es el pozo SV-1, cuyas coordenadas son: 13.627514, -88.844183

La planta se propone de 10 MW. En este estudio no se cuenta con los datos del generador ya que es información considerada confidencial por parte de Lageo.

La distancia desde el sitio escogido hasta la subestación de San Vicente se estima en 10 km (Figura 66).

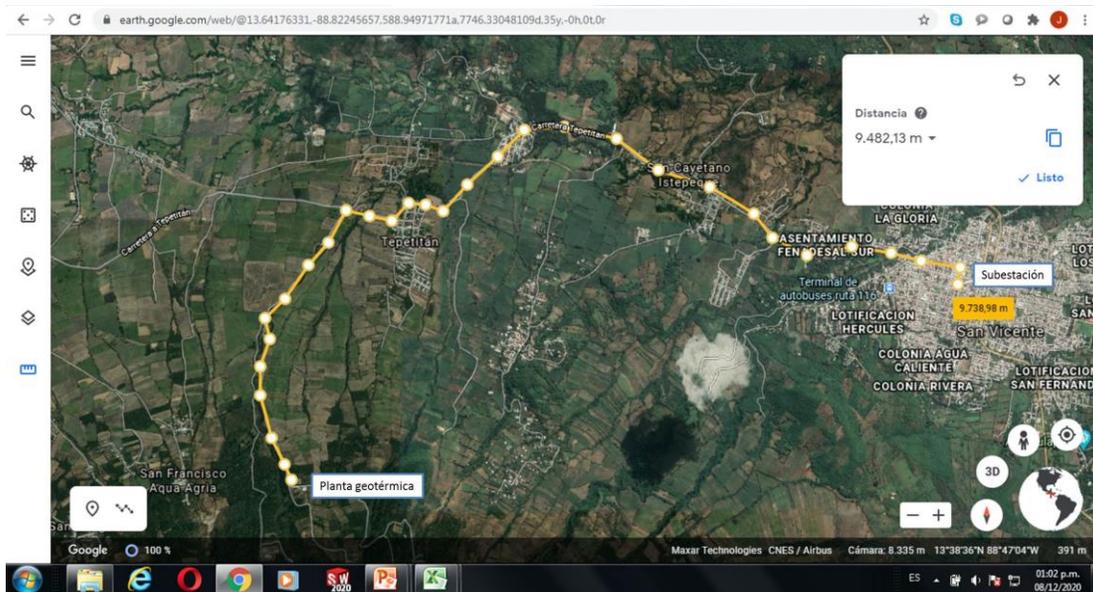


Figura 66. Distancia de planta a Subestación en San Vicente. [Fuente: Google Earth]

La subestación de San Vicente pertenece a la Distribuidora DELSUR.

Se le envió un cuestionario a DELSUR ([véase Anexo 4. Preguntas para DELSUR](#)), para conocer el efecto de conectar de manera teórica una planta geotérmica que opera las 24 horas del día, los 7 días de la semana a la red de subtransmisión. Se hicieron varias consultas con el Ing. Fernando Godoy. Se llevó a cabo una conversación telefónica con el Ing. Mario López de DELSUR y también se sostuvo una reunión con el Ing. Francisco Beltrán ([véase Anexo 5. Reunión con DELSUR](#)) y a continuación las respuestas de la Distribuidora.

1. La región de San Vicente tiene un consumo máximo de 19 MW.
2. La subestación y red de subtransmisión local tienen capacidad de absorber los 10 MW adicionales. No obstante en la red local tiene un generador fotovoltaico conectado en 13.2 kV en San Vicente (Tecoluca). La capacidad es de 8 MW y esperan sumar otros 3 MW en unos dos años.
3. El costo de repotenciar, mejorar la red y subestación correspondiente para asumir los 10 MW adicionales, implicaría un costo estimado entre US\$ 200,000 a US\$ 300,000. Los cuales tendrían que ser aportados por el Desarrollador del Proyecto.
4. La conexión de la planta puede darse en la Subestación de San Vicente que es de 23 kV o también en la Carretera Panamericana que cuenta con un voltaje de 46 kV.
5. Los trabajos en la subestación de San Vicente pueden costar entre 75 y 150 mil.
6. Para los trabajos de la línea de subtransmisión (dependerá de la distancia de la planta a la subestación, la cantidad de postes a colocar, el calibre de conductor, etc.).
 - a) Si se considera conductor 4.0 (1 pulg de ancho). Se deben colocar los postes cada 60 m. Además, se coloca en cada poste un crucero con tres aisladores. Esto es en la red de 23 kV que se dirige a la subestación de San Vicente. Se estima el costo en US\$ 35,000 por cada kilómetro.

- b) Si el conductor es 750 (2 pulg de ancho). Se deben colocar los postes cada 40 m. En cada poste doble crucero con seis aisladores. Esto es en la red de 46 kV en la Carretera Panamericana. Se estima el costo en US\$ 75,000 por cada kilómetro.
7. Para conocer los efectos en la red, tales como la calidad del servicio, perdidas, se tendría que seguir las indicaciones emitidas por el Acuerdo de SIGET 30-E-2011 mediante la “Norma Técnica de Interconexión Eléctrica y Acceso de Usuarios Finales a la Red de Transmisión”.
8. DELSUR sigue el Capítulo III “Acceso a las Instalaciones del distribuidor”, del Acuerdo de SIGET 30-E-2011 que es la “Norma Técnica de Interconexión Eléctrica y Acceso de Usuarios Finales a la Red de Transmisión” como guía para llevar a cabo todos los trámites de conectarse a la red de Subtransmisión.
9. Lo primero que el desarrollador del proyecto, interesado o generador geotérmico tiene que hacer es completar el formulario “Solicitud de factibilidad” ([véase Anexo 6. Solicitud de Factibilidad](#)).
 - a) Este documento pide el nombre completo o razón social de la empresa interesada, la dirección, número de NIT, datos generales del Representante Legal o Apoderado Administrativo, nombre del proyecto, ubicación del mismo, capacidad a instalar, tecnología de generación, proyección de generación para un día y para un año, listado de equipos a instalar, etc.
 - b) El costo del formulario para un proyecto arriba de 1 MW es de US\$ 1,125.00 hasta US\$ 3,000.00 más IVA.
 - c) DELSUR envía una respuesta 15 días después de haber sido entregada la solicitud.
 - d) La respuesta puede ser afirmativa o negativa. En caso sea negativa, DELSUR ofrece alternativas.
10. Una vez concluido el proceso de la “Solicitud de Factibilidad”, se debe proceder a completar la “Solicitud de Interconexión” ([véase Anexo 7 Solicitud de Interconexión](#)).
 - a) Este documento pide el nombre completo o razón social de la empresa interesada, la dirección, número de NIT, datos generales del Representante Legal o Apoderado Administrativo, nombre del proyecto, ubicación del mismo, capacidad a instalar, tecnología de generación, proyección de generación para un día, energía esperada para cinco años, listado de equipos propuestos, etc.
 - b) Pide copia de la factibilidad emitida por el distribuidor.
 - c) Copia del carné del ingeniero electricista responsable.
 - d) Copia de la boleta de inscripción como Operador en el Registro de SIGET.
 - e) Estudios de interconexión.
 - f) El costo del trámite para proyectos mayores a 1 MW es de US\$ 5,400.00 más IVA.
11. Suscripción de contrato de interconexión que entre otras establece el protocolo de comunicación con la distribuidora, protocolo ante fallas, recomendaciones. DELSUR realiza una visita previa al momento de poner en marcha la planta. Tiene que revisarse la calibración de medidores, la visita para la inspección de la planta, etc. DELSUR revisa que la planta se haya construido bien y que no haya peligro para la red. Costo estimado de US\$ 10,000.00
12. El costo de todos los trámites se estima en US\$ 20,000.00
13. El perfil de demanda de potencia actual en el circuito es de 10.5 MW en hora pico (noche), mientras que en el día es de 7 MW.
14. El estimado de crecimiento de la demanda en la zona es de 1% anual.
15. Las subestaciones que alimentan la región de San Vicente se muestran en la Figura 67.

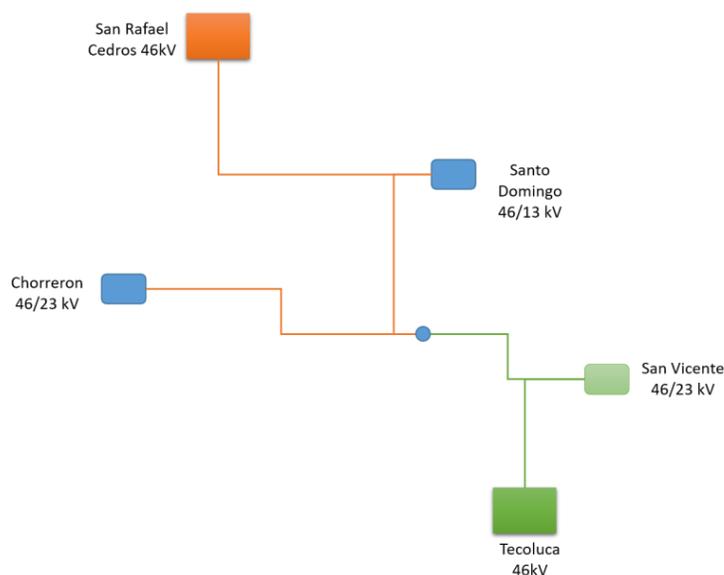


Figura 67. Esquema de ubicación de subestaciones en San Vicente. [Fuente: DELSUR]

16. El valor de las pérdidas actuales de distribución y subtransmisión en la red están por debajo del 8% entre hurto y técnica.
17. DELSUR podría estar interesado en contar con un generador geotérmico dedicado en la zona de San Vicente, pero no debe olvidarse que ya cuenta con generación renovable en la zona (Fotovoltaica). Por tanto, la situación del precio a contratar sería un asunto por negociar.
18. En el sitio web de SIGET se puede descargar un archivo que se llama "Precio de la energía eléctrica a trasladar a las tarifas de las distintas empresas distribuidoras". Los valores de dicho archivo también se les conoce como precios PET.
19. Los contratos tienen un plazo de 15 años y el precio pactado es PET menos un descuento del 20%. El tiempo de 15 años surge como recomendación del período que los bancos piden para garantizar flujo de caja, además, que sirve para estabilizar los riesgos económicos.
20. El precio que podrían pactar con un generador geotérmico sería un descuento en base al PET.
21. Si la energía producida por el generador geotérmico no es absorbida por la red local, terminaría inyectándose al mercado mayorista (a través de una subestación de ETESAL) y la misma sería valorada al Costo Marginal de Operación (CMO) correspondiente.
22. Si la demanda disminuye y la red no absorbe toda la capacidad, entonces se reconoce al precio pactado en el contrato PPA (Power Purchase Agreement), el resto que haya sido inyectado al mercado mayorista se reconoce al CMO correspondiente. Se estima que pueden darse casos que no se absorbe hasta un 25%.

El resumen de los procesos se muestra en la Figura 68.



Figura 68. Suma de procesos principales. [Fuente: elaboración propia]

CAPÍTULO IV Evaluación financiera

4.0 Costo de mejoras Subestación/Línea de EEO

A partir de la información compartida por DELSUR se utilizará como base para los cálculos:

- a) Asumir que las líneas de subtransmisión y subestaciones eléctricas entre DELSUR y EEO (zona paracentral y oriental del país), son bastantes similares en sus características técnicas.
- b) El Desarrollador del Proyecto o interesado realice todos los estudios orientados a verificar que la interconexión, no produzca efectos adversos en el sistema de distribución y en caso producirlos, realizar la compra de equipos, instalación, mejoras en la subestación y/o línea que resuelva tales efectos.
- c) La red de EEO puede absorber 20 MW adicionales, los cuales serán inyectados en la subestación de San Miguel; ya que al ser geotérmicos tienen la ventaja sobre otras fuentes de generación, que se mantiene las 24 horas del día, los 7 días de la semana, lo que les da un factor de planta por encima del 85% que las hace muy confiable. Además, de asumir que reduce las pérdidas de transmisión en el circuito correspondiente.
- d) Asumir que se completan todos los procesos que las distribuidoras exigen, que se realizan los estudios de interconexión exigidos por el Acuerdo de SIGET No. 30-E-2011 y se establece un PPA con el distribuidor como mínimo de 15 años.
- e) El costo estimado de estudio de factibilidad, de interconexión y otros por US\$ 20,000.00 (este valor podría ser más preciso en la medida que el Desarrollador del Proyecto lleve a cabo todos los estudios requeridos por la Distribuidora para conectarse a la red). Es decir que este puede ser el caso más extremo posible y por ende haber escenarios donde el costo sea más barato.
- f) El costo de mejora en la subestación sea de US\$ 150,000.00 valor que incluya compra de equipo y montaje (este valor podría ser más preciso en la medida que el Desarrollador del Proyecto lleve a cabo todos los estudios requeridos por la Distribuidora para conectarse a la red). Es decir que este puede ser el caso más extremo posible y por ende haber escenarios donde el costo sea más barato.
- g) El costo de mejora en las líneas de subtransmisión estimarse en US\$ 75,000 por cada kilómetro, valor que incluya compra de equipo para una línea de 46 kV exclusiva, subestación y montaje (este valor podría ser más preciso en la medida que el Desarrollador del Proyecto lleve a cabo todos los estudios requeridos por la Distribuidora para conectarse a la red). Es decir que este puede ser el caso más extremo posible y por ende haber escenarios donde el costo sea más barato. Si se considera que la distancia es de 27 km, entonces el costo total es US\$ 2,025,000.00
- h) De identificarse un sitio más cercano a la fuente, entonces el costo de la línea disminuye.
- i) Considerar que EEO tiene una demanda de 70.22 MW anuales.
- j) Considerar que el 75% de la electricidad vendida se valore a PET menos un descuento, por otro lado, que el 25% restante se valore a valores estimados del MRS.

4.1 Costo de mejoras Subestación/Línea de DELSUR

- a) El Desarrollador del Proyecto o interesado realice todos los estudios orientados a verificar que la interconexión, no produzca efectos adversos en el sistema de distribución y en caso producirlos, realizar la compra de equipos, instalación, mejoras en la subestación y/o línea que resuelva tales efectos.
- b) La red de DELSUR puede absorber 10 MW adicionales, los cuales serán inyectados en la subestación de San Vicente; ya que al ser geotérmicos tienen la ventaja sobre otras fuentes de generación, que se mantiene las 24 horas del día, los 7 días de la semana, lo que les da un factor de planta por encima del 85% que las hace muy confiable. Además, de asumir que reduce las pérdidas de transmisión en el circuito correspondiente.
- c) Asumir que se completan todos los procesos que las distribuidoras exigen, que se realizan los estudios de interconexión exigidos por el Acuerdo de SIGET No. 30-E-2011 y se establece un PPA con el distribuidor como mínimo de 15 años.
- d) El costo estimado de estudio de factibilidad, de interconexión y otros por US\$ 20,000.00 (este valor podría ser más preciso en la medida que el Desarrollador del Proyecto lleve a cabo todos los estudios requeridos por la Distribuidora para conectarse a la red). Es decir que este puede ser el caso más extremo posible y por ende haber escenarios donde el costo sea más barato.
- e) El costo de mejora en la subestación sea de US\$ 150,000.00 valor que incluya compra de equipo y montaje (este valor podría ser más preciso en la medida que el Desarrollador del Proyecto lleve a cabo todos los estudios requeridos por la Distribuidora para conectarse a la red). Es decir que este puede ser el caso más extremo posible y por ende haber escenarios donde el costo sea más barato.
- f) El costo de mejora en las líneas de subtransmisión US\$ 75,000 por cada kilómetro, valor que incluya compra de equipo para la línea en 46 kV y para la subestación y montaje. (este valor podría ser más preciso en la medida que el Desarrollador del Proyecto lleve a cabo todos los estudios requeridos por la Distribuidora para conectarse a la red). Es decir que este puede ser el caso más extremo posible y por ende haber escenarios donde el costo sea más barato. Estimando que el punto de conexión está a 10 km de la planta, el costo resultante es de US\$ 750,000.00
- g) De identificarse un sitio más cercano a la fuente, entonces el costo de la línea disminuye.
- h) Considerar que DELSUR tiene una demanda de 10.5 MW.
- i) Considerar que el 75% de la electricidad vendida se valore a PET menos un descuento, por otro lado, que el 25% restante se valore a valores estimados del MRS.

Se preguntó al Ingeniero Francisco González de Lageo, el costo para montar una línea de 115 kV desde Chinameca hasta la 15 de Septiembre y el costo puede ser de US\$ 3,209,408.57. Este costo fue calculado para una distancia de 8.4 km. Por tanto, se obtiene un valor unitario de US\$ 381,527.41 por cada kilómetro (Tabla 15). El nodo de interconexión es sobre la carretera Panamericana.

No.	Costo línea en 115 kV Chinameca a 15 de Septiembre	Monto US\$
1	Suministro de materiales (torres, conductor, cable de guarda, aisladores, herrajerías, etc.)	1,775,505.99
2	Montaje de torres, herrajerías, aisladores y pruebas de línea	487,749.30
3	Trabajos previos a la ejecución de las obras civiles (incluye fundaciones para torres)	946,153.28
Total		3,209,408.57

Tabla 15. Costo de línea en 115 kV. [Fuente: Lageo]

En los análisis de los proyectos se utilizará este valor unitario, cuando se compare los proyectos de conectarse a la red de 115 kV.

Además, el costo por m² de la franja de tierra por donde pase la línea se estima en US\$ 1.5 para Chinameca y de US\$ 2 para San Vicente. Por tanto, se aplicarán dichos valores a las distancias que separan la planta del sitio de conexión en concepto de servidumbre.

4.2 Inversión en plantas geotérmicas

Los recursos geotérmicos se desarrollan en etapas, comenzando con la exploración de superficie, seguida por la perforación exploratoria para descubrir y confirmar la disponibilidad del recurso geotérmico, en un proceso que por lo general puede llevar entre 2 y 3 años.

Luego, se necesitan 3–5 años para llevar a cabo las perforaciones adicionales necesarias para asegurar el suministro de vapor y la construcción de la central generadora de electricidad. No obstante, la combinación de 1) la necesidad de una importante inversión inicial de capital, mucho antes de poder obtener ingresos por la venta de electricidad, y 2) el alto nivel de riesgo durante la etapa inicial de perforación, pueden reducir el ritmo del desarrollo geotérmico y algunas veces llegar a impedir el avance de los proyectos.

La Figura 69, presenta una visión conceptual de las distintas etapas del desarrollo geotérmico, junto con la variación del nivel de riesgo.

En los proyectos geotérmicos nuevos (“green fields”), los riesgos más elevados se encuentran en las etapas iniciales, de reconocimiento de superficie y de perforación exploratoria (Etapas I y II). Durante estas etapas iniciales del desarrollo geotérmico existe un importante grado de incertidumbre en cuanto a la productividad y temperatura del recurso; es decir, que la posibilidad de perforar pozos comercialmente productivos, que suministren una capacidad de generación específica durante un lapso de tiempo determinado, es poco conocida. Esto genera incertidumbre acerca del costo global de extracción de los fluidos geotérmicos y su sucesiva reinyección en el reservorio. Esta incertidumbre disminuye considerablemente después de que las actividades de perforación y prueba de pozos hayan confirmado la disponibilidad del recurso geotérmico (tras la finalización de la Etapa II), lo que a su vez permite establecer la factibilidad financiera para proceder con la inversión en las subsiguientes etapas de desarrollo del campo geotérmico (Etapas III y IV).

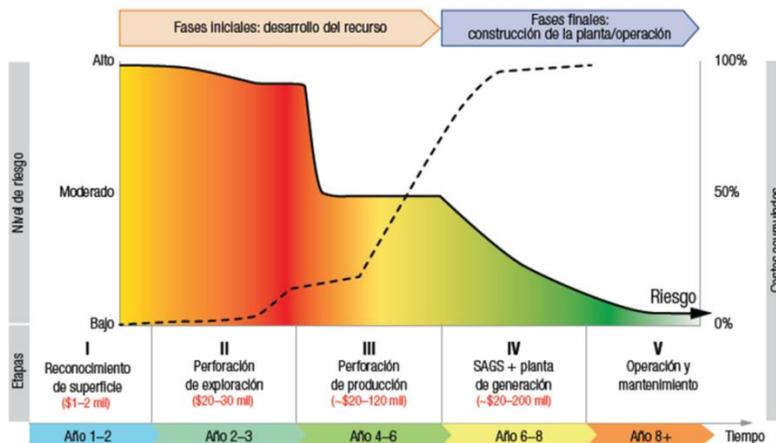


Figura 69. Representación conceptual de los riesgos y costos en las distintas etapas del desarrollo de un campo geotérmico. [Fuente: Análisis comparativo de estrategias para la mitigación del riesgo asociado a los recursos (ESMAP, 2016), p. 2]

El costo de una campaña de exploración y de un programa inicial de perforación exploratoria de 3–5 pozos geotérmicos puede ascender a US\$ 20–30 millones. Después viene la fase de perforar pozos para asegurar el vapor y la reinyección US\$ 20 a 120 millones. Por último, la fase de montar la planta de electricidad, subestación eléctrica y conexión a la red US\$ 20 a 200 millones. Como se observa la dificultad de reunir fondos para todas las etapas puede causar demoras o incluso detener los proyectos. Al inicio el riesgo es bien alto y la necesidad de fondos también. (BM, Análisis Comparativo de Estrategias para la Mitigación del Riesgo Asociado a los Recursos Geotérmicos (ESMAP), 2016).

En la Tabla 16, se muestran los datos indicativos para el desarrollo y montaje de una planta de 50 MW. Estos son datos con instalaciones nuevas en un campo geotérmico con perforaciones de aproximadamente 2 km de profundidad. Las cifras también incluyen todos los costos de exploración y perforación, así como un costo de financiación estimado, la construcción de la planta, subestación eléctrica, conexión a red, etc. (BM, Como planificar y financiar la generación de electricidad (ESMAP), 2012).

No.	Fase/Actividad	Estimado bajo	Estimado medio	Estimado alto
1	Inspección topográfica preliminar, análisis de mercado	1	2	5
2	Exploración	2	3	4
3	Perforaciones de prueba, prueba de pozos, evaluación del reservorio	11	18	30
4	Estudio de factibilidad, planificación del proyecto, financiación, contratos, etc.	5	7	10
5	Perforaciones de pozos	45	70	100
6	Construcción de la planta generadora, subestación y conexión a red	75	91	117
7	Arranque y puesta en servicio	3	5	8
	Total	142	196	274
	En US\$ millones por kW instalado	2,840.0	3,920.0	5,480.0

Tabla 16. Costos indicativos para montaje planta 50 MW en millones US\$. [Fuente: ESMAP]

Comparada con otras fuentes renovables, desarrollar un campo geotérmico requiere de una fuerte inversión y de varios años para poder montar una planta generadora. Según el sitio web de IRENA (International Renewable Energy Agency), el costo de instalación de un proyecto geotérmico es de US\$ 3,915.77/kW, el cual es el valor más alto comparado con otros proyectos renovables (IRENA, 2017) (Tabla 17).

Costo de instalación 2019	US\$/kW
Geotérmico	3,915.77
Bioenergía	2,140.64
Hidroeléctrica	1,709.29
Eólico	1,473.00
Fotovoltaico	994.70

Tabla 17. Costo de instalación de plantas renovables. [Fuente: IRENA]

Montar una planta en base a biomasa tiene un costo de instalación de US\$ 2,140.64/kW, una hidroeléctrica de US\$ 1,709.29/kW, la eólica de US\$ 1,473.00/kW y fotovoltaico de US\$ 994.70/kW.

En base a lo anterior, se utilizará el costo unitario para el montaje de una planta geotérmica por US\$ 3,915.77/kW instalado.

4.2.1 Inversión en la planta de Chinameca

Se consideran dos casos. El primero que la planta se conecta a 46 kV y el segundo en 115 kV. Esto con la intención de comparar la rentabilidad de los dos casos.

Conexión en 46 kV con distribuidora.

La inversión a considerar de conectar la planta de Chinameca de 20 MW en 46 kV es US\$ 80,400,861.67 (Tabla 18), desglosado de la siguiente manera:

- a) Costo por servidumbre de US\$ 40,500.00
- b) Costo de circuito dedicado y mejoras en la subestación US\$ 2,025,000.00 (considerando una distancia de 27 km). Este costo puede disminuir de identificarse un sitio aguas arriba.
- c) Solicitudes de factibilidad, interconexión y estudios por US\$ 20,000.00
- d) La planta de Chinameca se asume de 20 MW, así es que aplicando el factor de US\$ 3,915.77/kW, la inversión estimada para dicha planta es de US\$ 78,315,361.67

Conexión en 115 kV para vender al mercado mayorista.

La inversión a considerar de conectar la planta de Chinameca de 20 MW en 115 kV es US\$ 81,552,791.91 (Tabla 18), desglosado de la siguiente manera:

- a) Costo por servidumbre US\$ 12,600.00
- b) Costo de circuito dedicado y mejoras en la subestación US\$ 3,204,830.24 (considerando una distancia de 8.4 km).
- c) Solicitudes de factibilidad, interconexión y estudios por US\$ 20,000.00
- d) La planta de Chinameca se asume de 20 MW, así es que aplicando el factor de US\$ 3,915.77/kW, la inversión estimada para dicha planta es de US\$ 78,315,361.67

Descripción	Unidades	Chinameca 46 kV	Chinameca 115 kV
Capacidad de la planta	MW	20.00	20.00
Costo unitario servidumbre	US\$/km	1,500.00	1,500.00
Costo unitario línea	US\$/km	75,000.00	381,527.41
Distancia	Km	27.00	8.40
Costo de servidumbre	US\$	40,500.00	12,600.00
Costo línea y subestación	US\$	2,025,000.00	3,204,830.24
Costo de estudios	US\$	20,000.00	20,000.00
Costo de la planta	US\$	78,315,361.67	78,315,361.67
Inversión total	US\$	80,400,861.67	81,552,791.91

Tabla 18. Inversión total Chinameca. [Fuente: elaboración propia]

4.2.2 Inversión en la planta de San Vicente

Se consideran dos casos. El primero que la planta se conecta a 46 kV y el segundo en 115 kV. Esto con la intención de comparar la rentabilidad de los casos.

Conexión en 46 kV con distribuidora.

La inversión a considerar de conectar la planta de San Vicente de 10 MW en 46 kV es US\$ 39,947,680.84 (Tabla 19), desglosado de la siguiente manera:

- a) Costo por servidumbre de US\$ 20,000.00
- b) Costo de circuito dedicado y mejoras en la subestación US\$ 750,000.00 (considerando una distancia de 10 km).
- c) Solicitudes de factibilidad, interconexión y estudios por US\$ 20,000.00
- d) La planta de San Vicente se estima de 10 MW, así es que aplicando el factor de US\$ 3,915.77/kW, la inversión estimada para dicha planta es de US\$ 39,157,680.84

Conexión en 115 kV para vender al mercado mayorista.

La inversión a considerar de conectar la planta de San Vicente de 10 MW en 115 kV es US\$ 43,012,954.94 (Tabla 19), desglosado de la siguiente manera:

- Costo por servidumbre US\$ 20,000.00
- Costo de circuito dedicado y mejoras en la subestación US\$ 3,815,274.10 (considerando una distancia de 10 km).
- Solicitudes de factibilidad, interconexión y estudios por US\$ 20,000.00
- La planta de San Vicente se asume de 10 MW, así es que aplicando el factor de US\$ 3,915.77/kW, la inversión estimada para dicha planta es de US\$ 39,157,680.84

Descripción	Unidades	San Vicente 46 kV	San Vicente 115 kV
Capacidad de la planta	MW	10.00	10.00
Costo unitario servidumbre	US\$/km	2,000.00	2,000.00
Costo unitario línea	US\$/km	75,000.00	381,527.41
Distancia	Km	10.00	10.00
Costo de servidumbre	US\$	20,000.00	20,000.00
Costo línea y subestación	US\$	750,000.00	3815,274.10
Costo de estudios	US\$	20,000.00	20,000.00
Costo de la planta	US\$	39,157,680.84	39,157,680.84
Inversión total	US\$	\$39,947,680.84	\$43,012,954.94

Tabla 19. Inversión total San Vicente. [Fuente: elaboración propia]

4.3 Proyección de demanda

En la Tabla 20, se muestra los valores de la demanda eléctrica nacional y su variación correspondiente.

Año	Demanda (MWh)	Variación MWh	Variación %
2010	5,636.85		
2011	5,755.58	118.73	2.1%
2012	5,883.09	127.51	2.2%
2013	6,000.18	117.09	2.0%
2014	6,066.99	66.81	1.1%
2015	6,310.46	243.47	4.0%
2016	6,351.19	40.73	0.6%
2017	6,343.46	(7.73)	-0.1%
2018	6,419.27	75.81	1.2%
2019	6,361.91	(57.36)	-0.9%

Tabla 20. Variación anual de la demanda. [Fuente: elaboración propia con datos de UT]

- El valor de la demanda en 2010 era 5,636.85 MWh.
- El valor de la demanda en 2014 era de 6,066.00 MWh. Esto representa un incremento de 7.6% en relación al 2010.
- El valor de la demanda en 2015 era de 6,310.46 MWh. Esto representa un incremento de 4% en relación a 2014.
- El valor de la demanda en 2018 era de 6,419.27 MWh. Esto representa un incremento de 1.7% en relación a 2015.
- El promedio de todas las variaciones en los 9 años es de 1.4%

En la Figura 70, se observa con mayor claridad que la demanda fue incrementándose desde el año 2010 hasta el 2015. Luego tiene un ligero incremento en 2018, pero se ha mantenido en valores similares en los últimos cinco años.

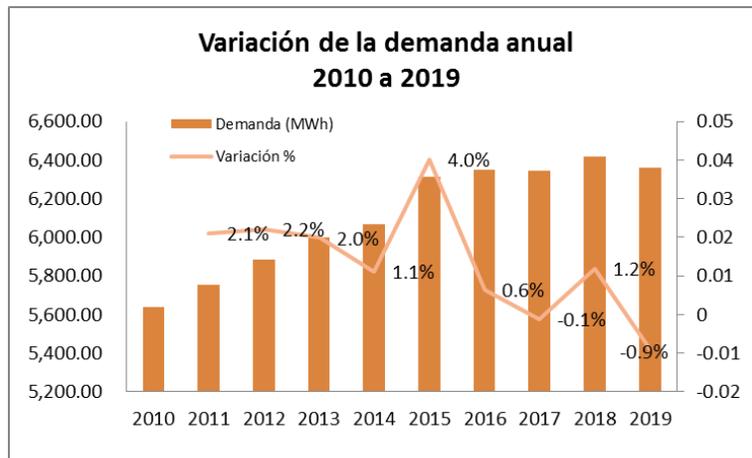


Figura 70. Variación anual de la demanda. [Fuente: elaboración propia con datos de UT]

- a) El promedio de las variaciones desde el 2015 al 2019 es de 1.0%. Esto es un período de cinco años.

Se asumirá para este estudio un crecimiento anual de demanda del 1%, aunque claro podría haber años en los que el crecimiento es mayor a dicho valor o regiones como la zona central del país, donde el crecimiento puede ser mayor a la zona oriental.

En base a lo anterior, se asumirá para este estudio que la demanda de DELSUR en la región de paracentral y la de EEO en la oriental, tendrán un crecimiento del 1% anual. Se hace la proyección lineal para 30 años (Tabla 21).

Año	Períodos	Demanda EEO MW	Demanda DELSUR MW	Crecimiento
2022	1	70.92	10.61	1%
2023	2	71.63	10.71	1%
2024	3	72.35	10.82	1%
2025	4	73.07	10.93	1%
2026	5	73.80	11.04	1%
2027	6	74.54	11.15	1%
2028	7	75.29	11.26	1%
2029	8	76.04	11.37	1%
2030	9	76.80	11.48	1%
2031	10	77.57	11.60	1%
2032	11	78.34	11.71	1%
2033	12	79.13	11.83	1%
2034	13	79.92	11.95	1%
2035	14	80.72	12.07	1%
2036	15	81.52	12.19	1%
2037	16	82.34	12.31	1%
2038	17	83.16	12.44	1%
2039	18	83.99	12.56	1%
2040	19	84.83	12.69	1%
2041	20	85.68	12.81	1%
2042	21	86.54	12.94	1%
2043	22	87.40	13.07	1%
2044	23	88.28	13.20	1%
2045	24	89.16	13.33	1%
2046	25	90.05	13.47	1%
2047	26	90.95	13.60	1%
2048	27	91.86	13.74	1%
2049	28	92.78	13.87	1%
2050	29	93.71	14.01	1%
2051	30	94.65	14.15	1%

Tabla 21. Proyección de crecimiento de demanda MW. [Fuente: elaboración propia]

En base a esta proyección, puede asumirse que la distribidora EEO podrá requerir la potencia de 20 MW en el caso de Chinameca y 10 MW para DELSUR en la zona paracentral.

4.4 Precio de compra venta de electricidad

Para el caso de la venta directa a la distribidora, se considera que el desarrollador del proyecto o el generador interesado, tiene suscrito un PPA con la distribidora y ofrece su potencia y energía eléctrica al precio PET menos 20% de descuento.

También, se considerará que se vende el 75% de la energía en la red de la distribuidora y el 25% restante (al no ser consumido por dicha red), se vende al mercado mayorista MRS (Tabla 22).

Potencia	Red local 46 kV	Red en 115 kV
MW	75%	25%
20.00	15.00	5.00
10.00	7.50	2.50

Tabla 22. Potencia a ofrecer. [Fuente: elaboración propia]

Para el caso de la venta tradicional al mercado mayorista, se considera que el 100% de la energía se vende al MRS.

Se hace necesario proyectar los precios del MRS y del PET para los años de vida útil del proyecto. Pero, para antes es necesario proyectar el precio del barril del petróleo (del cual depende completamente el mercado mayorista nacional) y obtener la correlación con el MRS y el PET.

4.4.1 Proyección precio barril del crudo

Tomando en cuenta la alta dependencia que tiene el mercado eléctrico nacional el precio del búnquer. El cual es un derivado del petróleo, se buscó en el sitio web www.eia.gov (Administración de Información de Energía de los Estados Unidos), una proyección del precio del barril de petróleo.

Las proyecciones del mercado de energía están sujetas a mucha incertidumbre, porque muchos de los eventos que forman el mercado de energía – como por ejemplo el desarrollo de futuras tecnologías, demografía y recursos – no pueden ser anticipados con certeza. Tomando esto en consideración, la Administración de Información de Energía de los Estados Unidos hizo una proyección del West Texas Intermediate (WTI), que es una corriente de crudo producido en Texas y el sur de Oklahoma y es utilizado como punto de referencia en la fijación de precios del petróleo hasta el año 2050. La proyección muestra tres opciones: un caso base, otro de precio alto de petróleo y otro de precio bajo de petróleo (EIA, 2020).

El caso base, considera que el consumo de energía en Estados Unidos crece más que el Producto Interno Bruto (GDP²⁵). Para el caso de referencia se parte del hecho que los Estados Unidos exportan más petróleo que su importación. Pero cerca del final de la proyección, los Estados Unidos regresan a importar más petróleo que a exportarlo.

Para el caso de precio alto de petróleo, el estudio asume que las tasas de crecimiento anual del producto interno bruto está en 2.4% mientras que para el caso de precio bajo de petróleo está por debajo. El porcentaje se relaciona con el caso base.

En la Figura 71, se muestra la proyección de precios del WTI para el caso base, para precio alto WTI y para precio bajo WTI.

²⁵ Gross Domestic Product

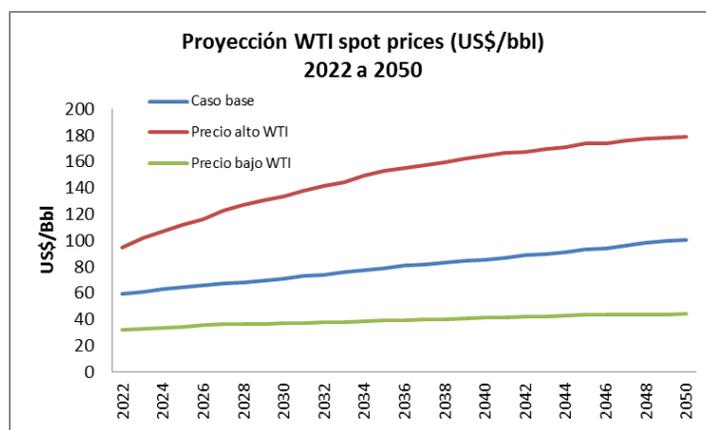


Figura 71. Proyección WTI. [Fuente: elaboración propia con datos de US Information Administration]

- a) Para el análisis financiero se tomarán los tres casos. Así obtener resultados para cada uno de ellos y compararlos entre sí.

4.4.2 Correlación Precio WTI y MRS

Los datos con los que se graficó la Figura 12, se muestran en la Tabla 23. Dicha tabla hace una comparación de valores promedio anuales tanto para el precio del barril del crudo como el MRS.

Año	Precio del barril del crudo WTI	MRS US\$/MWh
2007	72.41	93.99
2008	99.75	128.86
2009	62.09	124.95
2010	79.61	126.32
2011	95.11	166.23
2012	94.15	191.58
2013	98.05	175.18
2014	92.91	164.04
2015	48.79	104.53
2016	43.40	81.52
2017	50.80	91.08
2018	64.81	112.61
2019	57.07	106.49
2020	39.32	69.80

Tabla 23. Precio del barril de crudo y MRS 2007 a 2020. [Fuente: elaboración propia]

Se utilizará el método de los mínimos cuadrados y la correlación de Pearson para encontrar una relación lineal entre los datos.

El coeficiente de correlación de Pearson es una prueba que mide la relación estadística entre dos variables continuas.

- a) Si la correlación es igual a +1 significa que es positiva perfecta. En este caso significa que la correlación es positiva, es decir, que las variables se correlacionan directamente.
- b) Cuando la correlación es igual a cero significa que no es posible determinar algún sentido de covariación. Sin embargo, no significa que no exista una relación no lineal entre las variables.

Introduciendo los datos en Excel, se obtiene la ecuación que relaciona los datos (utilizando el método de los mínimos cuadrados) y además el coeficiente de correlación de Pearson R^2 . Figura 72.

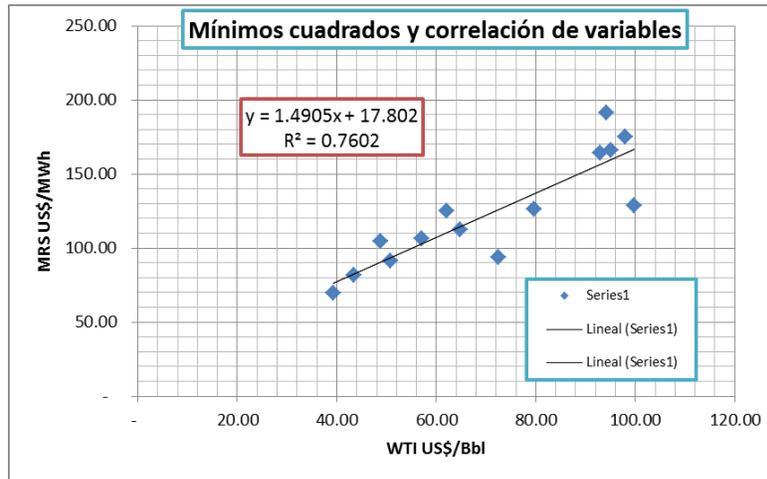


Figura 72. Ecuación lineal y correlación de las variables WTI y MRS. [Fuente: elaboración propia]

El coeficiente de Pearson R^2 es de 0.7602 el cual muestra que entre las variables (WTI y MRS), existe una correlación positiva, pero no es cercano a +1 y por tanto su correlacionan no es perfecta, pero es próxima.

Utilizando la ecuación:

$$y = 1.4905x + 17.802 \text{ (Ec. 3)}$$

Dónde:

$$y = MRS$$

$$x = WTI$$

Se utiliza para obtener los valores del MRS a partir de dicha ecuación y así poder comparar los resultados con los MRS históricos. En la Figura 73, se muestra la comparación entre el MRS histórico de los años 2007 hasta 2020 y los valores obtenidos mediante la ecuación 3.

Se aprecia que los resultados no son exactamente iguales, pero siguen la tendencia y en algunos casos, los valores son muy cercanos.

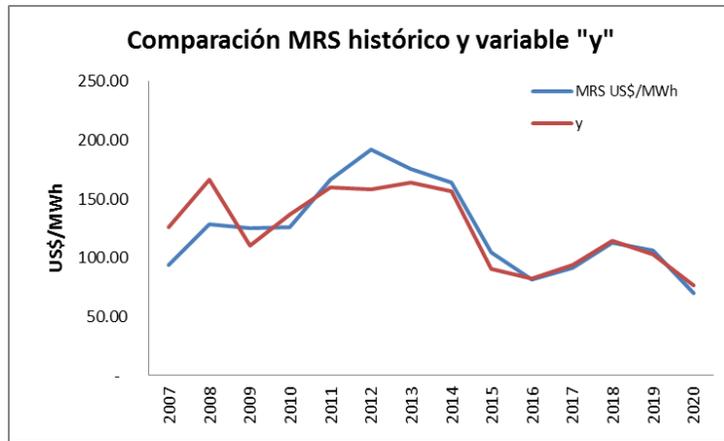


Figura 73. Comparación MRS histórico y variable Y. [Fuente: elaboración propia]

Se utilizará la ecuación 3 para los datos proyectados del WTI (en sus tres casos).

En la Tabla 24, se muestra los resultados del MRS utilizando la ecuación 3 aplicada a la proyección del WTI.

Año	WTI Caso Base	MRS 1	Precio alto WTI	MRS 2	Precio bajo WTI	MRS 3
	US\$/Bbl	US\$/MWh	US\$/Bbl	US\$/MWh	US\$/Bbl	US\$/MWh
2021	58.23	104.60	89.71	151.52	30.69	63.54
2022	59.64	106.69	94.64	158.86	32.13	65.70
2023	60.81	108.43	101.78	169.50	33.14	67.20
2024	63.00	111.71	107.47	177.99	34.05	68.55
2025	64.56	114.03	112.01	184.75	34.79	69.66
2026	66.19	116.46	116.28	191.11	35.72	71.04
2027	67.77	118.82	122.91	201.00	36.39	72.04
2028	68.53	119.95	127.31	207.56	36.49	72.18
2029	70.07	122.24	130.77	212.72	36.78	72.62
2030	71.34	124.13	133.60	216.93	37.05	73.02
2031	73.02	126.64	138.33	223.98	37.22	73.28
2032	73.87	127.91	141.49	228.69	37.97	74.40
2033	76.58	131.94	144.70	233.47	38.42	75.07
2034	77.81	133.78	149.41	240.49	38.54	75.24
2035	79.36	136.08	152.97	245.80	39.35	76.45
2036	81.42	139.16	155.38	249.40	39.82	77.15
2037	81.80	139.73	157.79	252.99	40.54	78.23
2038	83.34	142.02	160.01	256.29	40.53	78.21
2039	84.79	144.18	162.63	260.20	41.07	79.02
2040	85.74	145.59	164.72	263.32	41.68	79.92
2041	86.75	147.10	166.65	266.19	41.91	80.26
2042	89.03	150.49	167.78	267.88	42.24	80.76
2043	90.12	152.13	169.88	271.01	42.66	81.39
2044	91.40	154.04	171.53	273.46	43.12	82.08
2045	93.35	156.94	173.79	276.84	43.63	82.83
2046	94.05	157.98	174.07	277.26	43.56	82.73
2047	96.42	161.51	175.87	279.93	43.75	83.01
2048	98.24	164.22	177.30	282.06	43.98	83.36
2049	99.71	166.42	178.13	283.30	44.14	83.59
2050	100.72	167.93	179.22	284.93	44.35	83.90

Tabla 24. Proyección de MRS. [Fuente: elaboración propia]

Los valores proyectados del MRS se utilizarán para el análisis financiero.

En la Figura 74, se muestra los valores históricos y la proyección para el WTI caso base y el MRS.

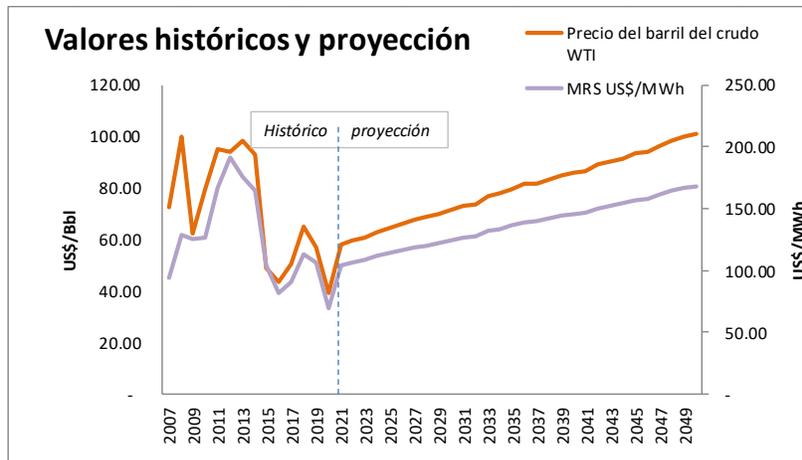


Figura 74. Valores históricos y proyección WTI y MRS. [Fuente: elaboración propia]

4.4.3 Correlación MRS y PET

Los datos con los que se graficó la Figura 14, se muestran en la Tabla 25. Dicha tabla hace una comparación de valores promedio anuales tanto para el precio del MRS como el PET.

Año	Promedio MRS	PET
2007	93.99	0.1313
2008	128.86	0.1401
2009	124.95	0.1379
2010	126.32	0.1792
2011	166.23	0.1823
2012	191.58	0.2289
2013	175.18	0.2302
2014	164.04	0.2299
2015	104.53	0.1911
2016	81.52	0.1533
2017	91.08	0.1735
2018	112.61	0.1897
2019	106.49	0.2035
2020	69.80	0.119

Tabla 25. MRS y PET. [Fuente: elaboración propia]

Se utilizará el método de los mínimos cuadrados y la correlación de Pearson para encontrar una relación lineal entre los datos.

Introduciendo los datos en Excel, se obtiene la ecuación que relaciona los datos (utilizando el método de los mínimos cuadrados) y además el coeficiente de correlación de Pearson R^2 . (Figura 75).

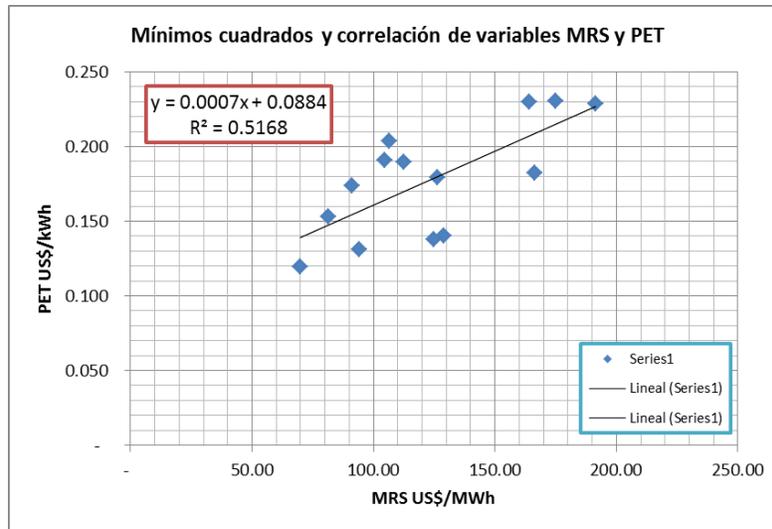


Figura 75. Ecuación lineal y correlación de las variables MRS y PET. [Fuente: elaboración propia]

El coeficiente de Pearson R^2 es de 0.5168 el cual muestra que entre las variables (MRS y PET), existe una correlación positiva, pero no es cercano a +1 y por tanto su correlación no es perfecta.

Utilizando la ecuación:

$$a = 0.0007b + 0.0884 \text{ (Ec. 4)}$$

Dónde:

$$a = PET$$

$$b = MRS$$

Se utiliza para obtener los valores de PET a partir de dicha ecuación y así poder comparar los resultados con los PET históricos. En la Figura 76, se muestra la comparación entre el PET histórico de los años 2007 hasta 2020 y los valores obtenidos mediante la ecuación 4.

Se aprecia que los resultados no son exactamente iguales, pero siguen la tendencia y en algunos casos, son muy cercanos.

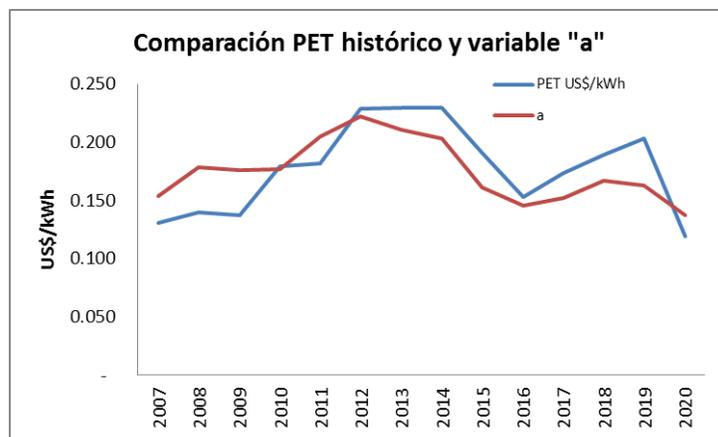


Figura 76. Comparación PET histórico y variable "a". [Fuente: elaboración propia]

Se utilizará la ecuación 4 para los datos proyectados del PET (en los tres casos del MRS).

En la Tabla 26, se muestra los resultados del PET utilizando la ecuación 4 aplicada a la proyección del MRS.

Año	MRS 1	PET 1	MRS 2	PET 2	MRS 3	PET 3
	US\$/MWh	US\$/kWh	US\$/MWh	US\$/kWh	US\$/MWh	US\$/kWh
2021	104.60	0.162	151.52	0.194	63.54	0.133
2022	106.69	0.163	158.86	0.200	65.70	0.134
2023	108.43	0.164	169.50	0.207	67.20	0.135
2024	111.71	0.167	177.99	0.213	68.55	0.136
2025	114.03	0.168	184.75	0.218	69.66	0.137
2026	116.46	0.170	191.11	0.222	71.04	0.138
2027	118.82	0.172	201.00	0.229	72.04	0.139
2028	119.95	0.172	207.56	0.234	72.18	0.139
2029	122.24	0.174	212.72	0.237	72.62	0.139
2030	124.13	0.175	216.93	0.240	73.02	0.140
2031	126.64	0.177	223.98	0.245	73.28	0.140
2032	127.91	0.178	228.69	0.248	74.40	0.140
2033	131.94	0.181	233.47	0.252	75.07	0.141
2034	133.78	0.182	240.49	0.257	75.24	0.141
2035	136.08	0.184	245.80	0.260	76.45	0.142
2036	139.16	0.186	249.40	0.263	77.15	0.142
2037	139.73	0.186	252.99	0.265	78.23	0.143
2038	142.02	0.188	256.29	0.268	78.21	0.143
2039	144.18	0.189	260.20	0.271	79.02	0.144
2040	145.59	0.190	263.32	0.273	79.92	0.144
2041	147.10	0.191	266.19	0.275	80.26	0.145
2042	150.49	0.194	267.88	0.276	80.76	0.145
2043	152.13	0.195	271.01	0.278	81.39	0.145
2044	154.04	0.196	273.46	0.280	82.08	0.146
2045	156.94	0.198	276.84	0.282	82.83	0.146
2046	157.98	0.199	277.26	0.282	82.73	0.146
2047	161.51	0.201	279.93	0.284	83.01	0.147
2048	164.22	0.203	282.06	0.286	83.36	0.147
2049	166.42	0.205	283.30	0.287	83.59	0.147
2050	167.93	0.206	284.93	0.288	83.90	0.147

Tabla 26. Proyección de PET. [Fuente: elaboración propia]

Los valores proyectados de PET se utilizarán para el análisis financiero.

4.4.4 Precio de venta a distribuidoras

El precio de venta a la distribuidora se asumirá que es el valor de PET, al cual se le descontará el 20% como parte del PPA. Este descuento del 20% es en base a lo comentado por parte de DELSUR, no obstante, en la práctica estará sujeto a la negociación entre el desarrollador del proyecto y la distribuidora.

En la Tabla 27, se muestra los precios de venta a considerar a la distribuidora para los tres casos que se han planteado en las proyecciones (caso base, precio alto WTI y precio bajo WTI).

Año	PET 1	PET1 menos descuento	PET 2	PET2 menos descuento	PET 3	PET3 menos descuento
	US\$/kWh	US\$/kWh	US\$/kWh	US\$/kWh	US\$/kWh	US\$/kWh
1	0.162	0.129	0.194	0.156	0.133	0.106
2	0.163	0.130	0.200	0.160	0.134	0.108
3	0.164	0.131	0.207	0.166	0.135	0.108
4	0.167	0.133	0.213	0.170	0.136	0.109
5	0.168	0.135	0.218	0.174	0.137	0.110
6	0.170	0.136	0.222	0.178	0.138	0.111
7	0.172	0.137	0.229	0.183	0.139	0.111
8	0.172	0.138	0.234	0.187	0.139	0.111
9	0.174	0.139	0.237	0.190	0.139	0.111
10	0.175	0.140	0.240	0.192	0.140	0.112
11	0.177	0.142	0.245	0.196	0.140	0.112
12	0.178	0.142	0.248	0.199	0.140	0.112
13	0.181	0.145	0.252	0.201	0.141	0.113
14	0.182	0.146	0.257	0.205	0.141	0.113
15	0.184	0.147	0.260	0.208	0.142	0.114
16	0.186	0.149	0.263	0.210	0.142	0.114
17	0.186	0.149	0.265	0.212	0.143	0.115
18	0.188	0.150	0.268	0.214	0.143	0.115
19	0.189	0.151	0.271	0.216	0.144	0.115
20	0.190	0.152	0.273	0.218	0.144	0.115
21	0.191	0.153	0.275	0.220	0.145	0.116
22	0.194	0.155	0.276	0.221	0.145	0.116
23	0.195	0.156	0.278	0.222	0.145	0.116
24	0.196	0.157	0.280	0.224	0.146	0.117
25	0.198	0.159	0.282	0.226	0.146	0.117
26	0.199	0.159	0.282	0.226	0.146	0.117
27	0.201	0.161	0.284	0.227	0.147	0.117
28	0.203	0.163	0.286	0.229	0.147	0.117
29	0.205	0.164	0.287	0.229	0.147	0.118
30	0.206	0.165	0.288	0.230	0.147	0.118

Tabla 27. Precio de venta a Distribuidora. [Fuente: elaboración propia]

El MRS que se proyectó para los tres casos, se utilizará para valorar la energía que no absorba la red de la distribuidora y también para valorar la energía de todo el proyecto como si estuviera conectado en 115 kV.

4.4.5 Pago por potencia

El pago por potencia solo se aplicará cuando la energía es vendida por completo al mercado mayorista. Para efectos prácticos se aplicará el crecimiento del 1% que se utilizó en la demanda al valor de US\$ 7.8 /kW-mes (Tabla 28).

Período	Pago por potencia	Variación
1	7.88	1%
2	7.96	1%
3	8.04	1%
4	8.12	1%
5	8.20	1%
6	8.28	1%
7	8.36	1%
8	8.45	1%
9	8.53	1%
10	8.62	1%
11	8.70	1%
12	8.79	1%
13	8.88	1%
14	8.97	1%
15	9.06	1%
16	9.15	1%
17	9.24	1%
18	9.33	1%
19	9.42	1%
20	9.52	1%
21	9.61	1%
22	9.71	1%
23	9.81	1%
24	9.90	1%
25	10.00	1%
26	10.10	1%
27	10.20	1%
28	10.31	1%
29	10.41	1%
30	10.51	1%

Tabla 28. Proyección de precio por potencia US\$/kW-mes. [Fuente: elaboración propia]

4.5 Producción de electricidad

En la Tabla 29 y la Tabla 30, se muestra la producción de electricidad de la planta de 10 MW (caso de DELSUR) y 20 MW (caso EEO) a lo largo de 30 años. La potencia bruta es de 10 MW y 20 MW respectivamente. Se contempla tres semanas fuera de línea por trabajos de mantenimiento todos los

años. Además, se considera que el recurso geotérmico va disminuyendo 1% anual y de allí que la generación neta disminuye todos los años.

Período	Potencia MW	Horas anuales	Generación MWh	Declinación anual	Generación neta MWh
1	10.00	8,256.00	82,560.00	0%	82,560.00
2	10.00	8,256.00	82,560.00	1%	81,734.40
3	10.00	8,256.00	81,734.40	1%	80,917.06
4	10.00	8,256.00	80,917.06	1%	80,107.89
5	10.00	8,256.00	80,107.89	1%	79,306.81
6	10.00	8,256.00	79,306.81	1%	78,513.74
7	10.00	8,256.00	78,513.74	1%	77,728.60
8	10.00	8,256.00	77,728.60	1%	76,951.32
9	10.00	8,256.00	76,951.32	1%	76,181.80
10	10.00	8,256.00	76,181.80	1%	75,419.98
11	10.00	8,256.00	75,419.98	1%	74,665.78
12	10.00	8,256.00	74,665.78	1%	73,919.13
13	10.00	8,256.00	73,919.13	1%	73,179.94
14	10.00	8,256.00	73,179.94	1%	72,448.14
15	10.00	8,256.00	72,448.14	1%	71,723.65
16	10.00	8,256.00	71,723.65	1%	71,006.42
17	10.00	8,256.00	71,006.42	1%	70,296.35
18	10.00	8,256.00	70,296.35	1%	69,593.39
19	10.00	8,256.00	69,593.39	1%	68,897.46
20	10.00	8,256.00	68,897.46	1%	68,208.48
21	10.00	8,256.00	68,208.48	1%	67,526.40
22	10.00	8,256.00	67,526.40	1%	66,851.13
23	10.00	8,256.00	66,851.13	1%	66,182.62
24	10.00	8,256.00	66,182.62	1%	65,520.80
25	10.00	8,256.00	65,520.80	1%	64,865.59
26	10.00	8,256.00	64,865.59	1%	64,216.93
27	10.00	8,256.00	64,216.93	1%	63,574.76
28	10.00	8,256.00	63,574.76	1%	62,939.01
29	10.00	8,256.00	62,939.01	1%	62,309.62
30	10.00	8,256.00	62,309.62	1%	61,686.53

Tabla 29. Producción de electricidad planta de 10 MW. [Fuente: elaboración propia]

Período	Potencia MW	Horas anuales	Generación MWh	Declinación anual	Generación neta MWh
1	20.00	8,256.00	165,120.00	0%	165,120.00
2	20.00	8,256.00	165,120.00	1%	163,468.80
3	20.00	8,256.00	163,468.80	1%	161,834.11
4	20.00	8,256.00	161,834.11	1%	160,215.77
5	20.00	8,256.00	160,215.77	1%	158,613.61
6	20.00	8,256.00	158,613.61	1%	157,027.48
7	20.00	8,256.00	157,027.48	1%	155,457.20
8	20.00	8,256.00	155,457.20	1%	153,902.63
9	20.00	8,256.00	153,902.63	1%	152,363.60
10	20.00	8,256.00	152,363.60	1%	150,839.97
11	20.00	8,256.00	150,839.97	1%	149,331.57
12	20.00	8,256.00	149,331.57	1%	147,838.25
13	20.00	8,256.00	147,838.25	1%	146,359.87
14	20.00	8,256.00	146,359.87	1%	144,896.27
15	20.00	8,256.00	144,896.27	1%	143,447.31
16	20.00	8,256.00	143,447.31	1%	142,012.84
17	20.00	8,256.00	142,012.84	1%	140,592.71
18	20.00	8,256.00	140,592.71	1%	139,186.78
19	20.00	8,256.00	139,186.78	1%	137,794.91
20	20.00	8,256.00	137,794.91	1%	136,416.96
21	20.00	8,256.00	136,416.96	1%	135,052.79
22	20.00	8,256.00	135,052.79	1%	133,702.27
23	20.00	8,256.00	133,702.27	1%	132,365.24
24	20.00	8,256.00	132,365.24	1%	131,041.59
25	20.00	8,256.00	131,041.59	1%	129,731.17
26	20.00	8,256.00	129,731.17	1%	128,433.86
27	20.00	8,256.00	128,433.86	1%	127,149.52
28	20.00	8,256.00	127,149.52	1%	125,878.03
29	20.00	8,256.00	125,878.03	1%	124,619.25
30	20.00	8,256.00	124,619.25	1%	123,373.06

Tabla 30. Producción de electricidad planta de 20 MW. [Fuente: elaboración propia]

4.6 Financiamiento

Los proyectos geotérmicos implican un mayor compromiso de capital inicial que la mayoría de otros proyectos de generación de electricidad. Aunque tener costos de capital relativamente altos (y costos operativos relativamente bajos) es típico para todos los proyectos de energía renovable, los proyectos geotérmicos tienen el gasto de capital adicional asociado al desarrollo de exploración/explotación/producción de campos de vapor. A diferencia de los suministros de carbón vegetal o gas que se compran a lo largo de la vida útil del proyecto, el desarrollo de exploración/explotación/producción de un campo de vapor geotérmico es equivalente a comprar el combustible necesario para la vida del proyecto por adelantado. De allí que el financiamiento de la

deuda de estos proyectos pueden cubrir del 60% al 70% del costo total del proyecto considerando 6% de tasa de interés. (BM, Como planificar y financiar la generación de electricidad (ESMAP), 2012).

Se considerará para el análisis financiero que la deuda es del 70% y el aporte de capital propio es del 30%.

Se puede considerar la utilización de la tasa del 6%, sin embargo y siendo que el dato utilizado es del año 2012, se puede artificialmente suponer que la misma se ha incrementado en estos años y asumir un valor del 10% para propósitos de comparación.

4.6.1 Tasa de inflación

Se considera una tasa de inflación del 1% anual. La cual se aplica al costo de operación y mantenimiento de la planta. En el sitio web www.bcr.gob.sv la tasa de inflación a diciembre 2020 es negativa (-0.09), así que no se toma en cuenta dicho valor. El valor de 1% es sobre todo para el largo plazo (30 años de evaluación del proyecto).

4.6.2 Tasa WACC

Se considera una tasa promedio ponderado de capital (también conocida como WACC²⁶) del 10%.

El WACC, de las siglas en inglés Weighted Average Cost of Capital, también denominado costo promedio ponderado del capital (CPPC), es la tasa de descuento que se utiliza para descontar los flujos de caja futuros a la hora de valorar un proyecto de inversión (Figura 77).

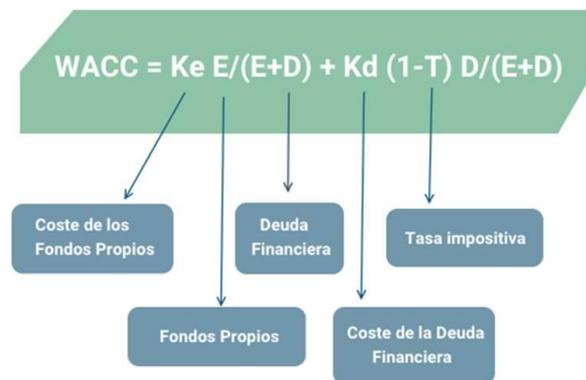


Figura 77. Fórmula de WACC. [Fuente: Principio de Finanzas Corporativas, Myers]

La principal ventaja del WACC es que determina el costo de la inversión independientemente de las fuentes de financiación para así poder determinar una tasa de rendimiento superior a la WACC y que por tanto genere valor agregado para los accionistas.

Es de hacer notar que el WACC tendría que obtenerse a partir de los datos de deuda, fondos propios y costos del desarrollador del proyecto o generador correspondiente.

²⁶ Weighted Average Cost of Capital

4.6.3 Impuestos

De acuerdo al Artículo 41 de la Ley de Impuestos Sobre la Renta, se considera que la tasa impositiva es del 30%.

4.7 Rentabilidad de los proyectos

El horizonte de evaluación financiera del proyecto se hace para 30 años. Este es un período de tiempo utilizado para los proyectos geotérmicos. En el caso del campo geotérmico de Ahuachapán, se ha estado explotando desde el año 1975, por lo cual son 45 años. En el caso del campo geotérmico de Berlín se ha estado explotando desde 1992, por lo cual son 28 años de estar siendo operado comercialmente hablando. De allí que 30 años, se vuelve razonable.

Para este caso la evaluación financiera se basará en la obtención del Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR). Siendo la premisa que el VAN sea mayor a cero y que la TIR sea superior al WACC (Brealey, 2009).

El valor actual neto (VAN) es un criterio de inversión que consiste en actualizar los cobros y pagos de un proyecto o inversión para conocer cuánto se va a ganar o perder con esa inversión. También se conoce como valor neto actual (VNA), valor actualizado neto o valor presente neto (VPN).

Para ello trae todos los flujos de caja al momento presente descontándolos a un tipo de interés determinado. El VAN va a expresar una medida de rentabilidad del proyecto en términos absolutos netos, es decir, en n° de unidades monetarias (euros, dólares, etc).

El VAN sirve para generar dos tipos de decisiones: en primer lugar, ver si las inversiones son efectuables y en segundo lugar, ver qué inversión es mejor que otra en términos absolutos. Los criterios de decisión van a ser los siguientes:

- a) $VAN > 0$
El valor actualizado de los cobros y pagos futuros de la inversión, a la tasa de descuento elegida generará beneficios.
- b) $VAN = 0$
El proyecto de inversión no generará ni beneficios ni pérdidas, siendo su realización, en principio, indiferente.
- c) $VAN < 0$
El proyecto de inversión generará pérdidas, por lo que deberá ser rechazado.

La tasa interna de retorno (TIR) es la tasa de interés o rentabilidad que ofrece una inversión. Es decir, es el porcentaje de beneficio o pérdida que tendrá una inversión para las cantidades que no se han retirado del proyecto.

Es una medida utilizada en la evaluación de proyectos de inversión que está muy relacionada con el valor actualizado neto (VAN). También se define como el valor de la tasa de descuento que hace que el VAN sea igual a cero, para un proyecto de inversión dado.

La tasa interna de retorno (TIR) ofrece una medida relativa de la rentabilidad, es decir, va a venir expresada en tanto por ciento.

El criterio de selección será el siguiente donde “WACC” es la tasa de descuento de flujos elegida para el cálculo del VAN:

- a) Si $TIR > WACC$
El proyecto de inversión será aceptado. En este caso, la tasa de rendimiento interno que se obtiene es superior a la tasa mínima de rentabilidad exigida a la inversión.
- b) Si $TIR = WACC$
Es una situación similar a la que se producía cuando el VAN era igual a cero. En esta situación, la inversión podrá llevarse a cabo si mejora la posición competitiva de la empresa y no hay alternativas más favorables.
- c) Si $TIR < WACC$
El proyecto debe rechazarse. No se alcanza la rentabilidad mínima que se espera de la inversión.

4.7.1 Excepción de impuestos

De acuerdo a la Ley de Incentivos Fiscales para el Fomento de las Energías Renovables en la Generación de Electricidad (AL, 2007), se establece que para la generación de electricidad en base a fuentes renovables, gozarán de exención total del impuesto sobre la renta por un período de 5 años en el caso de los proyectos superiores a 10 MW y de 10 años para el caso de los proyectos de 10 MW o menos.

Siendo que el proyecto de San Vicente es de 10 MW y el de Chinameca es de 20 MW, la excepción de impuestos será por un período de 5 años.

4.7.2 Depreciación de los activos

Se considerará el método de depreciación lineal y además un período de depreciación de 20 años.

4.7.3 Costo de operación y mantenimiento

Para el caso de Operación y Mantenimiento (O&M) se han tomado los datos del documento de Geothermal Power Technology Brief 2017 de IRENA. (IRENA, 2017).

En este documento se muestra que el costo de Operación y Mantenimiento está entre 0.01 y 0.03 US\$/kWh, así que se considerará los dos valores para comparar entre escenarios. A partir del segundo año se le aplicará la tasa de inflación de 1% anual.

4.7.4 Escenarios de rentabilidad

Tanto el proyecto de San Vicente como el de Chinameca se analizarán sus resultados dependiendo si se conectan en 46 kV como en 115 kV.

Para los escenarios se considera:

- a) Financiamiento de 70%
- b) Fondos propios de 30%
- c) Tasa de interés de (6 - 10%)
- d) Tasa de inflación de 1%
- e) WACC de 10%
- f) Depreciación por 20 años.

- g) Tasa de impuestos de 30%
- h) Declinación de generación 1% por año
- i) Excepciones de 5 años
- j) Período de amortización de 30 años
- k) Costo de O&M de (0.01 - 0.03 US\$/kWh)

En la Tabla 31, se muestra los detalles de la inversión tanto para los casos de conexión con una distribuidora, como de conexión y venta al mercado mayorista.

Descripción	Unidades	San Vicente	San Vicente	Chinameca	Chinameca
Red	kV	46	115	46	115
Capacidad de la planta	MW	10.00	10.00	20	20
Costo unitario servidumbre	US\$/km	2,000.00	2,000.00	1,500.00	1,500.00
Costo unitario línea	US\$/km	75,000.00	381,527.41	75,000.00	381,527.41
Distancia	Km	10.00	10.00	27.00	8.40
Costo de servidumbre	US\$	20,000.00	20,000.00	40,500.00	12,600.00
Costo línea y subestación	US\$	750,000.00	3815,274.10	2,025,000.00	3,204,830.24
Costo de estudios	US\$	20,000.00	20,000.00	20,000.00	20,000.00
Costo de la planta	US\$	39,157,680.84	39,157,680.84	78,315,361.67	78,315,361.67
Inversión total	US\$	\$39,947,680.84	\$43,012,954.94	80,400,861.67	81,552,791.91

Tabla 31. Inversión en planta para 46 kV y 115 kV. [Fuente: elaboración propia]

En el [Anexo 8. Cuadros de rentabilidad](#) se muestra las hojas de Excel con los flujos para 30 años para la obtención del TIR y VAN para 12 casos:

- a) Venta de 10 MW a distribuidora (46 kV) para caso base de WTI.
- b) Venta de 10 MW a distribuidora (46 kV) para caso de precio alto WTI.
- c) Venta de 10 MW a distribuidora (46 kV) para caso de precio bajo WTI.
- d) Venta de 20 MW a distribuidora (46 kV) para caso base de WTI.
- e) Venta de 20 MW a distribuidora (46 kV) para precio alto WTI.
- f) Venta de 20 MW a distribuidora (46 kV) para caso de precio bajo WTI.
- g) Venta de 10 MW a mercado mayorista (115 kV) para caso base de WTI.
- h) Venta de 10 MW a mercado mayorista (115 kV) para caso de precio alto WTI.
- i) Venta de 10 MW a mercado mayorista (115 kV) para caso de precio bajo WTI.
- j) Venta de 20 MW a mercado mayorista (115 kV) para caso base de WTI.
- k) Venta de 20 MW a mercado mayorista (115 kV) para precio alto WTI.
- l) Venta de 20 MW al mercado mayorista (115 kV) para caso de precio bajo WTI.

En la Figura 78, se muestra la primera parte de un ejemplo del cálculo para la obtención del VAN y TIR. El horizonte de evaluación son 30 años, la proyección de los precios PET y MRS obtenidos con la proyección del WTI, la energía a vender y los ingresos correspondientes.

No.	PET 1 -descuento US\$/MWh	MRS 1 US\$/MWh	Horas	Potencia MW	Energía MWh	Red 46 kV MWh	Red 115 kV MWh	Ingresos 46 kV US\$	Ingresos 115 kV US\$	Totales US\$
0										(27963,376.59)
1	129.29	104.60	8,256.00	10.00	82,560.00	61,920.00	20,640.00	8005,891.79	2158,874.64	10164,766.43
2	130.47	106.69	8,256.00	9.90	81,734.40	61,300.80	20,433.60	7997,835.06	2180,144.34	10177,979.40
3	131.44	108.43	8,256.00	9.80	80,917.06	60,687.79	20,229.26	7976,945.03	2193,514.51	10170,459.54
4	133.28	111.71	8,256.00	9.70	80,107.89	60,080.91	20,026.97	8007,390.24	2237,183.33	10244,573.57
5	134.57	114.03	8,256.00	9.61	79,306.81	59,480.10	19,826.70	8004,496.59	2260,752.13	10265,248.72
6	135.94	116.46	8,256.00	9.51	78,513.74	58,885.30	19,628.43	8004,856.50	2286,004.65	10290,861.14
7	137.26	118.82	8,256.00	9.41	77,728.60	58,296.45	19,432.15	8001,729.89	2308,931.48	10310,661.36
8	137.89	119.95	8,256.00	9.32	76,951.32	57,713.49	19,237.83	7958,217.02	2307,570.99	10265,788.01
9	139.17	122.24	8,256.00	9.23	76,181.80	57,136.35	19,045.45	7951,860.43	2328,081.94	10279,942.37
10	140.23	124.13	8,256.00	9.14	75,419.98	56,564.99	18,855.00	7932,346.24	2340,518.03	10272,864.27
11	141.64	126.64	8,256.00	9.04	74,665.78	55,999.34	18,666.45	7931,597.06	2363,883.26	10295,480.31
12	142.35	127.91	8,256.00	8.95	73,919.13	55,439.34	18,479.78	7891,760.54	2363,744.10	10255,504.64
13	144.61	131.94	8,256.00	8.86	73,179.94	54,884.95	18,294.98	7936,854.68	2413,923.17	10350,777.86
14	145.64	133.78	8,256.00	8.78	72,448.14	54,336.10	18,112.03	7913,383.98	2423,056.47	10336,440.45
15	146.93	136.08	8,256.00	8.69	71,723.65	53,792.74	17,930.91	7903,539.26	2440,069.43	10343,608.69
16	148.65	139.16	8,256.00	8.60	71,006.42	53,254.81	17,751.60	7916,259.15	2470,284.97	10386,544.12
17	148.97	139.73	8,256.00	8.51	70,296.35	52,722.27	17,574.09	7854,023.90	2455,657.92	10309,681.83
18	150.25	142.02	8,256.00	8.43	69,593.39	52,195.04	17,398.35	7842,312.37	2470,880.33	10313,192.70
19	151.46	144.18	8,256.00	8.35	68,897.46	51,673.09	17,224.36	7826,426.69	2483,396.20	10309,822.89
20	152.25	145.59	8,256.00	8.26	68,208.48	51,156.36	17,052.12	7788,666.58	2482,671.86	10271,338.44
21	153.10	147.10	8,256.00	8.18	67,526.40	50,644.80	16,881.60	7753,492.63	2483,269.37	10236,762.01
22	155.00	150.49	8,256.00	8.10	66,851.13	50,138.35	16,712.78	7771,282.20	2515,177.45	10286,459.64
23	155.91	152.13	8,256.00	8.02	66,182.62	49,636.97	16,545.66	7738,944.92	2517,034.93	10255,979.84
24	156.98	154.04	8,256.00	7.94	65,520.80	49,140.60	16,380.20	7714,088.68	2523,134.34	10237,223.02
25	158.61	156.94	8,256.00	7.86	64,865.59	48,649.19	16,216.40	7716,159.47	2545,052.81	10261,212.28
26	159.19	157.98	8,256.00	7.78	64,216.93	48,162.70	16,054.23	7667,089.91	2536,323.73	10203,413.63
27	161.17	161.51	8,256.00	7.70	63,574.76	47,681.07	15,893.69	7684,547.68	2566,989.46	10251,537.15
28	162.68	164.22	8,256.00	7.62	62,939.01	47,204.26	15,734.75	7679,403.19	2583,998.73	10263,401.92
29	163.92	166.42	8,256.00	7.55	62,309.62	46,732.22	15,577.41	7660,235.88	2592,460.36	10252,696.24
30	164.76	167.93	8,256.00	7.47	61,686.53	46,264.90	15,421.63	7622,648.81	2589,759.14	10212,407.95

Figura 78. Flujo de ingresos para TIR y VAN. [Fuente: elaboración propia]

- En las primeras dos columnas se muestra el precio PET menos descuento y el MRS 1 que provienen de la proyección del caso base WTI.
- La tercera columna corresponde a las horas consideradas del año. Se considera un mantenimiento mayor de 21 días.
- La potencia bruta y su disminución año a año producto de la disminución de vapor del campo geotérmico.
- La energía es repartida en 75% para la distribuidora y el 25% restante para el mercado mayorista (asumiendo que no toda la potencia es consumida por la red de la distribuidora).
- Las últimas columnas corresponden a los ingresos económicos.

En la Figura 79, se muestra la segunda parte de la composición del flujo de caja con el costo de O&M durante la vida útil del proyecto, las amortizaciones, pago de intereses y saldo del préstamo, depreciación, pago de impuestos y el flujo de caja correspondiente.

O&M US\$	Amortizaciones US\$	Interés US\$	Principal US\$	Depreciación US\$	Beneficio Bruto US\$	Impuestos US\$	Flujo de caja US\$
	27963,376.59						(27963,376.59)
2476,800.00	27031,264.04	2796,337.66	932,112.55	1997,384.04	2894,244.73	0.00	3959,516.22
2501,568.00	26099,151.48	2703,126.40	932,112.55	1997,384.04	2975,900.95	0.00	4041,172.44
2526,583.68	25167,038.93	2609,915.15	932,112.55	1997,384.04	3036,576.67	0.00	4101,848.16
2551,849.52	24234,926.38	2516,703.89	932,112.55	1997,384.04	3178,636.12	0.00	4243,907.61
2577,368.01	23302,813.82	2423,492.64	932,112.55	1997,384.04	3267,004.03	0.00	4332,275.51
2603,141.69	22370,701.27	2330,281.38	932,112.55	1997,384.04	3360,054.02	1008,016.21	3417,309.31
2629,173.11	21438,588.72	2237,070.13	932,112.55	1997,384.04	3447,034.08	1034,110.23	3478,195.35
2655,464.84	20506,476.16	2143,858.87	932,112.55	1997,384.04	3469,080.26	1040,724.08	3493,627.67
2682,019.49	19574,363.61	2050,647.62	932,112.55	1997,384.04	3549,891.22	1064,967.37	3550,195.34
2708,839.68	18642,251.06	1957,436.36	932,112.55	1997,384.04	3609,204.18	1082,761.25	3591,714.41
2735,928.08	17710,138.51	1864,225.11	932,112.55	1997,384.04	3697,943.09	1109,382.93	3653,831.65
2763,287.36	16778,025.95	1771,013.85	932,112.55	1997,384.04	3723,819.39	1117,145.82	3671,945.06
2790,920.23	15845,913.40	1677,802.60	932,112.55	1997,384.04	3884,670.99	1165,401.30	3784,541.18
2818,829.44	14913,800.85	1584,591.34	932,112.55	1997,384.04	3935,635.63	1180,690.69	3820,216.43
2847,017.73	13981,688.29	1491,380.08	932,112.55	1997,384.04	4007,826.83	1202,348.05	3870,750.27
2875,487.91	13049,575.74	1398,168.83	932,112.55	1997,384.04	4115,503.34	1234,651.00	3946,123.83
2904,242.79	12117,463.19	1304,957.57	932,112.55	1997,384.04	4103,097.42	1230,929.23	3937,439.68
2933,285.22	11185,350.64	1211,746.32	932,112.55	1997,384.04	4170,777.12	1251,233.14	3984,815.47
2962,618.07	10253,238.08	1118,535.06	932,112.55	1997,384.04	4231,285.72	1269,385.72	4027,171.49
2992,244.25	9321,125.53	1025,323.81	932,112.55	0.00	6253,770.38	1876,131.11	3445,526.71
3022,166.69	8389,012.98	932,112.55	932,112.55	0.00	6282,482.76	1884,744.83	3465,625.38
3052,388.36	7456,900.42	838,901.30	932,112.55	0.00	6395,169.99	1918,551.00	3544,506.44
3082,912.24	6524,787.87	745,690.04	932,112.55	0.00	6427,377.56	1928,213.27	3567,051.74
3113,741.36	5592,675.32	652,478.79	932,112.55	0.00	6471,002.87	1941,300.86	3597,589.46
3144,878.78	4660,562.76	559,267.53	932,112.55	0.00	6557,065.98	1967,119.79	3657,833.63
3176,327.57	3728,450.21	466,056.28	932,112.55	0.00	6561,029.79	1968,308.94	3660,608.30
3208,090.84	2796,337.66	372,845.02	932,112.55	0.00	6670,601.29	2001,180.39	3737,308.35
3240,171.75	1864,225.11	279,633.77	932,112.55	0.00	6743,596.40	2023,078.92	3788,404.93
3272,573.47	932,112.55	186,422.51	932,112.55	0.00	6793,700.26	2038,110.08	3823,477.63
3305,299.20	0.00	93,211.26	932,112.55	0.00	6813,897.50	2044,169.25	3837,615.70

Figura 79. Flujo de caja para TIR y VAN. [Fuente: elaboración propia]

- En la primera columna está los costos de operación y mantenimiento, el cual se ve incrementado año con año por la tasa de inflación.
- La columna de amortizaciones muestra cómo va reduciendo el préstamo año con año, en base a los abonos al principal.
- La columna de intereses es aplicar la tasa de interés a los saldos.
- La columna de principal es el pago constante que se debe hacer para cumplir con el préstamo.
- La depreciación que se estima para veinte años.
- La columna beneficio bruto consiste en restar de los ingresos totales el costo de operación y mantenimiento, los intereses y la depreciación.
- Los impuestos que son exentos los primeros cinco años.

- h) El flujo de caja se obtiene de restar al beneficio bruto los impuestos y el pago de principal. Pero también de sumar la depreciación.
- i) El VAN y TIR se obtienen justamente de la columna flujo de caja.

4.7.5 Comparación de resultados

Considerando que la tasa de interés es del 6% y los costos de operación y mantenimiento son de US\$0.01 /kWh, los valores de VAN y TIR para los doce casos se muestra en la Tabla 32.

CASOS	VAN (US\$)	TIR
Venta de 10 MW a distribuidora (46 kV) para caso base de WTI.	28533,380.92	22.5%
Venta de 10 MW a distribuidora (46 kV) para caso de precio alto WTI.	59546,462.96	34.2%
Venta de 10 MW a distribuidora (46 kV) para caso de precio bajo WTI.	9060,557.69	14.2%
Venta de 20 MW a distribuidora (46 kV) para caso base de WTI.	56511,799.93	22.3%
Venta de 20 MW a distribuidora (46 kV) para precio alto WTI.	118537,964.00	33.9%
Venta de 20 MW a distribuidora (46 kV) para caso de precio bajo WTI.	17566,153.47	14.0%
Venta de 10 MW a mercado mayorista (115 kV) para caso base de WTI.	24392,517.88	19.3%
Venta de 10 MW a mercado mayorista (115 kV) para caso de precio alto WTI.	70680,700.02	34.9%
Venta de 10 MW a mercado mayorista (115 kV) para caso de precio bajo WTI.	-4671,397.39	8.1%
Venta de 20 MW a mercado mayorista (115 kV) para caso base de WTI.	63176,602.71	24.7%
Venta de 20 MW a mercado mayorista (115 kV) para precio alto WTI.	146272,201.56	37.2%
Venta de 20 MW a mercado mayorista (115 kV) para caso de precio bajo WTI	-4431,993.26	9.0%

Tabla 32. VAN y TIR para tasa del 6% y costo O&M US\$ 0.01/kWh. [Fuente: elaboración propia]

- a) Los mejores resultados se obtienen utilizando la proyección de precio alto WTI; ya que los valores de TIR son arriba de 33%.
- b) Para la venta de 10 y 20 MW al mercado mayorista, se obtienen valores de TIR negativas.

Al considerar que la tasa de interés es del 10% y los costos de operación y mantenimiento son de US\$0.03/kWh, los resultados se muestran en la Tabla 33.

CASOS	VAN (US\$)	TIR
Venta de 10 MW a distribuidora (46 kV) para caso base de WTI.	8205,916.77	13.5%
Venta de 10 MW a distribuidora (46 kV) para caso de precio alto WTI.	39218,998.81	25.2%
Venta de 10 MW a distribuidora (46 kV) para caso de precio bajo WTI.	-11266,906.46	4.5%
Venta de 20 MW a distribuidora (46 kV) para caso base de WTI.	15773,801.74	13.3%
Venta de 20 MW a distribuidora (46 kV) para precio alto WTI.	77799,965.81	24.9%
Venta de 20 MW a distribuidora (46 kV) para caso de precio bajo WTI.	17566,153.47	14.0%
Venta de 10 MW a mercado mayorista (115 kV) para caso base de WTI.	3561,330.71	11.3%
Venta de 10 MW a mercado mayorista (115 kV) para caso de precio alto WTI.	49849,512.85	26.6%
Venta de 10 MW a mercado mayorista (115 kV) para caso de precio bajo WTI.	-26100,701.31	-2.2%
Venta de 20 MW a mercado mayorista (115 kV) para caso base de WTI.	22174,443.21	15.3%
Venta de 20 MW a mercado mayorista (115 kV) para precio alto WTI.	105344,904.22	28.6%
Venta de 20 MW a mercado mayorista (115 kV) para caso de precio bajo WTI	-46031,597.97	-1.1%

Tabla 33. VAN y TIR para tasa del 10% y costo O&M de US\$ 0.03/kWh. [Fuente: elaboración propia]

- Para los casos que se utiliza la proyección de precio alto WTI se obtienen valores de TIR por arriba de 26%.
- Para los casos que se utiliza la proyección de caso base WTI se obtienen valores de TIR más conservadoras, con valores entre 12 y 16%.

Conectar un proyecto de 10 MW a la red de una distribuidora puede arrojar valores de TIR desde 4.5% hasta 34.2%.

Conectar un proyecto de 20 MW a la red de una distribuidora puede arrojar valores de TIR desde 14% hasta 33.9%.

En base a lo anterior se descartarán los casos de proyección de precio alto WTI por dar valores de TIR demasiado altas, precio bajo WTI por dar TIR negativas y se utilizará la de caso base por ser más conservadora. Además, se utilizarán los resultados con tasa de interés del 10%, costo de O&M de US\$0.03/kWh ya se considera que esto implica mayor compromiso económico.

En la Tabla 34, se muestran los resultados para el caso de la proyección de caso base, tasa de interés del 10% y costo de O&M de US\$ 0.03/kWh.

CASOS	VAN (US\$)	TIR
Venta de 10 MW a distribuidora (46 kV) para caso base de WTI.	8205,916.77	13.5%
Venta de 20 MW a distribuidora (46 kV) para caso base de WTI.	15773,801.74	13.3%
Venta de 10 MW a mercado mayorista (115 kV) para caso base de WTI.	3561,330.71	11.3%
Venta de 20 MW a mercado mayorista (115 kV) para caso base de WTI.	22174,443.21	15.3%

Tabla 34. VAN y TIR para caso base WTI. [Fuente: elaboración propia]

- La TIR del proyecto de 10 MW en San Vicente (DELSUR) es de 13.5%, mientras que si la energía se vende al mercado mayorista es de 11.3%.
- La TIR del proyecto de 20 MW en Chinameca (EEO) es de 13.3%, mientras que si la energía se vende al mercado mayorista es de 15.3%.

Siendo que el valor del VAN es mayor a cero y la TIR para los cuatro casos es mayor que el WACC (10%), significa que con las condiciones aquí consideradas, estos proyectos son rentables.

Con los datos asumidos y calculados en este estudio, conectar una planta directamente a la red de una distribuidora es rentable.

Los generadores en el mercado mayorista tienen experiencia con su operación y funcionamiento. Pero, ya que la rentabilidad de conectarse en 46 kV es muy similar, se podría negociar con el distribuidor y si el generador ya tiene otras plantas conectadas en 115 kV, la podría convenir diversificar el riesgo conectando las próximas plantas en 46 kV.

CAPÍTULO V Procedimiento para conectarse a una red de subtransmisión

5.0 Acceso a las instalaciones de Distribución

Para conectarse a la red propia de un distribuidor tiene que completarse dos solicitudes (véase [Anexo 6 Solicitud de Factibilidad](#) y [Anexo 7 Solicitud de Interconexión](#)), las cuales consideran aspecto de interés de la distribuidora y toma como base el Título III de la Norma Técnica de Interconexión Eléctrica y Acceso de Usuarios Finales a la Red de Transmisión, según el Acuerdo No. 30-E-2011 de SIGET.

A continuación se describe el procedimiento que cualquier generador tiene que seguir para conectarse a la red de subtransmisión.

5.1 Factibilidad

El interesado en interconectarse con las instalaciones del distribuidor, deberá presentar solicitud de factibilidad de acceso al mismo, la cual deberá contener como mínimo la siguiente información:

- a) Nombre o razón social y domicilio del solicitante.
- b) Descripción general de las instalaciones para las que solicita el acceso.
- c) El punto de las instalaciones de distribución para el cual solicita la interconexión.
- d) Declaración de la potencia que inyectará.
- e) Fecha estimada de puesta en operación de la interconexión.
- f) Toda otra información relevante para evaluar la solicitud.

En caso de existir deficiencias en la solicitud de factibilidad de acceso, el distribuidor dentro del plazo máximo de cinco (5) días a partir de la recepción de la misma, comunicará las deficiencias observadas, para que sean subsanadas dentro del plazo máximo de cinco (5) días.

El distribuidor, dentro del plazo máximo de diez (10) días contados a partir de la recepción de la solicitud, comunicará sobre la existencia o no de capacidad de las instalaciones en el punto solicitado.

La resolución que emita el distribuidor respecto de la factibilidad de acceso, no constituye autorización o aval para la interconexión.

Cuando no se disponga de capacidad suficiente, el distribuidor deberá notificar al solicitante dicha circunstancia. La notificación estará acompañada de un informe donde quedará técnicamente justificada dicha incapacidad y alternativas de acceso en otro punto de la red, si fuera posible, o indicar los refuerzos necesarios en la red para eliminar la restricción de acceso en el punto solicitado.

Cuando la resolución sea favorable, el distribuidor notificará al solicitante con la siguiente información:

- a) Parámetros y curvas de coordinación del equipo de protección que se encuentre aguas arriba del punto solicitado.
- b) Corriente de corto circuito en el punto para el cual se solicita la interconexión.
- c) El equivalente y parámetros del circuito al cual pertenece el punto solicitado.
- d) Indicadores globales de calidad del servicio técnico TTIK (Tiempo total acumulado de interrupción por kVA instalado), FMIK (Frecuencia media de interrupción por kVA instalado), SAIDI (índice de duración promedio de interrupción del sistema), SAIFI (índice de frecuencia de interrupción promedio del sistema) del circuito a conectarse.
- e) En caso de ser necesario, el equivalente de la red de distribución con todos los elementos y parámetros necesarios para realizar los estudios correspondientes.
- f) Toda otra información necesaria para realizar los estudios requeridos según el tipo de interconexión (inyección o retiro de potencia).

La información deberá ser entregada en forma impresa y en formato digital, previa suscripción de un convenio de confidencialidad.

La base de datos y el modelo necesarios para realizar los estudios, así como el resto de información antes descrita, será entregada sin costo alguno para el solicitante.

Los estudios requeridos para la interconexión, podrán ser realizados por el solicitante, o a solicitud de éste por el distribuidor o por tercero, previo acuerdo entre las partes.

Dentro del plazo de diez (10) días a partir de la notificación de la factibilidad de acceso, el distribuidor y el solicitante, elaborarán un informe en el que establecen los escenarios de referencia y condiciones de operación que de común acuerdo serán utilizados para realizar los estudios.

El distribuidor al cual se le solicita la interconexión, dentro del plazo máximo de dos (2) días a partir del plazo establecido para la elaboración del informe antes descrito, remitirá a la SIGET copia de dicho informe en forma impresa y digital.

En la Figura 80, se hace una representación del proceso de factibilidad antes descrito.

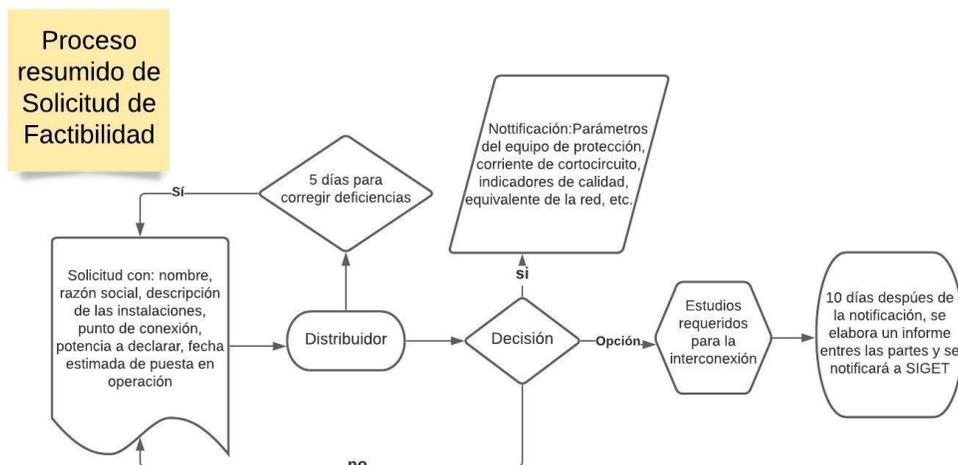


Figura 80. Proceso de solicitud de factibilidad. [Fuente: elaboración propia]

5.2 Solicitud de interconexión

El interesado en interconectarse a las instalaciones del distribuidor, deberá presentar solicitud por escrito al mismo, dicha solicitud deberá estar acompañada de los estudios correspondientes al tipo de interconexión (inyección o retiro de potencia) y la siguiente información:

- a) Copia de la resolución de la factibilidad de la interconexión.
- b) Nombre o razón social, el domicilio legal y la actividad principal del solicitante.
- c) Formulario de solicitud de interconexión, debidamente completado y firmado por un ingeniero electricista.
- d) Copia de los documentos que demuestran la existencia legal de la persona que solicita la interconexión.
- e) Para Participante del Mercado, deberá anexar copia de boleta de inscripción en el Registro de SIGET.
- f) En el caso de personas jurídicas, copias de Documento Único de Identidad (DUI) del Representante Legal o Apoderado.
- g) Declaración de la potencia que inyectará en kVA o kW.
- h) Proyección de la máxima demanda en el punto de interconexión para los próximos 5 años.
- i) Diseño de la instalación en el punto de interconexión y parámetros de los equipos a instalar (reconectador, interruptor, seccionadores, pararrayos, cortacircuitos, transformadores de potencial y corriente, equipos de comunicación, medición, etc.). Se deberá entrega copia del plano en formato digital.
- j) En caso se solicite que la interconexión sea construida por el distribuidor, presentar solicitud de elaboración de presupuesto.
- k) Parámetros del dispositivo de protección y medición.
- l) Fecha estimada para la puesta en operación de la interconexión.
- m) Toda otra información relevante para evaluar la solicitud.

En caso no se cumpla con uno o más de los requisitos antes mencionados y que sean aplicables según el tipo de interconexión (inyección o retiro de potencia), la solicitud y sus anexos serán devueltos al

solicitante, a efectos de que sea completada la información y se presente nuevamente para revisión y análisis del distribuidor.

Cuando el solicitante sea un Participante de Mercado debidamente inscrito en el Registro de SIGET, deberá presentar la documentación que compruebe la propiedad de la infraestructura eléctrica utilizada para la interconexión. Caso contrario, deberá presentar factura de compra de los equipos, materiales y accesorios utilizados.

En el caso del equipo de medición, se deberá presentar constancia de calibración y exactitud realizada por una empresa calificada.

En caso de existir deficiencias en la solicitud de interconexión, el distribuidor dentro del plazo máximo de diez (10) días a partir de la recepción de la solicitud de interconexión, comunicará al solicitante dichas deficiencias, para que éste subsane lo observado. Por su parte, el solicitante de la interconexión dentro del plazo máximo de quince (15) días a partir de la recepción de la notificación del distribuidor, deberá subsanar lo observado.

El solicitante de la interconexión podrá solicitar extensión del plazo antes indicado, cuando las causas en el retraso no sean imputables a éste. El plazo concedido será como máximo de quince (15) días y en no más de dos (2) ocasiones. Transcurrido el plazo sin que sean subsanadas las observaciones, el distribuidor podrá declarar la caducidad del trámite de interconexión.

Recibida la solicitud para la interconexión con todos los estudios e información requerida, el distribuidor dispondrá de treinta (30) días para notificar la aceptación o no de la solicitud.

En el caso de los pequeños generadores, el distribuidor al que se le solicita la interconexión podrá construir, modificar o adecuar toda la infraestructura eléctrica necesaria tal como líneas eléctricas, equipos de seccionamiento y protección, sistema de medición, entre otros, para garantizar el acceso al sistema de distribución. Los costos en los que se incurra por dicha actividad, serán considerados en la determinación del cargo de distribución quinquenal de la próxima revisión tarifaria, de conformidad con las “Normas para la Determinación de los Cargos por el Uso de las Redes de Distribución”, Acuerdo No. 328-E-2006 o el que lo sustituya.

El distribuidor podrá solicitar información adicional, a fin de realizar los estudios que permitan establecer las condiciones de seguridad y operatividad de sus instalaciones. La solicitud de información adicional por parte del distribuidor, deberá estar técnicamente justificada.

La información solicitada deberá ser presentada dentro del plazo máximo de diez (10) días a partir de la recepción del requerimiento del distribuidor. Dicho plazo podrá ser prorrogado cuando el retraso en la entrega de la información no sea imputable al solicitante de la interconexión. El plazo concedido será como máximo de treinta (30) días y en no más de dos (2) ocasiones. Transcurrido el plazo sin que sea recibida la documentación complementaria, el distribuidor podrá declarar sin lugar la solicitud de interconexión.

El distribuidor podrá denegar el acceso a sus instalaciones cuando ello represente un riesgo para la operación o seguridad del sistema, de las instalaciones o de personas, en cuyo caso, deberá notificar al solicitante sobre dicha situación. La notificación de no aceptación de la interconexión, deberá ir

acompañada del respectivo informe, en el cual deberá quedar técnicamente justificada la no aceptación de la interconexión, así como contener las propuestas alternativas de acceso en otro punto de la red de distribución, si ello fuera posible, o los refuerzos necesarios en la red de distribución para superar la restricción de acceso en el punto solicitado.

Una vez obtenida una resolución favorable, el solicitante presentará el programa de ejecución de las obras de interconexión. Dentro del plazo máximo de diez (10) días, el distribuidor notificará al interesado sobre la aceptación o rechazo de dicho programa.

Dentro del plazo máximo de cinco (5) días, el distribuidor, notificará al interesado sobre deficiencias en el programa de ejecución en caso las hubiere, a fin de que éste subsane lo observado.

La documentación para superar las deficiencias en el programa de ejecución deberá ser presentada dentro del plazo máximo de veinte (20) días a partir de la fecha de recepción de la notificación por parte del distribuidor. Cuando las causas en el retraso no sean imputables al solicitante, éste podrá pedir extensión del plazo antes mencionado en dos (2) ocasiones como máximo. El plazo concedido no excederá de diez (10) días. Transcurrido el plazo sin que sea recibida la documentación complementaria, el distribuidor podrá declarar sin lugar la solicitud de interconexión.

La notificación de aceptación del proyecto tendrá una vigencia de sesenta (60) días a partir de la fecha de recepción de la notificación del programa de ejecución. Cuando las causas del retraso no sean imputables al solicitante éste podrá pedir extensión del plazo antes mencionado en dos (2) ocasiones como máximo. El plazo concedido no excederá de treinta (30) días. Transcurrido dicho plazo sin que inicien las obras de interconexión, el distribuidor podrá declarar la terminación del trámite de interconexión.

El contrato de interconexión deberá ser formalizado y suscrito dentro de los sesenta (60) días contados a partir de la fecha en que fue aprobado el acceso al sistema de distribución por parte del distribuidor. Cuando las causas del retraso no sean imputables al solicitante, éste podrá pedir extensión del plazo antes mencionado, en dos (2) ocasiones como máximo. El plazo concedido no excederá de treinta (30) días, Transcurrido dicho plazo el distribuidor podrá declarar la caducidad del trámite.

En la Figura 81, se hace una representación del proceso de solicitud de interconexión antes descrito.

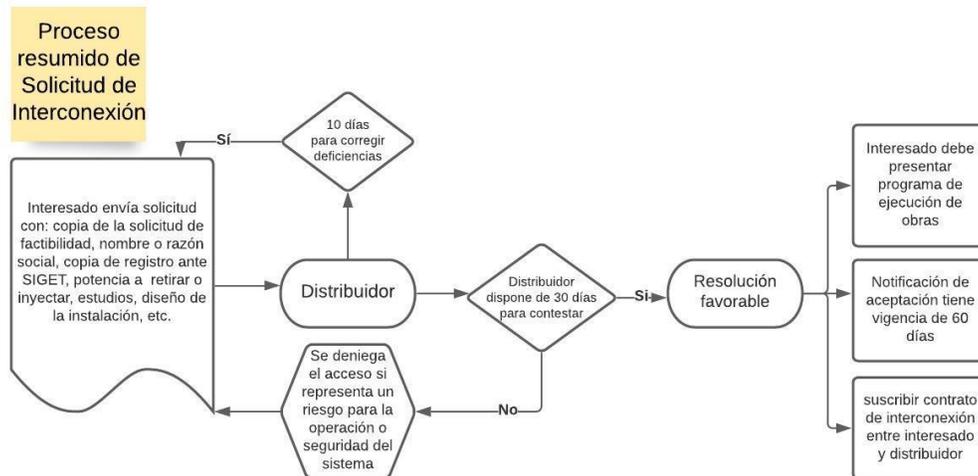


Figura 81. Proceso resumido de Solicitud de Interconexión. [Fuente: elaboración propia]

5.3 Requerimientos generales para los estudios

Los estudios asociados a la interconexión se realizarán para las situaciones y condiciones de operación adversas previsible, las cuales deberán ser acordadas entre el distribuidor y el solicitante.

Los estudios que serán desarrollados por el solicitante tienen que ser realizados para la condición actual y para la condición que incluya el nuevo punto de interconexión.

- a) Evaluar el impacto de la interconexión solicitada sobre las instalaciones existentes, identificando los equipos que deberá ser sustituidos o instalados por el solicitante.
- b) Evaluar los requerimientos de equipos de protección, seccionamiento y control para obtener una operación segura y confiable de las instalaciones.
- c) Evaluar los requerimientos en materia de filtros de armónicas, con el fin de reducir o controlar el flujo de las corrientes armónicas hacia la red de distribución, en caso se superen los niveles máximos admisibles en las Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución.
- d) Evaluar el impacto de la interconexión solicitada, sobre el perfil de tensión en el punto de interconexión.

Dependiendo del tipo de interconexión (retiro o inyección de potencia), se deberán analizar específicamente los aspectos siguientes:

- a) Los cambios en los niveles de corrientes de cortocircuito y otros factores que vuelvan no adecuado el equipo existente.
- b) El adecuado funcionamiento del sistema de protección en el punto de interconexión.
- c) Los niveles del contenido armónico inyectado a la red, verificando que no superen los niveles máximos establecidos en las Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución.

5.4 Estudios para la interconexión de generadores en las instalaciones de distribución

El solicitante deberá identificar, de común acuerdo con el distribuidor los escenarios de referencia para los estudios.

Los estudios estarán orientados a verificar que la interconexión con el generador, no producirá efectos adversos en el sistema de distribución y en caso de producirlos, se deberán evaluar las medidas de mitigación a ejecutar.

Los estudios que serán desarrollados por el solicitante o quien éste designe, tienen que ser realizados para la condición actual y para la condición que incluya el nuevo punto de interconexión, con el fin de:

- a) Evaluar el impacto de la interconexión del generador en la red de distribución, identificando los equipos que deberán ser sustituidos o instalados, a fin de mantener la estabilidad y seguridad del sistema.
- b) Evaluar los requerimientos de equipos de protección, seccionamiento y control para obtener una operación segura y confiable de las instalaciones.
- c) Evaluar los requerimientos en materia de filtros de armónicas, con el fin de reducir o controlar el flujo de las corrientes armónicas hacia la red de distribución, en caso se superen los niveles máximos admisibles en las Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución.
- d) Definir los ajustes de los equipos de regulación de tensión instalados en la red de distribución.
- e) Definir los ajustes de los equipos de protección, existentes o a instalar en la red de distribución.

Los estudios presentados por el solicitante deberán considerar los aspectos siguientes:

- a) Los cambios en los niveles de corrientes de cortocircuito u otros factores que vuelvan no adecuado el equipo existente.
- b) El adecuado funcionamiento del sistema de protección en el punto de interconexión.
- c) En caso de existir, los niveles de contenido armónico introducidos en la red de distribución, verificando el cumplimiento de los niveles máximos establecidos en las Normas de Calidad de Servicio de los Sistemas de Distribución emitidas por la SIGET.
- d) Capacidad de líneas de distribución, equipos de protección y seccionamiento instalados.
- e) Niveles de tensión producidos por efecto de la entrada en operación del generador.
- f) Flujo de potencia en las horas de mínima demanda.

A continuación se enumeran los posibles estudios a realizar para interconectarse a las instalaciones del distribuidor:

- a) Estudio de flujo de carga.
- b) Estudio de cortocircuito.
- c) Estudio de coordinación de protecciones.
- d) Estudio de transitorio electromagnético.
- e) Estudio de estabilidad transitoria.

El distribuidor y el solicitante de la interconexión, analizarán y acordarán, los estudios a efectuar en función del impacto que podría generar la nueva instalación en la red de distribución.

Dichos estudios serán documentados y presentados en un informe técnico que acompañará a la solicitud de interconexión y deberán contener los resultados, conclusiones y recomendaciones, incluyendo:

- a) Escenarios e hipótesis aplicadas a los estudios.
- b) Datos, parámetros y modelos utilizados.
- c) Detalle de las características técnicas, planos y esquemas de las instalaciones del generador y del punto de interconexión.
- d) Variación de la condición de operación actual como resultado de la conexión del generador.
- e) Medidas de mitigación e inversiones a realizar a causa de la interconexión del generador.
- f) Toda información relevante del estudio.

En la Figura 82, se subraya la necesidad que el solicitante considere todos los aspectos para los estudios.

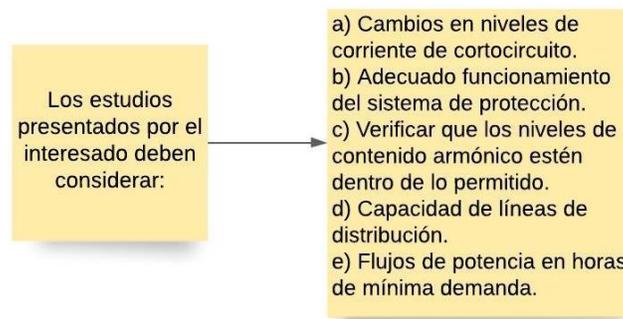


Figura 82. Condición para los estudios. [Fuente: elaboración propia]

En la Figura 83, se representa la mayoría de estudios que son necesarios para interconectarse a las instalaciones del distribuidor.

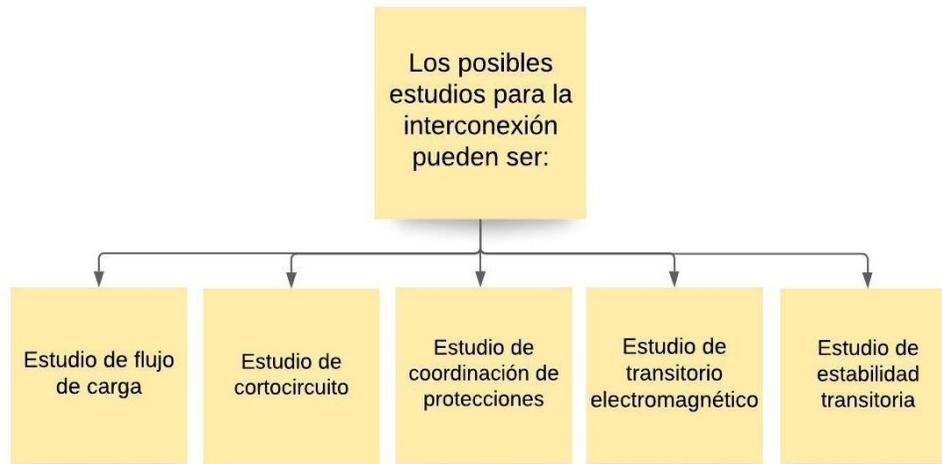


Figura 83. Estudios a realizar para interconectarse. [Fuente: elaboración propia]

5.5 Aprobación de la solicitud de interconexión a las instalaciones de distribución

Una vez recibida la solicitud de interconexión, el distribuidor procederá con la revisión de los estudios presentados por el solicitante, para lo cual deberá verificar que:

- a) La información proporcionada sea completa, y que los programas de simulación empleados en los estudios sean adecuados para tal fin.
- b) Los escenarios analizados sean los acordados entre el distribuidor y el solicitante, de conformidad con el punto de interconexión.
- c) Los resultados obtenidos reflejen debidamente el comportamiento del sistema y las consecuencias sobre el mismo a causa de la nueva interconexión.

En el caso que el distribuidor detecte la existencia de aspectos incorrectos o no contemplados en los estudios, en el diseño de las instalaciones de interconexión o características técnicas de los equipos propuestos, dichas circunstancias se harán del conocimiento del solicitante a fin de que subsane lo observado dentro del plazo de treinta (30) días, en cuyo caso se devolverá la información remitida.

El solicitante podrá pedir ampliación del plazo antes mencionado, cuando las causas en el retraso no sean imputables a éste. El plazo concedido será como máximo de treinta (30) días y en no más de dos (2) ocasiones. Si transcurrido dicho plazo no se han subsanado los señalamientos, el distribuidor podrá declarar sin lugar la solicitud.

El distribuidor aprobará la solicitud cuando los resultados de los estudios demuestren que las instalaciones a interconectar no representan un peligro para la operación o seguridad del sistema, de las instalaciones o personas.

En el caso que la interconexión se realice en la subestación del distribuidor, en la notificación de la aprobación de la solicitud de interconexión el distribuidor deberá comunicar al solicitante, que el espacio físico para realizar la interconexión, se reservará hasta la fecha programada de entrada en

operación de la obra de interconexión. El plazo de dicha reservación podrá prorrogarse a requerimiento del solicitante, por causa debidamente justificada y en no más de dos (2) oportunidades y por un período total no mayor de sesenta (60) días.

5.6 Condiciones contractuales generales

El contrato de interconexión deberá ser formalizado y suscrito dentro de los sesenta (60) días de haber sido aprobado el acceso al sistema de distribución por parte del distribuidor. El solicitante podrá solicitar extensión del plazo antes mencionado, cuando las causas en el retraso no sean imputables a éste. El plazo concedido será como máximo de treinta (30) días y en no más de dos (2) ocasiones. Transcurrido tal plazo el distribuidor podrá declarar la terminación del trámite de interconexión.

El contrato de interconexión deberá contener los elementos mínimos detallados en el presente capítulo. Sin embargo, las partes involucradas en la interconexión podrán agregar de mutuo acuerdo, los elementos adicionales que consideren pertinentes.

El contrato de interconexión deberá contener como mínimo los elementos siguientes:

- a) Fecha de habilitación de la interconexión requerida por el solicitante.
- b) Ubicación del punto de interconexión con el sistema de distribución.
- c) Descripción y características técnicas de las instalaciones y equipos del solicitante, en el punto de interconexión con el sistema de distribución.
- d) Descripción de las instalaciones del distribuidor que se utilizará para la interconexión.
- e) Responsabilidades de cada una de las partes en la operación y el mantenimiento de las instalaciones pertenecientes a la interconexión.
- f) Condiciones de acceso a las instalaciones de cada una de las partes, para su operación y mantenimiento.
- g) Determinación de la conexión física que servirá de límite entre las instalaciones de las partes.
- h) En los casos que aplique, el pago correspondiente al arrendamiento de espacio e infraestructura en las instalaciones del distribuidor conforme el requerimiento del solicitante.
- i) Límite de responsabilidad de las partes.
- j) Responsabilidades de cada una de las partes ante interrupciones y daños a los equipos o instalaciones de terceros.
- k) Compensación por energía no suministrada.
- l) Procedimiento, plazos y forma de intercambio de información, de al menos los siguientes aspectos: interrupciones programadas, interrupciones por casos fortuitos o de fuerza mayor, otras interrupciones que afecten la interconexión, resultados de inspecciones a las instalaciones de la interconexión, pruebas efectuadas al sistema de medición.
- m) Responsabilidad por bajo factor de potencia.
- n) En los casos que aplique, la metodología de ajuste de precios de arrendamiento de instalaciones y periodicidad de aplicación.
- o) Período de revisión y auditoría de los equipos que forman parte de la interconexión.
- p) Formas de terminación anticipada del contrato.

5.7 Caso de estudio para interconexión a red de distribución

En el Estudio de Interconexión a la Red MT DELSUR, se muestra lo realizado para conectar un generador de 850 kW a nivel de 13.2 kV. El objetivo de ese estudio es evaluar la factibilidad técnica

de incorporar la nueva generación al sistema de distribución de DELSUR de El Salvador, sin que esto origine situaciones de operación adversas en la red. (DELSUR, 2020).

Se realizan análisis de Flujo de carga, Cortocircuito, Coordinación de Protecciones y Estabilidad Transitoria. En la Figura 84, se muestra el diagrama unifilar de conexión a la red.

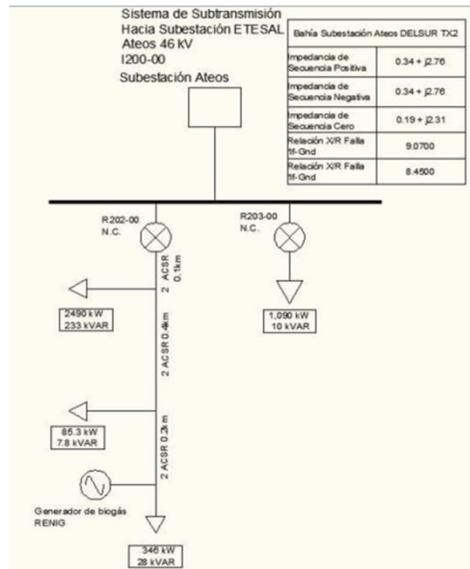


Figura 84. Diagrama unifilar conexión a subestación. [Fuente: DELSUR]

Se evaluaron las condiciones previstas de funcionamiento del sistema, a través del cálculo de flujos de potencia, verificando los perfiles de tensión y eventuales saturaciones del transporte. El estudio se completa con la evaluación de los niveles de cortocircuito en condiciones críticas y las verificaciones dinámicas requeridas para completar las siguientes fases:

- Flujo de carga**
Con este estudio es posible examinar los niveles de tensión en la red de distribución, cargabilidad de líneas y equipos, así como verificar la idoneidad de los ajustes de tomas en transformadores. Se modeló el escenario de demanda para representar las condiciones de operación efectuando simulaciones de flujo de carga para el caso base y el caso de inyección máxima por parte de la nueva planta.
- Cortocircuito**
Tiene por objetivo conocer la variación en los niveles de corriente de cortocircuito en la red de distribución debido a la conexión de la nueva generación y verificar la capacidad de los equipos para soportar e interrumpir –en el caso de interruptores- dicha corriente. Además, es posible conocer los niveles de sobretensión ocasionados por las fallas monofásicas. Se calcularon los niveles de corriente de cortocircuito máximos en fallas trifásicas y monofásicas para el caso base y el caso de inyección máxima por parte de la nueva planta.
- Coordinación de Protecciones**
En este estudio se evalúa la capacidad del esquema de protecciones para continuar cumpliendo con los principios de fiabilidad, seguridad, selectividad y rapidez luego de la conexión de la nueva generación. Se evaluó el modelo con el fin de definir el tipo de

protección más adecuado para el punto de interconexión de forma tal que esta coordine con las protecciones relevantes de la red de distribución y también con las asociadas al generador.

Se consideraron todas las especificaciones técnicas del generador, del transformador, de la línea de 13.2 kV (incluyendo el conductor). Se calculó el equivalente de Thevenin y corrientes de cortocircuito.

El estudio de Cortocircuito se llevó a cabo bajo la norma IEC 60909(2001)²⁷ “ Corriente de cortocircuito para sistemas trifásicos en corriente alterna”, para el escenario de generación y cortocircuitos trifásico, bifásico y monofásico a tierra para el punto de interconexión a 13.2 kV y para la barra de 480 V.

En cuanto a los dispositivos utilizados para la coordinación de protecciones, estos deberán ser capaces de: operar correctamente, aislar la falla lo más rápido posible, poseer una buena selectividad, adaptarse a las condiciones cambiantes del sistema, requerir el mínimo mantenimiento, poseer facilidad de pruebas, poseer máxima capacidad y mínimo costo y simplicidad.

El estudio de Eventos Transitorios se llevó a cabo en DigSILENT Power Factory a través de la simulación de una falla trifásica de 3,616 A con inicio en un tiempo de 100 ms.

Parte de las conclusiones:

- a) Se comprobó que los niveles de tensión en la red de distribución de DELSUR se mantienen dentro de lo exigido por el acuerdo 192-E-2004 para cualquier valor de inyección del generador. En los escenarios descritos en el flujo de cargas no existen sobrecargas en líneas o equipos de la red de distribución debido a la conexión del generador.
- b) La planta operara con factor de potencia 0.9, inyectando reactivos a red. Al estar en operación la red no se ve afectada por tensiones superiores o inferiores a las establecidas por norma ($\pm 5\%$).
- c) En los eventos de energización y salida de la planta, y hueco de tensión, no sufre ninguna sobretensión fuera de norma en la red de distribución.
- d) Se comprobó que no existen transgresiones a los niveles permisibles de corriente de corta duración para las líneas y equipos de la red de DELSUR y que los equipos de protección poseen la capacidad adecuada para los niveles de corriente de cortocircuito presentes en la red de distribución luego de la conexión del generador.
- e) De acuerdo al nivel de cortocircuito en el lado de baja tensión, se recomienda utilizar protecciones no menores de 35 kA.

²⁷ Comisión Electrotécnica Internacional (IEC)

Conclusiones y Recomendaciones

1. Debido a las licitaciones que ha llevado a cabo el CNE y al impulso de otros generadores, a diciembre de 2019 en el país se contaba con una capacidad instalada de 194 MW fotovoltaicos, 293 MW de biomasa, en proceso 54 MW eólicos y 378 MW de gas natural. Sin olvidar que el Grupo AES tiene 100 MW fotovoltaicos y 6 MW de biomasa conectados en su propia red de distribución. Entonces la mayor presencia de generadores vuelve más competitivo el mercado de electricidad.
2. Considerando que el crecimiento de la demanda anual es del 1%, entonces todos los generadores pelean por una porción del pastel y los más eficientes pueden permanecer más tiempo en el mercado y mejorar sus ingresos.
3. La primera alternativa para nuevas plantas es la de inyectar su electricidad en el mercado mayorista, pero se pueden analizar otras alternativas, como conectarse directamente a una red de subtransmisión, para lo cual se cambia el modelo de negocio ya que se deja de vender al mercado mayorista y por lo mismo se vuelve necesario analizar las ventajas técnicas y económicas correspondientes.
4. La conexión directa a una red de subtransmisión de un distribuidor, implica estar más cerca de la demanda, tener equipos para operar en redes de 23 o 46 kV, probablemente montar circuitos dedicados a subestaciones más retiradas del punto de producción de electricidad y negociar directamente con los distribuidores.
5. La planta geotérmica que se montará en Chinameca, puede conectarse directamente con EEO en 46 kV. Para lo cual será necesario realizar la inversión correspondiente en fortalecer el circuito y la subestación. De hecho, en el peor de los casos, se puede instalar un circuito dedicado desde Chinameca hasta la subestación en San Miguel (27 km). En tal sentido y considerando costos de construcción del circuito de 46 kV, mejoras a la subestación, costo de estudios para interconectarse y el costo de la planta, se estima una inversión de aproximadamente US\$ 39,947,680.84
6. La planta geotérmica a montar en San Vicente, puede conectarse a la subestación de San Vicente (23 kV) o conectarse con la red que opera DELSUR en la Carretera Panamericana (46 kV). En ambos casos se estima una distancia de 10 km. En tal sentido y considerando costos de construcción del circuito de 46 kV, mejoras a la subestación, costo de estudios para interconectarse y el costo de la planta, se estima una inversión de aproximadamente US\$ 80,400,861.67
7. Tomando como referencia una proyección del West Texas Intermediate (WTI), realizada por la Administración de Información de Energía de los Estados Unidos (EIA), la cual tiene un caso base de referencia, otro para precio alto del WTI y otra para precio bajo del WTI. Se estableció una correlación entre el WTI y el MRS. Para luego elaborar una proyección del MRS por 30 años. De la misma manera se estableció una correlación entre el MRS y el PET. De esta manera se obtuvieron tres escenarios de MRS y tres escenarios de PET. Estos precios son los utilizados para valorar la energía de las plantas generadoras conectadas en redes de subtransmisión.
8. Se elaboraron varios escenarios para comparar la rentabilidad de conectarse en 46 kV y en 115 kV. Con el propósito de ver la ventaja de una o de la otra. En todas ellas se consideraron que el financiamiento es del 70%, una tasa de interés entre el 6 al 10%, la tasa de inflación del 1%, el WACC de 10%, depreciación lineal por 20 años, tasa de impuestos del 30%, declinación en

- el recurso geotérmico del 1% por cada año, período de vida útil del proyecto de 30 años y el costo de Operación y Mantenimiento entre US\$ 0.01 a US\$ 0.03/MWh.
9. La TIR del proyecto de 10 MW en San Vicente (conectado a la red de DELSUR) es de 13.5%, mientras que si la energía se vende al mercado mayorista es de 11.3%. La TIR del proyecto de 20 MW en Chinameca (conectado a la red de EEO) es de 13.3%, mientras que si la energía se vende al mercado mayorista es de 15.3%. Con estos datos asumidos y calculados en este estudio, conectar una planta directamente a la red de una distribuidora es rentable.
 10. Los generadores existentes y que operan en el mercado mayorista tienen experiencia con su operación y funcionamiento. Pero, ya que la rentabilidad de conectarse en 46 kV es muy similar a la de un proyecto en 115 kV, se podría negociar con el distribuidor y si el generador ya tiene otras plantas conectadas en 115 kV, le podría convenir diversificar el riesgo conectando las próximas plantas en 46 kV.
 11. Un distribuidor tal como DELSUR y EEO, les puede convenir tener conectado un generador geotérmico en su respectiva red de subtransmisión; ya que por las características técnicas de la generación geotérmica, pueden llegar a tener un factor de utilización que supera el 85%. El cual es el valor más alto comparado a otros generadores como por ejemplo las plantas térmicas (51%), fotovoltaicas (19%), hidroeléctricas (30%). Por tanto, esta ventaja puede y debe ofrecerse en un proceso de negociación, porque mejoraría las pérdidas de transmisión hacia la demanda. Vale comentar que como un valor agregado, se podría aprovechar el recurso geotérmico en lo que se conoce como “usos directos” y poner al servicio de los agricultores cercanos al sitio de ubicación de la planta, proyectos en mediana o baja entalpía como secadores de café, de cacao, pasteurización de leche, cultivo de tilapias, deshidratación de frutas, etc.
 12. Para el caso de conectarse a la red de la distribuidora es necesario seguir los pasos indicados bajo el Título III de la Norma Técnica de Interconexión Eléctrica y Acceso de Usuarios Finales a la Red de Transmisión, según el Acuerdo No. 30-E-2011 de SIGET. Pero, también se necesita completar los formularios (con toda la información correspondiente) que las distribuidoras piden y que se llaman Solicitud de Factibilidad y Solicitud de Interconexión.
 13. La Solicitud de Factibilidad debe contener como mínimo el nombre o razón social del solicitante, descripción general del proyecto de generación, el punto de interconexión que solicita, declaración de la potencia a inyectar, fecha estimada de puesta en operación del proyecto, etc.
 14. Si en el punto solicitado no dispone de capacidad suficiente, el distribuidor notificará al solicitante de la incapacidad y alternativas de acceso en otro punto de la red o indicar los refuerzos necesarios en la red para eliminar la restricción de acceso.
 15. Cuando se tenga notificación favorable, el interesado deberá enviar al distribuidor los parámetros y curvas de protección que se encuentre aguas arriba del punto solicitado, corriente de cortocircuito en el punto solicitado, indicadores de calidad TTIK, FMIK, SAIDI, SAIDI, etc.
 16. La Solicitud de Factibilidad puede llegar a costar US\$ US\$ 1,125.00 más IVA.
 17. Para la solicitud de interconexión debe presentarse los estudios correspondientes al impacto de la interconexión solicitada sobre las instalaciones existentes, evaluar los requerimientos de equipos de protección, seccionamiento y control, evaluar los requerimiento en materia de filtros

de armónicas que no superen los niveles máximos establecidos en las normas de calidad, cambios en los niveles de corrientes de cortocircuito, etc.

18. Para la Solicitud de Interconexión, el interesado debe inscribirse en el Registro de SIGET, presentar una copia al distribuidor, contar con un ingeniero electricista a cargo de la obra (nombre, firma y carné acreditado), además la solicitud puede llegar a costar US\$5,400.00 más IVA.
19. En este estudio no se abordó el tema de los permisos que exige el Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales, por lo cual el generador interesado tendrá que indagar lo correspondiente e incluir tales costos en la evaluación.

Bibliografía

- AES. (4 de diciembre de 2020). *Grupo AES*. Recuperado el 3 de enero de 2021, de AES El Salvador: <http://www.aes-elsalvador.com/generacion/>
- AL. (2007). *Ley de Incentivos Fiscales para el Fomento de las Energías Renovables en la Generación de Electricidad*. San Salvador: Asamblea Legislativa.
- BM. (2012). *Como planificar y financiar la generación de electricidad (ESMAP)*. Washington: Banco Mundial.
- BM. (2016). *Análisis Comparativo de Estrategias para la Mitigación del Riesgo Asociado a los Recursos Geotérmicos (ESMAP)*. Washington: Banco Mundial.
- Brealey, M. (2009). *Principio de Finanzas Corporativas*. San Francisco: McGraw Hill.
- Cengel. (2015). *Termodinámica*. Mexico: McGraw Hill.
- CEPAL. (2019). *Evaluación e implementación de proyectos pilotos de biodigestores en El Salvador*. Ciudad de México: CEPAL.
- Chapman, S. (2012). *Máquinas Eléctricas*. México: McGraw-Hill.
- Chavarría, J. (2020). *Prototype for Making Candles and Milk Pasteurization in El Salvador (Direct Use of Geothermal)*. Reykjavik, Iceland: Proceedings World Geothermal Congress 2020+1.
- CNE. (2017). *Rendición de Cuentas*. San Salvador: CNE.
- CNE. (1 de octubre de 2019). *Consejo Nacional de Electricidad*. Recuperado el 3 de enero de 2021, de CNE: <https://www.cne.gob.sv/?itrans-slider=el-salvador-contara-con-un-parque-eolico-unico-en-la-region-centroamericana>
- DELSUR. (2020). *Estudio de conexión a la red MT*. Santa Tecla: DELSUR.
- DiPippo. (2007). *Geothermal Power Plants*. Massachusetts: McGraw Hill.
- EIA. (2020). *Annual Energy Outlook 2020 with Projection to 2050*. Washington: US Energy Information Administration.
- Energía. (4 de diciembre de 2020). *Energía del Pacífico*. Recuperado el 3 de enero de 2021, de [energiadelpacifico: http://www.energiadelpacifico.com/pressreleases.html](http://www.energiadelpacifico.com/pressreleases.html)
- FAO. (2015). *Uses of geothermal energy in food and agriculture*. Rome: Food and Agriculture Organization of the United Nations.
- Hochstein, M. (1990). *Classification and assessment of geothermal resources*. Rome: University of Auckland.
- IRENA. (2017). *Geothermal Power Technology Brief*. Abu Dhabi: IRENA.

- Jovel, H. G. (2013). *Análisis de proyectos de generación distribuida solar fotovoltaicas y pequeñas centrales hidroeléctricas, para aplicar al mecanismo de medidas de mitigación adecuadas a cada país (NAMAS)*. San Salvador: UDB.
- MARN. (2010). *Programa Nacional Para el Manejo Integral de los Desechos Sólidos*. San Salvador: MARN.
- Neoen. (4 de diciembre de 2020). *Neoen*. Recuperado el 3 de enero de 2021, de Neoen: <https://www.neoen.com/var/fichiers/1607070155-20201204-albireo-el-salvador-mr.pdf>
- SIGET. (2000). *Normas Técnicas de Diseño, Seguridad y Operación de las Instalaciones de Distribución, SIGET No. 29-E-2000*. San Salvador: SIGET.
- SIGET. (2011). *Metodología de Traslado de los Precios Ajustados de la Energía Eléctrica de los Usuarios Finales SIGET No. 495-E-2011*. San Salvador: SIGET.
- SIGET. (2011). *Norma Técnica de Interconexión Eléctrica y Acceso de Usuarios Finales a la Red de Transmisión, SIGET No. 30-E-2011*. San Salvador: SIGET.
- SIGET. (2019). *Boletín de Estadísticas Eléctricas*. San Salvador: SIGET.
- UT. (1 de enero de 1999). *Unidad de Transacciones*. Recuperado el 10 de enero de 2021, de UT: <https://www.ut.com.sv/programacion-diaria1>
- UT. (2019). *Estudio de impacto en la reserva rodante operativa por la inclusión de unidades generadoras renovables no convencionales en el sistema*. San Salvador: UT.
- UT. (1 de marzo de 2019). *Unidad de Transacciones*. Recuperado el 3 de enero de 2021, de Unidad de Transacciones: <https://www.ut.com.sv/reglamento>

Anexos

Anexo 1. Notificación de CAESS sobre nuevo circuito de 46 kV

Anexo 2. Preguntas para AES

Anexo 3. Diagrama Unifilar San Miguel

Anexo 4. Preguntas para DELSUR

Anexo 5. Reunión con DELSUR

Anexo 6. Solicitud de Factibilidad

Anexo 7. Solicitud de Interconexión

Anexo 8. Cuadros de rentabilidad

Anexo 1. Notificación de CAESS sobre nuevo circuito de 46 kV.

CAESS invierte más de US\$ 1 millón en nuevo circuito eléctrico para 35 municipios.

[https://www.dinero.com.sv/es/empresarial/caess-invierte-m%C3%A1s-de-us\\$-1-mill%C3%B3n-en-nuevo-circuito-el%C3%A9ctrico-para-35-municipios.html](https://www.dinero.com.sv/es/empresarial/caess-invierte-m%C3%A1s-de-us$-1-mill%C3%B3n-en-nuevo-circuito-el%C3%A9ctrico-para-35-municipios.html)



La nueva línea posee un voltaje 46 mil voltios y una extensión de 10 kilómetros de largo; y brindará un mejor servicio a más de 30 mil clientes

CAESS, una empresa de AES El Salvador, invirtió más de US\$1 millón en la construcción de un nuevo circuito eléctrico para beneficiar a 35 municipios en la zona norte del país. La nueva red conectará las subestaciones de distribución energética El Coyolito y Aguilares, ubicadas en los municipios de Tejutla y Aguilares respectivamente, y beneficiará con una mejor calidad en el servicio a más de 30 mil clientes.

“Estos trabajos nos permitirá mejorar la confiabilidad del servicio eléctrico en el departamento de Chalatenango y algunos municipios de la zona norte de San Salvador. La nueva red enlazará dos subestaciones de distribución, lo cual permitirá transferir carga de una a otra en caso de alguna falla o mantenimiento” explicó Alejandro Palacios, supervisor de construcción de CAESS.

CAESS aumentará el voltaje de 23 Kv a 46 Kv, lo que garantiza una mayor estabilidad del suministro eléctrico en 32 municipios de Chalatenango y tres en San Salvador.

Para la construcción de la nueva línea fueron colocados 242 postes de 60 pies de altura, lo que garantiza que el cableado este por arriba de los árboles en la zona para evitar accidentes eléctricos producidos por el contacto con sus ramas. Asimismo, se instalaron 33 mil metros de cable con mayor grosor para mejorar la resistencia y la durabilidad de la línea.

Durante el primer semestre de 2018, CAESS ejecutó 2.5 de los 10 millones de dólares que planea invertir durante el año para construir nuevos circuitos y modernizar la red de distribución eléctrica de los departamentos de San Salvador, Cabañas, Cuscatlán y Chalatenango.

Ing. Oscar Yanes

Jefe de Operaciones de la red

Grupo AES

Estimado Señor,

Mi nombre es **Jaime Chavarría**, soy egresado de la **Maestría en Gestión de Energías Renovables de la Universidad Don Bosco**. Actualmente estoy llevando a cabo mi tema de graduación, el cual es “Análisis de Factibilidad Técnico Económica para Conectar Nuevas Plantas Geotérmicas a las Redes de Empresas Distribuidoras”.

El objetivo de este trabajo es: Evaluar la factibilidad técnico económico de conectar nuevas plantas geotérmicas a las redes de subtransmisión de las Empresas Distribuidoras. Vale decir que este es un estudio teórico que al ser completado será compartido con la comunidad universitaria.

Se conoce que se están desarrollando los campos geotérmicos de Chinameca y San Vicente y en los siguientes años se podrán instalar plantas generadoras en dichos lugares. Particularmente se estima que se instalará una planta generadora en Chinameca con una capacidad de 20 MW. Las coordenadas del lugar es: Lat. 13.488194 y Long. -88.347650

En base a lo anterior, solicitamos sus buenos oficios para que nos puedan compartir, explicar o comentar:

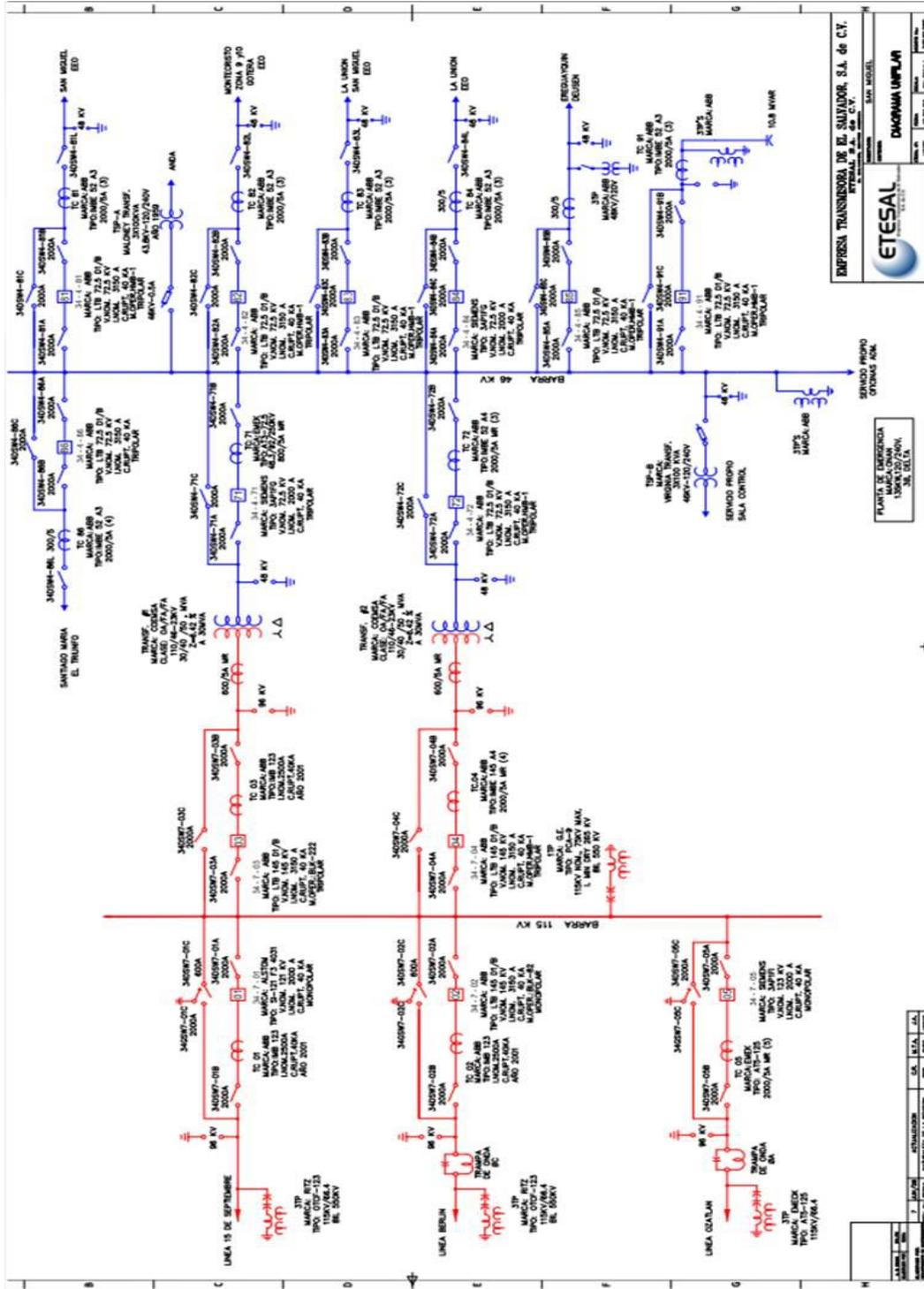
1. ¿Cuánta es la capacidad técnica de la subestación y redes cercanas al lugar de montaje de la planta geotérmica de Chinameca?
2. ¿Tiene la subestación y red capacidad para absorber una potencia adicional de 20 MW?
3. Si la respuesta a la pregunta anterior es negativa, por favor describir en términos generales ¿en qué consistirían los trabajos a realizar en la subestación y en la red para admitir la potencia adicional de 20 MW?
4. ¿Cuánto sería el costo estimado para repotenciar la subestación y la red correspondiente?
5. ¿Realizar esa repotenciación, representaría una mejora significativa en la calidad del servicio que actualmente se ofrece en la red cercana a la planta? Si la respuesta es afirmativa, ¿en qué consistirían esas mejoras?
6. ¿Cuál es el perfil de demanda de potencia actual en el circuito, ya sea semanal o mensual?
7. ¿Cuánto es el estimado de crecimiento de la demanda en la zona que atiende EEO?

8. ¿Es posible tener un diagrama ya sea unifilar o sobre mapa georreferenciado, de manera aproximada, del circuito más cercano a Chinameca al cual se podría conectar esta nueva planta geotérmica?
9. ¿Cuánto es valor de las pérdidas actuales de distribución y subtransmisión en la red correspondiente?
10. ¿Cuáles son los pasos y cuáles son los costos estimados para llevar a cabo los trámites de conectarse a la red de subtransmisión?
11. Adicionalmente al costo de repotenciar la subestación, redes y para llevar a cabo los trámites de conexión, ¿existen otros costos o aspectos relevantes a considerar para la interconexión a su red?
12. ¿Tendría interés Grupo AES de contar con un generador geotérmico dedicado en la zona de Chinameca?

Mucho apreciaremos su valiosa ayuda y colaboración.

Quedamos atentos a su respuesta, la cual puede hacer llegar al correo: Jaime_cuadra@hotmail.com

Anexo 3. Diagrama Unifilar San Miguel



Anexo 4. Preguntas para DELSUR

San Salvador, 24 de noviembre de 2020

Ing. Fernando Manuel Godoy

Jefe Unidad de Planificación Técnica

DELSUR

Estimado Señor,

Mi nombre es **Jaime Chavarría**, soy egresado de la **Maestría en Gestión de Energías Renovables de la Universidad Don Bosco**. Actualmente estoy llevando a cabo mi tema de graduación, el cual es “Análisis de Factibilidad Técnico Económica para Conectar Nuevas Plantas Geotérmicas a las Redes de Empresas Distribuidoras”.

El objetivo de este trabajo es: Evaluar la factibilidad técnico económico de conectar nuevas plantas geotérmicas a las redes de subtransmisión de las Empresas Distribuidoras. Vale decir que este es un estudio teórico que al ser completado será compartido con la comunidad universitaria.

Se conoce que se están desarrollando los campos geotérmicos de Chinameca y San Vicente y en los siguientes años se podrán instalar plantas generadoras en dichos lugares. Particularmente se estima que se instalará una planta generadora en San Vicente una capacidad de 10 MW. Las coordenadas del lugar es: Lat. 13.626968 y Long. -88.843986

En base a lo anterior, solicitamos sus buenos oficios para que nos puedan compartir, explicar o comentar:

1. ¿Cuánta es la capacidad técnica de la subestación y redes cercanas al lugar de montaje de la planta geotérmica de San Vicente?
2. ¿Tiene la subestación y red capacidad para absorber una potencia adicional de 10 MW?
3. Si la respuesta a la pregunta anterior es negativa, por favor describir en términos generales ¿en qué consistirían los trabajos a realizar en la subestación y en la red para admitir la potencia adicional de 10 MW?
4. ¿Cuánto sería el costo estimado para repotenciar la subestación y la red correspondiente?
5. ¿Realizar esa repotenciación, representaría una mejora significativa en la calidad del servicio que actualmente se ofrece en la red cercana a la planta? Si la respuesta es afirmativa, ¿en qué consistirían esas mejoras?
6. ¿Cuál es el perfil de demanda de potencia actual en el circuito, ya sea semanal o mensual?
7. ¿Cuánto es el estimado de crecimiento de la demanda en la zona que atiende DELSUR?

8. ¿Es posible tener un diagrama ya sea unifilar o sobre mapa georreferenciado, de manera aproximada, del circuito más cercano a San Vicente al cual se podría conectar esta nueva planta geotérmica?
9. ¿Cuánto es valor de las pérdidas actuales de distribución y subtransmisión en la red correspondiente?
10. ¿Cuáles son los pasos y cuáles son los costos estimados para llevar a cabo los trámites de conectarse a la red de subtransmisión?
11. Adicionalmente al costo de repotenciar la subestación, redes y para llevar a cabo los trámites de conexión, ¿existen otros costos o aspectos relevantes a considerar para la interconexión a su red?
12. ¿Tendría interés DELSUR de contar con un generador geotérmico dedicado en la zona de San Vicente?

Mucho apreciaremos su valiosa ayuda y colaboración.

Quedamos atentos a su respuesta, la cual puede hacer llegar al correo: Jaime_cuadra@hotmail.com

Respuestas por parte de Ing. Godoy:

1. ¿Cuánta es la capacidad técnica de la subestación y redes cercanas al lugar de montaje de la planta geotérmica de San Vicente?
 - a) Respuesta: en San Vicente se tiene 19 MW de consumo.
2. ¿Tiene la subestación y red capacidad para absorber una potencia adicional de 10 MW?
 - a) Respuesta: Si.
 - b) Tomar en cuenta que actualmente se tienen conectados generadores fotovoltaicos que aportan 17 MW y 4 MW proviene del Ingenio Azucarero (biomasa).
3. Si la respuesta a la pregunta anterior es negativa, por favor describir en términos generales ¿en qué consistirían los trabajos a realizar en la subestación y en la red para admitir la potencia adicional de 10 MW?
4. ¿Cuánto sería el costo estimado para repotenciar la subestación y la red correspondiente?
 - a) Respuesta: Depende de la distancia desde la ubicación de la planta hasta el sitio de conexión. El costo podría rondar US\$ 200 a 300 mil y deberá ser aportado por el Desarrollador del Proyecto.
 - b) El punto de conexión puede ser el circuito cercano a Tepetitán (sobre la carretera panamericana) que es de 46 kV.
 - c) La subestación en la ciudad de San Vicente es de 23 kV.
 - d) Los trabajos en la subestación de San Vicente pueden costar entre 75 y 150 mil.
 - e) Para los trabajos de la línea (dependerá del calibre de conductor).
 - Conductor 4/0 (1 pulg de ancho) 60 m entre poste y poste y un crucero con tres aisladores. Costo estimado de US\$ 35,000 por kilómetro.

- Conductor 750 (2 pulg de ancho) 40 m entre poste y poste y doble crucero con seis aisladores. Costo estimado de US\$ 75,000 por kilómetro
- f) Estos precios son únicamente para fines de referencia, consideran condiciones estándar e ideales, no es para presupuestos oficiales o definitivos.
- g) Para redes de 46kV, se consideran
- CABLE ACSR # 4/0 (US\$ 45,758.49)
 - CABLE AL. 397.5 MCM (US\$ 48,209.54)
 - CABLE AL. 750 MCM (US\$ 67,978.93)
- h) Para redes de 23kV, se consideran
- CABLE ACSR # 4/0 (US\$ 33,300.14)
 - CABLE AL. 397.5 MCM (US\$ 35,779.52)
 - CABLE AL. 750 MCM (US\$ 55,549.29)
- i) Distancia considerada 1.0 km, tramos de 50 mts.
- j) Postes de 45', apertura de agujero y transporte (25-50kms)
- k) 20 estructuras primarias 3H a 46kv o 23kV según grupo (1 CH, 1 RH, 1 DH, 4VS, 4VD, 4TS y 5TD) y estructuras para cable de guarda y polarización guarda.
- l) 12 anclas primarias dobles y apertura de agujeros.
- a) Para cada cable a tomar en cuenta se ha hecho los cambios respectivos de remates y conectores en las estructuras primarias.

5. ¿Realizar esa repotenciación, representaría una mejora significativa en la calidad del servicio que actualmente se ofrece en la red? Si la respuesta es afirmativa, ¿en qué consistirían esas mejoras?

6. ¿Cuál es el perfil de demanda de potencia actual en el circuito, ya sea semanal o mensual?

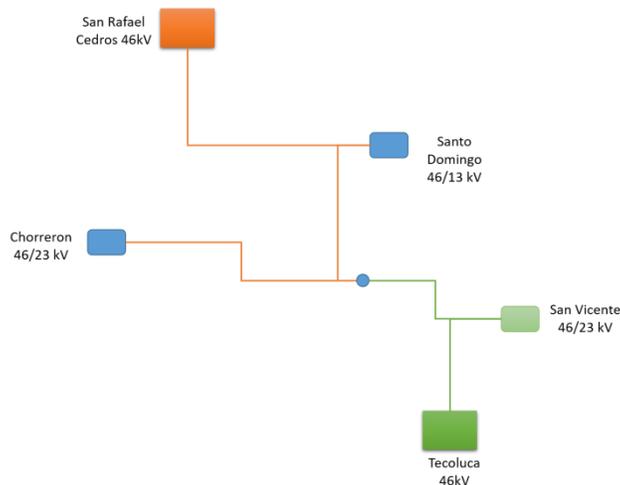
- a) Respuesta: 10.5 MW en hora punta (noche). En el día 7 MW.

7. ¿Cuánto es el estimado de crecimiento de la demanda en la zona que atiende DELSUR?

- a) Respuesta: 1% anual

8. ¿Es posible tener un diagrama ya sea unifilar o sobre mapa georreferenciado, de manera aproximada, del circuito más cercano a San Vicente al cual se podría conectar esta nueva planta geotérmica?

- a) Respuesta:



9. ¿Cuánto es valor de las pérdidas actuales de distribución y subtransmisión en la red correspondiente?

a) Respuesta: pérdidas por debajo del 8% entre hurto y técnica.

10. ¿Cuáles son los pasos y cuáles son los costos estimados para llevar a cabo los trámites de conectarse a la red de subtransmisión?

- Respuesta: Delsur sigue la Normativa de interconexión de usuarios finales a la red de transmisión. 30-E-2015 (Acuerdo de SIGET). Título 4 la conexión con la distribuidora.
- Se puede acercar a la oficina del plantel de Delsur para pedir los costos estándar. Esto suele ser un poco caro para una persona natural.
- Cobro de factibilidad para emitir si la red soporta la potencia adicional entre US\$ 2,000 a US\$ 3,000.
- Revisión de estudios de interconexión. Estimado en US\$ 6,000 por el tamaño del generador (10 MW).
- Existen otros costos al momento de poner en marcha la planta. Como la calibración de medidores, la visita para la inspección de la planta. Delsur revisa que la planta se haya construido bien y que no haya peligro para la red. Si todo está bien si se energiza. En total este costo pueden rondar US\$ 10,000.
- La suma por todos los trabajos se estima en US\$ 20,000.00

11. Adicionalmente al costo de repotenciar la subestación, redes y para llevar a cabo los trámites de conexión, ¿existen otros costos o aspectos relevantes a considerar para la interconexión a su red?

12. ¿Tendría interés DELSUR de contar con un generador geotérmico dedicado en la zona de San Vicente?

- Respuesta: Si y no.
- Actualmente ya se tiene generación fotovoltaica en San Vicente. En San Vicente se tiene 19 MW de consumo. Tiene 17 MW FV y 4 de bagazo de caña.
- DELSUR podría aceptar al geotérmico en distribución y su energía inyectarla con ETESAL.

Preguntas hechas por teléfono a Ing. Mario López de DELSUR (mlopez@lago.com.sv) 5 de enero de 2021

1. En el sitio web de Siget se puede descargar un archivo que se llama "Precio de la energía eléctrica a trasladar a las tarifas de las distintas empresas distribuidoras...". El archivo tiene desglosado los valores por valle, resto, pico y total. Además incluye un promedio total. Son estos los valores el precio PET?

a) Respuesta: Efectivamente es el precio PET.

2. En el mismo sitio se puede descargar el pliego tarifario, que entiendo es con el que se factura a cada tipo de usuario final. Es esto cierto?

a) Respuesta: Sí.

3. Los generadores "pequeños" y que están conectados a su red. Es decir a la red de subtransmisión, quienes son?

a) Respuesta: generadores fotovoltaicos.

4. Estos generadores tienen pactado precios por contrato a largo plazo? si es así, cuánto es su precio contratado?

a) Respuesta: son contratos por 15 años y el precio es PET menos un descuento del 20%.

b) El tiempo de 15 años surge como recomendación del período que los bancos piden para garantizar flujo de caja, además, que sirve para estabilizar los riesgos económicos.

5. Tienen generadores conectados "pequeños" que solo hayan hecho contrato bilateral con Delsur? si es así, han sido precios PET los que hayan pactado? o les ha servido de referencia?

6. Qué tipo de precios, rango de precios o de tarifa podría servir para contratar a un generador 7/24 en la red de subtransmisión?

a) Respuesta: descuento del PET.

7. Puede ahondar un poco más en la idea de comprar la energía al generador 7/24 en red de subtransmisión y luego inyectarla en alguna subestación del transmisor?

a) Respuesta: Al tener excedente de generación en la red de subtransmisión, el excedente termina inyectándose en la red de alta tensión y la UT la reconoce al valor del CMO.

b) Delsur podría estar interesado en un generador geotérmico por ser generación base, aunque claro tendrían que discutir al interno la disponibilidad de potencia de la red local correspondiente.

Anexo 5. Reunión con DELSUR

Comentarios hechos por Ing. Francisco Beltrán (fbeltran@delsur.com.sv) de Grandes Clientes de DELSUR en reunión sostenida el 7 de enero de 2021.

1. Solicitud de Factibilidad

Lo primero que tiene que completar cualquier interesado en conectarse a la red de DELSUR, es completar el formulario conocido como Solicitud de Factibilidad, que se sustenta en el Acuerdo de SIGET No. 30-E-2011

Para proyectos de inyección de potencia arriba de un 1 MW el costo del formulario es de US\$ 1,125.00 más IVA.

En el formulario se debe completar con los datos de la empresa, información del proyecto, dirección del proyecto, las coordenadas de ubicación del proyecto, capacidad a instalar, intenciones de proyección futuras, el tipo de generación, etc.

Además, si el voltaje a conectarse es de 13.2, 23 o 46 kV. El estimado de fecha de entrada de operación de la planta, la proyección de generación en 24 horas y la energía generada en un par de años, listado de equipos técnicos, información legal, toda la documentación legal del apoderado legal o representante legal.

DELSUR envía una respuesta en un plazo máximo de 15 días.

La respuesta puede ser sí o no. En caso sea negativa, DELSUR tiene que ofrecer alternativas al interesado.

2. Solicitud de Interconexión

El interesado tiene que completar una segunda solicitud, la cual se conoce como Solicitud de interconexión y también está basada en el Acuerdo de SIGET No. 30-E-2011

El interesado debe registrarse ante el Registro de Operadores de SIGET y presentar una copia a DELSUR.

Se debe presentar una copia de la respuesta de la solicitud de factibilidad.

Se debe incluir al ingeniero electricista a cargo de la obra (nombre, firma, sello y carné acreditado). También debe incluirse los cambios en la curva de generación por si hay cambios. Copia de la factibilidad, copia de documentos de la personería jurídica y todos los estudios que pide el Acuerdo de SIGET No 30-E-2011.

Los estudios técnico se pueden hacer con un tercero y presentarlos a DELSUR. DELSUR no los ofrece para no considerarse juez y parte.

Para proyectos con una capacidad arriba de 1 MW, el costo de la solicitud de interconexiones de US\$ 5,400.00 más IVA.

El área de operaciones de DELSUR propone el contrato de interconexión, donde se incluye cómo va a ser el protocolo de comunicación, protocolo ante fallas, recomendaciones, etc. Se calendariza los siguientes hitos para la puesta en servicio del proyecto.

Suscrito el contrato de interconexión (se pide las solicitudes previas), se hace un contrato y se suscribe. El protocolo de pruebas para puesta en servicio para proyectos arriba de 1 MW es de US\$ 3,370 más IVA.

En trámites se establece en aproximadamente US\$ 10,000.00 en total.

Al finalizar se da una certificación para comenzar.

3. PPA

El contrato o Power Purchase Agreement (PPA), se discute con el área de negocios energéticos de DELSUR.

Con la respuesta de la factibilidad, el interesado debe enviar una carta con la oferta de la electricidad a vender y una vigencia del contrato. Normalmente el precio de la energía se referencia a PET menos un descuento.

Las inyecciones excedente de la red por parte del generador, se debe valorar al Costo Marginal de Operación (CMO), en vista que es inyectado al mercado mayorista. Se reconoce la energía suministrada a la red local, solamente en caso sea absorbida por la misma red al PET menos un descuento.

Si la demanda disminuye, se le paga al generador solo lo que la red local absorbe. El resto es inyectado al mercado mayorista mediante las subestaciones de ETESAL.

El plazo puede ser de 15 años.

DELSUR tiene un generador fotovoltaico en 13.2 kV en San Vicente (Tecoluca). Pueden tener 8 MW instalados (Grupo Arquero). Van a sumar otros 3 MW en el futuro. En el Pedregal tiene a 46 kV.

Para un nuevo circuito se gestiona con un contratista la construcción (se piden permiso de la alcaldía). El costo de línea de 23 kV puede estar entre US\$ 40,000 y US\$ 50,000 por kilómetro.

Anexo 6. Solicitud de Factibilidad

SOLICITUD DE FACTIBILIDAD		
	SIGET Acuerdo 30-E-2011	Solicitud de Factibilidad No <input style="width: 80px;" type="text"/>
Fecha Solicitud <input style="width: 150px;" type="text"/> / <input style="width: 50px;" type="text"/> / <input style="width: 50px;" type="text"/> <small>día / mes / año</small>	Área Encargada: Negocios Corporativos <input style="width: 40px;" type="text"/> Negocios Energéticos <input style="width: 40px;" type="text"/>	Número de Comprobante de Pago <input style="width: 80px;" type="text"/> CCF <input style="width: 40px;" type="text"/> CF <input style="width: 40px;" type="text"/>
Información del Oferente		
Empresa		
Nombre Completo o razón Social <input style="width: 100%;" type="text"/>		
Dirección <input style="width: 100%;" type="text"/>		
Giro / Rubro <input style="width: 45%;" type="text"/>	Fecha de Constitución <input style="width: 150px;" type="text"/>	
<small>día / mes / año</small>		
NIT <input style="width: 150px;" type="text"/>	NRC <input style="width: 150px;" type="text"/>	
Representante Legal		
Nombre <input style="width: 45%;" type="text"/>	<input style="width: 45%;" type="text"/>	
<small>Nombres Apellidos</small>		
DUI <input style="width: 150px;" type="text"/>	NIT <input style="width: 150px;" type="text"/>	
Contacto autorizado		
Nombre <input style="width: 45%;" type="text"/>	<input style="width: 45%;" type="text"/>	
<small>Nombres Apellidos</small>		
DUI <input style="width: 150px;" type="text"/>	NIT <input style="width: 150px;" type="text"/>	
Dirección <input style="width: 100%;" type="text"/>		
Medios de Contacto		
Dirección para correspondencia: <input style="width: 100%;" type="text"/>		
<input style="width: 100%;" type="text"/>		
Teléfono 1 <input style="width: 150px;" type="text"/>	Teléfono 2 <input style="width: 150px;" type="text"/>	
Celular 1 <input style="width: 150px;" type="text"/>	Celular 2 <input style="width: 150px;" type="text"/>	
e-mail 1 <input style="width: 150px;" type="text"/>	e-mail 2 <input style="width: 150px;" type="text"/>	
Información del Proyecto		
Nombre del Proyecto <input style="width: 100%;" type="text"/>		
Dirección del Proyecto <input style="width: 100%;" type="text"/>		
<input style="width: 100%;" type="text"/>		
Municipio <input style="width: 150px;" type="text"/>	Departamento <input style="width: 150px;" type="text"/>	
Localización Geográfica <input style="width: 150px;" type="text"/>	Coordenada X <input style="width: 100px;" type="text"/>	Coordenada Y <input style="width: 100px;" type="text"/>
<small>Use formato WGS 84 - Google Earth</small>		
Numero de Corte o Transformador mas cercano: <input style="width: 150px;" type="text"/>		
En caso de poseer suministro existente:	Numero de NC <input style="width: 150px;" type="text"/>	
Capacidad de Generación a instalar <input style="width: 150px;" type="text"/>	kW	
En caso de tener expansiones planificadas	Proyección Futura <input style="width: 150px;" type="text"/>	
Tipo de Generación	Fotovoltaica <input style="width: 40px;" type="text"/>	Biomasa <input style="width: 40px;" type="text"/>
	Hidroeléctrica <input style="width: 40px;" type="text"/>	
Eólica <input style="width: 40px;" type="text"/>	Térmica <input style="width: 40px;" type="text"/>	Otras (Especifique) <input style="width: 150px;" type="text"/>
Nivel de Media Tensión solicitado para la Planta	13.2 kV <input style="width: 40px;" type="text"/>	23kV <input style="width: 40px;" type="text"/>
	46kV <input style="width: 40px;" type="text"/>	
Fecha Preliminar de conexión <input style="width: 150px;" type="text"/>		
<small>día / mes / año</small>		
Nombre Representante Legal	Firma Representante Legal	Sello empresa

Proyección de Generación

Proyección de Generación	
Hora	Potencia
00:00	
01:00	
02:00	
03:00	
04:00	
05:00	
06:00	
07:00	
08:00	
09:00	
10:00	
11:00	
12:00	
13:00	
14:00	
15:00	
16:00	
17:00	
18:00	
19:00	
20:00	
21:00	
22:00	
23:00	

Documentos que deben Anexarse:

1. Listado de Equipos propuestos para instalación
2. Curva de generacion para 24 horas.
3. Copia de DUI y NIT del Representante Legal y Contacto Autorizado
4. Copia de NIT y NRC de la empresa
5. Copia de pago de Factibilidad - Consumidor Final o Crédito Fiscal

Energía Generada

	Año 1	Año 2
Enero		
Febrero		
Marzo		
Abril		
Mayo		
Junio		
Julio		
Agosto		
Septiembre		
Octubre		
Noviembre		
Diciembre		

Anexo 7. Solicitud de Interconexión

SOLICITUD DE INTERCONEXIÓN					
	SIGET Acuerdo 30-E-2011		Solicitud de Interconexión No	<input type="text"/>	
			No de Factibilidad Asociada	<input type="text"/>	
	Fecha Solicitud <input type="text"/> / <input type="text"/> / <input type="text"/> <small>día / mes / año</small>			Área Encargada: Negocios Corporativos <input type="checkbox"/> Negocios Energéticos <input type="checkbox"/>	
			Número de Comprobante de Pago	<input type="text"/>	
			CCF	<input type="checkbox"/>	CF <input type="checkbox"/>
Información del Oferente					
Empresa					
Nombre Completo o razón Social <input type="text"/>					
Dirección <input type="text"/>					
Giro / Rubro <input type="text"/>			Fecha de Constitución <input type="text"/> / <input type="text"/> / <input type="text"/> <small>día / mes / año</small>		
NIT <input type="text"/>		Registro <input type="text"/>			
Representante Legal					
Propietario <input type="text"/>					
			<small>Nombres</small>		<small>Apellidos</small>
DUI <input type="text"/>		NIT <input type="text"/>			
Contacto autorizado					
Representante Legal <input type="text"/>					
			<small>Nombres</small>		<small>Apellidos</small>
DUI <input type="text"/>		NIT <input type="text"/>			
Dirección <input type="text"/>					
Medios de Contacto					
Dirección para escuchar correspondencia: <input type="text"/>					
<input type="text"/>					
Teléfono 1 <input type="text"/>		Teléfono 2 <input type="text"/>			
Fax <input type="text"/>		Celular 1 <input type="text"/>			
Celular 2 <input type="text"/>		e-mail <input type="text"/>			
e-mail alternativo <input type="text"/>					
Información del Proyecto					
Nombre del Proyecto <input type="text"/>					
Dirección del Proyecto <input type="text"/>					
<input type="text"/>					
Municipio <input type="text"/>		Departamento <input type="text"/>			
Localización Geográfica <input type="text"/>		Coordenada X <input type="text"/>		Coordenada <input type="text"/>	
<small>Use formato WGS 84 - Google Earth</small>					
Numero de Corte o Transformador mas cercano: <input type="text"/>					
En caso de poseer suministro existente:		Numero de NC <input type="text"/>			
Capacidad de Generación a instalar <input type="text"/> kW					
En caso de tener expansiones planificadas		Proyección Futura <input type="text"/>			
Tipo de Generación		Fotovoltaica <input type="checkbox"/>		Biomasa <input type="checkbox"/>	
		Hidroeléctrica <input type="checkbox"/>			
Eólica <input type="checkbox"/>		Térmica <input type="checkbox"/>		Otras (Especifique) <input type="text"/>	
Nivel de Media Tensión solicitado para la Planta		13.2 kV <input type="checkbox"/>		23kV <input type="checkbox"/>	
		46kV <input type="checkbox"/>			
Fecha Preliminar de conexión <input type="text"/> / <input type="text"/> / <input type="text"/> <small>día / mes / año</small>					
Nombre Representante Legal		Firma Representante Legal		Sello empresa	
Nombre Ing. Electricista Responsable		Firma Ing. Electricista Responsable		Sello Ing. Electricista	

Proyección de Generación

Proyección de Generación			Documentos que deben Anexarse:
Hora	Potencia		
00:00		kW	1. Listado de Equipos propuestos para instalación. 2. Copia de DUI y NIT del Representante Legal o en su caso, de cualquier documento que posibilite la identificación inequívoca como pasaporte o carné de residente permanente. 3. Copia de NIT y NRC de la empresa 4. Copia de pago de revisión de estudios de interconexión - Consumidor Final o Crédito Fiscal. 5. Copia de la Factibilidad Emitida por el Distribuidor 6. Copia de los documentos que demuestren la existencia legal de la persona que solicita la interconexión. 7. Copia de carné del Ing. Electricista responsable. 8. En el caso de operadores, deberá anexar copia de la boleta de inscripción como tal en el Registro de Electricidad y Telecomunicaciones adscrito a la SIGET. 9. Estudios conforme a lo establecido en los capítulos II, III y IV del título III, según el tipo de interconexión a realizar (retiro o inyección de potencia). 10. Diseño de la instalación en el punto de interconexión con el sistema de distribución y los criterios utilizados en el mismo; así como la descripción, características técnicas y parámetros de los equipos que conforman dicha instalación (reconectador, interruptor, seccionadores, pararrayos, cortacircuitos, transformadores de potencial y corriente, equipos de comunicación, equipos de medición, etc.). Se deberá entregar copia del plano en formato digital. La aplicación informática con la cual se elaboren los planos, deberá ser compatible con la utilizada por el distribuidor. La simbología a utilizar para la elaboración de los planos, será la establecida en el estándar IEEE-315-1975 o el que lo reemplace. 11. En caso se solicite que la interconexión sea construida por el distribuidor, presentar solicitud de elaboración de presupuesto. 12. Parámetros del dispositivo de protección y medición que se propone instalar en la interconexión. 13. Fecha estimada para la puesta en operación de la interconexión. 14. Curva de generacion para 24 horas. 15. Toda otra información relevante para evaluar la solicitud.
01:00		kW	
02:00		kW	
03:00		kW	
04:00		kW	
05:00		kW	
06:00		kW	
07:00		kW	
08:00		kW	
09:00		kW	
10:00		kW	
11:00		kW	
12:00		kW	
13:00		kW	
14:00		kW	
15:00		kW	
16:00		kW	
17:00		kW	
18:00		kW	
19:00		kW	
20:00		kW	
21:00		kW	
22:00		kW	
23:00		kW	

Energía Generada											
	Año 1		Año 2		Año 3		Año 4		Año 5		
Enero		kWh									
Febrero		kWh									
Marzo		kWh									
Abril		kWh									
Mayo		kWh									
Junio		kWh									
Julio		kWh									
Agosto		kWh									
Septiembre		kWh									
Octubre		kWh									
Noviembre		kWh									
Diciembre		kWh									

Anexo 8. Cuadros de rentabilidad

1. Proyecto de 10 MW con distribuidora (46 kv), utilizando proyección de precio caso base WTI.

Datos generales

RENTABILIDAD PROYECTO 10 MW VENTA AL DISTRIBUIDOR (46 kV)

Vendiendo el 75% de la energía a PET 1 menos descuento y el 25% restante al MRS1 (Caso base WTI)

Capacidad de planta	MW	10.00	Tasa de interes (Banco)	%	10.00%
Costo unitario por servidumbre	US\$/km	2,000.00	Tasa de inflación	%	1.0%
Costo unitario línea 46 kV	US\$/km	75,000.00	Tasa de descuento (WACC)	%	10%
Distancia	km	10.00	Depreciación	Años	20 años
Costo por servidumbre	US\$	20,000.00	Impuestos	%	30.00%
Línea y subestación 46 kV	US\$	750,000.00	O&M	US\$/kWh	0.03
Solicitud interconexión y estudios	US\$	20,000.00	Depreciación por año	US\$	1997,384.04
Costo planta	US\$	39157,680.84	Declinación de generación	%	1.00%
Inversión total	US\$	\$ 39947,680.84	Excepciones	Años	5 años
Recursos propios	30%	11984,304.25	Amortización por año	US\$	932,112.55
Financiación	70%	27963,376.59	Periodo de amortización	Años	30.00

Resultados	
VAN	\$8205,916.77
TIR	13.5%

Obtención de ingresos

No.	PET 1 -descuento US\$/MWh	MRS 1 US\$/MWh	Horas	Potencia MW	Energía MWh	Red 46 kV MWh	Red 115 kV MWh	Ingresos 46 kV US\$	Ingresos 115 kV US\$	Totales US\$
0										(27963,376.59)
1	129.29	104.60	8,256.00	10.00	82,560.00	61,920.00	20,640.00	8005,891.79	2158,874.64	10164,766.43
2	130.47	106.69	8,256.00	9.90	81,734.40	61,300.80	20,433.60	7997,835.06	2180,144.34	10177,979.40
3	131.44	108.43	8,256.00	9.80	80,917.06	60,687.79	20,229.26	7976,945.03	2193,514.51	10170,459.54
4	133.28	111.71	8,256.00	9.70	80,107.89	60,080.91	20,026.97	8007,390.24	2237,183.33	10244,573.57
5	134.57	114.03	8,256.00	9.61	79,306.81	59,480.10	19,826.70	8004,496.59	2260,752.13	10265,248.72
6	135.94	116.46	8,256.00	9.51	78,513.74	58,885.30	19,628.43	8004,856.50	2286,004.65	10290,861.14
7	137.26	118.82	8,256.00	9.41	77,728.60	58,296.45	19,432.15	8001,729.89	2308,931.48	10310,661.36
8	137.89	119.95	8,256.00	9.32	76,951.32	57,713.49	19,237.83	7958,217.02	2307,570.99	10265,788.01
9	139.17	122.24	8,256.00	9.23	76,181.80	57,136.35	19,045.45	7951,860.43	2328,081.94	10279,942.37
10	140.23	124.13	8,256.00	9.14	75,419.98	56,564.99	18,855.00	7932,346.24	2340,518.03	10272,864.27
11	141.64	126.64	8,256.00	9.04	74,665.78	55,999.34	18,666.45	7931,597.06	2363,883.26	10295,480.31
12	142.35	127.91	8,256.00	8.95	73,919.13	55,439.34	18,479.78	7891,760.54	2363,744.10	10255,504.64
13	144.61	131.94	8,256.00	8.86	73,179.94	54,884.95	18,294.98	7936,854.68	2413,923.17	10350,777.86
14	145.64	133.78	8,256.00	8.78	72,448.14	54,336.10	18,112.03	7913,383.98	2423,056.47	10336,440.45
15	146.93	136.08	8,256.00	8.69	71,723.65	53,792.74	17,930.91	7903,539.26	2440,069.43	10343,608.69
16	148.65	139.16	8,256.00	8.60	71,006.42	53,254.81	17,751.60	7916,259.15	2470,284.97	10386,544.12
17	148.97	139.73	8,256.00	8.51	70,296.35	52,722.27	17,574.09	7854,023.90	2455,657.92	10309,681.83
18	150.25	142.02	8,256.00	8.43	69,593.39	52,195.04	17,398.35	7842,312.37	2470,880.33	10313,192.70
19	151.46	144.18	8,256.00	8.35	68,897.46	51,673.09	17,224.36	7826,426.69	2483,396.20	10309,822.89
20	152.25	145.59	8,256.00	8.26	68,208.48	51,156.36	17,052.12	7788,666.58	2482,671.86	10271,338.44
21	153.10	147.10	8,256.00	8.18	67,526.40	50,644.80	16,881.60	7753,492.63	2483,269.37	10236,762.01
22	155.00	150.49	8,256.00	8.10	66,851.13	50,138.35	16,712.78	7771,282.20	2515,177.45	10286,459.64
23	155.91	152.13	8,256.00	8.02	66,182.62	49,636.97	16,545.66	7738,944.92	2517,034.93	10255,979.84
24	156.98	154.04	8,256.00	7.94	65,520.80	49,140.60	16,380.20	7714,088.68	2523,134.34	10237,223.02
25	158.61	156.94	8,256.00	7.86	64,865.59	48,649.19	16,216.40	7716,159.47	2545,052.81	10261,212.28
26	159.19	157.98	8,256.00	7.78	64,216.93	48,162.70	16,054.23	7667,089.91	2536,323.73	10203,413.63
27	161.17	161.51	8,256.00	7.70	63,574.76	47,681.07	15,893.69	7684,547.68	2566,989.46	10251,537.15
28	162.68	164.22	8,256.00	7.62	62,939.01	47,204.26	15,734.75	7679,403.19	2583,998.73	10263,401.92
29	163.92	166.42	8,256.00	7.55	62,309.62	46,732.22	15,577.41	7660,235.88	2592,460.36	10252,696.24
30	164.76	167.93	8,256.00	7.47	61,686.53	46,264.90	15,421.63	7622,648.81	2589,759.14	10212,407.95

Obtención de flujo de caja para obtener el VAN y TIR

O&M US\$	Amortizaciones US\$	Interés US\$	Principal US\$	Depreciación US\$	Beneficio Bruto US\$	Impuestos US\$	Flujo de caja US\$
	27963,376.59						(27963,376.59)
2476,800.00	27031,264.04	2796,337.66	932,112.55	1997,384.04	2894,244.73	0.00	3959,516.22
2501,568.00	26099,151.48	2703,126.40	932,112.55	1997,384.04	2975,900.95	0.00	4041,172.44
2526,583.68	25167,038.93	2609,915.15	932,112.55	1997,384.04	3036,576.67	0.00	4101,848.16
2551,849.52	24234,926.38	2516,703.89	932,112.55	1997,384.04	3178,636.12	0.00	4243,907.61
2577,368.01	23302,813.82	2423,492.64	932,112.55	1997,384.04	3267,004.03	0.00	4332,275.51
2603,141.69	22370,701.27	2330,281.38	932,112.55	1997,384.04	3360,054.02	1008,016.21	3417,309.31
2629,173.11	21438,588.72	2237,070.13	932,112.55	1997,384.04	3447,034.08	1034,110.23	3478,195.35
2655,464.84	20506,476.16	2143,858.87	932,112.55	1997,384.04	3469,080.26	1040,724.08	3493,627.67
2682,019.49	19574,363.61	2050,647.62	932,112.55	1997,384.04	3549,891.22	1064,967.37	3550,195.34
2708,839.68	18642,251.06	1957,436.36	932,112.55	1997,384.04	3609,204.18	1082,761.25	3591,714.41
2735,928.08	17710,138.51	1864,225.11	932,112.55	1997,384.04	3697,943.09	1109,382.93	3653,831.65
2763,287.36	16778,025.95	1771,013.85	932,112.55	1997,384.04	3723,819.39	1117,145.82	3671,945.06
2790,920.23	15845,913.40	1677,802.60	932,112.55	1997,384.04	3884,670.99	1165,401.30	3784,541.18
2818,829.44	14913,800.85	1584,591.34	932,112.55	1997,384.04	3935,635.63	1180,690.69	3820,216.43
2847,017.73	13981,688.29	1491,380.08	932,112.55	1997,384.04	4007,826.83	1202,348.05	3870,750.27
2875,487.91	13049,575.74	1398,168.83	932,112.55	1997,384.04	4115,503.34	1234,651.00	3946,123.83
2904,242.79	12117,463.19	1304,957.57	932,112.55	1997,384.04	4103,097.42	1230,929.23	3937,439.68
2933,285.22	11185,350.64	1211,746.32	932,112.55	1997,384.04	4170,777.12	1251,233.14	3984,815.47
2962,618.07	10253,238.08	1118,535.06	932,112.55	1997,384.04	4231,285.72	1269,385.72	4027,171.49
2992,244.25	9321,125.53	1025,323.81	932,112.55	0.00	6253,770.38	1876,131.11	3445,526.71
3022,166.69	8389,012.98	932,112.55	932,112.55	0.00	6282,482.76	1884,744.83	3465,625.38
3052,388.36	7456,900.42	838,901.30	932,112.55	0.00	6395,169.99	1918,551.00	3544,506.44
3082,912.24	6524,787.87	745,690.04	932,112.55	0.00	6427,377.56	1928,213.27	3567,051.74
3113,741.36	5592,675.32	652,478.79	932,112.55	0.00	6471,002.87	1941,300.86	3597,589.46
3144,878.78	4660,562.76	559,267.53	932,112.55	0.00	6557,065.98	1967,119.79	3657,833.63
3176,327.57	3728,450.21	466,056.28	932,112.55	0.00	6561,029.79	1968,308.94	3660,608.30
3208,090.84	2796,337.66	372,845.02	932,112.55	0.00	6670,601.29	2001,180.39	3737,308.35
3240,171.75	1864,225.11	279,633.77	932,112.55	0.00	6743,596.40	2023,078.92	3788,404.93
3272,573.47	932,112.55	186,422.51	932,112.55	0.00	6793,700.26	2038,110.08	3823,477.63
3305,299.20	0.00	93,211.26	932,112.55	0.00	6813,897.50	2044,169.25	3837,615.70

2. Proyecto de 10 MW con distribuidora (46 kv), utilizando proyección de precio alto WTI.

Datos generales

RENTABILIDAD PROYECTO 10 MW VENTA AL DISTRIBUIDOR (46 kV)

Vendiendo el 75% de la energía a PET 2 menos descuento y el 25% restante al MRS2 (Precio alto WTI)

Capacidad de planta	MW	10.00	Tasa de interés (Banco)	%	10.00%
Costo unitario por servidumbre	US\$/km	2,000.00	Tasa de inflación	%	1.0%
Costo unitario línea 46 kV	US\$/km	75,000.00	Tasa de descuento (WACC)	%	10%
Distancia	km	10.00	Depreciación	Años	20 años
Costo por servidumbre	US\$	20,000.00	Impuestos	%	30.00%
Línea y subestación 46 kV	US\$	750,000.00	O&M	US\$/kWh	0.03
Solicitud interconexión y estudios	US\$	20,000.00	Depreciación por año	US\$	1997,384.04
Costo planta	US\$	39157,680.84	Declinación de generación	%	1.00%
Inversión total	US\$	\$ 39947,680.84	Excepciones	Años	5 años
Recursos propios	30%	11984,304.25	Amortización por año	US\$	932,112.55
Financiación	70%	27963,376.59	Periodo de amortización	Años	30.00

Resultados	
VAN	\$39218,998.81
TIR	25.2%

Obtención de ingresos

No.	PET 2 -descuento US\$/MWh	MRS 2 US\$/MWh	Horas	Potencia MW	Energía MWh	Red 46 kV MWh	Red 115 kV MWh	Ingresos 46 kV US\$	Ingresos 115 kV US\$	Totales US\$
0										(27963,376.59)
1	155.57	151.52	8,256.00	10.00	82,560.00	61,920.00	20,640.00	9633,019.82	3127,403.23	12760,423.05
2	159.68	158.86	8,256.00	9.90	81,734.40	61,300.80	20,433.60	9788,514.86	3246,025.17	13034,540.04
3	165.64	169.50	8,256.00	9.80	80,917.06	60,687.79	20,229.26	10052,404.89	3428,907.28	13481,312.17
4	170.39	177.99	8,256.00	9.70	80,107.89	60,080.91	20,026.97	10237,383.75	3564,560.42	13801,944.17
5	174.18	184.75	8,256.00	9.61	79,306.81	59,480.10	19,826.70	10360,331.71	3663,034.93	14023,366.64
6	177.74	191.11	8,256.00	9.51	78,513.74	58,885.30	19,628.43	10466,514.87	3751,277.49	14217,792.36
7	183.28	201.00	8,256.00	9.41	77,728.60	58,296.45	19,432.15	10684,622.82	3905,891.55	14590,514.37
8	186.95	207.56	8,256.00	9.32	76,951.32	57,713.49	19,237.83	10789,586.26	3992,909.82	14782,496.08
9	189.84	212.72	8,256.00	9.23	76,181.80	57,136.35	19,045.45	10846,933.69	4051,339.83	14898,273.52
10	192.20	216.93	8,256.00	9.14	75,419.98	56,564.99	18,855.00	10871,970.29	4090,294.25	14962,264.54
11	196.15	223.98	8,256.00	9.04	74,665.78	55,999.34	18,666.45	10984,277.20	4180,954.77	15165,231.97
12	198.78	228.69	8,256.00	8.95	73,919.13	55,439.34	18,479.78	11020,477.24	4226,075.46	15246,552.70
13	201.46	233.47	8,256.00	8.86	73,179.94	54,884.95	18,294.98	11057,298.61	4271,330.27	15328,628.88
14	205.40	240.49	8,256.00	8.78	72,448.14	54,336.10	18,112.03	11160,447.72	4355,832.51	15516,280.23
15	208.37	245.80	8,256.00	8.69	71,723.65	53,792.74	17,930.91	11208,649.14	4407,396.73	15616,045.87
16	210.38	249.40	8,256.00	8.60	71,006.42	53,254.81	17,751.60	11203,843.72	4427,180.55	15631,024.27
17	212.39	252.99	8,256.00	8.51	70,296.35	52,722.27	17,574.09	11197,778.51	4445,988.04	15643,766.55
18	214.24	256.29	8,256.00	8.43	69,593.39	52,195.04	17,398.35	11182,480.43	4459,075.61	15641,556.04
19	216.43	260.20	8,256.00	8.35	68,897.46	51,673.09	17,224.36	11183,687.59	4481,765.78	15665,453.38
20	218.18	263.32	8,256.00	8.26	68,208.48	51,156.36	17,052.12	11161,222.17	4490,145.42	15651,367.60
21	219.79	266.19	8,256.00	8.18	67,526.40	50,644.80	16,881.60	11130,984.70	4493,681.32	15624,666.01
22	220.73	267.88	8,256.00	8.10	66,851.13	50,138.35	16,712.78	11067,173.80	4477,017.69	15544,191.48
23	222.48	271.01	8,256.00	8.02	66,182.62	49,636.97	16,545.66	11043,380.93	4483,961.12	15527,342.05
24	223.86	273.46	8,256.00	7.94	65,520.80	49,140.60	16,380.20	11000,589.31	4479,384.72	15479,974.03
25	225.75	276.84	8,256.00	7.86	64,865.59	48,649.19	16,216.40	10982,570.15	4489,344.88	15471,915.03
26	225.98	277.26	8,256.00	7.78	64,216.93	48,162.70	16,054.23	10884,037.35	4451,173.40	15335,210.75
27	227.48	279.93	8,256.00	7.70	63,574.76	47,681.07	15,893.69	10846,497.23	4449,102.29	15295,599.53
28	228.68	282.06	8,256.00	7.62	62,939.01	47,204.26	15,734.75	10794,459.97	4438,199.19	15232,659.17
29	229.37	283.30	8,256.00	7.55	62,309.62	46,732.22	15,577.41	10718,849.14	4413,063.49	15131,912.64
30	230.28	284.93	8,256.00	7.47	61,686.53	46,264.90	15,421.63	10653,969.81	4394,116.88	15048,086.68

Obtención de flujo de caja para obtener el VAN y TIR

O&M US\$	Amortizaciones US\$	Interés US\$	Principal US\$	Depreciación US\$	Beneficio Bruto US\$	Impuestos US\$	Flujo de caja US\$
	27963,376.59						(27963,376.59)
2476,800.00	27031,264.04	2796,337.66	932,112.55	1997,384.04	5489,901.35	0.00	6555,172.84
2501,568.00	26099,151.48	2703,126.40	932,112.55	1997,384.04	5832,461.59	0.00	6897,733.08
2526,583.68	25167,038.93	2609,915.15	932,112.55	1997,384.04	6347,429.30	0.00	7412,700.79
2551,849.52	24234,926.38	2516,703.89	932,112.55	1997,384.04	6736,006.71	0.00	7801,278.20
2577,368.01	23302,813.82	2423,492.64	932,112.55	1997,384.04	7025,121.95	0.00	8090,393.44
2603,141.69	22370,701.27	2330,281.38	932,112.55	1997,384.04	7286,985.24	2186,095.57	6166,161.16
2629,173.11	21438,588.72	2237,070.13	932,112.55	1997,384.04	7726,887.09	2318,066.13	6474,092.45
2655,464.84	20506,476.16	2143,858.87	932,112.55	1997,384.04	7985,788.33	2395,736.50	6655,323.32
2682,019.49	19574,363.61	2050,647.62	932,112.55	1997,384.04	8168,222.37	2450,466.71	6783,027.15
2708,839.68	18642,251.06	1957,436.36	932,112.55	1997,384.04	8298,604.45	2489,581.34	6874,294.60
2735,928.08	17710,138.51	1864,225.11	932,112.55	1997,384.04	8567,694.74	2570,308.42	7062,657.81
2763,287.36	16778,025.95	1771,013.85	932,112.55	1997,384.04	8714,867.45	2614,460.23	7165,678.70
2790,920.23	15845,913.40	1677,802.60	932,112.55	1997,384.04	8862,522.01	2658,756.60	7269,036.90
2818,829.44	14913,800.85	1584,591.34	932,112.55	1997,384.04	9115,475.41	2734,642.62	7446,104.28
2847,017.73	13981,688.29	1491,380.08	932,112.55	1997,384.04	9280,264.01	2784,079.20	7561,456.30
2875,487.91	13049,575.74	1398,168.83	932,112.55	1997,384.04	9359,983.49	2807,995.05	7617,259.93
2904,242.79	12117,463.19	1304,957.57	932,112.55	1997,384.04	9437,182.15	2831,154.65	7671,298.99
2933,285.22	11185,350.64	1211,746.32	932,112.55	1997,384.04	9499,140.47	2849,742.14	7714,669.82
2962,618.07	10253,238.08	1118,535.06	932,112.55	1997,384.04	9586,916.20	2876,074.86	7776,112.83
2992,244.25	9321,125.53	1025,323.81	932,112.55	0.00	11633,799.54	3490,139.86	7211,547.12
3022,166.69	8389,012.98	932,112.55	932,112.55	0.00	11670,386.77	3501,116.03	7237,158.19
3052,388.36	7456,900.42	838,901.30	932,112.55	0.00	11652,901.83	3495,870.55	7224,918.73
3082,912.24	6524,787.87	745,690.04	932,112.55	0.00	11698,739.76	3509,621.93	7257,005.28
3113,741.36	5592,675.32	652,478.79	932,112.55	0.00	11713,753.88	3514,126.16	7267,515.16
3144,878.78	4660,562.76	559,267.53	932,112.55	0.00	11767,768.72	3530,330.62	7305,325.55
3176,327.57	3728,450.21	466,056.28	932,112.55	0.00	11692,826.91	3507,848.07	7252,866.29
3208,090.84	2796,337.66	372,845.02	932,112.55	0.00	11714,663.66	3514,399.10	7268,152.01
3240,171.75	1864,225.11	279,633.77	932,112.55	0.00	11712,853.65	3513,856.10	7266,885.00
3272,573.47	932,112.55	186,422.51	932,112.55	0.00	11672,916.66	3501,875.00	7238,929.11
3305,299.20	0.00	93,211.26	932,112.55	0.00	11649,576.23	3494,872.87	7222,590.81

3. Proyecto de 10 MW con distribuidora (46 kv), utilizando proyección de precio bajo WTI.

Datos generales

RENTABILIDAD PROYECTO 10 MW VENTA AL DISTRIBUIDOR (46 kV)

Vendiendo el 75% de la energía a PET 3 menos descuento y el 25% restante al MRS3 (Precio bajo WTI)

Capacidad de planta	MW	10.00	Tasa de intereses (Banco)	%	10.00%
Costo unitario por servidumbre	US\$/km	2,000.00	Tasa de inflación	%	1.0%
Costo unitario línea 46 kV	US\$/km	75,000.00	Tasa de descuento (WACC)	%	10%
Distancia	km	10.00	Depreciación	Años	20 años
Costo por servidumbre	US\$	20,000.00	Impuestos	%	30.00%
Línea y subestación 46 kV	US\$	750,000.00	O&M	US\$/kWh	0.03
Solicitud interconexión y estudios	US\$	20,000.00	Depreciación por año	US\$	1997,384.04
Costo planta	US\$	39157,680.84	Declinación de generación	%	1.00%
Inversión total	US\$	\$ 39947,680.84	Excepciones	Años	5 años
Recursos propios	30%	11984,304.25	Amortización por año	US\$	932,112.55
Financiación	70%	27963,376.59	Periodo de amortización	Años	30.00

Resultados	
VAN	(\$1266,906.46)
TIR	4.5%

Obtención de ingresos

No.	PET 3 -descuento US\$/MWh	MRS 3 US\$/MWh	Horas	Potencia MW	Energía MWh	Red 46 kV MWh	Red 115 kV MWh	Ingresos 46 kV US\$	Ingresos 115 kV US\$	Totales US\$
0										(27963,376.59)
1	106.30	63.54	8,256.00	10.00	82,560.00	61,920.00	20,640.00	6582,258.16	1311,473.66	7893,731.82
2	107.51	65.70	8,256.00	9.90	81,734.40	61,300.80	20,433.60	6590,489.23	1342,438.49	7932,927.72
3	108.35	67.20	8,256.00	9.80	80,917.06	60,687.79	20,229.26	6575,793.24	1359,495.59	7935,288.83
4	109.11	68.55	8,256.00	9.70	80,107.89	60,080.91	20,026.97	6555,349.85	1372,873.57	7928,223.42
5	109.73	69.66	8,256.00	9.61	79,306.81	59,480.10	19,826.70	6526,855.94	1381,204.12	7908,060.05
6	110.50	71.04	8,256.00	9.51	78,513.74	58,885.30	19,628.43	6507,088.00	1394,475.78	7901,563.78
7	111.06	72.04	8,256.00	9.41	77,728.60	58,296.45	19,432.15	6474,661.73	1399,962.34	7874,624.07
8	111.14	72.18	8,256.00	9.32	76,951.32	57,713.49	19,237.83	6414,482.33	1388,681.30	7803,163.63
9	111.39	72.62	8,256.00	9.23	76,181.80	57,136.35	19,045.45	6364,282.28	1383,094.94	7747,377.22
10	111.61	73.02	8,256.00	9.14	75,419.98	56,564.99	18,855.00	6313,425.15	1376,874.53	7690,299.68
11	111.76	73.28	8,256.00	9.04	74,665.78	55,999.34	18,666.45	6258,326.56	1367,888.91	7626,215.48
12	112.38	74.40	8,256.00	8.95	73,919.13	55,439.34	18,479.78	6230,522.64	1374,912.01	7605,434.66
13	112.76	75.07	8,256.00	8.86	73,179.94	54,884.95	18,294.98	6188,814.07	1373,422.81	7562,236.88
14	112.86	75.24	8,256.00	8.78	72,448.14	54,336.10	18,112.03	6132,176.39	1362,813.85	7494,990.24
15	113.53	76.45	8,256.00	8.69	71,723.65	53,792.74	17,930.91	6107,068.99	1370,741.88	7477,810.87
16	113.92	77.15	8,256.00	8.60	71,006.42	53,254.81	17,751.60	6066,916.14	1369,485.56	7436,401.71
17	114.53	78.23	8,256.00	8.51	70,296.35	52,722.27	17,574.09	6038,286.37	1374,861.77	7413,148.15
18	114.52	78.21	8,256.00	8.43	69,593.39	52,195.04	17,398.35	5977,391.13	1360,808.17	7338,199.29
19	114.97	79.02	8,256.00	8.35	68,897.46	51,673.09	17,224.36	5940,922.74	1361,072.42	7301,995.15
20	115.48	79.92	8,256.00	8.26	68,208.48	51,156.36	17,052.12	5907,314.41	1362,819.37	7270,133.78
21	115.67	80.26	8,256.00	8.18	67,526.40	50,644.80	16,881.60	5857,953.05	1354,972.00	7212,925.05
22	115.95	80.76	8,256.00	8.10	66,851.13	50,138.35	16,712.78	5813,341.79	1349,736.73	7163,078.52
23	116.30	81.39	8,256.00	8.02	66,182.62	49,636.97	16,545.66	5772,734.96	1346,671.86	7119,406.81
24	116.68	82.08	8,256.00	7.94	65,520.80	49,140.60	16,380.20	5733,838.00	1344,413.70	7078,251.69
25	117.10	82.83	8,256.00	7.86	64,865.59	48,649.19	16,216.40	5696,952.83	1343,144.09	7040,096.92
26	117.05	82.73	8,256.00	7.78	64,216.93	48,162.70	16,054.23	5637,447.13	1328,203.03	6965,650.17
27	117.20	83.01	8,256.00	7.70	63,574.76	47,681.07	15,893.69	5588,417.66	1319,293.02	6907,710.69
28	117.40	83.36	8,256.00	7.62	62,939.01	47,204.26	15,734.75	5541,745.90	1311,583.68	6853,329.58
29	117.53	83.59	8,256.00	7.55	62,309.62	46,732.22	15,577.41	5492,336.57	1302,044.10	6794,380.67
30	117.70	83.90	8,256.00	7.47	61,686.53	46,264.90	15,421.63	5445,540.60	1293,861.40	6739,402.00

Obtención de flujo de caja para obtener el VAN y TIR

O&M US\$	Amortizaciones US\$	Interés US\$	Principal US\$	Depreciación US\$	Beneficio Bruto US\$	Impuestos US\$	Flujo de caja US\$
	27963,376.59						(27963,376.59)
2476,800.00	27031,264.04	2796,337.66	932,112.55	1997,384.04	623,210.12	0.00	1688,481.61
2501,568.00	26099,151.48	2703,126.40	932,112.55	1997,384.04	730,849.27	0.00	1796,120.76
2526,583.68	25167,038.93	2609,915.15	932,112.55	1997,384.04	801,405.96	0.00	1866,677.45
2551,849.52	24234,926.38	2516,703.89	932,112.55	1997,384.04	862,285.97	0.00	1927,557.45
2577,368.01	23302,813.82	2423,492.64	932,112.55	1997,384.04	909,815.36	0.00	1975,086.85
2603,141.69	22370,701.27	2330,281.38	932,112.55	1997,384.04	970,756.67	291,227.00	1744,801.15
2629,173.11	21438,588.72	2237,070.13	932,112.55	1997,384.04	1010,996.79	303,299.04	1772,969.24
2655,464.84	20506,476.16	2143,858.87	932,112.55	1997,384.04	1006,455.87	301,936.76	1769,790.60
2682,019.49	19574,363.61	2050,647.62	932,112.55	1997,384.04	1017,326.07	305,197.82	1777,399.74
2708,839.68	18642,251.06	1957,436.36	932,112.55	1997,384.04	1026,639.59	307,991.88	1783,919.20
2735,928.08	17710,138.51	1864,225.11	932,112.55	1997,384.04	1028,678.25	308,603.47	1785,346.26
2763,287.36	16778,025.95	1771,013.85	932,112.55	1997,384.04	1073,749.40	322,124.82	1816,896.07
2790,920.23	15845,913.40	1677,802.60	932,112.55	1997,384.04	1096,130.01	328,839.00	1832,562.49
2818,829.44	14913,800.85	1584,591.34	932,112.55	1997,384.04	1094,185.42	328,255.63	1831,201.28
2847,017.73	13981,688.29	1491,380.08	932,112.55	1997,384.04	1142,029.02	342,608.70	1864,691.80
2875,487.91	13049,575.74	1398,168.83	932,112.55	1997,384.04	1165,360.93	349,608.28	1881,024.14
2904,242.79	12117,463.19	1304,957.57	932,112.55	1997,384.04	1206,563.74	361,969.12	1909,866.11
2933,285.22	11185,350.64	1211,746.32	932,112.55	1997,384.04	1195,783.72	358,735.11	1902,320.09
2962,618.07	10253,238.08	1118,535.06	932,112.55	1997,384.04	1223,457.98	367,037.39	1921,692.08
2992,244.25	9321,125.53	1025,323.81	932,112.55	0.00	3252,565.73	975,769.72	1344,683.46
3022,166.69	8389,012.98	932,112.55	932,112.55	0.00	3258,645.81	977,593.74	1348,939.51
3052,388.36	7456,900.42	838,901.30	932,112.55	0.00	3271,788.86	981,536.66	1358,139.65
3082,912.24	6524,787.87	745,690.04	932,112.55	0.00	3290,804.53	987,241.36	1371,450.62
3113,741.36	5592,675.32	652,478.79	932,112.55	0.00	3312,031.54	993,609.46	1386,309.53
3144,878.78	4660,562.76	559,267.53	932,112.55	0.00	3335,950.61	1000,785.18	1403,052.88
3176,327.57	3728,450.21	466,056.28	932,112.55	0.00	3323,266.32	996,979.90	1394,173.87
3208,090.84	2796,337.66	372,845.02	932,112.55	0.00	3326,774.83	998,032.45	1396,629.83
3240,171.75	1864,225.11	279,633.77	932,112.55	0.00	3333,524.06	1000,057.22	1401,354.29
3272,573.47	932,112.55	186,422.51	932,112.55	0.00	3335,384.69	1000,615.41	1402,656.73
3305,299.20	0.00	93,211.26	932,112.55	0.00	3340,891.54	1002,267.46	1406,511.53

4. Proyecto de 20 MW con distribuidora (46 kv), utilizando proyección de caso base WTI.

Datos generales

RENTABILIDAD PROYECTO 20 MW VENTA AL DISTRIBUIDOR (46 kv)

Vendiendo el 75% de la energía a PET 1 menos descuento y el 25% restante al MRS1 (Caso base WTI)

Capacidad de planta	MW	20.00	Tasa de interés (Banco)	%	10.00%
Costo unitario por servidumbre	US\$/km	1,500.00	Tasa de inflación	%	1.0%
Costo unitario línea 46 kV	US\$/km	75,000.00	Tasa de descuento (WACC)	%	10%
Distancia	km	27.00	Depreciación	Años	20 años
Costo por servidumbre	US\$	40,500.00	Impuestos	%	30.00%
Línea y subestación 46 kV	US\$	2025,000.00	O&M	US\$/kWh	0.03
Solicitud interconexión y estudios	US\$	20,000.00	Depreciación por año	US\$	4020,043.08
Costo planta	US\$	78315,361.67	Declinación de generación	%	1.00%
Inversión total	US\$	\$ 80400,861.67	Excepciones	Años	5 años
Recursos propios	30%	24120,258.50	Amortización por año	US\$	1876,020.11
Financiación	70%	56280,603.17	Periodo de amortización	Años	30.00

Resultados	
VAN	\$15773,801.74
TIR	13.3%

Obteniendo ingresos

No.	PET1-descuento US\$/MWh	MRS 1 US\$/MWh	Horas	Potencia MW	Energía MWh	Red 46 kV MWh	Red 115 kV MWh	Ingresos 46 kV US\$	Ingresos 115 kV US\$	Totales US\$
0										(56280,603.17)
1	129.29	104.60	8,256.00	20.00	165,120.00	123,840.00	41,280.00	16011,783.59	4317,749.28	20329,532.87
2	130.47	106.69	8,256.00	19.80	163,468.80	122,601.60	40,867.20	15995,670.12	4360,288.67	20355,958.80
3	131.44	108.43	8,256.00	19.60	161,834.11	121,375.58	40,458.53	15953,890.06	4387,029.02	20340,919.08
4	133.28	111.71	8,256.00	19.41	160,215.77	120,161.83	40,053.94	16014,780.48	4474,366.66	20489,147.14
5	134.57	114.03	8,256.00	19.21	158,613.61	118,960.21	39,653.40	16008,993.18	4521,504.25	20530,497.43
6	135.94	116.46	8,256.00	19.02	157,027.48	117,770.61	39,256.87	16009,712.99	4572,009.29	20581,722.28
7	137.26	118.82	8,256.00	18.83	155,457.20	116,592.90	38,864.30	16003,459.77	4617,862.95	20621,322.73
8	137.89	119.95	8,256.00	18.64	153,902.63	115,426.97	38,475.66	15916,434.04	4615,141.98	20531,576.02
9	139.17	122.24	8,256.00	18.45	152,363.60	114,272.70	38,090.90	15903,720.86	4656,163.87	20559,884.73
10	140.23	124.13	8,256.00	18.27	150,839.97	113,129.98	37,709.99	15864,692.47	4681,036.06	20545,728.53
11	141.64	126.64	8,256.00	18.09	149,331.57	111,998.68	37,332.89	15863,194.12	4727,766.51	20590,960.63
12	142.35	127.91	8,256.00	17.91	147,838.25	110,878.69	36,959.56	15783,521.08	4727,488.20	20511,009.28
13	144.61	131.94	8,256.00	17.73	146,359.87	109,769.90	36,589.97	15873,709.37	4827,846.35	20701,555.71
14	145.64	133.78	8,256.00	17.55	144,896.27	108,672.20	36,224.07	15826,767.96	4846,112.94	20672,880.90
15	146.93	136.08	8,256.00	17.37	143,447.31	107,585.48	35,861.83	15807,078.52	4880,138.86	20687,217.38
16	148.65	139.16	8,256.00	17.20	142,012.84	106,509.63	35,503.21	15832,518.30	4940,569.94	20773,088.24
17	148.97	139.73	8,256.00	17.03	140,592.71	105,444.53	35,148.18	15708,047.81	4911,315.85	20619,363.65
18	150.25	142.02	8,256.00	16.86	139,186.78	104,390.09	34,796.70	15684,624.73	4941,760.66	20626,385.39
19	151.46	144.18	8,256.00	16.69	137,794.91	103,346.18	34,448.73	15652,853.39	4966,792.40	20619,645.79
20	152.25	145.59	8,256.00	16.52	136,416.96	102,312.72	34,104.24	15577,333.16	4965,343.71	20542,676.87
21	153.10	147.10	8,256.00	16.36	135,052.79	101,289.60	33,763.20	15506,985.27	4966,538.75	20473,524.01
22	155.00	150.49	8,256.00	16.19	133,702.27	100,276.70	33,425.57	15542,564.39	5030,354.89	20572,919.29
23	155.91	152.13	8,256.00	16.03	132,365.24	99,273.93	33,091.31	15477,889.83	5034,069.85	20511,959.69
24	156.98	154.04	8,256.00	15.87	131,041.59	98,281.19	32,760.40	15428,177.36	5046,268.69	20474,446.05
25	158.61	156.94	8,256.00	15.71	129,731.17	97,298.38	32,432.79	15432,318.95	5090,105.62	20522,424.57
26	159.19	157.98	8,256.00	15.56	128,433.86	96,325.40	32,108.47	15334,179.81	5072,647.46	20406,827.27
27	161.17	161.51	8,256.00	15.40	127,149.52	95,362.14	31,787.38	15369,095.37	5133,978.93	20503,074.30
28	162.68	164.22	8,256.00	15.25	125,878.03	94,408.52	31,469.51	15358,806.38	5167,997.45	20526,803.83
29	163.92	166.42	8,256.00	15.09	124,619.25	93,464.44	31,154.81	15320,471.76	5184,920.72	20505,392.48
30	164.76	167.93	8,256.00	14.94	123,373.06	92,529.79	30,843.26	15245,297.62	5179,518.29	20424,815.91

Obtención de flujo de caja para obtener el VAN y TIR

O&M US\$	Amortización US\$	Interés US\$	Principal US\$	Depreciación US\$	Beneficio Bruto US\$	Impuestos US\$	Flujo de caja US\$
	56280,603.17						(56280,603.17)
4953,600.00	54404,583.06	5628,060.32	1876,020.11	4020,043.08	5727,829.47	0.00	7871,852.44
5003,136.00	52528,562.96	5440,458.31	1876,020.11	4020,043.08	5892,321.41	0.00	8036,344.38
5053,167.36	50652,542.85	5252,856.30	1876,020.11	4020,043.08	6014,852.34	0.00	8158,875.32
5103,699.03	48776,522.75	5065,254.29	1876,020.11	4020,043.08	6300,150.74	0.00	8444,173.72
5154,736.02	46900,502.64	4877,652.27	1876,020.11	4020,043.08	6478,066.05	0.00	8622,089.03
5206,283.38	45024,482.54	4690,050.26	1876,020.11	4020,043.08	6665,345.55	1999,603.67	6809,764.86
5258,346.22	43148,462.43	4502,448.25	1876,020.11	4020,043.08	6840,485.17	2052,145.55	6932,362.60
5310,929.68	41272,442.32	4314,846.24	1876,020.11	4020,043.08	6885,757.02	2065,727.11	6964,052.89
5364,038.98	39396,422.22	4127,244.23	1876,020.11	4020,043.08	7048,558.44	2114,567.53	7078,013.88
5417,679.37	37520,402.11	3939,642.22	1876,020.11	4020,043.08	7168,363.86	2150,509.16	7161,877.68
5471,856.16	35644,382.01	3752,040.21	1876,020.11	4020,043.08	7347,021.17	2204,106.35	7286,937.80
5526,574.72	33768,361.90	3564,438.20	1876,020.11	4020,043.08	7399,953.27	2219,985.98	7323,990.27
5581,840.47	31892,341.80	3376,836.19	1876,020.11	4020,043.08	7722,835.97	2316,850.79	7550,008.16
5637,658.87	30016,321.69	3189,234.18	1876,020.11	4020,043.08	7825,944.76	2347,783.43	7622,184.31
5694,035.46	28140,301.58	3001,632.17	1876,020.11	4020,043.08	7971,506.66	2391,452.00	7724,077.64
5750,975.82	26264,281.48	2814,030.16	1876,020.11	4020,043.08	8188,039.19	2456,411.76	7875,650.41
5808,485.58	24388,261.37	2626,428.15	1876,020.11	4020,043.08	8164,406.85	2449,322.05	7859,107.77
5866,570.43	22512,241.27	2438,826.14	1876,020.11	4020,043.08	8300,945.74	2490,283.72	7954,685.00
5925,236.14	20636,221.16	2251,224.13	1876,020.11	4020,043.08	8423,142.44	2526,942.73	8040,222.69
5984,488.50	18760,201.06	2063,622.12	1876,020.11	0.00	12494,566.26	3748,369.88	6870,176.28
6044,333.38	16884,180.95	1876,020.11	1876,020.11	0.00	12553,170.53	3765,951.16	6911,199.26
6104,776.72	15008,160.85	1688,418.10	1876,020.11	0.00	12779,724.48	3833,917.34	7069,787.03
6165,824.48	13132,140.74	1500,816.08	1876,020.11	0.00	12845,319.12	3853,595.74	7115,703.28
6227,482.73	11256,120.63	1313,214.07	1876,020.11	0.00	12933,749.25	3880,124.77	7177,604.37
6289,757.55	9380,100.53	1125,612.06	1876,020.11	0.00	13107,054.95	3932,116.49	7298,918.36
6352,655.13	7504,080.42	938,010.05	1876,020.11	0.00	13116,162.09	3934,848.63	7305,293.35
6416,181.68	5628,060.32	750,408.04	1876,020.11	0.00	13336,484.57	4000,945.37	7459,519.10
6480,343.50	3752,040.21	562,806.03	1876,020.11	0.00	13483,654.30	4045,096.29	7562,537.91
6545,146.93	1876,020.11	375,204.02	1876,020.11	0.00	13585,041.52	4075,512.46	7633,508.96
6610,598.40	0.00	187,602.01	1876,020.11	0.00	13626,615.50	4087,984.65	7662,610.74

5. Proyecto de 20 MW con distribuidora (46 kv), utilizando proyección de precio alto WTI.

Datos generales

RENTABILIDAD PROYECTO 20 MW VENTA AL DISTRIBUIDOR (46 kV)

Vendiendo el 75% de la energía a PET 2 menos descuento y el 25% restante al MRS2 (Precio alto WTI)

Capacidad de planta	MW	20.00	Tasa de interés (Banco)	%	10.00%
Costo unitario por servidumbre	US\$/km	1,500.00	Tasa de inflación	%	1.0%
Costo unitario línea 46 kV	US\$/km	75,000.00	Tasa de descuento (WACC)	%	10%
Distancia	km	27.00	Depreciación	Años	20 años
Costo por servidumbre	US\$	40,500.00	Impuestos	%	30.00%
Línea y subestación 46 kV	US\$	2025,000.00	O&M	US\$/kWh	0.03
Solicitud interconexión y estudios	US\$	20,000.00	Depreciación por año	US\$	4020,043.08
Costo planta	US\$	78315,361.67	Declinación de generación	%	1.00%
Inversión total	US\$	\$ 80400,861.67	Excepciones	Años	5 años
Recursos propios	30%	24120,258.50	Amortización por año	US\$	1876,020.11
Financiación	70%	56280,603.17	Periodo de amortización	Años	30.00

Resultados	
VAN	\$77799,965.81
TIR	24.9%

Obteniendo los ingresos

No.	PET2-descuento US\$/MWh	MRS 2 US\$/MWh	Horas	Potencia MW	Energía MWh	Red 46 kV MWh	Red 115 kV MWh	Ingresos 46 kV US\$	Ingresos 115 kV US\$	Totales US\$
0										(56280,603.17)
1	155.57	151.52	8,256.00	20.00	165,120.00	123,840.00	41,280.00	19266,039.64	6254,806.45	25520,846.10
2	159.68	158.86	8,256.00	19.80	163,468.80	122,601.60	40,867.20	19577,029.73	6492,050.34	26069,080.07
3	165.64	169.50	8,256.00	19.60	161,834.11	121,375.58	40,458.53	20104,809.77	6857,814.57	26962,624.34
4	170.39	177.99	8,256.00	19.41	160,215.77	120,161.83	40,053.94	20474,767.49	7129,120.84	27603,888.33
5	174.18	184.75	8,256.00	19.21	158,613.61	118,960.21	39,653.40	20720,663.42	7326,069.87	28046,733.29
6	177.74	191.11	8,256.00	19.02	157,027.48	117,770.61	39,256.87	20933,029.74	7502,554.97	28435,584.71
7	183.28	201.00	8,256.00	18.83	155,457.20	116,592.90	38,864.30	21369,245.63	7811,783.11	29181,028.74
8	186.95	207.56	8,256.00	18.64	153,902.63	115,426.97	38,475.66	21579,172.51	7985,819.65	29564,992.16
9	189.84	212.72	8,256.00	18.45	152,363.60	114,272.70	38,090.90	21693,867.38	8102,679.66	29796,547.03
10	192.20	216.93	8,256.00	18.27	150,839.97	113,129.98	37,709.99	21743,940.58	8180,588.50	29924,529.08
11	196.15	223.98	8,256.00	18.09	149,331.57	111,998.68	37,332.89	21968,554.40	8361,909.54	30330,463.94
12	198.78	228.69	8,256.00	17.91	147,838.25	110,878.69	36,959.56	22040,954.48	8452,150.93	30493,105.41
13	201.46	233.47	8,256.00	17.73	146,359.87	109,769.90	36,589.97	22114,597.22	8542,660.54	30657,257.76
14	205.40	240.49	8,256.00	17.55	144,896.27	108,672.20	36,224.07	22320,895.45	8711,665.01	31032,560.46
15	208.37	245.80	8,256.00	17.37	143,447.31	107,585.48	35,861.83	22417,298.27	8814,793.47	31232,091.74
16	210.38	249.40	8,256.00	17.20	142,012.84	106,509.63	35,503.21	22407,687.44	8854,361.10	31262,048.54
17	212.39	252.99	8,256.00	17.03	140,592.71	105,444.53	35,148.18	22395,557.02	8891,976.09	31287,533.11
18	214.24	256.29	8,256.00	16.86	139,186.78	104,390.09	34,796.70	22364,960.87	8918,151.22	31283,112.09
19	216.43	260.20	8,256.00	16.69	137,794.91	103,346.18	34,448.73	22367,375.18	8963,531.57	31330,906.75
20	218.18	263.32	8,256.00	16.52	136,416.96	102,312.72	34,104.24	22322,444.35	8980,290.85	31302,735.19
21	219.79	266.19	8,256.00	16.36	135,052.79	101,289.60	33,763.20	22261,969.39	8987,362.63	31249,332.03
22	220.73	267.88	8,256.00	16.19	133,702.27	100,276.70	33,425.57	22134,347.60	8954,035.37	31088,382.97
23	222.48	271.01	8,256.00	16.03	132,365.24	99,273.93	33,091.31	22086,761.85	8967,922.24	31054,684.09
24	223.86	273.46	8,256.00	15.87	131,041.59	98,281.19	32,760.40	22001,178.62	8958,769.44	30959,948.06
25	225.75	276.84	8,256.00	15.71	129,731.17	97,298.38	32,432.79	21965,140.30	8978,689.76	30943,830.06
26	225.98	277.26	8,256.00	15.56	128,433.86	96,325.40	32,108.47	21768,074.71	8902,346.80	30670,421.51
27	227.48	279.93	8,256.00	15.40	127,149.52	95,362.14	31,787.38	21692,994.47	8898,204.58	30591,199.05
28	228.68	282.06	8,256.00	15.25	125,878.03	94,408.52	31,469.51	21588,919.95	8876,398.39	30465,318.33
29	229.37	283.30	8,256.00	15.09	124,619.25	93,464.44	31,154.81	21437,698.29	8826,126.99	30263,825.28
30	230.28	284.93	8,256.00	14.94	123,373.06	92,529.79	30,843.26	21307,939.61	8788,233.76	30096,173.37

Obtención de flujo de caja para obtener el VAN y TIR

O&M US\$	Amortización US\$	Interés US\$	Principal US\$	Depreciación US\$	Beneficio Bruto US\$	Impuestos US\$	Flujo de caja US\$
	56280,603.17						(56280,603.17)
4953,600.00	54404,583.06	5628,060.32	1876,020.11	4020,043.08	10919,142.70	0.00	13063,165.67
5003,136.00	52528,562.96	5440,458.31	1876,020.11	4020,043.08	11605,442.68	0.00	13749,465.66
5053,167.36	50652,542.85	5252,856.30	1876,020.11	4020,043.08	12636,557.60	0.00	14780,580.58
5103,699.03	48776,522.75	5065,254.29	1876,020.11	4020,043.08	13414,891.93	0.00	15558,914.91
5154,736.02	46900,502.64	4877,652.27	1876,020.11	4020,043.08	13994,301.90	0.00	16138,324.88
5206,283.38	45024,482.54	4690,050.26	1876,020.11	4020,043.08	14519,207.98	4355,762.39	12307,468.56
5258,346.22	43148,462.43	4502,448.25	1876,020.11	4020,043.08	15400,191.19	4620,057.36	12924,156.81
5310,929.68	41272,442.32	4314,846.24	1876,020.11	4020,043.08	15919,173.15	4775,751.95	13287,444.19
5364,038.98	39396,422.22	4127,244.23	1876,020.11	4020,043.08	16285,220.74	4885,566.22	13543,677.50
5417,679.37	37520,402.11	3939,642.22	1876,020.11	4020,043.08	16547,164.40	4964,149.32	13727,038.06
5471,856.16	35644,382.01	3752,040.21	1876,020.11	4020,043.08	17086,524.48	5125,957.34	14104,590.11
5526,574.72	33768,361.90	3564,438.20	1876,020.11	4020,043.08	17382,049.40	5214,614.82	14311,457.56
5581,840.47	31892,341.80	3376,836.19	1876,020.11	4020,043.08	17678,538.02	5303,561.41	14518,999.59
5637,658.87	30016,321.69	3189,234.18	1876,020.11	4020,043.08	18185,624.32	5455,687.30	14873,960.00
5694,035.46	28140,301.58	3001,632.17	1876,020.11	4020,043.08	18516,381.02	5554,914.31	15105,489.69
5750,975.82	26264,281.48	2814,030.16	1876,020.11	4020,043.08	18676,999.48	5603,099.84	15217,922.61
5808,485.58	24388,261.37	2626,428.15	1876,020.11	4020,043.08	18832,576.30	5649,772.89	15326,826.39
5866,570.43	22512,241.27	2438,826.14	1876,020.11	4020,043.08	18957,672.44	5687,301.73	15414,393.68
5925,236.14	20636,221.16	2251,224.13	1876,020.11	4020,043.08	19134,403.41	5740,321.02	15538,105.36
5984,488.50	18760,201.06	2063,622.12	1876,020.11	0.00	23254,624.58	6976,387.37	14402,217.10
6044,333.38	16884,180.95	1876,020.11	1876,020.11	0.00	23328,978.54	6998,693.56	14454,264.87
6104,776.72	15008,160.85	1688,418.10	1876,020.11	0.00	23295,188.16	6988,556.45	14430,611.61
6165,824.48	13132,140.74	1500,816.08	1876,020.11	0.00	23388,043.52	7016,413.06	14495,610.36
6227,482.73	11256,120.63	1313,214.07	1876,020.11	0.00	23419,251.26	7025,775.38	14517,455.78
6289,757.55	9380,100.53	1125,612.06	1876,020.11	0.00	23528,460.44	7058,538.13	14593,902.20
6352,655.13	7504,080.42	938,010.05	1876,020.11	0.00	23379,756.32	7013,926.90	14489,809.32
6416,181.68	5628,060.32	750,408.04	1876,020.11	0.00	23424,609.33	7027,382.80	14521,206.42
6480,343.50	3752,040.21	562,806.03	1876,020.11	0.00	23422,168.80	7026,650.64	14519,498.06
6545,146.93	1876,020.11	375,204.02	1876,020.11	0.00	23343,474.32	7003,042.30	14464,411.92
6610,598.40	0.00	187,602.01	1876,020.11	0.00	23297,972.95	6989,391.89	14432,560.96

6. Proyecto de 20 MW con distribuidora (46 kv), utilizando proyección de precio bajo WTI.

Datos generales

RENTABILIDAD PROYECTO 20 MW VENTA AL DISTRIBUIDOR (46 kV)

Vendiendo el 75% de la energía a PET 3 menos descuento y el 25% restante al MRS3 (Precio bajo WTI)

Capacidad de planta	MW	20.00	Tasa de interés (Banco)	%	10.00%
Costo unitario por servidumbre	US\$/km	1,500.00	Tasa de inflación	%	1.0%
Costo unitario línea 46 kV	US\$/km	75,000.00	Tasa de descuento (WACC)	%	10%
Distancia	km	27.00	Depreciación	Años	20 años
Costo por servidumbre	US\$	40,500.00	Impuestos	%	30.00%
Línea y subestación 46 kV	US\$	2025,000.00	O&M	US\$/kWh	0.03
Solicitud interconexión y estudios	US\$	20,000.00	Depreciación por año	US\$	4020,043.08
Costo planta	US\$	78315,361.67	Declinación de generación	%	1.00%
Inversión total	US\$	\$ 80400,861.67	Excepciones	Años	5 años
Recursos propios	30%	24120,258.50	Amortización por año	US\$	1876,020.11
Financiación	70%	56280,603.17	Periodo de amortización	Años	30.00

Resultados	
VAN	(\$23171,844.72)
TIR	4.4%

Obteniendo los ingresos

No.	PET3-descuento US\$/MWh	MRS 3 US\$/MWh	Horas	Potencia MW	Energía MWh	Red 46 kV MWh	Red 115 kV MWh	Ingresos 46 kV US\$	Ingresos 115 kV US\$	Totales US\$
0										(56280,603.17)
1	106.30	63.54	8,256.00	20.00	165,120.00	123,840.00	41,280.00	13164,516.31	2622,947.33	15787,463.64
2	107.51	65.70	8,256.00	19.80	163,468.80	122,601.60	40,867.20	13180,978.46	2684,876.97	15865,855.44
3	108.35	67.20	8,256.00	19.60	161,834.11	121,375.58	40,458.53	13151,586.48	2718,991.18	15870,577.65
4	109.11	68.55	8,256.00	19.41	160,215.77	120,161.83	40,053.94	13110,699.69	2745,747.14	15856,446.83
5	109.73	69.66	8,256.00	19.21	158,613.61	118,960.21	39,653.40	13053,711.87	2762,408.23	15816,120.10
6	110.50	71.04	8,256.00	19.02	157,027.48	117,770.61	39,256.87	13014,176.00	2788,951.56	15803,127.56
7	111.06	72.04	8,256.00	18.83	155,457.20	116,592.90	38,864.30	12949,323.47	2799,924.68	15749,248.14
8	111.14	72.18	8,256.00	18.64	153,902.63	115,426.97	38,475.66	12828,964.66	2777,362.59	15606,327.25
9	111.39	72.62	8,256.00	18.45	152,363.60	114,272.70	38,090.90	12728,564.56	2766,189.88	15494,754.44
10	111.61	73.02	8,256.00	18.27	150,839.97	113,129.98	37,709.99	12626,850.30	2753,749.05	15380,599.35
11	111.76	73.28	8,256.00	18.09	149,331.57	111,998.68	37,332.89	12516,653.13	2735,777.83	15252,430.95
12	112.38	74.40	8,256.00	17.91	147,838.25	110,878.69	36,959.56	12461,045.28	2749,824.03	15210,869.31
13	112.76	75.07	8,256.00	17.73	146,359.87	109,769.90	36,589.97	12377,628.14	2746,845.62	15124,473.76
14	112.86	75.24	8,256.00	17.55	144,896.27	108,672.20	36,224.07	12264,352.77	2725,627.70	14989,980.48
15	113.53	76.45	8,256.00	17.37	143,447.31	107,585.48	35,861.83	12214,137.98	2741,483.77	14955,621.75
16	113.92	77.15	8,256.00	17.20	142,012.84	106,509.63	35,503.21	12133,832.29	2738,971.13	14872,803.42
17	114.53	78.23	8,256.00	17.03	140,592.71	105,444.53	35,148.18	12076,572.74	2749,723.55	14826,296.29
18	114.52	78.21	8,256.00	16.86	139,186.78	104,390.09	34,796.70	11954,782.25	2721,616.33	14676,398.59
19	114.97	79.02	8,256.00	16.69	137,794.91	103,346.18	34,448.73	11881,845.47	2722,144.84	14603,990.31
20	115.48	79.92	8,256.00	16.52	136,416.96	102,312.72	34,104.24	11814,628.82	2725,638.75	14540,267.57
21	115.67	80.26	8,256.00	16.36	135,052.79	101,289.60	33,763.20	11715,906.10	2709,944.01	14425,850.11
22	115.95	80.76	8,256.00	16.19	133,702.27	100,276.70	33,425.57	11626,683.57	2699,473.46	14326,157.03
23	116.30	81.39	8,256.00	16.03	132,365.24	99,273.93	33,091.31	11545,469.92	2693,343.71	14238,813.63
24	116.68	82.08	8,256.00	15.87	131,041.59	98,281.19	32,760.40	11467,675.99	2688,827.40	14156,503.39
25	117.10	82.83	8,256.00	15.71	129,731.17	97,298.38	32,432.79	11393,905.66	2686,288.19	14080,193.84
26	117.05	82.73	8,256.00	15.56	128,433.86	96,325.40	32,108.47	11274,894.27	2656,406.06	13931,300.33
27	117.20	83.01	8,256.00	15.40	127,149.52	95,362.14	31,787.38	11176,835.33	2638,586.05	13815,421.38
28	117.40	83.36	8,256.00	15.25	125,878.03	94,408.52	31,469.51	11083,491.81	2623,167.35	13706,659.16
29	117.53	83.59	8,256.00	15.09	124,619.25	93,464.44	31,154.81	10984,673.14	2604,088.21	13588,761.34
30	117.70	83.90	8,256.00	14.94	123,373.06	92,529.79	30,843.26	10891,081.20	2587,722.80	13478,804.00

Obtención de flujo de caja para obtener el VAN y TIR

O&M US\$	Amortización US\$	Interés US\$	Principal US\$	Depreciación US\$	Beneficio Bruto US\$	Impuestos US\$	Flujo de caja US\$
	56280,603.17						(56280,603.17)
4953,600.00	54404,583.06	5628,060.32	1876,020.11	4020,043.08	1185,760.24	0.00	3329,783.22
5003,136.00	52528,562.96	5440,458.31	1876,020.11	4020,043.08	1402,218.05	0.00	3546,241.02
5053,167.36	50652,542.85	5252,856.30	1876,020.11	4020,043.08	1544,510.91	0.00	3688,533.89
5103,699.03	48776,522.75	5065,254.29	1876,020.11	4020,043.08	1667,450.43	0.00	3811,473.41
5154,736.02	46900,502.64	4877,652.27	1876,020.11	4020,043.08	1763,688.72	0.00	3907,711.70
5206,283.38	45024,482.54	4690,050.26	1876,020.11	4020,043.08	1886,750.83	566,025.25	3464,748.56
5258,346.22	43148,462.43	4502,448.25	1876,020.11	4020,043.08	1968,410.59	590,523.18	3521,910.39
5310,929.68	41272,442.32	4314,846.24	1876,020.11	4020,043.08	1960,508.25	588,152.47	3516,378.75
5364,038.98	39396,422.22	4127,244.23	1876,020.11	4020,043.08	1983,428.14	595,028.44	3532,422.68
5417,679.37	37520,402.11	3939,642.22	1876,020.11	4020,043.08	2003,234.68	600,970.40	3546,287.25
5471,856.16	35644,382.01	3752,040.21	1876,020.11	4020,043.08	2008,491.50	602,547.45	3549,967.02
5526,574.72	33768,361.90	3564,438.20	1876,020.11	4020,043.08	2099,813.31	629,943.99	3613,892.29
5581,840.47	31892,341.80	3376,836.19	1876,020.11	4020,043.08	2145,754.02	643,726.20	3646,050.79
5637,658.87	30016,321.69	3189,234.18	1876,020.11	4020,043.08	2143,044.34	642,913.30	3644,154.01
5694,035.46	28140,301.58	3001,632.17	1876,020.11	4020,043.08	2239,911.03	671,973.31	3711,960.70
5750,975.82	26264,281.48	2814,030.16	1876,020.11	4020,043.08	2287,754.36	686,326.31	3745,451.03
5808,485.58	24388,261.37	2626,428.15	1876,020.11	4020,043.08	2371,339.48	711,401.84	3803,960.62
5866,570.43	22512,241.27	2438,826.14	1876,020.11	4020,043.08	2350,958.93	705,287.68	3789,694.23
5925,236.14	20636,221.16	2251,224.13	1876,020.11	4020,043.08	2407,486.96	722,246.09	3829,263.85
5984,488.50	18760,201.06	2063,622.12	1876,020.11	0.00	6492,156.95	1947,647.09	2668,489.76
6044,333.38	16884,180.95	1876,020.11	1876,020.11	0.00	6505,496.62	1951,648.99	2677,827.53
6104,776.72	15008,160.85	1688,418.10	1876,020.11	0.00	6532,962.22	1959,888.67	2697,053.45
6165,824.48	13132,140.74	1500,816.08	1876,020.11	0.00	6572,173.06	1971,651.92	2724,501.04
6227,482.73	11256,120.63	1313,214.07	1876,020.11	0.00	6615,806.59	1984,741.98	2755,044.51
6289,757.55	9380,100.53	1125,612.06	1876,020.11	0.00	6664,824.23	1999,447.27	2789,356.85
6352,655.13	7504,080.42	938,010.05	1876,020.11	0.00	6640,635.15	1992,190.54	2772,424.50
6416,181.68	5628,060.32	750,408.04	1876,020.11	0.00	6648,831.65	1994,649.50	2778,162.05
6480,343.50	3752,040.21	562,806.03	1876,020.11	0.00	6663,509.63	1999,052.89	2788,436.63
6545,146.93	1876,020.11	375,204.02	1876,020.11	0.00	6668,410.39	2000,523.12	2791,867.17
6610,598.40	0.00	187,602.01	1876,020.11	0.00	6680,603.58	2004,181.08	2800,402.40

7. Proyecto de 10 MW al mercado mayorista (115 kv), utilizando proyección de caso base WTI.

Datos generales

RENTABILIDAD PROYECTO 10 MW VENTA AL MERCADO MAYORISTA

Vendiendo el 100% de la energía a MRS1 (Caso base WTI)

Capacidad de planta	MW	10.00	Tasa de interes (Banco)	%	10.00%
Costo unitario por servidumbre	US\$/km	2,000.00	Tasa de inflación	%	1.0%
Costo unitario línea 115 kV	US\$/km	381,527.41	Tasa de descuento (WACC)	%	10%
Distancia	km	10.00	Depreciación	Años	20 años
Costo por servidumbre	US\$	20,000.00	Impuestos	%	30.00%
Línea y subestación 115 kV	US\$	3815,274.10	O&M	US\$/kWh	0.03
Solicitud interconexión y estudios	US\$	20,000.00	Depreciación por año	US\$	2150,647.75
Costo planta	US\$	39157,680.84	Declinación de generación	%	1.00%
Inversión total	US\$	\$ 43012,954.94	Excepciones	Años	5 años
Recursos propios	30%	12903,886.48	Amortización por año	US\$	1003,635.62
Financiación	70%	30109,068.46	Periodo de amortización	Años	30.00

Resultados	
VAN	\$3561,330.71
TIR	11.3%

Obteniendo los ingresos

No.	MRS 1 US\$/MWh	Precio por potencia US\$/kWh	Horas	Potencia MW	Energía MWh	Ingresos MRS US\$	Ingresos por potencia US\$	Totales US\$
0								(30109,068.46)
1	104.60	7.88	8,256.00	10.00	82,560.00	8635,498.56	945,360.00	9580,858.56
2	106.69	7.96	8,256.00	9.90	81,734.40	8720,577.35	945,265.46	9665,842.81
3	108.43	8.04	8,256.00	9.80	80,917.06	8774,058.04	945,170.94	9719,228.98
4	111.71	8.12	8,256.00	9.70	80,107.89	8948,733.32	945,076.42	9893,809.74
5	114.03	8.20	8,256.00	9.61	79,306.81	9043,008.50	944,981.91	9987,990.41
6	116.46	8.28	8,256.00	9.51	78,513.74	9144,018.58	944,887.41	10088,906.00
7	118.82	8.36	8,256.00	9.41	77,728.60	9235,725.91	944,792.93	10180,518.83
8	119.95	8.45	8,256.00	9.32	76,951.32	9230,283.97	944,698.45	10174,982.41
9	122.24	8.53	8,256.00	9.23	76,181.80	9312,327.74	944,603.98	10256,931.72
10	124.13	8.62	8,256.00	9.14	75,419.98	9362,072.12	944,509.52	10306,581.63
11	126.64	8.70	8,256.00	9.04	74,665.78	9455,533.02	944,415.07	10399,948.09
12	127.91	8.79	8,256.00	8.95	73,919.13	9454,976.39	944,320.62	10399,297.01
13	131.94	8.88	8,256.00	8.86	73,179.94	9655,692.69	944,226.19	10599,918.89
14	133.78	8.97	8,256.00	8.78	72,448.14	9692,225.87	944,131.77	10636,357.64
15	136.08	9.06	8,256.00	8.69	71,723.65	9760,277.71	944,037.36	10704,315.07
16	139.16	9.15	8,256.00	8.60	71,006.42	9881,139.89	943,942.95	10825,082.84
17	139.73	9.24	8,256.00	8.51	70,296.35	9822,631.69	943,848.56	10766,480.25
18	142.02	9.33	8,256.00	8.43	69,593.39	9883,521.33	943,754.17	10827,275.50
19	144.18	9.42	8,256.00	8.35	68,897.46	9933,584.81	943,659.80	10877,244.61
20	145.59	9.52	8,256.00	8.26	68,208.48	9930,687.42	943,565.43	10874,252.85
21	147.10	9.61	8,256.00	8.18	67,526.40	9933,077.50	943,471.08	10876,548.57
22	150.49	9.71	8,256.00	8.10	66,851.13	10060,709.79	943,376.73	11004,086.52
23	152.13	9.81	8,256.00	8.02	66,182.62	10068,139.70	943,282.39	11011,422.09
24	154.04	9.90	8,256.00	7.94	65,520.80	10092,537.38	943,188.06	11035,725.44
25	156.94	10.00	8,256.00	7.86	64,865.59	10180,211.24	943,093.74	11123,304.99
26	157.98	10.10	8,256.00	7.78	64,216.93	10145,294.91	942,999.43	11088,294.35
27	161.51	10.20	8,256.00	7.70	63,574.76	10267,957.86	942,905.13	11210,862.99
28	164.22	10.31	8,256.00	7.62	62,939.01	10335,994.91	942,810.84	11278,805.75
29	166.42	10.41	8,256.00	7.55	62,309.62	10369,841.44	942,716.56	11312,558.00
30	167.93	10.51	8,256.00	7.47	61,686.53	10359,036.57	942,622.29	11301,658.86

Obtención de flujo de caja para obtener el VAN y TIR

O&M US\$	Amortización US\$	Interés US\$	Principal US\$	Depreciación US\$	Beneficio Bruto (AD) US\$	Impuestos US\$	Flujo de caja US\$
	30109,068.46						(30109,068.46)
2476,800.00	29105,432.84	3010,906.85	1003,635.62	2150,647.75	1942,503.96	0.00	3089,516.10
2501,568.00	28101,797.23	2910,543.28	1003,635.62	2150,647.75	2103,083.78	0.00	3250,095.91
2526,583.68	27098,161.61	2810,179.72	1003,635.62	2150,647.75	2231,817.83	0.00	3378,829.96
2551,849.52	26094,526.00	2709,816.16	1003,635.62	2150,647.75	2481,496.32	0.00	3628,508.45
2577,368.01	25090,890.38	2609,452.60	1003,635.62	2150,647.75	2650,522.05	0.00	3797,534.19
2603,141.69	24087,254.77	2509,089.04	1003,635.62	2150,647.75	2826,027.52	847,808.26	3125,231.40
2629,173.11	23083,619.15	2408,725.48	1003,635.62	2150,647.75	2991,972.50	897,591.75	3241,392.88
2655,464.84	22079,983.54	2308,361.92	1003,635.62	2150,647.75	3060,507.91	918,152.37	3289,367.67
2682,019.49	21076,347.92	2207,998.35	1003,635.62	2150,647.75	3216,266.13	964,879.84	3398,398.42
2708,839.68	20072,712.31	2107,634.79	1003,635.62	2150,647.75	3339,459.41	1001,837.82	3484,633.72
2735,928.08	19069,076.69	2007,271.23	1003,635.62	2150,647.75	3506,101.03	1051,830.31	3601,282.85
2763,287.36	18065,441.07	1906,907.67	1003,635.62	2150,647.75	3578,454.24	1073,536.27	3651,930.10
2790,920.23	17061,805.46	1806,544.11	1003,635.62	2150,647.75	3851,806.80	1155,542.04	3843,276.89
2818,829.44	16058,169.84	1706,180.55	1003,635.62	2150,647.75	3960,699.91	1188,209.97	3919,502.07
2847,017.73	15054,534.23	1605,816.98	1003,635.62	2150,647.75	4100,832.60	1230,249.78	4017,594.95
2875,487.91	14050,898.61	1505,453.42	1003,635.62	2150,647.75	4293,493.76	1288,048.13	4152,457.76
2904,242.79	13047,263.00	1405,089.86	1003,635.62	2150,647.75	4306,499.85	1291,949.96	4161,562.03
2933,285.22	12043,627.38	1304,726.30	1003,635.62	2150,647.75	4438,616.24	1331,584.87	4254,043.50
2962,618.07	11039,991.77	1204,362.74	1003,635.62	2150,647.75	4559,616.05	1367,884.82	4338,743.37
2992,244.25	10036,356.15	1103,999.18	1003,635.62	0.00	6778,009.43	2033,402.83	3740,970.98
3022,166.69	9032,720.54	1003,635.62	1003,635.62	0.00	6850,746.26	2055,223.88	3791,886.77
3052,388.36	8029,084.92	903,272.05	1003,635.62	0.00	7048,426.11	2114,527.83	3930,262.66
3082,912.24	7025,449.31	802,908.49	1003,635.62	0.00	7125,601.36	2137,680.41	3984,285.34
3113,741.36	6021,813.69	702,544.93	1003,635.62	0.00	7219,439.15	2165,831.74	4049,971.79
3144,878.78	5018,178.08	602,181.37	1003,635.62	0.00	7376,244.84	2212,873.45	4159,735.77
3176,327.57	4014,542.46	501,817.81	1003,635.62	0.00	7410,148.97	2223,044.69	4183,468.67
3208,090.84	3010,906.85	401,454.25	1003,635.62	0.00	7601,317.91	2280,395.37	4317,286.92
3240,171.75	2007,271.23	301,090.68	1003,635.62	0.00	7737,543.32	2321,262.99	4412,644.71
3272,573.47	1003,635.62	200,727.12	1003,635.62	0.00	7839,257.41	2351,777.22	4483,844.57
3305,299.20	0.00	100,363.56	1003,635.62	0.00	7895,996.10	2368,798.83	4523,561.66

8. Proyecto de 10 MW al mercado mayorista (115 kv), utilizando proyección de precio alto WTI.

Datos generales

RENTABILIDAD PROYECTO 10 MW VENTA AL MERCADO MAYORISTA

Vendiendo el 100% de la energía a MRS2 (Precio alto WTI)

Capacidad de planta	MW	10.00	Tasa de interes (Banco)	%	10.00%
Costo unitario por servidumbre	US\$/km	2,000.00	Tasa de inflación	%	1.0%
Costo unitario línea 115 kV	US\$/km	381,527.41	Tasa de descuento (WACC)	%	10%
Distancia	km	10.00	Depreciación	Años	20 años
Costo por servidumbre	US\$	20,000.00	Impuestos	%	30.00%
Línea y subestación 115 kV	US\$	3815,274.10	O&M	US\$/kWh	0.03
Solicitud interconexión y estudios	US\$	20,000.00	Depreciación por año	US\$	2150,647.75
Costo planta	US\$	39157,680.84	Declinación de generación	%	1.00%
Inversión total	US\$	\$ 43012,954.94	Excepciones	Años	5 años
Recursos propios	30%	12903,886.48	Amortización por año	US\$	1003,635.62
Financiación	70%	30109,068.46	Periodo de amortización	Años	30.00

Resultados	
VAN	\$49849,512.85
TIR	26.6%

Obteniendo los ingresos

No.	MRS 2 US\$/MWh	Precio por potencia US\$/kWh	Horas	Potencia MW	Energía MWh	Ingresos MRS US\$	Ingresos por potencia US\$	Totales US\$
0								(30109,068.46)
1	151.52	7.88	8,256.00	10.00	82,560.00	12509,612.91	945,360.00	13454,972.91
2	158.86	7.96	8,256.00	9.90	81,734.40	12984,100.69	945,265.46	13929,366.15
3	169.50	8.04	8,256.00	9.80	80,917.06	13715,629.13	945,170.94	14660,800.07
4	177.99	8.12	8,256.00	9.70	80,107.89	14258,241.67	945,076.42	15203,318.10
5	184.75	8.20	8,256.00	9.61	79,306.81	14652,139.73	944,981.91	15597,121.65
6	191.11	8.28	8,256.00	9.51	78,513.74	15005,109.95	944,887.41	15949,997.36
7	201.00	8.36	8,256.00	9.41	77,728.60	15623,566.22	944,792.93	16568,359.14
8	207.56	8.45	8,256.00	9.32	76,951.32	15971,639.29	944,698.45	16916,337.74
9	212.72	8.53	8,256.00	9.23	76,181.80	16205,359.31	944,603.98	17149,963.29
10	216.93	8.62	8,256.00	9.14	75,419.98	16361,177.00	944,509.52	17305,686.51
11	223.98	8.70	8,256.00	9.04	74,665.78	16723,819.07	944,415.07	17668,234.14
12	228.69	8.79	8,256.00	8.95	73,919.13	16904,301.86	944,320.62	17848,622.48
13	233.47	8.88	8,256.00	8.86	73,179.94	17085,321.09	944,226.19	18029,547.28
14	240.49	8.97	8,256.00	8.78	72,448.14	17423,330.02	944,131.77	18367,461.79
15	245.80	9.06	8,256.00	8.69	71,723.65	17629,586.93	944,037.36	18573,624.29
16	249.40	9.15	8,256.00	8.60	71,006.42	17708,722.19	943,942.95	18652,665.15
17	252.99	9.24	8,256.00	8.51	70,296.35	17783,952.18	943,848.56	18727,800.74
18	256.29	9.33	8,256.00	8.43	69,593.39	17836,302.44	943,754.17	18780,056.61
19	260.20	9.42	8,256.00	8.35	68,897.46	17927,063.14	943,659.80	18870,722.94
20	263.32	9.52	8,256.00	8.26	68,208.48	17960,581.69	943,565.43	18904,147.12
21	266.19	9.61	8,256.00	8.18	67,526.40	17974,725.27	943,471.08	18918,196.34
22	267.88	9.71	8,256.00	8.10	66,851.13	17908,070.75	943,376.73	18851,447.48
23	271.01	9.81	8,256.00	8.02	66,182.62	17935,844.48	943,282.39	18879,126.87
24	273.46	9.90	8,256.00	7.94	65,520.80	17917,538.88	943,188.06	18860,726.94
25	276.84	10.00	8,256.00	7.86	64,865.59	17957,379.52	943,093.74	18900,473.26
26	277.26	10.10	8,256.00	7.78	64,216.93	17804,693.60	942,999.43	18747,693.03
27	279.93	10.20	8,256.00	7.70	63,574.76	17796,409.17	942,905.13	18739,314.30
28	282.06	10.31	8,256.00	7.62	62,939.01	17752,796.77	942,810.84	18695,607.62
29	283.30	10.41	8,256.00	7.55	62,309.62	17652,253.97	942,716.56	18594,970.54
30	284.93	10.51	8,256.00	7.47	61,686.53	17576,467.51	942,622.29	18519,089.80

Obtención de flujo de caja para obtener el VAN y TIR

O&M US\$	Amortización US\$	Interés US\$	Principal US\$	Depreciación US\$	Beneficio Bruto (AI) US\$	Impuestos US\$	Flujo de caja US\$
	30109,068.46						(30109,068.46)
2476,800.00	29105,432.84	3010,906.85	1003,635.62	2150,647.75	5816,618.32	0.00	6963,630.45
2501,568.00	28101,797.23	2910,543.28	1003,635.62	2150,647.75	6366,607.12	0.00	7513,619.25
2526,583.68	27098,161.61	2810,179.72	1003,635.62	2150,647.75	7173,388.92	0.00	8320,401.05
2551,849.52	26094,526.00	2709,816.16	1003,635.62	2150,647.75	7791,004.67	0.00	8938,016.80
2577,368.01	25090,890.38	2609,452.60	1003,635.62	2150,647.75	8259,653.29	0.00	9406,665.42
2603,141.69	24087,254.77	2509,089.04	1003,635.62	2150,647.75	8687,118.89	2606,135.67	7227,995.35
2629,173.11	23083,619.15	2408,725.48	1003,635.62	2150,647.75	9379,812.81	2813,943.84	7712,881.10
2655,464.84	22079,983.54	2308,361.92	1003,635.62	2150,647.75	9801,863.24	2940,558.97	8008,316.40
2682,019.49	21076,347.92	2207,998.35	1003,635.62	2150,647.75	10109,297.70	3032,789.31	8223,520.52
2708,839.68	20072,712.31	2107,634.79	1003,635.62	2150,647.75	10338,564.29	3101,569.29	8384,007.14
2735,928.08	19069,076.69	2007,271.23	1003,635.62	2150,647.75	10774,387.08	3232,316.12	8689,083.09
2763,287.36	18065,441.07	1906,907.67	1003,635.62	2150,647.75	11027,779.71	3308,333.91	8866,457.93
2790,920.23	17061,805.46	1806,544.11	1003,635.62	2150,647.75	11281,435.19	3384,430.56	9044,016.77
2818,829.44	16058,169.84	1706,180.55	1003,635.62	2150,647.75	11691,804.06	3507,541.22	9331,274.97
2847,017.73	15054,534.23	1605,816.98	1003,635.62	2150,647.75	11970,141.82	3591,042.55	9526,111.41
2875,487.91	14050,898.61	1505,453.42	1003,635.62	2150,647.75	12121,076.07	3636,322.82	9631,765.38
2904,242.79	13047,263.00	1405,089.86	1003,635.62	2150,647.75	12267,820.34	3680,346.10	9734,486.37
2933,285.22	12043,627.38	1304,726.30	1003,635.62	2150,647.75	12391,397.35	3717,419.21	9820,990.28
2962,618.07	11039,991.77	1204,362.74	1003,635.62	2150,647.75	12553,094.38	3765,928.31	9934,178.20
2992,244.25	10036,356.15	1103,999.18	1003,635.62	0.00	14807,903.70	4442,371.11	9361,896.97
3022,166.69	9032,720.54	1003,635.62	1003,635.62	0.00	14892,394.04	4467,718.21	9421,040.21
3052,388.36	8029,084.92	903,272.05	1003,635.62	0.00	14895,787.06	4468,736.12	9423,415.33
3082,912.24	7025,449.31	802,908.49	1003,635.62	0.00	14993,306.14	4497,991.84	9491,678.68
3113,741.36	6021,813.69	702,544.93	1003,635.62	0.00	15044,440.65	4513,332.20	9527,472.84
3144,878.78	5018,178.08	602,181.37	1003,635.62	0.00	15153,413.12	4546,023.93	9603,753.57
3176,327.57	4014,542.46	501,817.81	1003,635.62	0.00	15069,547.66	4520,864.30	9545,047.75
3208,090.84	3010,906.85	401,454.25	1003,635.62	0.00	15129,769.22	4538,930.76	9587,202.84
3240,171.75	2007,271.23	301,090.68	1003,635.62	0.00	15154,345.18	4546,303.55	9604,406.01
3272,573.47	1003,635.62	200,727.12	1003,635.62	0.00	15121,669.95	4536,500.98	9581,533.35
3305,299.20	0.00	100,363.56	1003,635.62	0.00	15113,427.04	4534,028.11	9575,763.31

9. Proyecto de 10 MW al mercado mayorista (115 kv), utilizando proyección de precio bajo WTI.

Datos generales

RENTABILIDAD PROYECTO 10 MW VENTA AL MERCADO MAYORISTA

Vendiendo el 100% de la energía a MRS3 (Precio bajo WTI)

Capacidad de planta	MW	10.00	Tasa de interes (Banco)	%	10.00%
Costo unitario por servidumbre	US\$/km	2,000.00	Tasa de inflación	%	1.0%
Costo unitario línea 115 kV	US\$/km	381,527.41	Tasa de descuento (WACC)	%	10%
Distancia	km	10.00	Depreciación	Años	20 años
Costo por servidumbre	US\$	20,000.00	Impuestos	%	30.00%
Línea y subestación 115 kV	US\$	3815,274.10	O&M	US\$/kWh	0.03
Solicitud interconexión y estudios	US\$	20,000.00	Depreciación por año	US\$	2150,647.75
Costo planta	US\$	39157,680.84	Declinación de generación	%	1.00%
Inversión total	US\$	\$ 43012,954.94	Excepciones	Años	5 años
Recursos propios	30%	12903,886.48	Amortización por año	US\$	1003,635.62
Financiación	70%	30109,068.46	Periodo de amortización	Años	30.00

Resultados	
VAN	(\$26100,701.31)
TIR	-2.2%

Obteniendo los ingresos

No.	MRS 3 US\$/MWh	Precio por potencia US\$/kWh	Horas	Potencia MW	Energía MWh	Ingresos MRS US\$	Ingresos por potencia US\$	Totales US\$
0								(30109,068.46)
1	63.54	7.88	8,256.00	10.00	82,560.00	5245,894.66	945,360.00	6191,254.66
2	65.70	7.96	8,256.00	9.90	81,734.40	5369,753.94	945,265.46	6315,019.41
3	67.20	8.04	8,256.00	9.80	80,917.06	5437,982.35	945,170.94	6383,153.29
4	68.55	8.12	8,256.00	9.70	80,107.89	5491,494.29	945,076.42	6436,570.71
5	69.66	8.20	8,256.00	9.61	79,306.81	5524,816.46	944,981.91	6469,798.38
6	71.04	8.28	8,256.00	9.51	78,513.74	5577,903.12	944,887.41	6522,790.54
7	72.04	8.36	8,256.00	9.41	77,728.60	5599,849.35	944,792.93	6544,642.28
8	72.18	8.45	8,256.00	9.32	76,951.32	5554,725.18	944,698.45	6499,423.63
9	72.62	8.53	8,256.00	9.23	76,181.80	5532,379.76	944,603.98	6476,983.74
10	73.02	8.62	8,256.00	9.14	75,419.98	5507,498.10	944,509.52	6452,007.62
11	73.28	8.70	8,256.00	9.04	74,665.78	5471,555.65	944,415.07	6415,970.72
12	74.40	8.79	8,256.00	8.95	73,919.13	5499,648.06	944,320.62	6443,968.68
13	75.07	8.88	8,256.00	8.86	73,179.94	5493,691.23	944,226.19	6437,917.43
14	75.24	8.97	8,256.00	8.78	72,448.14	5451,255.41	944,131.77	6395,387.18
15	76.45	9.06	8,256.00	8.69	71,723.65	5482,967.54	944,037.36	6427,004.89
16	77.15	9.15	8,256.00	8.60	71,006.42	5477,942.25	943,942.95	6421,885.21
17	78.23	9.24	8,256.00	8.51	70,296.35	5499,447.09	943,848.56	6443,295.65
18	78.21	9.33	8,256.00	8.43	69,593.39	5443,232.66	943,754.17	6386,986.84
19	79.02	9.42	8,256.00	8.35	68,897.46	5444,289.67	943,659.80	6387,949.47
20	79.92	9.52	8,256.00	8.26	68,208.48	5451,277.49	943,565.43	6394,842.92
21	80.26	9.61	8,256.00	8.18	67,526.40	5419,888.01	943,471.08	6363,359.09
22	80.76	9.71	8,256.00	8.10	66,851.13	5398,946.91	943,376.73	6342,323.64
23	81.39	9.81	8,256.00	8.02	66,182.62	5386,687.42	943,282.39	6329,969.81
24	82.08	9.90	8,256.00	7.94	65,520.80	5377,654.80	943,188.06	6320,842.86
25	82.83	10.00	8,256.00	7.86	64,865.59	5372,576.38	943,093.74	6315,670.12
26	82.73	10.10	8,256.00	7.78	64,216.93	5312,812.12	942,999.43	6255,811.56
27	83.01	10.20	8,256.00	7.70	63,574.76	5277,172.10	942,905.13	6220,077.23
28	83.36	10.31	8,256.00	7.62	62,939.01	5246,334.70	942,810.84	6189,145.55
29	83.59	10.41	8,256.00	7.55	62,309.62	5208,176.41	942,716.56	6150,892.98
30	83.90	10.51	8,256.00	7.47	61,686.53	5175,445.59	942,622.29	6118,067.89

Obtención de flujo de caja para obtener el VAN y TIR

O&M US\$	Amortización US\$	Interés US\$	Principal US\$	Depreciación US\$	Beneficio Bruto (AD) US\$	Impuestos US\$	Flujo de caja US\$
	30109,068.46						(30109,068.46)
2476,800.00	29105,432.84	3010,906.85	1003,635.62	2150,647.75	-1447,099.94	0.00	(300,087.80)
2501,568.00	28101,797.23	2910,543.28	1003,635.62	2150,647.75	-1247,739.62	0.00	(100,727.49)
2526,583.68	27098,161.61	2810,179.72	1003,635.62	2150,647.75	-1104,257.86	0.00	42,754.27
2551,849.52	26094,526.00	2709,816.16	1003,635.62	2150,647.75	-975,742.72	0.00	171,269.42
2577,368.01	25090,890.38	2609,452.60	1003,635.62	2150,647.75	-867,669.98	0.00	279,342.15
2603,141.69	24087,254.77	2509,089.04	1003,635.62	2150,647.75	-740,087.94	0.00	406,924.19
2629,173.11	23083,619.15	2408,725.48	1003,635.62	2150,647.75	-643,904.05	0.00	503,108.08
2655,464.84	22079,983.54	2308,361.92	1003,635.62	2150,647.75	-615,050.87	0.00	531,961.26
2682,019.49	21076,347.92	2207,998.35	1003,635.62	2150,647.75	-563,681.85	0.00	583,330.28
2708,839.68	20072,712.31	2107,634.79	1003,635.62	2150,647.75	-515,114.61	0.00	631,897.53
2735,928.08	19069,076.69	2007,271.23	1003,635.62	2150,647.75	-477,876.34	0.00	669,135.79
2763,287.36	18065,441.07	1906,907.67	1003,635.62	2150,647.75	-376,874.09	0.00	770,138.04
2790,920.23	17061,805.46	1806,544.11	1003,635.62	2150,647.75	-310,194.66	0.00	836,817.47
2818,829.44	16058,169.84	1706,180.55	1003,635.62	2150,647.75	-280,270.55	0.00	866,741.58
2847,017.73	15054,534.23	1605,816.98	1003,635.62	2150,647.75	-176,477.57	0.00	970,534.56
2875,487.91	14050,898.61	1505,453.42	1003,635.62	2150,647.75	-109,703.87	0.00	1037,308.26
2904,242.79	13047,263.00	1405,089.86	1003,635.62	2150,647.75	-16,684.75	0.00	1130,327.38
2933,285.22	12043,627.38	1304,726.30	1003,635.62	2150,647.75	-1,672.43	0.00	1145,339.71
2962,618.07	11039,991.77	1204,362.74	1003,635.62	2150,647.75	70,320.92	21,096.28	1196,236.77
2992,244.25	10036,356.15	1103,999.18	1003,635.62	0.00	2298,599.50	689,579.85	605,384.03
3022,166.69	9032,720.54	1003,635.62	1003,635.62	0.00	2337,556.78	701,267.03	632,654.13
3052,388.36	8029,084.92	903,272.05	1003,635.62	0.00	2386,663.23	715,998.97	667,028.65
3082,912.24	7025,449.31	802,908.49	1003,635.62	0.00	2444,149.08	733,244.72	707,268.74
3113,741.36	6021,813.69	702,544.93	1003,635.62	0.00	2504,556.56	751,366.97	749,553.98
3144,878.78	5018,178.08	602,181.37	1003,635.62	0.00	2568,609.97	770,582.99	794,391.37
3176,327.57	4014,542.46	501,817.81	1003,635.62	0.00	2577,666.18	773,299.86	800,730.71
3208,090.84	3010,906.85	401,454.25	1003,635.62	0.00	2610,532.14	783,159.64	823,736.89
3240,171.75	2007,271.23	301,090.68	1003,635.62	0.00	2647,883.11	794,364.93	849,882.56
3272,573.47	1003,635.62	200,727.12	1003,635.62	0.00	2677,592.39	803,277.72	870,679.05
3305,299.20	0.00	100,363.56	1003,635.62	0.00	2712,405.12	813,721.54	895,047.97

10. Proyecto de 20 MW al mercado mayorista (115 kv), utilizando proyección de caso base WTI.

Datos generales

RENTABILIDAD PROYECTO 20 MW VENTA AL MERCADO MAYORISTA

Vendiendo el 100% de la energía a MRS1 (Caso base WTI)

Capacidad de planta	MW	20.00	Tasa de interes (Banco)	%	10.00%
Costo unitario por servidumbre	US\$/km	1,500.00	Tasa de inflación	%	1.0%
Costo unitario línea 115 kV	US\$/km	381,527.41	Tasa de descuento (WACC)	%	10%
Distancia	km	8.40	Depreciación	Años	20 años
Costo por servidumbre	US\$	12,600.00	Impuestos	%	30.00%
Línea y subestación 115 kV	US\$	3204,830.24	O&M	US\$/kWh	0.03
Solicitud interconexión y estudios	US\$	20,000.00	Depreciación por año	US\$	4077,639.60
Costo planta	US\$	78315,361.67	Declinación de generación	%	1.00%
Inversión total	US\$	81552,791.91	Excepciones	Años	5 años
Recursos propios	30%	24465,837.57	Amortización por año	US\$	1902,898.48
Financiación	70%	57086,954.34	Periodo de amortización	Años	30.00

Resultados	
VAN	\$22174,443.21
TIR	15.3%

Obteniendo los ingresos

No.	MRS 1 US\$/MWh	Precio por potencia US\$/kWh	Horas	Potencia MW	Energía MWh	Ingresos MRS US\$	Ingresos por potencia US\$	Totales US\$
0								(57086,954.34)
1	93.99	7.88	8,256.00	20.00	165,120.00	15519,491.20	1890,720.00	17410,211.20
2	128.86	7.96	8,256.00	19.80	163,468.80	21064,589.57	1890,530.93	22955,120.50
3	124.95	8.04	8,256.00	19.60	161,834.11	20221,172.29	1890,341.87	22111,514.17
4	126.32	8.12	8,256.00	19.41	160,215.77	20238,189.15	1890,152.84	22128,341.99
5	166.23	8.20	8,256.00	19.21	158,613.61	26366,737.45	1889,963.83	28256,701.28
6	191.58	8.28	8,256.00	19.02	157,027.48	30082,800.63	1889,774.83	31972,575.46
7	175.18	8.36	8,256.00	18.83	155,457.20	27233,122.24	1889,585.85	29122,708.09
8	164.04	8.45	8,256.00	18.64	153,902.63	25245,942.91	1889,396.89	27135,339.80
9	104.53	8.53	8,256.00	18.45	152,363.60	15926,738.67	1889,207.95	17815,946.62
10	81.52	8.62	8,256.00	18.27	150,839.97	12296,853.34	1889,019.03	14185,872.38
11	91.08	8.70	8,256.00	18.09	149,331.57	13600,579.19	1888,830.13	15489,409.32
12	112.61	8.79	8,256.00	17.91	147,838.25	16648,721.78	1888,641.25	18537,363.03
13	106.49	8.88	8,256.00	17.73	146,359.87	15585,790.38	1888,452.38	17474,242.76
14	69.80	8.97	8,256.00	17.55	144,896.27	10114,332.58	1888,263.54	12002,596.12
15	93.99	9.06	8,256.00	17.37	143,447.31	13482,493.00	1888,074.71	15370,567.71
16	128.86	9.15	8,256.00	17.20	142,012.84	18299,773.98	1887,885.90	20187,659.89
17	124.95	9.24	8,256.00	17.03	140,592.71	17567,058.76	1887,697.12	19454,755.88
18	126.32	9.33	8,256.00	16.86	139,186.78	17581,842.08	1887,508.35	19469,350.43
19	166.23	9.42	8,256.00	16.69	137,794.91	22905,992.76	1887,319.60	24793,312.35
20	191.58	9.52	8,256.00	16.52	136,416.96	26134,307.08	1887,130.86	28021,437.94
21	175.18	9.61	8,256.00	16.36	135,052.79	23658,660.92	1886,942.15	25545,603.07
22	164.04	9.71	8,256.00	16.19	133,702.27	21932,307.19	1886,753.46	23819,060.65
23	104.53	9.81	8,256.00	16.03	132,365.24	13836,287.53	1886,564.78	15722,852.31
24	81.52	9.90	8,256.00	15.87	131,041.59	10682,839.85	1886,376.12	12569,215.98
25	91.08	10.00	8,256.00	15.71	129,731.17	11815,446.22	1886,187.49	13701,633.71
26	112.61	10.10	8,256.00	15.56	128,433.86	14463,507.33	1885,998.87	16349,506.20
27	106.49	10.20	8,256.00	15.40	127,149.52	13540,090.13	1885,810.27	15425,900.40
28	69.80	10.31	8,256.00	15.25	125,878.03	8786,784.08	1885,621.69	10672,405.77
29	93.99	10.41	8,256.00	15.09	124,619.25	11712,859.34	1885,433.12	13598,292.46
30	128.86	10.51	8,256.00	14.94	123,373.06	15897,852.02	1885,244.58	17783,096.61

Obtención de flujo de caja para obtener el VAN y TIR

O&M US\$	Amortización US\$	Interés US\$	Saldo US\$	Depreciación US\$	Beneficio Bruto US\$	Impuestos US\$	Flujo de caja US\$
	57086,954.34						(57086,954.34)
4953,600.00	55184,055.86	5708,695.43	1902,898.48	4077,639.60	2670,276.17	0.00	4845,017.29
5003,136.00	53281,157.38	5518,405.59	1902,898.48	4077,639.60	8355,939.31	0.00	10530,680.43
5053,167.36	51378,258.91	5328,115.74	1902,898.48	4077,639.60	7652,591.48	0.00	9827,332.59
5103,699.03	49475,360.43	5137,825.89	1902,898.48	4077,639.60	7809,177.47	0.00	9983,918.59
5154,736.02	47572,461.95	4947,536.04	1902,898.48	4077,639.60	14076,789.61	0.00	16251,530.73
5206,283.38	45669,563.47	4757,246.19	1902,898.48	4077,639.60	17931,406.28	5379,421.88	14726,725.51
5258,346.22	43766,664.99	4566,956.35	1902,898.48	4077,639.60	15219,765.93	4565,929.78	12828,577.27
5310,929.68	41863,766.52	4376,666.50	1902,898.48	4077,639.60	13370,104.03	4011,031.21	11533,813.94
5364,038.98	39960,868.04	4186,376.65	1902,898.48	4077,639.60	4187,891.40	1256,367.42	5106,265.10
5417,679.37	38057,969.56	3996,086.80	1902,898.48	4077,639.60	694,466.61	208,339.98	2660,867.74
5471,856.16	36155,071.08	3805,796.96	1902,898.48	4077,639.60	2134,116.60	640,234.98	3668,622.74
5526,574.72	34252,172.60	3615,507.11	1902,898.48	4077,639.60	5317,641.60	1595,292.48	5897,090.24
5581,840.47	32349,274.13	3425,217.26	1902,898.48	4077,639.60	4389,545.44	1316,863.63	5247,422.92
5637,658.87	30446,375.65	3234,927.41	1902,898.48	4077,639.60	-947,629.76	0.00	1227,111.36
5694,035.46	28543,477.17	3044,637.56	1902,898.48	4077,639.60	2554,255.08	766,276.53	3962,719.68
5750,975.82	26640,578.69	2854,347.72	1902,898.48	4077,639.60	7504,696.76	2251,409.03	7428,028.85
5808,485.58	24737,680.21	2664,057.87	1902,898.48	4077,639.60	6904,572.84	2071,371.85	7007,942.10
5866,570.43	22834,781.74	2473,768.02	1902,898.48	4077,639.60	7051,372.38	2115,411.71	7110,701.78
5925,236.14	20931,883.26	2283,478.17	1902,898.48	4077,639.60	12506,958.45	3752,087.53	10929,612.03
5984,488.50	19028,984.78	2093,188.33	1902,898.48	0.00	19943,761.12	5983,128.34	12057,734.31
6044,333.38	17126,086.30	1902,898.48	1902,898.48	0.00	17598,371.21	5279,511.36	10415,961.37
6104,776.72	15223,187.82	1712,608.63	1902,898.48	0.00	16001,675.30	4800,502.59	9298,274.23
6165,824.48	13320,289.35	1522,318.78	1902,898.48	0.00	8034,709.04	2410,412.71	3721,397.85
6227,482.73	11417,390.87	1332,028.93	1902,898.48	0.00	5009,704.31	1502,911.29	1603,894.54
6289,757.55	9514,492.39	1141,739.09	1902,898.48	0.00	6270,137.06	1881,041.12	2486,197.47
6352,655.13	7611,593.91	951,449.24	1902,898.48	0.00	9045,401.83	2713,620.55	4428,882.80
6416,181.68	5708,695.43	761,159.39	1902,898.48	0.00	8248,559.33	2474,567.80	3871,093.05
6480,343.50	3805,796.96	570,869.54	1902,898.48	0.00	3621,192.73	1086,357.82	631,936.43
6545,146.93	1902,898.48	380,579.70	1902,898.48	0.00	6672,565.83	2001,769.75	2767,897.60
6610,598.40	0.00	190,289.85	1902,898.48	0.00	10982,208.35	3294,662.51	5784,647.37

11. Proyecto de 20 MW al mercado mayorista (115 kv), utilizando proyección de precio alto WTI.

Datos generales

RENTABILIDAD PROYECTO 20 MW VENTA AL MERCADO MAYORISTA

Vendiendo el 100% de la energía a MRS2 (Precio alto WTI)

Capacidad de planta	MW	20.00	Tasa de interes (Banco)	%	10.00%
Costo unitario por servidumbre	US\$/km	1,500.00	Tasa de inflación	%	1.0%
Costo unitario línea 115 kV	US\$/km	381,527.41	Tasa de descuento (WACC)	%	10%
Distancia	km	8.40	Depreciación	Años	20 años
Costo por servidumbre	US\$	12,600.00	Impuestos	%	30.00%
Línea y subestación 115 kV	US\$	3204,830.24	O&M	US\$/kWh	0.03
Solicitud interconexión y estudios	US\$	20,000.00	Depreciación por año	US\$	4077,639.60
Costo planta	US\$	78315,361.67	Declinación de generación	%	1.00%
Inversión total	US\$	81552,791.91	Excepciones	Años	5 años
Recursos propios	30%	24465,837.57	Amortización por año	US\$	1902,898.48
Financiación	70%	57086,954.34	Periodo de amortización	Años	30.00

Resultados	
VAN	\$105344,904.22
TIR	28.6%

Obteniendo los ingresos

No.	MRS 2 US\$/MWh	Precio por potencia US\$/kWh	Horas	Potencia MW	Energía MWh	Ingresos MRS US\$	Ingresos por potencia US\$	Totales US\$
0								(57086,954.34)
1	151.52	7.88	8,256.00	20.00	165,120.00	25019,225.82	1890,720.00	26909,945.82
2	158.86	7.96	8,256.00	19.80	163,468.80	25968,201.37	1890,530.93	27858,732.30
3	169.50	8.04	8,256.00	19.60	161,834.11	27431,258.27	1890,341.87	29321,600.14
4	177.99	8.12	8,256.00	19.41	160,215.77	28516,483.35	1890,152.84	30406,636.19
5	184.75	8.20	8,256.00	19.21	158,613.61	29304,279.47	1889,963.83	31194,243.29
6	191.11	8.28	8,256.00	19.02	157,027.48	30010,219.90	1889,774.83	31899,994.73
7	201.00	8.36	8,256.00	18.83	155,457.20	31247,132.44	1889,585.85	33136,718.29
8	207.56	8.45	8,256.00	18.64	153,902.63	31943,278.59	1889,396.89	33832,675.48
9	212.72	8.53	8,256.00	18.45	152,363.60	32410,718.63	1889,207.95	34299,926.58
10	216.93	8.62	8,256.00	18.27	150,839.97	32722,354.00	1889,019.03	34611,373.03
11	223.98	8.70	8,256.00	18.09	149,331.57	33447,638.14	1888,830.13	35336,468.28
12	228.69	8.79	8,256.00	17.91	147,838.25	33808,603.72	1888,641.25	35697,244.97
13	233.47	8.88	8,256.00	17.73	146,359.87	34170,642.18	1888,452.38	36059,094.56
14	240.49	8.97	8,256.00	17.55	144,896.27	34846,660.04	1888,263.54	36734,923.58
15	245.80	9.06	8,256.00	17.37	143,447.31	35259,173.86	1888,074.71	37147,248.57
16	249.40	9.15	8,256.00	17.20	142,012.84	35417,444.39	1887,885.90	37305,330.29
17	252.99	9.24	8,256.00	17.03	140,592.71	35567,904.36	1887,697.12	37455,601.48
18	256.29	9.33	8,256.00	16.86	139,186.78	35672,604.88	1887,508.35	37560,113.23
19	260.20	9.42	8,256.00	16.69	137,794.91	35854,126.28	1887,319.60	37741,445.87
20	263.32	9.52	8,256.00	16.52	136,416.96	35921,163.38	1887,130.86	37808,294.25
21	266.19	9.61	8,256.00	16.36	135,052.79	35949,450.54	1886,942.15	37836,392.69
22	267.88	9.71	8,256.00	16.19	133,702.27	35816,141.50	1886,753.46	37702,894.95
23	271.01	9.81	8,256.00	16.03	132,365.24	35871,688.96	1886,564.78	37758,253.74
24	273.46	9.90	8,256.00	15.87	131,041.59	35835,077.77	1886,376.12	37721,453.89
25	276.84	10.00	8,256.00	15.71	129,731.17	35914,759.04	1886,187.49	37800,946.53
26	277.26	10.10	8,256.00	15.56	128,433.86	35609,387.20	1885,998.87	37495,386.06
27	279.93	10.20	8,256.00	15.40	127,149.52	35592,818.34	1885,810.27	37478,628.61
28	282.06	10.31	8,256.00	15.25	125,878.03	35505,593.55	1885,621.69	37391,215.23
29	283.30	10.41	8,256.00	15.09	124,619.25	35304,507.95	1885,433.12	37189,941.07
30	284.93	10.51	8,256.00	14.94	123,373.06	35152,935.02	1885,244.58	37038,179.61

Obtención de flujo de caja para obtener el VAN y TIR

O&M US\$	Amortización US\$	Interés US\$	Saldo US\$	Depreciación US\$	Beneficio Bruto US\$	Impuestos US\$	Flujo de caja US\$
	57086,954.34						(57086,954.34)
4953,600.00	55184,055.86	5708,695.43	1902,898.48	4077,639.60	12170,010.79	0.00	14344,751.90
5003,136.00	53281,157.38	5518,405.59	1902,898.48	4077,639.60	13259,551.12	0.00	15434,292.24
5053,167.36	51378,258.91	5328,115.74	1902,898.48	4077,639.60	14862,677.45	0.00	17037,418.57
5103,699.03	49475,360.43	5137,825.89	1902,898.48	4077,639.60	16087,471.67	0.00	18262,212.79
5154,736.02	47572,461.95	4947,536.04	1902,898.48	4077,639.60	17014,331.63	0.00	19189,072.75
5206,283.38	45669,563.47	4757,246.19	1902,898.48	4077,639.60	17858,825.55	5357,647.67	14675,919.00
5258,346.22	43766,664.99	4566,956.35	1902,898.48	4077,639.60	19233,776.13	5770,132.84	15638,384.41
5310,929.68	41863,766.52	4376,666.50	1902,898.48	4077,639.60	20067,439.70	6020,231.91	16221,948.91
5364,038.98	39960,868.04	4186,376.65	1902,898.48	4077,639.60	20671,871.36	6201,561.41	16645,051.07
5417,679.37	38057,969.56	3996,086.80	1902,898.48	4077,639.60	21119,967.26	6335,990.18	16958,718.20
5471,856.16	36155,071.08	3805,796.96	1902,898.48	4077,639.60	21981,175.56	6594,352.67	17561,564.01
5526,574.72	34252,172.60	3615,507.11	1902,898.48	4077,639.60	22477,523.54	6743,257.06	17909,007.60
5581,840.47	32349,274.13	3425,217.26	1902,898.48	4077,639.60	22974,397.23	6892,319.17	18256,819.18
5637,658.87	30446,375.65	3234,927.41	1902,898.48	4077,639.60	23784,697.70	7135,409.31	18824,029.51
5694,035.46	28543,477.17	3044,637.56	1902,898.48	4077,639.60	24330,935.95	7299,280.79	19206,396.28
5750,975.82	26640,578.69	2854,347.72	1902,898.48	4077,639.60	24622,367.16	7386,710.15	19410,398.13
5808,485.58	24737,680.21	2664,057.87	1902,898.48	4077,639.60	24905,418.44	7471,625.53	19608,534.02
5866,570.43	22834,781.74	2473,768.02	1902,898.48	4077,639.60	25142,135.18	7542,640.55	19774,235.74
5925,236.14	20931,883.26	2283,478.17	1902,898.48	4077,639.60	25455,091.97	7636,527.59	19993,305.49
5984,488.50	19028,984.78	2093,188.33	1902,898.48	0.00	29730,617.42	8919,185.23	18908,533.72
6044,333.38	17126,086.30	1902,898.48	1902,898.48	0.00	29889,160.83	8966,748.25	19019,514.10
6104,776.72	15223,187.82	1712,608.63	1902,898.48	0.00	29885,509.61	8965,652.88	19016,958.25
6165,824.48	13320,289.35	1522,318.78	1902,898.48	0.00	30070,110.48	9021,033.14	19146,178.86
6227,482.73	11417,390.87	1332,028.93	1902,898.48	0.00	30161,942.23	9048,582.67	19210,461.08
6289,757.55	9514,492.39	1141,739.09	1902,898.48	0.00	30369,449.88	9110,834.97	19355,716.44
6352,655.13	7611,593.91	951,449.24	1902,898.48	0.00	30191,281.69	9057,384.51	19230,998.71
6416,181.68	5708,695.43	761,159.39	1902,898.48	0.00	30301,287.53	9090,386.26	19308,002.79
6480,343.50	3805,796.96	570,869.54	1902,898.48	0.00	30340,002.19	9102,000.66	19335,103.06
6545,146.93	1902,898.48	380,579.70	1902,898.48	0.00	30264,214.44	9079,264.33	19282,051.63
6610,598.40	0.00	190,289.85	1902,898.48	0.00	30237,291.35	9071,187.41	19263,205.47

12. Proyecto de 20 MW al mercado mayorista (115 kv), utilizando proyección de precio bajo WTI.

Datos generales

RENTABILIDAD PROYECTO 20 MW VENTA AL MERCADO MAYORISTA

Vendiendo el 100% de la energía a MRS3 (Precio bajo WTI)

Capacidad de planta	MW	20.00	Tasa de interes (Banco)	%	10.00%
Costo unitario por servidumbre	US\$/km	1,500.00	Tasa de inflación	%	1.0%
Costo unitario línea 115 kV	US\$/km	381,527.41	Tasa de descuento (WACC)	%	10%
Distancia	km	8.40	Depreciación	Años	20 años
Costo por servidumbre	US\$	12,600.00	Impuestos	%	30.00%
Línea y subestación 115 kV	US\$	3204,830.24	O&M	US\$/kWh	0.03
Solicitud interconexión y estudios	US\$	20,000.00	Depreciación por año	US\$	4077,639.60
Costo planta	US\$	78315,361.67	Declinación de generación	%	1.00%
Inversión total	US\$	81552,791.91	Excepciones	Años	5 años
Recursos propios	30%	24465,837.57	Amortización por año	US\$	1902,898.48
Financiación	70%	57086,954.34	Periodo de amortización	Años	30.00

Resultados	
VAN	(\$46031,597.97)
TIR	-1.1%

Obteniendo los ingresos

No.	MRS 3 US\$/MWh	Precio por potencia US\$/kWh	Horas	Potencia MW	Energía MWh	Ingresos MRS US\$	Ingresos por potencia US\$	Totales US\$
0								(57086,954.34)
1	63.54	7.88	8,256.00	20.00	165,120.00	10491,789.31	1890,720.00	12382,509.31
2	65.70	7.96	8,256.00	19.80	163,468.80	10739,507.89	1890,530.93	12630,038.81
3	67.20	8.04	8,256.00	19.60	161,834.11	10875,964.70	1890,341.87	12766,306.58
4	68.55	8.12	8,256.00	19.41	160,215.77	10982,988.58	1890,152.84	12873,141.42
5	69.66	8.20	8,256.00	19.21	158,613.61	11049,632.93	1889,963.83	12939,596.75
6	71.04	8.28	8,256.00	19.02	157,027.48	11155,806.24	1889,774.83	13045,581.07
7	72.04	8.36	8,256.00	18.83	155,457.20	11199,698.71	1889,585.85	13089,284.56
8	72.18	8.45	8,256.00	18.64	153,902.63	11109,450.36	1889,396.89	12998,847.26
9	72.62	8.53	8,256.00	18.45	152,363.60	11064,759.53	1889,207.95	12953,967.48
10	73.02	8.62	8,256.00	18.27	150,839.97	11014,996.20	1889,019.03	12904,015.23
11	73.28	8.70	8,256.00	18.09	149,331.57	10943,111.30	1888,830.13	12831,941.43
12	74.40	8.79	8,256.00	17.91	147,838.25	10999,296.12	1888,641.25	12887,937.37
13	75.07	8.88	8,256.00	17.73	146,359.87	10987,382.47	1888,452.38	12875,834.85
14	75.24	8.97	8,256.00	17.55	144,896.27	10902,510.81	1888,263.54	12790,774.35
15	76.45	9.06	8,256.00	17.37	143,447.31	10965,935.07	1888,074.71	12854,009.78
16	77.15	9.15	8,256.00	17.20	142,012.84	10955,884.51	1887,885.90	12843,770.41
17	78.23	9.24	8,256.00	17.03	140,592.71	10998,894.18	1887,697.12	12886,591.30
18	78.21	9.33	8,256.00	16.86	139,186.78	10886,465.33	1887,508.35	12773,973.67
19	79.02	9.42	8,256.00	16.69	137,794.91	10888,579.34	1887,319.60	12775,898.94
20	79.92	9.52	8,256.00	16.52	136,416.96	10902,554.98	1887,130.86	12789,685.85
21	80.26	9.61	8,256.00	16.36	135,052.79	10839,776.03	1886,942.15	12726,718.18
22	80.76	9.71	8,256.00	16.19	133,702.27	10797,893.83	1886,753.46	12684,647.28
23	81.39	9.81	8,256.00	16.03	132,365.24	10773,374.84	1886,564.78	12659,939.62
24	82.08	9.90	8,256.00	15.87	131,041.59	10755,309.59	1886,376.12	12641,685.72
25	82.83	10.00	8,256.00	15.71	129,731.17	10745,152.75	1886,187.49	12631,340.24
26	82.73	10.10	8,256.00	15.56	128,433.86	10625,624.25	1885,998.87	12511,623.11
27	83.01	10.20	8,256.00	15.40	127,149.52	10554,344.20	1885,810.27	12440,154.46
28	83.36	10.31	8,256.00	15.25	125,878.03	10492,669.41	1885,621.69	12378,291.09
29	83.59	10.41	8,256.00	15.09	124,619.25	10416,352.83	1885,433.12	12301,785.95
30	83.90	10.51	8,256.00	14.94	123,373.06	10350,891.19	1885,244.58	12236,135.77

Obtención de flujo de caja para obtener el VAN y TIR

O&M US\$	Amortización US\$	Interés US\$	Saldo US\$	Depreciación US\$	Beneficio Bruto US\$	Impuestos US\$	Flujo de caja US\$
	57086,954.34						(57086,954.34)
4953,600.00	55184,055.86	5708,695.43	1902,898.48	4077,639.60	-2357,425.71	0.00	(182,684.60)
5003,136.00	53281,157.38	5518,405.59	1902,898.48	4077,639.60	-1969,142.37	0.00	205,598.75
5053,167.36	51378,258.91	5328,115.74	1902,898.48	4077,639.60	-1692,616.11	0.00	482,125.00
5103,699.03	49475,360.43	5137,825.89	1902,898.48	4077,639.60	-1446,023.10	0.00	728,718.02
5154,736.02	47572,461.95	4947,536.04	1902,898.48	4077,639.60	-1240,314.91	0.00	934,426.21
5206,283.38	45669,563.47	4757,246.19	1902,898.48	4077,639.60	-995,588.10	0.00	1179,153.01
5258,346.22	43766,664.99	4566,956.35	1902,898.48	4077,639.60	-813,657.60	0.00	1361,083.52
5310,929.68	41863,766.52	4376,666.50	1902,898.48	4077,639.60	-766,388.52	0.00	1408,352.60
5364,038.98	39960,868.04	4186,376.65	1902,898.48	4077,639.60	-674,087.74	0.00	1500,653.38
5417,679.37	38057,969.56	3996,086.80	1902,898.48	4077,639.60	-587,390.53	0.00	1587,350.59
5471,856.16	36155,071.08	3805,796.96	1902,898.48	4077,639.60	-523,351.28	0.00	1651,389.84
5526,574.72	34252,172.60	3615,507.11	1902,898.48	4077,639.60	-331,784.06	0.00	1842,957.06
5581,840.47	32349,274.13	3425,217.26	1902,898.48	4077,639.60	-208,862.48	0.00	1965,878.64
5637,658.87	30446,375.65	3234,927.41	1902,898.48	4077,639.60	-159,451.53	0.00	2015,289.59
5694,035.46	28543,477.17	3044,637.56	1902,898.48	4077,639.60	37,697.16	11,309.15	2201,129.13
5750,975.82	26640,578.69	2854,347.72	1902,898.48	4077,639.60	160,807.28	48,242.19	2287,306.22
5808,485.58	24737,680.21	2664,057.87	1902,898.48	4077,639.60	336,408.26	100,922.48	2410,226.90
5866,570.43	22834,781.74	2473,768.02	1902,898.48	4077,639.60	355,995.63	106,798.69	2423,938.06
5925,236.14	20931,883.26	2283,478.17	1902,898.48	4077,639.60	489,545.04	146,863.51	2517,422.64
5984,488.50	19028,984.78	2093,188.33	1902,898.48	0.00	4712,009.03	1413,602.71	1395,507.84
6044,333.38	17126,086.30	1902,898.48	1902,898.48	0.00	4779,486.32	1433,845.90	1442,741.94
6104,776.72	15223,187.82	1712,608.63	1902,898.48	0.00	4867,261.94	1460,178.58	1504,184.88
6165,824.48	13320,289.35	1522,318.78	1902,898.48	0.00	4971,796.36	1491,538.91	1577,358.97
6227,482.73	11417,390.87	1332,028.93	1902,898.48	0.00	5082,174.06	1524,652.22	1654,623.36
6289,757.55	9514,492.39	1141,739.09	1902,898.48	0.00	5199,843.60	1559,953.08	1736,992.04
6352,655.13	7611,593.91	951,449.24	1902,898.48	0.00	5207,518.74	1562,255.62	1742,364.64
6416,181.68	5708,695.43	761,159.39	1902,898.48	0.00	5262,813.39	1578,844.02	1781,070.90
6480,343.50	3805,796.96	570,869.54	1902,898.48	0.00	5327,078.05	1598,123.41	1826,056.16
6545,146.93	1902,898.48	380,579.70	1902,898.48	0.00	5376,059.32	1612,817.80	1860,343.05
6610,598.40	0.00	190,289.85	1902,898.48	0.00	5435,247.52	1630,574.26	1901,774.79