INSTITUTO TECNOLÓGICO DE BUENOS AIRES – ITBA
ESCUELA DE INGENIERÍA Y GESTIÓN

Proyecto Geotérmico Copahue

Estudio de Prefactibilidad

AUTORES: **Marconi, Agustina** **(Leg. N° 53863)**
Laguinge, María Gracia **(Leg. N° 55069)**
Isikawa, Ezequiel **(Leg. N° 53553)**
Machicote, Lucía **(Leg. N° 54170)**
Domingo, Alejandro **(Leg. N° 53237)**

TUTOR: **Mele, Fernando Javier**

TRABAJO FINAL PRESENTADO PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO INDUSTRIAL

BUENOS AIRES
SEGUNDO CUATRIMESTRE, 2018

RESUMEN EJECUTIVO

El presente trabajo tiene como objetivo analizar de forma integral las condiciones de licitación de la energía geotérmica por 30 MW a través del programa RenovAR.

Para comenzar, se realizó un estudio de mercado, donde se comparó la energía geotérmica y las otras fuentes de generación y se explicó el valor que agrega al sistema. A su vez, se analizó el marco de la licitación del programa RenovAR, necesaria para llegar a las metas que indica la ley 27.191. Finalmente, se fundamentaron los precios por MWh que el mercado estaría dispuesto a pagar por la geotérmica en Copahue-Caviahue.

La segunda parte es el desarrollo de ingeniería, donde se analizaron los aspectos fundamentales para abarcar la viabilidad técnica y costos del proyecto. Los puntos principales son: la factibilidad del recurso geotérmico y su extracción, el equipamiento geotérmico adecuado, los proveedores y la construcción de la subestación eléctrica junto con la línea de alta tensión. Luego se investigaron regulaciones ambientales, eventos naturales, operación de la planta en condiciones cercanas al volcán Copahue, aspectos legales y el factor social/humano.

Como tercer punto se encuentra el análisis económico-financiero, que contempla los aspectos desarrollados en el apartado de ingeniería: inversiones, costos operativos e impuestos principalmente. Además se calculó el costo de capital ponderado utilizando un préstamo al que se podría acceder a través del BID, indicando los pasos necesarios para obtener dicho financiamiento.

Por último se realizó el análisis de riesgos, que en un proyecto de estas características es esencial debido a la incertidumbre del reservorio, en cuanto a la calidad y cantidad de recurso a extraer. Se detallaron los riesgos implícitos en el proyecto, para posteriormente realizar un análisis de sensibilidad y entender el impacto de las variables. Utilizando como base el modelo creado en la sección económica-financiera, se llevaron a cabo las simulaciones necesarias con el programa Crystal ball. Éstas sirvieron como herramienta para entender finalmente qué parte del riesgo tiene que absorber el inversor, qué parte se absorbe aumentando el precio de licitación recomendado y qué porción de riesgo es posible mitigar. El precio de licitación al cual se llegó luego de utilizar esta herramienta fue de 122 USD/MWh. Este se encuentra en el límite superior del rango en el cual, según la investigación realizada, podría participar la geotérmica en las rondas de RenovAR.

A modo de conclusión, se enumeran los principales puntos a abordar para llevar a cabo el proyecto de Copahue; aspectos que aplican para reducir la incertidumbre, mejorar la gestión del riesgo entre los stakeholders y la creación de un contrato a largo plazo sirva para apalancar el desarrollo en torno a esta fuente de generación.

ABSTRACT

The purpose of this paper is to understand the conditions in which it would be necessary to bid for the Geothermal Energy for 30 MW through the RenovAR program, analyzing the project in an integrative way.

To begin with, a market study was carried out, where geothermal energy was compared to other energy generation sources and its value was explained. The framework of the RenovAR program, necessary to reach the goals indicated in Law 27.191, was also analyzed. Finally, the prices per MWh that the market would be willing to pay for the geothermal in Copahue-Caviahue were justified.

The second point is the engineering development, where the fundamental aspects were studied to cover the technical feasibility and costs of the project. The main points are: geothermal resource feasibility, resource extraction, geothermal equipment, suppliers, electrical substation along the high voltage line. Then environmental regulations, natural events, operation of the plant close to the Copahue volcano, legal aspects and the social / human factor were investigated as well.

The third point is the economic-financial analysis, which brought together the aspects developed in the engineering section; investments, operating costs and taxes. The weighted capital cost was calculated using a loan that could be accessed through the IDB, indicating the steps necessary to obtain it.

Finally, the risk analysis was carried out, which in a project of these characteristics is essential due to the uncertainty of the reservoir, regarding quality and quantity of resource to be extracted. The risks in the project were detailed, to carry out a sensitivity analysis and understanding of the impact each variable has. Using the model created in the economic-financial section, the necessary simulations were carried out with the Crystal Ball software. These were used as a tool to finally understand what part of the risk the investor has to take, what part is taken by increasing the recommended bid price and finally the portion of risk that can be mitigated. The bid price that was reached after using this tool was 122 USD / MWh. This is in the upper limit to which the research indicates that the geothermal could participate in the RenovAR rounds.

To conclude, the main points to be addressed to carry out the Copahue project are listed: aspects to reduce uncertainty, improve risk management among stakeholders and the creation of a long-term contract serve to leverage development around this source of energy generation.

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, queremos agradecerle a nuestro tutor, el Ing. Fernando Mele, por su amplia disponibilidad y su visión estratégica en el desarrollo del proyecto, que fue esencial para orientar y comprender los puntos en los cuales enfocarse. Al Ing. Luis Galardi, quien llevó a cabo la planta piloto en Copahue por el año 1984, cuyos conocimientos y vasta experiencia en el rubro constituyeron la base de partida para nuestras investigaciones. Al Ing. Nelson Ollier, consultor de eficiencia energética, que fue quien nos guió a entender con profundidad cuáles son los desafíos que este mercado presenta actualmente en materia renovable. Agradecemos también a Hernán Barcelona, doctor en ciencias geológicas e investigador del CONICET, que nos proveyó actualizaciones de los estudios de Copahue realizados en la década del ’90 y nos ayudó a comprender la situación del reservorio y los principales obstáculos, desde físicos hasta sociales. Al Ing. Sabino Mastrangelo, quien nos introdujo en el mercado eléctrico y sus regulaciones. A la Dra. Silvia Barredo, que nos presentó los principales desafíos técnicos de extraer este recurso de Copahue. Al Ing. Juan Martín Gibessi, quien nos acompañó en el desarrollo del costeo para los pozos productores y exploratorios.

Por último, nos gustaría agradecerles muy especialmente a nuestras familias, que nos apoyaron durante todos estos meses.

ÍNDICE

1. CAPÍTULO MERCADO 1
DEFINICIÓN DEL NEGOCIO 1
1.1 Qué es la geotermia 1
1.1.1 Energía geotérmica en Argentina 3
1.2 Sector eléctrico en Argentina 6
1.2.1 Matriz energética argentina 6
1.2.3 Comercialización de la energía eléctrica en Argentina 11
1.3 Mercado competidor 13
1.3.1 Competidores en geotermia 15
1.4 Proyecto geotérmico de Copahue 18
1.5 Mercado proveedor 19
1.6 Mercado distribuidor 19
1.7 Análisis FODA 20
1.7.1 Áreas de Ataque 23
1.7.2 Áreas de Defensa 23
1.8 Fuerzas de Porter 24
1.9 Conexión a la Red 26
1.9.1 Distancias a la red actual 26
1.9.2 Normativas para la conexión a un nodo eléctrico 29
1.9.3 Factor de nodo 29
1.10 Inversión en la infraestructura eléctrica 30
1.11 Descripción de Leyes 32
1.11.1 Ley 27.191 32
1.12 Impacto ambiental 33
ESTRATEGIAS DE MERCADO 34
1.13 Programa RenovAR 34
1.13.1 Requisitos para presentarse en RenovAR 34
1.13.2 Resultado de las ediciones 1 y 2 38
1.13.3 Competidores en RenovAR 39
1.13.4 Entrada en vigencia de los proyectos adjudicados 41
1.13.5 Tamaño del proyecto y Precio adjudicado 43
1.14 Análisis de pueblos cercanos 46
1.15 Estrategia de avance en el mercado 49
1.16 Subsidios en energía eléctrica y su impacto en la demanda 50
1.17 Análisis de la demanda energética Argentina 51

PROYECCIONES 59
1.18 Proyección de la demanda energética 59
1.19 Escenarios energéticos 62
1.19.1 Proyección de la oferta energética 64
1.20 Precio de la energía en el Mercado Eléctrico Mayorista 72
1.20.1 Variables que influyen en el precio monómico de la Energía 72
1.21 Análisis del precio monómico de la energía 76
1.21.1 Hipótesis para la proyección del precio monómico 76
1.21.2 Comportamiento de la demanda con respecto al precio 77
1.22 Modelización y proyección del Precio Monómico 79
1.22.1 Métodos de proyección 80
1.23 Tamaño de la planta geotérmica 84
1.23.1 Demanda de energía 84
1.23.2 Tamaño del reservorio 86
1.23.3 Regulaciones 87
1.23.4 Inversiones Fijas 87
1.23.5 Restricciones de Nodo 87
1.24 Definición del Precio 87
1.25 Conclusiones 89

ANEXO MERCADO 95
A1.18.1 Primera selección de variables explicativas 95
A1.18.2 Exclusión de variables 96
A1.18.3 Análisis de coeficientes esperados 96
A1.18.4 Rango temporal del análisis 97
A1.18.5 Conjunto de datos para la regresión 98
A1.18.6 Preselección por coeficientes estadísticos 99
A1.18.7 Selección del modelo final 101
A1.18.8 Análisis de error 104
A1.22.1 Proyección del precio monómico 106
A1.24 Fórmulas aplicadas a las tablas de facturación 119
A1.24 Ventas proyectadas para escenarios con 90 MW 120
1.26 Bibliografía de Mercado 122

2. CAPÍTULO INGENIERÍA 124
2.1 Alcance del estudio de Ingeniería 124

DEFINICIÓN DEL RECURSO 126
2.2 Tipo de reservorio 126
2.2.1 Capacidad volumétrica del reservorio 130
2.3 Composición química 137
2.4 Ácido sulfúrico en el reservorio 139
2.5 Medidas de protección 140
2.6 Corrosión de la instalación 143

2.7 Curva de producción 144
2.8 Costo de Oportunidad del Vapor 148

LOCALIZACIÓN DEL CAMPO GEOTÉRMICO 149
2.9 Microlocalización de la planta geotérmica 151
2.9.1 Metodología utilizada para la selección de la ubicación 152
2.10 Tuberías de transporte de fluidos 160
2.10.1 Pérdidas por fricción de la tubería 162
2.10.2 Metodología para el cálculo del intercambio térmico 165

POZOS GEOTÉRMICOS 169
2.11 Pruebas de producción y estudios geológicos 169
2.12 Actividades en la perforación y adecuación de pozos geotérmicos 171
2.13 Tasa de éxito de un pozo geotérmico 172
2.14 Distancias entre pozos geotérmicos 174
2.15 Ubicación de los primeros 4 puntos de contacto con el reservorio 175
2.15.1 Perforación de pozos geotérmicos 177
2.16 Equilibrio químico y iónico del reservorio 182
2.17 Recomponer pozos COP-2 y COP - 4 182
2.18 Diseño del pozo reinyector 184
2.18.1 Pozo reinyector Copahue 1 185
2.19 Beneficios de la perforación direccional en geotérmica 187
2.20 Lay Out de locación y Distancias entre Cabezas de Pozo 189
2.21 Perforación de pozos geotérmicos Productores. 190
2.21.1 Adaptación futura del COP-R1 a COP- 8 195
2.22 Aceros utilizados para los pozos geotérmicos 198
2.23 Modelo de Costeo de pozos geotérmicos 203
2.24 Tareas de mantenimiento en un pozo geotérmico 204
2.24.1 Acumulación de minerales / arenas 205
2.24.2 Roturas del Casing o pérdidas 207
2.25 Vida útil de un pozo geotérmico 208
2.26 Abandono definitivo del pozo geotérmico 209

SELECCIÓN DE LA TECNOLOGÍA 210
2.27 Clasificación por temperatura 210
2.28 Clasificación por características físicas 210
2.29 Factores generales a considerar por la corrosión 211
2.30 Factores a considerar por contaminación por azufre 212
2.31 Ciclo flash 213
2.31.1 Extracción del fluido geotérmico 214
2.31.2 Separador 215
1.3 Turbina 216
2.31.4 Condensador, ciclo de enfriamiento y reinyección 216
2.31.5 Problemas en la torre de enfriamiento 220

2.31.6 Separación de gases condensables y no condensables....221
2.32 Ciclo de condensación directa para vapor dominante....225
2.33 Plantas modulares....228
2.34 Ciclo binario....229
2.34.1 Principio de funcionamiento del ciclo binario....230
2.35 Componentes....231
2.36 Dimensionamiento de los intercambiadores de calor....234
2.37 Mantenimiento de la planta de ciclo binario....235
2.38 Análisis comparativo entre tecnologías....236
2.39 Proveedores....238
2.40 Disponibilidad de mano de obra....239
2.41 Comparación de costos y selección final....239

CONEXIÓN A LA RED ELÉCTRICA....242
2.42 Ubicación del tendido eléctrico....242
2.43 Descripción de los principales equipos....243
2.44 Subestación....244
2.45 Tendido de la línea....248
2.46 Disposición de los equipos en la subestación....250
2.47 Elementos de seguridad....252
2.48 Plazos del armado de la subestación....253
2.49 Costos operativos de la subestación....254
2.50 Cotización y proveedores....255
2.51 Pérdidas....255

CONDICIONES METEOROLÓGICAS Y MEDIDAS DE CONTENCIÓN....258
2.52 Región....258
2.53 Análisis de los vientos....261
2.54 Temperaturas....262
2.55 Precipitaciones en Copahue....263
2.56 Aislamiento de las pipelines....266
2.57 Limitantes en el cronograma de trabajo....266
2.58 Mantenimiento de los pozos geotérmicos....267
2.59 Digitalización del sistema de monitoreo....267
2.60 Riesgo Sísmico....268
2.61 Actividad del Volcán Copahue....269

COMPONENTES DEL ANÁLISIS DE UN ESTUDIO DE INGENIERÍA....271
2.62 Capacidad real y teórica de las máquinas....271
2.63 Balance de línea....271
2.64 Proceso....272
2.65 Extracción de gases no condensables....282

LAYOUT 292
2.66 Metodología para la elaboración del layout 292
ORGANIZACIÓN DEL PERSONAL 297
2.67 Personal de planta 297
2.68 Personal de la subestación 301
MARCO LEGAL Y MEDIO AMBIENTE 301
2.69 Autorización ambiental 301
2.70 Autorización eléctrica 301
2.71 Permisos de explotación geotérmica 302
2.72 Cronograma 303
2.73 Puesta en Marcha 305
ESTRUCTURA DE COSTOS 308
2.74 Costos de Perforación 308
2.75 Estructura de costos completa 310
2.76 Cronograma de Inversión 313
2.77 Resumen de costos de operación 314
2.78 Conclusión 315
2.78 Bibliografía de ingeniería 317
3. CAPÍTULO ECONÓMICO-FINANCIERO 322
3.1 Inversiones 322
3.1.1 Variación de capital de trabajo 324
3.1.2 Inversiones de activo fijo 325
3.1.3 Inversiones acumuladas 326
3.1.4 Puesta en marcha 327
3.1.5 Amortizaciones 327
3.2 Gastos operativos 329
3.2.1 Mano de obra directa 331
3.2.2 Insumos y mantenimiento 332
3.2.3 Otros gastos de producción 333
3.3 Gastos administrativos y de comercialización 333
3.3.1 Impuestos 333
3.4 Beneficios impositivos de los proyectos de inversión 334
3.5 Sistema de costos 334
3.6 Estructura de costos 335
3.7 Equilibrio de producción y Económico 336
3.8 Valuación de inventarios 339
3.9 Plazo de pago en RenovAR y MEM 340
3.10 Financiación y aporte de capital 340
3.10.1 Estructura financiera y margen de utilidad 342
3.11 Cálculo del IVA 345

3.12 Inflación y tasa de cambio 346
3.13 Cuadro de resultados 349
3.14 EOAF y caja mínima 350
3.15 Flujo de fondos 351
3.15.1 Retorno y flujo de fondos del Inversor 353
3.15.2 WACC 353
3.15.3 TIR, VAN y período de repago 354
3.16 Conclusión 356

ANEXO ECONÓMICA-FINANCIERA 358
A.3.18 Tablas relevantes 358
3.17 Bibliografía de económico-financiero 361

4. CAPÍTULO RIESGOS 362
4.1 Introducción al análisis de riesgo 362
4.2 Identificación de las variables de riesgo 362
4.3 Variables de Referencia 364
4.4 Análisis de sensibilidad: Tornado chart 365
4.5 Distribución de probabilidad de las variables de riesgo 370
4.5.1 Riesgo país 372
4.5.2 Inflación 373
4.5.3 Tipo de cambio 377
4.5.4 Salarios 378
4.5.5 Resistencia social 380
4.5.6 Caída del plan RenovAR 381
4.5.7 Construcción de la línea de alta tensión 383
4.5.8 Costo de los aditivos y stocks 386
4.5.9 Factor de planta 388
4.5.10 Costos de perforación 389
4.5.11 Tasa de éxito de los pozos 393
4.5.12 Reservorio 396
4.5.13 Plazo de pago RenovAR 397
4.5.14 Riesgos extraordinarios 400
4.5.15 Simulación de Montecarlo 402
4.6 Opciones reales 409
4.7 Conclusiones 422

ANEXO RIESGOS 426
A.4.8 Otras Simulaciones 426
4.8 Bibliografía de riesgos 429

1. CAPÍTULO MERCADO

DEFINICIÓN DEL NEGOCIO

1.1 Qué es la geotermia

Geotermia significa calor de la Tierra. Este calor puede fluir gracias al movimiento de las placas tectónicas. Actualmente, el término “energía geotérmica” se utiliza para describir la parte del calor de la Tierra que puede ser aprovechado por el hombre. Para saber en qué áreas se puede explotar esta energía, se observan tres indicadores: volcanes, fumarolas y manantiales calientes.

El calor se genera constantemente por el decaimiento de los isótopos radiactivos de vida larga, como por ejemplo el Uranio, el Torio y el Potasio, que se encuentran en la Tierra.

Los recursos geotérmicos se clasifican en base a su entalpía, que puede considerarse proporcional a la temperatura. Esta clasificación permite conocer el contenido de calor (energía térmica) de los fluidos y brindar una idea de cuál es su “valor”. Hay recursos de alta entalpía (mayor a 220°), media entalpía (entre 150° y 220°) y baja entalpía (menor a 150°). Los de alta entalpía son los que se utilizan para la generación de energía eléctrica.

Un sistema geotérmico está constituido por tres elementos principales: una fuente de calor, un reservorio y un fluido, que transfiere el calor. La fuente de calor puede ser una intrusión magmática a muy alta temperatura (mayor a 600°C), encontrándose a profundidades relativamente entre 5-10 km, o en cambio, sistemas de baja temperatura. El reservorio es un volumen de rocas calientes, que traspasan su calor a los fluidos circulantes.

Para generar energía eléctrica, primero se extrae el vapor del reservorio geotérmico. Si dicho vapor contiene agua geotérmica, en la superficie se separan y el agua se reinyecta al subsuelo. El vapor se conduce hasta la central de generación, donde se aprovechará para activar la turbina y permitirá que la energía mecánica se transforme en energía eléctrica.

Los pioneros en la utilización del recurso con fines de generación eléctrica fueron los italianos para el año 1904, luego se hicieron pruebas piloto en Japón y Estados Unidos. Hasta 1958 que Nueva Zelanda se convirtió en el segundo mayor productor.

En la expansión económica en las décadas siguientes a la segunda guerra mundial empezó a aumentar la demanda de energía eléctrica y en varios países se empezaban a dar las condiciones para encarar este tipo de proyecto.

En la figura 1.1.1 se puede ver cómo el acumulado de la potencia instalada a nivel mundial acompañó el precio del petróleo. Principalmente, se pusieron las instalaciones en aquellos países donde no se contaba con buen abastecimiento de gas natural o petróleo.

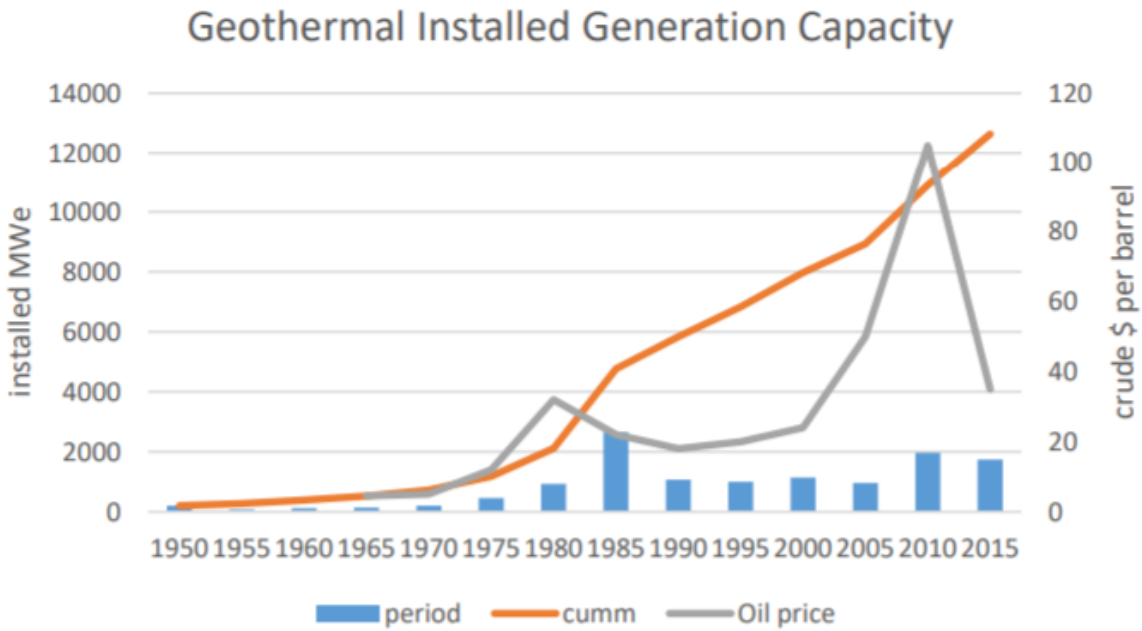


Figura 1.1.1. Potencia instalada en geotérmica en contraposición con el precio del petróleo. Fuente: World Energy Council

El 54% de la potencia instalada en geotermia en el mundo reside en países que no son capaces de autoabastecerse, entonces para mitigar este problema optaron por explotar los yacimientos geotérmicos para poder obtener energía propia a un precio más barato.

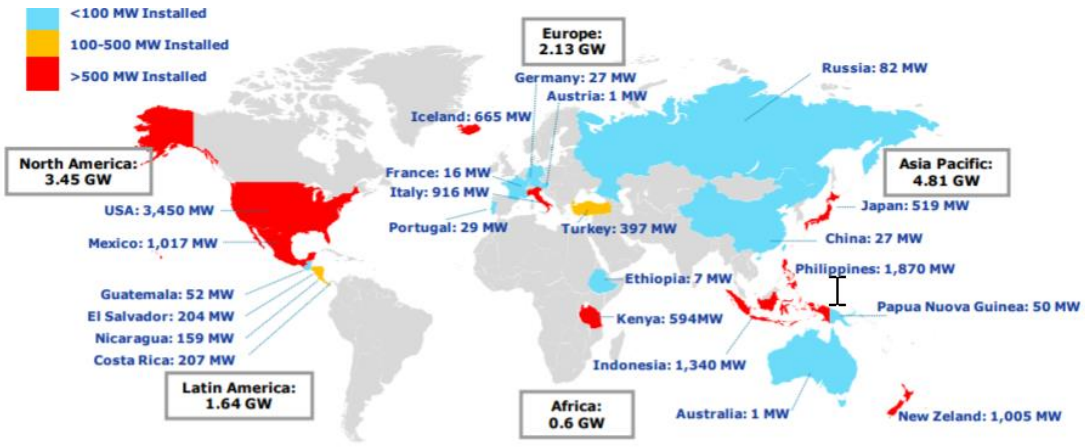


Figura 1.1.2. Países con generación de energía por fuentes geotérmicas. Fuente: Geothermal Energy Update 2014 por Enel Green Power

En el mapa de la figura 1.1.2 falta la nueva planta de Chile, donde en 2017 se inauguró la primera de sudamérica con 48 MW de potencia instalada ubicada en Cerro Pabellón. Un proyecto que comenzó con muchas situaciones adversas, principalmente el acceso al recurso, que se encontraba a 3000 metros de profundidad y en una zona difícil de acceder para operar.

País	MW Instalados	Participación total en energía
Estados unidos	3.450	0,30%
Filipinas	1.870	27%
Indonesia	1.340	3,70%
Mexico	1.017	3%
Nueva Zelanda	1.005	14,50%
Italia	916	1,50%
Japón	519	0,10%
Islandia	665	30%
Costa Rica	207	14%
El Salvador	204	25%

Tabla 1.1.1. Países con más potencia instalada de Energía Geotérmica. Fuente: Geothermal Energy Update 2014

En la tabla 1.1.1, se puede observar que hay varios países cuya matriz energética está compuesta en gran parte por esta energía. Se podría asumir que el objetivo era bajar la dependencia de los combustibles fósiles (ya sea por precio o por difícil abastecimiento) y aprovecharon la disponibilidad del recurso dada sus condiciones geográficas.

1.1.1 Energía geotérmica en Argentina

Hasta la fecha sólo hubo un proyecto concreto de energía geotérmica, que se llevó a cabo en la provincia de Neuquén. Se trata de una planta piloto de 0,6 MW inaugurada en 1984 durante el gobierno de Alfonsín, este trabajo fue impulsado en gran parte por motivos políticos más allá del evidente potencial geotérmico que se tenía el las cercanías del volcán Copahue.

Luego de esa fecha se intensificaron los estudios de geológicos para determinar la calidad del recurso en distintas partes del país.



Figura 1.1.1.1. Principales zonas de interés geotérmico en Argentina. Fuente: ADI NQN

Los lugares que tienen más avanzada la investigación en el país son:

- Tuzgle (Jujuy): las investigaciones están en la etapa final de prefactibilidad, en un área de 900 KM^2.
- Valle del cura (San Juan): en esta área, se efectuó una primera fase de estudios de prefactibilidad. A profundidades accesibles por perforación, los fluidos del tipo agua-vapor se encuentran a temperaturas superiores a los 200° C.
- Domuyo (Neuquén): como resultado de relevamientos de distintos estudios realizados en la región, se seleccionó un área de 40 Km2 en el sector del Cerro Domo y sus inmediaciones. Se calcula un rango de temperaturas de 214° C - 223° C.
- Copahue - Caviahue (Neuquén): se hicieron perforaciones y una planta piloto con sus respectivos estudios de geología. El yacimiento de Copahue es de alta entalpía; ya que las napas profundas de agua se encuentran entre 150 y 300º C. Pese a tales temperaturas, el agua no hierve porque está comprimida por millones de toneladas de roca.

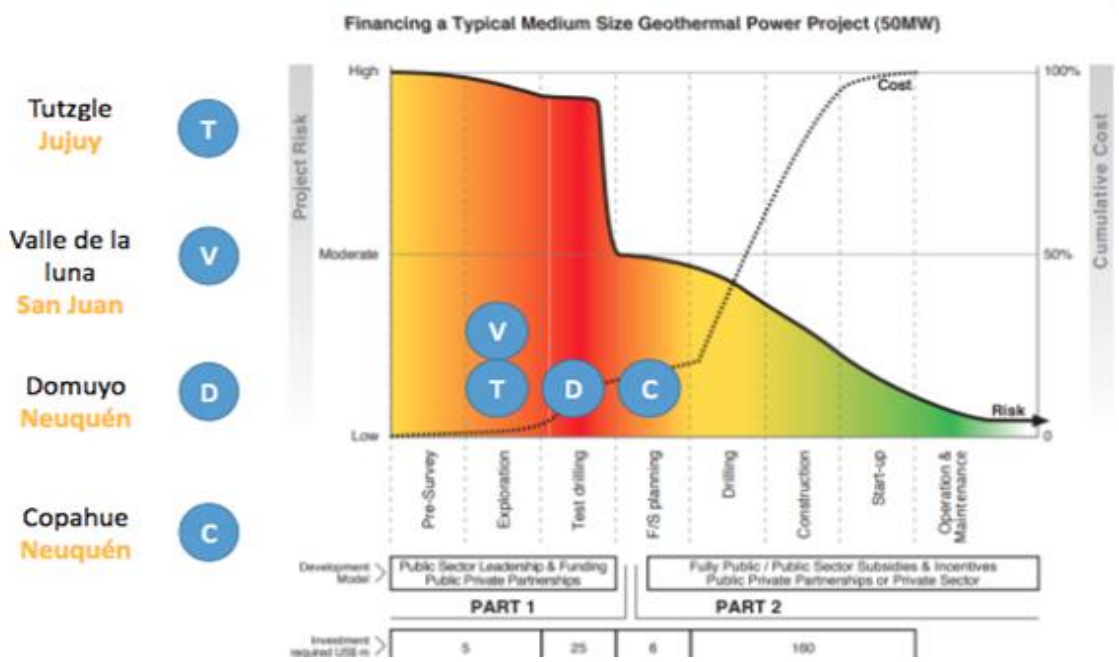


Figura 1.1.1.2. Riesgo y costo cualitativo de un proyecto geotérmico en función a su etapa de avance. Fuente: NREL (National Renewable Energy Laboratory)

El éxito de un proyecto de estas características depende en gran parte de entender la capacidad y calidad del reservorio, es importante dejar en claro que el avance en los estudios de factibilidad del mismo impacta directamente en el riesgo del proyecto. Como se indica en la figura 1.1.1.2, en la cual se ubicaron cualitativamente las cuatro locaciones con más interés en Argentina, el riesgo disminuye notablemente luego de las primeras perforaciones de testeo, ya que se pueden hacer distintos tipos de pruebas para determinar la bondad de tu reservorio.

Los costos asociados a esta etapa de investigación que consiste en perforar son elevados y ese es el principal motivo de porqué se necesita generar contextos favorables para atraer a quienes decidan absorber el riesgo.

Como se puede observar en el gráfico, Copahue es el lugar que está más avanzado en cuanto a estos estudios. Estudios conservadores realizados para mediados de los ‘80, indicaron que el lugar está apto para 30 MW. Como consecuencia, la provincia de Neuquén decidió controlar la explotación del recurso y solo permitir una mayor potencia instalada recién cuando la empresa que logre obtener la concesión para operar en el lugar pueda demostrar, con análisis pertinentes, que el aumento de capacidad no compromete al reservorio.

La región del volcán Copahue se encuentra a 100 km de las líneas de alta tensión, que son fundamentales para poder brindar 30 MW a la red. El pueblo más cercano es Caviahue, ubicado a 10 km, posee una línea de media tensión donde solo se puede inyectar 10 MW. Por este motivo, el proyecto cuenta con un factor adicional a considerar en comparación a los otros yacimientos del País. Este punto va a ser tratado en profundidad a lo largo del desarrollo del trabajo.

1.2 Sector eléctrico en Argentina

En el país, el sector eléctrico se encuentra reglamentado por la ley 24.065/91 (sancionada en 1992) en donde se define la estructura del mismo. En esta ley también se determina la creación del Ente Nacional de Regulación de la Electricidad (ENRE), cuyas funciones son controlar los servicios y prevenir los monopolios, entre otros.

Hoy en día, el mercado eléctrico se encuentra segmentado por las siguientes actividades: generación, transmisión y distribución. A su vez, los consumidores se pueden dividir en grandes usuarios, que constituyen el mercado eléctrico, y usuarios finales.

1.2.1 Matriz energética argentina

La matriz energética representa la potencia instalada en el país para cada tipo de fuente de energía: nuclear, hidráulica, combustibles fósiles y las renovables. Es una herramienta de mucha utilidad para analizar la evolución a lo largo del tiempo y permite realizar comparaciones con otros países.

Actualmente la matriz energética argentina tiene muy bajo porcentaje en energías renovables. En el 2009 se lanzó el Programa de Generación Renovable, buscando agregar 1 GW de potencia de energías renovables, principalmente energía eólica. Sin embargo, esto no pudo ser posible debido a que muy pocos proyectos fueron puestos en marcha.

Para revertir el bajo cambio de la matriz en la última década, en el 2016 se lanzó un nuevo programa llamado RenovAR, amparado por la ley N° 27.191 donde se establecen beneficios para los proyectos de generación de energías renovables y penalidades económicas hacia los proyectos no concretados con el fin de evitar lo sucedido en el programa anterior.

En la tabla 1.2.1.1 se puede observar la evolución de la potencia instalada en el país a lo largo de los años y se indica a cuál corresponde cada energía.

Tipo/Año	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Hidráulica	9.205	9.247	9.318	9.558	9.628	9.845	9.852	10.223
Ciclos combinados	6.307	6.363	6.363	6.363	6.363	6.363	6.935	7.046
Turbina a gas	2.223	2.339	2.317	2.277	2.264	2.359	3.512	3.744
Turbina a vapor	4.521	4.521	4.526	4.496	4.463	4.573	4.438	4.438
Nuclear	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005
Motor diésel	4	4	4	4	4	26	267	398
Eólica	0	0	0	0	0	0	0	0
Biogas	0	0	0	0	0	0	0	0
Solar	0	0	0	0	0	0	0	0
Hidráulica renovable	381	381	381	381	381	381	381	381
Potencia instalada total [MW]	**23.646**	**23.860**	**23.914**	**24.084**	**24.108**	**24.552**	**26.390**	**27.235**

Tipo/Año	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Hidráulica	10.223	10.754	10.794	10.795	10.797	10.739	10.752	10.746
Ciclos combinados	8.185	8.725	9.191	9.191	9.191	9.227	9.227	10.439
Turbina a gas	3.588	3.493	4.036	4.061	4.035	4.595	5.251	6.006
Turbina a vapor	4.438	4.445	4.451	4.451	4.451	4.451	4.451	4.451
Nuclear	1.005	1.005	1.005	1.010	1.010	1.755	1.755	1.755
Motor diésel	607	1.131	1.347	1.388	1.415	1.415	1.834	2.003
Eólica	0	7	109	162	187	187	187	227
Biogas	0	0	0	0	0	0	17	22
Solar	0	1	6	8	8	8	8	8
Hidráulica renovable	381	381	381	381	381	439	488	496
Potencia instalada total [MW]	**28.427**	**29.942**	**31.320**	**31.447**	**31.475**	**32.816**	**33.970**	**36.153**

Tabla 1.2.1.1. Potencia anual instalada en la República Argentina. Fuente: CAMMESA[1]

Se puede ver que de 2015 a 2016 se produjo un aumento significativo de la potencia instalada, principalmente en biogás, hidráulica renovable, motor diesel y turbina a gas. Además, en el caso de eólica el gran salto se produjo entre 2011 y 2012, al igual que los ciclos combinados (2009 a 2010) luego del lanzamiento del Programa de Generación Renovable. Por otro lado, la energía hidráulica experimentó un crecimiento sostenido a través de los años.

[1]Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima

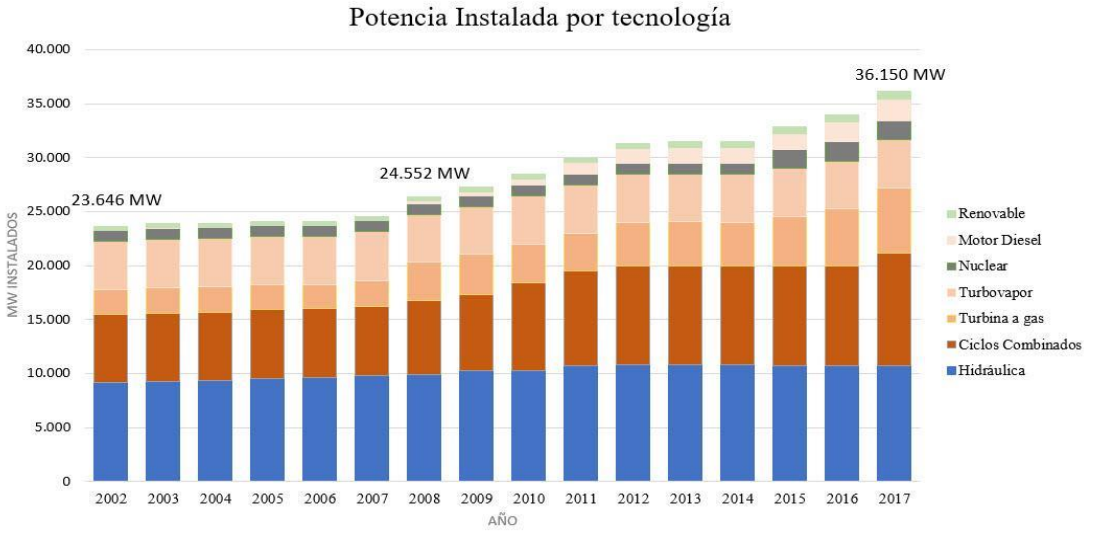


Figura 1.2.1.2. Aumento de la potencia anual instalada en la República Argentina. Fuente: CAMMESA

Según la figura 1.2.1.2, a partir del 2007 se empieza a ver un incremento en la potencia instalada en Argentina. No producto de las renovables, pero sí por centrales que usan gas como combustible.

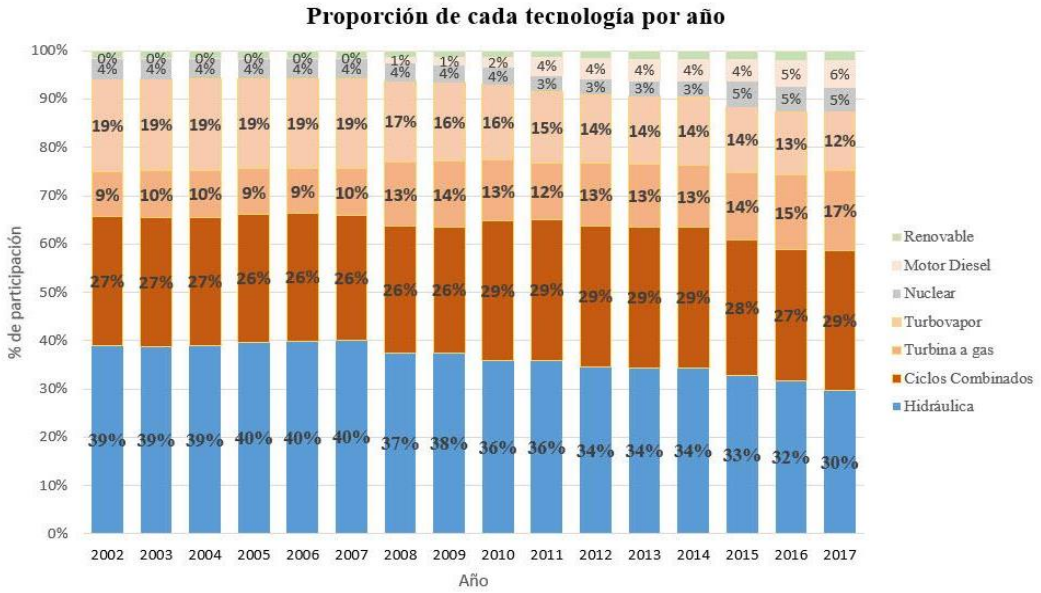


Figura 1.2.1.3. Proporción de cada tecnología por año. Fuente CAMMESA

Es esencial entender cómo fue variando la matriz energética en estos últimos años. Se vio un aumento importante en turbinas de gas y ciclos combinados a partir de 2007. En cuanto a las hidráulicas de gran tamaño no se vieron mayores inversiones.

La tecnología cuya participación disminuyó fue las turbovapor y hubo un aumento en turbinas de gas y ciclos combinados, muy probablemente debido a escenarios futuros que incluyen un buen abastecimiento de gas natural en el país.

Las nucleares aumentaron a un 5% su participación gracias a la finalización del proyecto de Atucha II en junio del 2014, logrando sincronizar su generador al sistema interconectado nacional. Esta central tiene 745 MW de potencia instalada, pero el factor de planta es uno de los más favorables en el mundo en cuanto a esta tecnología, por lo que la producción promedio no baja de los 692 MW. Esto se suma a las otras 2 centrales nucleares que se tenían desde antes, Atucha I con 362 MW instalados y Central Nuclear Embalse ubicada en Córdoba con 648 MW instalados.

Hay un proyecto que se está promoviendo para entrar en funcionamiento antes del 2030 que se va a considerar en las proyecciones de generación de energía más adelante: Atucha III de 745 MW de potencia instalada.

Estas centrales siempre van a estar en funcionamiento, ya que el costo marginal de ponerlas en operación es mínimo. Algo similar ocurre con las centrales hidroeléctricas, su factor de planta es un 30% más bajo en promedio que las nucleares, pero el costo de prender el generador es prácticamente nulo y en algunos casos necesario para desagotar los diques.

En cuanto a las energías renovables, se mantuvo en un 2% su participación desde el 2002 al 2014. Principalmente compuesta por hidráulicas chicas (menores a 50 MW), seguidas por eólicas y fotovoltaicas.

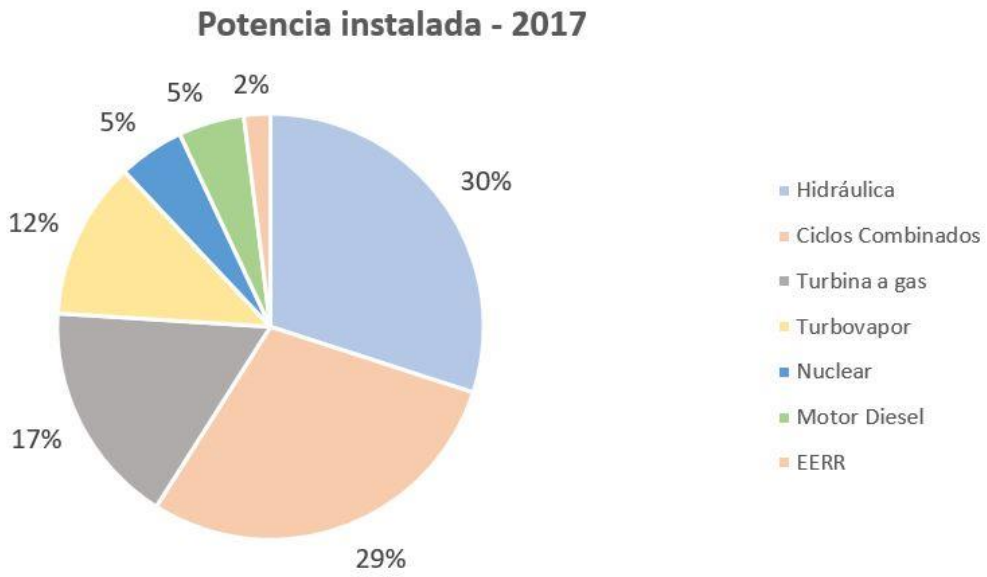


Figura 1.2.1.4. Porcentajes de la potencia instalada en 2017. Fuente: CAMMESA

En 2017 gracias a los planes por diversificar la matriz energética Argentina (contemplados por la ley 27.19), muchas tecnologías que se están sumando son de origen renovable. En total 147 proyectos por un total de 4.466 MW de potencia instalada, lo que eleva la potencia instalada de renovables a un 10% del total. Considerando que muchas tienen un factor de planta bajo, la participación de esta energía se espera que alcance el 8% para fines de 2018.

No hay plantas de energía geotérmica en Argentina por el momento, pero sí existen distintas líneas de investigación a lo largo de la cordillera.

Las barreras para el comienzo del uso energía geotérmica en Argentina no está solamente centradas en la factibilidad del reservorio. Debido a que es una energía que requiere altas inversiones es muy importante que el precio al que se venda la energía producida sea el adecuado. Más adelante se hablará de los distintos mercados a cual apuntar y que precios tienen. Otras barreras son los competidores y otras energías renovables de menor costo.

1.2.2 Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)

El MEM es el mercado al que concurren productores, distribuidores, grandes usuarios y transportistas entre otros. Aquí es donde se encuentran la oferta y la demanda, lo que trae como consecuencia la creación de un mercado spot y un mercado a término. La empresa encargada de administrar el MEM se llama CAMMESA.

El funcionamiento se basa en la prestación y recepción del servicio. El primero se puede dividir en generación, transmisión y distribución, como se comentó en la sección anterior:

Prestación:

1. Los generadores venden la energía mediante un precio spot horario (determinado según los costos para producir el próximo KWh).
    a. Caso generación térmica: precio atado a la competencia, es decir que el precio más bajo es el que predomina.
    b. Caso hidroeléctrica y nuclear: precio según contratos de concesión.
2. El transporte se remunera a través de cargos fijos de conexión, capacidad de transporte y otras variables. Al ser de servicio público, se tiene que brindar libre acceso a las redes para que les llegue la energía a los distintos usuarios. Sin embargo, la empresa transportista no está obligada a expandir dicha red.
3. Los distribuidores adquieren la electricidad del mercado a un precio estable que se actualiza trimestralmente. También es de servicio público y deben cumplir con lo establecido en el contrato de concesión. Por lo tanto, tiene que abastecer a toda la demanda que esté pactada en el contrato (área), asegurando la calidad y precios establecidos.

   Todo lo explicado recientemente, se puede resumir en la siguiente figura:

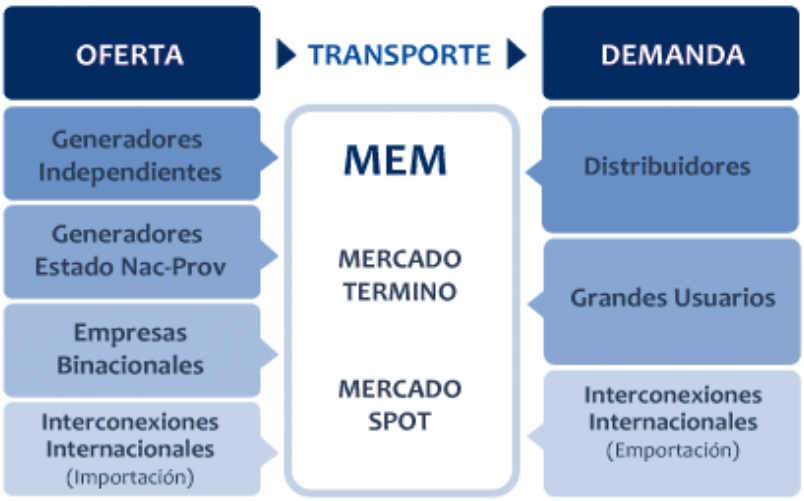


Figura 1.2.2.1. Funcionamiento del mercado eléctrico. Fuente: Transener

1.2.3 Comercialización de la energía eléctrica en Argentina

Actualmente, el MEM posee dos formas distintas de comercializar la energía eléctrica: a través del mercado spot o del mercado a término. A continuación se detalla cada uno.

Mercado spot: en este mercado, los precios fluctúan en forma horaria según la demanda y las máquinas que estén operando. Dichas máquinas tienen un orden para ingresar a satisfacer la demanda energética con un orden prioritario de costos, lo que significa que las máquinas más económicas son las que primero entran en servicio hasta cubrir la potencia más la reserva. Las que no son requeridas, quedan sin funcionar. Vale destacar que existe una distinción en función de los costos de los combustibles y en función de la potencia, que representa los costos fijos. En este mercado, el precio marginal horario (que es el ofertado por los productores) es el que se les pagará a los generadores de energía eléctrica.

Mercado a término: en este caso, se firma un contrato entre el generador y un distribuidor o gran usuario. En él, se determinan las condiciones tanto de la entrega de la energía como las del pago, plazos de vigencia y resarcimientos en el caso de que alguna de las partes no cumpla. Cabe aclarar que los precios se acuerdan libremente entre ellos.

Precio que paga el MEM

La remuneración por la generación de centrales que funcionan a partir de fuentes no convencionales se compone de dos partes:

- Precio base
- Precio adicional: ligado a la disponibilidad del equipo instalado con un tiempo de permanencia operativa superior a los 12 meses contados al inicio de la programación estacional de verano.

$$RemTot = RemBase + RemAdic \qquad (1.2.3.1)$$

Donde:

- RemTot: es la remuneración total
- RemBase: es la remuneración base
- RemAdic: es la remuneración adicional

Clasificación	Base [USD/MWh]	Adicional
Eólica	7,5	17,5
Solar	8,5	18,5
Biomasa/Biogas/RSU	12	10

Figura 1.2.3.1. Precio base y adicional de fuentes renovables. Fuente: CAMMESA

En la figura anterior se observan los precios base y adicionales de ciertas energías renovables. En el caso de la geotérmica, el cálculo sería con la misma fórmula y cuadro pero con los valores pertinentes de la tecnología.

ANÁLISIS ESTRATÉGICO

1.3 Mercado competidor

Análisis de distintas tecnologías

Una de las maneras de realizar comparaciones entre distintas fuentes de generación es utilizando como referencia el Costo Nivelado de la Energía (LCOE). Este indicador considera todas las variables necesarias para obtener el costo final de generar 1 MWh.

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^{n} \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^{n} \frac{E_t}{(1+r)^t}} \qquad (1.3.1)$$

Donde:

- t: Período, en este caso anual
- r: Tasa de descuento
- n: Es la vida útil de la instalación en años
- It: Inversión en el período t (con amortizaciones)
- Mt: Mantenimiento y operaciones en el período t
- Ft: Costo del combustible en el período t
- Et: Energía real generada en el período t, tiene el factor de planta incluido

La ecuación anterior se puede abrir en modelos mucho más complejos que involucran más variables, por este motivo se cita a continuación un análisis hecho por la consultora Lazard.

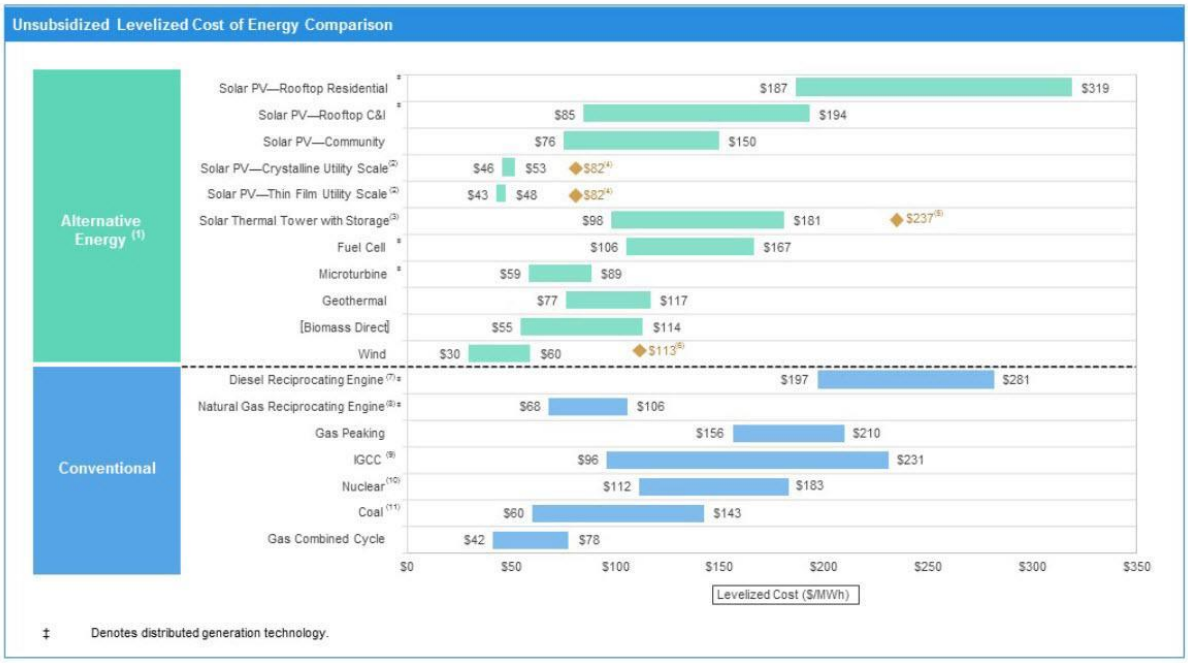


Figura 1.3.1. LCOE comparando distintas tecnologías. Relevamiento a nivel mundial. Fuente: Consultora Lazard

La geotérmica indica que tiene un LCOE de entre 77 USD / MWh y 117 USD / MWh. Esta amplitud depende en su mayor parte por la tecnología utilizada y las características del reservorio. Los más caros (117 USD/MWh) probablemente se deban a ciclos binarios producto de reservorios de baja entalpía o mala calidad de vapor, en cambio los más bajos gracias a tener un vapor de alta entalpía y bajo contenido de no gases no condensables y corrosivos, se opta por una condensación directa (tipo flash).

En el caso del análisis del reservorio de Copahue, se conoce que tiene fluidos de alta entalpía y buena calidad de recurso, lo que permite instalar una planta de tipo flash que tiene inversiones iniciales más bajas, mejor eficiencia y bajos costos de operación.

Como el LCOE incluye también las inversiones iniciales, aparte de la instalación de la planta, se tiene grandes gastos en líneas de alta tensión y perforación de pozos.

1.3.1 Competidores en geotermia

Si bien la energía geotérmica es nueva en el país, hay distintas organizaciones que podrían ser competidores en el rubro. Dichos competidores son principalmente organizaciones del exterior, pero también hay organizaciones locales que tienen mucho enfoque en energías renovables y tienen la infraestructura para insertarse en el mercado con geotermia.

Los principales competidores del exterior son: Enel y LaGeo. Distintas fuentes aseguran que las dos primeras tienen planes de licitar en RenovAR. Mientras que las locales que podrían insertarse en este nuevo mercado son: Central Puerto y Genneia.

Competidores exteriores

Enel

Es una empresa multinacional de las más importantes del mundo en lo que refiere a energía y gas. Trabaja en 35 países a lo largo de 5 continentes alimentando con energía a más de 60 millones de usuarios con una capacidad instalada de aproximadamente 85 GW, distribuida en redes que suman más de 2 millones de KM. Una de sus filiales es Enel Green Power que es la encargada de las energías renovables. En la siguiente imagen se puede observar la potencia instalada para cada tecnología en el mundo.

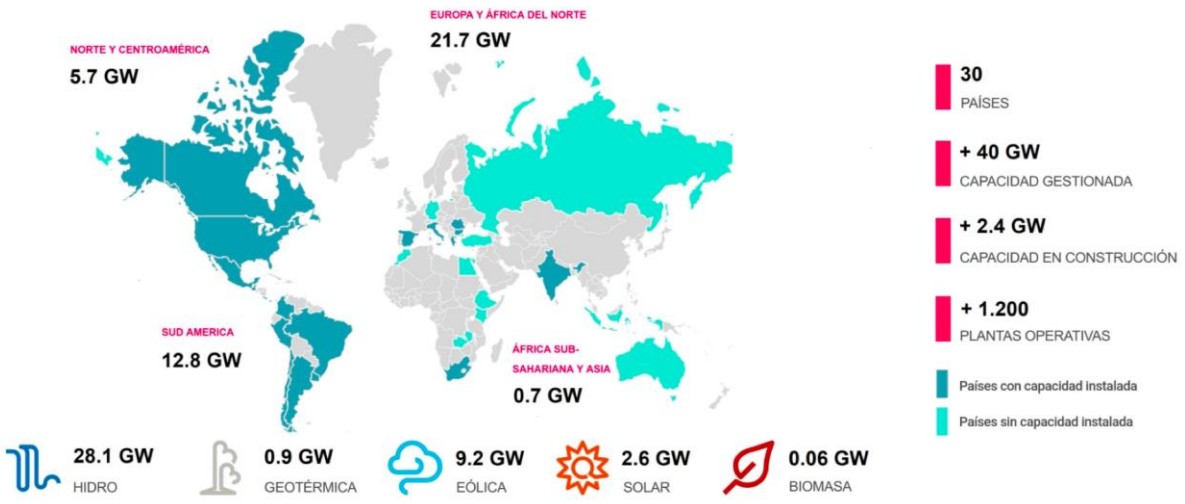


Figura 1.3.1.1. Capacidad instalada de Enel Green Power. Fuente: Enel Green Power

En Argentina, Enel cuenta con 4558 MW de capacidad instalada, lo cual representa aproximadamente un 13% de la capacidad instalada en Argentina. La filial Energy Green Power ya licitó a RenovAR para instalar 100 MW de potencia instalada de energía eólica en Chubut y 100 MW de potencia instalada en Jujuy. En lo que a energía geotérmica refiere, Enel instaló la primera planta de dicha energía en Chile con una potencia instalada de 24 MW. El principal desafío que tuvo dicha planta fue la altura, ya que fue instalada a 2400 metros de altura.

LaGeo

Es una empresa dedicada a la producción de energía geotérmica en El Salvador. Actualmente cuenta con dos centrales geotérmicas, una en Ahuachapán y otra en Alegría. Si bien LaGeo no tiene el tamaño que tiene Enel, cuentan con una capacidad instalada importante en su país y se cree que dicha empresa puede ser una oferente en el plan RenovAR 3 para energía geotérmica por eso es necesario considerarla como competidora.

En Ahuachapán la central tiene una potencia instalada de 95 MW con 19 pozos productores y 8 pozos inyectores con profundidades entre 600 y 2700 metros. Dicha planta representa el 11% de la energía consumida por el país. Mientras que la de Alegría tiene una potencia instalada de 105 MW con 14 pozos productores y 20 inyectores con profundidades entre 500 y 3400 metros. Esta última planta representa el 12% de energía consumida por el país.



Figura 1.3.1.2. Planta de energía geotérmica de LaGeo. Fuente: LaGeo

Competidores locales

Central puerto

Es uno de los principales grupos privados de generación eléctrica en Argentina. Cuenta con una potencia instalada de 3.791 MW, lo cual representa el 11% del SADI. Opera tres plantas termoeléctricas que suman 1.714 MW de potencia instalada, dos de ellas son a base de turbo grupos a vapor con potencia instalada de 360 y 589 MW y otra de ciclo combinado con potencia instalada de 765 MW. También ubicará un parque eólico que fue licitado en RenovAR 2 con 32 aerogeneradores con una potencia instalada planificada de 99 MW.



Figura 1.3.1.3. Planta térmica de Central Puerto. Fuente: Central Puerto

Genneia

Es una de las empresas líderes en la producción de energías sustentables que concentra sus actividades en el mercado eléctrico y dedica gran parte de sus inversiones al desarrollo de proyectos que contemplen la utilización de recursos renovables. Cuenta con diez centrales térmicas en distintas provincias de Argentina con una potencia instalada total de 622 MW. Actualmente tiene instalado el parque eólico más importante de Argentina con potencia instalada de 77 MW. Tiene proyectos licitados y aprobados en todas las rondas de RenovAR más un parque eólico en Madryn en construcción, lo cual llevará a tener una potencia instalada de 728 MW de generación eólica en el país. Si bien actualmente no cuenta con planes de iniciarse en la geotermia, es una organización muy grande con mucho enfoque en las energías renovables y gran infraestructura, dándoles mucho potencial como futuros competidores en algunos años. Sin mencionar que su energía eólica instalada y a instalar ya son una competencia dentro del mercado eléctrico renovable.



Figura 1.3.1.4. Proyectos eólicos para RenovAR de Genneia. Fuente: Genneia

1.4 Proyecto geotérmico de Copahue

Desde el año 1973, cuando se iniciaron los primeros estudios del volcán Copahue hasta el año 1985, se realizaron 2 pozos. Pero un hito importante fue en 1988 cuando con ayuda de un acuerdo financiero de la Secretaría de Energía de la Nación, se construyó la primera central piloto, a nivel nacional y Sudamérica.

En los años posteriores, se realizaron diversos estudios por parte de JICA (Japan International Cooperation Agency) y se perforó un tercer pozo. Dichas investigaciones arrojaron la posibilidad de hacer una planta de 30 MW. Sin embargo, el emprendimiento nunca se llegó a hacer, por diversos motivos.

La empresa canadiense Geothermal One había decidido comenzar a construir una planta de energía geotérmica en Copahue en el año 2012 de 30 MW, que incluiría la perforación de 4 pozos adicionales y una red eléctrica de 132 KV desde Copahue a Ñorquín, aparte de la planta. En un principio hubo limitaciones debido a la presión de los ambientalistas y mapuches que habían presentado un reclamo para proteger los recursos naturales de la zona (termas y volcán principalmente), pero posteriormente se habilitó llevar cabo el proyecto. Sin embargo, a fin de 2012 hubo una erupción del volcán, lo que contribuyó a la suspensión del proyecto. Pero lo que finalmente terminó de cancelar el proyecto fue la estatización de YPF, que generó muchísimo riesgo.

1.5 Mercado proveedor

El mercado proveedor será el que proporcione los insumos necesarios para llevar a cabo el proyecto. En el caso de que la planta sea “llave en mano”, la empresa que se contrate se hará cargo de todos los insumos necesarios para que la planta opere. Mientras que si se compran las partes por separado, es decir las turbinas, válvulas, tubos, etc, se tendrán diferentes proveedores. Las empresas pueden ser Green Energy Group, Mitsubishi, General Electric, entre otras.

1.6 Mercado distribuidor

Dentro del mercado distribuidor, se pueden destacar 3 jugadores importantes: Transener, SADI (Sistema Argentino de Interconexión) y EPEN (Ente Provincial de Energía del Neuquén).

Transener

Es la empresa líder en el transporte de alta tensión. Las regulaciones más importantes al momento de transportar son: libre acceso a las instalaciones de transporte, las empresas transportistas no pueden comprar ni vender la energía eléctrica, la distribución es un servicio público, la distribuidora es responsable del abastecimiento de los usuarios finales, las tarifas se encuentran reguladas por el ENRE y la Secretaría de energía, entre otras.

EPEN

Es el ente regulador de la electricidad en Neuquén. A continuación se adjunta el cuadro tarifario de abril de 2018.

TARIFA Nº 3 - GRANDES DEMANDAS
(Capacidades de Suministro iguales o superiores a 50 kW)

Cargos Fijos y Variables (Conceptos Tarifarios)		Código Tarifario			Unidad
		T3-BT	T3-MT	T3-AT	
Cap. de Sum. Única o en Pico (*)		273,806	174,044	109,800	$/kW-mes
Cap. de Sum. Fuera de Pico		109,522	71,358	60,390	$/kW-mes
Valores menores a 300 kW	C.Var. Hs. Resto	2,171	1,694	1,354	$/kWh
	C.Var. Hs. Valle	2,072	1,618	1,292	$/kWh
	C.Var. Hs. Pico	2,269	1,771	1,415	$/kWh
Valores a partir de 300 kW	C.Var. Hs. Resto	2,502	2,002	1,648	$/kWh
	C.Var. Hs. Valle	2,387	1,910	1,571	$/kWh
	C.Var. Hs. Pico	2,618	2,095	1,724	$/kWh

TARIFA Nº 4 - GRANDES DEMANDAS ESPECIALES (Capacidades de Suministro iguales o superiores a 100 kW)					
Código Tarifario	Aplicable a la Facturación de Consumos	Detalle de Conceptos Tarifarios	Valores < a 300 kW	Valores >= a 300 kW	Unidad
Todos los usos de la Energía Eléctrica					
T4-MT	Medidos en Media Tensión	Capacidad de Suministro	226,980		$/kW-mes
		Cargo Variable	1,570	1,884	$/kWh
T4-AT	Medidos en Alta Tensión	Capacidad de Suministro	143,968		$/kWh
		Cargo Variable	1,229	1,529	$/kWh
Conectados a Distrib. Troncal Comahue (Cap. Suministro igual o mayor a 1000 kW)					
T4-CD	Medidos en Media o Alta Tensión	Capacidad de Suministro	72,679		$/kW-mes
		Cargo Variable	1,046	1,345	$/kWh

Derechos Conexión - Tarifas Nº 2, 3 ó 4			
Común Aérea Trifásica	$ 3.484,00	Común Subt. Trifásica	$ 6.299,00
Especial Aérea Trifásica	$ 11.381,00	Esp. Subterránea Trifásica	$ 32.889,00
Cargo Adicional Sistema de Medición			
Tar. Nº 2 - BT c/Prov. Equipo	$ 5.735,00	Tar. Nº 2 - MT	$ 1.856,00
Tar. Nº 3 ó 4 - BT c/Prov. Eq.	$ 39.982,00	Tar. Nº 3 ó 4 - MT	$ 17.577,00

Figura 1.6.1. Cuadro tarifario de grandes usuarios. Fuente: EPEN

Como se observa en la figura anterior, se explicitan las tarifas que se les cargan a los grandes usuarios en $/KWmes. Se distinguen los usuarios cuya demanda es mayor a 50 KW y los más de 100 KW. Además se distinguen las tarifas según el horario: resto, valle o pico.

SADI

Los transportistas vinculan eléctricamente todos los nodos del Sistema Argentino de Interconexión. Por lo tanto, se define como Función Técnica del Transporte a las empresas que están conectadas al SADI o que su servicio de vinculación que cumple con las instalaciones eléctricas que forma parte de la anterior. Es decir, que aquellos que quieran conectarse al SADI tienen que cumplir con todas las reglamentaciones normativas y técnicas.

1.7 Análisis FODA

Se realizó un análisis FODA segregando en dos categorías: Tecnología y Mercado eléctrico. En la primera, se indicó todo lo relacionado a un proyecto de energía geotérmica de alta entalpía, mientras que en la segunda se consideraron los puntos clave a tener en cuenta para el análisis de mercado.

Fortalezas

- **Tecnología**

- Factor de disponibilidad alto
- Costos de operación y mantenimiento bajos comparado a otras tecnologías
- Costo marginal de generación de energía bajo

- Fuente de energía constante
- Puede usarse como energía térmica o eléctrica
- Baja contaminación ambiental
- Independiente de los cambios climáticos

- **Mercado Eléctrico**

- Diversificación de la matriz energética Argentina
- Abastecimiento de pueblos aislados
- Creación de un sistema mallado de distribución en la zona

Debilidades

- **Tecnología**

- Inversión inicial muy alta
- Incertidumbre en la calidad y cantidad del vapor al perforar

- **Mercado eléctrico**

- Hay más experiencia con otros tipos de tecnologías como eólicas y solares en la Argentina.
- Costo nivelado de la energía. Los precios que paga el MEM dificultan encarar un proyecto de estas características.

Oportunidades

- **Tecnología**

- Posibilidad de explotación a largo plazo
- Este proyecto sería pionero en Argentina, puede atraer intereses políticos
- Posibilidad de utilizar tecnologías más antiguas y económicas (maquinaria, etc)
- En 1992 se concluyó un análisis de factibilidad del reservorio en Copahue - Caviahue
- Neuquén impulsó leyes para regular el recurso y darlo a concesión
- Hay varias empresas que pueden prestar servicios de perforación en Neuquén

- **Mercado eléctrico**

- Programas que fomentan la energías renovables (ej: RenovAR)
- Leyes que promueven el uso de energías renovables

Amenazas:

- **Tecnología**

- Actividad de ambientalistas y resistencia de pueblos cercanos
- Poca gente capacitada en energía geotérmica en Argentina
- Agotamiento del recurso en caso de explotación no sustentable
- Pocas regiones en Argentina tienen trabajos de prefactibilidad para determinar la bondad del recurso
- El contexto político y económico de Argentina es muy volátil

- **Mercado eléctrico**

- Mal estado de la infraestructura eléctrica en Argentina (nodos)

Otra forma de representar el FODA es a través de una matriz en donde se visualizan las áreas de avance (F - O) y áreas de defensa (D - A). Uniendo lo expuesto de Tecnología y Mercado eléctrico, la matriz sería la siguiente:

	Fortalezas	Debilidades
Oportunidades	- Red eléctrica en forma de malla. - Bajos costos operativos. -Costo marginal de generación bajo - Plan RenovAR. - Concesión con la provincia - Desarrollo de OIL&GAS local	
Amenazas		- Ambiental. -Factor social Asociado a la actividad Minera - Poca experiencia en Argentina.

Tabla 1.7.1. Matriz FODA con áreas de ataque y defensa

1.7.1 Áreas de Ataque

- Red eléctrica en forma de malla: esto da un valor agregado al proyecto, va a favorecer la descongestión en cuanto a las redes eléctricas de la zona y posibilita el mantenimiento sin cortes de servicio.
- Costos de generación eléctrica bajos: este punto es muy relevante a la hora de entrar al Mercado Eléctrico Mayorista. Asegura el despacho de la energía en todo momento (salvo problemas de interconexión externos a Copahue). El orden en que se prenden los generadores según las fuentes de energía son: hidráulicos, nucleares, Geotérmicos, eólicos y solares. Luego vienen los que requieren combustibles.
- Plan RenovAR: al ser una energía renovable hay que aprovechar este plan.
- Concesión: la provincia de Neuquén tienen intenciones de dar a concesión entre 11 KM^2 y 13 KM^2 de territorio para la explotación de la energía geotérmica.

1.7.2 Áreas de Defensa

- Ambiental: las propuestas que se presenten deben estar alineadas con las normas y el cuidado del medio ambiente para no atraer ambientalistas. Por ejemplo: tratar de reinyectar el CO_2, no tirar agua extremadamente caliente al lago cercano (para esto se compran buenas torres de enfriamiento) y no abusar del recurso.
- Poca experiencia en Argentina: la energía geotérmica no está muy difundida en el país y hay pocos especialistas en la materia.
- Factor social asociado a la actividad minera: En Copahue se efectuaron irregularidades en los años posteriores al abandono de la planta piloto, esto dejó a la población local con una mala imagen frente a la geotérmica. Este factor se puede tratar, principalmente incluyendo todos los costos necesarios para hacer a la geotérmica más amigable con el medio ambiente (Reinyección, Costos de cementación de pozos, entre otros). Este punto va a desarrollar más en detalle en el apartado de ingeniería y riesgos.

1.8 Fuerzas de Porter

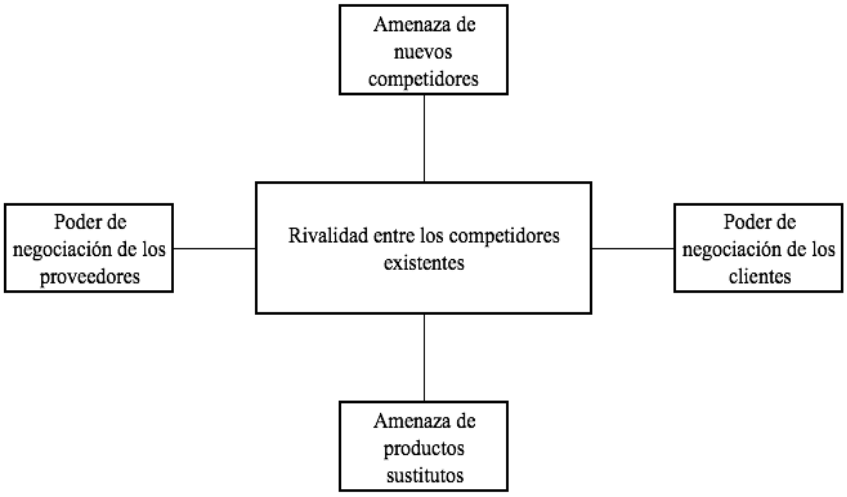


Figura 1.8.1. Esquema de las fuerzas de Porter

En la figura 1.8.1 se detallan los componentes del análisis de las fuerzas de Porter. A continuación se ampliará cada parte relacionando con el proyecto.

Amenaza de nuevos competidores

Esta parte se puede analizar desde dos puntos de vista. Un punto es la posibilidad de que otras empresas internacionales coloquen una planta, como se explicó en la sección del mercado competidor. Otro punto puede ser a nivel tipo de tecnología, por ejemplo que se instalen plantas de producción solar, eólica, biomasa, entre otras. Por lo tanto, la amenaza es media ya que existe la posibilidad de que otras empresas inviertan en la zona pero son pocas las compañías potenciales.

Poder de negociación de los clientes

Los potenciales clientes son el MEM, RenovAR o contratos con terceros, entonces el poder de negociación es muy bajo porque está todo regulado por ley los precios y demás factores.

Amenaza de productos sustitutos

En este caso no habría amenaza de productos sustitutos debido a que el producto es un commodity y no existe un reemplazo de la electricidad.

Poder de negociación de los proveedores

Las empresas que fabrican los componentes necesarios para construir la planta son pocos, por lo que el poder de negociación es bajo.

Rivalidad entre los competidores existentes

En Argentina no hay plantas de energía geotérmica instaladas. Pero en Neuquén hay parques eólicos que son competencia a la hora de hacer un contrato con un tercero.

Barreras de entrada y salida de la geotérmica

De acuerdo al análisis estratégico, se van a listar las siguientes barreras de entrada:

- Ganar la licitación: Como punto de partida, por el momento va a haber un solo lugar en Copahue – Caviahue para instalar la planta de 30 MW. Para esto hay que presentarse a la licitación y salir adjudicado en el proyecto. Es importante realizar esta entrada con una empresa que tenga respaldo y conocimiento en el rubro de la Energía. De modo de conseguir mejores formas de financiamiento y menores costos de operación.
- Barrera tecnológica: Es la primera vez que en Argentina se desarrollaría un proyecto de esta magnitud para la geotérmica. Esto puede traer tarifas mayores para las compañías perforadoras de pozos y mayores temores y riesgos a la hora de invertir.
- Barrera Social: Hay una asociación entre “minería” y “geotérmica” en Argentina. Esto genera repudio a la tecnología de un sector de la sociedad. Sumado a que se generaron irregularidades en Copahue con la planta piloto en 1984.
- Financiamiento: Es importante conseguir tasas y plazos acordes de financiamiento para que el proyecto sea rentable desde el punto de vista del inversor. Se piensa que un préstamo a más de 15 años con tasas menores al 9% podría ser adecuado.
- Situación contractual y Negociación: Hoy en día no existe el pliego oficial de RenovAR para la geotérmica. Las cláusulas de salida tienen que estar adaptadas al tipo de riesgo minero que tiene el proyecto. Si el análisis de prefactibilidad se basa en un pliego eólico o solar. El valor de la cláusula de salida es muy alto.

- Abandonar la planta geotérmica: Una barrera de salida a la hora de abandonar la planta, es la necesidad de cementar todos los pozos geotérmicos. Esto va a ser analizado más adelante en profundidad.

1.9 Conexión a la Red

El organismo que regula y establece las normas necesarias para entregar energía a la red es el EPEN. Actualmente no hay un tendido eléctrico construido que pueda llevar la energía que se pretende producir en la localización propuesta, es por ello que el mismo deberá construirse. La cantidad de kilómetros a construir va a depender de lo que construya el EPEN (se sabe que hay un proyecto del gobierno para construir más kilómetros de tendido eléctrico de alta tensión). De todas maneras, ya sea por parte del proyecto o por parte de el EPEN la responsabilidad de la construcción del tendido, su realización es indispensable ya que de lo contrario no se podría utilizar la energía producida por la planta del presente proyecto.

Lo requerido específicamente sería la construcción desde la localización de la planta, hasta el nodo más cercano de tendido eléctrico de alta tensión que se encuentra ubicado en Chos Malal. El mismo se encuentra a 90 kilómetros aproximadamente.

1.9.1 Distancias a la red actual

En la imagen a continuación, se muestra el mapa de cómo es el tendido eléctrico actualmente. Como se mencionó en la introducción, es indispensable ya que de lo contrario lo que se produce en el presente proyecto no se podría transportar.

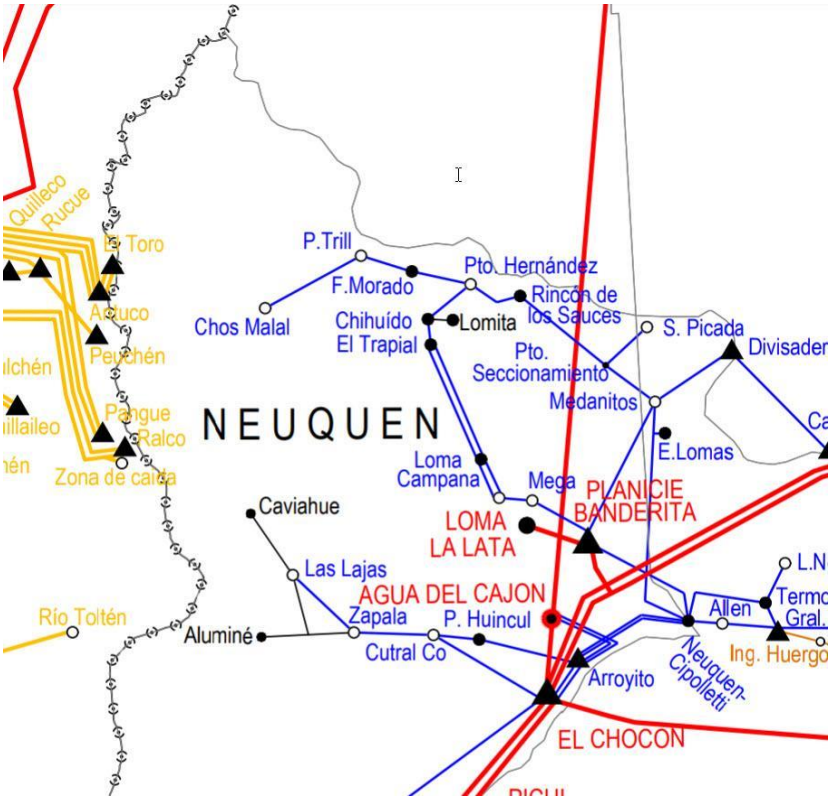


Figura 1.9.1.1. Esquema actual de conexión de la red eléctrica. Fuente: CAMMESA

Luego, las referencias de dicho esquema se muestran en la imágen que se encuentra debajo:

REFERENCIAS	
Centrales y Estaciones Transformadoras	Líneas
Estación Transformadora de 500 kV.	Líneas de 500 kV
Estación Transformadora de Tensión menor a 500 kV.	Líneas de 330 kV ó 345 kV
Central Térmica (Vapor, TG, Diesel ó Biogas)	Líneas de 220 kV
Central Hidráulica	Líneas de 150 kV
Central Nuclear	Líneas de 132 kV
Central Fotovoltaica	Líneas de 66 kV
Central Eólica	Líneas de 33 kV
Conversoras	

Tabla 1.9.1.1. Esquema unifilar de las líneas de baja, media y alta tensión. Fuente: CAMMESA

Teniendo en cuenta la potencia que va a generar la planta, las líneas que se necesitan para transmitir deben ser iguales o superiores a 132 KV, principalmente por las pérdidas que se generarían por el transporte de la electricidad.

Hasta 10 MW se pueden conectar a la red de media tensión en Caviahue (33 KV) a 7 KM de distancia.

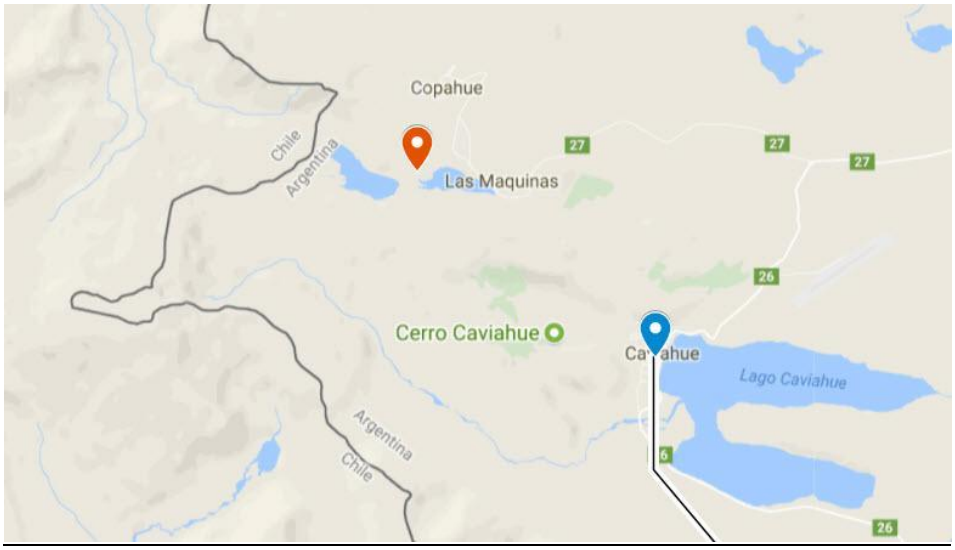


Figura 1.9.1.2. Mapa de la zona de Copahue. Fuente: CAMMESA

En color rojo se indica las inmediaciones de la zona de factibilidad geotérmica. En color azul se referencia Caviahue, donde la línea negra marcada en la figura es la de media tensión que se dirige hacia Las Lajas. Por lo tanto, para una planta de mayor tamaño existen 2 opciones de conexión:

- Construir una red de 90 KM de alta tensión que conecte desde la planta geotérmica hasta el nodo en Chos Malal.
- Construir una red de 105 KM de alta tensión que una la planta con el nodo en Las Lajas.

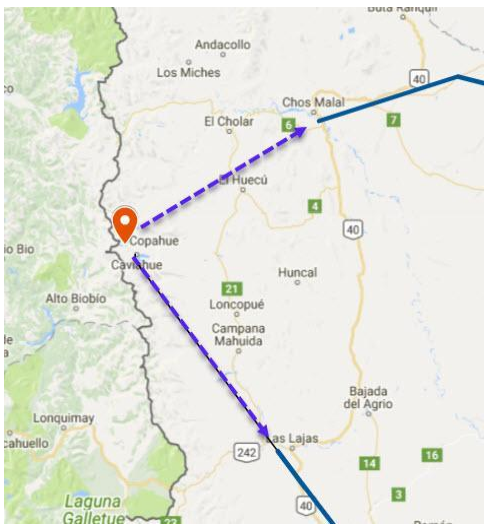


Figura 1.9.1.3. Mapa con el esquema unifilar. Fuente: CAMMESA

En la figura 1.9.1.3 se indica en azul continuo las líneas de alta tensión y en azul punteado las opciones para construir. Se calcula que el costo de construcción de cada KM de alta tensión es de unos 200.000 USD[2].

1.9.2 Normativas para la conexión a un nodo eléctrico

En cuanto a la línea de alta tensión a instalar, se precisará el Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública emitido por el ENRE para acceder a la licencia técnica y poder ampliar la capacidad de transporte. Luego, la conexión a la red se resolverá con el EPEN para obtener la habilitación correspondiente. En el caso del MEM se necesitará la habilitación como nuevo agente otorgado por la Secretaría de Energía Eléctrica.

1.9.3 Factor de nodo

Para formar el precio de un nodo, el MEM se basa en el precio de la energía en cada nodo de la red. Esto está estrechamente relacionado con el factor de nodo, el cual representa las pérdidas marginales del transporte y la relación con el precio de mercado. La fórmula a aplicar para obtener el precio en el nodo es la siguiente:

$$PNi = FNi * PM \qquad (1.9.3.1)$$

Donde:

- PNi: Precio en el Nodo i
- FNi: Factor de Nodo del nodo i
- PM: Precio de la energía en el mercado

Sin embargo, es necesario primeramente calcular el FN ya que no es el mismo para todos los nodos. Éste se determina a través de la siguiente expresión:

[2]Precio aproximado brindado por CAMMESA.

$$FNi = 1 + \hat{c}perd / \hat{c}pdi \qquad (1.9.3.2)$$

Donde:

- $\hat{c}perd / \hat{c}pdi$: derivada de las pérdidas del transporte respecto de la potencia de demanda del nodo i.

Para hallar las derivadas, se modela la red de transporte y mediante simulación en cada nodo se obtiene una variación unitaria de demanda ($\hat{c}$pdi) que permite obtener las pérdidas del sistema ($\hat{c}$perd) como consecuencia.

Para las distribuidoras, CAMMESA tiene tabulado cuál es el factor de nodo. Para EPEN, que es la entidad en Neuquén, los valores son los siguientes:

- Pico: 0.8931
- Resto: 0.941
- Valle: 0.9456

1.10 Inversión en la infraestructura eléctrica

Como consecuencia de la falta de inversión en infraestructura eléctrica, las líneas, especialmente en los picos de demanda, se encuentran sobrecargadas y se necesita que transporten una potencia mayor a la preparada. Como resultado, se generan los cortes en los suministros de energía debido a la falta de mantenimiento y a la cantidad demandada. Esta saturación en las líneas y consecuentes paradas, hace que disminuya la conectividad y aumenten los costos de despacho, impactando directamente en el precio spot.

Es por ello que la crisis energética se concluye que se debe a la saturación del tendido eléctrico, ya que no es suficiente para el transporte de energía que se requiere, y no porque haya falta de generación de energía.

Sin embargo, un punto a favor para el proyecto, es que en un futuro cercano el gobierno licitará obras para extender el tendido eléctrico. Esto permitirá que el sistema responda ante el inminente incremento en la oferta de generación que van a comenzar en el año 2021, por lo que ya se está comenzando a preparar la documentación que se requerirá para la expropiación de terrenos, trabajo con las provincias entre otras.

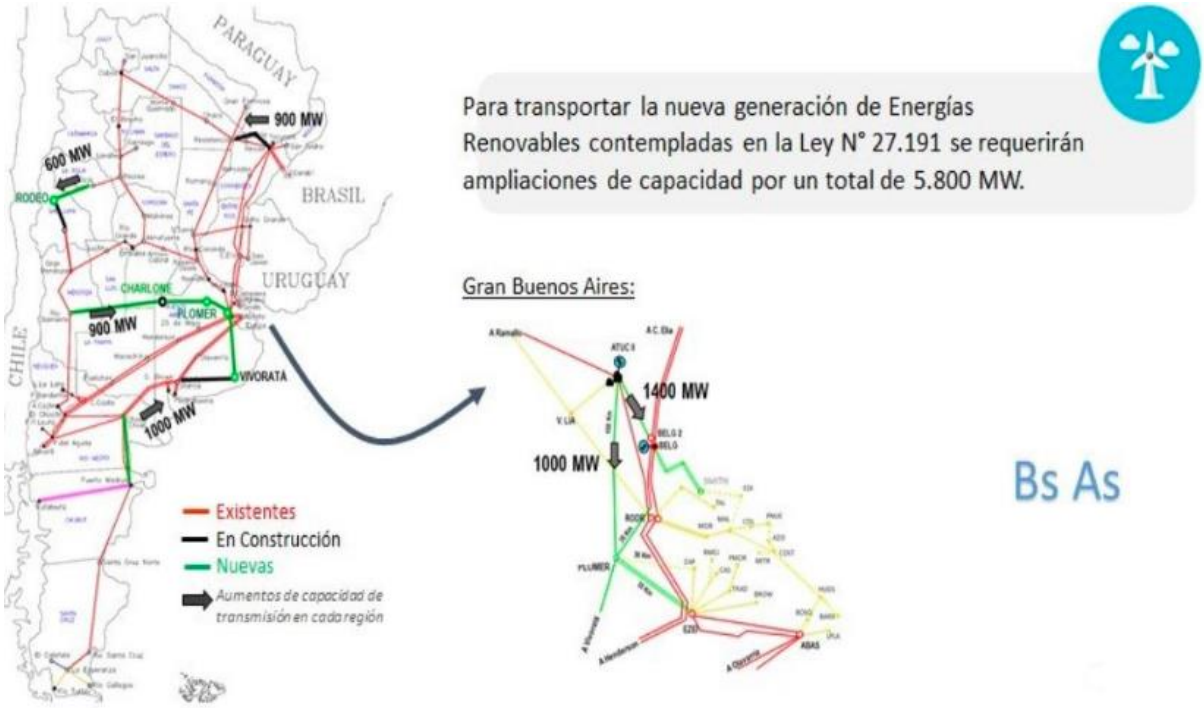


Figura 1.10.1. Imagen del mapa del detalle de las líneas actuales, en construcción y nuevas. Fuente: Diario Energía Estratégica

Más precisamente, son 8 las líneas de alta tensión que licitarán este año, para permitir el ingreso de los nuevos oferentes de energía.

Las líneas de alta tensión son las siguientes:

- Línea Atucha-Belgrano 2 + E.T. Belgrano 2: 35 km
- Línea Belgrano 2-Smith + E.T. Smith: 100 km
- Línea Atucha 2 - Plomer + E.T. Plomer + Doble línea de 35 km: 130 km
- Adecuación E.T. Ezeiza - Belgrano - Rodríguez: por potencia de cortocircuito
- Línea Rodeo - La Rioja Sur + E.T. Rodeo + E.T. La Rioja Sur: 300 km
- Línea PTO Madryn - Choele + Vivoratá - Plomer: 705 km
  Todas estas forman un total de 2.175 km.

Se puede observar que la ampliación de las líneas permitirá despachar mayor cantidad de energía a Buenos Aires, que es a su vez la que concentra la mayor demanda (aproximadamente el 40%). De esta manera se podrá alivianar la carga de las existentes y cumplir con la demanda pico, además de la promedio.

Como se visualiza en la figura 1.10.1, es de suma importancia recalcar cómo son necesarias las ampliaciones de 5.800 MW para el despacho de las nuevas energías.

1.11 Descripción de Leyes

- **Ley 15.336:** describe el régimen energía eléctrica. Comunica las condiciones sobre la producción eléctrica, importación y exportación de la energía, consejo federal de la energía eléctrica y precios y tarifas.
- **Ley 24.065:** describe la generación, transporte y distribución de la electricidad.
- **Ley 26.190** (con su modificación **27.191**)**:** Régimen de Fomento Nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica.
- **Ley 3.801:** a través de esta ley, Neuquén se adhiere a la ley 27.191. Ésta exime del pago de impuestos inmobiliarios, ingresos brutos y sellos a las energías renovables.
- **Ley 2.596:** establece una remuneración móvil que es adicional y es de 0,003$/KWh para los generadores a partir de fuentes renovables que aporten su energía al mercado mayorista o para servicio público.

1.11.1 Ley 27.191

La ley 27.191 fue aprobada en septiembre del 2015. El nuevo marco legal que impone esta ley ayuda a la planificación del desarrollo de mercado plazo (2025), logrando dar mucha visibilidad a inversiones. Como se mencionó antes, la matriz energética carece de diversificación y esta ley busca cambiarlo mejorando el marco regulatorio para aumentar la participación de las EE.RR.

Entre los principales puntos se encuentran:

- Establece metas nacionales obligatorias
- Permite a los grandes usuarios (consumo mayor a 300 KW) a contratar en forma directa con los generadores
- Se brindan incentivos fiscales para reducir el precio de la energía y atraer a productores
- Crea el FODER (Fondo Fiduciario para el Desarrollo de Energías Renovables) para financiar y garantizar las inversiones. De esta forma buscan evitar que los proyectos no se detengan por falta de inversiones como ha sucedido en planes anteriores

Dentro de puntos mencionados, es de suma importancia entender cuáles son los incentivos fiscales. Éstos son:

- Exención de los aranceles de importación (dicho incentivo tiene fecha hasta el 31/12/2017 por ende hay que ver si se extiende)
- Amortización acelerada
- Devolución anticipada del IVA
- Exención del impuesto a las ganancias mínimas presuntas
- Exención del impuesto a los dividendos
- Certificado fiscal
- Deducción de la carga financiera en el impuesto a las ganancias.

Como se puede observar los beneficios son numerosos y se demuestra el interés que hay en diversificar la matriz energética.

1.12 Impacto ambiental

El proyecto se llevará a cabo en la región de Caviahue - Copahue, Por lo tanto el desarrollo de la planta y la producción deben cumplir con las normas establecidas a nivel nacional y provincial.

Argentina tiene sancionada la Ley Nacional Nº 25.675, llamada Ley General del Ambiente que establece los presupuestos mínimos para el logro de una gestión sustentable y adecuada del ambiente, la preservación y protección de la diversidad biológica, la implementación del desarrollo sustentable, entre otras.

En Neuquén está vigente la Ley Provincial Nº 1.875 (T.O 2.267), Decreto reglamentario Nº 2.109/96 acerca de la "preservación, conservación, defensa y mejoramiento del ambiente". La autoridad de aplicación es la Secretaría de Estado de Producción y Turismo, a través de la actual Dirección General de Medio Ambiente y Desarrollo Sustentable. Además, se deberá contar con "la Declaración de Impacto Ambiental y su correspondiente Plan de Gestión Ambiental aprobado por la autoridad de aplicación"[3].

Algunos de los aspectos a cubrir son:

- Formulación de la Declaración de Impacto Ambiental (DIA) y detallado del Plan de Gestión Ambiental (PGA). Se contemplan todas las etapas del proyecto, incluyendo el desmantelamiento
- Elaboración y aprobación de los Estudios de Impacto Ambiental (EIA). De esta forma se obtiene la licencia ambiental para poder ejecutar el proyecto
  Cabe destacar que estos requerimientos son previos a cualquier tipo de actividad.

[3] Art. Nº 24 de la ley 1.875

ESTRATEGIAS DE MERCADO

1.13 Programa RenovAR

RenovAR es el programa nacional de energías renovables que tiene como objetivo diversificar la matriz energética y favorecer la protección del medio ambiente, a través de la disminución de la emisión de CO_2 y del ahorro por el cese de importaciones de energías convencionales, en los momentos en que la demanda supera la capacidad actual de generación eléctrica. El objetivo es que para el 2025 se alcance un 20% de energías renovables en la matriz energética y que, a su vez, que el 20% el consumo de los grandes usuarios sea de este tipo de energía.

El Gobierno inició el proceso de convocatoria abierta para las fuentes renovables de generación en 2016. Hasta el momento, hubo cuatro rondas de RenovAR (ronda 1, ronda 1.5, ronda 2 y ronda 2.5), dentro de las cuales todavía no participó la energía geotérmica. Sin embargo, se estima que para la próxima convocatoria estará incluida la energía geotérmica.

Analizando la última ronda, se observa que la potencia total a adjudicar en la convocatoria fue de 1200 MW, que se distribuyó por tecnología y por región de la siguiente manera: eólica 550 MW, solar fotovoltaica 450 MW, biomasa biogás 100 MW, biogás 35 MW, biogás de relleno sanitario 15 MW, PAH 50 MW.

1.13.1 Requisitos para presentarse en RenovAR[4]

Para poder presentar la oferta, se deberá comprar el Pliego de Bases y Condiciones (PBC), cuyo precio en la última convocatoria se estableció en la suma de $180.000 más IVA. Dicho pago se realizará mediante cheque a favor de CAMMESA o mediante transferencia bancaria. De ser necesario, se podrán solicitar a CAMMESA, hasta cinco días hábiles previos a la presentación de ofertas y mediante la presentación de la documentación técnica correspondiente, la incorporación de puntos de interconexión y su correspondiente potencia máxima y factor de pérdidas.

Asimismo, aparte de cumplir con los requisitos de dicho pliego, se deben respetar: el Contrato de Abastecimiento y el Acuerdo de Adhesión al FODER. A modo de garantía, es imperativo pagar una suma de US$ 35.000 por cada MW de potencia ofertada, por lo tanto para el presente proyecto de generación de energía geotérmica de 30 MW la garantía será de US$ 1.050.000.

A la hora de la presentación, ésta se debe realizar en dos sobres cerrados. Un sobre identificado con la letra “A” y el otro con la letra “B”. Las ofertas deberán ser presentadas en original y en versión electrónica. Terminada la recepción, se procederá a la apertura del sobre

[4]Pliego de Bases y Condiciones de RenovAR 2.

“A” de las ofertas presentadas. El sobre “B” es el que contendrá la propuesta económica del proyecto.

El sobre “A” deberá contener la documentación que se detalla a continuación: índice del contenido, copia del recibo de compra del PBC, garantía de mantenimiento de oferta y carta de presentación de oferta con carácter de declaración jurada, donde se incluyan entre otros, la siguiente información:

(a) Plazo Programado de Cierre Financiero;

(b) Plazo Programado de Comienzo de Construcción;

(c) Plazo Programado de Principio Efectivo de Ejecución;

(d) Plazo Programado de Habilitación Comercial;

(e) Si se desea tomar o no la Garantía Banco Mundial, en cuyo caso se deberá indicar el monto en Dólares por unidad de Potencia Ofertada por la cual requiere que el Proyecto se encuentre garantizado

(f) Potencia Ofertada;

(g) Potencia Mínima de Adjudicación Parcial.

Se debe presentar la propuesta técnica que identifique las características generales del proyecto, incluyendo los planos y esquemas que clarifiquen detalles de las obras civiles y eléctricas, plan logístico, cronograma completo general de obra incluyendo entre otros, las fechas programadas de avance de obra, y el programa de operación y mantenimiento de la central.

Adicionalmente se deberá presentar un archivo en formato con las siguientes capas de información:

(a) Ambiental: estudio de impacto ambiental de la central de generación

(b) Técnico: layout completo de la central de generación, incluyendo todos los equipos generadores, instalaciones primarias y secundarias, y la línea de conexión al SADI.

(c) Legal: polígono con la superficie que figura en el instrumento jurídico presentado para demostrar la disponibilidad de inmueble en donde estará emplazado el proyecto, identificando las distintas parcelas que lo componen.

Deberán presentarse los resultados del procedimiento técnico de CAMMESA (estudio estático y dinámico de la red con la debida conclusión de un consultor independiente, donde manifieste expresamente la factibilidad de inyección de la potencia y energía asociada al proyecto en el punto de entrega), así como la copia de la comunicación escrita de opinión

favorable del transportista. Se deberá presentar la documentación respaldatoria que acredite que el proyecto ha cumplimentado todos los requisitos necesarios para obtener por parte del ENRE el permiso de acceso a la red, y que el ENRE haya publicado la resolución correspondiente en el Boletín Oficial.

Al momento de ser presentado, el proyecto deberá contemplar en sus costos todas aquellas inversiones necesarias para realizar la conexión y su correcta operación en el punto de entrega técnicamente definido en los informes presentados y evaluados por el ENRE, CAMMESA o el transportista.

Se deberán presentar estudios de impacto ambiental, sus modificaciones posteriores y las eventuales renovaciones de la habilitación ambiental con una declaración jurada en la que se manifieste que los equipos no contienen policloruros de bifenilos (PCBs), ni que se almacenarán dichos productos en el sitio.

Será necesario presentar un Reporte de Producción de Energía (RPE) que incluya la evaluación del recurso, su prospectiva y la generación eléctrica estimada para los primeros veinte años de vida de la central de generación. En el mismo se deberán indicar los datos con los que se cuenta para el desarrollo del proyecto, la estadística utilizada, las fuentes de información y realizar una caracterización ambiental y geográfica sintética del sitio (topografía, cobertura vegetal, régimen climático, etc.). El RPE deberá incluir mapas, planos y esquemas de la central de generación, especificando los criterios y herramientas utilizados para el diseño de planta. La estimación de la producción de energía esperada deberá tener en cuenta las características del recurso, horas de funcionamiento de la central de generación al año y las respectivas curvas características, la estimación de pérdidas e incertidumbres asociadas a todo el proceso.

En caso de ser adjudicatarios, se debe constituir una garantía de cumplimiento del contrato, que deberá ser de US$ 250.000 por cada MW de potencia contratada de la central de generación. Es decir, para este proyecto de 30 MW, serían US$7.500.000. Será muy importante negociar la cláusula de salida del contrato.

Cada año se establece el Factor de Incentivo, cuyo propósito es favorecer la pronta instalación y puesta en operación comercial de la central de generación mediante un incremento del precio adjudicado que mejora los ingresos y la situación financiera del proyecto. En las siguientes tablas, se pueden observar los valores de precio anual y factor de incentivo, que corresponden a la última convocatoria.

Año de producción	Precio anual
1	Precio adjudicado*1,0171
2	Precio adjudicado*1,0344
3	Precio adjudicado*1,0521
4	Precio adjudicado*1,0701
5	Precio adjudicado*1,0883
6	Precio adjudicado*1,1069
7	Precio adjudicado*1,1258
8	Precio adjudicado*1,1450
9	Precio adjudicado*1,1646
10	Precio adjudicado*1,1845
11	Precio adjudicado*1,2047
12	Precio adjudicado*1,2253
13	Precio adjudicado*1,2462
14	Precio adjudicado*1,2675
15	Precio adjudicado*1,2891
16	Precio adjudicado*1,3111
17	Precio adjudicado*1,3335
18	Precio adjudicado*1,3563
19	Precio adjudicado*1,3794
20	Precio adjudicado*1,4030

Tabla 1.13.1.1. Precio por energía generada. Fuente: Pliego de Bases y Condiciones de RenovAR 2

Año calendario	Factor de incentivo
2018	1,20
2019	1,15
2020	1,15
2021	1,15
2022	1,15
2023	1,10
2024	1,10
2025	1,10
2026	1,05
2027	1,05
2028	1,05
2029	1,00
2030	1,00
2031	1,00
2032	1,00
2033	1,00
2034	0,90
2035	0,90
2036	0,90
2037	0,90
2038	0,90
2039 y posteriores	0,90

Tabla 1.13.1.2. Valores del factor de incentivo para cada año. Fuente: Pliego de Bases y Condiciones de RenovAR 2

En la licitación, primero se abren los sobres técnicos y luego, si esos fueron aceptados, se abren los sobres con la propuesta económica de cada oferta. Es importante aclarar que cada categoría tiene un precio máximo estipulado, que se encuentra en un sobre cerrado, es decir que los oferentes no saben cuál es ese precio máximo que el Gobierno estaría dispuesto a pagar por dicha energía. Este sobre se abre únicamente después de haber abierto todas las ofertas. Por lo tanto, en caso de ser los únicos oferentes de proyectos de energía geotérmica, el precio ofertado no debe superar este precio máximo para ser adjudicado. De lo contrario, si se excediera el precio estipulado, el proyecto se rechazaría.

1.13.2 Resultado de las ediciones 1 y 2

Como se mencionó previamente, en los años 2016 y 2017 se realizaron 4 etapas de este programa, en las cuales se adjudicaron un total de 4.209 MW. Esto aproximadamente triplica la cantidad de potencia instalada por fuentes renovables que hay actualmente (2.674 MW).

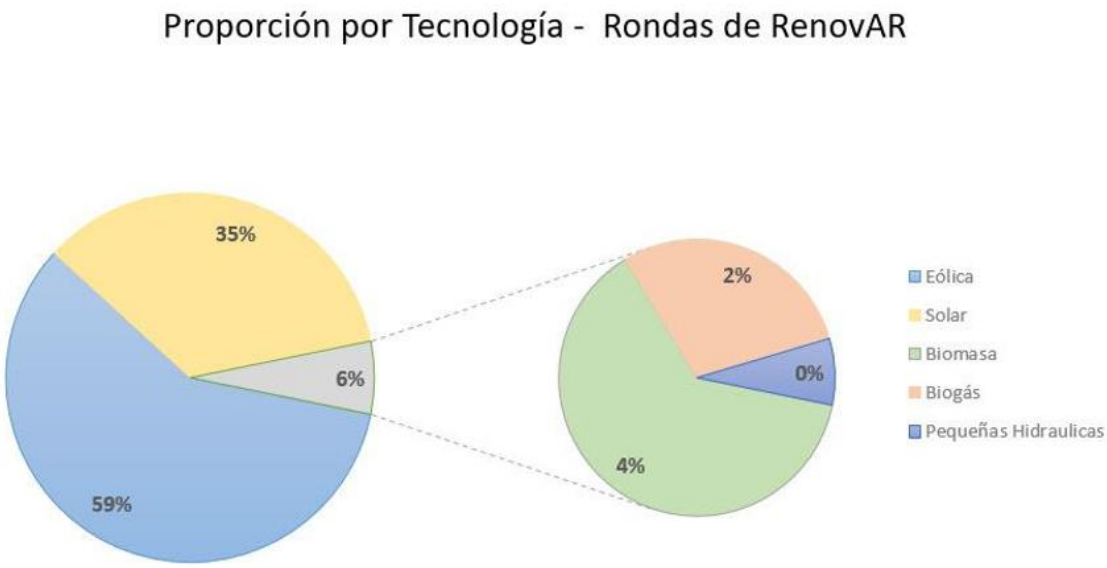


Figura 1.13.2.1. Proporción de 4.209 MW adjudicados en las rondas 1, 1.5, 2 y 2.5 del programa RenovAR. Fuente: Secretaría de Energía y Minería Argentina

La proporción en que se adjudicaron las energías depende en gran medida del precio que licitan, dado que no se querrá pagar energías con precios altos. Por ejemplo, los parques eólicos, que poseen el precio más bajo de todos con un promedio de 41 USD/MWh, obtuvieron el 59% de todas las adjudicaciones del programa. Luego, sigue la energía solar con 45 USD/MWh (tienen el 36%), y por último el 6% restante se asigna a otras tecnologías que licitaron a un precio mucho mayor, como es el caso de las pequeñas hidráulicas con 101 USD/MWh, 106 USD/MWh para biomasa y 153 USD para biogás.

Precio ofertado promedio [USD/MWh]					
Programa	RenovAr 1	RenovAr 1.5	RenovAr 2	RenovAr 2.5	Promedio por tecnología
Biogás	153	0	153	158	154
Biomasa	106	0	106	112	107
Eólica	58	57	41	40	52
Pequeñas hidráulicas	0	0	101	0	101
Solar	60	57	45	42	50

Tabla 1.13.2.1. Precio ofertado promedio. Fuente: Ministerio de energía y minería (MINEM)

En la tabla anterior, se pueden ver las diferentes tecnologías que se adjudicaron y sus respectivos precios. Es importante analizar cuál es el precio mínimo que se logró adjudicar cada tecnología.

Precio mínimo por tecnología [USD/MWh]				
Programa	RenovAr 1	RenovAr 1.5	RenovAr 2	RenovAr 2.5
Biogás	118	0	128	157
Biomasa	105	0	92	107
Eólica	49	49	37	40
Pequeñas hidráulicas	0	0	89	0
Solar	59	49	40	41

Tabla 1.13.2.2. Precio mínimo por tecnología. Fuente: MINEM

Una manera de ver cuáles son las tecnologías más competitivas en precio, la eólica fue la tecnología que se adjudicó el precio más bajo, a 37 USD/MWh, seguido por la solar a 40 USD/MWh. El resto de las fuentes tienen precios mínimos adjudicados que duplican o triplican los 40 USD/MWh.

1.13.3 Competidores en RenovAR

En esta sección se analizarán los competidores más importantes y los proyectos adjudicados en el programa. En total hubo 93 oferentes adjudicados distintos para las 4 tecnologías. En el siguiente cuadro se listan las empresas que llevaron a cabo la mayor cantidad de proyectos.

Oferentes con proyectos adjudicados		
Oferente	Número de proyectos	Potencia asignada en MW
Empresa mendocina de energía S.A.P	7	144
Genneia	6	337
Latinoamerica energía	4	261
EPEC	4	42
Aczia biogás	4	10
EMESA/C.E.OESTE	4	4
Jemse SE	3	300
Isolux ingeniería S.A	3	278
Envision Energy 2	3	175
Energía sustentable S.A	3	54
JF Secco	3	16
Petroquímica Comodoro Rivadavia	2	200

Tabla 1.13.3.1. Oferentes que tienen 3 o más proyectos ya adjudicados en los programas de RenovAR. Fuente: MINEM

Ninguna tiene algún proyecto en Geotermia a nivel internacional, pero sí amplia experiencia en generadores térmicos y renovables.

Proyectos adjudicados en la región de Comahue				
Oferente	Provincia	Tecnología	Potencia del proyecto	Precio adjudicado [USD/MWh]
Envision Energy 2	Neuquén	Eólica	75MW	54
Envision Energy 2	Río Negro	Eólica	50 MW	57
Genneia	Río Negro	Eólica	100 MW	57
Patagonia energía	Río Negro	Biomaa	7 MW	105
Facundo Fravega	La Pampa	Eólica	37 MW	54
Ab Agro S.A	La Pampa	Biogás	2 MW	157
Latinoamerica energía	La Pampa	Eólica	60 MW	46

Tabla 1.13.3.2. Proyectos adjudicados en la región de Comahue. Fuente: MINEM

Como Copahue queda en la región de Comahue, se investigó sobre los oferentes que se adjudicaron proyectos en esta zona.

La región tiene condiciones muy favorables para instalar generación de tipo Eólica, el precio en los contratos cerraron en promedio a 55 USD/MWh.

1.13.4 Entrada en vigencia de los proyectos adjudicados

Se analizaron todos los proyectos adjudicados en las rondas anteriores (RenovAR 1. 1,5. 2 y 2,5) y su fecha exacta de adjudicación.

Catidad de proyectos asignados				
Programa	RenovAr 1	RenovAr 1,5	RenovAr 2	RenovAr 2,5
Biogás	6	0	23	11
Biomasa	7	0	14	2
Eólica	12	10	8	4
Peuqeñas hidráulicas	0	0	9	0
Solar	4	11	12	5
Cantidad total	**29**	**21**	**66**	**22**

Tabla 1.13.4.1. Cantidad de proyectos adjudicados por ronda. Fuente: MINEM

En cuanto a la cantidad de proyectos adjudicados, la segunda instancia de RenovAR tuvo aproximadamente el doble de cantidad pero de menos MW por instalación, ya que tuvo un rol importante el biogás y biomasa que, en comparación a eólicos y solares, tienen menor MW instalados por proyecto.

Potencia adjudicada en MW por programa				
Programa	RenovAr 1	RenovAr 1,5	RenovAr 2	RenovAr 2,5
Biogás	9	0	48	21
Biomasa	26	0	117	26
Eólica	707	766	666	328
Peuqeñas hidráulicas	0	0	21	0
Solar	400	258	557	260
Cantidad total	**1142**	**1024**	**1409**	**635**

Tabla 1.13.4.2. Equivalente en MW instalados de la tabla 1.12.4.1. Fuente: MINEM

En cuanto a MW instalados, en la tabla 1.13.4.2 se observa que las dos rondas son parejas, a pesar de que la segunda tuvo el doble de proyectos.

De esta manera se llegan a 4.500 MW aproximadamente de potencia instalada sólo con el programa RenovAR. Sumando esta ampliación con la que está actualmente instalada en el país, se llega a que el 10 % de la potencia pertenece a fuentes de origen renovable.

Si se realiza un análisis de la duración de los proyectos de cada una de las tecnologías, se arriba a la siguiente conclusión:

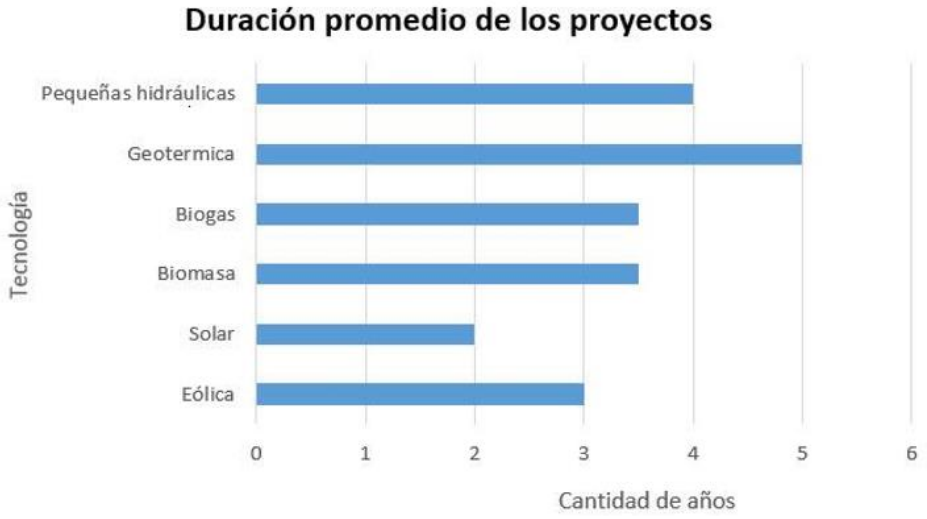


Figura 1.13.4.1. Duración promedio de los proyectos. Fuente: Schlumberger

Hay otros factores que no se tuvieron en cuenta como por ejemplo la etapa de financiación o el grado de avance de cada proyecto en particular. De todas formas, el objetivo de esta estimación es comprender cómo va a variar la matriz energética por año.

Se procedió a realizar los cálculos pertinentes y a estimar potencia instalada de cada generador, separado por años y tecnología.

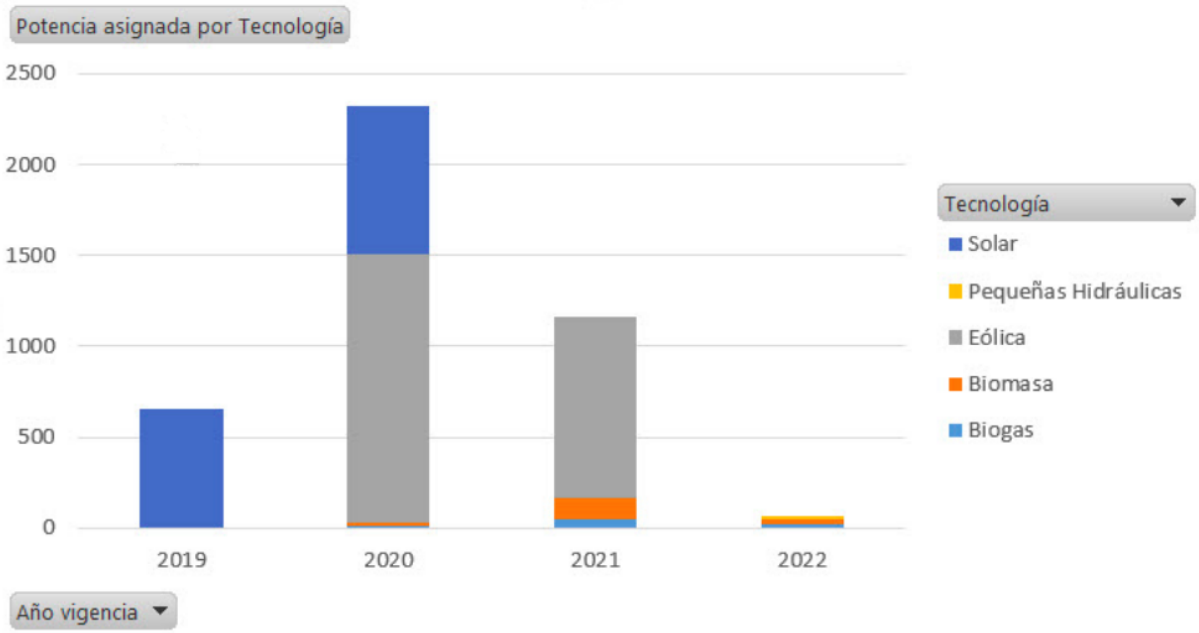


Figura 1.13.4.2. Potencia instalada estimada. Fuente: Datos de MINEM

En la figura de arriba se ve la estimación de la futura potencia instalada que la matriz energética va a percibir por año y tecnología. Si bien ya hay proyectos que entraron en operación para 2018, esta estimación es válida para entender cómo las energías renovables van a lograr aumentar la energía producida para cubrir el porcentaje que establece la ley 27.191.

1.13.5 Tamaño del proyecto y Precio adjudicado

Existe una relación muy estrecha entre el tamaño de los proyectos adjudicados y el precio del contrato. Esto se evidencia en la siguiente figura:

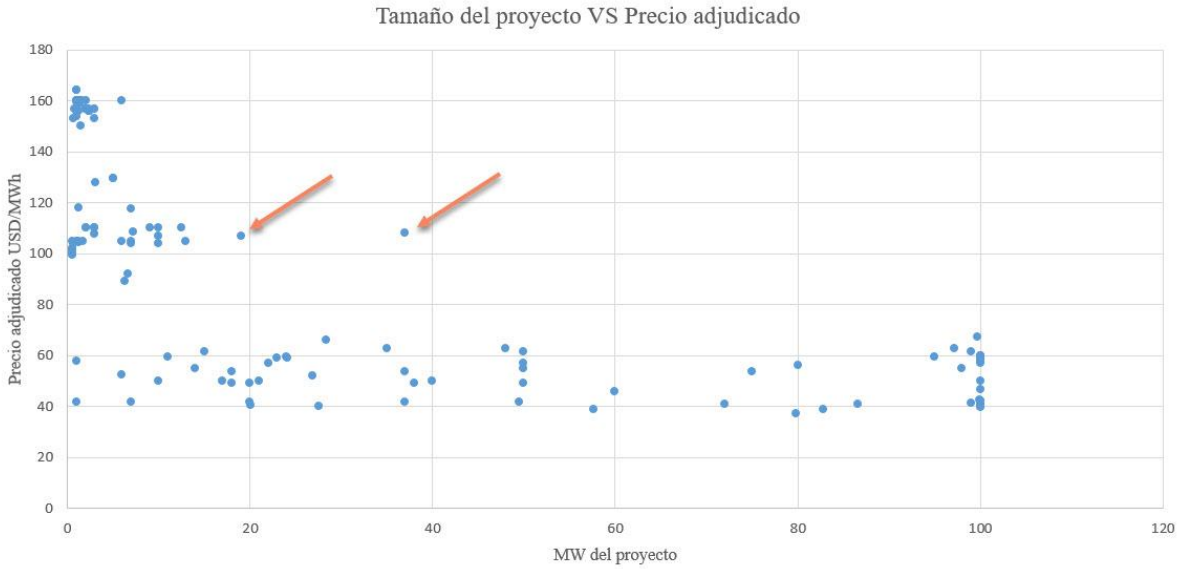


Figura 1.13.5.1. Tamaño del proyecto vs. precio adjudicado

Como se percibe en la figura 1.13.5.1, cada punto indica un proyecto distinto. Se representa el precio adjudicado (en USD/MWh) en función de la potencia adjudicada (MW).

Cuando la instalación es muy grande, se tiende a instalar tecnologías más rentables como parques eólicos y solares. Luego, con el propósito de fomentar ciertas tecnologías, se hicieron contratos de hasta 160 USD/MWh, a pesar de que estos proyectos no tenía más de 5 MW de potencia instalada.

Se observa claramente que hay numerosos proyectos que se les paga de 150 a 160 USD/MWh y no superan los 10 MW de potencia adjudicada. El programa fomenta que haya mayor cantidad de industrias de menor potencia que uno de gran capacidad. Por este motivo los proyectos de más de 40 MW no superan los 63 USD/MWh.

El precio promedio pagado por instalaciones de entre 30 MW y 37 MW es de 66,68 USD/MWh. Y aquellas tecnologías a las que se les pagó entre 100 USD/MWh y 110 USD/MWh rondan alrededor de los 7,75 MW. A continuación se detallan estos casos:

Proyectos de alto precio y protencia					
Oferente	Tecnología	Nombre	Provincia	Precio ofertados [USD/MWh]	Potencia asignada [MW]
Garruchos Forestación	Biomasa	C.T San Alonso	Corrientes	108	37
Genneia	Biomasa	C.T Biomasa La Florida	Tucumán	106,73	19
Arauco SAPEM	Eólica	P.E Arauco II (etapa 1 y 2)	La Rioja	67,19	99,75

Tabla 1.13.5.1. Proyectos de alto precio y potencia. Fuente: MINEM

Sin embargo, hay dos casos que están indicados en la tabla 1.13.5.1 de instalaciones de alta potencia y un precio alto. Con esto se puede inferir que una planta de 30 MW en geotermia se podría financiar desde 110 USD/MWh tomando los casos nombrados como referencia.

Según el cuadro, C.T SAN ALONSO es un proyecto de biomasa que entrará en vigencia en 2021 en la provincia de Corrientes. Son 37 MW a un precio de 108 USD/MWh. Al proyecto de biomasa se le pagó un precio considerablemente más alto que a los de energía eólica o solar, dado que se valoran ciertos aspectos. Se le dio importancia al proyecto por los beneficios que brinda a la comunidad, ya que al llevar a cabo el proyecto, se mejoran las rutas de acceso para su construcción y mantenimiento y se generan muchos puestos de trabajo. Es decir que todo esto conlleva a un reflote económico de la región.

Como el valor que agrega la geotérmica al país es alto, puede considerarse una licitación de entre 100 USD/MWh y 125 USD /MWh. Antes de presentarse a licitación, se tiene que validar esta información con los organismos y el resto de los oferentes, de modo que el precio a sobre cerrado definido como “tope” en el pliego esté en sintonía con los oferentes.

Como se mencionó anteriormente, el “valor” de la geotérmica se percibe en los siguientes puntos:

- Energía limpia de base: Tiene un factor de planta cerca del 85%, superior a la hidráulica. De modo que CAMMESA puede planificar mejor la energía a nivel país teniendo fuentes tan constantes como la geotérmica. Los generadores para energía de base bajan los costos de la energía en general y de los esfuerzos requeridos en el mantenimiento de las líneas y abastecimiento Energético.
- Personal capacitado: La planta de 30 MW necesita 21 personas capacitadas para operar. Esto crea un nuevo tipo de profesional en el país, que puede ser útil para otras plantas geotérmicas o energías a lo largo del país.
- Activación de otros proyectos geotérmicos: Trabajar a fondo con este proyecto, va a traer beneficios en Domuyo, Despoblados, Tuzgle, etc. Por un lado se crean profesionales con experiencia en la temática, se prueba la tecnología a nivel país

y los equipos de perforación adquieren experiencia en la actividad. Esto disminuye los costos e inversiones para los otros proyectos.

- Red eléctrica de la zona: Se pone a punto las redes de Copahue -Caviahue, Chos Malal - Ñorquin. Y hay intenciones de terminar de cerrar el anillo Las Lajas - Ñorquín - Chos Malal.
- Diversificación de la matriz energética
- Más energía con fuente limpia a nivel país.

Precio para una ampliación de planta geotérmica a 60 MW y 90 MW

Al estimar el precio para las eventuales ampliaciones de planta, se tiene en cuenta que:

- La inversión inicial de los 30 MW ya va a estar más amortizada, este factor lo tiene en cuenta el MATER a la hora de adjudicar una ampliación
- Cuanto más grande es el proyecto en cantidad de MW, el precio que se paga es menor

Se toma como referencia 67 USD/MWh para 60 MW y 60 USD/MWh para 90 MW; precio que se pagó en reiteradas ocasiones en los programas anteriores por proyectos de este tamaño, incluso para instalaciones de 100 MW de potencia.

A continuación se analizará como caso de referencia la planta geotérmica en Cerro Pabellón, Chile (2017).

Chile es uno de los países que cuenta con los precios más bajos para la energía de la región. Aún así, la geotérmica está dentro de las tecnologías con las inversiones iniciales más altas, por este motivo es lógico que Chile pague por los 48 MW instalados en Cerro Pabellón 66 USD/MWh, cuando las últimas licitaciones dieron un promedio de 32,2 USD/MWh.

Para hacer esta comparación válida en Argentina, se tomó como índice de comparación de precio, el promedio que se pagaron las licitaciones de RenovAR

$$\text{Índice de PPA Argentina y Chile} = \frac{55\ USD/MW}{32{,}4\ USD/MW} \qquad (1.13.5.1)$$

Dando como resultado 1,7, lo que significa que en Argentina se abona en promedio un 70% más la energía que en Chile. Entonces, al multiplicar los 66 USD/MWh mencionados y el factor calculado, se obtiene un precio de 112 USD/MWh, que es similar al precio de referencia que se estimó anteriormente. Por ende, se puede afirmar que tiene sentido que el precio de la geotérmica en Argentina esté alrededor de este precio.

El impacto social y las implicancias de cada proyecto en particular hacen variar los precios. En el caso de Cerro Pabellón traía consigo altos costos asociados a la profundidad de los pozos geotérmicos, la poca disponibilidad de recursos de perforación en la zona y el difícil acceso. En contraposición, en Copahue el recurso natural se encuentra a una menor profundidad y hay más disponibilidad de los servicios de perforación, pero se tiene que construir una línea de alta tensión, que se estima en un 15% a 20% del monto de la inversión inicial.

Por parte de CAMMESA, estiman poner un límite máximo "a sobre cerrado" de alrededor de 105 USD/MWh hasta 125 USD / MWh; este valor es de referencia y se ajustará a medida que transcurra el tiempo. Por otro lado, Enel Green Power, empresa pionera en geotermica y posible oferente en Copahue, está evaluando en ofertar a 125 USD/MWh los 30 MW que se licitarán en RenovAR. Entonces, se evidencia un conflicto entre el precio máximo que establece el MATER y el precio de entrada que pretende el oferente.

Finalmente se determinan los precios que se podría entrar con la geotérmica:

- Para el cupo inicial que RenovAR va a reservar para la geotérmica: 105 USD/MWh a 125 USD / MWh, estipulado por el máximo precio que hoy estaría dispuesto a pagar el MATER.
- Para una posible ampliación a 60 MW, los 30 MW adicionales se pagaría a 67 USD/MWh a 100 USD / MWh, tomando como referencia los precios que se pagaron por proyectos de este tamaño.
- Para una posible ampliación a 90 MW, los 60 MW adicionales se pagaría a 60 USD/ MWh a 90 MWh.

1.14 Análisis de pueblos cercanos

La planta se construirá en el municipio de Copahue-Caviahue, provincia de Neuquén. Ubicado dentro del departamento de Ñorquín, se encuentran las Termas de Copahue, la principal atracción turística de la zona.



Figura 1.14.1. Mapa de Neuquén. Fuente: Municipio de Caviahue-Copahue

Para poder estimar demanda es necesario analizar los principales puntos de consumo de la zona. A continuación se detallan los pueblos cercanos:

- Loncopué: es la ciudad que se encuentra más próxima a Caviahue. Tiene 5.010 habitantes y las principales actividades económicas del poblado son la agroganadería y la minería de cobre (éste último se encuentra suspendido por problemas ambientales).
- Las Lajas: pertenece al departamento de Picunches y la población estable es alrededor de 5.000 habitantes. Sirve de paso para los que visitan las zonas turísticas como las Termas de Copahue pero su mayor fuente de ingresos viene del Ejército Argentino.
- Chos Malal: es la ciudad más importante del norte neuquino y de las más pobladas de la región ya que viven 13.000 habitantes. La gran actividad económica es el comercio y el empleo público.
- Caviahue: posee 600 habitantes. Tiene un complejo turístico de esquí en el Cerro Caviahue.
- Copahue: no tiene población estable; el principal recurso económico es la Terma de Copahue (incluye la hotelería).

Hoy en día, existen 64 grandes usuarios (llamados así porque demandan 50 MW) en la provincia de Neuquén. Principalmente son yacimientos hidrocarburíferos, centros de esquí, shoppings, entre otros. Se recolectaron datos estadísticos de consumo de los departamentos en los que están los pueblos mencionados anteriormente. Vale destacar que en el departamento de añelo se encuentra el núcleo de operaciones de Vaca Muerta, un gran consumidor de la provincia.

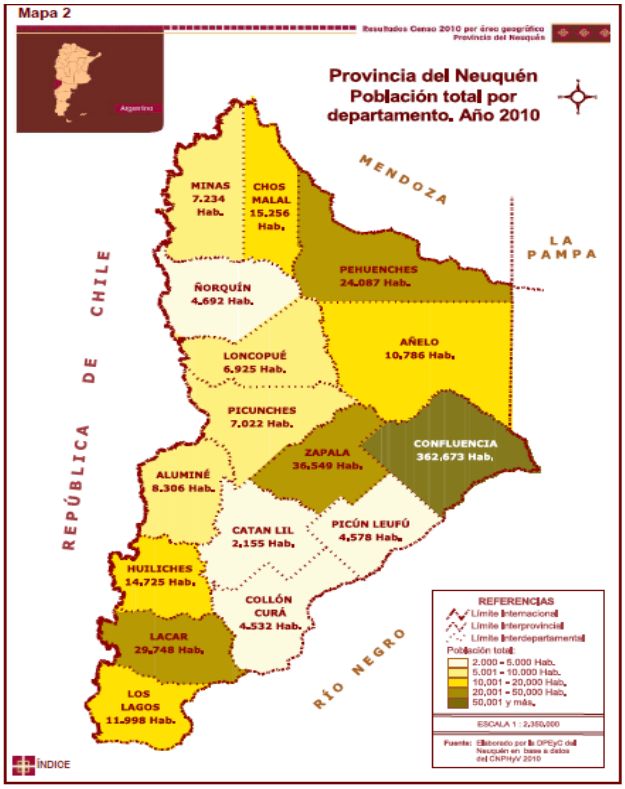


Figura 1.14.2. Censo del año 2010 de Neuquén por departamentos. Fuente: Ministerio de economía e infraestructura de Neuquén

A continuación se adjuntan las tablas con la demanda en MWh de Neuquén y por departamento:

Año	Demanda [MWh]	N° habitantes	MWh/Hab
2014	2.161.090	610.449	3,54
2015	2.319.534	619.745	3,74
2016	2.326.617	628.897	3,70
2017	2.322.854	637.913	3,64

Tabla 1.14.1. Demanda en MWh y habitantes de Neuquén.

Ñorquín		
Año	Nº habitantes	Demanda Total [MWh]
2014	5.816	20.590
2015	5.856	21.917
2016	5.893	21.801
2017	5.930	21.593

Picunches		
Año	Nº habitantes	Demanda Total [MWh]
2014	7.641	27.050
2015	7.720	28.894
2016	7.796	28.841
2017	7.869	28.654

Loncopue		
Año	Nº habitantes	Demanda Total [MWh]
2014	7.491	26.519
2015	7.558	28.288
2016	7.623	28.201
2017	7.686	27.987

Chos Malal		
Año	Nº habitantes	Demanda Total [MWh]
2014	16.490	58.377
2015	16.630	62.241
2016	16.764	62.019
2017	16.891	61.506

Tabla 1.14.2. Demanda en MWh por departamento.

Par el cálculo de la demanda total, se tomó la demanda de la provincia de Neuquén por año, se la dividió por la cantidad de habitantes y se llegó a la cantidad de MWh por habitante. Se tomaron las proyecciones poblacionales realizadas por el INDEC para cada departamento.

La planta a instalar se estima que será de 30 MW, que llevado a MWh (tomando un factor de planta de 0,85) será 223.380MWh. Por lo tanto, hoy en día se podría abastecer a la zona con la electricidad generada por la geotermia. Sin embargo se analizó, mediante la proyección de la demanda, si en el futuro también será posible cubrir dicho abastecimiento.

1.15 Estrategia de avance en el mercado

La principal estrategia que se planea seguir es licitar para el programa RenovAR, ronda 3. El empeño por parte del país en mejorar la matriz energética genera excelentes beneficios,

como ventajas impositivas y garantías que ofrece al productor, para poder empezar con un proyecto de tal envergadura. El país quiere evitar que se repitan situaciones pasadas donde proyectos de renovables no fueron concluidos, o ni siquiera empezados, debido a falta de inversión y garantías de ello. Teniendo en cuenta los datos históricos de las rondas anteriores, el panorama se ve favorable para poder conseguir precios adecuados a la tecnología propuesta y que pueda ser llevado adelante. Un punto que favorece el hecho de conseguir dichos precios es el tipo de tecnología, que es nueva para el país y que va a enriquecer la diversidad de la matriz energética. Sin embargo, no hay que dejar de mencionar el riesgo de que la ley 27.191, que plantea el plan RenovAR, sea removida lo cual perjudicaría notablemente la situación de esta propuesta. Éste, igualmente, sería un escenario poco probable ya que todos los partidos políticos votaron a favor de la ley, por lo tanto un futuro cambio de gobierno no debería alterar al programa RenovAR.

Como segundo plan, se pueda entrar directamente al MEM donde seguramente se pueda vender la energía de manera segura, aunque el problema principal sería el bajo precio que abonaría debido a que otras tecnologías son de mucho menor costo y que su pago tiene una demora de 2 o 3 meses. El pago retrasado sería un gran inconveniente debido a que la inversión inicial requerida es muy alta.

Otra alternativa a evaluar es entrar con contrato directo con grandes usuarios (demanda de potencia mayor a 300 KW). La mayor traba para dicha estrategia es el precio de otras tecnologías con las que se competiría, como la eólica y la solar, lo que provocaría que los grandes usuarios acudan a ellas y no a tecnologías más caras como las geotérmicas. Igualmente es una estrategia a analizar debido que por la Ley 27.191 se obliga a los grandes usuarios que para el 2019, el 8% de su consumo sea a partir de energías renovables. Este porcentaje aumenta segmentariamente a partir del 2019 (llega hasta 20% en el 2026). Dicho porcentaje requerido y el crecimiento de las industrias puede generar una sobredemanda de energías renovables generando una obligación a comprar energías de mayor precio como la geotérmica. Actualmente se identificaron más de 2.000 empresas que pueden considerarse grandes usuarios. Teniendo en cuenta el constante crecimiento de las industrias y el aumento de la cuota de renovables requerida, los contratos privados se vuelven un posibilidad muy viable a mediano o largo plazo.

1.16 Subsidios en energía eléctrica y su impacto en la demanda

Desde el 2003, el nivel de los subsidios en la energía eléctrica se encuentra en aumento. Los subsidios económicos pasaron de representar el 0,4% del PBI en 2005 al 4,1% del PBI en 2015. Dentro de ese total, la mayor parte de los mismos corresponde a energía, como se puede ver en el siguiente gráfico:

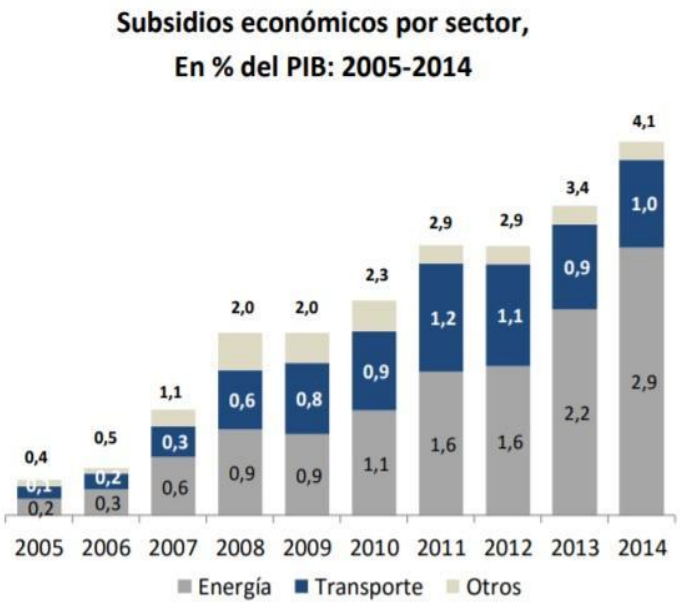


Figura 1.16.1. Subsidios en energía, transporte y otros. Fuente: Ministerio de Economía y Finanzas Públicas e INDEC

Los subsidios energéticos se canalizan principalmente a través de CAMMESA y ENARSA, que entre otros fines tienen a su cargo, respectivamente, el subsidio a la generación de energía eléctrica (ya sea por medio de compensaciones a las generadoras, como mediante la compra de combustible) y la compra de gas importado para el abastecimiento del mercado interno.

Las partidas de gasto del presupuesto nacional destinadas a financiar los subsidios al consumo de energía eléctrica y gas natural registraron un crecimiento explosivo durante los últimos diez años. A nivel histórico, ninguna partida presupuestaria se ha incrementado en la forma en que lo han hecho los subsidios energéticos en la última década.

Si se analiza la demanda en estos años, que se encontrará de forma más detallada en el punto 1.15, se puede observar que la demanda de energía eléctrica crece a la par que aumentan los subsidios en el sector. De la figura 1.16.1, se deduce que desde el 2003 hasta el 2007, hay un aumento casi lineal de la demanda. En el 2008 se observa un pico, al igual que en los subsidios, y luego desde 2009 hasta 2014 sigue aumentando en forma casi lineal. La demanda y los subsidios aumentan en conjunto.

1.17 Análisis de la demanda energética Argentina

Para comenzar el análisis de la demanda energética en Argentina, lo primero que se hizo, fue tomar los datos de la demanda durante el año 2017, que son de acceso público y

proporcionador por CAMMESA, para analizar la estacionalidad de la demanda en el transcurso de dicho año.

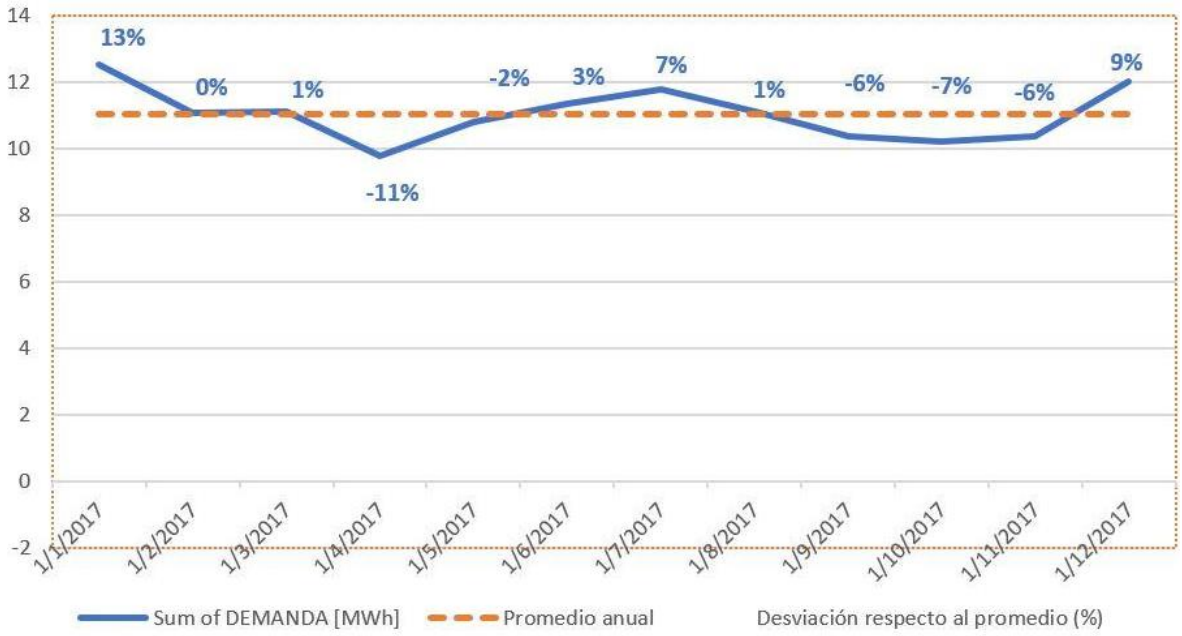


Figura 1.17.1. Estacionalidad de la demanda eléctrica en el año 2017 Fuente: CAMMESA

Observando gráficamente el comportamiento, se pueden denotar los puntos sobresalientes. En los meses de junio y el periodo entre septiembre y noviembre que se encuentran por debajo del promedio anual. Y por otro lado en los meses de enero, julio y diciembre que se encuentra por encima del promedio anual.

Luego se partió de la hipótesis de que la demanda total en la Argentina podría ser generalizada por los datos de Buenos Aires, por ser la provincia que concentra el mayor porcentaje de demanda y se encuentra proporcionalmente muy por encima del resto de las provincias. De esta manera, se analizó en el transcurso del 2017 cuál era dicho porcentaje para ver si podría realizarse la aproximación.

Año	Mes	Buenos Aires	Total general	% demandado en Bs. As sobre el total
2017	1	5.955.416	12.524.866	48%
2017	2	5.343.099	11.074.903	48%
2017	3	5.330.866	11.114.891	48%
2017	4	4.845.047	9.786.213	50%
2017	5	5.438.913	10.786.725	50%
2017	6	5.868.931	11.349.391	52%
2017	7	6.191.579	11.786.337	53%
2017	8	5.694.756	11.098.096	51%
2017	9	5.201.141	10.339.778	50%
2017	10	4.952.157	10.219.134	48%
2017	11	4.863.322	10.345.718	47%
2017	12	5.649.774	12.000.013	47%

Tabla 1.17.1. Tabla realizada con los datos de la demanda total Argentina y en Buenos Aires. Fuente: CAMMESA

Como resultado, casi la mitad del consumo total es perteneciente a Buenos Aires como en primera instancia lo habíamos predicho, cosa que no ocurre de manera similar con alguna otra provincia, suponiendo que podrían utilizarse entonces los datos de la Provincia antes predicha para las subsiguientes conclusiones o análisis de comportamiento de la demanda

Con mayor precisión, más del 47% de la energía total demanda es de Argentina, por lo tanto, fue todo calculado para el caso de Buenos Aires que era el de mayor impacto. Como las provincias individualmente representan como máximo el 9%.

Adicionalmente, como Buenos Aires se encuentra en la franja de latitud promedio de la Argentina, también sirve para tomar sus condiciones climáticas para el análisis posterior.

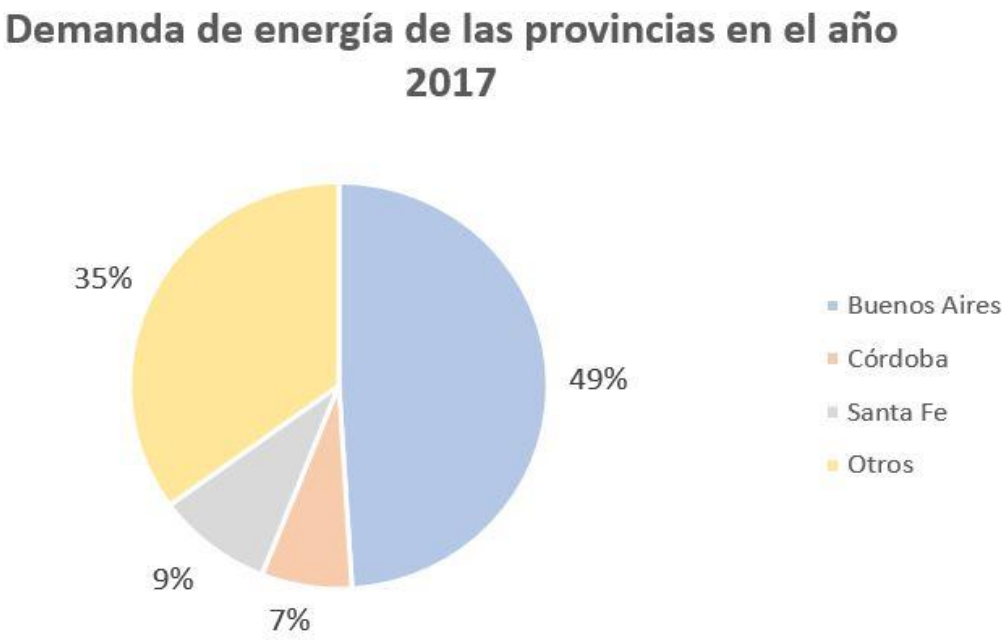


Figura 1.17.2. Proporción de la Energía demandada en Argentina por provincia Fuente: CAMMESA

Justamente, es en el gráfico circular que se observa gráficamente lo dicho sobre el porcentaje demandado por cada una de las provincias.

Se procedió a verificar igualmente la coherencia de la información a modo de validación, consultando tablas de otras fuentes como la que se ve a continuación proporcionada por ADERA con los porcentajes que pesan de forma predominante sobre el total.

Provincia	Participación total año 2017
BUENOS AIRES	11,25%
Cap.Fed + GBA (Dist.Nac.)	37,97%
CATAMARCA	1,56%
CHACO	2,14%
CHUBUT	3,20%
CORDOBA	7,47%
CORRIENTES	2,14%
ENTRE RIOS	2,81%
FORMOSA	1,01%
JUJUY	0,84%
LA PAMPA	0,70%
LA RIOJA	1,10%
MENDOZA	4,51%
MISIONES	2,02%
NEUQUEN	1,59%
RIO NEGRO	1,41%
SALTA	1,53%
SAN JUAN	1,67%
SAN LUIS	1,22%
SANTA CRUZ	0,87%
SANTA FE	9,35%
SANTIAGO DEL ESTERO	1,21%
TUCUMAN	2,43%
TOTAL DIST. PAIS	**100,00%**

Tabla 1.17.2. Porcentaje de la participación total del año 2017 Fuente:ADERA.

De esta manera, se pudo visualizar que Capital Federal y GBA se encuentran marcadamente por encima del resto. Por esto es que se tomaron los datos climáticos promedio de ambas, que por ser tan superior al resto permiten realizar un análisis general que no se va a encontrar considerablemente desviado de la realidad.

Mes	Promedio de temperatura mensual [ºC]	Promedio de temperatura anual [ºC]	Por arriba/debajo del promedio anual	Desviación respecto al promedio	Por arriba/debajo de la demanda anual
Enero	25,7	19,079	Arriba	13%	Arriba
Febrero	25,4	19,079	Arriba	0%	Arriba
Marzo	22,5	19,079	Arriba	1%	Arriba
Abril	18,9	19,079	Debajo	-11%	Debajo
Mayo	15,9	19,079	Debajo	-2%	Debajo
Junio	13,7	19,079	Debajo	3%	Arriba
Julio	13,4	19,079	Debajo	7%	Arriba
Agosto	15,2	19,079	Debajo	1%	Arriba
Septiembre	16,0	19,079	Debajo	-6%	Debajo
Octubre	17,2	19,079	Debajo	-7%	Debajo
Noviembre	20,7	19,079	Arriba	-6%	Arriba
Diciembre	24,7	19,079	Arriba	9%	Arriba

Tabla 1.17.3. Tabla realizada para el análisis detallado. Fuente: CAMMESA

Así superponiendo la demanda promedio mensual con la temperatura promedio mensual y sus desviaciones por encima o por debajo de la promedio anual de cada uno se obtuvieron las siguientes conclusiones:

- Durante el año 2017, se vio que en todos los casos, cuando la temperatura se encontraba por debajo de la temperatura promedio anual, se demandó menos energía y en caso contrario se demandó más energía. Excepto para: junio, julio y agosto, que son los tres meses de menor temperatura promedio y cuya demanda de energía está por encima del promedio anual.
- En los meses de enero y julio, la demanda se encontró por encima del promedio por ser los meses históricamente los meses más cálidos y más fríos del año respectivamente.
- Y en el caso de diciembre que también se observó una demanda por encima del promedio, fue por tener un verano más cálido de lo usual.
- Luego, en los meses de abril, septiembre, octubre y noviembre la demanda fue por debajo del promedio.



Figura 1.17.4. Demanda energética por sector en 2017. Fuente: CNEA

Por otro lado, además de la cantidad demanda y las condiciones climáticas que lógicamente afectan a esta variable, también se debe analizar cuál es el sector cuya demanda es porcentualmente mayor al resto (en caso de haber alguno) porque nuevamente será esta la variable a considerar con mayor relevancia por ser la de más peso. Fácilmente se puede visualizar durante el 2017, que el sector residencial de consumo menor a 10 KW es aquel cuya demanda tiene un mayor peso que el resto.

Consecuentemente, con los datos para el 2018, que solo se encuentran en la página de CAMMESA a la fecha de realizar este análisis para el mes de enero, se concluyó lo mismo.

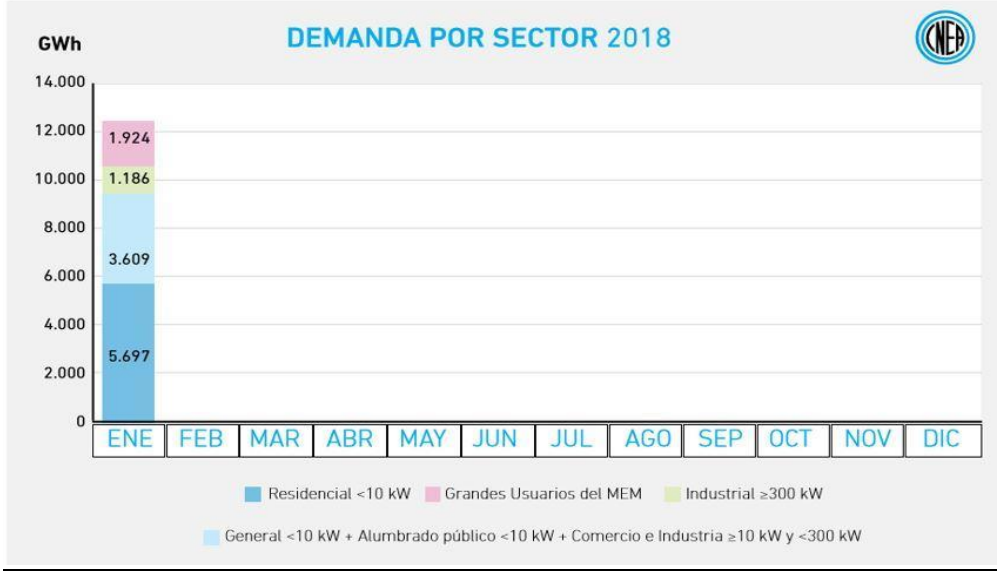


Figura 1.17.5. Demanda energética por sector en 2018. Fuente: CNEA

Habiendo visto el comportamiento se pudo pensar qué factores tener en cuenta para la proyección de la demanda de energía eléctrica. Por ejemplo:

- Clima
- Utilización de terrenos
- Planes municipales
- PIB y Nivel socioeconómico
- Planes de desarrollo comunitario
- Densidad de carga
- Datos históricos
- Crecimiento demográfico
- Planes industriales
- Hábitos de consumo
- Tarifas
- Factores geográfico

PROYECCIONES

1.18 Proyección de la demanda energética

Para poder estimar si el agregado de una nueva planta energética va a ser necesaria se requiere un análisis del mercado consumidor, tanto en tamaño como en tasa de crecimiento. Dicho análisis debe hacerse independientemente de las metas propuestas en la ley N° 27.191 sobre la matriz energética. Por lo tanto, se realizó una proyección de la demanda energética para los próximos 20 años teniendo en cuenta que los contratos ofrecidos por el programa RenovAR tienen una duración de dicho periodo y de esa forma saber si el escenario es favorable para la planta nueva.

La variable proyectada es el consumo energético total por año del país, en GWh. Para estimar la demanda energética a futuro, se realizó la evaluación de distintas variables explicativas y sus combinaciones mediante modelos de regresiones lineales múltiples. A partir de datos históricos de las variables se determinó que la variable que mejor explica el comportamiento de la demanda energética es el Producto Bruto Interno (PBI). A partir de

Los años analizados para realizar la proyección son los comprendidos entre 2003 y 2016. Se tomó como inicio en el 2003 debido a que en el 2001 el país se encontraba en una crisis, conocida como “el corralito”, cuyos efectos se arrastraron al 2002. Por dicha razón se excluyeron esos años y se optó por comenzar a partir del 2003. Los datos en el período elegido son:

Año	Demanda [GWh] (Y)	Producto Bruto [millones de US$] (X1)
2003	86.442	127.587
2004	93.286	164.658
2005	98.160	198.737
2006	104.627	232.557
2007	108.482	287.531
2008	112.382	361.558
2009	111.333	332.976
2010	115.735	423.627
2011	121.232	530.163
2012	125.804	545.982
2013	129.820	552.025
2014	131.205	526.320
2015	136.857	584.711
2016	138.070	545.476

Tabla 1.18.1. Datos históricos de la demanda energética y el PBI Fuente: CAMMESA y Banco Mundial.

Los datos del PBI son ajustados a valores constantes. Para su proyección se tuvo en cuenta una proyección tomada del portal de estadística, Statista, y a partir del 2028 se consideró un aumento constante del 3% cada año.

A partir de estos datos se obtuvo la ecuación del modelo. Dicha ecuación es:

$$Y = 78248{,}98 + 0{,}09567\, X_1 \qquad (1.18.1)$$

Donde Y es la demanda total energética y X_1 es el PBI. En el siguiente gráfico se puede observar el comportamiento real y el proyectado, como también la superposición del modelo con los datos históricos. Se puede visualizar cómo ajusta el modelo a años anteriores y cómo se espera que actúe en los próximos años.

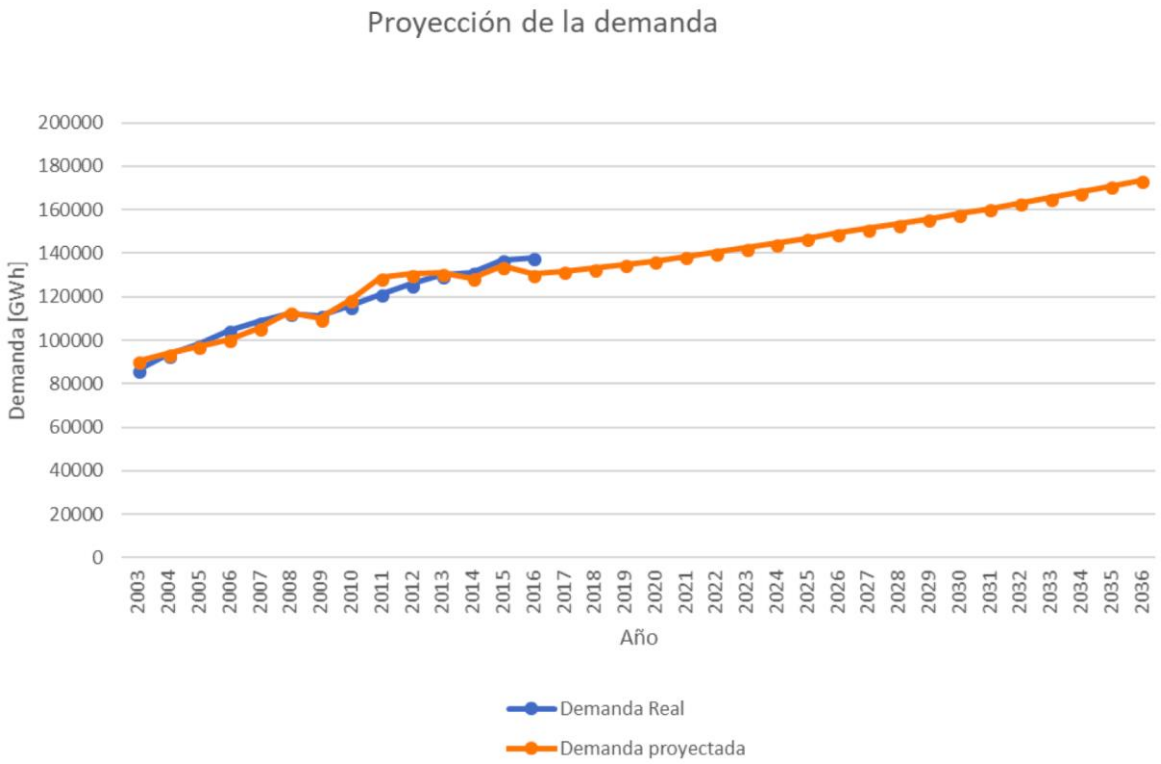


Figura 1.18.1. Proyección de la demanda

Año	Demanda	Producto Bruto Interno (P.B.I.)
	[GWh]	[millones de US$]
	(Y)	(X1)
2017	131.718	558.889
2018	133.066	572.980
2019	134.787	590.969
2020	136.579	609.700
2021	138.458	629.340
2022	140.421	649.859
2023	142.474	671.318
2024	144.621	693.759
2025	146.869	717.257
2026	149.222	741.852
2027	151.351	764.105
2028	153.544	787.028
2029	155.803	810.640
2030	158.130	834.960
2031	160.526	860.008
2032	162.994	885.809
2033	165.537	912.383
2034	168.155	939.754
2035	170.853	967.947
2036	173.631	996.985
2037	176.492	1.026.895
2038	179.439	1.057.702

Tabla 1.18.2. Proyección de las variables Y e X_1

En la figura 1.18.2 se puede observar que en el 2011 hay una diferencia importante entre el modelo y la realidad. Esta diferencia puede atribuirse a que, en dicho año, el PBI tuvo un aumento importante, dejando al país entre los que tuvieron mayor aumento del 2011 en el mundo. Si bien el PBI aumentó considerablemente, no creció así el consumo energético. Un aspecto importante en el aumento del PBI fue que al ser año electoral, la incertidumbre generó fuga de capitales y otras medidas especulativas generando un crecimiento de la Intermediación Financiera, afectando directamente el PBI. Acompañando esto, el consumo privado también sufrió un gran aumento. Principalmente atribuidos a créditos a bajo costo, la asignación universal por hijo y un alto nivel de gasto público, todas relacionadas a varias políticas del gobierno nacional. De todas formas, el error se encuentra contemplado y fue verificado que cumpla las condiciones de una regresión lineal.

1.19 Escenarios energéticos

Para satisfacer el aumento de la demanda es necesario que el país vaya incorporando nuevos generadores de energía a la matriz que no sean tan costosos de poner en funcionamiento. Hoy en día para terminar de satisfacer la demanda, se utilizan usinas de generación convencional que encarece el despacho de la energía.

Un punto de partida para entender cómo se va a componer la matriz energética en lo próximos años es identificar y cuantificar los principales drivers que intervienen:

- Aumento de la demanda eléctrica: como se demostró anteriormente, acompaña al crecimiento del PBI.
- Inversiones en infraestructura: la restricción más importante que enfrenta Argentina en cuestiones de energía es su infraestructura de distribución eléctrica. En 2018 se espera licitar 8 líneas en alta tensión para descongestionar el sistema.
- Participación obligada de renovables: tener el 20% de la generación de energía eléctrica al 2025 por fuentes renovables obliga a realizar inversiones en proyectos de estas características. Se desea incentivar nuevas tecnologías para en un futuro cercano bajar el riesgo y los costos de esta, de modo de poder llegar a los objetivos planteados (caso de biomasa, geotermia, biogás).
- Participación de las energías térmicas: en proporción va a disminuir, pero igualmente el crecimiento de la demanda ocasiona que se necesite seguir invirtiendo en esta generación. Mejorar la tecnología con ciclos más eficientes también contribuye a bajar el costo global de la energía en el país.
- Abastecimiento del gas natural: que se realicen inversiones en ciclos térmicos con combustible de gas natural depende mucho de las expectativas futuras de la disponibilidad y precio de este recurso. Se estima que de acuerdo a los proyectos de explotación de hidrocarburos actuales en el país, se va a lograr un abastecimiento de este recurso.

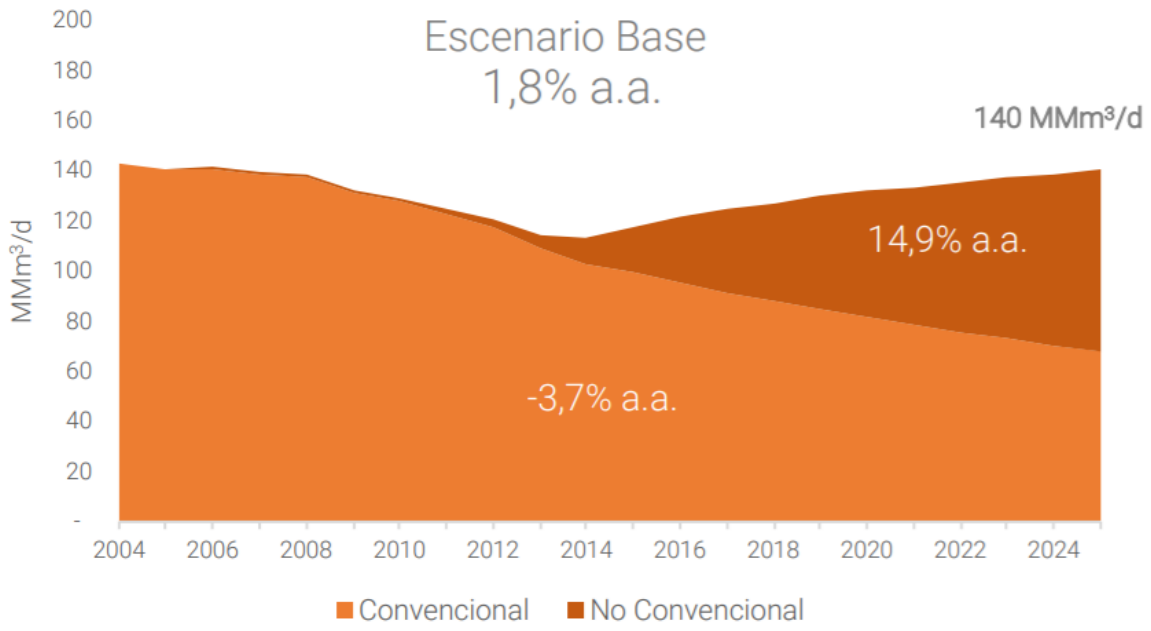


Figura 1.19.1. Escenario de producción de gas natural en Argentina para el 2025. Fuente: MINEM

El escenario conservador brindado por el Ministerio de Energía y Minería indica un aumento importante de la producción de gas por métodos no convencionales,

- Precio del petróleo: está correlacionado con el costo de los combustibles. Al tratarse de una matriz energética 60% dependiente a estos, la expectativa alcista de los precios del petróleo indicarían costos más altos de despacho de energía.

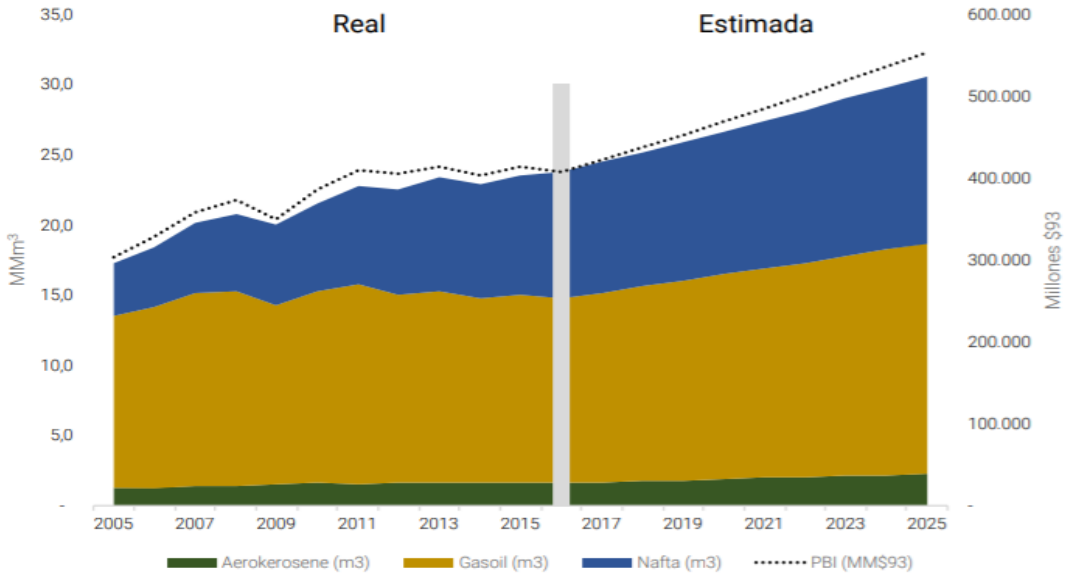


Figura 1.19.2. Crecimiento de la demanda de combustibles líquidos. Fuente: MINEM

La demanda de combustibles aparte del gas natural, va a crecer junto con el PBI según el escenario energético del MINEM.

- Abastecimiento de combustibles: acumulando los factores del crecimiento del automotor y un escenario conservador en cuanto al abastecimiento de combustibles. El principal reemplazo que se va a realizar cuando aumenten las energías renovables van a ser centrales a fuel oil y diesel.
- Por último se va a considerar la instalación de una central Nuclear para el 2027 ubicada en Buenos Aires, Atucha III, que va a contar con 745 MW de potencia instalada.

1.19.1 Proyección de la oferta energética

Se puede aproximar que Argentina es un país autoabastecido energéticamente, ya que mirando el balance de importación y exportación de MWh durante 15 años, el balance equivale a un 0,7% en promedio a favor de la importación comparada con la energía generada por año.

Proporción del balance entre la importación y la exportación en Argentina							
2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
1,5%	0,9%	-0,5%	-0,1%	-1,5%	2,7%	0,1%	0,7%
2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
1,7%	1,8%	0,1%	0,3%	1,1%	1,2%	0,8%	0,5%

- : Favor exportación + : Favor importación Promedio: 0,7%

Tabla 1.19.1.1. Balance entre la exportación e importación de energía contra la Energía generada en cada uno de los años. Fuente: CAMMESA

En 2007 se produjo el pico más grande de importación que corresponde a un 2,7%, luego hubo casos de déficit y superávit energéticos, pero la amplitud no salió en promedio del 0,7% de déficit.

De acuerdo a lo expresado anteriormente, se decidió acoplar la generación eléctrica a la demanda de energía del país en nuestra proyección. A continuación se realizó un análisis para entender cómo se va a componer dicha energía en función del tiempo.

Se van a analizar dos escenarios energéticos distintos:

- Manteniendo la hipótesis: por fuerza de ley, el porcentaje de aumento en la participación de renovables llega a un 20% para el 2025. Analizando el impacto que tiene esto en las energías térmicas, seguido de un análisis del orden de reemplazo de generadores.

- No hay reducción de los MWh generados por energías térmicas. Este escenario es el más conservador de todos, ya que va a retrasar la inserción de las renovables unos años hasta que la demanda pida más energía.

Primer escenario: Se respeta el incremento de renovables por año

Se procedió a estimar la oferta energética al año 2038 con prioridad a las centrales nucleares, hidroeléctricas y la participación de renovables.

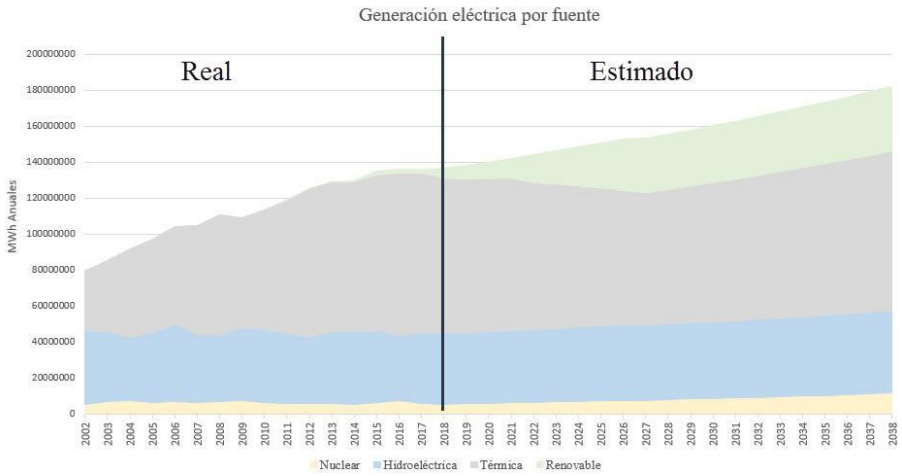


Figura 1.19.1.1. Estimación de la Generación eléctrica realizada

El porcentaje de utilización de las máquinas térmicas va a disminuir hasta el 2027, donde ya se completa el cupo para las renovables y empiezan a crecer al ritmo de la demanda.

Como se indicó previamente, una central hidroeléctrica y nuclear no se espera que quite producción debido a los bajos costos marginales de generación. Las convencionales son las más vulnerables a ser desplazadas, principalmente las que no usan gas natural.

Variación de la energía generada anualmente por fuente térmica [MWh]					
2018	2019	2020	2021	2022	2023
-2.341.119	-1.530.097	-153.748	-128.504	-2.999.924	-1.604.307
2024	2025	2026	2027	2028	2029
-1.633.680	-1.666.943	-1.866.280	-1.276.586	1.202.618	1.238.664
2030	2031	2032	2033	2034	2035
1.275.789	1.314.231	1.353.767	1.394.587	1.436.744	1.480.154

Tabla 1.19.1.2. Por año la cantidad de MWh que varía la generación por fuentes de combustibles convencionales en el escenario 1.

De la tabla anterior, que expresa la cantidad de MWh que van a tener que salir por año de fuentes térmicas, hay que identificar qué máquinas serían las más vulnerables y si su precio de operación está por encima de una planta geotérmica.

Potencia instalada por tipo de tecnología		
Tecnología	Potencia instalada [MW]	%
Biogás	22	0,1%
Ciclos combinados	10436	28,9%
Eólica	227	0,6%
Hidráulica	10746	29,7%
Hidráulica renovable	496	1,4%
Motor diesel	2003	5,5%
Nuclear	1755	4,9%
Solar	8	0,0%
Turbina a gas	6006	16,6%
Turbovapor	4451	12,3%
Total	**36150**	**100%**

Tabla 1.19.1.3. Potencia instalada por tipo de tecnología. Fuente: CAMMESA

En amarillo se indicaron las tecnologías que utilizan combustible líquido. En este análisis se descartaron los ciclos combinados y las turbinas de gas, ya que la mayor parte del tiempo se utiliza gas natural para generar energía. En estas dos últimas máquinas el diesel se usa pocas veces en el año, por este motivo se sacan del análisis.

En total, se consideraron vulnerables 6.454 MW de potencia instalada de tecnología en este análisis.

Generación eléctrica anual				
Tecnología/año	2014	2015	2016	2017
Motor diesel [MWh]	1.873.893	2.216.990	2.373.725	2.748.788
Turbovapor [MWh]	35.359.615	35.514.317	34.798.798	32.850.165
Total	**37.243.508**	**37.731.307**	**37.172.523**	**35.598.953**

Tabla 1.19.1.4. Generación de energía realizada por los motores diesel y turbo vapor. Fuente: CAMMESA

A continuación, se graficó el acumulado energía generada a lo largo de los años respecto a la generación del 2017, considerando la reducción de las térmicas.

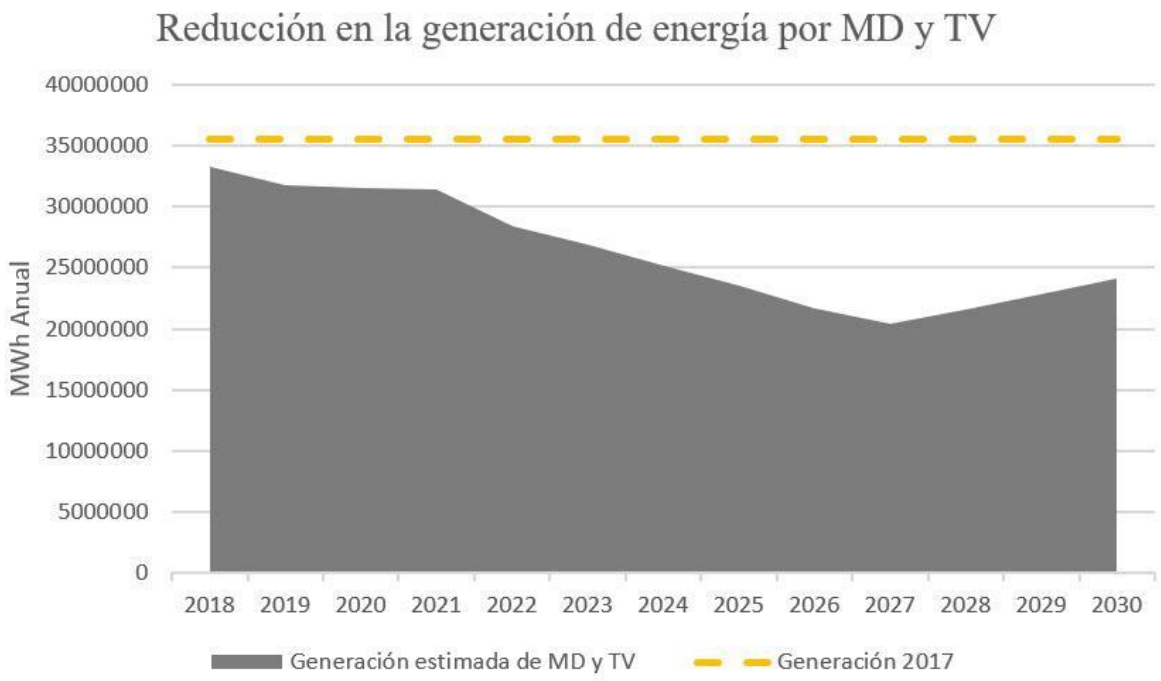


Figura 1.19.1.2. Estimación de la reducción en MWh de generación eléctrica por motores diesel y turbo vapor

Si el efecto de sustitución afecta totalmente a estas dos máquinas, tendrán que reducir su generación hasta un 60% del valor original, lo que se justifica por los costos altos de despacho que tienen asociados frente a tecnologías más eficientes, como por ejemplo ciclos combinados. Esto no significa que el equipo salga de servicio completamente, sino que puede disminuir su utilización.

Otra punto importante a destacar es que van a utilizarse exclusivamente para abastecer los picos de demanda, ya que para la energía base se van a encenderán los más baratos.

En el análisis subsiguiente, se estudió la nueva participación de renovables, indicando los MWh que tendrían que generar para cubrir lo estipulado por la ley.

Año	MW adicionales en renovable
2018	2.794.493
2019	2.841.527
2020	1.516.451
2021	1.560.758
2022	4.495.860
2023	3.166.848
2024	3.267.894
2025	3.375.658
2026	3.427.207
2027	1.588.572
2028	451.792
2029	465.339
2030	479.268
2031	493.676
2032	508.467

Tabla 1.19.1.5. Estimación de la energía que aportan las renovables a partir de 2018.

Se puede observar que la mayor ampliación se da entre los años 2018 a 2027.

Año	MWh adicionales en RenovaAr	Eólica [MWh]	Solar [MWh]	Biogas/ biomasa [MWh]	Hidráulica (<= 50MW) [MWh]	Acumulado de energía [MWh]
2018	2.794.493			613.200		2.181.293
2019	2.841.527	1.314.000	1.095.000	613.200		2.000.620
2020	1.516.451	1.314.000	1.095.000	355.656		752.415
2021	1.560.758	1.314.000	1.035.870			- 36.697
2022	4.495.860	1.314.000	1.095.000		110.376	1.939.787
2023	3.166.848	1.248.300	1.035.870			2.822.465
2024	3.267.894					6.090.359
2025	3.375.658					9.466.017
2026	3.427.207					12.893.224
2027	1.588.571					14.481.795
2028	451.792					14.933.587
2029	465.339					15.398.926
2030	479.268					15.878.194
2031	493.676					16.371.870
2032	508.467					16.880.337

Tabla 1.19.1.6. Déficit o superávit de energía por renovables contando solo RenovAR 1 y 2

Sin tener en cuenta los proyectos de renovables externos al programa, hasta ahora se ve un claro déficit de energía de este origen. En la tabla anterior, se muestra con color verde los años en los que hay un faltante de generación de energías renovables.

Para calcular la entrada de cada uno de los proyectos, se multiplicó a la potencia instalada por el factor de planta correspondiente a cada tecnología, en consecuencia tomando 8760 horas al año se obtuvieron las estimaciones.

La participación de proyectos externos a RenovAR seguramente mitiguen un poco este déficit, pero en magnitud es mucha menor su participación, ya que este programa brinda beneficios sustanciosos.

Insertando una planta geotérmica en el sistema para el año 2025 (teniendo en cuenta tiempos de financiación, puesta en marcha del proyecto y terminación), se evaluaron dos posibles situaciones:

- Una planta geotérmica de 30 MW
- Una extensión que llegaría a los 100 MW totales

Tamaño de la planta	Energía generada [MWh]	Cobertura del déficit a 2025
30 MW	223.380	2,4%
100 MW	744.600	8%

Factor de planta: 85%
Horas anuales: 8760

Tabla 1.19.1.7. Energía generada por dos instalaciones geotérmicas. Fuente: Enel Green Energy

Con las estimaciones realizadas, una planta geotérmica que produce 223 GWh de energía anuales, bajaría el déficit de energía por fuentes renovables en un 2,4%. Mientras que una planta de 100 MW produce 745 GWh y reduciría la falta de energía por fuentes renovables en un 8%.

Está claro que a este cálculo falta sumarle los futuros proyectos en energía aún no adjudicados. Pero si se considera una posible licitación para la tercera edición del programa, este panorama requiere inversiones importantes en tecnología de materia renovable.

Segundo escenario: No hay disminución de la energía térmica generada

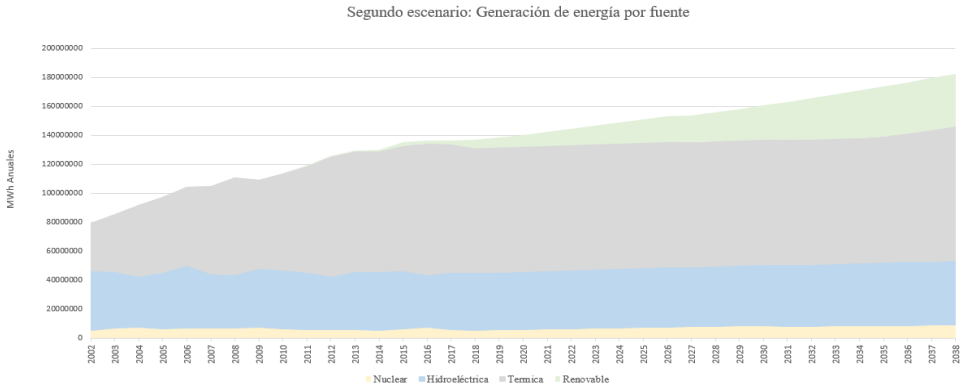


Figura 1.19.1.3. Estimación de la generación eléctrica por fuente priorizando las térmicas

Se podría dar una situación extrema donde las energías convencionales no disminuyan su generación. De esta manera se garantiza menos canibalismo de energía y sobreofertas, entonces disminuiría el riesgo que los precios bajen. Pero por el contrario, los cupos para energías renovables van a ser menores a tal punto que no va a ser posible el cumplimiento de la ley 27.191.

Se observa que para lograr satisfacer la demanda aún hay lugar para el aumento de generación por fuentes renovables y va a llegar al 20% en 2035. A partir de ese año el aumento de las térmicas y renovables van a ser proporcionales.

Ante esta situación, se analizó el orden de entrada de los proyectos adjudicados por RenovAR en las 2 primeras rondas.

Año	MWh adicionales en RenovaAr	Eólica [MWh]	Solar [MWh]	Biogas/ biomasa [MWh]	Hidráulica (<= 50MW) [MWh]	Acumulado de energía [MWh]
2018	2.794.493			613.200		2.181.293
2019	1.352.978	1.314.000	1.095.000	613.200		512.071
2020	1.415.378	1.314.000	1.095.000	355.656		- 837.207
2021	1.476.132	1.314.000	1.035.870			- 1.710.945
2022	1.541.099	1.314.000	1.095.000		110.376	- 2.689.222
2023	1.609.078	1.248.300	1.035.870			- 3.364.314
2024	1.682.221					- 1.682.093
2025	1.758.291					76.198
2026	1.611.376					1.687.574
2027	358.720					2.046.294
2028	1.707.250					3.753.544
2029	1.758.421					5.511.965
2030	1.811.124					7.323.089
2031	2.778.460					10.101.549
2032	2.134.691					12.236.240
2033	2.199.341					14.435.581
2034	2.266.183					16.701.764
2035	1.797.348					18.499.112
2036	572.298					19.071.410
2037	579.461					19.650.871
2038	607.145					20.258.016

Tabla 1.19.1.8. Déficit o superávit de energía renovable contando las dos primeras rondas de RenovAR

En este escenario a partir del 2025 habría déficit energético de renovables para poder satisfacer la demanda.

En comparación al caso anterior, en 2025 insertar la planta geotérmica de 30 MW o 100 MW daría una sobreoferta de energía. Pero si se considera como año de referencia al 2016, se obtiene el siguiente resultado:

Tamaño de la planta	Energía generada [MWh]	Cobertura del déficit a 2026
30 MW	223.380	12,4%
100 MW	744.600	41%

Factor de planta: 85%
Horas anuales: 8760

Tabla 1.19.1.9. Energía generada por una planta geotérmica (30 MW y 100 MW)

Es posible que entre en funcionamiento la planta geotérmica en 2026, incluso habiendo déficit energético. A estos cálculos hay que sumarles los adjudicados en la tercera ronda de RenovAR a fines del 2018.

En conclusión, pensar en un intermedio entre estos dos escenarios propuestos sería lo más razonable.

El modelo de regresión lineal presentado para la demanda es más conservador que proyecciones de otras fuentes, por este motivo el reemplazo de los equipos térmicos está más intensificado en el primer escenario y en el segundo, se tarda mucho tiempo en llegar a lo que propone la ley.

1.20 Precio de la energía en el Mercado Eléctrico Mayorista

Para entender la rentabilidad de este proyecto, en algunos escenarios se tomará el precio monómico de la energía como referencia, ya que es el equilibrio del Mercado Eléctrico Mayorista y resulta una buena aproximación a lo que percibe un generador por MWh entregado.

1.20.1 Variables que influyen en el precio monómico de la Energía

El precio spot tiene causas que hacen que el mismo vaya fluctuando a lo largo del año. Estas son: hidraulicidad (que es la disponibilidad que tiene el recurso de centrales hidroeléctricas para generar energía), la congestión en el transporte de la energía o problemas técnicos que pudiera haber en cualquier de ellas, demanda de otros combustibles como el gas, paradas técnicas de centrales térmicas y la importación o exportación de energía.

CAMMESA pone un precio estacional que calcula teniendo en consideración estas variables que lo afectan. Ahora bien, no puede tomarse solo una de ellas para determinar el precio spot, ya que el mismo se da por una mezcla de todos estos factores. Por eso se dificulta identificar la consecuencia que genera cada uno de ellos por separado.

Hidraulicidad

Comenzando por la hidraulicidad, tener caudales muy bajos de agua o muy altos por encima de una cota determinada, hace que la generación de energía sea menor. Actualmente las cuatro cuencas que generan energía hidráulica se encuentran ubicadas en: Comahue, Neuquén, Uruguay y Paraguay. Por lo cual, cualquier problema climático como por ejemplo una sequía, afecta directamente al precio spot, dado que al usar otro generador en su reemplazo (que es obviamente más caro) hace el precio spot se dispare en ese período de tiempo.

Gas

Otro motivo de volatilidad en el precio es la demanda de gas. Recordando que la matriz energética es en su mayoría dependiente de los combustibles, hay considerar como factor determinante cualquier fluctuación que puedan tener el gas y los combustibles fósiles.

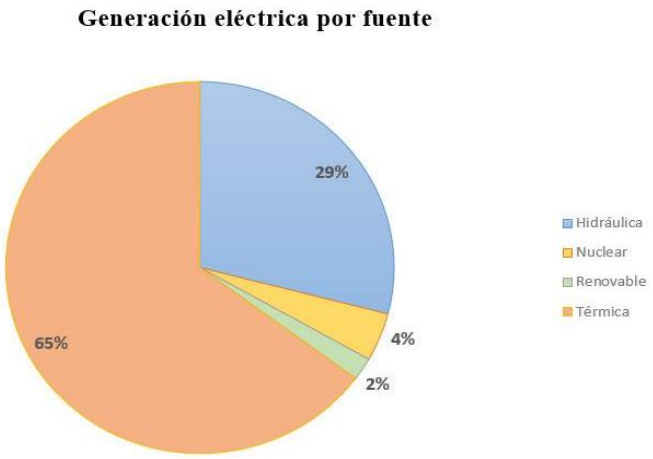


Figura 1.20.1.1. Proporción de potencia instalada por fuente de generación en Argentina. Fuente: CAMMESA

Por eso en invierno, como los consumidores residenciales tienen mayor consumo de gas para calefaccionar sus domicilios y debido a que tienen prioridad para su uso por ley, el gas necesario para la generación de energía disminuye. Esta disminución es un problema porque debe reemplazarse entonces por otro recurso, que es el caso del fuel-oil cuyo precio es más elevado, provocando así el aumento del precio spot. Esto ocurre principalmente durante los meses de junio y julio. En caso de que el invierno sea más crudo en estos meses, dicho factor se intensifica. A modo ilustrativo de este efecto, se muestra el siguiente gráfico obtenido al graficar los datos brindados por CAMMESA:

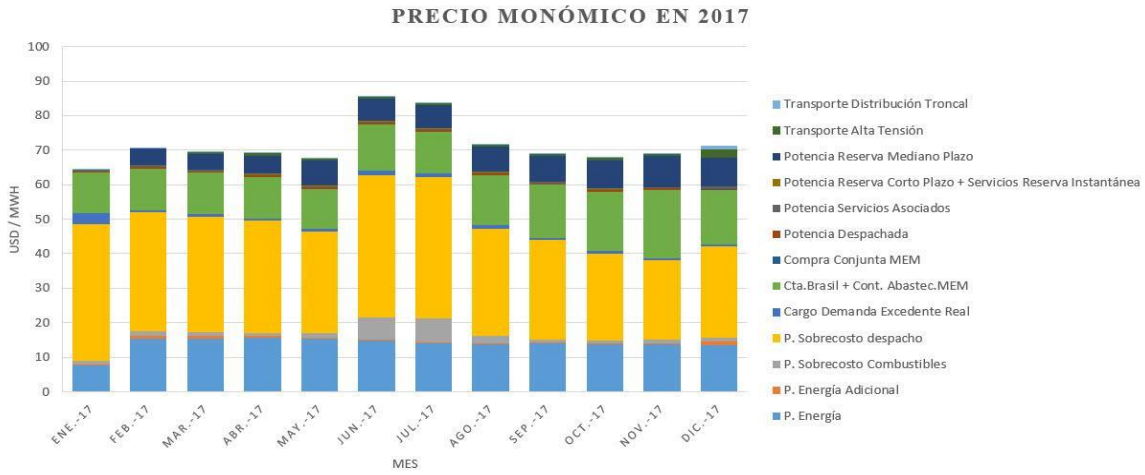


Figura 1.20.1.2. Precio monómico en 2017. Fuente: CAMMESA

Se distinguen picos en el precio spot en junio y julio. Si se analizan los principales factores, gráficamente se puede notar el sobrecosto del combustible y el sobrecosto de despacho. El resto de los factores se mantiene relativamente estable durante el año.

El sobrecosto de combustible se puede deber a la gran demanda en junio y julio de gas en los hogares para calefaccionar, como ya se nombró, por lo cual se eleva el precio.

Petróleo y combustibles alternativos

Si el precio del petróleo aumenta, es menos conveniente prender generadores que usan derivados. Es por esto que es tan importante para un país tener la matriz diversificada y que dependa en menor medida de factores que no se puedan controlar. Esta situación crea una oportunidad para las energías alternativas. A continuación se muestran los precios spot para diferentes fuentes de energías:

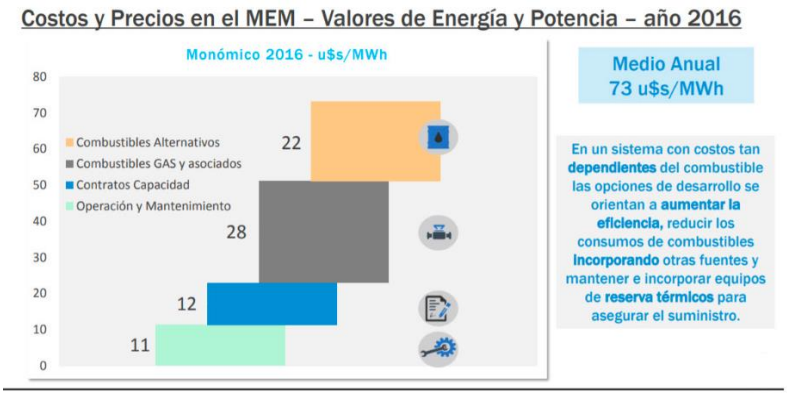


Figura 1.20.1.3. Composición del precio spot en el año 2016. Fuente: CAMMESA

Componentes del PEST – valores año 2016

- El precio Monómico (**PEST_ECO**) para **2016** es del orden de **1 $/kWh**
- Los valores **K de cada componente** que representa los precios sancionados por segmento se **indica** en la siguiente tabla: (el valor de K representa la proporción que paga un usuario de cada componente)

	PEST_ECO	PEST_SUBSI		
Componente	**% PART**	**GUDI % que paga**	**General % que paga**	**TS % que paga**
Importación	2%	0%	0%	0%
Combustible Alternativo	28%	0%	0%	0%
Combustible Gas y Nuclear	30%	100%	0%	0%
Combustible - Asociados	8%	100%	0%	0%
Contratos Capacidad	16%	100%	100%	0%
Operación y Mantenimiento	15%	100%	100%	100%
	100%	69%	31%	15%

Figura 1.20.1.4. Composición del precio monómico y cómo absorben este los subsidios a los diferentes consumidores. Fuente: CAMMESA

Líneas de transporte eléctrico

Otro factor que influye en la volatilidad del precio es el mantenimiento, lo que produce que algunas centrales no puedan brindar toda su energía a la red y aumente el precio. Generalmente son problemas que se resuelven en pocas horas, por eso el promedio de estos sobrecostos son bajos a lo largo del mes.

Paradas técnicas de las centrales térmicas

Las paradas técnicas de las centrales térmicas son muchas veces no programadas debido a inconvenientes inesperados. Por lo tanto, se deja de producir con las centrales más baratas para utilizar otras de mayor costo, provocando un aumento directo en el precio spot.

Exportación e importación

Adicionalmente, influye la energía que se importa o exporta con los países limítrofes y vecinos, como ocurre con Chile y los miembros del Mercosur. Un ejemplo de esto es la posibilidad de interconectarse con Brasil y comprarle energía hidráulica en caso de que en su país tengan exceso. Este sería un caso en que, por comprar energía barata, el precio spot disminuiría.

1.21 Análisis del precio monómico de la energía

Se procedió a graficar el precio de la energía en el mercado eléctrico entre el 2013 y el 2017 para analizar su tendencia. En los meses de mayor utilización de gas, dejando menor cantidad de gas disponible para los usinas, se ve un pico en el precio monómico entre los meses de mayo y julio. Igualmente para el año 2017, que es de temperaturas históricamente mayores a lo normal, este pico se encuentra marcadamente menor.



Figura 1.21.1. Precio monómico desde el 2013 al 2017. Fuente: CAMMESA

1.21.1 Hipótesis para la proyección del precio monómico

Luego de entender los factores que influyen en el precio monómico en Argentina, y observando el comportamiento de este a través de los años (viendo el gráfico del precio de la energía del 2013 al 2017) se pudieron obtener varias conclusiones.

1.21.2 Comportamiento de la demanda con respecto al precio

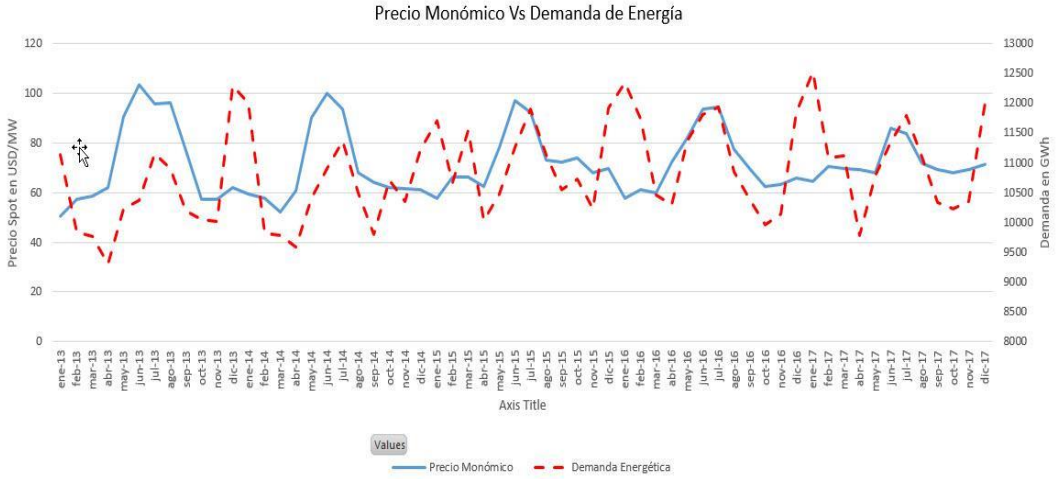


Figura 1.21.2.1. Precio Vs demanda. Gráfico con doble eje (USD/MWh y GWh). Fuente: CAMMESA

Un punto importante a considerar es que los picos de demanda no siempre van acompañados por los picos de precio de la energía. En general, los picos de demanda se dan en los meses de enero y de julio, siendo los más calurosos y fríos respectivamente. Debido a esto, se podría pensar que si la demanda aumenta entonces la generación de energía también debería ser mayor en esos meses. Por lo tanto, habiendo ya utilizado todas las fuentes de energía más económicas al principio, restaría utilizar combustibles para aumentar la generación. Con dicho aumento, el precio spot se ve influenciado en mayor medida por este tipo de energía más que por la alternativa, haciendo que el mismo aumente debido a sus precios más elevados.

Sin embargo, esta observación no se ve reflejada en la figura 1.21.2.1. En la misma se observa un pico en el mes de julio, pero no así para el mes de enero, lo que indicaría que el precio no se ve afectado los picos de demanda, sino que se trata de otro factor que está provocando la volatilidad. Esto se podría explicar llevando a cabo un análisis de la demanda de gas natural a lo largo del año.

Dado que en invierno se demanda mayor cantidad de gas natural para calefaccionar los domicilios y por ley ENARGAS (Ente Nacional Regulador del Gas) le da prioridad a este consumo, el restante que se dirige a las usinas. Entonces, la cantidad se ve disminuida considerablemente y a menores temperaturas se acentúa aún más. Esto lleva a que para la producción de energía se recurra a combustibles de valor más elevado, como es el caso del fuel oil, encareciendo los costos y consecuentemente elevando el precio spot. Este no es un escenario que ocurra durante el mes de enero, en el que se presentan temperaturas más elevadas que el

promedio anual y el consumo domiciliario baja considerablemente, por lo que no se perciben los sobrecostos de combustible.

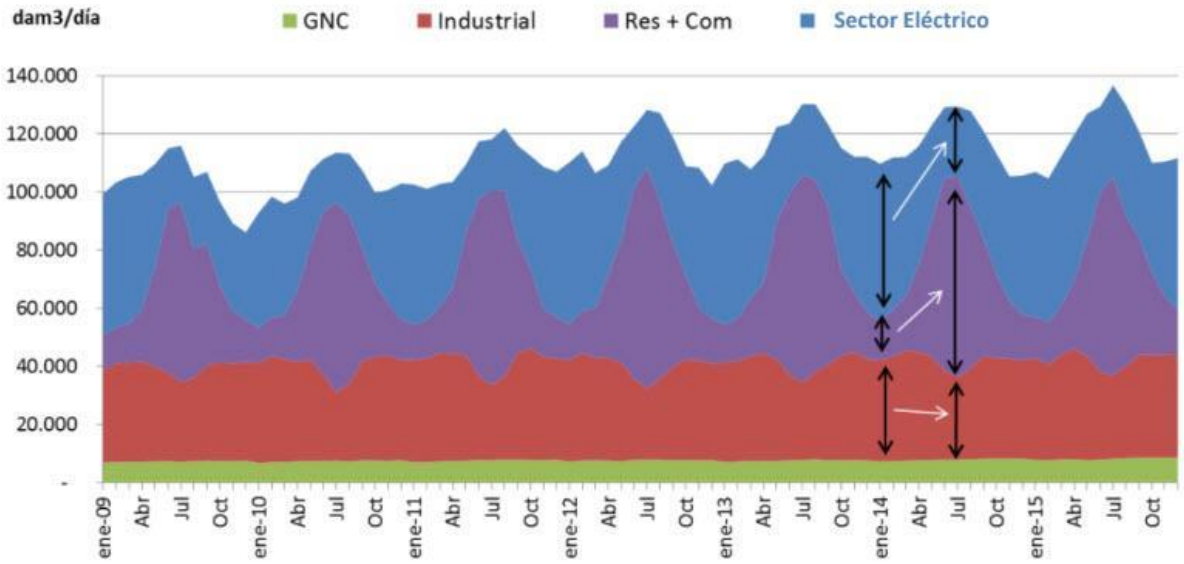


Figura 1.21.2.2. Distintos consumidores del gas natural. Fuente: CAMMESA

En la figura se indica mediante flechas que en verano el consumo residencial es muy bajo, por ende la cantidad de gas que va al consumo para generación eléctrica es alto, invirtiéndose en invierno, donde las cantidades disponibles para el sector eléctrico es menor.

De forma de completar la explicación se procedió a buscar un estudio sobre le mercado eléctrico, a modo de justificación adicional. De esta manera se pudo observar el consumo de combustibles para los periodos de enero/julio realizado en octubre del 2017. Observando cuáles son los combustibles disponibles para ser utilizados en las usinas, se puede comprender porqué el precio monómico aumenta o disminuye. Si se observa que hay mayor gas natural disponible para las usinas, su costo será menor y por lo tanto el precio monómico disminuiría. En caso contrario, el precio monómico aumenta debido a que se utilizan combustibles más caros porque el consumo residencial de gas natural aumenta. Estos datos que fueron proporcionados por CAMMESA son los que se resumen en la tabla a continuación:

	Promedio mensual 2013		Promedio mensual 2014		Promedio mensual 2015		Promedio mensual 2016		Promedio mensual 2017	
	GWh	Var %	GWh	Var %	GWh	Var %	GWh	Var %	GWh	Var %
Gas natual	11.594.898	-	1.180.769	1,8%	1.313.828	11,30%	1.216.527	-4,0%	1.257.356	15,5%
Fuel oil	168.834	-	240.283	42,3%	270.034	12,4%	248.337	-8,0%	156.667	-36,9%
Gas oil	248.892	-	203.854	-18,1%	235.248	15,4%	277.974	18,2%	163.858	-41,1%
Carbón mineral	80.865	-	88.591	9,6%	81.717	7,8%	47.945	41,3%	67.200	40,2%
Biodiesel	152	-	53	-65,1%	0	-100%	28	-	0	-100,0%

Tabla 1.21.2.1. Consumo de combustibles de enero a julio. Fuente: CAMMESA

Al observar la tabla se ve que para las usinas el gas natural disponible es mayor comparativamente a los años anteriores y al revés para el caso de fuel oil y gas oil que son combustibles alternativos más caros, a los que se recurre una vez agotado el primero que es el menos costoso.

Justificando las diferencias entre lo proyectado y lo real, se aprecia que también el consumo de gasoil, fuel oil y gas natural en junio y julio del 2017, en comparación a años anteriores, deberían mostrar valores inferiores. Para ello se dispuso en una tabla con los datos de dichos combustibles consumidos:

Valores promedio aproximados del consumo de las usinas					
Tipo/Periodo	jun-13 - jul-13	jun-14 - jul-14	jun-15 - jul-15	jun-16 - jul-16	jun-17 - jul-17
Promedio para gas natural [1x10^12 btu]	24	25	27	31	40
Promedio para Gas oil [1x10^6 btu]	0.23	0.21	0.22	0.27	0.19

Tabla 1.21.2.2. Consumo de las usinas en BTU. Fuente: CAMMESA

Como se puede apreciar, el consumo de gas natural en promedio aumentó respecto de los años anteriores mientras que en el caso del gas oil disminuyó. Se pudieron realizar estas comparaciones pasando todo a la misma unidad de BTU para poder observar el comportamiento de uno respecto del otro. De forma análoga al gas oil ocurre con el fuel oil:

Valores promedio aproximados del consumo de fuel oil					
Tipo/Periodo	jun-13 - jul-13	jun-14 - jul-14	jun-15 - jul-15	jun-16 - jul-16	jun-17 - jul-17
Promedio para fuel oil [ton]	274	335	311	292	203

Tabla 1.21.2.3. Toneladas de fuel oil consumidas. Fuente: CAMMESA

El comportamiento de fuel oil y gas oil es análogo ya que ambos constituyen los combustibles caros a los que se recurre en caso de no tener disponible el gas natural que es el más barato, razón por la cual se acude primero al mismo.

1.22 Modelización y proyección del Precio Monómico

Luego de analizar en la sección anterior el comportamiento del precio monómico, se lo modeliza con series temporales, principalmente porque se evidencia un comportamiento estacional que tiene numerosas variables implicadas como:

- Regulaciones
- Consumo de gas doméstico e industrial
- Temperaturas altas en verano y bajas en invierno

- Precios de combustibles
- Infraestructura eléctrica
- Sequías
- Diversificación de la matriz energética

Los puntos anteriores se pueden relacionar con la estacionalidad y la tendencia de la siguiente manera:

- En la estacionalidad se encuentran:
  - Regulaciones (ENARGAS)
  - Consumo de gas domestico e industrial
  - Temperaturas altas en verano y bajas en invierno
  - Embalses de represas hidroeléctricas en función del mes
- En la tendencia se explica:
  - La diversificación de la matriz energética
  - Evolución de los precios de combustible
  - Abastecimiento de gas natural en Argentina

1.22.1 Métodos de proyección

Se disponía de los promedios mensuales desde el 2010 al 2017 del precio monómico gracias a las bases de datos de CAMMESA. Debido a causas asignables en los años 2011 y 2017 que perjudicaban la predicción del modelo, se decidió quitarlos y quedarse con 5 años, desde el 2012 al 2016 inclusive.

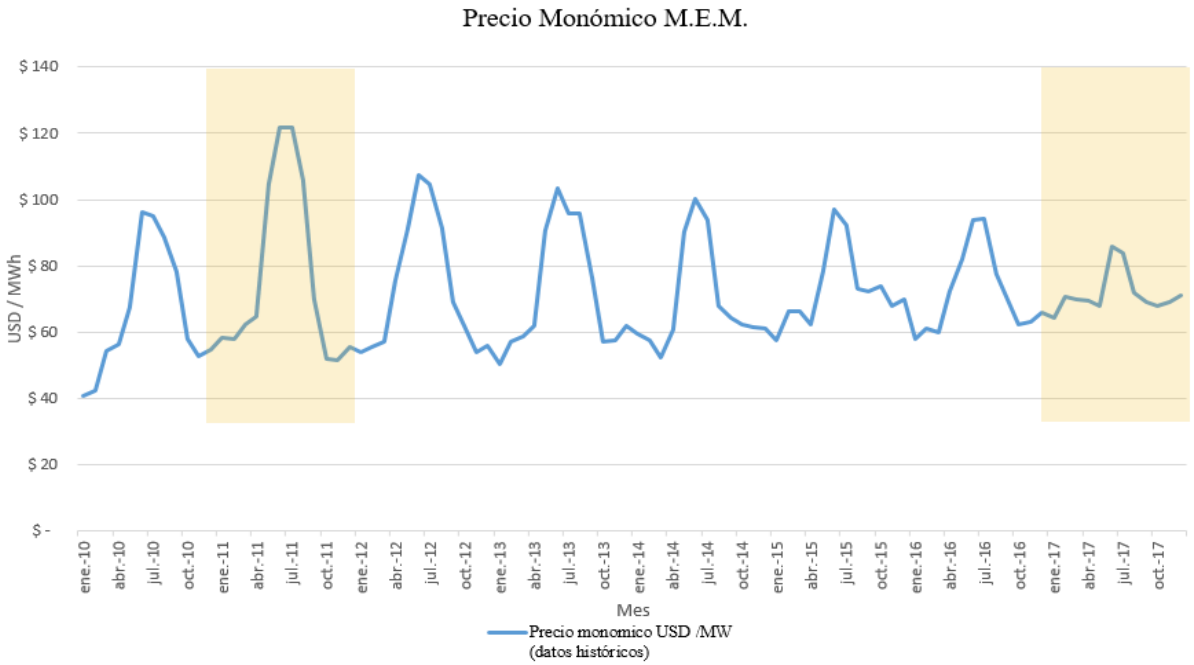


Figura 1.22.1.1. Causas asignables en los datos históricos en el precio spot. Fuente: CAMMESA

En 2011 hubo un desabastecimiento de gas natural en el país, por ende ENERGAS priorizo el consumo en domicilios y comercial, lo que trajo como consecuencia un sobre costo en la entrega de combustibles a las usinas. En el 2017, el verano atípico con altas temperaturas hizo que el consumo residencial sea muy bajo de gas, entonces se pudo generar energía de manera más económica utilizando este recurso.

La proyección del precio se realizó buscando un modelo que se ajuste mediante la utilización como parámetro de los datos históricos mensuales del precio a partir de enero del año 2011. Para ello, se buscaron diversos modelos para proyectar los datos mencionados, compararlos con los reales y calcular los errores, de manera que los mismos sean lo más pequeños posible y que no estén autocorrelacionados entre sí. Se utilizó el programa Minitab para analizar la autocorrelación de los errores para todos los modelos testeados.

Se comenzó realizando series de tiempo de tipo aditivo y multiplicativo con ayuda de Excel, focalizándose en el aditivo porque en el multiplicativo, por la ecuación generadora, se producía un efecto multiplicativo no deseado sobre la tendencia que exageraba los resultados dados. Igualmente al analizar correlación de los errores en Minitab, resultó que los mismos tenían el coeficiente de autocorrelación no nulo, por lo cual dicho modelo tuvo que ser descartado. Debido a esto, fue que se procedió a utilizar otras herramientas estadísticas brindadas por el Minitab: suavizado exponencial simple, suavizado exponencial doble y método de Holt Winters.

Finalmente, luego de comparar todos los modelos en base a la suma de sus errores al cuadrado, el real histórico vs. el proyectado y su análisis de normalidad y autocorrelación del error, se terminó utilizando el modelo de Holt Winters. Para el mismo se eligieron los parámetros de alfa, beta y gamma indicando el nivel, la tendencia y la estacionalidad mediante pruebas empíricas con el conocimiento de base de el resultado de las proyecciones por otros métodos y el resultado de los parámetros de estos modelos también. Así mediante la experimentación y el factor tendencia dado por otros modelos de series de tiempo que se utilizaron, se eligieron los parámetros para adecuar la proyección.

En el modelo de Holt Winters, el método más común que se utiliza para definir las constantes de suavizamiento consiste en observar los datos históricos, entender los factores de estacionalidad y tendencia a través del tiempo y proponer las 3 constantes de modo de:

- Evitar el over-fiting sobre tus datos históricos: Esto ocurre cuando el error ex-post es muy bajo, pero las proyecciones ex-ante tienen grandes errores porcentuales.
- Coeficiente de Nivel > Coeficiente de tendencia: Esta regla es básica para que el modelo no colapse. Ya que si el peso en la tendencia es muy marcado, puede generar picos sin sentido en las proyecciones
- El error ex-ante sea menor a las proyecciones realizadas por series de tiempo utilizando el algoritmo de estacionalidad promedio.

Esta metodología consiste en tomar los valores desde 2012 a 2015 para realizar el modelo y proyectar todo el año 2016, de modo de comparar el error con los 2 modelos que se realizados y notar desvíos coherentes en las proyecciones.

Constantes de suavización	
Nivel	0,55
Tendencia	0,3
Estacionalidad	0,1

Tabla 1.22.1.1. Constantes de suavización introducidas en el modelo de Holt Winters

Se puede observar que en la estacionalidad se decidió ser más conservador en cuanto a los últimos valores, aunque suficientemente grande para que capte la reducción de picos en la época de invierno de los últimos años. De modo que se evita el error sistemático que se tenía con el modelo anterior de series de tiempo, por el cual se generaba una correlación del error.

Ecuación generadora:

$$F_{t+i} = (Lt + i * Tt) * S_{t-C+i} \qquad (1.22.1.1)$$

$$Lt = (1-\alpha) * (L_{t-1} + T_{t-1}) + \alpha * \left(\frac{Dt}{S_{t-c}}\right) \qquad (1.22.1.2)$$

$$T_t = (1-\beta) * T_{t-1} + \beta * (Lt - L_{t-1}) \qquad (1.22.1.3)$$

$$St = (1-\gamma) * S_{t-C} + \gamma * \left(\frac{Dt}{Lt}\right) \qquad (1.22.1.4)$$

Donde:

- t: Período
- i: Cantidad de períodos por delante al actual
- C: Longitud del ciclo de períodos (meses)
- F_{t+i} : Forecast en el período t+i
- Tt: Tendencia en el período T
- S: Estacionalidad para el período T
- Dt: Datos en el período t
- α : Factor de suavizado de nivel
- β : Factor de suavizado para la tendencia
- γ :Factor para el suavizado de la estacionalidad

Lo proyectado vs. La información real da como en la figura a continuación:

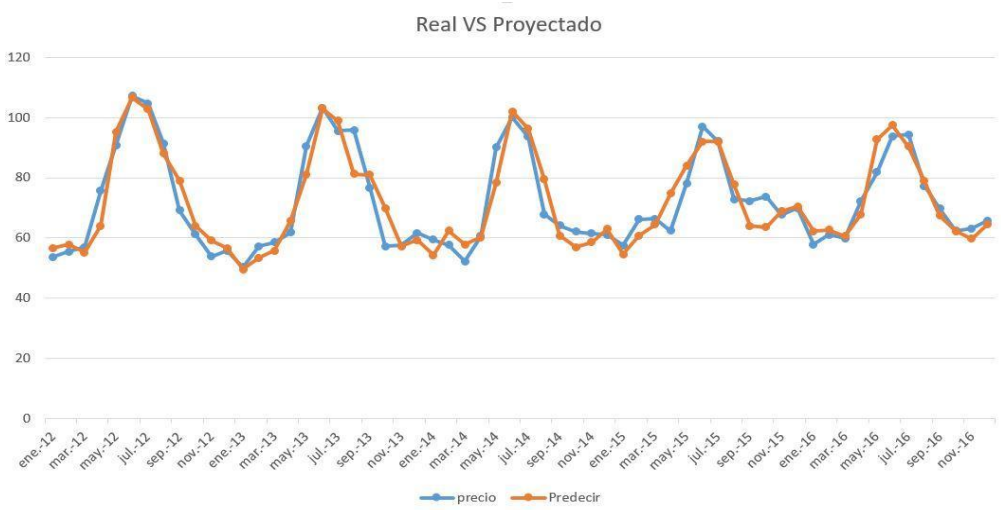


Figura 1.22.1.2. Precio proyectado vs. precio real

Viendo un comportamiento entre lo real y lo proyectado bastante similar, y con este modelo obteniendo la menor suma de los errores al cuadrado, se procedió a realizar la proyección desde la actualidad a 20 años en el futuro, obteniendo lo que se ve a continuación:

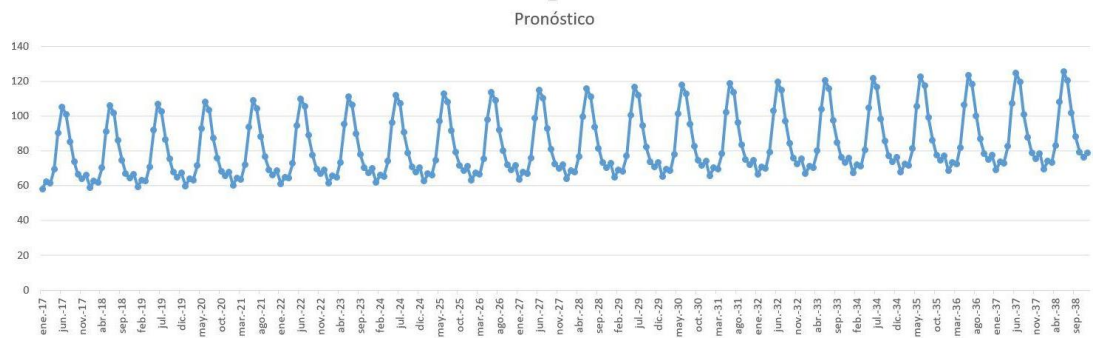


Figura 1.22.1.3. Proyección del precio monómico

Como se observa en la figura de arriba, se realizó la proyección desde enero del 2017 (que a partir de allí no había datos proporcionados por CAMMESA) a 20 años a futuro. Como puede observarse a lo largo de los años, hay una tendencia leve creciente del valor del precio monómico.

En cuanto al precio proyectado observado, el mayor pico se encuentra en el mes de junio del año 2038. Esto es coherente ya que es cuando generalmente el consumo de gas natural

residencial es mayor, por lo cual quedando menor cantidad disponible para las usinas, el precio monómico sube. Y de manera contrario por los meses entre febrero y marzo se encuentra el pico mínimo de precio monómico.

De igual manera, coherente con los datos históricos se ven los máximos y mínimos en el mismos meses aproximadamente, comportamiento debido al porcentaje de gas natural disponible para las usinas como fue anteriormente explicado.

1.23 Tamaño de la planta geotérmica

Para determinar el tamaño de la planta, debe haber un equilibrio entre:

- Demanda de energía
- Tamaño del reservorio
- Regulaciones:
    - La ley de explotación minera de Neuquén, fijando un límite en 30 MW
- Inversiones iniciales fijas: Cuanto mayor es el tamaño de la planta geotérmica, más se amortiza la inversión fija, más precisamente la línea de alta tensión a construir
- Restricciones en cuanto a la sobrecarga del nodo
- Pliego de la licitación: Una vez que se oficialice en RenovAR, va a estar estipulada una cantidad de MW a licitar. Se supone que en las buenas prácticas, esta cantidad oficial a licitar tiene en cuenta todos los puntos anteriores marcados. El pliego final se debe realizar en conjunto con expertos en la materia e incluso los potenciales oferentes.

  La importancia del trabajo de varios stakeholders en el armado del pliego, difiere en gran medida con otras tecnologías renovables más testeadas en suelo Argentino. Los riesgos de Ambientales y Mineros (en cuanto a la calidad y cantidad del recurso) son mayores y requieren un proceso más cuidadoso y de consenso general.

1.23.1 Demanda de energía

Utilizando el análisis de los escenarios energéticos, la demanda en materia renovable da lugar a un cupo de 957.639 GWh para el escenario más favorable en 2026, y 1.797 GWh en el escenario sin desplazó de térmicas.

Escenario del plan RenovAR

Se plantean 2 situaciones:

- RenovAR 3: Para este programa se van a licitar 30 MW de energía geotérmica en Copahue
- Programas RenovAR posteriores: Cuando se demuestre la factibilidad del reservorio (se calcula luego de 1 año de operación), dependiendo el resultado, se podría abrir otra licitación pagando precios más bajos (como se analizó en el apartado 1.12 Programa RenovAR)

No hubo casos que el que se abrieron cupos para proyectos más grandes que 100 MW, por ende se puede tomar como límite máximo esta capacidad.

Escenario del Mercado eléctrico mayorista

Una vez superada la inversión inicial, los costos marginales de operación y el factor de utilización de la planta son muy bajos, posicionándose como una de las primeras energías en ser despachadas, por ende el cupo de MW está atado a restricciones dependiendo la sobrecarga del nodo.

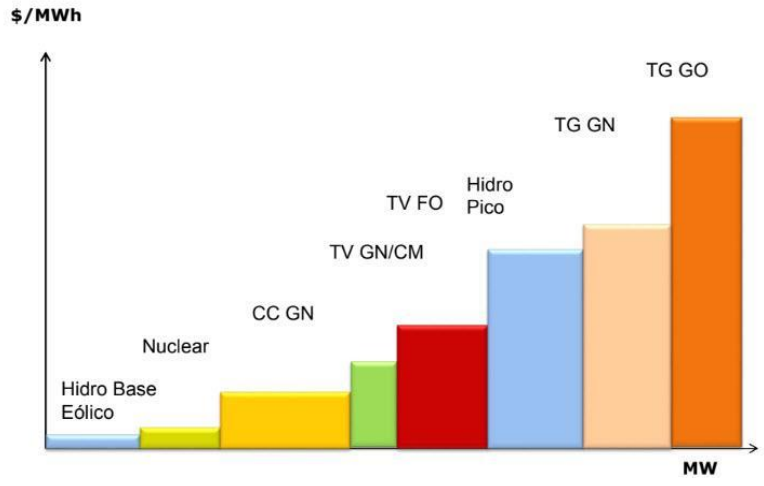


Figura 1.23.1.1. Orden de entrada de las distintas tecnologías en el despacho de energía para satisfacer la demanda. Fuente: CAMMESA

En la figura 1.23.1.1, la geotérmica se ubicaría después de la nuclear ya que formaría parte de la generación base de energía, por ende siempre van a terminar despachando por su bajo costo marginal de generación. La restricción en cuanto al tamaño de la planta, viene dado por las líneas de transmisión, aproximadamente 130 MW.

1.23.2 Tamaño del reservorio

Gran parte de este trabajo que basó en los estudios realizados entre 1987 y 1992 por la Agencia de Cooperación Internacional de Japón (JICA), donde mediante estudios geológicos y perforaciones de pozos exploratorios para ensayo de producción se hicieron un análisis de factibilidad del reservorio. Se realizó un análisis volumétrico del posible yacimiento que arrojó los siguientes resultados:

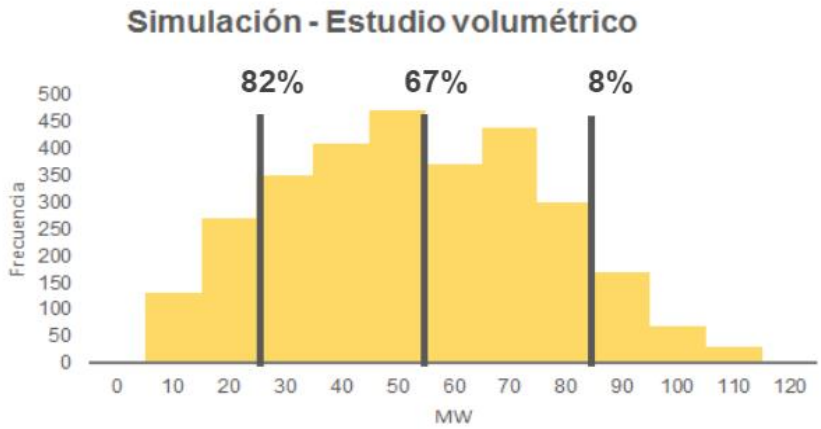


Figura 1.23.2.1. Análisis de Montecarlo que indica la distribución de frecuencia para cada capacidad de planta. Fuente: JICA

Este reservorio es llamado "probado", ya que tuvieron contacto físico con 3 perforaciones formando un triángulo de 4 KM^2 de superficie. Luego con el ensayo de producción de un pozo, sumado a otros estudios geológicos para entender las dimensiones del reservorio, se consiguieron las variables necesarias para realizar el análisis volumétrico mediante una simulación, al cual se va a explicar con más detalle en el apartado de ingeniería.

Con los datos obtenidos en la etapa de exploración y perforación, se formó la distribución de probabilidades para cada MW de potencia que se decida instalar. En la figura 1.23.2.1, para 30 MW, la frecuencia acumulada a derecha da un 18% de probabilidad de lograr instalar esa cantidad sin comprometer el recurso. Mientras que para 60 MW, la frecuencia acumulada a derecha da una probabilidad de 67% y para 90 MW es 92%.

1.23.3 Regulaciones

Por el decreto 0123/2009 se habilita la explotación del recurso en Copahue siempre y cuando no perjudique al medio ambiente. Esto implica, entre otras cosas, evitar la explotación indiscriminada. Hoy en día si se quiere hacer más de 30 MW se tiene que demostrar que es posible mediante los estudios geológicos pertinentes. En el caso que se logre montar una planta geotérmica en Copahue, los pozos de producción que se perforarán son suficientes para conocer con suficiente certeza la capacidad del reservorio y lograr de esta manera la aprobación para la ampliación de la planta.

1.23.4 Inversiones Fijas

Tomando como límite máximo 30 MW por regulaciones externas, se puede evaluar la posibilidad de colocar una de menor capacidad instalada (10 MW o 20 MW). En el caso puntual de Copahue, realizando estimaciones sencillas, se determina que las inversiones iniciales fijas son muy altas (por la construcción de la línea de alta tensión). Por este motivo, lo más lógico sería instalar lo máximo que permita el reservorio de manera de repartir las inversiones iniciales fijas.

1.23.5 Restricciones de Nodo

Las 2 opciones más cercanas para conectarse en alta tensión son las líneas que terminan en Chos Malal y Las Lajas. La capacidad máxima que resisten estas líneas en un punto de conexión son 130 MW aproximadamente, por lo que sería una restricción externa que limita el tamaño de la planta.

Por lo mencionado en estos 5 puntos, se comenzará con una planta geotérmica de 30 MW, para luego crear la opción de ampliación a 60 MW o 90 MW una vez estudiado el reservorio. La estandarización de los módulos en 30 MW impactaría positivamente en cuanto al diseño, mantenimiento, inventarios, operación y otros aspectos que se van a desarrollar en el apartado de Ingeniería.

1.24 Definición del Precio

Como se analizó con más detalle anteriormente, se determina:

- Se estimó 30 MW se podría licitar entre 105 USD MWh y 125 USD MWh mediante los siguientes argumentos:
    - Antecedentes del programa RenovAR para proyectos del mismo tamaño
    - Precio que calcula el MATER como máximo, aunque no se sabrá con exactitud ya que va “a sobre cerrado” en la licitación

- Análisis del PPA en Cerro Pabellón de 48 MW, teniendo en cuenta un índice de precio adecuado para hacer válida la comparación con Argentina.
- Orden de magnitud del precio que está evaluando Enel Green Energy para Copahue - Caviahue
- Respaldo en cuanto al valor agregado del proyecto:

    - Energía limpia de base: Tiene un factor de planta cerca del 85%, superior a la hidráulica. De modo que CAMMESA puede planificar mejor la energía a nivel país teniendo fuentes tan constantes como la geotérmica. Los generadores para energía de base bajan los costos de la energía en general y de los esfuerzos requeridos en el mantenimiento de las líneas y abastecimiento Energético.
    - Personal capacitado: La planta de 30 MW necesita 21 personas capacitadas para operar. Esto crea un nuevo tipo de profesional en el país, que puede ser útil para otras plantas geotérmicas o energías a lo largo del país.
    - Activación de otros proyectos geotérmicos: Trabajar a fondo con este proyecto, va a traer beneficios en Domuyo, Despoblados, Tuzgle, etc. Por un lado se crean profesionales con experiencia en la temática, se prueba la tecnología a nivel país y los equipos de perforación adquieren experiencia en la actividad. Esto disminuye los costos e inversiones para los otros proyectos.
    - Red eléctrica de la zona: Se pone a punto las redes de Copahue - Caviahue, Chos Malal - Ñorquin. Y hay intenciones de terminar de cerrar el anillo Las Lajas - Ñorquín - Chos Malal.
    - Abastecimiento de pueblos cercanos: Los 30 MW podrían abastecer a los pueblos de Caviahue, Ñorquín, Chos Malal y Las Lajas.
    - Diversificación de la matriz energética
    - Más energía con fuente limpia a nivel país.

Los siguientes dos casos se producen únicamente si se demuestra factibilidad en el reservorio y si el MATER tiene intereses en abrir nuevamente una ronda para geotermica.

- Ampliación a 60 MW, pagando los 30 MW extras a 105 USD/MWh, la misma conclusión se llegó para la expansión a 90 MWh

Al aumentar la capacidad, el precio que paga RenovAR se reduce, se tomó de referencia otros proyectos de tamaño similar eólicos y solares de los programas anteriores.

Finalmente se utilizará el precio monómico de la energía proyectados anteriormente para los escenarios que se factura a través del MEM. Este escenario se va a considerar únicamente si se quiebra el contrato a largo plazo de RenovAR. Aunque como se desarrolló anteriormente, entrar al MEM se necesitaría permisos especiales para los generadores

renovables. Para 2019 se prevé el ingreso de estos generadores (pequeños generadores) a la red a través del MEM.

Si tomamos como referencia el MEM, el despacho de la energía geotérmica sería prioridad, primero por su bajo costo marginal de generación y segundo por ser fuente renovable de base.

1.25 Conclusiones

Para la planta de energía geotérmica propuesta de 30 MW, una vez definidos los precios que pueden pagar en RenovAR y el MEM, se procedió a detallar la facturación que se obtendría en cada escenario de ampliación y programa a participar.

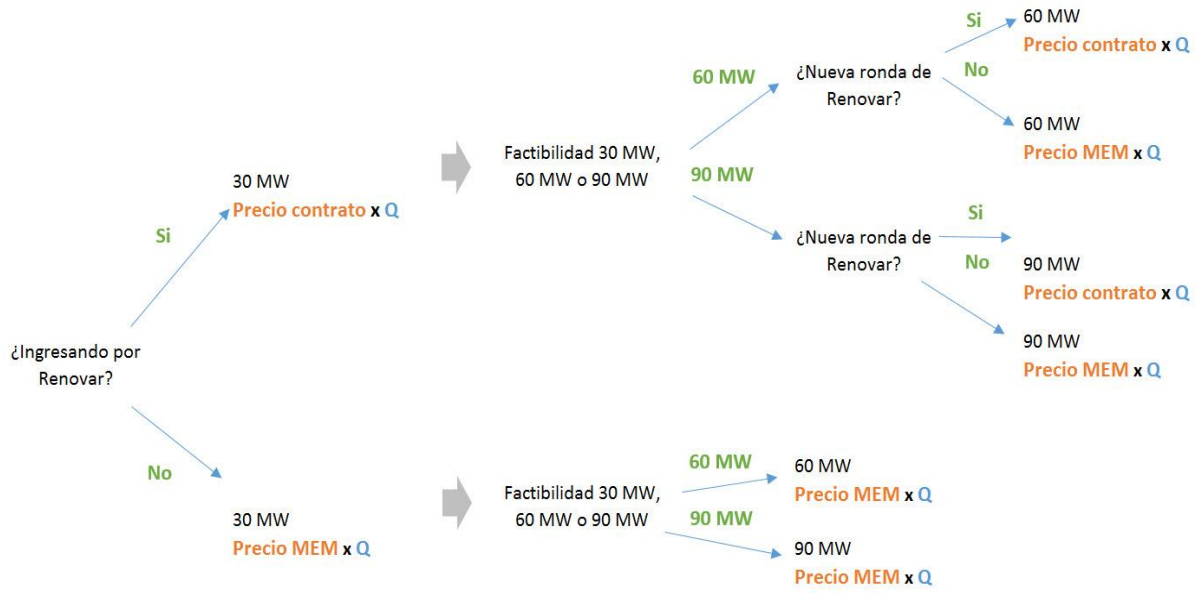


Figura 1.25.1. Escenarios posibles

En total son ocho escenarios posibles, con distinta facturación en cada caso:

- Ingresando a RenovAR con 30 MW y no lograr una ampliación
- Ingresando a RenovAR con 30 MW y realizar una ampliación a 60 MW participando en el MEM
- Ingresando a RenovAR con 30 MW y realizar una ampliación a 90 MW participando en el MEM
- Ingresando a RenovAR con 30 MW y realizar una ampliación a 60 MW gracias a otra ronda de RenovAR
- Ingresando a RenovAR con 30 MW y realizar una ampliación a 90 MW gracias a otra ronda de RenovAR
- Inicialmente se participa en el MEM con 30 MW y no se realizan ampliaciones

- Inicialmente se participa en el MEM con 30 MW y se realiza una ampliación a 60 MW por la misma vía
- Inicialmente se participa en el MEM con 30 MW y se realiza una ampliación a 90 MW por la misma vía

La cantidad de energía que se distribuiría para las distintas posibilidades se detalla en la siguiente tabla:

Potencia [MW]	Energía [MWh]
30	223380
60	446760
90	670140

Tabla 1.25.1. energía generada para distintas potencias instaladas.

Para los escenarios que involucren potencia instalada de 30 y 60 MW, se va a realizar el cálculo de ventas anuales proyectadas. Para ello, se tomará como supuesto que la planta comienza su funcionamiento en el año 2022 y que en el 2023 se abrirá una nueva ronda de RenovAR donde se presentará una expansión con año de finalización en 2025.

En los casos donde se ingresa a través de RenovAR, la proyección se realizará anualmente debido a que el precio varía de esa forma. En el cálculo hay que tener en cuenta los factores de incentivo y de ajuste anual. Entonces, en el caso que se entre a una nueva ronda de RenovAR para la expansión a 60 MW, hay que ajustar los factores existentes para que comiencen a partir del año de dicha ronda, bajo el supuesto de que en el 2025 se termina la expansión. Para los primeros 30 MW se asume que sería aceptable para RenovAR pagar 122 USD/MWh, precio al cual es rentable entrar con los estudios realizados en el apartado de Riesgos.

Los precios, tanto de RenovAR como el del Mercado eléctrico Mayorista, son por unidad de energía, por ende para realizar el cálculo de las ventas hay que tener en cuenta los siguientes factores:

$$E_{geot} = P_{inst} \cdot t \cdot F_{plant} \qquad (1.25.1)$$

- E_{geot} : Energía generada en MWh
- P_{inst} : Potencia instalada, en este caso 30 MW, 60 MW y 90 MW. Esto indica el output final de la planta en funcionamiento.
- t: Unidad temporal, en este caso 8760 horas anuales.
- F_{plant} : Factor de planta, esto contempla todo el tiempo que una tecnología no produce a su máxima potencia instalada. Ya sea por disponibilidad del recurso, mantenimientos, entre otras. Este factor para la energía geotérmica ronda los 0,85.

A continuación se encuentran las tablas con los cálculos de ventas totales para dichos escenarios.

Año	Factor de incentivo	Factor de ajuste anual	Precio RenovAr [U$S]	Ventas [U$S]
2022	1,1500	1,0171	142,70	31.876.132
2023	1,1000	1,0344	138,82	31.008.825
2024	1,1000	1,0521	141,19	31.539.429
2025	1,1000	1,0701	143,61	32.079.025
2026	1,1000	1,0883	146,05	32.624.618
2027	1,0500	1,1069	141,79	31.673.919
2028	1,0500	1,1258	144,21	32.214.742
2029	1,0500	1,1450	146,67	32.764.150
2030	1,0000	1,1646	142,08	31.738.098
2031	1,0000	1,1845	144,51	32.280.420
2032	1,0000	1,2047	146,97	32.830.918
2033	1,0000	1,2253	149,49	33.392.317
2034	1,0000	1,2462	152,04	33.961.891
2035	0,9000	1,2675	139,17	31.088.130
2036	0,9000	1,2891	141,54	31.617.916
2037	0,9000	1,3111	143,96	32.157.512
2038	0,8000	1,3335	130,15	29.072.818

Tabla 1.25.2. Ventas totales para 30MW en RenovAR hasta el 2038

En el primer escenario se logra entrar por RenovAR con un contrato de 122 USD / MWh y luego de unos años, el reservorio no reúne las condiciones para lograr la ampliación de planta.

En la siguiente tabla indica el escenario donde se logra una ampliación de 30 MW, llegando a 60 MW de potencia instalada para el 2025. Pagando los 30 MW adicionales a 105 USD / MWh.

Año	Factor de incentivo 1	Factor de ajuste anual 1	Factor de incentivo 2	Factor de ajuste anual 2	Precio Final	Ventas [USD]
2022	1,15	1,0171			142,70	95.628.395
2023	1,10	1,0344			138,82	93.026.476
2024	1,10	1,0521			141,19	94.618.286
2025	1,10	1,0701	1,1500	1,0171	266,42	178.540.203
2026	1,10	1,0883	1,1000	1,0344	265,52	177.937.623
2027	1,05	1,1069	1,1000	1,0521	263,31	176.455.528
2028	1,05	1,1258	1,1000	1,0701	267,81	179.471.219
2029	1,05	1,1450	1,1000	1,0883	272,37	182.528.143
2030	1,00	1,1646	1,0500	1,1069	264,12	176.995.316
2031	1,00	1,1845	1,0500	1,1258	268,63	180.018.669
2032	1,00	1,2047	1,0500	1,1450	273,21	183.088.715
2033	1,00	1,2253	1,0000	1,1646	271,77	182.123.680
2034	1,00	1,2462	1,0000	1,1845	276,41	185.232.660
2035	0,90	1,2675	1,0000	1,2047	265,67	178.032.743
2036	0,90	1,2891	1,0000	1,2253	270,20	181.071.614
2037	0,90	1,3111	1,0000	1,2462	274,81	184.161.026
2038	0,80	1,3335	0,9000	1,2675	249,93	167.486.984

Tabla 1.25.3. Ventas totales para expansión a 60 MW en RenovAR hasta el 2038

Otro escenario es comenzar con 30 MW en MEM en el caso que no se licite la geotérmica en RenovAR y luego expandir a 60 MW por esa misma vía. En este caso los factores de ajuste no afectan a la facturación. Las ventas solo dependen del precio monómico del en ese momento utilizando las proyecciones realizadas.

Año/mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ventas totales [USD]
2022	1.156.514	1.125.255	1.220.431	1.337.434	1.794.049	2.018.260	2.000.313	1.689.381	1.421.303	1.321.438	1.226.852	1.313.451	17.624.679
2023	1.166.778	1.135.248	1.231.245	1.349.276	1.809.929	2.036.106	2.017.995	1.704.293	1.433.843	1.333.087	1.237.666	1.325.004	17.780.468
2024	1.177.042	1.145.223	1.242.059	1.361.119	1.825.827	2.053.970	2.035.658	1.719.224	1.446.382	1.344.735	1.248.480	1.336.577	17.936.296
2025	1.187.306	1.155.199	1.252.873	1.372.979	1.841.707	2.071.816	2.053.340	1.734.136	1.458.922	1.356.384	1.259.276	1.348.150	18.092.087
2026	1.197.589	1.165.192	1.263.706	1.384.821	1.857.586	2.089.662	2.071.021	1.749.067	1.471.481	1.368.052	1.270.090	1.359.704	18.247.971
2027	1.207.852	1.175.168	1.274.520	1.396.664	1.873.466	2.107.526	2.088.703	1.763.979	1.484.020	1.379.701	1.280.904	1.371.277	18.403.780
2028	1.218.116	1.185.161	1.285.334	1.408.506	1.889.346	2.125.372	2.106.385	1.778.910	1.496.560	1.391.350	1.291.718	1.382.850	18.559.607
2029	1.228.380	1.195.137	1.296.148	1.420.366	1.905.225	2.143.218	2.124.067	1.793.822	1.509.100	1.403.017	1.302.532	1.394.404	18.715.416
2030	1.238.644	1.205.130	1.306.981	1.432.209	1.921.105	2.161.082	2.141.749	1.808.753	1.521.658	1.414.666	1.313.346	1.405.977	18.871.299
2031	1.248.927	1.215.105	1.317.795	1.444.051	1.936.984	2.178.928	2.159.431	1.823.665	1.534.198	1.426.315	1.324.160	1.417.550	19.027.109
2032	1.259.191	1.225.081	1.328.609	1.455.911	1.952.864	2.196.774	2.177.113	1.838.595	1.546.738	1.437.964	1.334.974	1.429.104	19.182.918
2033	1.269.454	1.235.074	1.339.442	1.467.753	1.968.743	2.214.638	2.194.795	1.853.507	1.559.278	1.449.632	1.345.788	1.440.677	19.338.783
2034	1.279.718	1.245.050	1.350.256	1.479.596	1.984.623	2.232.484	2.212.477	1.868.438	1.571.836	1.461.280	1.356.602	1.452.250	19.494.611
2035	1.289.982	1.255.043	1.361.070	1.491.438	2.000.503	2.250.330	2.230.159	1.883.350	1.584.376	1.472.929	1.367.398	1.463.804	19.650.382
2036	1.300.265	1.265.019	1.371.884	1.503.298	2.016.382	2.268.194	2.247.841	1.898.281	1.596.916	1.484.597	1.378.212	1.475.377	19.806.266
2037	1.310.529	1.274.995	1.382.717	1.515.141	2.032.262	2.286.040	2.265.522	1.913.193	1.609.456	1.496.246	1.389.026	1.486.949	19.962.076
2038	1.320.793	1.284.988	1.393.531	1.526.983	2.048.160	2.303.886	2.283.185	1.928.124	1.622.014	1.507.895	1.399.840	1.498.522	20.117.922

Tabla 1.25.4. Ventas totales para 30 MW en MEM hasta el 2038

El siguiente escenario es expandir de 30 MW a 60 MW siempre dentro del Mercado eléctrico mayorista.

Año/mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ventas totales [USD]
2022	1.156.514	1.125.255	1.220.431	1.337.434	1.794.049	2.018.260	2.000.313	1.689.381	1.421.303	1.321.438	1.226.852	1.313.451	17.624.679
2023	1.166.778	1.135.248	1.231.245	1.349.276	1.809.929	2.036.106	2.017.995	1.704.293	1.433.843	1.333.087	1.237.666	1.325.004	17.780.468
2024	1.177.042	1.145.223	1.242.059	1.361.119	1.825.827	2.053.970	2.035.658	1.719.224	1.446.382	1.344.735	1.248.480	1.336.577	17.936.296
2025	3.561.917	3.465.597	3.758.619	4.118.937	5.525.121	6.215.448	6.160.019	5.202.407	4.376.767	4.069.153	3.777.827	4.044.451	54.276.262
2026	3.592.766	3.495.576	3.791.118	4.154.464	5.572.759	6.268.985	6.213.064	5.247.200	4.414.442	4.104.156	3.810.269	4.079.113	54.743.912
2027	3.623.557	3.525.504	3.823.560	4.189.991	5.620.398	6.322.578	6.266.110	5.291.936	4.452.061	4.139.102	3.842.711	4.113.832	55.211.340
2028	3.654.349	3.555.483	3.856.002	4.225.517	5.668.037	6.376.116	6.319.156	5.336.729	4.489.681	4.174.049	3.875.153	4.148.550	55.678.821
2029	3.685.140	3.585.410	3.888.444	4.261.099	5.715.675	6.429.654	6.372.202	5.381.465	4.527.301	4.209.052	3.907.596	4.183.212	56.146.249
2030	3.715.932	3.615.389	3.920.943	4.296.626	5.763.314	6.483.246	6.425.247	5.426.258	4.564.975	4.243.998	3.940.038	4.217.931	56.613.898
2031	3.746.780	3.645.316	3.953.385	4.332.152	5.810.953	6.536.784	6.478.293	5.470.994	4.602.595	4.278.945	3.972.480	4.252.650	57.081.327
2032	3.777.572	3.675.244	3.985.827	4.367.734	5.858.592	6.590.322	6.531.339	5.515.786	4.640.215	4.313.891	4.004.922	4.287.312	57.548.755
2033	3.808.363	3.705.223	4.018.327	4.403.260	5.906.230	6.643.915	6.584.384	5.560.522	4.677.834	4.348.895	4.037.364	4.322.030	58.016.348
2034	3.839.155	3.735.150	4.050.769	4.438.787	5.953.869	6.697.453	6.637.430	5.605.315	4.715.509	4.383.841	4.069.806	4.356.749	58.483.833
2035	3.869.947	3.765.129	4.083.211	4.474.314	6.001.508	6.750.990	6.690.476	5.650.051	4.753.129	4.418.787	4.102.193	4.391.411	58.951.145
2036	3.900.795	3.795.057	4.115.653	4.509.895	6.049.146	6.804.583	6.743.522	5.694.844	4.790.748	4.453.791	4.134.635	4.426.130	59.418.799
2037	3.931.587	3.824.984	4.148.152	4.545.422	6.096.785	6.858.121	6.796.567	5.739.580	4.828.368	4.488.737	4.167.077	4.460.848	59.886.228
2038	3.962.378	3.854.963	4.180.594	4.580.949	6.144.481	6.911.659	6.849.556	5.784.373	4.866.043	4.523.684	4.199.520	4.495.567	60.353.765

Tabla 1.25.5. Ventas totales para 60 MW en MEM hasta el 2038

Otro escenario contemplado, al que se le considera la mayor probabilidad de ocurrencia, es donde se comienza entrando por RenovAR con un precio de 122 USD/Mwh y la expansión se sigue con el MEM. Se tiene en cuenta tanto los factores de ajuste y de incentivo como el precio spot. En los primeros años el precio se mantiene constante debido a que es un precio fijo determinado por RenovAR y luego se hace la suma mensualmente debido a que el precio spot del MEM entra en juego para los 30 MW adicionales.

Año/mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ventas totales [USD]
2022	31.876.132												31.876.132
2023	31.008.825												31.008.825
2024	31.539.429												31.539.429
2025	3.911.826	3.638.028	3.977.393	4.009.611	4.566.227	4.708.448	4.777.860	4.458.656	4.095.555	4.080.904	3.895.908	4.072.670	50.193.085
2026	3.968.446	3.690.248	4.034.564	4.066.297	4.628.444	4.771.137	4.841.879	4.519.925	4.152.956	4.138.910	3.951.565	4.130.562	50.894.934
2027	3.897.966	3.626.642	3.964.634	3.999.999	4.563.580	4.710.862	4.778.817	4.454.092	4.087.356	4.069.814	3.884.240	4.061.391	50.099.394
2028	3.954.163	3.678.494	4.021.381	4.056.293	4.625.392	4.773.159	4.842.432	4.514.956	4.144.347	4.127.396	3.939.505	4.118.897	50.796.414
2029	4.011.089	3.730.992	4.078.857	4.113.310	4.687.934	4.836.162	4.906.776	4.576.530	4.202.044	4.185.726	3.995.476	4.177.113	51.502.007
2030	3.934.208	3.661.572	4.002.546	4.040.819	4.616.669	4.769.693	4.837.314	4.504.317	4.130.269	4.110.231	3.921.957	4.101.542	50.631.136
2031	3.990.552	3.713.522	4.059.420	4.097.236	4.678.609	4.832.113	4.901.056	4.565.289	4.187.384	4.167.940	3.977.345	4.159.175	51.329.639
2032	4.047.570	3.766.104	4.116.989	4.154.343	4.741.243	4.895.206	4.965.492	4.626.975	4.245.170	4.226.343	4.033.406	4.217.483	52.036.323
2033	4.105.514	3.819.548	4.175.502	4.212.327	4.804.803	4.959.212	5.030.855	4.689.567	4.303.852	4.285.691	4.090.362	4.276.737	52.753.971
2034	4.164.153	3.873.607	4.234.691	4.270.984	4.869.058	5.023.873	5.096.911	4.752.873	4.363.225	4.345.715	4.147.990	4.336.684	53.479.764
2035	3.930.344	3.661.179	4.001.432	4.046.627	4.640.864	4.805.519	4.870.520	4.523.712	4.139.565	4.113.291	3.922.586	4.104.165	50.759.805
2036	3.985.622	3.712.159	4.057.242	4.102.031	4.701.739	4.866.927	4.933.198	4.583.639	4.195.649	4.169.954	3.976.945	4.160.734	51.445.838
2037	4.041.715	3.763.898	4.113.903	4.158.224	4.763.448	4.929.124	4.996.708	4.644.379	4.252.539	4.227.432	4.032.109	4.218.135	52.141.614
2038	3.789.991	3.535.144	3.862.730	3.916.529	4.517.358	4.693.433	4.752.384	4.397.323	4.011.561	3.977.093	3.789.386	3.967.721	49.210.652

Tabla 1.25.6. ventas totales para 60 MW en RenovAR y MEM hasta el 2038

Finalmente se detalla el caso en que el reservorio sea capaz de producir 90 MW, entonces se ingresa por RenovAR con 30 MW y se conectan otros 60 MW al precio spot del Mercado Eléctrico Mayorista a partir de 2025.

Año/mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ventas totales [USD]
2022	31.876.132												31.876.132
2023	31.008.825												31.008.825
2024	31.539.429												31.539.429
2025	5.047.864	4.983.650	5.178.998	5.419.210	6.356.666	6.816.884	6.779.931	6.141.523	5.591.097	5.386.020	5.191.803	5.369.553	68.263.200
2026	5.113.895	5.049.102	5.246.130	5.488.361	6.433.891	6.898.042	6.860.761	6.216.851	5.661.679	5.454.822	5.258.898	5.438.127	69.120.559
2027	5.055.198	4.989.829	5.188.533	5.432.820	6.386.425	6.854.545	6.816.900	6.167.450	5.607.534	5.398.895	5.201.301	5.382.048	68.481.479
2028	5.120.794	5.054.884	5.255.230	5.501.573	6.463.253	6.935.306	6.897.332	6.242.381	5.677.682	5.467.261	5.267.997	5.450.262	69.333.957
2029	5.187.106	5.120.619	5.322.642	5.571.078	6.540.796	7.016.782	6.978.480	6.317.989	5.748.546	5.536.381	5.335.409	5.519.154	70.194.983
2030	5.122.129	5.055.101	5.258.804	5.509.259	6.487.051	6.967.006	6.928.340	6.262.347	5.688.158	5.474.174	5.271.533	5.456.795	69.480.697
2031	5.187.889	5.120.246	5.325.625	5.578.136	6.564.004	7.047.891	7.008.897	6.337.364	5.758.432	5.542.665	5.338.355	5.525.135	70.334.639
2032	5.254.291	5.186.072	5.393.128	5.647.732	6.641.638	7.129.458	7.090.136	6.413.101	5.829.386	5.611.837	5.405.858	5.594.118	71.196.755
2033	5.321.602	5.252.842	5.461.577	5.718.200	6.720.180	7.211.970	7.172.283	6.489.708	5.901.249	5.681.956	5.474.269	5.664.047	72.069.882
2034	5.389.594	5.320.258	5.530.670	5.789.349	6.799.404	7.295.126	7.255.111	6.567.034	5.973.830	5.752.718	5.543.362	5.734.657	72.951.113
2035	5.170.642	5.100.764	5.312.818	5.573.553	6.591.683	7.091.338	7.050.995	6.357.378	5.759.430	5.536.536	5.325.473	5.518.285	70.388.893
2036	5.235.356	5.164.864	5.378.595	5.641.423	6.667.591	7.171.215	7.130.507	6.431.389	5.828.658	5.604.020	5.391.250	5.585.579	71.230.448
2037	5.300.850	5.229.782	5.445.227	5.710.074	6.744.316	7.251.873	7.210.838	6.506.179	5.898.705	5.672.284	5.457.844	5.653.692	72.081.665
2038	5.064.320	4.992.710	5.209.797	5.476.700	6.519.055	7.030.507	6.989.105	6.278.984	5.666.763	5.438.524	5.222.414	5.419.780	69.308.661

Tabla 1.25.7. Ventas totales para 30 MW en RenovAR y 60 MW en el MEM hasta 2038.

Los últimos 2 escenarios que queda detallar son:

- 30 MW por RenovAR y otros 60 MW en una segunda ronda de RenovAR
- 30 MW por MEM y otros 60 MW también por el MEM a partir de 2025

Los cuadros se detallan en el anexo, igualmente se consideran a priori como los casos de menos probabilidad de ocurrencia, ya que una eventual ronda de ampliación por RenovAR, si bien ocurrió con otras tecnologías, la probabilidad asignada es baja.

Uno de los objetivos del análisis de prefactibilidad es determinar el precio por el cual el proyecto empieza a ser rentable, definido como el precio de equilibrio de este proyecto. Dependiendo del resultado se va a evaluar el ingreso a la licitación.

En el caso que este precio permita bajar los 122 USD/MWh para ser más competitivos frente a otros oferentes sin perder el atractivo en inversores, se calculará otra vez la facturación.

Si en la licitación en RenovAR se pierde frente a otro oferente, la opción de instalar otra planta geotérmica en Neuquén por el MEM ya no sería posible, dado que solo hay cupo para un proyecto de 30 MW en Copahue - Caviahue, habría que esperar unos años hasta que se demuestre una mayor capacidad en el reservorio geotérmico.

Finalmente, se refuerzan los beneficios que implica estar dentro del programa RenovAR, poseer un contrato a largo plazo que asegure la facturación disminuye los riesgos del proyecto. La energía al ser un commodity, está atado a muchos factores que son difíciles de predecir en Argentina, ya sea por ciclos macroeconómicos, escenarios energéticos y decisiones políticas del gobierno de turno que generan una gran incertidumbre sobre las proyecciones realizadas del precio monómico de la energía asociado al MEM. Por otro lado, el pliego de RenovAR a la hora de ser publicado tendría varias cláusulas especiales que beneficien al desarrollo geotérmico, las cuales se arman en conjunto con especialistas del sector y los principales oferentes. En los apartados de Ingeniería y Riesgos se van a detallar los puntos más importantes para hacer foco en el contrato desde el lado del oferente.

ANEXO MERCADO

A1.18.1 Primera selección de variables explicativas

Para seleccionar las variables explicativas, se buscaron variables con relación económica con el consumo eléctrico. Otro aspecto que se tuvo en cuenta fue la facilidad para conseguir los datos y su proyección.

Dadas dichas condiciones se seleccionaron las siguientes variables:

Variable	Descripción	Fuente
X1	Producto Bruto Interno (PBI)	Banco Mundial
X2	Población total de la Argentina	Banco Mundial
X3	Temperatura máxima promedio en BS.AS	Observatorio central de BS.AS
X4	Temperatura mínima promedio en BS.AS	Observatorio central de BS.AS

Tabla A1.18.1.1. Descripción de variables y sus fuentes

El PBI ajustado a valores constantes es un indicador que sirve para explicar la situación económica general del país y se eligió ya que es capaz de explicar tanto el consumo residencial como el industrial. En caso de que su monto total no sirva para explicar el comportamiento del consumo energético se usarán los valores del PBI industriales y residenciales. Los datos del PBI fueron tomados del Banco Mundial.

Para el caso de la población se tomaron teniendo en cuenta una posible relación directa entre población y el consumo. Dicha relación no es muy acertada debido a que el consumo energético depende en mayor cantidad de la situación económica más que la cantidad de posibles usuarios (Por ejemplo: en múltiples países del continente africano tiene mayor población, pero menor consumo debido al limitado acceso a tecnologías que tienen gran porcentaje de la población). Los datos para la población también fueron tomados del Banco Central.

Finalmente se tomaron los valores máximos y mínimos de la temperatura debido a que es un condicionante muy importante en el consumo energético residencial. Dicho consumo residencial representa aproximadamente un 50% (42% en 2017) del consumo total. Se tomaron los datos para la región bonaerense debido a que dicha región representa aproximadamente el 50% (48% en 2017) del consumo total. Los datos fueron tomados del Observatorio Central de BS.AS. Se usaron promedios por mes y se tomaron los máximos y mínimos de cada año.

A1.18.2 Exclusión de variables

Precio de la energía eléctrica

Las tarifas eléctricas se ven muy afectadas por subsidios que brinda el gobierno, debido a esto el precio real que tiene la energía es distinto al precio que perciben los clientes. Dicha diferencia provoca que el precio no sirva para realizar el pronóstico.

Precio del gas

En un principio se consideró tomar el precio del gas como variable explicativa pero al ser el precio de la energía eléctrica subsidiado, los clientes no hacen mucha distinción entre precios del gas y de la electricidad por eso se excluyó como variable explicativa.

A1.18.3 Análisis de coeficientes esperados

A continuación, se explican los coeficientes esperados entre las distintas variables explicativas y la demanda energética:

Producto bruto interno

Se espera que sea un coeficiente positivo debido a que el crecimiento del PBI presupone un crecimiento en la productividad del país, y por ende un crecimiento en el consumo de energía destinado a la producción.

Población total

Se espera que sea un coeficiente positivo debido a que un aumento de la población debería resultar en un aumento en el consumo. Este comportamiento no se traduce en consumo per cápita sino que podría ser, por ejemplo, por grupo familiar.

Temperatura promedio máxima en BS.AS.

Se espera que sea un coeficiente positivo debido a que, a mayor temperatura, mayor el uso de dispositivos de refrigeración.

Temperatura promedio mínima en BS.AS.

Se espera que sea un coeficiente negativo debido a que, a mayor temperatura, mayor el uso de dispositivos de calefacción.

A continuación, se muestra una tabla representando lo mencionado:

Variable	Descripción	Fuente
X1	Producto Bruto Interno (PBI)	(+)
X2	Población total de la Argentina	(+)
X3	Temperatura máxima promedio en BS.AS	(+)
X4	Temperatura mínima promedio en BS.AS	(-)

Tabla A1.18.3.1. Coeficientes de las variables

A1.18.4 Rango temporal del análisis

En un principio se decidió por tomar un rango temporal de 15 a 20 años con el fin de tener una cantidad de datos significativa. A pesar de eso se optó por tomar datos a partir del 2003 hasta el 2013 debido a una crisis económica que ocurrió en el período 2001-2002 los datos se ven afectados (principalmente el PBI) y perjudicarán el análisis.

En el siguiente gráfico se puede ver la evolución del PBI entre el 2000 y el 2016:



Figura A1.18.4.1. Evolución del PBI de Argentina

A1.18.5 Conjunto de datos para la regresión

En la siguiente tabla se detallan los datos para cada variable explicativa:

Año	Demanda	Producto Bruto Interno (P.B.I.)	Población total de la Argentina	Temperatura máxima promedio en BS.AS.	Temperatura minima promedio en BS.AS.
	[GWh]	[millones de US$]	[habitantes]	[°C]	[°C]
	(Y)	(X1)	(X2)	(X3)	(X4)
2003	86.442	127.587	38.309.379	30,7	6,4
2004	93.286	164.658	38.728.696	30,4	8,0
2005	98.160	198.737	39.145.488	31,2	8,7
2006	104.627	232.557	39.558.890	30,0	7,9
2007	108.482	287.531	39.970.224	30,1	4,6
2008	112.382	361.558	40.382.389	30,6	7,3
2009	111.333	332.976	40.799.407	31,1	6,1
2010	115.735	423.627	41.223.889	31,0	6,9
2011	121.232	530.163	41.656.879	30,6	6,7
2012	125.804	545.982	42.096.739	31,8	4,9
2013	129.820	552.025	42.539.925	32,5	7,3
2014	131.205	526.320	42.981.515	31,2	7,8
2015	136.857	584.711	43.417.765	29,8	8,7
2016	138.070	545.476	43.847.430	31,2	6,4

Tabla A1.18.5.1.Datos para cada variable explicativa

A1.18.6 Preselección por coeficientes estadísticos

Luego de hacer las regresiones lineales (simples y múltiples) de todas las combinaciones posibles de las variables explicativas, se analizaron los coeficientes estadísticos de cada uno.

Modelo	R^2	S^2	DET	$S\|\delta_i\|$	PRESS	p	C_p
X1 X2	0,9860	4.312.121	0,0767	25251,3	73527440	3	1,9731
X1 X2 X3	0,9874	4.281.024	0,0654	28409,0	82367044	4	3,0011
X2	0,9825	4.932.637	1,0000	28234,9	86937782	2	2,4454
X1 X2 X4	0,9860	4.729.186	0,0730	27337,4	93569192	4	3,9434
X2 X3	0,9831	5.217.095	0,8961	31354,7	97644726	3	4,0661
X2 X4	0,9826	5.368.133	0,9990	30846,6	102688119	3	4,4155
X1 X2 X3 X4	0,9874	4.756.125	0,0610	32239,2	107553592	5	5,0000
X2 X3 X4	0,9832	5.698.673	0,8652	34395,8	119420847	4	5,9818
X1 X3	0,9424	17.733.769	0,8650	50300,2	287178771	3	33,0148
X1	0,9385	17.364.162	1,0000	51403,9	287269369	2	33,8109
X1 X3 X4	0,9441	18.953.746	0,8354	52639,2	319150370	4	33,8512
X1 X4	0,9410	18.171.729	0,9918	54365,7	320419923	3	34,0277
X3	0,0886	257.344.661	1,0000	183428,3	4167112077	2	639,2967
X4	0,0014	281.967.788	1,0000	216372,5	4600867593	2	701,4224
X3 X4	0,0889	280.649.998	0,9664	199335,1	4984359322	3	641,0894

Tabla A1.18.6.1. Resultados del modelo

Validación de R^2

El coeficiente de determinación (R^2) permite evaluar el grado de correlación existente entre las variables Y (dependiente o explicada) y X_n (independiente o explicada), o la proporción de la variación de los resultados que pueden explicarse por el modelo. Se esperan valor mayores a 0,7 debido a que es un modelo econométrico.
De esta forma se puedan rechazar las regresiones que solo incluyen los datos de temperaturas (X_3 y X_4).

Multicolinealidad (DET)

Es la situación en la que se presenta una fuerte correlación entre las variables explicativas del modelo, es decir, una variable explica a otra o poseen una relación entre sí. El criterio de aceptación para el modelo es que el DET sea mayor a 0,1.

Puede observarse en los resultados que los casos que incluyen tanto al PBI (X_1) y la población (X_2). Dicha multicolinealidad era esperable debido a que el PBI depende de la población del país, igualmente se hizo al análisis por si se daba la posibilidad que el grado de multicolinealidad no era significativo para el modelo. El análisis de los modelos estadísticos determinó lo contrario por ende aquellas regresiones que incluyen esas variables se rechazan.

Indicador P.R.E.S.S.

Es una medida que indica la capacidad predictiva del modelo. Cuanto menor es, mejor explica el modelo y la mejor la calidad del pronóstico.

Componentes principales (C_p)

Si el Cp es mucho mayor que la cantidad de parámetros (p), tomándose como límite el Cp menos a 5 veces p, quiere decir que el modelo está incompleto.

Para el caso de PBI se debería rechazar, pero se realizó el análisis sin la población y para el PBI la relación la cumple. Por ende, se concluye que los parámetros no son significativos para el análisis.

A partir de los análisis, los modelos que cumplen son:

Modelo	R^2	S^2	DET	S $\|\delta_i\|$	PRESS	p	C_p
X2	0,9825	4.932.637	1,0000	28234,9	86937782	2	2,4454
X2 X3	0,9831	5.217.095	0,8961	31354,7	97644726	3	4,0661
X2 X4	0,9826	5.368.133	0,9990	30846,6	102688119	3	4,4155
X2 X3 X4	0,9832	5.698.673	0,8652	34395,8	119420847	4	5,9818
X1 X3	0,9424	17.733.769	0,8650	50300,2	287178771	3	33,0148
X1	0,9385	17.364.162	1,0000	51403,9	287269369	2	33,8109
X1 X3 X4	0,9441	18.953.746	0,8354	52639,2	319150370	4	33,8512
X1 X4	0,9410	18.171.729	0,9918	54365,7	320419923	3	34,0277

Tabla A1.18.6.2. Modelos que cumplen con las condiciones

A partir del criterio de parsimonia, mientras menos variables mejor debido a que hay menos redundancia de información, y teniendo en cuenta que las variables explicativas de temperatura deberían ir juntas debido a que carece de sentido que solo una explique se hace otro filtrado de modelos y se llega a otra preselección.

Modelo	R^2	S^2	DET	S $\|\delta_i\|$	PRESS	p	C_p
X2	0,9825	4.932.637	1,0000	28234,9	86937782	2	2,4454
X1	0,9385	17.364.162	1,0000	51403,9	287269369	2	33,8109
X1 X3 X4	0,9441	18.953.746	0,8354	52639,2	319150370	4	33,8512

Tabla A1.18.6.3. Preselección de variables

Análisis detallado de los modelos

Se hizo el estudio de los tres modelos en detalle para analizar los coeficientes y parámetros estadísticos.

Coeficiente de determinación R^2

El coeficiente R^2 ajustado, a diferencia del coeficiente de determinación normal, tiene en cuenta el número de variables. De todas formas, debe cumplir el criterio mencionado anteriormente de ser mayor a 0,7 debido a que es un modelo econométrico.

Criterio de significancia de β1

Primeramente, se plantea la hipótesis nula H_0 que tiene que ser igual a 0, como también los coeficientes β_1, β_2, ..., β_n. En el caso de que se rechace la hipótesis nula, la relación entre X_1, X_2, ... X_n e Y se considera significativa y para que sea aceptado, el valor del estadístico F (Fisher-Snedecor) de la hipótesis planteada debe superar el fractil 95% de nivel de confianza.

Criterio de probabilidad

Conjuntamente con el criterio antes mencionado, en el cual se analizaron las cada una de las variables de forma independiente través de un test de hipótesis.

Criterio de los coeficientes

Deben cumplir con el análisis que se hizo anteriormente en la sección de Análisis de coeficientes esperados.

A1.18.7 Selección del modelo final

El modelo final elegido para la regresión lineal es el que utiliza únicamente el PBI (X1). Se aplicó el criterio de parsimonia, utilizar la menor cantidad de variables sin perder información y para evitar la redundancia de datos, y como fue mencionado anteriormente, la población no es una variable que aporte información acerca del grado de desarrollo industrial y económico del país. Las variables referidas a temperaturas no aportan información lo suficientemente fuerte estadísticamente como para considerar su inclusión en el modelo.

$$Y = 78248{,}98 + 0{,}09567\, X_1 \qquad \text{(A1.18.7.1)}$$

A partir de esta ecuación, teniendo en cuenta la proyección del PBI hasta el 2022 y para los siguientes años se tomo la tendencia de la variación del PBI para proyectar hasta el 2038, se hicieron los cálculos para la proyección de la demanda dando lo siguiente:

Año	Demanda	Producto Bruto Interno (P.B.I.)
	[GWh]	[millones de US$]
	(Y)	(X1)
2017	131.718	558.889
2018	133.066	572.980
2019	134.787	590.969
2020	136.579	609.700
2021	138.458	629.340
2022	140.421	649.859
2023	142.474	671.318
2024	144.621	693.759
2025	146.869	717.257
2026	149.222	741.852
2027	151.351	764.105
2028	153.544	787.028
2029	155.803	810.640
2030	158.130	834.960
2031	160.526	860.008
2032	162.994	885.809
2033	165.537	912.383
2034	168.155	939.754
2035	170.853	967.947
2036	173.631	996.985
2037	176.492	1.026.895
2038	179.439	1.057.702

Tabla A1.18.7.1. Proyección de las variables Y e X_1

En el siguiente gráfico se puede observar cómo ajusta el modelo a años anteriores y como se espera que actúe en los próximos años.

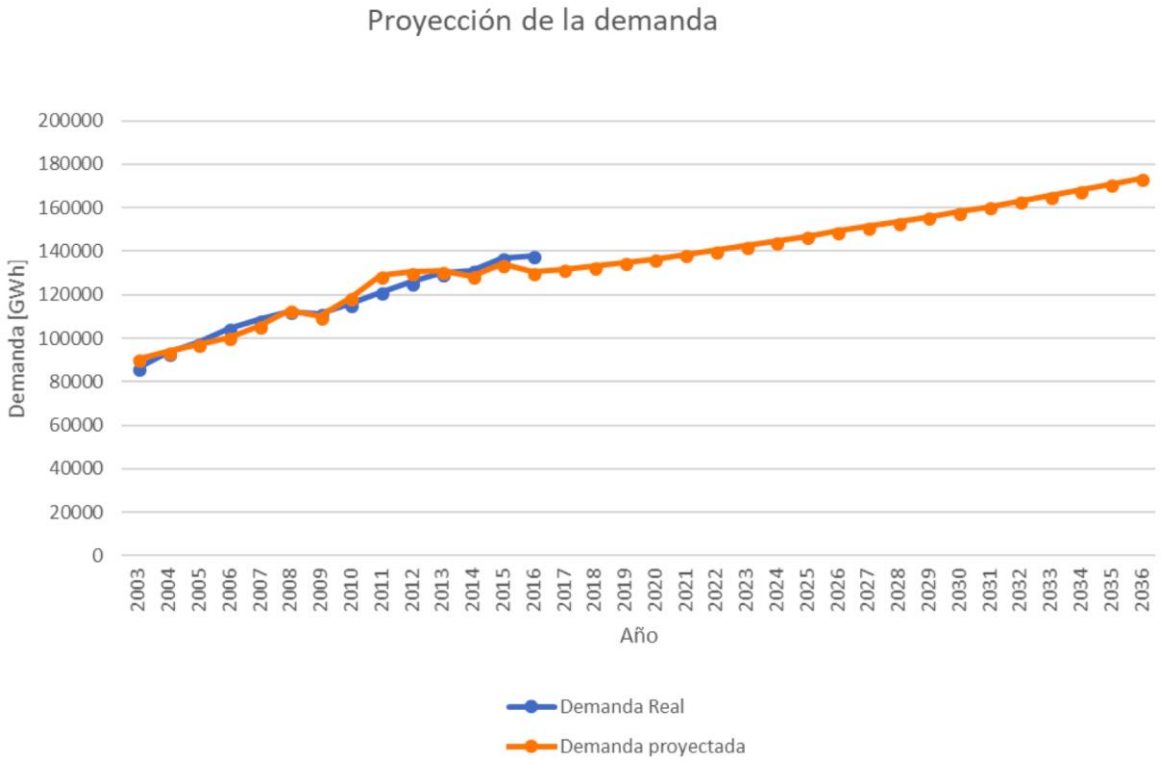


Figura A1.18.7.1. Proyección de la demanda

A1.18.8 Análisis de error

A partir de la ecuación de la regresión lineal comparando la demanda total histórica y una teórica aplicando el modelo se haya un error. En la siguiente tabla se puede observar estos resultados.

Año	Demanda total energética (real)	Demanda total energética (teórica)	Error
	[GWh]	[GWh]	[GWh]
2003	86.442	90.455	-4.013
2004	93.286	94.002	-716
2005	98.160	97.262	898
2006	104.627	100.498	4.129
2007	108.482	105.757	2.725
2008	112.382	112.839	-457
2009	111.333	110.105	1.228
2010	115.735	118.777	-3.042
2011	121.232	128.970	-7.738
2012	125.804	130.483	-4.679
2013	129.820	131.061	-1.241
2014	131.205	128.602	2.603
2015	136.857	134.188	2.669
2016	138.070	130.435	7.635

Tabla A1.18.8.1. Tabla con el error del modelo

Una de las hipótesis de las regresiones lineales establece que la distribución del error debe tener distribución normal, tener media cero y la varianza debe ser constante.

Los valores de la media y del desvío son:

$$\mu\,[Media] = 0$$

$$\sigma\,[desvío] = 4004$$

Para evaluar la normalidad del error se realizó un gráfico cuantil-cuantil y para ver si la varianza es constante se realizó un gráfico de dispersión. Dichos gráficos son los siguientes:

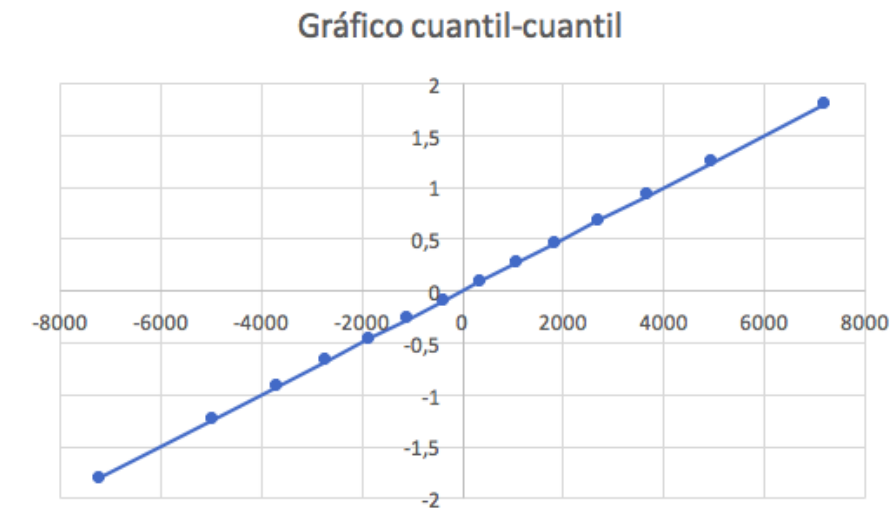


Figura A1.18.8.1. Gráfico cuantil-cuantil del error de la proyección de la demanda



Figura A1.18.8.2. Error en el tiempo de la proyección de la demanda

En el gráfico cuantil-cuantil, se puede observar que la distribución de puntos forma una recta inclinada. Dicho resultado verifica la normalidad del error. Para el caso del gráfico de dispersión se puede concluir que la varianza es constante en su mayor parte.

Se puede concluir que el error cumple con la hipótesis y por ende es un error válido para el modelo.

A1.22.1 Proyección del precio monómico

Como se utilizó el programa de MINITAB para poder realizar la proyección del precio se procedió a analizar los gráficos que se ven a continuación para tomar dentro de todos los modelos analizados, aquel que ajustara mejor y diera los resultados más cercanos a la realizada.

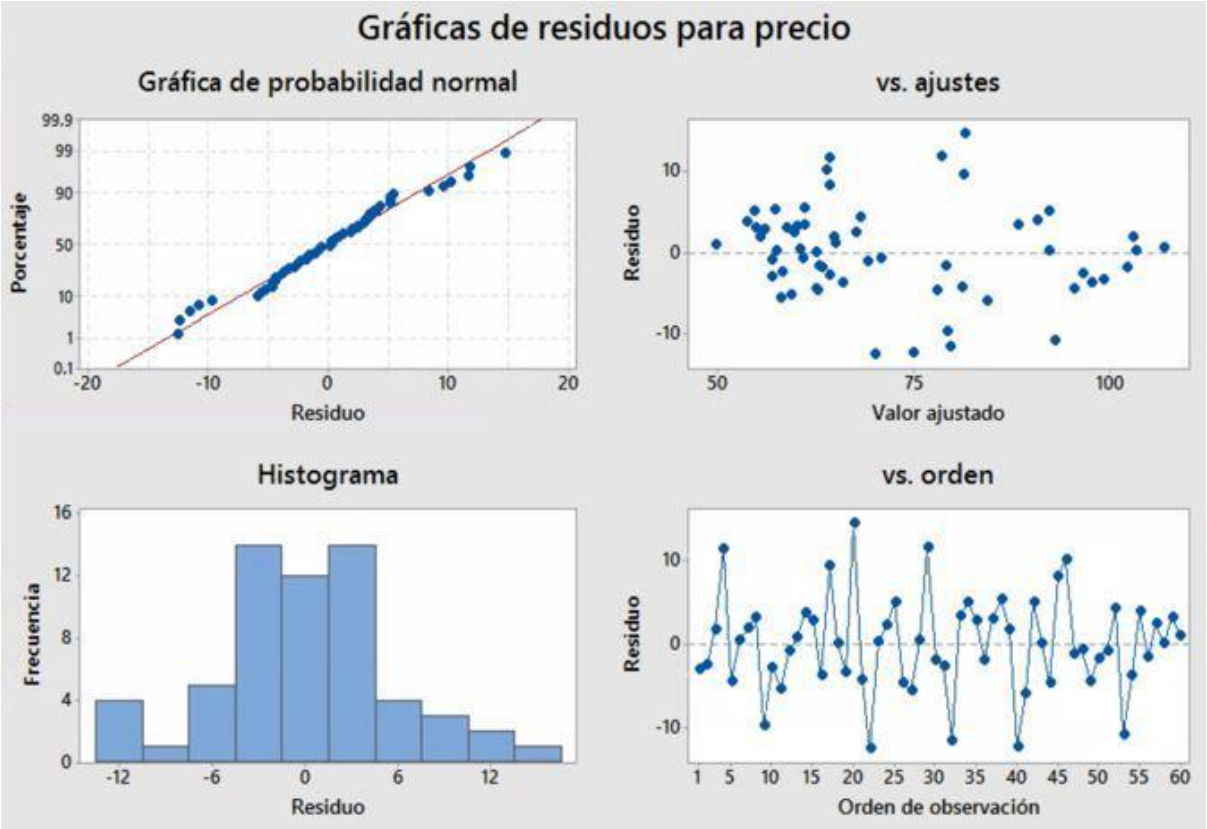


Figura A1.22.1.1. Gráficas de residuos para el precio monómico

En los gráficos se observó que la probabilidad normal daba considerablemente bien, al igual que los gráficos sobre los residuos. Comparativamente a los otros modelos, eran también los que mejor ajustaban.

Otro análisis que se realizó fue el de autocorrelación, para lo cual se procedió a insertar los datos de los errores en Minitab para ver si los mismos tenían autocorrelación. Para ello se graficaron todos los modelos analizando con un 95% de confianza si habría autocorrelación. El modelo expuesto fue el que mejor dió porque obtuvo una autocorrelación en los errores muy baja, por lo cual se consideró lo suficientemente bueno. Vale destacar que se consultaron los manuales proporcionados por Minitab para analizar la forma del gráfico y ver el grado de autocorrelación. Por la posición del pico y por la forma del gráfico la autocorrelación es muy baja. Esto se puede observar en el gráfico a continuación donde se representa la función de autocorrelación para el error:

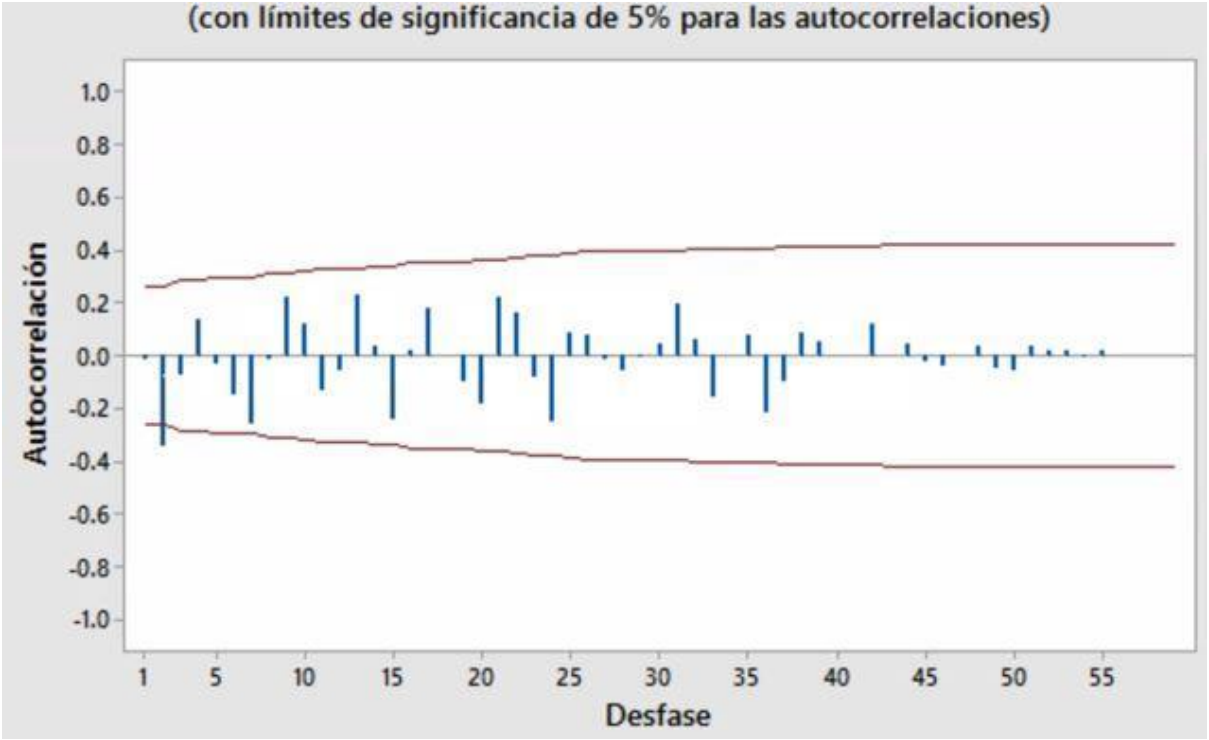


Figura A1.22.1.2. Gráfica de función de autocorrelación para el error obtenida en MINITAB

Entonces con un 95% como límite de significancia para las autocorrelaciones, solo en uno de los casos se salió por muy poco fuera de los límites, dando autocorrelación baja, razón por la cual comparativamente con los otros modelos con los que se experimentó, fue con este con el cual obtuvimos la proyección más coherente y la menor suma de los errores al cuadrado.

Para ejemplificar, se copiaron los valores dados por minitab por año para algunos meses del año:

Año/ Mes	Ene	Feb	Mar	Abr
2018	58.79	62.78	62.05	70.26
2019	59.34	63.35	62.62	70.91
2020	59.88	63.93	63.19	71.55
2021	60.42	64.51	63.76	72.20
2022	60.96	65.09	64.33	72.85
2023	61.50	65.66	64.90	73.49
2024	62.02	66.24	65.47	74.14
2025	62.58	66.82	66.04	74.78
2026	63.12	67.40	66.61	75.43
2027	63.67	67.97	67.18	76.07
2028	64.21	68.55	67.75	76.72
2029	64.75	69.13	68.32	77.36
2030	65.29	69.71	68.89	78.01
2031	65.83	70.28	69.46	78.65
2032	66.37	70.86	70.03	79.30
2033	66.91	71.44	70.60	79.94
2034	67.45	72.01	71.17	80.59
2035	67.99	72.59	71.74	81.23
2036	68.54	73.17	72.31	81.88
2037	69.08	73.75	72.88	82.52
2038	69.62	74.32	73.45	83.17

Tabla A1.22.1.1. Precio monómico proyectado por Minitab

La tabla con los valores del precio, la suavización mediante los coeficientes propuestos y la predicción, se encuentra en la tabla a continuación. En la misma se detalla también cual es el error obtenido por fila y luego el error al cuadrado por cada dato, y la suma de todos ellos, para ver cual era el error y compararlo con los demás métodos utilizados.

Tiempo	precio	Suavizar	Predecir	Error	Error al cuadrado
1/1/2012	53,736	56,67	56,68	-2,9435	8,66419225
1/2/2012	55,519	57,959	57,919	-2,4	5,76
1/3/2012	57,039	55,306	55,229	1,8103	3,27718609
1/4/2012	75,655	64,134	64,079	11,5763	134,010722
1/5/2012	90,874	95,136	95,305	-4,4309	19,6328748
1/6/2012	107,208	106,59	106,703	0,5045	0,25452025
1/7/2012	104,641	102,654	102,771	1,8697	3,49577809
1/8/2012	91,446	87,995	88,119	3,3271	11,0695944
1/9/2012	69,196	78,863	79,017	-9,8207	96,4461485
1/10/2012	61,197	63,979	63,976	-2,7789	7,72228521
1/11/2012	53,828	59,2	59,155	-5,327	28,376929
1/12/2012	55,805	56,831	56,695	-0,8903	0,79263409
1/1/2013	50,419	49,695	49,563	0,8564	0,73342096
1/2/2013	57,275	53,609	53,482	3,7926	14,3838148
1/3/2013	58,603	55,817	55,752	2,8511	8,12877121
1/4/2013	61,835	65,668	65,645	-3,8104	14,5191482
1/5/2013	90,615	81,201	81,092	9,5226	90,6799108
1/6/2013	103,279	103,047	103,098	0,1807	0,03265249
1/7/2013	95,657	98,951	99,003	-3,3457	11,1937085
1/8/2013	95,967	81,293	81,292	14,6751	215,35856
1/9/2013	76,756	80,819	81,021	-4,2655	18,1944903
1/10/2013	57,295	69,777	69,898	-12,6029	158,833088
1/11/2013	57,501	57,343	57,266	0,2351	0,05527201
1/12/2013	61,774	59,482	59,405	2,3687	5,61073969
1/1/2014	59,502	54,415	54,381	5,1207	26,2215685
1/2/2014	57,683	62,39	62,441	-4,7583	22,6414189
1/3/2014	52,217	57,909	57,885	-5,6677	32,1228233
1/4/2014	60,637	60,37	60,239	0,3979	0,15832441
1/5/2014	90,138	78,555	78,394	11,7443	137,928582
1/6/2014	100,109	101,977	102,008	-1,899	3,606201

1/7/2014	93,729	96,311	96,312	-2,583	6,671889
1/8/2014	67,906	79,537	79,503	-11,5972	134,495048
1/9/2014	64,198	61,006	60,815	3,3827	11,4426593
1/10/2014	62,149	57,111	56,988	5,161	26,635921
1/11/2014	61,516	58,591	58,552	2,9641	8,78588881
1/12/2014	61,187	63,073	63,082	-1,8951	3,59140401
1/1/2015	57,609	54,651	54,632	2,9768	8,86133824
1/2/2015	66,259	60,828	60,859	5,4004	29,1643202
1/3/2015	66,346	64,373	64,488	1,8578	3,45142084
1/4/2015	62,4	74,654	74,819	-12,4187	154,22411
1/5/2015	78,21	84,167	84,122	-5,9124	34,9564738
1/6/2015	97,102	92,223	92,062	5,0404	25,4056322
1/7/2015	92,182	92,099	92,022	0,1605	0,02576025
1/8/2015	72,945	77,769	77,706	-4,7605	22,6623603
1/9/2015	72,358	64,196	64,075	8,2833	68,6130589
1/10/2015	73,727	63,566	63,577	10,1505	103,03265
1/11/2015	67,766	68,733	68,899	-1,133	1,283689
1/12/2015	69,872	70,392	70,545	-0,6726	0,45239076
1/1/2016	57,84	62,144	62,27	-4,4296	19,6213562
1/2/2016	61,044	62,655	62,714	-1,6695	2,78723025
1/3/2016	59,892	60,619	60,65	-0,7582	0,57486724
1/4/2016	72,263	67,943	67,965	4,2977	18,4702253
1/5/2016	81,857	92,624	92,742	-10,885	118,483225
1/6/2016	93,764	97,615	97,549	-3,7852	14,327739
1/7/2016	94,408	90,592	90,471	3,9372	15,5015438
1/8/2016	77,347	79,01	78,961	-1,6141	2,60531881
1/9/2016	69,857	67,473	67,408	2,4486	5,99564196
1/10/2016	62,439	62,367	62,344	0,0952	0,00906304
1/11/2016	63,103	59,84	59,819	3,2837	10,7826857
1/12/2016	65,795	64,65	64,683	1,112	1,236544

Tabla A1.22.1.2. Proyección de los valores históricos del precio monómico por Minitab.

Utilizando el valor del precio proyectado debajo de la columna “predecir” puede observarse en la tabla de arriba que primero da el valor suavizado y luego el valor final que se da como el proyectado que es el que minitab llama como “valor predicho”. La diferencia entre el predicho y el real, es lo que nosotros consideramos como el error. La suma de los errores al cuadrado dio 1934.056815.

Considerando lo obtenido en los modelos anteriores, es una suma de los errores al cuadrado considerablemente menor a lo obtenido en los otros casos.

Finalmente la tabla de datos de los valores proyectados que se obtuvieron, son los proporcionados a continuación:

Pronósticos							
Periodo	Pronóstico	Inferior	Superior	Periodo	Pronóstico	Inferior	Superior
ene-17	58,253	47,62	68,89	dic-21	68,621	-188,35	325,6
feb-17	62,198	48,75	75,65	ene-22	60,959	-200,27	322,19
mar-17	61,476	44,59	78,36	feb-22	65,085	-200,39	330,56
abr-17	69,618	49	90,24	mar-22	64,328	-205,4	334,06
may-17	90,378	65,85	114,91	abr-22	72,845	-201,14	346,83
jun-17	105,065	76,53	133,6	may-22	94,563	-183,67	372,8
jul-17	100,775	68,17	133,38	jun-22	109,927	-172,56	392,41
ago-17	85,113	48,4	121,83	jul-22	105,435	-181,3	392,17
sep-17	73,997	33,14	114,85	ago-22	89,046	-201,94	380,03
oct-17	66,58	21,56	111,6	sep-22	77,413	-217,83	372,65
nov-17	63,877	14,68	113,07	oct-22	69,652	-229,84	369,14
dic-17	66,182	12,8	119,57	nov-22	66,822	-236,92	370,56
ene-18	58,794	1,21	116,38	dic-22	69,231	-238,76	377,23
feb-18	62,776	0,99	124,57	ene-23	61,5	-250,75	373,75
mar-18	62,047	-3,96	128,05	feb-23	65,663	-250,84	382,16
abr-18	70,263	0,04	140,48	mar-23	64,898	-255,85	385,65
may-18	91,215	16,77	165,66	abr-23	73,49	-251,51	398,49
jun-18	106,037	27,37	184,7	may-23	95,4	-233,86	424,66
jul-18	101,707	18,81	184,6	jun-23	110,899	-222,61	444,41
ago-18	85,9	-1,22	173,02	jul-23	106,367	-231,39	444,13
sep-18	74,68	-16,68	166,04	ago-23	89,832	-252,18	431,84
oct-18	67,194	-28,4	162,79	sep-23	78,096	-268,17	424,36
nov-18	64,466	-35,36	164,29	oct-23	70,266	-280,25	420,78

Pronósticos							
Periodo	Pronóstico	Inferior	Superior	Periodo	Pronóstico	Inferior	Superior
nov-26	69,177	-438,69	577,05	oct-31	75,18	-683,64	834
dic-26	71,669	-440,46	583,79	nov-31	72,122	-690,95	835,19
ene-27	63,665	-452,71	580,04	dic-31	74,718	-692,61	842,04
feb-27	67,972	-452,66	588,6	ene-32	66,371	-705,21	837,95
mar-27	67,179	-457,71	592,06	feb-32	70,859	-704,97	846,69
abr-27	76,071	-453,07	605,21	mar-32	70,03	-710,06	850,12
may-27	98,749	-434,64	632,14	abr-32	79,298	-705,04	863,64
jun-27	114,789	-422,86	652,43	may-32	102,934	-685,66	891,53
jul-27	110,094	-431,8	651,99	jun-32	119,65	-673,2	912,5
ago-27	92,978	-453,17	639,13	jul-32	114,754	-682,35	911,85
sep-27	80,829	-469,58	631,23	ago-32	96,911	-704,44	898,27
oct-27	72,723	-481,93	627,38	sep-32	84,245	-721,36	889,85
nov-27	69,766	-489,14	628,68	oct-32	75,794	-734,07	885,66
dic-27	72,279	-490,88	635,44	nov-32	72,711	-741,4	886,83
ene-28	64,206	-503,21	631,62	dic-32	75,327	-743,04	893,7
feb-28	68,55	-503,12	640,22	ene-33	66,912	-755,71	889,53
mar-28	67,749	-508,17	643,67	feb-33	71,437	-755,44	898,31
abr-28	76,716	-503,46	656,89	mar-33	70,601	-760,53	901,73
may-28	99,586	-484,84	684,02	abr-33	79,943	-755,44	915,33
jun-28	115,761	-472,92	704,44	may-33	103,771	-735,86	943,41
jul-28	111,026	-481,91	703,96	jun-33	120,623	-723,27	964,51
ago-28	93,765	-503,43	690,95	jul-33	115,686	-732,46	963,83
sep-28	81,512	-519,93	682,96	ago-33	97,697	-754,7	950,09

Pronósticos			
Periodo	Pronóstico	Inferior	Superior
sep-36	86,978	-922,8	1096,76
oct-36	78,252	-935,78	1092,28
nov-36	75,066	-943,22	1093,35
dic-36	77,766	-944,77	1100,31
ene-37	69,077	-957,72	1095,87
feb-37	73,746	-957,3	1104,79
mar-37	72,882	-962,42	1108,18
abr-37	82,524	-957,03	1122,08
may-37	107,119	-936,69	1150,93
jun-37	124,512	-923,55	1172,57
jul-37	119,414	-932,9	1171,73
ago-37	100,843	-955,73	1157,41
sep-37	87,661	-973,16	1148,48
oct-37	78,866	-986,21	1143,94
nov-37	75,655	-993,67	1144,99
dic-37	78,376	-995,21	1151,96
ene-38	69,618	-1008,22	1147,46
feb-38	74,324	-1007,77	1156,41
mar-38	73,452	-1012,89	1159,8
abr-38	83,169	-1007,43	1173,77
may-38	107,957	-986,9	1202,81
jun-38	125,484	-973,62	1224,59
jul-38	120,345	-983,01	1223,7

Pronósticos							
Periodo	Pronóstico	Inferior	Superior	Periodo	Pronóstico	Inferior	Superior
dic-18	66,792	-37,27	170,86	nov-23	67,411	-287,36	422,18
ene-19	59,335	-48,97	167,64	dic-23	69,84	-289,18	428,86
feb-19	63,353	-49,19	175,9	ene-24	62,041	-301,23	425,32
mar-19	62,617	-54,17	179,4	feb-24	66,24	-301,29	433,77
abr-19	70,909	-50,12	191,94	mar-24	65,468	-306,31	437,25
may-19	92,052	-33,22	217,32	abr-24	74,135	-301,9	450,17
jun-19	107,01	-22,5	236,52	may-24	96,238	-284,05	476,52
jul-19	102,639	-31,12	236,4	jun-24	111,872	-272,67	496,41
ago-19	86,686	-51,32	224,69	jul-24	107,298	-281,49	496,09
sep-19	75,363	-66,88	217,61	ago-24	90,619	-302,42	483,66
oct-19	67,809	-78,68	214,3	sep-24	78,779	-318,52	476,07
nov-19	65,055	-85,68	215,79	oct-24	70,88	-330,67	472,43
dic-19	67,402	-87,58	222,39	nov-24	68	-337,8	473,8
ene-20	59,876	-99,36	219,11	dic-24	70,45	-339,6	480,5
feb-20	63,93	-99,55	227,41	ene-25	62,582	-351,72	476,89
mar-20	63,187	-104,54	230,91	feb-25	66,817	-351,74	485,38
abr-20	71,554	-100,42	243,53	mar-25	66,038	-356,77	488,85
may-20	92,889	-83,33	269,11	abr-25	74,781	-352,28	501,85
jun-20	107,982	-72,49	288,45	may-25	97,075	-334,24	528,39
jul-20	103,571	-81,15	288,29	jun-25	112,844	-322,73	548,41
ago-20	87,473	-101,5	276,44	jul-25	108,23	-331,59	548,05
sep-20	76,046	-117,17	269,27	ago-25	91,405	-352,67	535,48
oct-20	68,423	-129,05	265,89	sep-25	79,462	-368,87	527,79
nov-20	65,644	-136,07	267,36	oct-25	71,494	-381,09	524,08
dic-20	68,011	-137,96	273,98	nov-25	68,588	-388,25	525,42
ene-21	60,418	-149,8	270,64	dic-25	71,06	-390,03	532,15
feb-21	64,508	-149,96	278,98	ene-26	63,124	-402,22	528,47
mar-21	63,757	-154,96	282,48	feb-26	67,395	-402,2	536,99
abr-21	72,199	-150,77	295,17	mar-26	66,609	-407,24	540,46
may-21	93,726	-133,49	320,95	abr-26	75,426	-402,67	553,53
jun-21	108,955	-122,52	340,42	may-26	97,912	-384,44	580,27
jul-21	104,503	-131,22	340,22	jun-26	113,816	-372,79	600,42
ago-21	88,259	-151,71	328,23	jul-26	109,162	-381,7	600,02
sep-21	76,729	-167,49	320,95	ago-26	92,192	-402,92	587,3
oct-21	69,037	-179,44	317,51	sep-26	80,146	-419,22	579,51
nov-21	66,233	-186,49	318,96	oct-26	72,109	-431,51	575,73

Pronósticos			
Periodo	Pronóstico	Inferior	Superior
ago-38	101,63	-1005,98	1209,24
sep-38	88,345	-1023,52	1200,21
oct-38	79,48	-1036,64	1195,6
nov-38	76,244	-1044,13	1196,62
dic-38	78,986	-1045,64	1203,61
ene-39	70,159	-1058,72	1199,04
feb-39	74,901	-1058,23	1208,04
mar-39	74,022	-1063,37	1211,41
abr-39	83,815	-1057,83	1225,46
may-39	108,794	-1037,1	1254,69
jun-39	126,457	-1023,69	1276,61
jul-39	121,277	-1033,13	1275,68
ago-39	102,416	-1056,24	1261,07
sep-39	89,028	-1073,88	1251,94
oct-39	80,094	-1087,07	1247,26
nov-39	76,833	-1094,58	1248,25
dic-39	79,595	-1096,08	1255,27
ene-40	70,7	-1109,22	1250,63
feb-40	75,479	-1108,7	1259,66
mar-40	74,592	-1113,84	1263,02
abr-40	84,46	-1108,23	1277,15

Pronósticos							
Periodo	Pronóstico	Inferior	Superior	Periodo	Pronóstico	Inferior	Superior
oct-28	73,337	-532,36	679,03	sep-33	84,928	-771,72	941,58
nov-28	70,355	-539,59	680,31	oct-33	76,409	-784,5	937,31
dic-28	72,889	-541,31	687,09	nov-33	73,3	-791,86	938,46
ene-29	64,747	-553,71	683,2	dic-33	75,937	-793,47	945,35
feb-29	69,127	-553,58	691,84	ene-34	67,453	-806,21	941,12
mar-29	68,319	-558,64	695,28	feb-34	72,014	-805,9	949,93
abr-29	77,362	-553,85	708,58	mar-34	71,171	-811	953,34
may-29	100,423	-535,05	735,89	abr-34	80,588	-805,84	967,01
jun-29	116,733	-522,99	756,46	may-34	104,608	-786,07	995,29
jul-29	111,958	-532,02	755,93	jun-34	121,595	-773,34	1016,53
ago-29	94,551	-553,68	742,78	jul-34	116,618	-782,57	1015,8
sep-29	82,195	-570,29	734,68	ago-34	98,484	-804,96	1001,92
oct-29	73,952	-582,79	730,69	sep-34	85,612	-822,08	993,3
nov-29	70,944	-590,05	731,93	oct-34	77,023	-834,92	988,97
dic-29	73,498	-591,75	738,74	nov-34	73,889	-842,31	990,09
ene-30	65,288	-604,21	734,79	dic-34	76,547	-843,91	997
feb-30	69,705	-604,05	743,45	ene-35	67,994	-856,71	992,7
mar-30	68,89	-609,11	746,89	feb-35	72,592	-856,37	1001,55
abr-30	78,007	-604,25	760,26	mar-35	71,741	-861,47	1004,96
may-30	101,26	-585,25	787,77	abr-35	81,233	-856,23	1018,7
jun-30	117,706	-573,06	808,47	may-35	105,445	-836,28	1047,17
jul-30	112,89	-582,13	807,91	jun-35	122,567	-823,41	1068,54
ago-30	95,338	-603,93	794,61	jul-35	117,55	-832,68	1067,78
sep-30	82,879	-620,65	786,4	ago-35	99,27	-855,21	1053,75
oct-30	74,566	-633,21	782,34	sep-35	86,295	-872,44	1045,03
nov-30	71,533	-640,5	783,56	oct-35	77,637	-885,35	1040,63
dic-30	74,108	-642,18	790,39	nov-35	74,477	-892,77	1041,72
ene-31	65,83	-654,71	786,37	dic-35	77,156	-894,34	1048,65
feb-31	70,282	-654,51	795,07	ene-36	68,536	-907,21	1044,29
mar-31	69,46	-659,59	798,51	feb-36	73,169	-906,84	1053,17
abr-31	78,652	-654,65	811,95	mar-36	72,311	-911,95	1056,57
may-31	102,097	-635,45	839,65	abr-36	81,879	-906,63	1070,39
jun-31	118,678	-623,13	860,48	may-36	106,282	-886,48	1099,05
jul-31	113,822	-632,24	859,88	jun-36	123,54	-873,48	1120,56
ago-31	96,124	-654,19	846,44	jul-36	118,482	-882,79	1119,75
sep-31	83,562	-671	838,13	ago-36	100,057	-905,47	1105,58

Tabla A1.22.1.3. Proyección del precio monómico por Minitab con el valor inferior y superior entre los que puede variar

Se muestran los valores de enero y julio de cada año debido a la extensión de la tabla.

Minitab lo que proporciona además del valor que va a predecir, es un intervalo por el cual ronda el mismo, para los cálculos fue utilizado el valor predicho, pero adjuntamos también los intervalos por los que tiene probabilidad de moverse dados por los límites inferior y superior que proporciona la tabla.

Previo a Holt Winters, se realizaron los siguientes métodos para proyectar por series temporales el precio monómico:

- Método Multiplicativo
- Método aditivo

Sin embargo, a pesar de que ambos métodos dieron lo mismo, se decidió optar por el método aditivo. Esto se debe a que por el método aditivo se mitiga el riesgo de que, ante una eventual suba o baja de tendencia, la amplitud de la estacionalidad se vea afectada.

Debido a las ecuaciones generadoras del método multiplicativo y aditivo, aunque ambos modelos parecen ser muy semejantes, el primero castiga más los valores debido a que agranda el espectro por exagerar los valores máximos y mínimos, a diferencia del método aditivo cuyo factor de tendencia es menor.

Proyección por método Multiplicativo

Se adjuntan los 2 modelos que se descartaron por motivos de autocorrelación en el error:

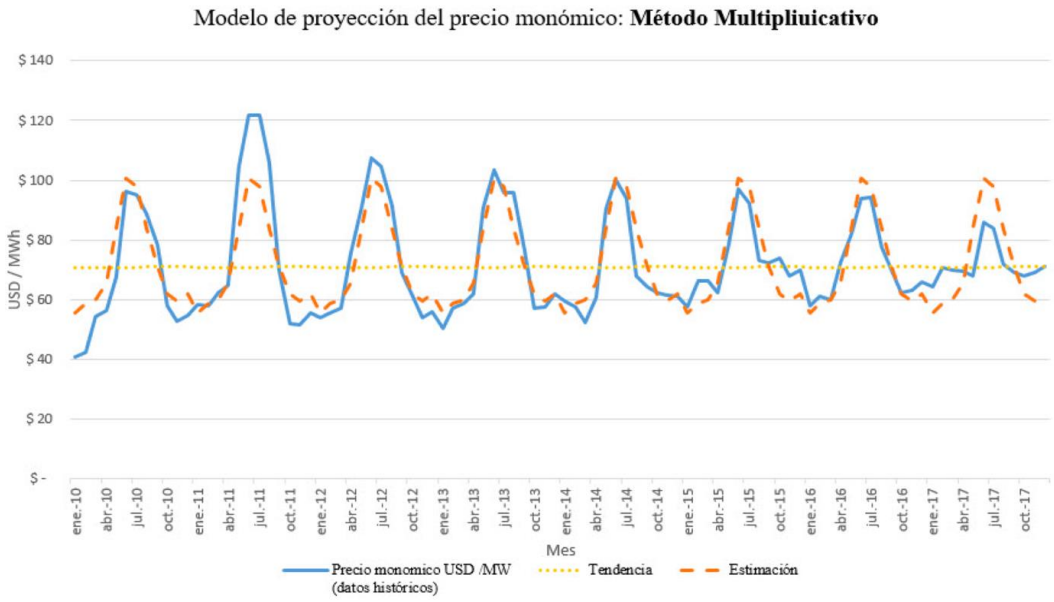


Figura A1.22.1.3. Proyección del precio monómico por el método multiplicativo

El método multiplicativo tiene un riesgo asociado a la hora de proyectar, ya que el comportamiento en la amplitud de la estacionalidad se ve afectado por la misma tendencia.

Proyección por método aditivo

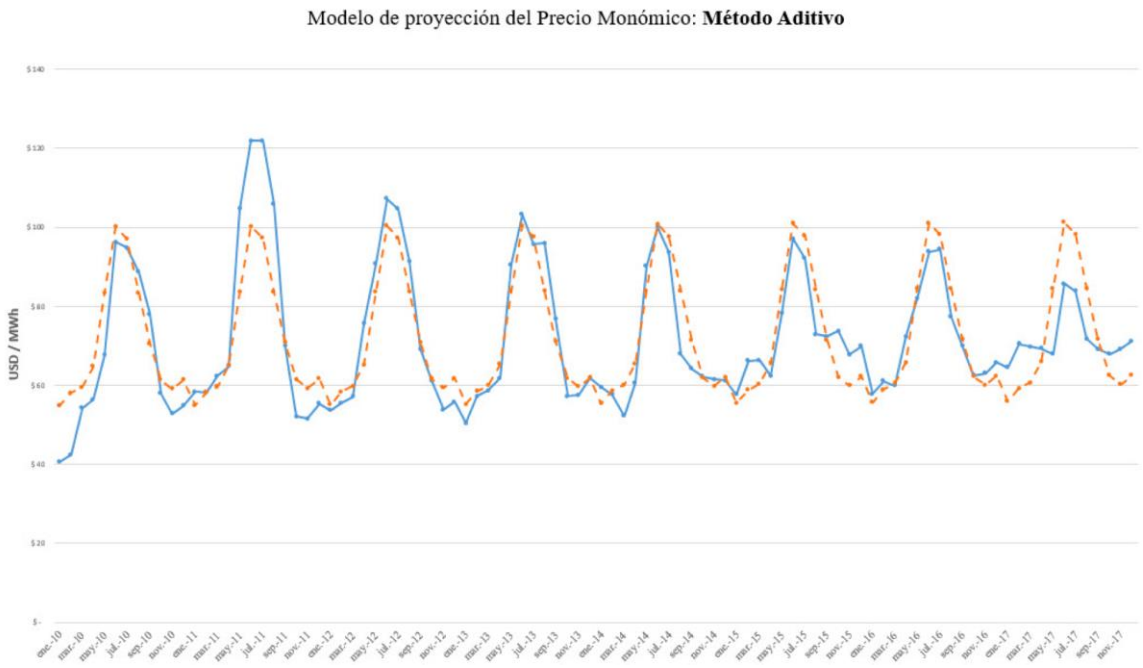


Figura 1.22.1.4. Proyección del precio monómico por el método aditivo

Ambos métodos tenían errores con comportamiento normal, centrado en cero (debido a cómo se confecciona el modelo es predecible este resultado). Pero presentaban un grado severo de autocorrelación de los errores.

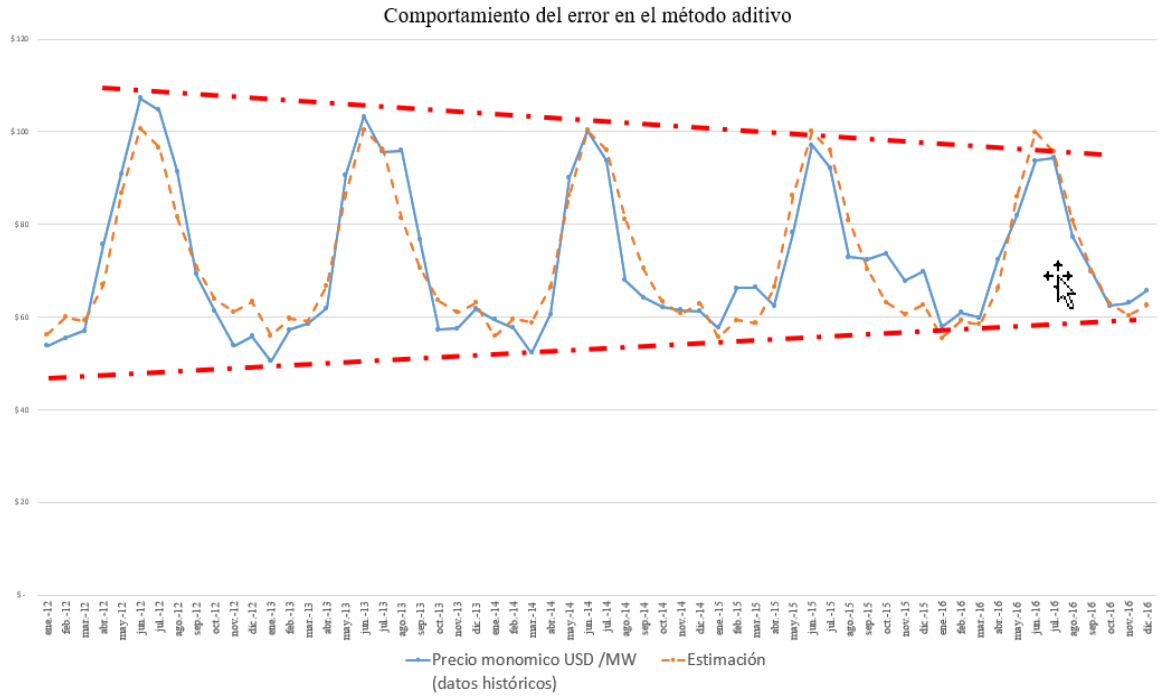


Figura A1.22.1.5. Comportamiento del precio monómico en comparación al modelo aditivo

Gráficamente se puede observar que el modelo no se va ajustando a la tendencia decreciente que tienen los picos de invierno y tendencia creciente que tiene el precio en verano. El test de autocorrelación de Ljung-Box rechazo este método.

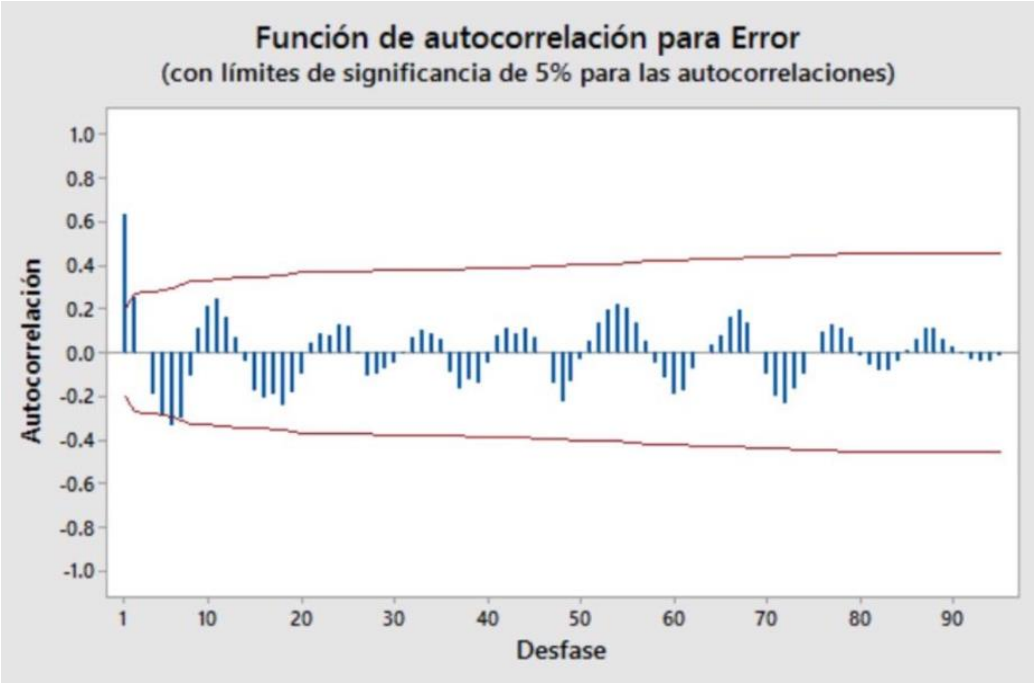


Figura A1.22.6. Test de Ljunge - Box para el método aditivo

Se puede observar que para un nivel de significancia del 5%, ya el primer valor tiene autocorrelación esto condiciona a los picos que siguen más adelante. Además por la forma en que está dada el gráfico y por tener el primer pico muy por afuera de los límites, la autocorrelación obtenida concluimos que es alta, en base al manual de interpretación gráfica proporcionado por Minitab.

La hipótesis nula que indica que indica que los errores se distribuyen independientemente no se puede rechazar gracias al método gráfico (equivalente al método numérico realizado en el software Minitab).

A1.24 Fórmulas aplicadas a las tablas de facturación

Los factores que modifican los precios a pagar

RenovAR

$$P_{RenovAR} = P_{adjudicado} * F_i * F_a \qquad \text{(A1.24.1)}$$

Donde:

- $P_{adjudicado}$ = precio adjudicado en RenovAR
- F_i = factor de incentivo
- F_a = factor de ajuste anual

En cuanto a las ventas totales:

$$Ventas = P_{RenovAR} * POT * F_{planta} * 365\ días * 24\ horas \quad \text{(A1.24.2)}$$

Donde:

- $P_{RenovAR}$ = precio adjudicado en RenovAR
- POT = potencia instalada
- F_{planta} = factor de planta[5]

[5]El factor de planta es 0,85 para una planta geotérmica típica.

Mercado eléctrico mayorista

Para los escenarios que la energía se venda en el MEM directamente, se proyectará mensualmente debido a la variación que sufre el precio monómico es mensual. Por lo tanto, se tomará la proyección del precio monómico para proyectar las ventas según la potencia instalada.

$$Ventas\ (mes_i) = P_{MEM} * POT * F_{planta} * días_{mes_i} * 24\ horas \qquad (A1.22.3)$$

Donde:

- P_{MEM} = precio spot
- $días_{mes_i}$ = días del mes i

Para el caso donde se comienza con RenovAR y la expansión se vende directamente al MEM la potencia instalada de la expansión se venderá a precio spot.

A1.24 Ventas proyectadas para escenarios con 90 MW

Expansión a 90 MW, siempre dentro del MEM y a un precio de 60 USD/ MWh

Año	Factor de incentivo 1	Factor de ajuste anual 1	Factor de incentivo 2	Factor de ajuste anual 2	Precio Final	Ventas [USD]
2022	1,15	1,0171			142,7	127.504.527
2023	1,1	1,0344			138,8	124.035.301
2024	1,1	1,0521			141,2	126.157.715
2025	1,1	1,0701	1,15	1,0171	266,4	238.053.604
2026	1,1	1,0883	1,1	1,0344	265,5	237.250.165
2027	1,05	1,1069	1,1	1,0521	263,3	235.274.038
2028	1,05	1,1258	1,1	1,0701	267,8	239.294.958
2029	1,05	1,145	1,1	1,0883	272,4	243.370.857
2030	1	1,1646	1,05	1,1069	264,1	235.993.755
2031	1	1,1845	1,05	1,1258	268,6	240.024.893
2032	1	1,2047	1,05	1,145	273,2	244.118.286
2033	1	1,2253	1	1,1646	271,8	242.831.573
2034	1	1,2462	1	1,1845	276,4	246.976.880
2035	0,9	1,2675	1	1,2047	265,7	237.376.991
2036	0,9	1,2891	1	1,2253	270,2	241.428.818
2037	0,9	1,3111	1	1,2462	274,8	245.548.035
2038	0,8	1,3335	0,9	1,2675	249,9	223.315.979

Tabla A1.24.1. Ventas proyectadas para futura expansión a 90 MW en RenovAR

Año/mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ventas totales [USD]
2022	1.156.514	1.125.255	1.220.431	1.337.434	1.794.049	2.018.260	2.000.313	1.689.381	1.421.303	1.321.438	1.226.852	1.313.451	17.624.679
2023	1.166.778	1.135.248	1.231.245	1.349.276	1.809.929	2.036.106	2.017.995	1.704.293	1.433.843	1.333.087	1.237.666	1.325.004	17.780.468
2024	1.177.042	1.145.223	1.242.059	1.361.119	1.825.827	2.053.970	2.035.658	1.719.224	1.446.382	1.344.735	1.248.480	1.336.577	17.936.296
2025	3.561.917	3.465.597	3.758.619	4.118.937	5.525.121	6.215.448	6.160.019	5.202.407	4.376.767	4.069.153	3.777.827	4.044.451	54.276.262
2026	3.592.766	3.495.576	3.791.118	4.154.464	5.572.759	6.268.985	6.213.064	5.247.200	4.414.442	4.104.156	3.810.269	4.079.113	54.743.912
2027	3.623.557	3.525.504	3.823.560	4.189.991	5.620.398	6.322.578	6.266.110	5.291.936	4.452.061	4.139.102	3.842.711	4.113.832	55.211.340
2028	3.654.349	3.555.483	3.856.002	4.225.517	5.668.037	6.376.116	6.319.156	5.336.729	4.489.681	4.174.049	3.875.153	4.148.550	55.678.821
2029	3.685.140	3.585.410	3.888.444	4.261.099	5.715.675	6.429.654	6.372.202	5.381.465	4.527.301	4.209.052	3.907.596	4.183.212	56.146.249
2030	3.715.932	3.615.389	3.920.943	4.296.626	5.763.314	6.483.246	6.425.247	5.426.258	4.564.975	4.243.998	3.940.038	4.217.931	56.613.898
2031	3.746.780	3.645.316	3.953.385	4.332.152	5.810.953	6.536.784	6.478.293	5.470.994	4.602.595	4.278.945	3.972.480	4.252.650	57.081.327
2032	3.777.572	3.675.244	3.985.827	4.367.734	5.858.592	6.590.322	6.531.339	5.515.786	4.640.215	4.313.891	4.004.922	4.287.312	57.548.755
2033	3.808.363	3.705.223	4.018.327	4.403.260	5.906.230	6.643.915	6.584.384	5.560.522	4.677.834	4.348.895	4.037.364	4.322.030	58.016.348
2034	3.839.155	3.735.150	4.050.769	4.438.787	5.953.869	6.697.453	6.637.430	5.605.315	4.715.509	4.383.841	4.069.806	4.356.749	58.483.833
2035	3.869.947	3.765.129	4.083.211	4.474.314	6.001.508	6.750.990	6.690.476	5.650.051	4.753.129	4.418.787	4.102.193	4.391.411	58.951.145
2036	3.900.795	3.795.057	4.115.653	4.509.895	6.049.146	6.804.583	6.743.522	5.694.844	4.790.748	4.453.791	4.134.635	4.426.130	59.418.799
2037	3.931.587	3.824.984	4.148.152	4.545.422	6.096.785	6.858.121	6.796.567	5.739.580	4.828.368	4.488.737	4.167.077	4.460.848	59.886.228
2038	3.962.378	3.854.963	4.180.594	4.580.949	6.144.481	6.911.659	6.849.556	5.784.373	4.866.043	4.523.684	4.199.520	4.495.567	60.353.765

Tabla A1.24.2. Ventas proyectadas para expansión a 90 MW en MEM

1.26 Bibliografía de Mercado

Infoleg. (2003). Mercado eléctrico mayorista. Buenos Aires, Argentina. Recuperado de http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/90000-94999/90810/norma.htm

CAMMESA. MEM. Recuperado de http://portalweb.cammesa.com/pages/institucional/agentes/mem.aspx

Instituto Argentino de Energía. Estructura del sector eléctrico. Recuperado de http://www.iae.org.ar/archivos/educ5.pdf

Ministerio de Energía y Minería. Introducción al quinquenio 1991-1995. Recuperado de http://www.energia.gob.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=3583

Andreotti, Jorge Ignacio. (2012). Una historia complicada e inconclusa. Neuquén, Argentina. Recuperado de http://ingenieroandreotti.blogspot.com.ar/2012/11/nueva-central-electrica-geotermica-en.html

Piensa en geotermia. (2013). Geothermal One Inc comenzará este año los trabajos de prospección del proyecto Copahue. Recuperado de http://www.piensageotermia.com/geothermal-one-inc-comenzara-este-ano-los-trabajos-de-prospeccion-del-proyecto-Copahue/

Secretaría de Energía. (2015). Resolución SE 0482/2015. Argentina. Recuperado de http://www.enre.gov.ar/web/bibliotd.nsf/($IDWeb)/A0258C703FA08B0903257E85003EFC7B

Vincenty, Lorena. (2017). Llegan las energías renovables para los grandes usuarios. Argentina. Recuperado de https://www.rionegro.com.ar/energia/llegan-las-energias-renovables-para-los-grandes-usuarios-GB3407228

Aringoli, Federico. (2018). Nueva estrategia para las renovables: Neuquén suspende impuestos. Argentina. Recuperado de https://www.rionegro.com.ar/energia/nueva-estrategia-para-las-renovables-neuquen-suspende-impuestos-FF4564733

El Inversor. (2018). Neuquén busca concretar 13 nuevos proyectos de energías renovables. Recuperado de https://www.inversorenergetico.com.ar/neuquen-busca-concretar-13-nuevos-proyectos-de-energias-renovables/

Rumbo energético. (2017). Gobierno confirma Ronda 3 del RenovAR para 2018. Mendoza, Argentina. Recuperado de http://rumboenergetico.com/gobierno-confirma-ronda-3-del-RenovAR-para-2018/

CAMMESA. Factores de nodo de distribuidores. Recuperado de http://portalweb.cammesa.com/memnet1/revistas/estacional/fn_distribuidores.html

Transener. Aspectos regulatorios. Recuperado de http://www.transener.com.ar/aspectos-regulatorios-transener.php

Transener. Mercado eléctrico. Recuperado de http://www.transener.com.ar/aspectos-regulatorios-mercado.php

ENRE. (2017). Resolución ENRE 0071/2017. Argentina. Recuperado de https://www.enre.gov.ar/web/bibliotd.nsf/($IDWeb)/6792062A993653EE032580BC0046AE53

Secretaría de Energía. Anexo 3: Cálculo De Los Factores De La Energia Electrica. Recuperado de http://www.enre.gov.ar/web/bibliotd.nsf/58d19f48e1cdebd503256759004e862f/bcae4dbeca2c7c1603256b4f004dc6cf?OpenDocument

Statista. (2018). Gross domestic product (GDP) growth rate in Argentina 2022. Recuperado de https://www.statista.com/statistics/314787/gross-domestic-product-gdp-growth-rate-in-argentina/

Banco mundial. (2018). Crecimiento del PBI. Recuperado de https://datos.bancomundial.org/

La Nación. (2017). El invierno de 2017 fue el más cálido de la historia en la ciudad de Buenos Aires. Recuperado de https://www.lanacion.com.ar/2058745-el-invierno-de-2017-fue-el-mas-calido-de-la-historia-en-la-ciudad-de-buenos-aires

JICA. (1992). *"Pre-feasibility Study of Geothermal Project in Northern Neuquén"*. Argentina.

Gobierno de la provincia del Neuquén. Recuperado de http://www.estadisticaneuquen.gob.ar/index.php?sec=electricidad

EPEN. (2018). Cuadro tarifario para los diferentes consumidores. Recuperado de https://www.epen.gov.ar/cuadro_tarifario/ct_04_2018.pdf

RenovAR 2. Pliego de Bases y Condiciones. Recuperado de http://portalweb.cammesa.com/Documentos%20compartidos/Noticias/RenovAR2/Pliego%20de%20Bases%20y%20Condiciones%20RenovAR%202%20-%20CAMMESA%2016%20ago%202017.pdf

Mercado Eléctrico. (2018). Neuquén reflota el proyecto renovable Copahue. Recupeado de

http://www.melectrico.com.ar/web/index.php?option=com_content&view=article&id=2007:neuquen-reflota-el-proyecto-renovable-de-Copahue&catid=1:latest-news

Fenés, Gastón. (2018). Más energías renovables: en tres tandas, el Gobierno licitará este año 8 líneas de alta tensión. Recuperado de http://www.energiaestrategica.com/mas-energias-renovables-en-tres-tandas-el-gobierno-licitara-este-ano-8-lineas-de-alta-tension/

CNEA. (2018). Síntesis MEM 2018. Recuperado de https://www.cnea.gov.ar/es/publicaciones/sintesis-mem-2018-2/

2. CAPÍTULO INGENIERÍA

2.1 Alcance del estudio de Ingeniería

Luego de entender el contexto actual del mercado eléctrico en relación con el proyecto geotérmico de Copahue, se realizará un análisis de ingeniería para cubrir los puntos necesarios para validar el proyecto.



Figura 2.1.1. Alcance de Ingeniería del Proyecto geotérmico Copahue

En un primer punto se analiza las características del recurso, donde es importante entender los estudios realizados hasta la fecha para entender el potencial, riesgos y próximos pasos a lo que se refiere estudios específicos de factibilidad.

Luego se proponen y estiman diseños de pozos productores e inyectores recopilando información que se tiene hasta la fecha, producto de varios estudios realizados en los últimos 35 años. Actualmente se realizan cotizaciones por las empresas que operan en Neuquén.

En cuanto a la tecnología, si bien son ciclos termodinámicos comunes, el contexto al cual se somete la operación obliga a contar con algunos equipos especiales y robustos. Particularmente se desarrollan las dos tecnologías más frecuentes en la industria geotérmica, seleccionando la más apropiada de acuerdo al tipo de yacimiento de Copahue.

El proyecto se va a llevar a cabo en una ubicación lejana de ciudades importantes y cerca de la ladera del volcán Copahue. Se requiere crear una infraestructura adecuada para garantizar la sustentabilidad y seguridad de las personas que operan la planta, como también entender los riesgos asociados en cuanto a las condiciones meteorológicas, servicios de vialidad, riesgo de erupción y sísmico.

De la bibliografía consultada se tomaron eventos puntuales que ocurrieron entre 1978 y 2008, que sirvieron para retroalimentar el análisis. Como es el primer proyecto geotérmico de esta magnitud en Argentina, contextualizar lo que se hizo ayuda a la toma de decisiones en el diseño ingenieril.

DEFINICIÓN DEL RECURSO

Se trata de un recurso con altas temperaturas, lo cual conlleva a alcanzar una mayor presión y proporción de vapor flash, gracias a lo cual se puede adquirir una mejor eficiencia en la operación en las turbinas y por ende producción de energía. En cambio, si se tratase de un recurso cuya temperatura y entalpía fuese menor, sería necesario un equipamiento más caro. A continuación igualmente se brindará un mayor detalle sobre la definición de nuestro recurso analizando: el tipo de reservorio, composición química, curva de producción y por último la geofísica, que es un factor clave para examinar la perforación.

2.2 Tipo de reservorio

El sistema geotermal de Copahue tiene lugar en un terreno volcánico, formado por distintas etapas de actividades volcánicas. Es probable que, basándose en la posición del campo geotermal y de las temperaturas observadas en los pozos, las fuentes de calor para el sistema estén relacionadas a la misma actividad magmática que formó al volcán de Copahue de hoy en día.

La geología del área ha sido estudiada por muchos investigadores a través de los años. Las conclusiones que alcanzaron fueron que el sistema geotermal ocurre en una gruesa capa de depósitos volcánicos (magma, rocas piroclásticas y sedimentos) y se hallaron fallas que contrarrestan los depósitos volcánicos, en dos tendencias prominentes: ONO-ESE y NE-SO. Estas fallas son evidentes en imágenes satelitales y en la topografía visible.

El reservorio geotérmico ocurre principalmente entre rocas volcánicas fracturadas, en las zonas de leve altura del terreno. La siguiente figura indica la formación entre el noroeste y el sudeste, involucrando la zona de concesión en líneas punteadas. Los pozos realizados se localizan bastante al sur. El reservorio se ubica en dirección al noroeste de dichas perforaciones.

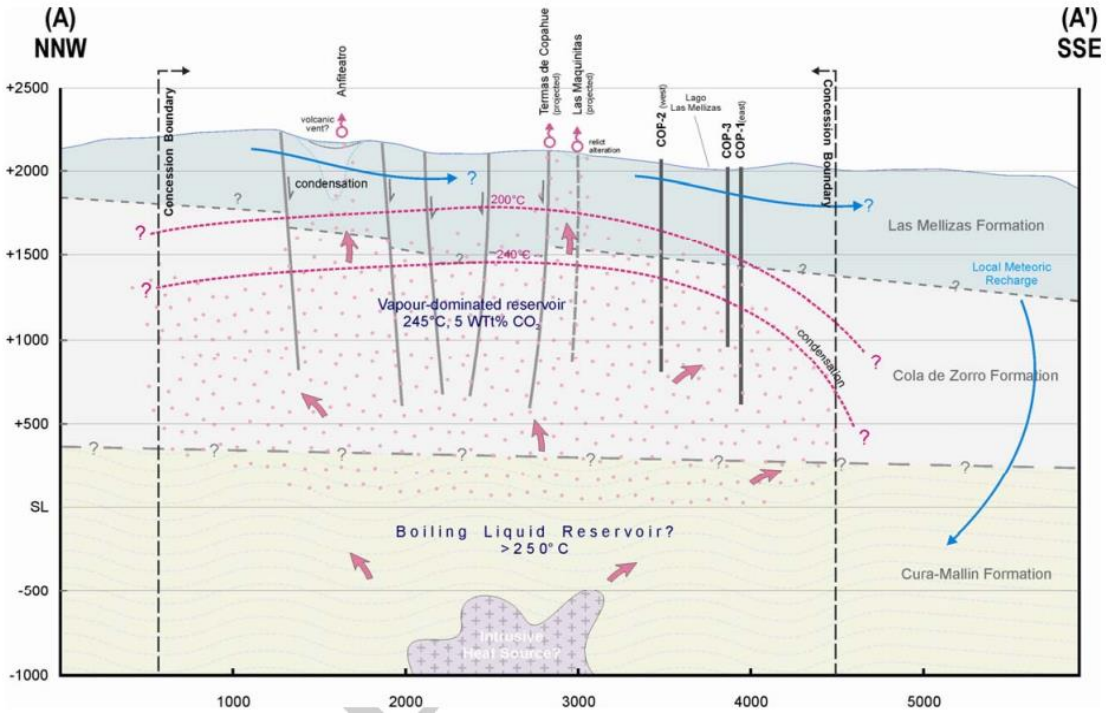


Figura 2.2.1. Modelo conceptual de las formaciones y reservorio del área de concesión de Copahue. Fuente: SKM-2012

Hay tres formaciones que destacan esa zona. Cerca de la superficie, la formación de "Las Mellizas", luego a partir de los 700 metros "Cola de Zorro" y a partir de los 2.000 metros de profundidad "Cura Mallin".

A su vez, en la siguiente tabla se puede observar el grado de porosidad de las rocas, según la profundidad a la que se analiza.

Depth	γ_s	γ_d	Gs	ϕ	Rock Type
293.1m	2.40	2.237	2.674	16.35%	Altered Lapilli Tuff
293.2m	2.387	2.212	2.608	17.46%	Altered Lapilli Tuff
528.7m	2.778	2.772	2.788	0.60%	Basaltic Andesite
528.8m	2.770	2.746	2.813	2.40%	Basaltic Andesite
794.4m	2.735	2.697	2.803	3.76%	Basaltic Andesite
810.6m	1.976	1.815	2.164	16.11%	Basaltic Andesite (Fractured Zone)
821.7m	2.701	2.653	2.786	4.76%	Altered Lava
848.7m	2.521	2.425	2.684	9.66%	Altered Tuff Breccir
848.8m	2.524	2.387	2.766	13.69%	Altered Tuff Breccir
882.0m	2.525	2.446	2.655	7.85%	Altered Lava
1011.6m	2.68	2.64	2.76	4.3 %	Andesite Lava
1059.8m	3.50	3.45	3.62	4.8 %	Porphyrite

γ_s: Bulk specific gravity (saturated-surface-dry) = B/(B–C)
γ_d: Bulk specific gravity (Dry) = A/(B–C)
Gs: Apparent specific gravity (Particle density) = A/(A–C)
ϕ: Effective porosity = (B–A)/(B–C) × 100

Here A: Weight of oven-dry sample in air (g)
B: Weight of saturated-surface-dry sample in air (g)
C: Weight of saturated sample in water (g)

Tabla 2.2.1. Muestras de porosidad hasta 1.060 metros. Fuente: JICA

Por otra parte, la ubicación, extensión, profundidad, características termodinámicas (temperatura y presión) y características químicas del sistema geotermal han sido determinadas por estudios geoquímicos y geofísicos, y por los pozos que fueron perforados alrededor del área del proyecto. Muchos aspectos, de importancia no menor, todavía no han sido definidos como por ejemplo el grosor y la extensión total. Sin embargo, a continuación se mencionan los aspectos que sí se conocen:

- Hay un reservorio presente de alta temperatura en el área y alrededor de donde los cuatro pozos fueron perforados. En estos pozos se encontró la temperatura máxima de por lo menos 235°. Los perfiles de temperatura y otras características de los pozos no indican estar en el límite del reservorio, por lo tanto es casi seguro que el reservorio se extiende sobre un área más grande.
- En el área donde se hicieron los pozos, aparecen condiciones de vapor-dominante. Esto significa que los pozos producen vapor seco, en vez de la mezcla vapor-agua producida por la mayoría de los campos geotermales. Sin embargo una fracción del agua del reservorio puede estar en fase líquida.
- La presión del reservorio ronda los 35-40 bar-g (manométricos). Es un sistema típico geotermal vapor-dominante.
- Las perforaciones demostraron que el reservorio tiene como mínimo 600 metros de espesor, extendiéndose hasta 1.200 metros.

Ciertas mediciones de anomalías de baja resistividad y de temperaturas en la zona indican que la extensión del reservorio es mayor a la comprendida por los pozos realizados originalmente en la década del ‘70. En ese entonces se perforaron cuatro pozos. El primer pozo llega a una profundidad de 1.414 m y las temperaturas superan los 230°. El perfil de las presiones confirma la presencia de un reservorio vapor-dominante. La presión en la cabeza del pozo es de 35 bar. Pruebas de producción indicaron que el pozo es productivo, con un output inicial de 13-16 ton/hr. El segundo pozo se perforó a 1.241 m y tenía temperaturas de 235°. El tercer pozo llegaba hasta los 1.065 m de profundidad, con temperaturas de 237°. Por último, el cuarto pozo fue de 1.256 m, con temperaturas de 235° y una presión en la cabeza del pozo de 40 bar.

En conclusión, los cuatro pozos mostraron resultados variables de productividad, hecho que es normal en este tipo de reservorios geotérmicos.

Para que un recurso geotérmico sea explotado comercialmente, se deben cumplir los siguientes requisitos:

- Debe haber suficientes reservas de calor disponible en la zona del reservorio, en zonas que sean alcanzables mediante la perforación.
- Debe ser posible perforar pozos de la capacidad adecuada.

- Debe haber una estrategia de producción adecuada y una inyección de fluidos geotérmicos para evitar problemas operacionales (por ejemplo caídas excesivas de presión).
- Las características químicas de los fluidos producidos deben ser lo suficientemente benignas como para no generar problemas como corrosión, entre otros.

Es importante aclarar que la presencia de reservas de calor por sí solas no son suficientes para asegurar que el recurso sea explotable comercialmente. Hay que tenerlo en cuenta especialmente para reservorios vapor-dominante, donde el mantenimiento de la presión de reservorio es crítico para permitir extracción continua de calor de los pozos productores.

Respecto a la fuente de calor que calienta el reservorio de Copahue aún no se conoce exactamente su origen. Hay dos posibles opciones; la cámara de magma ubicado debajo del volcán Copahue o una fuente tectónica intrusiva separada en la formación del volcán. En ambos casos, se modela como una fuente de calor ideal que a priori no perdería la capacidad de calentar el reservorio. En la siguiente figura se observan las distintas formaciones rocosas que se pueden encontrar en el reservorio.

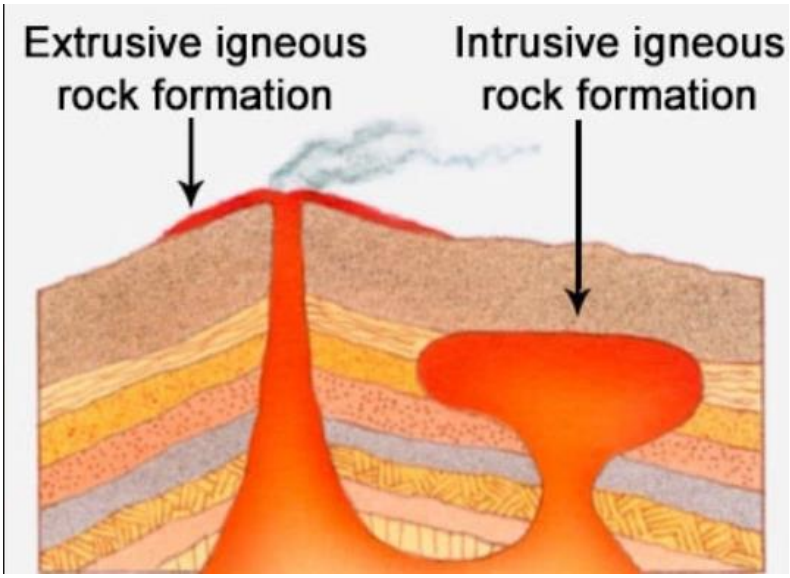


Figura 2.2.2. Formación intrusiva. Posible fuente de Calor en Copahue. Fuente: GeologyLearn.com

Los cambios en la actividad tectónica se producen en períodos extensos, posiblemente el período de una vida humana es acotado en comparación a estos plazos. Por ende al riesgo de que algún cambio en la actividad enfríe el reservorio, se le asignará una muy baja probabilidad.

2.2.1 Capacidad volumétrica del reservorio

Una de las metodologías más utilizadas a nivel mundial para analizar la factibilidad de un reservorio geotérmico es realizar una modelación física/matemática en conjunto con una simulación de montecarlo que sale de estimar valores del campo geotérmico.

El método fue desarrollado desde 1975 a 1978 y aplicado por primera vez en 1979 en Estados Unidos. El USGS (Servicio Geológico de los Estados Unidos) relevó 248 sistemas hidrotermales de esta forma, para entender cuantitativamente el potencial geotérmico del país, dando como resultado una media de 9.060 MW de potencia instalada. Los fractiles de este estudio dieron: 3.600 MW con un 95% de probabilidad y 16.500 MW con un 5% de probabilidad. Actualmente Estados Unidos cuenta con 3.000 MW instalados en concepto de geotermia

El estudio es relativamente sencillo de realizar, el desafío está en relevar los datos geológicos mediante estudios específicos muy costosos. En 1992 la Agencia Japonesa de Cooperación Internacional (JICA) realizó un estudio en Copahue, Neuquén, donde se excavaron pozos exploratorios para extraer vapor y analizar el potencial productivo del reservorio.

La modelización comienza con la ecuación que refleja la energía que se le puede extraer al reservorio en su totalidad, para luego ir quitando de a poco todas las ineficiencias presentes entre la extracción de los gases y las ineficiencias termodinámicas de cada tecnología en cuestión.

$$q_r = \varrho C V \, (T_r - T_0) \qquad (2.2.1.1)$$

Donde:

- q_r : *Energía acumulada en el reservorio*
- ϱC : *Calor específico del reservorio*
- T_r : *Temperatura del reservorio*
- T_0 : *Temperatura de referencia (Reinyección 10°C)*

El calor específico del reservorio está dado por la multiplicación entre la densidad del mismo y el volumen total del reservorio, V. Entonces la diferencia de temperatura entre el ambiente y el reservorio es la totalidad energética que se le puede extraer.

En el caso de Copahue, el reservorio se estima en 11,5 km^2 de área y 600 m a 1.200 m metros de espesor. Dando un volumen con una media de 10,35 km^3.

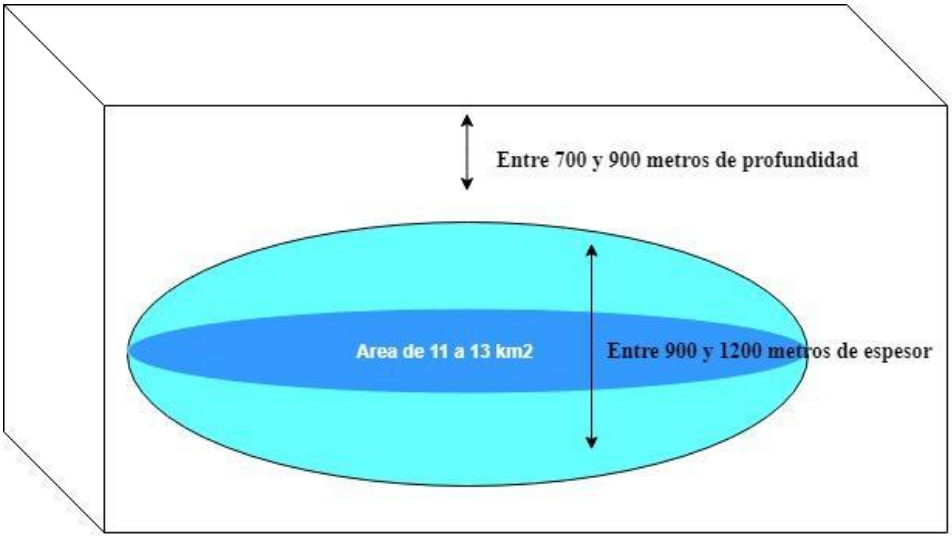


Figura 2.2.1.1. Esquema conceptual del yacimiento. Fuente: JICA

$$q_{wh} = m_{wh}(h_{wh} - h_0) \qquad (2.2.1.2)$$

Donde:

- q_{wh} : *Energía Termal*
- m_{wh} : *Caudal en boca de pozo*
- h_{wh} : *Entalpía del fluido en boca de pozo*
- h_0 : *Entalpía de referencia*

q_{wh}: es la energía térmica que puede ser extraída del yacimiento, esto es más acotado que la anterior ya que asume que no se puede extraer todo el vapor del reservorio. Las entalpías H_{wc} y H_o contienen no solo las temperaturas mencionadas anteriormente, sino también las presiones de la curva de producción óptima de un pozo geotérmico. Para esto a priori habría que hacer un análisis nodal para determinarlo.

En cuanto a la nomenclatura que se utiliza, el subíndice "wh" se refiere a "well head", o cabeza de pozo, son todos los parámetros a la salida del pozo productor, lo único que hay que aplicarle a estos es la eficiencia típica de un ciclo termodinámico. El subíndice "0" indica que el parámetro está en el "estado de equilibrio", que en este caso sería la temperatura ambiente, ya que la entropía tiende al equilibrio relativo del lugar. El subíndice "r" indica los parámetros del reservorio.

Las dos ecuaciones anteriores están relacionadas por el llamado factor de recuperación, que indica la relación entre el potencial del reservorio y cuánto se puede extraer efectivamente.

$$R_g = \frac{q_{wh}}{q_r} \qquad (2.2.1.3)$$

Donde:

- R_g : *Factor de recuperación*

El factor de recuperación es particular de cada reservorio y depende fundamentalmente de la permeabilidad del mismo, la capacidad de abastecerse de las napas cercanas y la cámara magmática que produce el calor. Carecería de sentido tener un reservorio de gran capacidad energética si la permeabilidad es casi nula y se tuvieran costos extra por servicios de fractura hidráulica.

El concepto de este factor R_g es muy importante, ya que el modelo volumétrico de yacimientos geotérmicos explica bien el comportamiento termodinámico, pero no contempla en profundidad las complicaciones que puede traer encontrar un reservorio con poca permeabilidad y porosidad efectiva, que justamente es el factor limitante entre lo existente y lo que se puede obtener. Por esto, se le asigna una distribución de probabilidad con un rango amplio, en base a todas las estadísticas que se encontraron en los reservorios del mismo tipo y de estudios realizados in situ.

El factor de recuperación generalmente varía entre 0,08 y 0,2 para reservorios de fractura dominante. En el de Copahue específicamente se tomó una distribución uniforme entre 0,04 y 0,15 gracias a los estudios químicos y mineralógicos de las muestras que determinaron la permeabilidad, junto con estudios de isótopos (oxígeno e hidrógeno) en el vapor que establecieron la naturaleza de la comunicación del mismo reservorio con las napas subterráneas de la región (explicado más adelante en el informe).

Entonces la energía total que es extraíble del reservorio se observa en la siguiente ecuación:

$$E = m_{wh}\left[h_{wh} - h_0 - T_o(S_{wh} - S_0)\right] \qquad (2.2.1.4)$$

Donde:

- E : *Exergía* $(MW\,x\,t)$
- S_{wh} : *Entropía en la boca de pozo* $(270°C\ y\ 12\ bar)$
- S_0 : *Entropía en el estado de equilibrio* $(10°C\ y\ 1\ bar)$

Se puede observar que aparece un nuevo término que incluye a la entropía. Lo que ocurre es que se está quitando la energía que no puede transformarse en trabajo. Conceptualmente E corresponde a la llamada “Energía libre de Gibbs”.

$$\Delta G = \Delta H - T\Delta S \qquad (2.2.1.5)$$

Donde

- ΔG : *Energía libre de Gibbs*
- T : *Temperatura de referencia o Equilibrio*

La ecuación anterior deja en claro la diferencia entre energía y exergía, donde el segundo concepto habla de la calidades energéticas y su capacidad de extraer trabajo útil.

El punto de interés radica en la cantidad de MW que se pueda generar, derivando la energía en función del tiempo. En este caso es equivalente a dividir por unidad de tiempo en que se estima explotar el reservorio, en general se toman 30 años.

Entonces, si se divide la energía que se puede extraer del yacimiento en todo el período de explotación mencionado se obtiene:

$$\hat{W} = \hat{E}\,\eta_u \qquad (2.2.1.6)$$

Donde:

- η_u: *Factor de utilización*
- $\hat{E}$: *Potencia instantánea que puede extraer la planta geotérmica del reservorio*

A continuación se listan todos los parámetros estimados para el caso del yacimiento de Copahue en cuestión. Los datos fueron extraídos de los estudios realizados entre 1984 y 1992.

Parámetros correspondientes al reservorio de Copahue					
Parámetro	Distribución	Mínimo	Máximo	Media	Unidades
Extensión del reservorio	Uniforme	11	13	-	KM^2
Altura del reservorio	Triangular	600	1.200	900	m
Temperatura HW	Uniforme	250	280	-	ºC
Porosidad	Uniforme	0	0	-	-
Saturación del agua	Uniforme	0	1	-	-
Factor de recueperación	Uniforme	0	0	-	-
Volumen específico de la roca del reservorio	Fijo			2.360	$KJ/(ºC * m^3)$
Temperatura de reinyección	Fijo			10	ºC
Factor de utilización	Fijo			1	-
Factor de planta	Fijo			1	-
Tiempo estimado	Fijo			30	años

Tabla 2.2.1.1. Parámetros utilizados en la simulación de Montecarlo Fuente: JICA 1992

Se puede observar cómo la altura/espesor del reservorio está dada por una triangular entre 600 y 1.200 metros (con media en 900). En el apartado donde se estudia el diseño del pozo geotérmico se analizará cómo impacta esta estimación en el proyecto. Es importante tener en cuenta que hay que contemplar márgenes de perforación extras porque los objetivos de alta permeabilidad se van conociendo a medida que los estudios y las perforaciones avanzan. Por ende un pozo que a priori se planificaría a 1.600 metros, podría terminar en 1.300 o 1.900 metros de profundidad.

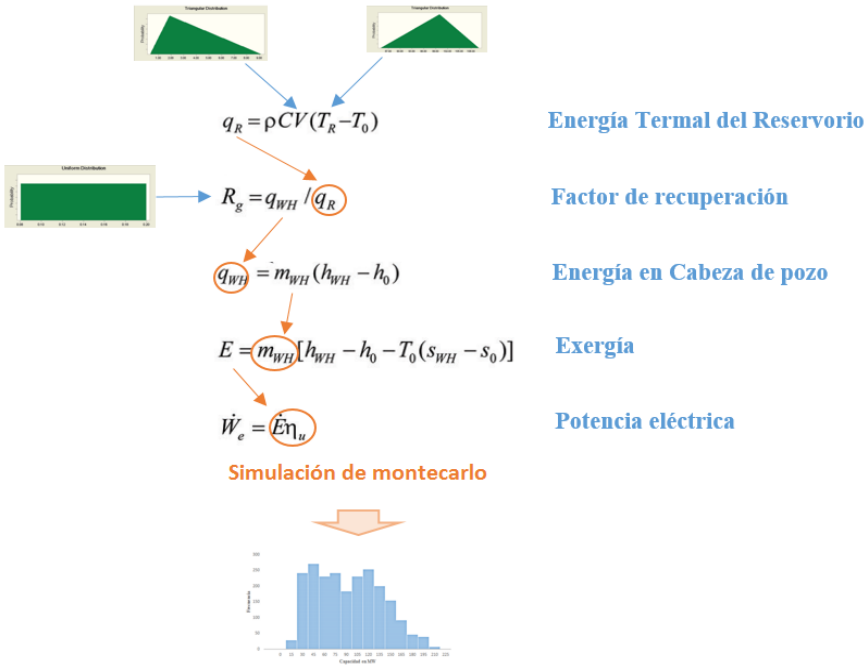


Figura 2.2.1.2. Metodología del cálculo para la simulación de montecarlo

Se indica la metodología utilizada paso por paso para ir reemplazando hasta llegar al resultado final, que es una ecuación que indica el output en potencia que fija un valor que se almacena en una hoja de cálculo, para finalmente armar el histograma.

Se concluyeron 2 tipos de curvas, la primera es el reservorio “probable”, al cual se obtiene mediante estudios indirectos. En ningún momento se llegó a dar con el vapor en toda la superficie de 11 KM2.

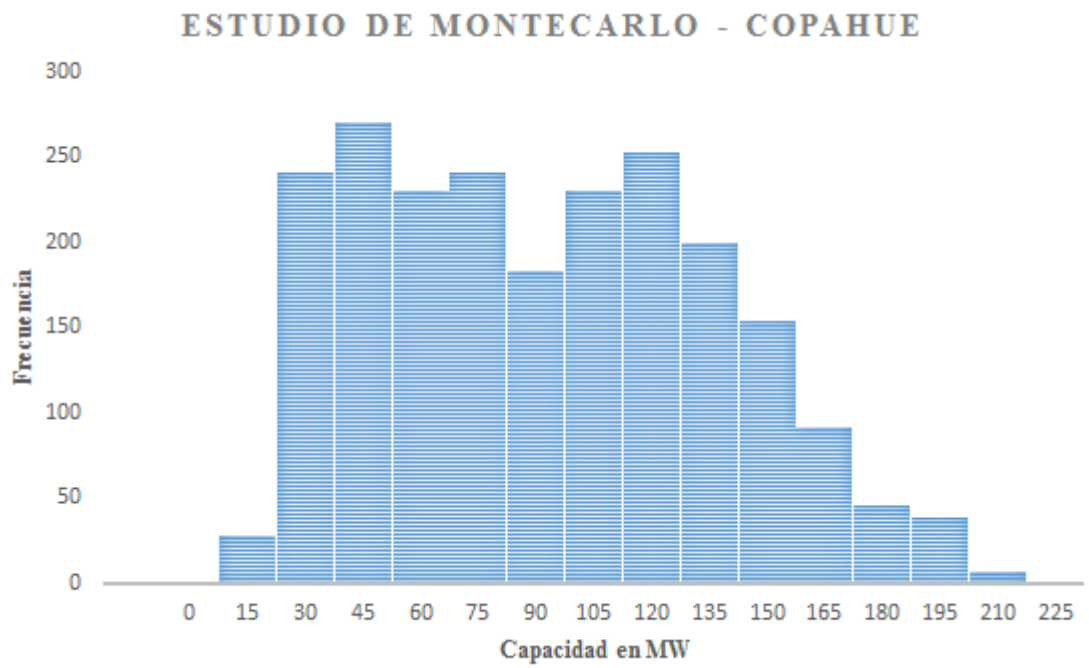


Figura 2.2.1.3. Frecuencias obtenidas para cada capacidad del yacimiento luego de la simulación. Fuente: Feasibility Study - Copahue. JICA 1992

El resultado de la simulación es una distribución probabilística que indica la probabilidad de poder extraer una cantidad de MW de manera a priori sustentable. De todos modos, por más que se tenga un factor de recuperación, este estudio hay que complementarlo con otros para llegar a una conclusión más integral. Por ejemplo, haber probado que el yacimiento está conectado naturalmente con los acuíferos cercanos (explicado más adelante), establece una idea de que el recurso se puede ir renovando naturalmente. De todas formas hay que contemplar la reinyección de fluido geotérmico.

De un total de 2.215 datos surgen estas curvas de probabilidad para el reservorio probable:

Capacidad	Probabilidad	Capacidad	Probabilidad
0	100%	120	36%
15	99,0%	135	24,3%
30	97,4%	150	15,3%
45	87,8%	165	8,3%
60	75,7%	180	4,2%
75	65,3%	195	2,1%
90	55,6%	210	0,3%

Tabla 2.2.1.2. Distintas probabilidades de ocurrencia para la capacidad de la planta de Copahue. Fuente: JICA

En un primer momento parecería que el yacimiento tiene un potencial lo suficientemente importante para abarcar incluso 90 MW con un 55% de éxito. No obstante, se decidió consultar a expertos del CONICET que proporcionaron información valiosa acerca del reservorio "probable". Los estudios realizados por métodos indirectos para en el año 1992 no son del todo confiables. Por este motivo considerar la curva "probable" dentro del proyecto de inversión puede traer un grán error en las probabilidades.

El consejo que se tomó fue limitarse al reservorio "probado", es decir, sobre la superficie de 4 KM2 que se forma dentro del límite de los 3 pozos exploratorios que se realizaron y se pudo obtener satisfactoriamente vapor.

A continuación se expresa la curva de probabilidades para el reservorio "probado".

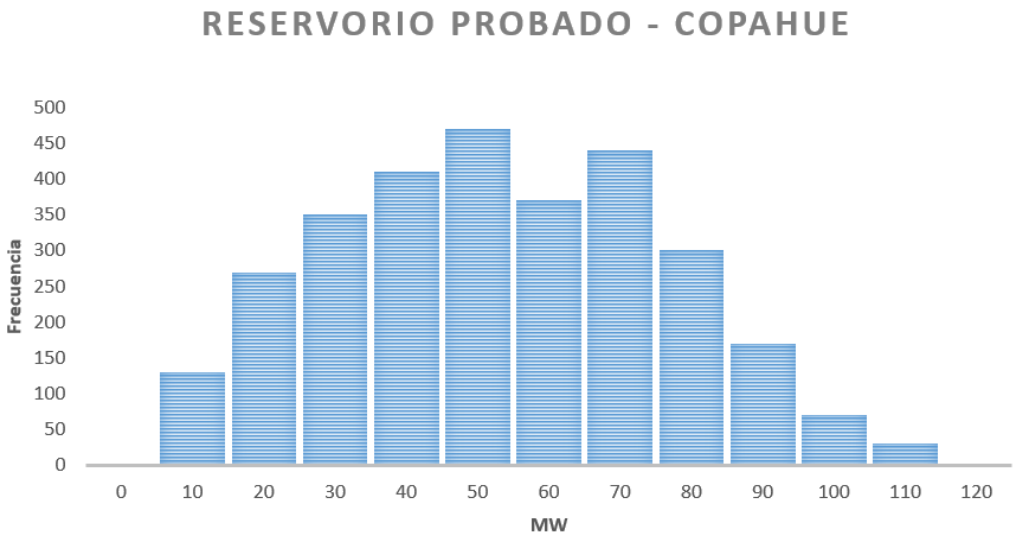


Figura 2.2.1.3. Frecuencias obtenidas para cada capacidad del yacimiento luego de la simulación para el reservorio probado. Fuente: Feasibility Study - Copahue. JICA 1992

Los intervalos de confianza de las configuraciones seleccionadas quedan de esta manera:

$$P\,(Capacidad\ >\ 30\,MW)\ =\ 0{,}82$$
$$P\,(Capacidad\ >\ 60\,MW)\ =\ 0{,}67$$
$$P\,(Capacidad\ >\ 90\,MW)\ =\ 0{,}08$$

Esta información se va a utilizar como input en el análisis de Riesgos, siendo un punto importante en el cálculo de la opciones de ampliación y abandono del proyecto.

Como la licitación va a ser de 30 MW, en este estudio de pre factibilidad, se analizarán ampliaciones de módulos de 30 MW hasta los 90 MW. Esta configuración modular trae varios

beneficios con respecto a mantenimiento (disminución de stock de repuestos), operación y curva de aprendizaje con la tecnología.

En el apartado donde se selecciona la tecnología se indican los beneficios de la configuración modular más detalladamente.

A priori el límite de 90 MW es por capacidad de la línea de transmisión eléctrica. Diversas pruebas de corto circuito, apertura de seccionadores, indicaron que hasta 90 MW no habría ningún problema. De todas formas si en un futuro se determina hacer más de 90 MW habría que simular la infraestructura eléctrica en el nodo de Chos-Malal y la línea de transmisión.

Parte de este estudio de pre factibilidad se arma a partir de la simulación realizada por la Agencia Japonesa de Cooperación Internacional (JICA) en sus trabajos en Copahue, no obstante esto debería seguir en un proceso continuo luego de haber realizado las primeras perforaciones, ya que la toma de más datos hacen que la variabilidad de los mismos se acoten, volviendo a iterar sobre las curvas de probabilidad y así demostrar nuevamente un dato más certero del potencial.

A modo de ejemplo, luego de instalar la planta geotérmica, el valor de eficiencia dado por la tecnología seleccionada tiene que volver a ponerse en el lugar del parámetro $\eta_{\square}$. De esta manera, se incluye una eficiencia real en operación y no teórica obtenida de forma estadística por las mismas tecnologías alrededor del mundo, la precisión en los cálculos van a aumentar indefectiblemente.

Finalmente, al tener valores que se consideran relativamente amplios (por ejemplo, el factor de recuperación se hizo variar entre 0,04 y 0,16) no habría un indicio acertado del potencial del reservorio, por eso la provincia tomó con 94% de probabilidad la capacidad de 30 MW. Permitiendo extraer sustentablemente hasta esta cantidad y luego volver a realizar los estudios aplicando metodologías similares para demostrar que es posible una ampliación sin acabar con el recurso. Si la tasa de abatimiento de la producción del vapor es mayor al 5% anual habría sanciones y se exigiría medidas a tomar.

2.3 Composición química

Los estudios realizados en 1992 y análisis posteriores, alrededor del 2012, arrojaron que el vapor de Copahue tiene de un 5% al 7% del total en masa de gases no condensables (%wt). El resto es vapor saturado puro.

Gases no condensables (5% - 7% wt)		
Molécula	% wt en NC	Peso molecular [g/mol]
CO_2	94%	40,01
CH_4	2,0%	16,40
N_2	2,0%	28,01
H_2	1,2%	2,02
H_2S	0,3%	34,10
NH_3	0,3%	17,03

Tabla 2.3.1. Composición química de los No Condensables. Vapor de los pozos de exploración de Copahue. Fuente: JICA

Todos los no condensables se podrían retirar antes de entrar a la turbina. De todas formas, por cualquier ineficiencia a la hora de quitar los no condensables, se tiene en cuenta que la turbina admite hasta un 1% de éstos sin afectar su eficiencia. A partir de ahí, la eficiencia comienza a descender y pueden aparecer problemas mecánicos y operativos.

Se va a hacer foco en la presencia de ácido sulfhídrico y dióxido de carbono principalmente para el diseño preliminar de la instalación, ya que un error en la correcta elección de los materiales y tecnologías puede traer sobrecostos de mantenimiento. A su vez, existe un riesgo asociado a la salud y medio ambiente que será evaluado en los apartados siguientes.

Respecto a la muestra de agua condensada tomada en el área arrojó un pH de 6,56; lo cual indica que es levemente ácida.

Estudios determinaron que el reservorio a 1.600 metros de profundidad fluye de suroeste a noreste, a medida que se va trasladando va calentándose y perdiendo más gases no condensables. Por este motivo más adelante explicará la elección de la ubicación de algunos pozos productores, pocos kilómetros al norte de la ubicación original de los primeros exploratorios realizados en 1984.

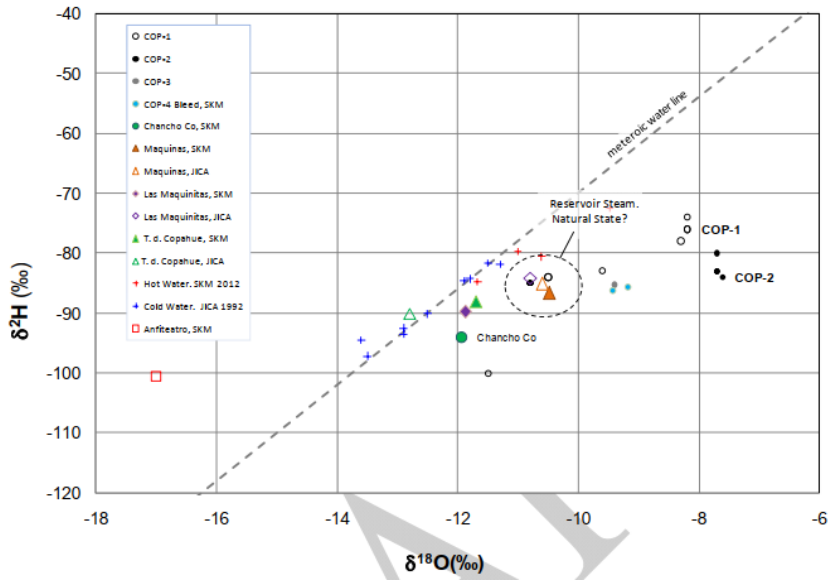


Figura 2.3.1. Análisis de isótopos de oxígeno e hidrógeno del vapor de Copahue. Fuente: JICA

Para entender de dónde provienen las aguas del reservorio, aparte del análisis químico se analiza la composición de isótopos de oxígeno 16 y 18 e hidrógeno 1 y 2.

Cuanto más lejos de la costa chilena, más disminuye la cantidad de isótopos en las lluvias de acuerdo a la "línea meteorológica". En Copahue, las lluvias son más livianas en esta composición.

Los puntos que se encuentran a la derecha de la línea son fluidos alimentados por las precipitaciones, en cambio los que se encuentran a la izquierda corresponden a una alimentación aguas con más tiempo en estancamiento, como por ejemplo la fumarola del "Anfiteatro".

La baja cantidad de H_2S del reservorio explica que probablemente no hay conexiones directas con el volcán Copahue ubicado a 6 km de distancia y los estudios de isótopos apuntan a una constante alimentación de agua por precipitaciones locales y las aguas subterráneas de la región, que tardan más de 5 años en alcanzar el yacimiento. Distinto sería el caso que no tenga una alimentación activa, perdería atractivo el reservorio para este tipo de proyectos.

2.4 Ácido sulfúrico en el reservorio

Se decidió tratar este aspecto aparte, ya que este compuesto puede traer complicaciones de distinta índole: operativas, salud y medio ambientales. Es considerado el químico industrial con mayores volúmenes en todo el mundo. Por ende existen estándares ya fijados para poder trabajar sin aumentar los riesgos.



Figura 2.4.1. Símbolos de peligro del Ácido sulfhídrico. Fuente: Dragher

El ácido sulfúrico es altamente tóxico, ya que es corrosivo y en contacto con las vías respiratorias puede "quemarlas". Los riesgos posibles son: irritación del estómago, muerte de células pulmonares, quemaduras en la paredes del esófago, entre otras cosas.

Si el contacto con la piel se prolonga, puede causar quemaduras de tercer grado y provocar futuras infecciones.

En conclusión es crítico entender los niveles de este ácido que pueden llegar a salir de los pozos geotérmicos y si pueden acumularse en la zona. Si los valores en el ambiente son mayores a los recomendados, tienen que tomarse medidas más estrictas de prevención.

A su vez existe peligro de ignición si se encuentran a más de 270°C, en concentraciones altas y en presencia de alguna chispa.

2.5 Medidas de protección

Es importante contar con medidas de protección para el azufre que puede causar fuertes daños tanto al medio ambiente como a las personas trabajando. El gas puede detectarse mediante el olfato a partir de las 4,6 ppm, debajo de estas es indetectable para el humano.

El límite fijado para poder operar es de 5 ppm presentes en el entorno. Si se supera ese límite, se generan molestias menores donde ya la exposición prolongada no es aceptable para trabajar.

- Hasta 20 ppm: irritación en los ojos, nariz y garganta.
- 30 ppm: límite máximo para tolerarlo con el olfato.
- Hasta 100 ppm: migrañas, vómitos y problemas respiratorios
- 150 ppm: se paraliza el olfato de 5 a 10 minutos.
- 500 ppm: inconsciencia, que provoca la muerte en menos de 60 minutos.
- 1000 ppm: pérdida inmediata de la conciencia, parálisis respiratoria y muerte.

A continuación se mencionan distintas estrategias para mitigar el riesgo a la salud. Primero, habría que reinyectar los gases no condensables. Luego de separar los gases no condensables se tienen dos opciones. La más económica es arrojarlos al medio ambiente, lo que no sería un problema si los niveles de CO_2 y H_2S están dentro de los estándares permitidos para liberarlos.

Otra alternativa más amigable con el medio ambiente, es bombearlo junto con el fluido de reinyección. Baja un poco la eficiencia de las bombas y la energía consumida, pero mitiga el riesgo mencionado anteriormente.

Debido a todo lo que fue mencionado, es importante contar con detectores de ácido en la instalación, estos tienen que responder muy rápidamente a niveles altos de sulfhídrico, ya que una exposición intensa puede generar la muerte en segundos. Adicionalmente, se debe contar con elementos de escape, ya sean máscaras o respiradores.

En cuanto a la mano de obra, también será necesario que no solamente sea calificada sino que también reciba entrenamiento, ya que tanto la persona que tenga que evacuar como la que preste auxilio tiene que estar capacitada para cada situación.

Con respecto a los equipos y la planta en sí, como el escape de H_2S es normal en las plantas geotérmicas, aunque en bajas proporciones, es importante asegurarse de que el H_2S no se estanque en un lugar. Por lo tanto hay que tener en cuenta:

- No se deben liberar gases dentro de los establecimientos cerrados.
- El escape de no condensables tiene que hacerse a una altura determinada y lejos de la zona de operación.
- Se tienen que testear los vientos del lugar, para determinar si se puede barrer correctamente el ácido sulfhídrico que se emana.
- Se debe contar con equipos de extracción, detección y seguridad adecuados dentro de la sala de turbinas, torres de enfriamiento y generadores. Este factor es crítico ya que el mayor riesgo de acumulación se encuentran dentro de las instalaciones.

Teóricamente los no condensables que entran en la turbina tendrían que ser menos del 1% del vapor y dentro de ese porcentaje, el 0,5% corresponde a ácido sulfhidrico aproximadamente. Si no se presentan fugas importantes y los sistemas de extracción funcionan, no se corren riesgos.

En cuanto a las instalaciones, se puede optar por poner sensores que se activen a partir de 5 ppm dentro de los establecimientos, de esta forma se puede ventilar la zona antes de operar. De esta manera también por los sensores y un constante monitoreo, mediante diseño de modelos de dispersión y datos obtenidos, se estima y conoce la distribución, corrosividad del ambiente

y concentración de los gases. Y sobre la estructura de las instalaciones, utilizar chimeneas de mayor altura a las que se planifican según las condiciones de diseño, permite dispersar mejor los gases por la dirección predominante de los vientos.

Con respecto al mantenimiento donde se procede a abrir las tuberías o turbina. Primero hay que asegurarse de que la válvula de escape con el silenciador esté abierta en el campo geotérmico. Cabe aclarar que esto se produce muy lejos de la instalación cerca del pozo. Igualmente, antes de abrir los equipos, se debe seguir un protocolo de seguridad para que el vapor geotérmico residual no tenga contacto con el humano.

Sobre el procedimiento de mantenimiento y apertura de equipos de los que se habla, idealmente se tendrá un detector de gases nocivos para utilizar previo al comienzo de las tareas.

Por otro lado, pero no menos importante que los factores antes mencionados, el clima y la topografía son cuestiones fundamentales a la hora de instalar una planta geotérmica y conocer previamente los riesgos asociados por el estancamiento de gases. Se debe tener en cuenta que cuando no hay viento, la humedad empieza a aumentar y los gases se empiezan a acumular, aumentando los niveles de gases tóxicos. En el caso de Copahue, cuanto más al oeste se esté, más se eleva el terreno y aparecen los picos de los Andes. Los vientos que soplan por este lugar son importantes, registrando una media de 21 km/h que pueden ayudar a barrer y purificar los gases del campo geotérmico.

En cuanto a la concentración de H_2S en la boca del pozo de este proyecto en particular, la misma se encuentra entre 300 y 700 ppm pero se atenúa rápidamente en el ambiente de la manera en que se muestra en la tabla a continuación:

Cantidad de agua	Emision de H_2S	1m	2m	3m	4m
22 m^3/min	200 ppm	38	30	25	24
22 m^3/min	330 ppm	106	100	80	70
22 m^3/min	900 ppm	134	152	126	121

Tabla 2.5.1. Atenuación de H_2S en gases secos. Fuente JICA

Es de relevancia aclarar que la atenuación del ácido en fuentes más húmedas es mucho más rápida que en las secas, esto es porque el ácido se disuelve con la humedad, bajando el pH del agua en contacto.

Teniendo esto en cuenta, se deduce que para el caso de Copahue esto tarda un poco más por tener vapor seco. Por eso es importante evitar el contacto directo del vapor geotérmico con las personas, ya que aparte de tener 270°C, la concentración de H_2S en los primeros centímetros de la boca pueden llegar a niveles mortales.

Para tener mayor precisión para el caso de este proyecto en particular, se realizó una estimación tomando el viento de 21 km/h en promedio y una configuración estándar de la planta geotérmica. Se pudo deducir que el valor de H_2S en suelo rondaría los 0,72 ppm dentro de los

campos geotérmicos. Según los organismos de salud, es una condición en la cual se puede trabajar sin riesgos y el olor prácticamente es imperceptible.

Como se estuvo mencionando, hay que hacer foco dentro de las instalaciones, proponiendo medidas de seguridad básicas en toda instalación de este tipo para mitigar cualquier sobreexposición del personal a este gas.

2.6 Corrosión de la instalación

Mientras que se evite el contacto con el aire y la humedad que son los principales agentes generadores de corrosión, la instalación está con menos riesgo. Justamente, el problema ocurre principalmente en las tuberías donde hay fugas que se acumule el H_2S y se produce la corrosión entorno a ella.

Con respecto al medio ambiente, cómo afecta a los humanos, también a los animales y la vegetación cuando se respira. En contacto con el agua puede disminuir la cantidad de plantas en ella, acidificar el agua y causar problemas a los animales que la toman.

La metodología que se utilizó para calcular la concentración volumétrica, fue tomar la ecuación de gases ideales, medirla para 543 Kelvin y 12,83 atm. Tomando los moles de la concentración masa masa (%wt).

$$PV = nRT$$

Aplicando la ecuación de gases ideales se obtiene:

Valores en boca de pozo	
Parámetro	Valor
P	12,83 atm
V	11.364.632 litros por hora
n	3272401 moles totales
R	0,082057 (litros x atm) / (K*mol)
T	543 Kelvin

Tabla 2.6.1. Valores de los parámetros en boca de pozo

De las muestras que se tomaron, los únicos dos elementos que pueden generar acidez son el dióxido de carbono y el ácido sulfhídrico. Por ejemplo el metano, que tiene una concentración mayor al sulfhídrico es no polar, no se va a llegar a disolver en el agua y generar corrosión.

Flujo por pozo 60 tn/h				
Molécula	Gramos	Moles	PPM	Moles por litro
Vapor H_2O	57.600.000	3.196.448	9.768	2,8126E-01
CO_2	2.256.000	56.386	17.231	4,9615E-03
CH_4	48.000	2.927	894	2,5754E-04
N_2	48.000	1.713	524	1,5077E-04
H_2	28.800	14.293	4.368	1,2577E-03
H_2S	7.200	211	65	1,8579E-05
NH_3	7.200	423	129	3,7200E-05

Tabla 2.6.2. Composiciones químicas y concentraciones de los fluidos del pozo. Fuente:JICA

El sulfhídrico tiene una concentración de 1,85E -5 moles por litro. Adicionalmente las muestras de pH en el vapor arrojaron 6,56. A priori las concentraciones no son alarmantes para evitar completamente una tecnología de condensación directa. Igualmente se tienen que tomar recaudos en el diseño, operación y mantenimiento de las instalaciones.

Mas adelante en la selección de la tecnología, se tratará el tema puntualmente, para conocer los riesgos y costos asociados al mantenimiento que involucra los tratamientos de pH.

2.7 Curva de producción

En cuanto la presión y temperatura, varían principalmente por la profundidad que tiene el pozo geotérmico.

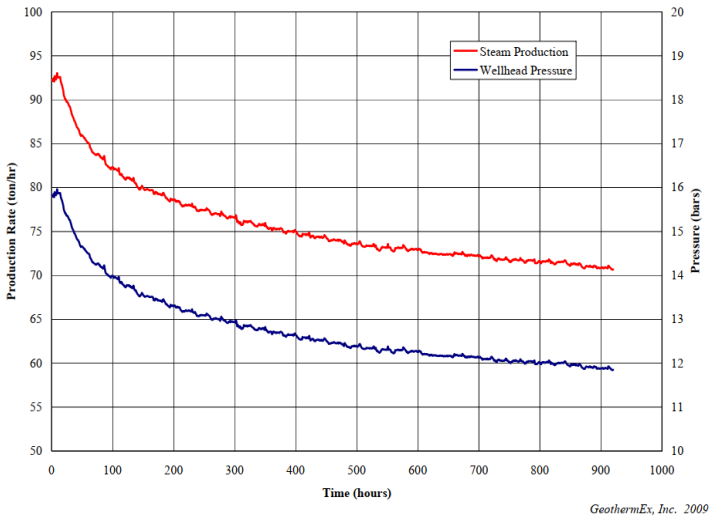


Figura 2.7.1. Curva de producción tomada del COP - 4 Fuente:GeothermEX, Inc.

El pozo COP - 4 en sus 38 días de prueba, estabiliza su curva en 60 tn/h y 14 bar en boca de pozo. Sin considerar reinyección de agua al reservorio, pero por otro lado hay un solo pozo produciendo y no 6 como se espera en la planta geotérmica.

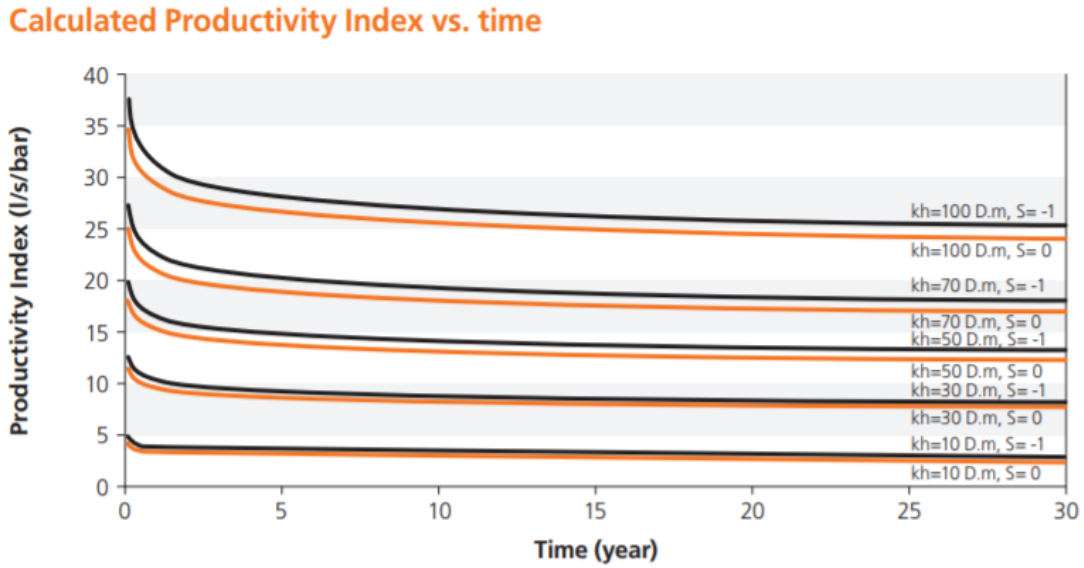


Figura 2.7.2. Curvas de producción de un pozo geotérmico. Fuente: Success of Geothermal Wells: A global study

En la figura 2.7.2, S (skin) representa el daño de la formación y se puede definir como una disminución de la permeabilidad en el área alrededor del pozo productor. Dicha disminución puede ser causada al realizar la perforación. Un S mayor a cero indica que existirá reducción de la permeabilidad. S igual a cero, indica que el pozo no tiene daño y un S menor a cero indica por su parte que el pozo está estimulado.

Kh representa la capacidad de flujo. Es la multiplicación de la permeabilidad del pozo y el espesor de la formación de producción.

Se puede observar cómo las curvas de producción de un pozo geotérmico tienden a estabilizarse a través de los años. Si bien existe una leve pendiente negativa, es muy baja a través de los años.

A continuación se mencionan tres estrategias básicas a la hora de levantar la producción de vapor:

- Mantenimiento del pozo
- Reinyección de agua
- Luego de varios años, perforar un nuevo pozo pasado un umbral mínimo de generación de vapor.

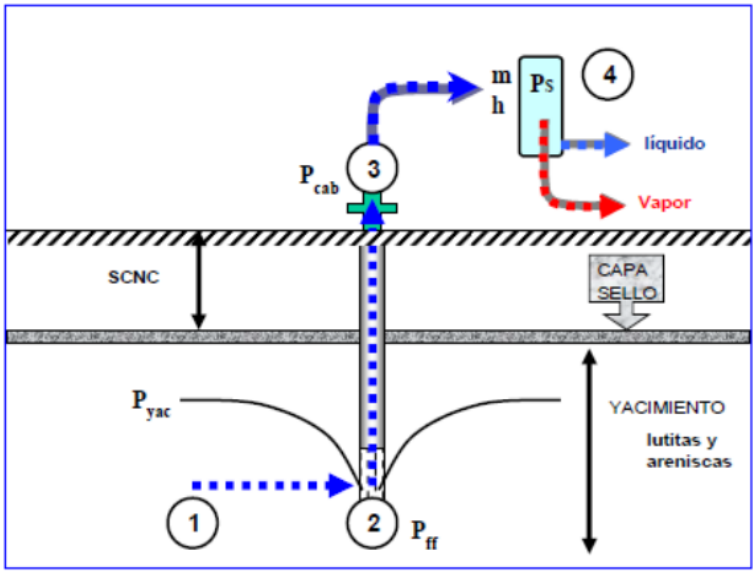


Figura 2.7.3. Análisis Nodal para un pozo Geotérmico. Fuente:ThinkGeo.com

Un análisis nodal es necesario para determinar la producción de un pozo geotérmico. A medida que avanza el fluido por todo el circuito va perdiendo presión, hasta que llega a la turbina que es el lugar donde se va a poder aprovechar la entalpía del fluido.

Las presiones más importantes a considerar son (de mayor a menor):

- Presión del yacimiento
  - Caída de presión al ingresar por las ranuras del pozo
- Presión del fondo del pozo
  - Caída de presión por toda la tubería del pozo
  - Caída de presión por las válvulas
- Presión en boca del pozo
  - Caída de presión por toda las tuberías de transporte desde la boca del pozo a la instalación
- Presión a la entrada del separador líquido - gas y filtros
- Presión a la entrada de la turbina

La entalpía del fluido será definida por la temperatura y presión que se tenga en ese punto, ya que se trata de vapor saturado.

Con la tubería de producción 8 ⅝ el caudal que se logra obtener es de 50-60 tn/h a 250-270°C y 12 - 13 bar-g. Ciertos cálculos preliminares determinan que para lograr una 30 MW de capacidad, se necesitarían 240 tn/h de vapor saturado con estas características.

Es fundamental lograr que la tasa de abatimiento del pozo sea menor al 2% anual, el caudal de reinyección es un paso primordial para lograr este objetivo, ya que la comunicación con las aguas subterráneas no va a lograr reemplazar en su totalidad el agua consumida por la planta.

Si la tasa de descenso de producción supera el 5% anual, se incumpliría con la normativa de explotación del recurso impuesta por la provincia, forzando a tomar medidas que repare la situación, como bajar la producción de la planta o realizar los pozos geotérmicos en lugares mejor distribuidos.

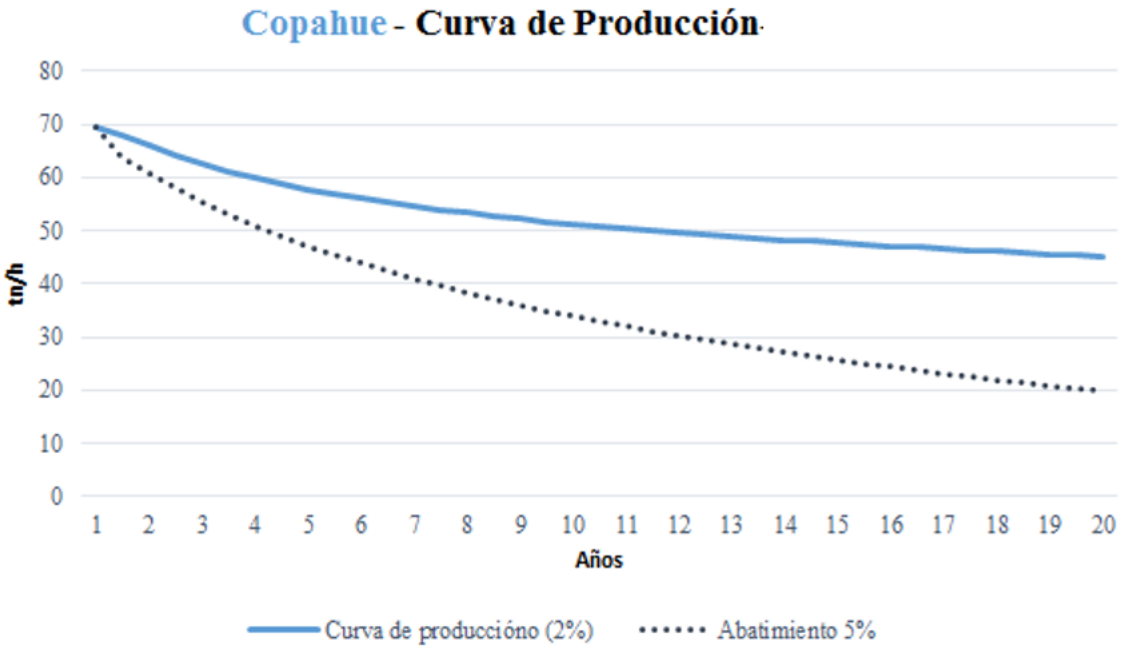


Figura 2.7.4. Cálculo de la producción de 1 pozo productor en Copahue por 20 años Fuente: JICA 1992

La tasa de abatimiento en el gráfico corresponde al 2% anual acumulado, lo cual es el objetivo es lo que se estima que caería la producción si se logra abastecer correctamente con la reinyección de fluido. Se observa con la curva negra lo que pasaría si la tasa de abatimiento acumulado es 5%, la producción decae mucho y las consecuencias son directas en la producción de energía. Aparte de las imposiciones aplica la provincia como:

- Bajar la extracción de vapor
- Cerrar pozos productores
- Revertir la situación con medidas (ej reinyección)
- Cierre de producción

Siempre es recomendable tener un 5% a 10% más de vapor que el necesario para producir energía, ya que las tareas de mantenimiento de los pozos pueden llegar a cortar el suministro de vapor y en ocasiones el mismo se utiliza para otros fines.

2.8 Costo de Oportunidad del Vapor

A la hora de enfrentar el diseño y selección de tecnologías en una planta con un ciclo térmico es muy útil entender el concepto de "Costo de oportunidad del Vapor", ya que a la hora de tomar decisiones donde se quiere implementar un sistema que produce una caída de presión y temperatura, tiene a priori, un costo por no producir una cantidad de MW.

Se parte de la hipótesis que indica que se vende toda la energía que se produce, lo cual es verdad en este caso, pero no así el aprovechamiento del vapor. A lo largo del ciclo de vida de una planta geotérmica, al ser una fuente natural de generación, no se puede elegir exactamente cuánto vapor producir, por ende hay períodos de tiempo en los que el excedente en vapor es liberado o utilizado para fines de calefacción o descongelar las instalaciones o caminos.

Sucede que los pozos productores al principio emiten mucho más vapor hasta que se estabiliza, los primeros dos o tres años el excedente puede superar el 20 o 30%. Luego lo ideal es mantener un margen del 5% o 10% estabilizado por si se produce un problema de mantenimiento en un pozo, lograr compensar con el resto dicha ausencia y no tener que apagar las unidades de generación.

En primera medida, el contrato es por una cantidad de MW determinada. Salvo que puntualmente se solicite elevar esa cantidad para cubrir un pico de demanda (siempre y cuando la capacidad lo permita).

Tampoco es correcto poner más vapor del adecuado en las turbinas, ya que disminuye el rendimiento, por ende hay un rango operativo en el equipo en donde se mantiene por encima del 70% - 80% de rendimiento y luego baja abruptamente.

Por lo tanto, esta hipótesis mencionada es válida solo en los períodos de tiempo en que la planta genera la cantidad de vapor justa para generar energía. Entonces a la hora de hacer un flujo de caja para poner un precio al MW no vendido, según los cálculos en el apartado de curva de producción, los primeros cinco años habría vapor excedente.

El precio al cual se va a comparar el costo de oportunidad es el de RenovAR y el del MEM. Tener las 2 referencias es importante:

Costo de unidad a precio RenovAR	$3.291.458	USD el MW no vendido
Costo de unidad a precio MEM	$2.373.722	USD el MW no vendido
Tasa de descuento	10%	Anual en dólares

Tabla 2.8.1. Costo de oportunidad del vapor calculado

En el año la facturación esperada del proyecto para 30 MW licitando a un precio de 100 USD/MWh sería de 23 MM USD. El cálculo está realizado tomando la vida útil del proyecto.

En el transcurso del estudio de prefactibilidad se deberá elegir entre dos configuraciones (ya sea tuberías o algún equipo evaporador flash), donde el diferencial entre uno y otro produce una caída extra de 0,1 bar. Se va a calcular cuánto representa esto en energía puesta a punto para la venta. De esta forma se puede llegar de una manera objetiva a seleccionar la tecnología, contrastando la inversión con este costo.

A su vez, se tendrá un costo spot del vapor, que se tiene que calcular día a día dependiendo de la producción y la demanda, a la hora de decidir cuándo sacar de operación una tubería o pozo productor. Gracias a este precio se pueden tomar decisiones más objetivas.

Finalmente, este costo de oportunidad se va a utilizar para la parte de diseño y selección de algunos componentes de la planta. Es conveniente volver a recalcular el valor cuando la planta esté operando, ya que las eficiencias de los equipos y el excedente de vapor estarán bien definidos. Podría suceder por diversos motivos que desde el año cero no exista tal vapor excedente, por ende el costo asociado de una caída entálpica en el recurso es mayor. En ese caso, el número calculado en esta sección estaría muy por debajo del real.

LOCALIZACIÓN DEL CAMPO GEOTÉRMICO

Se van a analizar las locaciones macro y micro del proyecto. Las primeras ya están establecidas como se analizó en los apartados anteriores, ya que la factibilidad está probada para un área de 13 km^2 ubicada al oeste de la provincia de Neuquén, lindando la frontera con Chile.

El estudio macro aporta valor para entender el acceso a los recursos, servicios auxiliares, traslado del personal, condiciones climáticas, regulaciones e impuestos. En cambio el estudio micro de la localización va a determinar el rango de operación de los técnicos de campo para los pozos productores de vapor, las pérdidas de presión/condensado de las tuberías de vapor saturado y los costos de inversión de las mismas.



Figura 2.8.1. Ubicación del Campo Geotérmico - Copahue- Caviahue, Neuquén. Fuente: Google Maps

Ubicado a cuatro horas y media en auto de la capital de Neuquén, la base con población estable más cercana e importante se encuentra en Loncopué, con 5.000 habitantes. Asimismo, en la zona hay otro pueblo, Las Lajas, cuya población también es de 5000 habitantes.

Desde Loncopué se llega a Caviahue por la ruta provincial 27. Los caminos están bien mantenidos hasta este punto, ya que la población de Caviahue estable es de 600 habitantes. Vialidad se encarga constantemente de mantener en condiciones los caminos, incluso en invierno.



Figura 2.8.2. Trayecto Caviahue - Campo geotérmico - NQN. Fuente: Google Maps

Subiendo por la ladera al volcán Copahue bordeando el cerro Caviahue, unos 12 km en ruta de material compactado, se llega al campo geotérmico en cuestión.

Las rutas están acondicionadas ya que hay un complejo termal Copahue que posee una actividad turística importante, especialmente en las épocas de primavera, verano y otoño. En invierno llegar se torna más complicado el acceso y vialidad debe realizar mantenimientos a esos caminos puntualmente para trasladar personas al complejo termal o por servicios de moto de nieve durante el día. Nunca hubo una actividad económicamente activa que justifique un constante mantenimiento de los caminos, como sí se requerirá en este caso.

Más adelante, en el apartado donde se enumeran las condiciones climáticas, riesgos en cuanto a sismos y erupciones, se desarrollarán las estrategias básicas para que sea posible la operación del campo geotérmico en condiciones especiales. Haciendo un foco puntual en los factores que podrían poner en riesgo el proyecto, evaluando y cuantificando posibles acciones a tomar.

2.9 Microlocalización de la planta geotérmica

Antes de abordar la selección de la tecnología, se analizará la ubicación óptima de la planta geotérmica, que en gran parte terminará de definir con qué parámetros de temperatura y presión se llega a la misma planta, un dato que es fundamental para seleccionar el ciclo térmico a utilizar.

Determinar la ubicación aproximada de la planta geotérmica es importante incluso en un estudio de pre factibilidad, ya que tiene un impacto directo en el balance de masa y en el presupuesto de la infraestructura.

El diseño de las pipelines para transportar vapor, la caída de presión y condensado de agua es proporcional a los metros de tuberías. Será necesario retirar agua del lago Las Mellizas para reponer el sistema de refrigeración y se realizará mediante tuberías, para lo cual es necesario tener un orden de magnitud de las distancias en metros que habrá que transportar al agua.

A continuación se listan las variables que tendrán en cuenta para elegir la ubicación de la planta:

- Cercanía al lago
- Cercanía al acceso

La locación más micro de la planta se determinará en una región lo más plana posible, ya que los afloramientos rocosos de la zona pueden ser una complicación a la hora de preparar

el terreno para los obras. El alcance de este trabajo es en función a la posible ubicación de los pozos productores y del cálculo del baricentro de vapor (producción en toneladas por hora x distancia) para minimizar la distancia de transporte del mismo. Por otro lado, se tendrá en cuenta la orientación de las cañerías para una futura ampliación.

Primero, por practicidad en la operación, mantenimiento y distribución de servicios, las unidades de generación deben estar todas juntas. De esta forma se reduce el personal necesario, concentrando en una única instalación la operación y los servicios (warehouse, agua, luz, sensores, entre otros). Por ende, en un principio se descarta poner las plantas a varios kilómetros de distancia, salvo que en un futuro se determine que los pozos productores de una ampliación se ubiquen mucho más al norte de lo estimado hasta el momento.

2.9.1 Metodología utilizada para la selección de la ubicación

Se considera la micro localización de la planta tomando en cuenta el baricentro de todos los pozos productores. Se va a considerar solo la configuración de 30 MW para decidir la ubicación final. Aunque en este análisis se comenta sobre la posibilidad de considerar con probabilidades dos nuevos baricentros para 60 MW y 90 MW.

Primero se ubicó el área de concesión de 13 km^2 en un cuadrante X - Y, ubicando el (0,0) en la esquina inferior izquierda.

Se marcaron los caminos que se hicieron en 1984 donde actualmente hay que reacondicionar para el transporte de los equipos y el personal.

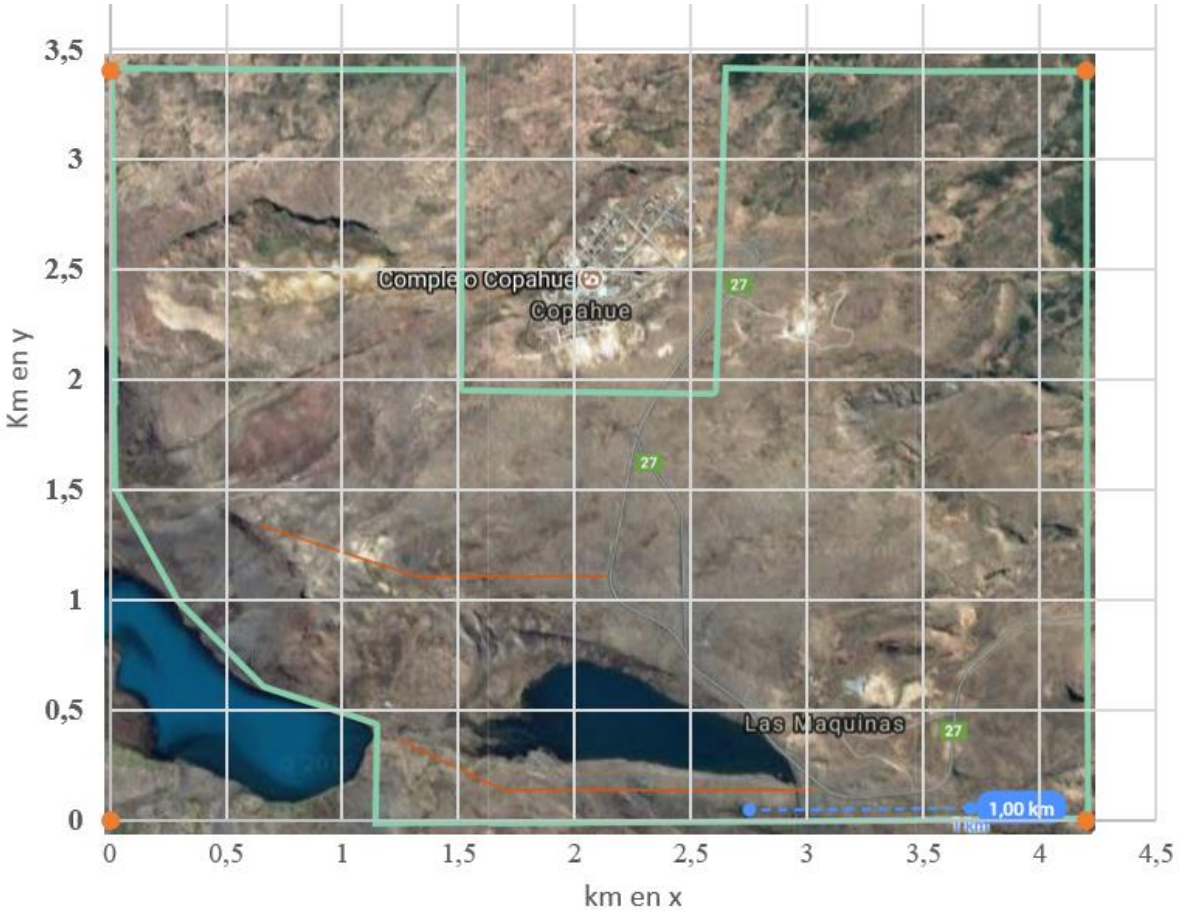


Figura 2.9.1.1. Área de concesión en cuadrante X - Y Fuente: Google Maps

Se determinaron las ubicaciones de los tres primeros pozos (COP 5, 6 y 7). Luego, de manera aproximada, la ubicación de los siguientes tres pozos necesarios para la primera planta de 30 MW.

Para la modelización, se realiza la simplificación de que todos los pozos van a tener la misma productividad en la isobara de 12 bar-g, excepto que alguna sufra un problema y necesite mantenimiento. Esta productividad, como se explica en el apartado sobre la "curva de producción", disminuirá año a año.

Es muy importante que el objetivo a interceptar en el reservorio esté por lo menos a 500 metros de distancia uno del otro. Por este motivo se opta en su mayoría por realizar perforaciones direccionales multipad, donde la horizontal del pozo puede variar entre 300 metros a 700 metros. Por ende si se encuentran en direcciones opuestas se pueden lograr hasta 1500 metros de separación.

Por lo tanto, lo relevante en la ubicación de la planta es la boca de pozo, no el objetivo del reservorio. Entonces las coordenadas de algunos pozos van a ser muy parecidas (serán los casos de los multipad).

Potencia instalada	Pozo Productor	X [Km]	Y [Km]	Configuración
30 MW	COP XI	1,20	0,600	Multipad
	COP XII	1,20	0,605	Multipad
	COP XIII	1,70	0,800	-
	COP XIV	2,20	1,020	Multipad
	COP XV	2,20	0,995	Multipad
	COP XVI	1,70	1,100	-

Tabla 2.9.1.1. Coordenadas X e Y de los pozos productores para la planta de 30 MW

El COP-8 está bien determinado. Para poder confirmar que el COP- 9 sea direccional tendrían que realizarse estudios de geofísica en la región.

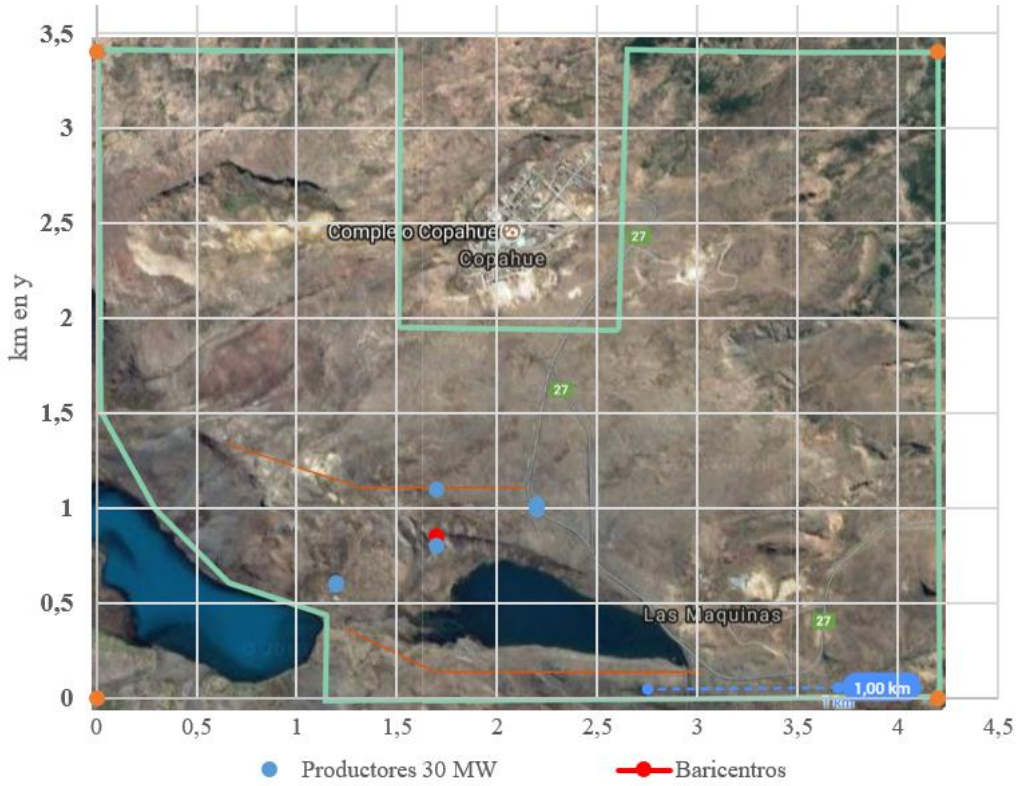


Figura 2.9.1.2. Ubicación de los pozos productores para 30 MW. Fuente: Google Maps

Se calcula el baricentro de la planta geotérmica de 30 MW (en rojo) y se puede observar que también está cerca del lago, lo que trae beneficios al disminuir las pérdidas parásitas de las bombas.

El baricentro se calculó utilizando el centro de masa para el eje X y el eje Y. Este método tiene como limitante que promedia las distancias sobre los ejes, pero no minimiza el recorrido en línea recta.

Por este motivo, se hizo un modelo donde se puse el baricentro euclidiano, para minimizar la distancia en línea recta. Para este modelo no se utilizó software o programación lineal. Se fue probando a mano distintos valores de ubicación para corroborar qué baricentro minimiza la distancia total de las pipelines.

El resultado no fue muy diferente respecto al baricentro por el método de las "manzanas de Manhattan" (una diferencia menor a los 200 metros en línea recta). Por ende para continuar con el resto de los cálculos. Se optó por esta segunda metodología que es más simple y automática a la hora de calcular los baricentros.

Como se dijo anteriormente, se va a analizar cómo quedarían los baricentros si efectivamente se logra ampliar la planta geotérmica. Aunque la ubicación final de la planta va a ser la que se calculó para los 30 MW iniciales.

Se investigaron las posibles coordenadas de los pozos para las siguientes ampliaciones, algunas estaban tabuladas gracias a estudios geológicos pertinentes. Para los últimos se respetó el patrón de distancias y la ubicación potencial del reservorio.

Potencia instalada	Pozo Productor	X [Km]	Y [Km]	Configuración
60 MW	COP XI	0,7	1,1	Multipad
	COP XII	0,7	1,1	Multipad
	COP XIII	2,1	1,2	Multipad
	COP XIV	2,1	1,2	Multipad
	COP XV	1,1	1,3	-
	COP XVI	2,2	1,4	-
90 MW	COP XVII	2,7	1,2	Multipad
	COP XVIII	2,7	1,2	Multipad
	COP XIX	2,3	1,5	-
	COP XX	1,1	1,7	Multipad
	COP XXI	1,1	1,7	Multipad
	COP XXI	1,9	1,8	-

Tabla 2.9.1.2. Ubicación estimada de los pozos productores para las plantas de 60 MW y 90 MW

De todas formas hay que considerar costos extras por estudios geológicos y control de producción los primeros años de actividad de la planta geotérmica para determinar exactamente las locaciones de perforación.

Se determinó individualmente el baricentro de cada una de las plantas.

- Para la de 30 MW
    - Se sumaron las coordenadas en X e Y de cada uno de los pozos y se dividió por 6, asumiendo que todos los pozos van a tener la misma producción.
- Para la de 60 MW y 90 MW

- La misma metodología, se suma la producción de cada uno de los pozos multiplicada la coordenada en X e Y se divide en 12 y 18 respectivamente.

Planta	X (Km)	Y (Km)
Baricentro 30 MW	1,70	0,85
Baricentro 60 MW	1,41	0,92
Baricentro 90 MW	1,70	1,20

Tabla 2.9.1.3. Baricentros de las plantas geotérmicas en las coordenadas X e Y

Se puede ver que el óptimo que minimiza las pipelines cada vez se traslada más hacia el norte, es decir que aumenta la coordenada en Y.

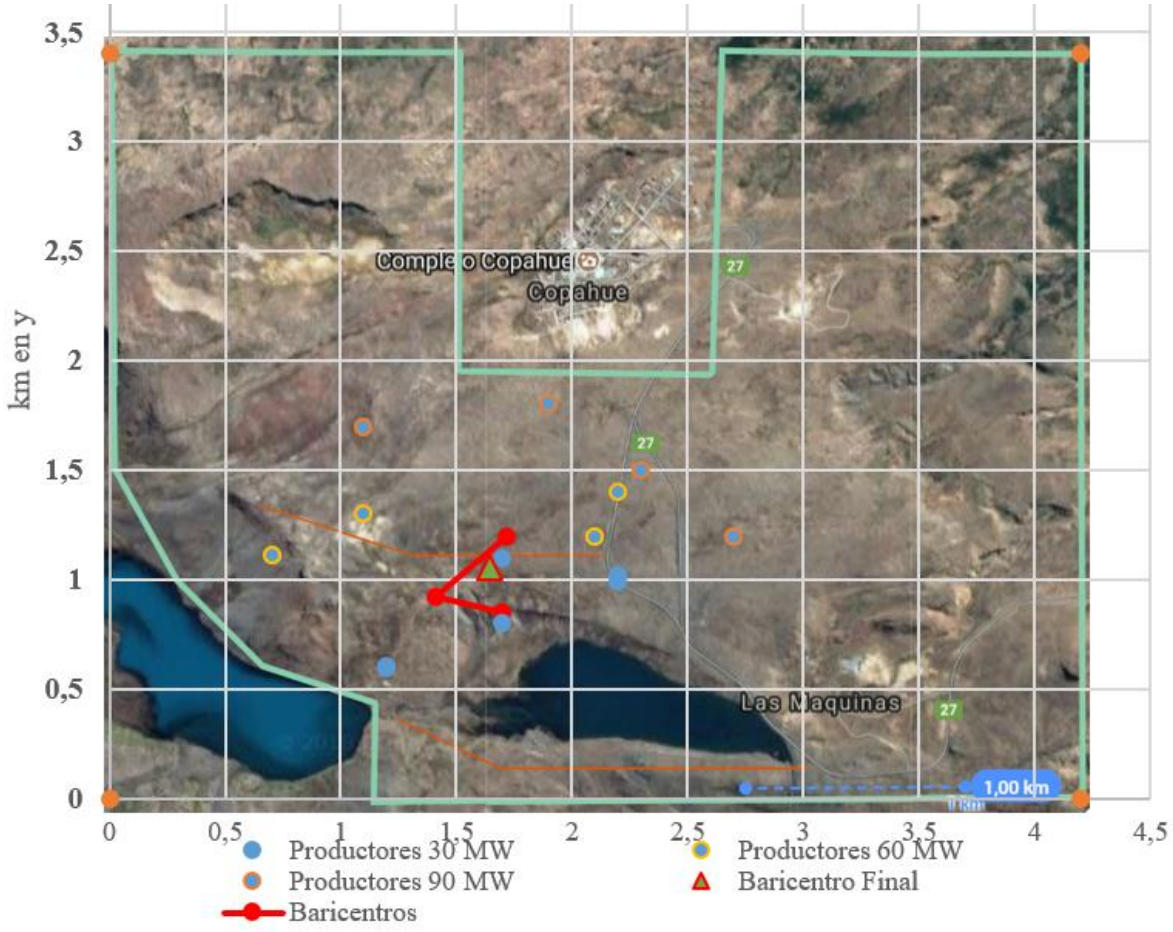


Figura 2.9.1.3. Baricentros de las plantas productores calculado

En este gráfico se divisan todas las posibles ubicaciones de los pozos geotérmicos, con sus respectivos baricentros. Teniendo en cuenta que la planta de 90 MW incluye los pozos de la configuración de 30 y 60 MW.

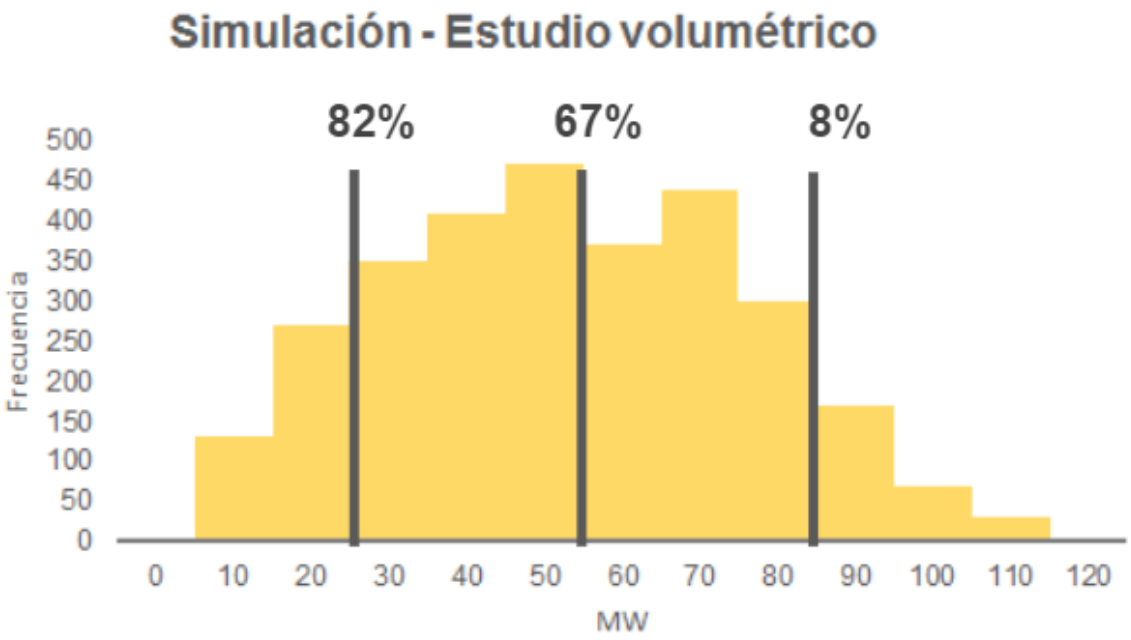


Figura 2.9.1.4. Distribución de probabilidades de la capacidad de la planta. Fuente: JICA

Asumiendo que el proyecto se realiza, se toma un 100% de probabilidad que ocurra una de estas tres configuraciones, por ende la probabilidad de ocurrencia de cada uno de los sucesos es la siguiente:

$$P\,(Capacidad\ >\ 30\,MW)\ =\ 0{,}82$$
$$P\,(Capacidad\ >\ 60\,MW)\ =\ 0{,}67$$
$$P\,(Capacidad\ >\ 90\,MW)\ =\ 0{,}08$$

Entonces se ponderará el baricentro en el eje X y el Y de cada una de las configuraciones por la probabilidad de cada una. De esta manera la ubicación final contempla las posibles situaciones que se pueden dar en el futuro.

Planta	X [Km]	Y [Km]
Baricentro 30 MW	1,70	0,85
Baricentro 60 MW	1,41	0,92
Baricentro 90 MW	1,70	1,20

Tabla 2.9.1.4. Ponderación del nuevo baricentro

Se procede a marcar el lugar que minimiza las pipelines de transporte de vapor del proyecto integralmente.

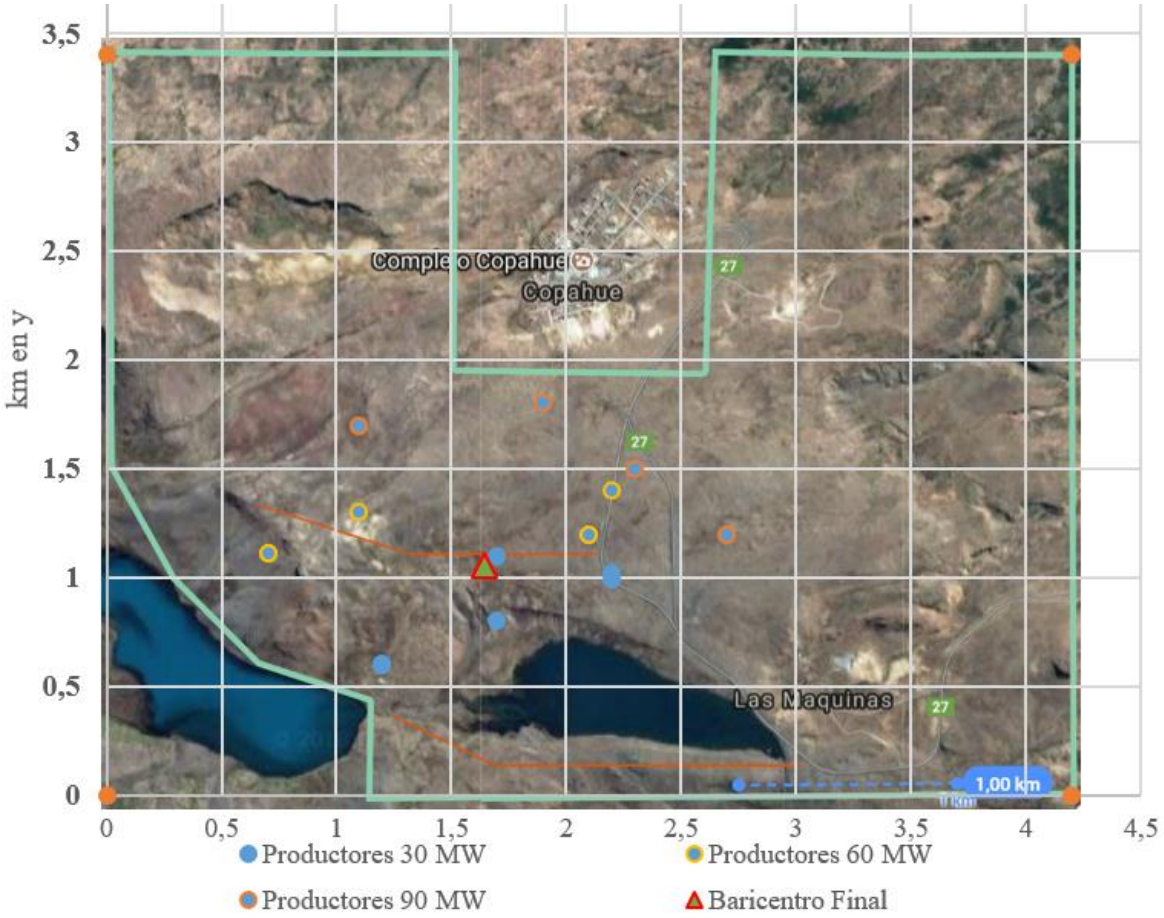


Figura 2.9.1.5. Ubicación final de la planta geotérmica

La planta se transporta 250 metros más al norte, lo cual en una primera configuración de 30 MW va a traer algunos impactos negativos en cuanto a aproximadamente 0,1 bar de caída de presión de las tuberías, pérdida por condensado y 460 metros de bombeo de agua de reposición desde el lago. Los cálculos están especificados en la sección de tuberías, con las ecuaciones de fluidos correspondientes.

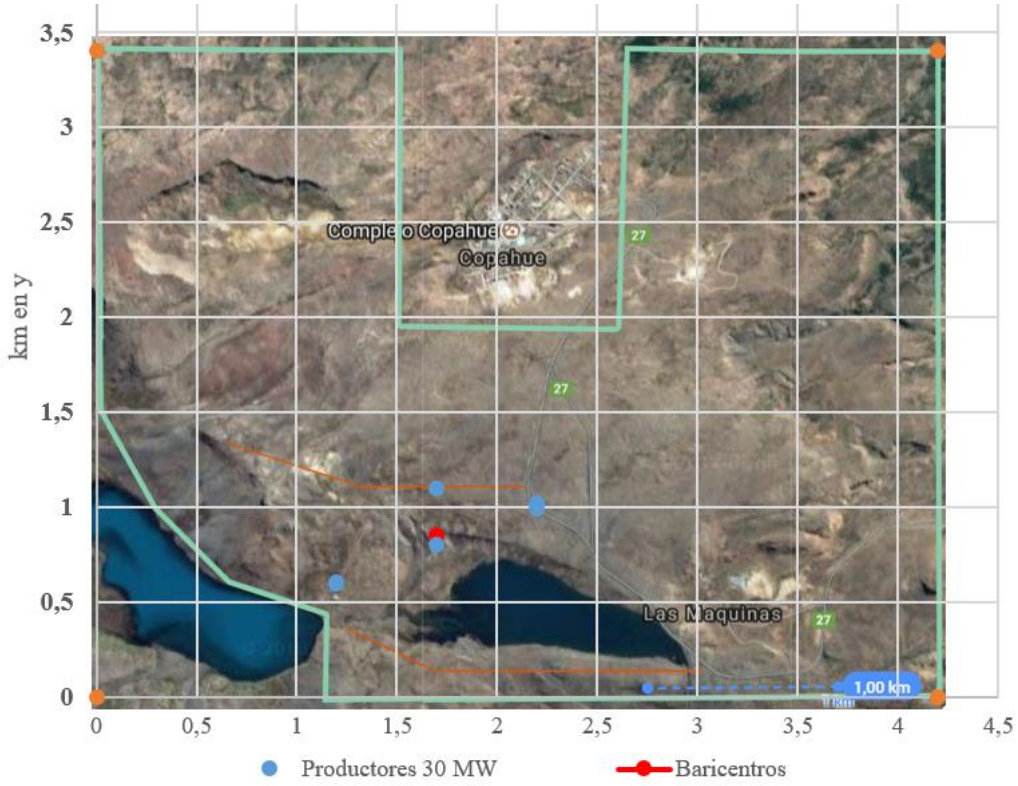


Figura 2.9.1.4. Ubicación de los pozos productores para 30 MW. Fuente: Google Maps

La localización final de la planta es la que se consideró en los 30 MW iniciales.
De acuerdo al eje de coordenadas propuesto, queda en X = 1,7 km e Y = 0,85 km

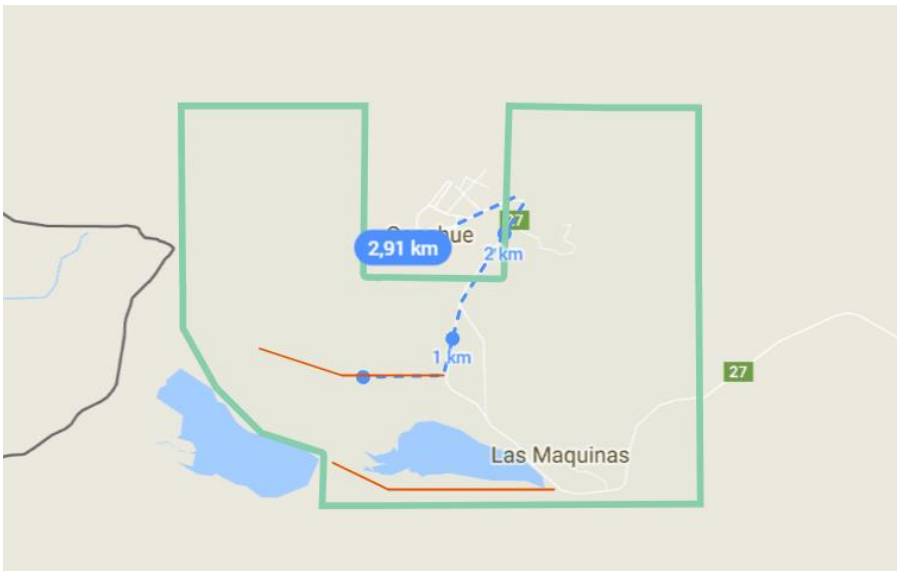


Figura 2.9.1.6. Distancia desde la planta geotérmica al complejo Copahue. Fuente: Google Maps

Está a 2,9 km de un complejo turístico sin población estable, pero que puede servir como base para alguna dotación más de mantenimiento o incluso para ir a buscar suministros. Caviahue es el primer pueblo con población estable de la región, a 27 minutos por carretera.

Para la orientación de la planta geotérmica, es de gran importancia de la ubicación adecuada de las torres de enfriamiento, ya que los vapores que emite pueden alterar la operación de la planta y aumentar el porcentaje de humedad del ambiente, trayendo consigo problemas de corrosión en las instalaciones. Por lo tanto, teniendo en cuenta que los vientos soplan desde la frontera chilena al sur oeste, lo ideal es ubicar las torres orientadas al noreste de la locación.

2.10 Tuberías de transporte de fluidos

En principio hay cuatro tipos distintos de tuberías propias de la instalación geotérmica.

- Pipelines para transportar vapor sobrecalentado, desde los pozos productores hasta la planta geotérmica
    - Tienen que tener buen aislante térmico
    - Diámetro óptimo
    - Sistemas para atrapar condensado y evitar golpe de ariete
- Tubería para el agua de reposición de la torre de enfriamiento
    - Material adecuado para evitar la corrosión por el contenido de azufre del lago (se puede mitigar tratando el agua ni bien la extraes del lago)
- Tuberías de condensado a los pozos inyectores
    - No necesitan aislante térmico
- Sistema para descongelar los accesos e instalaciones
    - Estos tubos no tienen que tener aislante alguno, ya que su función principal es trasladar el vapor geotérmico excedente a través de la instalación para derretir el hielo en invierno.

Primero hay que llegar a una configuración óptima en la ubicación de pozos geotérmicos sin que se afecte la producción de vapor debido a las interacciones de los pozos internas al reservorio. Para esto luego de las tres primeras perforaciones se van a realizar las pruebas de producción que determinarán los posibles objetivos de reservorio. Los trabajos realizados hasta el momento indican que una separación de más de 500 metros a los objetivos es necesaria.

Realizar pozos direccionales es una solución que se está implementando en campos geotérmicos desde los últimos 30 años (gracias a los avances de la industria Oil&Gas), donde una de las ventajas consiste en la concentración de bocas de pozos en una locación, ahorrando las distancias a la planta geotérmica, ya que el baricentro se va a acercar más a la planta.

Una vez que se tiene la ubicación exacta de los pozos, se aplica la metodología desarrollada anteriormente, en el apartado “micro localización de la planta geotérmica”, para minimizar la distancia de transporte de vapor.

Los sistemas de transporte de vapor saturado tienen dos tipos de recubrimientos; uno para la aislación térmica, generalmente se utiliza fibra de vidrio o un aislante en base a lana mineral, y por otro lado un recubrimiento que le da resistencia mecánica, que puede ser aluminio o hierro galvanizado. Es importante tener en cuenta primero en el diseño, modelar conceptualmente el problema para llegar a una instalación que cumpla los requerimientos para que la ecuación económica sea la mejor posible (inversión vs. costo de oportunidad del vapor perdido). Posteriormente, durante la operación de la planta geotérmica, será necesario realizar monitoreos del desgaste de los tubos y medir la performance de estos tramos (pozo productor - planta) mediante métodos numéricos iterativos que no son muy complejos de implementar. Esto permitirá saber a tiempo cuándo se requiere un mantenimiento, ya sea renovando el aislante correspondiente o cambiando algunos tramos de tubo.

La selección del diámetro, tipo de tubería y espesor de aislante, se va a realizar de acuerdo a criterios de caída de presión, transferencia de temperatura y costo de tuberías/impacto ambiental. Se tomará un costo de oportunidad del vapor perdido, que al bajar su entalpía y caudal por el condensado, es energía que no se logra dar al sistema. Esto se compara contra la inversión extra de colocar tuberías más grandes e infraestructura más costosa.

A medida que aumenta el diámetro de la tubería, las pérdidas de presión bajan, pero la transferencia de calor aumenta con el medio ambiente (Tº media anual = 6.9°C). Otros impactos negativos en el aumento del diámetro son el costo de la tubería y el impacto ambiental.

Pero como se mencionó antes, un diámetro muy chico aumenta mucho la velocidad del fluido y las pérdidas por fricción se incrementan con el cuadrado de la velocidad. Este último concepto es lo que regula finalmente la capacidad de la tubería. Operativamente si se quiere desviar más vapor geotérmico por una tubería en particular, se debe tener en cuenta que más caudal en un mismo diámetro hace aumentar la velocidad, produciendo el efecto de fricción y pérdidas mencionadas anteriormente.

2.10.1 Pérdidas por fricción de la tubería

Teniendo en cuenta que el caudal a transportar por tubo es aproximadamente 50 tn/h a una presión inicial de alrededor de 13 bar-a, se procedió a realizar los cálculos de las pérdidas de presión en las tuberías.

$$v = \frac{m_{s.} \ . \ V}{3600\pi(\frac{d}{2})^2} \qquad (2.10.1.1)$$

$$\Delta p = \frac{\mu \ . \ l \ . \ v^2}{2d \ . \ V} \qquad (2.10.1.2)$$

Donde:

- v: $Velocidad\ del\ vapor\ (m/s)$
- m_s: $Caudal\ másico\ de\ vapor\ (kg/h)$
- d: $Diámetro\ Interno\ de\ Tubería\ (m)$
- l: $Longitud\ de\ la\ Tubería\ (m)$
- V: $Volumen\ Específico\ (m3/kg)$
- μ: $Coeficiente\ de\ Fricción$

Primero se buscaron las tuberías en un proveedor, donde el grado de tubería recomendado fue “DIN 2448” de 300, 400 y 500 mm de espesor con una rugosidad de 0,03 mm. Estas tres medidas son las que comúnmente se utilizan en las instalaciones geotérmicas.

También se observa que las pérdidas son proporcionales al cuadrado de la velocidad, por eso hay que tener en cuenta que la capacidad óptima para transportar vapor de cada pipeline es 72 tn/h.

Luego ya teniendo los datos y costos de cada una, se obtuvo el coeficiente de fricción del diagrama de Moody, dependiendo la rugosidad exterior y el tipo de flujo (coeficiente de Reynolds); en este caso turbulento.

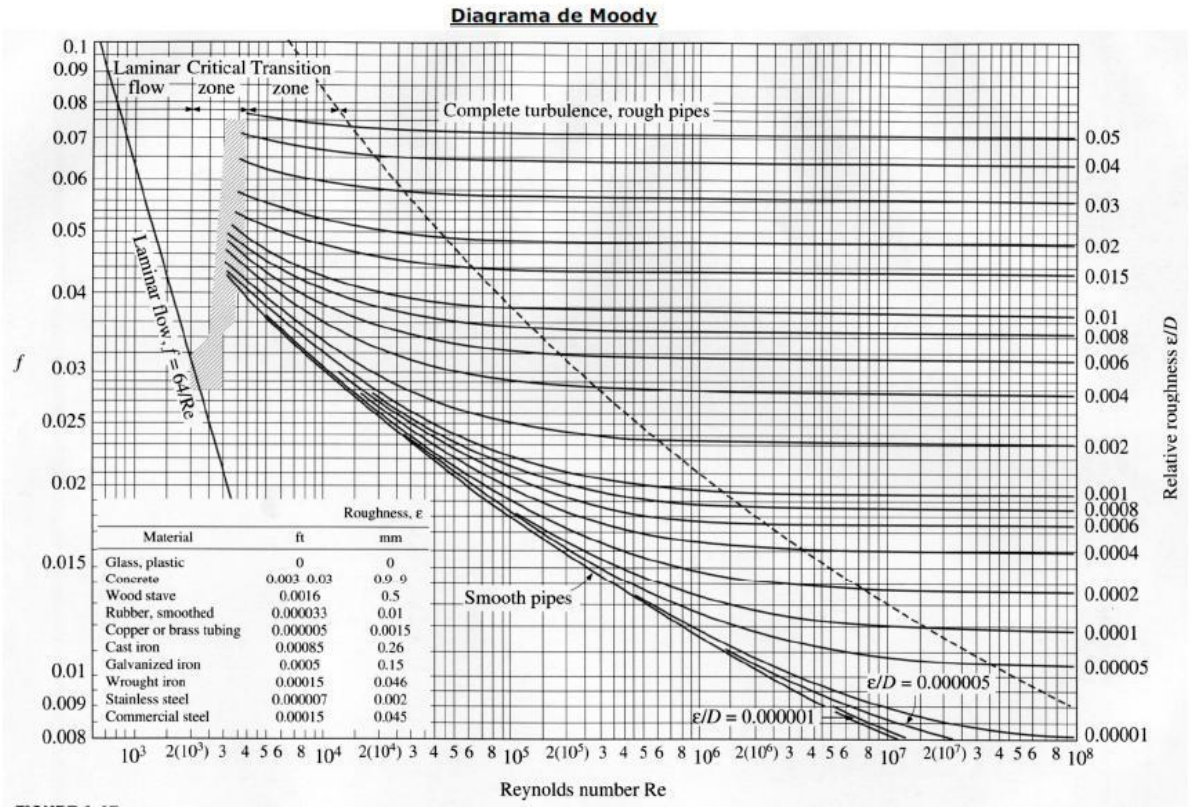


Figura 2.10.1.1. Diagrama de Moody para calcular el coeficiente de fricción en las tuberías. Fuente: Docsity.com

Se tomó como referencia 1.000 metros, ya que las caídas de presión, tal como indica la ecuación es lineal con la longitud, por ende este número para el análisis se puede tomar arbitrariamente.

Primero se obtiene la velocidad del fluido dentro de la cañería de 400 mm, donde el diámetro interior es 388,8 mm.

Parámetro	Valor	Unidad
Caudal másico	50.000	kg/h
Diámetro interno	388,88	mm
Volumen específico	0,19	m^3/kg
Velocidad del fluido	18	m/s

Tabla 2.10.1.1 Caudal y velocidad del fluido en la tubería calculados

El vapor a 12 bar y 270°C tiene un volumen específico de 0,1848 m^3/kg y una entalpía específica de 2977 kJ/kg, ubicándolo por fuera de la campana como vapor saturado. Esta velocidad se encuentra un poco por debajo de la óptima de transporte para la pipeline.

Parámetro	Valor	Unidad
Caudal másico	50.000	kg/h
Diámetro interno	388,88	mm
Longitud del tubo	1.000	m
Volumen especifico	0,185	m^3/kg
Coeficiente de fricción	0,06	-
Caida de presión	0	bar

Tabla 2.10.1.2. Caída de presión calculada en la tubería

La caída de presión en 1.000 metros de cañería da 0,349 bar y a esto hay que agregarle las pérdidas por válvulas y codos en la tubería.

Aproximadamente se calculan ocho codos por kilómetro, ya que se suelen poner tuberías en U para evitar la acumulación de condensado. Adicionalmente se ponen tres válvulas adicionales y una trampa de vapor por cada kilómetro adicional. Esto aumenta las caídas de presión, por ende se va a considerar a modo de simplificación estas cantidades de elementos cada 1.000 metros de tuberías.

Para calcular las pérdidas de presión en los accesorios dentro de una tubería se utiliza la siguiente fórmula:

$$\Delta P = h_L . \gamma \qquad (2.10.1.3)$$

$$h_L = k * \frac{V^2}{2g} \qquad (2.10.1.4)$$

$$k = f . \frac{L_e}{D} \qquad (2.10.1.5)$$

Donde:

- *g: Gravedad (9,81 m/s2)*
- *V: Velocidad del fluido*
- *Le: Longitud equivalente*

RESISTENCIA DE CODOS, TEES Y CURVAS.
(MEDIDO EN LONGITUD EQUIVALENTE, PIES)

Diámetro nominal pulgs.	Codo 90°		Curva 90°		Te	
					Flujo curvo	Flujo recto
	R=1D	R=1.5D	R=5D	R=10D		
1 ½	4.5	3	2.5	4	8	3
2	5.25	3.5	3	5	11	3.5
2 ½	6	4	3.5	6	13	4
3	7.5	5	4	7.5	16	5
4	10.5	7	5.5	10	20	7
6	15	10	8.5	15	30	10
8	21	14	11	20	40	14
10	24	16	14	25	50	16
12	32	21	16	30	60	21
14	33	22	19	33	65	22
16	39	26	21	38	75	26
18	44	29	24	42	86	29
20	48	32	27	50	100	32
24	57	38	32	60	120	38

Tabla 2.10.1.3. Longitudes equivalentes para pérdidas en accesorios. Fuente: infobombas.com

Donde se obtiene K que es propio para esta tubería y el accesorio, ya que cambia su longitud equivalente y el accesorio necesario, por ejemplo, para un codo recto k es igual a 0,76 y para uno curvo 0,5. En este caso se van a utilizar curvos.

Sumando los codos y válvulas que se mencionaron anteriormente, la caída de presión cada 1.000 metros equivale a 0,43739 bar para la tubería de 400 mm. Luego para la tubería de 300 mm las pérdidas son de 1,7 bar realizando los mismos cálculos, esto equivale a perder mucha entalpía útil en el fluido antes de ingresar a la turbina, trayendo como consecuencia más vapor necesario para los 30 MW de energía. Por ende se determina que un 33% más en el costo de la tubería es preferible antes que tener casi 4 veces más pérdidas en presión que repercuten también directamente en el condensado del trayecto.

2.10.2 Metodología para el cálculo del intercambio térmico

El intercambio térmico en estas tuberías se produce por conducción, radiación y convección. La radiación es un intercambio con la temperatura de referencia (T ambiente = 6.9°C) modelizado como la fuente de calor externa. La convección está dada por la interacción de los fluidos en movimiento con el medio ambiente, dándose en dos puntos en particular: vapor - cara interna del tubo y cara externa del tubo - medio ambiente. Finalmente la conducción es la transferencia de calor entre los sólidos, a través de cierto medio: vapor, acero, aislante, aluminio y ambiente respectivamente.

Realizando el balance de energía en un “anillo” del vaporducto, se obtiene la siguiente ecuación:

$$\frac{q_{cd}}{L} = \frac{q_{cv}}{L} + \frac{q_r}{L} \qquad (2.10.2.1)$$

Donde:

- q_{cd}: *Calor por conducción*
- q_{cv}: *Calor por convección*
- q_r: *Calor por radiación:*
- *L:Largo de la tubería*

La transferencia por convección está dada por la ley de enfriamiento de Newton, la de radiación por la ley de Stefan-Boltzmann aplicada a un cuerpo gris y la conducción se resuelve con ecuaciones resistencia térmica equivalente.

Luego se aplica un método numérico Newton-Raphson para resolver iterativamente la ecuación implícita que devuelve una temperatura de superficie para luego calcular el calor transferido al medio ambiente.

Cuando se está en régimen operativo, conociendo temperaturas y presiones experimentales, los cálculos se simplifican rotundamente. Igualmente en el estudio de pre factibilidad se van a analizar los factores principales que acelerarán la transferencia térmica al medio ambiente.

En primer lugar, la superficie de contacto con el entorno. Se puede ver mediante el cálculo del área de un cilindro en las tres tuberías para entender cómo varía el área de contacto:

Tomando como referencia 1000m de tubería		
Diámetro [m]	Área [m2]	% con 300mm
0,30	1885	-
0,39	2443	30%
0,50	3142	67%

Tabla 2.10.2.1. Comparación del área de contacto de las tuberías

Estudios determinan que el 47% de las pérdidas energéticas en tuberías de alta presión se dan por transferencia de calor. En Cerro Prieto (México), se dispararon alarmas cuando vieron el estado de las tuberías y su aislamiento. La pérdida energética que había en ese lugar para el transporte de vapor era equivalente a un 2,46% de la generación total de energía. En Copahue eso representaría 2.300.000 dólares en costo de oportunidad del vapor.

Concepto	Pérdida
Caida de presión por vapor	0,437 bar
Caida de presión por transferencia de calor	0,3 bar
Descenso de temperatura	9°C por Km
Pérdida por condensado	0,4% por Km

Tabla 2.10.2.2. Pérdida de carga en la tubería calculada

Utilizando datos estadísticos para transporte de vapor por tuberías en centrales geotérmicas (utilizadas las de Cerro Prieto), se asumen algunos datos. Se respeta aproximadamente el 47% de las pérdidas energéticas de origen térmico, producto de los 0,3 bar y 9°C y el condensado. En cuanto al resto, 53% son por pérdidas de fricción de tuberías y accesorios.

Se va a elegir la tubería de 388,88 mm, en primer lugar porque tiene un caudal máximo de 70 tn/h y así no aumentan las pérdidas con fricción. Es cuatro veces más efectivo que el de 300 mm en cuanto a pérdidas de presión y un 30% menor superficie de contacto que pone en riesgo una transferencia de calor en los inviernos de Copahue.

Para esta tubería se hicieron los cálculos correspondientes para todas las ampliaciones utilizando el baricentro calculado en el apartado anterior.

Configuración	Pozo productor	Distancia	Coeficiente de seguridad	Distancia de tuberías	Caida de presión	Condensado	Temperatura
		[Km]			[Bar]	[Tn/h]	[°C]
30 MW	COP V	1	0	1	1	0	260
	COP VI	1	0	1	1	0	260
	COP VII	0	0	0	0	0	266
	COP VIII	1	0	1	0	0	262
	COP IX	1	0	1	0	0	262
	COP X	0	0	0	0	0	269
	Distancia al lago	0	0	0	Para la bomba --> Agua de reposición		
60 MW	COM XI	1	0	1	1	0	256
	COP XII	1	0	1	1	0	256
	COP XIII	0	0	1	0	0	263
	COP XIV	0	0	1	0	0	263
	COP XV	1	0	1	1	0	261
	COP XVI	1	0	1	1	0	260
90 mw	COP XVII	1	0	1	1	0	254
	COP XVIII	1	0	1	1	0	254
	COP XIV	1	0	1	1	0	258
	COP XX	1	0	1	1	0	257
	COP XXI	1	0	1	1	0	257
	COP XXII	1	0	1	1	0	258

Tabla 2.10.2.3. Análisis de las Tuberías de vapor saturado y agua de reposición al baricentro final

Se determinó un 5% de trazado extra de tuberías para poder bordear los relieves naturales de la zona, cuando estos se tornan complicados de pasar por arriba.

La tabla anterior se va a utilizar como fuente de datos en:

- Balance de masa y energía: para calcular la pérdida de entalpía del vapor en el transporte de la tubería. Como también la disminución del caudal en consecuencia a la condensación del mismo. Este condensado se va a recuperar en las trampas de vapor y el separador flash.
- La capacidad de las pipelines son de 72 tn/h cada una según el proveedor. Si se pone mayor cantidad de vapor pueden producirse pérdidas, un aumento de caudal másico en el mismo diámetro va a producir mayor velocidad del fluido y las pérdidas son proporcionales al cuadrado de la velocidad del mismo.
- Costos de las pipelines: para analizar el costo de la inversión, se va a utilizar el dato de los metros de tubería para cada pozo geotérmico. Dicho costo incluye el aislante apto para la región de Copahue y habría que agregar los costos de las válvulas especiales/codos.

Estimación costo de tuberías			
Metros	Costo lb/(pie.*m)	lb/pie	USD/Km
1.000	12	35	420.000

Tabla 2.10.2.4. Costo por km de Pipeline

Costo de la pipeline por kilómetro. El costo indicado como 12 USD libras/pié*m incluye al aislante y la protección de acero galvanizado.

Costo de tuberías			
Configuración	Distancia de tuberías	Costo tuberías USD	Observación
30 MW	3,18	1.335.299	Incluye tubería del lago
60 MW	4,10	1.720.440	
90 MW	5,39	2.264.607	

Tabla 2.10.2.5. Costo por km de Pipeline

Estos costos no son acumulativos, para realizarse la planta de 30 MW hay que invertir 1,3 MM USD, para la de 60 y 90 MW 1,7 y 2,64 MM USD respectivamente. El costo aumenta ya que los pozos están distribuidos más hacia el norte para las ampliaciones de 60 MW y 90 MW.

POZOS GEOTÉRMICOS

2.11 Pruebas de producción y estudios geológicos

En paralelo al proceso de perforación se tienen que realizar estudios geológicos constantes para comprender con mayor profundidad el contexto a medida que se avanza con la actividad. Esto también generaría una mejora continua a medida que se realizan los pozos, ya que los estudios previos, si bien son suficientes para demostrar la factibilidad, se puede conocer aún más la zona y por lo tanto disminuir los riesgos en las siguientes perforaciones. Entre estos estudios se encuentran:

- Estudios Geofísicos
    - Porosidad
    - Resistividad
    - Registro de rayos Gamma
    - Registro de imagen de pared de pozo: muy importante para las actividades de segmentación
- Estudio de gradientes de temperatura y presión
    - Realizar los mapas de temperatura y presión es fundamental para entender las características del reservorio
- Estudio biológico (actividad bacteriana)

El proceso de perforación en sí es similar al de un pozo petrolero donde un factor crítico que lo distingue en este caso es la circulación de lodo a la temperatura adecuada, para no solo ir quitando los recortes de roca que se van generando o crear una columna hidrostática, sino para ir enfriando la herramienta de corte a medida que baja en el sistema geotérmico y se va elevando la temperatura.

La presencia de H_2S se mitiga utilizando tuberías adecuadas que no sufran los efectos de la corrosión. En el recubrimiento externo de la tubería se utiliza carburo de tungsteno para lograr que el contexto abrasivo del sistema geotérmico no dañe la tubería más externa.

Otra diferencia importante con pozos petroleros son los diámetros de la tubería de producción. Al ser mucho mayor el caudal, tienen que ser más grandes, por ende no se suele poner un tubbing final de producción a lo largo de todo el pozo.

En el diseño de pozos geotérmicos hay que tener en cuenta:

- Presencia de grandes cargas compresivas durante la producción de vapor es grande, por eso la eficiencia a la compresión tiene que ser al 100%.
- Buenas propiedades termo-mecánicas producidas por los ciclos térmicos del vapor que pueden fragilizar el acero.

- Se tiene que poder sellar a alta temperatura, las válvulas tienen que responder a casi 300°C.
- Buenas conexiones para pozos productores de gran caudal. Los caudales de vapor son grandes, por ende las roscas tienen que minimizar la turbulencia.

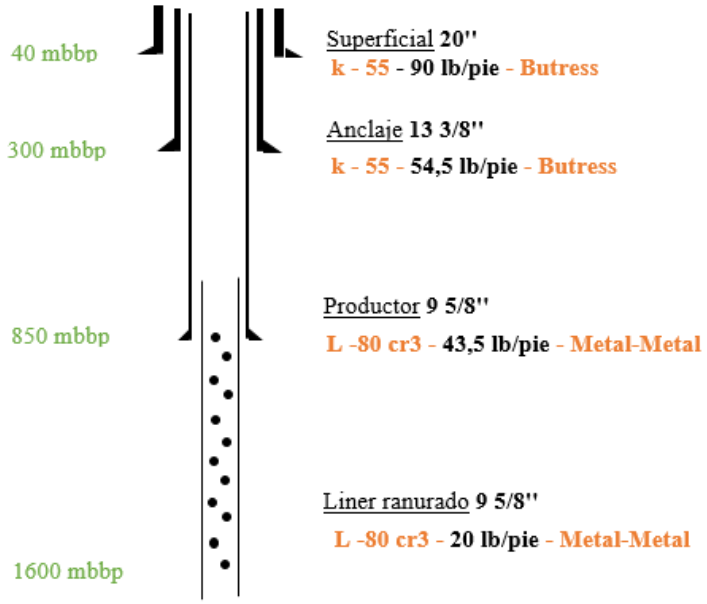


Figura 2.11.2. Programa de perforación apto para Copahue

A medida que desciende el gradiente de presión del poro y el gradiente de fractura van definiendo las características de las etapas del pozo, por lo tanto se empieza desde el liner y tubería de producción para llegar hasta la boca de pozo. Está demostrado que con cuatro etapas alcanza para este caso.



Figura 2.11.1. Liner ranurado

Al estar realizada la terminación de los pozos productores, se analizará durante los meses de mayo, abril, junio y julio la curva de producción de vapor de la tanda de pozos. De modo que con esa información se puede determinar el potencial del reservorio, iterando sobre el balance de masa y energía de la planta geotérmica.

2.12 Actividades en la perforación y adecuación de pozos geotérmicos

Una de las primeras actividades que hay que realizar es la adecuación de caminos. Si bien algunos ya existen, es necesario acondicionarlos para poder entrar los equipos de perforación adecuadamente y en un futuro sirvan para la operación de la planta geotérmica.

Son tareas que consiste en compactar el camino para que el peso de los equipos y vehículos durante la tarea de perforación no generen inconvenientes.

Hay que tener en cuenta que hay flujos de agua producto de lluvias y deshielo, que en parte hay que preservar. Sin embargo, hay pequeñas filtraciones de agua que habría que enterrarlas a medida que se hacen los caminos para asegurar su preservación en buen estado a largo plazo.

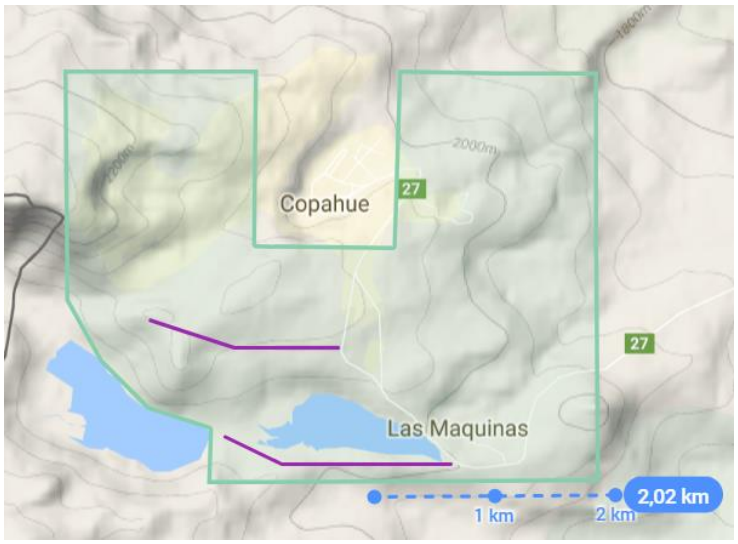


Figura 2.12.1. Área de explotación geotérmica (13 km²) Fuente: Google Maps

En principio hay que preparar 4.000 metros de calle para ingresar a la zona por dos lugares distintos, ya que se aprovecharán los caminos ya realizados hace 30 años.

Los requerimientos de estos caminos son de 5 - 6 metros de espesor con 10 cm de material compactado para asegurar la circulación de los vehículos.

Posteriormente se ramifican desde esos dos senderos, las locaciones a todos los pozos geotérmicos. Si se calculan entre 500 a 1.000 metros en promedio las distancias entre todos los pozos geotérmicos, entonces se podría suponer un promedio de 750 metros. Aunque la certeza a esto se tendrá a medida que se avance con el proyecto. Hay muchos casos que logran una distancia del pozo de 300 metros y otros llegan a 2 kilómetros.



Figura 2.12.2. Camino realizado en el campo geotérmico Fuente:ADI-NQN

Se muestra en la imagen el camino de acceso a la zona de perforación. En el fondo se puede ver el lago “Las Mellizas”. También una alcantarilla que se puso en su momento para no obstruir el flujo de las lluvias o deshielo.

2.13 Tasa de éxito de un pozo geotérmico

Existe una tasa de éxito (0% a 100%) asociada directamente a la etapa en que se encuentra el proyecto geotérmico. Esto es producto de la curva de aprendizaje sobre el entendimiento del reservorio geotérmico en cuestión.

De los cuatro pozos perforados, tres fueron exitosos y uno tuvo complicaciones, se le asignaría una tasa de éxito del 75% a priori.

El pozo dañado fue el primero, luego se hicieron tres exitosamente, esto tiene en cuenta la curva de aprendizaje. Es crítico recaudar toda la experiencia obtenida anteriormente por las personas que realizaron estas perforaciones.

Según un estudio estadístico realizado con la perforación de distintas plantas térmicas a través del mundo, se llegó al siguiente factor de éxito.

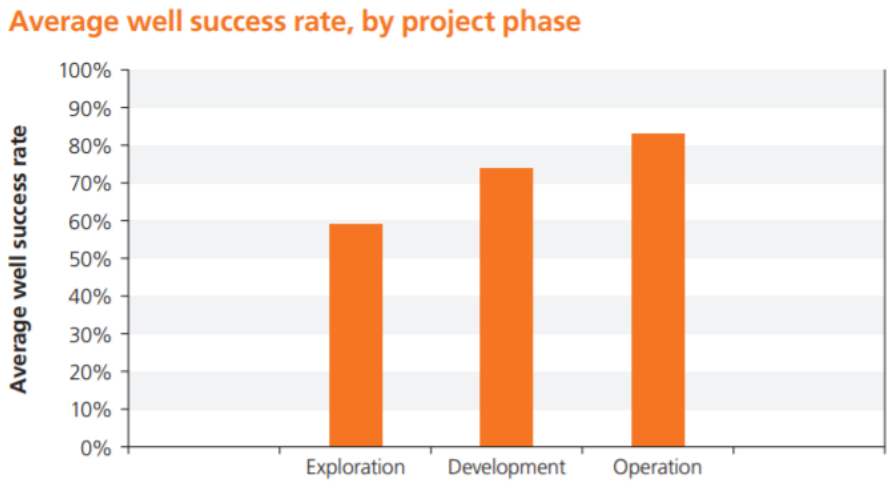


Figura 2.13.1. Factor de éxito según fase del proyecto geotérmico. Fuente: Success of Geothermal Wells: A global study

El proyecto de Copahue se encuentra en fase de desarrollo, donde ya se realizaron 2 pozos de producción que ahora están fuera de servicio. Por ende la fase del proyecto es "en desarrollo". Asignando un 74% de tasa de éxito en las perforaciones de pozos.

Sería muy conservador tomar este porcentaje para la perforación de 6 pozos geotérmicos. Ya que cada vez que se avanza el proyecto el riesgo se reduce notablemente, se podría poner como tasa de éxito una variable desde 74% a 85% a medida que se realizan más pozos.

Un pozo que sufrió un problema en la perforación, se puede utilizar como reinyector de agua. De esta manera se aprovecharía los recursos utilizados hasta el momento.

Servicios de perforación: Industria Oil&Gas Regional

Servicios de perforación en la industria del OIL & GAS están disponibles en la zona gracias a la actividad local. Es importante entender las principales diferencias entre perforar un pozo petrolero o geotérmico.

En un aspecto negativo, se está lidiando con mayores temperaturas y ambientes más corrosivos. Y a favor tenemos, menores presiones en el reservorio (en este caso 40 Barg, Yacimiento de gas entre 80 y 200 Barg) y pozos menos profundos en comparación. Grandes pérdidas de circulación del fluido de perforación en el caso de los pozos geotérmicos pueden

tener un impacto muy negativo en la calidad futura del reservorio y la contaminación de las napas de agua, poniendo en riesgo el proyecto entero.

La corrosión biológica y depósitos arenosos dentro de la tubería son más frecuentes en los ambientes geotérmicos, aunque ese tema se trata en la parte de O&M más que en el diseño conceptual del pozo, que se eligen aceros en cuanto a los esfuerzos involucrados y gases potencialmente corrosivos como sulfuro de hidrógeno y dióxido de carbono.

2.14 Distancias entre pozos geotérmicos

Para un proyecto que necesita entre 5 y 7 pozos geotérmicos, determinar la distancia entre estos es un factor importante, ya que en definitiva va a condicionar el rendimiento de cada uno de los pozos, ya que existen interacciones entre cada uno de los puntos perforados.

La ubicación exacta de los pozos se debe determinar a medida que se avanza con las perforaciones y se analiza la curva de presiones y caudales de cada uno de los pozos realizados.

Entonces, el alcance en este trabajo es de estimar de acuerdo a sistemas geológicos similares la distancia y distribución de cada uno de los pozos, donde los datos que más nos interesan son:

- Distancia de tubería hasta la planta geotérmica: De acá se calculan las pérdidas de presión y condensación de vapor en el trayecto.
- Kilómetros de camino a construir
- Traslado de equipo de perforación (inversión en DTM)
- Ubicación ideal de la planta geotérmica: de acuerdo a la distribución de los pozos.

Hay que tener en cuenta varios factores importantes que nos va a determinar la ubicación de los pozos:

- Área donde se encuentra el reservorio de fluido geotérmico: Es importante perforar sobre esta superficie, sino no se va a poder extraer el vapor que se necesita
- Objetivos de alta permeabilidad
- Estudios geofísicos
- Distancia óptima entre pozos para la producción: Cuanto más distancia hay entre pozos, menos afecta la interacción entre ellos, por ende tenemos más producción. Los estudios de Copahue indican que los pozos se tienen que ubicar a por lo menos 500 metros de distancia. Un análisis posterior sería: Encontrar un equilibrio óptimo en cuanto a el

transporte de este vapor hasta la turbina, que cuanto mayor es el recorrido, más pérdidas se va a tener de presión, condensación y calor, esto baja el rendimiento del pozo. En conclusión, existe un óptimo entre las distancias entre pozos que maximiza la producción total.

- Apoyarse en los estudios realizados hasta el momento sobre la factibilidad del reservorio (JICA 1992, SKM 2012)

2.15 Ubicación de los primeros 4 puntos de contacto con el reservorio

Con los estudios realizados hasta la fecha, se han determinado 4 ubicaciones aproximada para interceptar en el reservorio.



Figura 2.15.1. Objetivos en el reservorio Fuente:Análisis del yacimiento de Copahue, SKM 2012

En la imagen se observa con números los objetivos donde los estudios indican que se va a encontrar una buena permeabilidad. En una primera etapa de perforación se va a realizar 2 locaciones multi-pad en el punto A, donde se hará primero un pozo de exploración perpendicular que puede ser adaptado para reinyección, muy cerca de donde queda el baricentro calculado de la planta geotérmica, lo que minimizaría la energía consumida por bombear el condensado.

Desde el punto B saldrán 2 perforaciones direccionales al punto 3 y 4. Primero interceptando el objetivo en 3 y luego el 4, que está cerca donde se perforó en 1984 el COP-1.

Estos 4 pozos se van a realizar en la primera etapa del proyecto antes que se avecine el primer invierno. Luego para la siguiente etapa, de acuerdo a la curva de producción de cada pozo se completarán los 3 o 4 faltantes para los 30 MW iniciales.

Al momento de realizar los estudios en 1992 no se tenía en cuenta la posibilidad de realizar pozos direccionales ya que la tecnología en la industria Oil&gas en Argentina no tenía esta práctica incorporada.

Hoy en día Argentina tiene tecnología para realizar este tipo de perforaciones y en lo que respecta la Geotérmica se puede llevar muchos beneficios de esta práctica.

Gracias a los estudios realizados en 2012 por la empresa Sinclair Knight Merz se pueden determinar los trazados horizontales para Copahue. De otra forma se tendrían que hacer estudios geofísicos pertinentes para definir el trayecto.

Los costos de los pozos direccionales son mayores ya que la tecnología es más compleja. Hay que alquilar especialmente dispositivos que permitan una inclinación en la perforación

La distancia entre los pozos adyacentes varían entre 500 metros y 1600 metros. Una vez que se perforen los 3 primeros se podría estimar mejor la ubicación del 4to. Si la interacción dinámica entre los pozos no perjudica la producción, se podrían achicar las distancias entre estos.

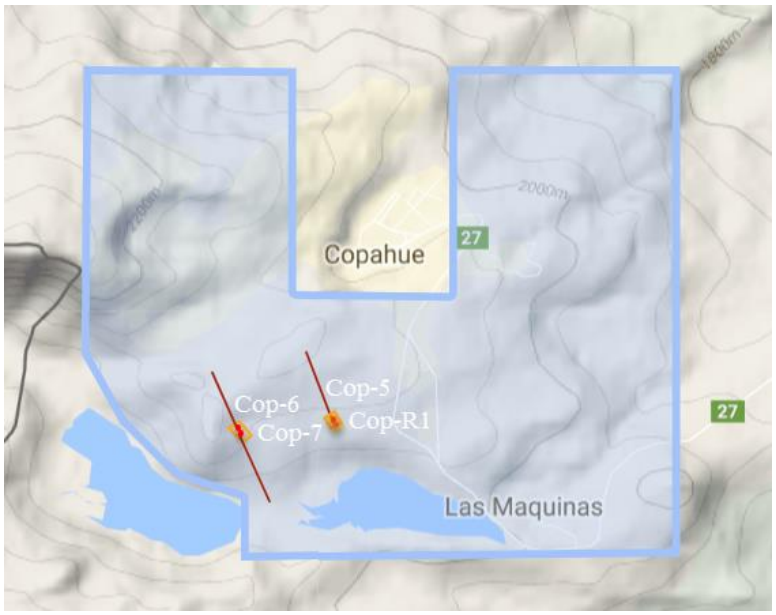


Figura 2.15.2. Trayecto horizontal de los pozos geotérmicos. Fuente:Análisis del yacimiento SKM 2012

Los pozos COP-5y COP-6 se van a intentar encontrar la misma permeabilidad objetivo, por eso se direccionan para el mismo lado.. En cambio el 1ero pozo se va a hacer más al sureste, donde ya es seguro lograr sacar 60 - 50 t/h a 12 Bar y 270°C en las perforaciones de 1984.

La profundidad definitiva del pozo se analiza según la permeabilidad absoluta que se encuentre, a priori, esta profundidad va a variar entre 1300 metros y 1900 metros. Generalmente se calculan una desviación con respecto a la perpendicular de 30º y 35° final con una precisión de +/-5°

En el caso de no encontrar buena permeabilidad en la región, primero se optaría extender la perforación hasta máximo 2.000 metros. De otra forma se procedería a realizar un fracking hidráulico, lo cual encarecería los procesos de terminación.

2.15.1 Perforación de pozos geotérmicos

Hay 3 tipos de pozos geotérmicos característicos en este tipo de proyecto, los requerimientos de cada uno de ellos varía, ya que los objetivos son distintos. Como también los costos asociados.

Pozos de Exploración

Exploración: Son los más económicos. Se realizan principalmente en una etapa de factibilidad en el estudio del reservorio. Minimizan los riesgos a la hora de tener que realizar un pozo productor posteriormente, ya que con la información se que logra obtener de estos, se puede diseñar y localizar el pozo productor de modo de conseguir zonas de mayor permeabilidad, entender donde están las pérdidas de circulación, entre otras cosas.

En Copahue se realizaron 4 pozos, 2 con fin de exploración y 2 productores. La información que está a disposición es muy valiosa para poder determinar el diseño y ubicación estimada de la primer tanda de pozos.

Los papers analizados sobre los estudios realizados en 1984, 1992 y 2012 apuntan a que es prudente realizar un pozo de Exploración cerca de la zona objetivo, a una profundidad de 1500 metros, con el fin de determinar los parámetros a los 3 productores que se harán a los pocos kilómetros a la redonda.

Un aspecto importante a considerar, este pozo de exploración se puede adecuar perfectamente como pozo de reinyector de fluido, fundamental para la explotación sustentable del recurso y la viabilidad del proyecto. De esta forma, se consigue un ahorro considerable ya que se unifican los gastos de pozos de exploración y reinyección.

Un segundo pozo de exploración se tendría que hacer al este de la zona de concesión, poco después de la ruta provincial 27 . Los estudios geofísicos realizados prueban que podría ser una zona objetivo para poner pozos productores. Siguiendo con la misma lógica, se podría adecuar el pozo de exploración para que se convierta en inyector luego de la perforación de los productores.

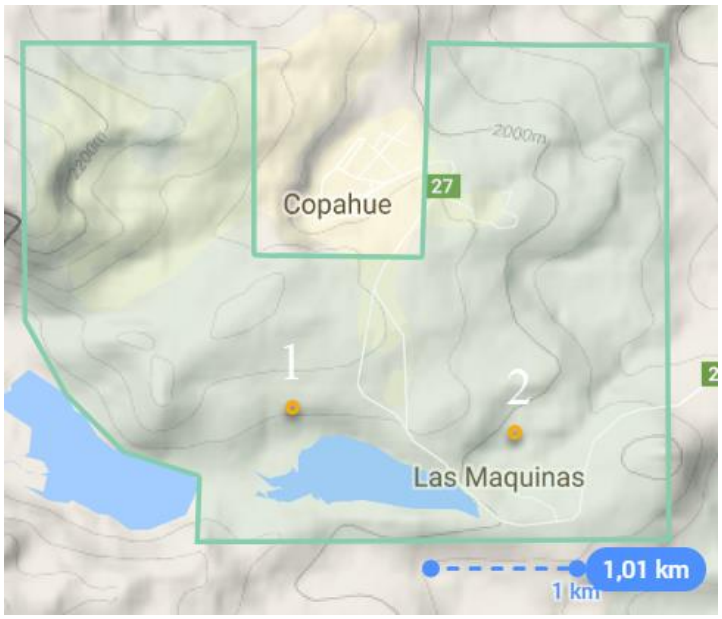


Figura 2.15.1.1. Ubicación aproximada de los pozos de exploración en Copahue. Fuente: JICA

El primer pozo de exploración se hará durante el año de inicio del proyecto y luego se harán las tareas de terminación necesarias para adecuarlo a reinyector, cuando se monte la planta geotérmica. Con esos datos, se van a diseñar 3 pozos productores adicionales. Durante el 2ndo año del proyecto se va a realizar el pozo 2, con el objetivo de transformarlo en productor más adelante. Finalmente se estima que los pozos productores necesarios para completar los 30 MW van a estar en esta segunda ubicación.

Pozos de Reinyección

Se calcula 1 pozo inyector cada 3 o 4 productores aproximadamente. La cantidad depende principalmente de la distribución de los productores en el reservorio, la profundidad de estos y la producción de vapor. La densidad del agua es mucho mayor a la del vapor, por ende utilizando el mismo diámetros de los tubos se puede reinyectar mucho más fluido.

Es importante lograr un “ciclo cerrado” entre el reservorio que posee una fuente de calor que se considera constante y nuestra planta geotérmica. Adicionalmente el reservorio se reabastece por las aguas subterráneas, producto de precipitaciones locales (resultado de un análisis de isótopos de las muestras tomadas en 1992 y 2012), por ende se clasifica como reservorio con comunicación activa. De todas formas nunca llegaría a reabastecerse

naturalmente a una tasa de de 250, 500 o 750 tn/h para una planta de 30, 60 o 90 MW respectivamente.

Un caso de estudio conocido en cuanto a pozos reinyectores es el de la planta geotérmica de Larderello, Italia.



Figura 2.15.1.2. Complejo geotérmico en Larderello, Italia. Fuente:ThinkGeo

Poseen un reservorio con alta entalpía al igual que Copahue, extraen un caudal 1.000 tn/h de vapor saturado. En el año 1970 se vieron con un problema serio en cuanto a la tasa de abatimiento del recurso, teniendo que regular la producción para que no baje del caudal umbral.

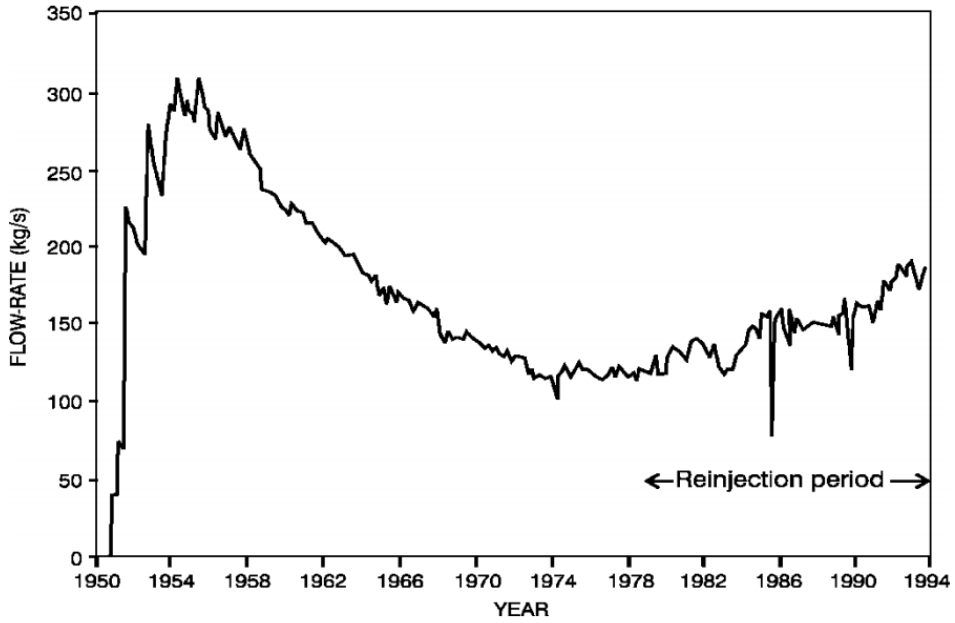


Figura 2.15.1.3. Caudal de vapor en Kg/s del complejo geotérmico de Larderello, Italia. Fuente:Reinjection Case, Larderello, Italy

En 1974 se decidió empezar con los pozos reinyectores. Se puede observar en el gráfico como el caudal fue aumentando año a año, recuperando la sustentabilidad del reservorio. También tuvieron mejoras en cuanto a la presión del reservorio, esto es gracias a que la fuente de calor de Larderello (tectónica) es lo suficientemente potente para soportar estas cantidades de flujo.

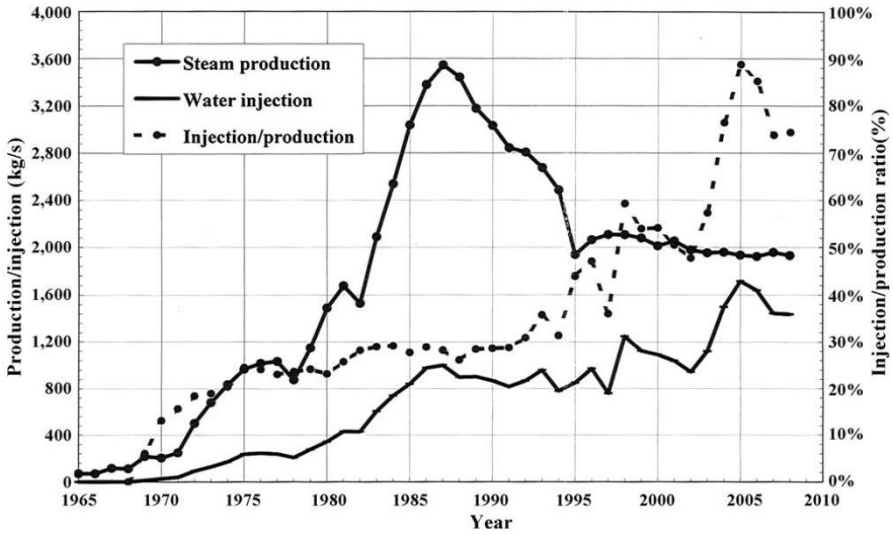


Figura 2.15.1.4. Caso de reinyección: Geysers geothermal field in California. Fuente: Goyal and Conant

También es necesario regular la proporción del caudal reinyectado vs. el extraído, no siempre es necesario reinyectar el 100%, eso depende de la alimentación externa del reservorio, con el correr de los años, el análisis de las curvas de producción y reinyección son indispensables para determinar la dinámica óptima.

En la figura anterior se muestra el caso del complejo geotérmico de California, donde la línea punteada indica la relación Producción/Extracción que se establece a través de los años.

Hasta 1990 no precisaron inyectar más de un 20%, pero el abatimiento anual del reservorio los llevó a tener que reinyectar valores superiores al 70% para mantener la curva de producción como se observa en el período de 1995 a 2010.

Dependiendo el caudal que se desea reinyectar, puede variar el dimensionamiento de las bombas de reinyección en Copahue. Si este caudal es poco, se puede optar por descenso por gravedad del agua, sin necesidad de una bomba inyectora, ya que la presión hidrostática de un pequeño porcentaje del pozo ya basta para matar los 40 barg del reservorio. Luego a medida que se llena más con líquido la misma tubería se logra un caudal en sentido descendente.

No obstante el caudal que se puede lograr de esta manera es limitada, se podría empezar sin utilizar la bomba inyectora en la fase de prueba los 2 primeros años, pero luego cuando la planta succiona a razón de 250 tn/h de vapor se necesitaría contar con este equipamiento.

No reinyectar también podría traer complicaciones en la presión del reservorio, por ende, la presión en boca de pozo que afectaría directamente en la entalpía de nuestro fluido. Si bajamos el volumen de fluido dentro del reservorio tendrá un impacto negativo en la presión del mismo.

Reinyectar líquido y gases no condensables también es importante por una cuestión ambiental, las regulaciones locales limitan la emisión de gases NC y el desabastecimiento del recurso geotérmico. En el caso de Copahue, por las cantidades de gases NC, no hace falta a priori tener que reinyectar estos gases (ya que está dentro del rango permitido), salvo por complicaciones sobre la marcha en cuanto a movimientos de ambientalistas que paren el proyecto.

Prácticamente todas las aguas residuales, excepto las que producirían un gran desequilibrio quimico/ionico, pueden ser incorporadas nuevamente en el reservorio:

- Condensado de los tubos de transporte de vapor saturado
- Condensado del flujo principal (a la salida del condensador)
- Condensado del separador Flash
- Purgas de la torre de enfriamiento

- Agua producto de nieve: En invierno se puede crear un sistema que recoja el agua de las precipitaciones y utilizarla para realimentar el agua de la torre de enfriamiento, o incluso re inyectarla
- Aguas cloacales

2.16 Equilibrio químico y iónico del reservorio

Hay que tener especial cuidado en no alterar químicamente el reservorio a lo largo de los años, porque recordemos que se está reemplazando el fluido constantemente, por más que sea una pequeña porción de lo que representa en su totalidad, durante 20 años de proyecto se puede cambiar completamente la composición si no se toman los recaudos necesarios.

El oxígeno que se acumula durante los procesos de refrigeración (más aún si se decide inyectar purgas o agua de refrigeración), al inyectarlos actividad corrosiva aumenta, por ende para mitigar este factor hay que tratar el agua de reinyección previamente antes de devolverla al reservorio. Hay que utilizar agentes reductores para eliminar el oxígeno y que este no genere un ambiente favorable a la corrosión en las tuberías de reinyección.

2.17 Recomponer pozos COP-2 y COP - 4

Se hicieron 4 pozos geotérmicos en la zona de concesión, existe la posibilidad en 2 de ellos de lograr mediante una tarea de work-over ponerlos a disposición para la reinyección.

Cuando el proyecto se amplíe, gracias la experiencia generada en las perforaciones previas, realizar pozos de exploración para adecuarlos a Reinyección podría no hacer falta, por este motivo, en vez de tener que hacer un pozo inyector, se podría utilizar la infraestructura de los pozos COP - 2 y COP - 4 para la reinyección de fluido geotérmico. El COP - 1 y COP - 3 se cerraron y cementaron de tal forma que los trabajos de work-over no serían muy costosos para dejarlos en forma óptima.



Figura 2.17.1. Pozo geotérmico COP-2 Copahue, Neuquén. Fuente: ADI-NQN

Se puede ver en la imagen, tomada en 2012, uno de los pozos que tiene potencial de ser adecuado para utilizarlo de inyector. Se puede ver como luego de casi 25 años sigue liberando vapor desde el reservorio. Esto no tendría que suceder, ya que trae un impacto ambiental innecesario al no aprovecharlo como energía. Los pozos luego de su vida útil hay que cerrarlos, así se evitan las fugas y se preserva el medio ambiente.



Figura 2.17.2. Pozo geotérmico COP - 3 en Copahue, Neuquén. Fuente: ADI-NQN

Este fue en dónde se basó la mayoría del estudio de JICA en 1992. Tuvo grandes pérdidas de circulación a 750 metros de profundidad en el momento de la perforación. Se encuentra cementado, por lo cual no se podría acondicionar para la inyección del líquido.



Figura 2.17.3. Pozo geotérmico COP - 4 en Copahue, Neuquén. Fuente: ADI-NQN

Este es el último pozo que se realizó, tampoco se comentó por eso se observan fugas de Vapor, aunque en menor medida que el COP - 2.



Figura 2.17.4. Trabajo de Control, ahogado y cierre definitivo del COP-1. Fuente:ADI-NQN

Este pozo fue el primero en realizarse en 1976, perforando a 996 metros para realizar estudios preliminares. Luego en 1982 se extendió a 1441 metros de profundidad para lograr mayor entalpía y caudal en el vapor geotérmico, se utilizó en la planta geotérmica piloto de 0,6 MW con tecnología flash directa hasta su abandono en 1998 por falta de mantenimiento (cambios en la dirigencia e intereses políticos).

En el 2001 se averió la válvula y empezó a liberar descontroladamente 10 tn/h durante 8 años, al no tener silenciador, producía una contaminación sonora importante a tal punto que no era recomendable acercarse. El 20 de abril del 2009 se hicieron las tareas necesarias para abandonarlo definitivamente, agregando cemento a la tubería de producción. No es posible adecuarlo para una posible inyección de fluido geotérmico.

2.18 Diseño del pozo reinyector

Como existe la opción de convertir un pozo reinyector en productor, ya que la diferencia más sustancial radica en las tareas de terminación. Un pozo reinyector en este caso se puede dejar con la tubería de producción de 9 ⅝ abierta y cementada. Si se dan las condiciones favorables en la adecuación del COP - 2 y COP - 4 y la tasa de reinyección no es elevada se puede realizar las tareas de terminación correspondientes para ubicar el liner de 7’’ y empezar a producir vapor.

La zona de descarga del condensado generalmente se ubica a menor profundidad que los pozos productores, pero bastante más abajo que las napas de agua subterráneas. Si bien estas están comunicadas con el reservorio, hay capas arcillosas que aíslan el mismo, por ende la tasa de recuperación no sea la adecuada para mantener los niveles de producción

En este caso se va a realizar realizar la perforación a 900 metros de profundidad, con la tubería de 9 ⅝ pero sin el liner.

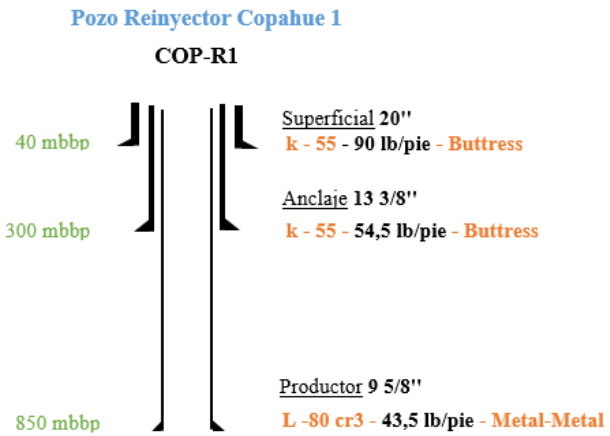


Figura 2.18.1. Esquema del pozo reinyector Copahue 1

2.18.1 Pozo reinyector Copahue 1

Es un pozo poco profundo, donde la programación de la tubería tiene 3 etapas. La producción de 9 ⅝, que tiene un acero L-80 con adición de cromo 3. Como se mencionó anteriormente, aparte de los tratamientos para regular el PH hay que hacer a la salmuera. También la infraestructura tiene que acompañar.

La terminación de este pozo sería a agujero abierto y cementando la tubería de producción, se puede perforar unos 50 metros adicionales para este propósito. Y finalmente se puede colocar un tapón y una válvula maestra hasta que entre en operación. Recordemos que a esta profundidad el vapor que saldría no generaría altas presiones en las válvulas. Distinto es el caso de los pozos productores.

Metros	Etapa	Diámetro pozo	Diámetro tubería	Acero	Cromo	Libras/pie	Rosca
40	1) Superficial	26"	20"	K-55	No	90	Buttress
300	2) Anclaje	17 1/2 "	13 3/8 "	K-55	No	55	Buttress premium
850	3) Producción	12 1/4 "	9 5/8 "	L-80 CR3	Cromo 3	44	Metal

Tabla 2.18.1.1. Diseño básico del Casing del COP-R1

En la tabla se especifica el diámetro del pozo para cada etapa y la tubería. Un pozo de 900 metros se perforará en menos de 20 días, incluyendo las tareas de descender el casing. Puede utilizarse un equipo de 550 o 750 HP para estas profundidades.

Etapa	Diámetro pozo	Diámetro tubería	Acero	Cromo	Libras/pie	Costo de referencia (USD/(lb/pie)*m)	Costo final (USD)
1) Superficial	26"	20"	K-55	No	90	11	39.600
2) Anclaje	17 1/2 "	13 3/8 "	K-55	No	55	11	179.850
3) Producción	12 1/4 "	9 5/8 "	L-80 CR3	Cromo 3	44	14	517.650
						Total	737.100

Tabla 2.18.1.2. Costos del Casing para el COP-R1

El valor aproximado del casing es 737.100 USD, tomando como referencia un precio de 11 USD sobre libras pie y metros para el K-55 y 14 USD sobre libras pie y metros para el L-80 cromo3 utilizada para la última etapa.

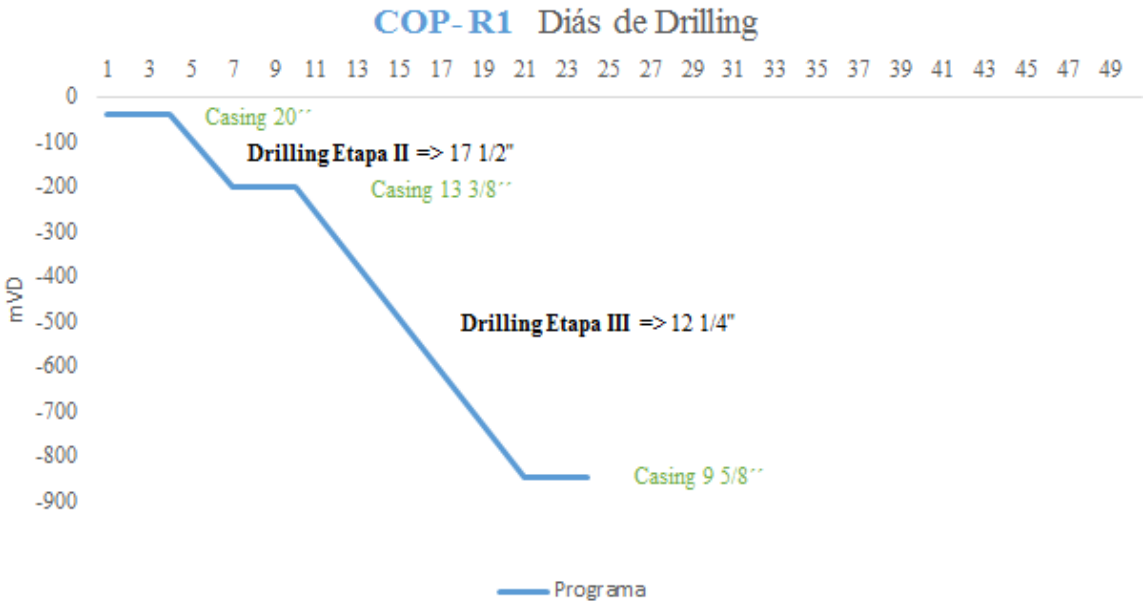


Figura 2.18.1.1. Programa de perforación en días para el COP-R1

Para este pozo se calculó la cantidad de días de alquiler que tardaría el equipo de perforación en operar y bajar los Casing. Se tomó una velocidad promedio de 80 metros por día.

A medida que se baja el casing se cementa. En lo estudios realizados por la agencia de cooperación internacional de Japón en 1992, se indica cómo tiene que ser el programa para cementar, y donde puede haber pérdidas de circulación.

2.19 Beneficios de la perforación direccional en geotérmica

Se va a mencionar distintos aspectos entre una perforación direccional o 100% vertical para el caso de Geotermia.

- Costo de armado de locación: Si bien la Locación en Multi-pad es un poco más grande, el cociente entre m2 acondicionados por pozo se reduce drásticamente.
- Compartir los servicios de locación entre pozos: Esto también tiene un beneficio de tiempos, costos y operativo.
- Costos de alquiler de equipos: Para una perforación direccional se necesita alquilar equipos especiales más costosos por día.
- Complejidad: La complejidad se traduce en riesgo y costos asociados a la ingeniería de pozos y estudios geológicos. En el caso de una perforación direccional es mayor.
- Impacto ambiental: Se reduce en el caso de un multi-pad por pozo construido
- Intersección con Áreas permeables: Hay muchas más oportunidades de conseguir zonas de alta permeabilidad con un pozo direccional que uno vertical. Esto se traduce en mayor productividad por pozo.
- Fracturas hidráulicas: Las fracturas hidráulicas en el caso de pozos direccionales comprometen menos a la integridad del yacimiento.
- Distancias de pipelines para transportar vapor: Se minimiza en el caso de tener varias bocas de pozo en un mismo punto. Esto repercute en la eficiencia de la planta en general e impacto ambiental por el acero utilizado.
- Mantenimiento del árbol de válvulas: Se concentran los equipos de mantenimiento en una locación
- Pruebas de producción: Se concentran los trabajos de monitoreo y prueba de producción que se tienen que hacer por varios meses luego de la terminación del mismo.
- Operación de los pozos: Se reduce la movilidad de los técnicos de campo en el momento de operar la planta geotérmica

En términos generales, una locación Multi- Pad reduce el costo de Armado de la misma, ya que solo preparas un terreno para varios pozos, y a su vez compartis los servicios necesarios para la perforación y terminación de los mismos. Esto también como se mencionó tiene un impacto ambiental, ya que para hacer muchas locaciones en un lugar hay que pedir permisos, con un multi-pad evitas acondicionar mucho terreno

Más específicamente en Geotermia, lograr extraer todo el vapor de un solo punto reduce el impacto ambiental. Se logran sacar las tuberías de producción desde un único nodo, reduciendo el gasto de acero, aislante y las caídas de presión que reducen la eficiencia

energética de la planta. No es lo mismo transportar el vapor de 3 puntos de 700 metros de distancia por 3 tuberías independiente que únicamente.

Tambíen se pueden realizar diversas fracturas hidráulicas a lo largo de la horizontal sin tener que sacrificar la integridad del yacimiento.

Para los 3 primeros pozos en Copahue, se van a utilizar diseño en forma de J, recomendado en los estudios realizados en 2012 por la empresa de ingeniería Sinclair Knight Merz.

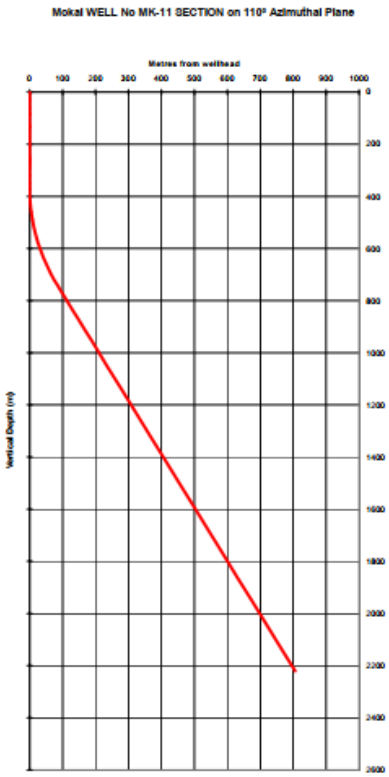


Figura 2.19.1. Pozo direccional en forma de J - Mokai, Nueva Zelanda. Fuente: Directional Well drilling, Mokai NZ

Como caso de estudio citamos el caso de Mokai, Nueva Zelanda. Se puede ver que a una profundidad de 1.800 metros se consiguió un desplazamiento horizontal de 600 metros. Suficiente para lo que se necesitaría en Copahue. Esto es una ventaja muy importante de los pozos direccionales, pudiendo respetar la distancia mínima entre pozos que se establece en por lo menos 500 metros.

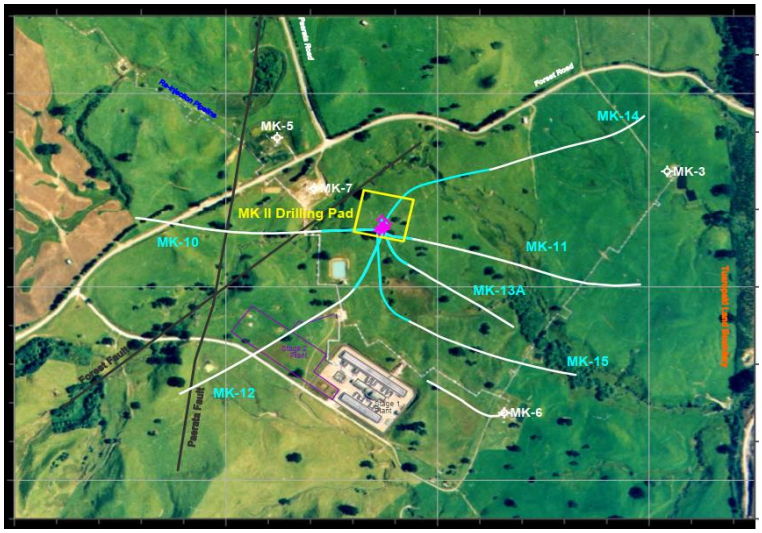


Figura 2.19.2. Trazado horizontal de pozos geotérmicos en Mokay, Nueva Zelanda. Fuente: Directional Drilling Of Geothermal Wells, Hagen Hole

Se hicieron hasta 6 pozos productores en una misma locación. Se puede observar en la imagen la trayectoria en horizontal de cada uno de ellos.

Para lograr con éxito una perforación direccional, se tienen que tener los objetivos ubicados de permeabilidad en el reservorio y los estudios de geofísica pertinentes. Lo cual en Copahue se definieron 3 trazados aproximados para pozos en forma de “J”.

2.20 Lay Out de locación y Distancias entre Cabezas de Pozo

En el caso del Multi-Pad, se diseña la locación para que cada pozo se encuentre a por lo menos 12 - 15 metros de distancia. De modo que si se tiene que hacer un eventual trabajo de work- over en alguno de estos no se tienen que frenar la producción de los demás pozos.

Por ende la locación se va a realizar de 120 metros de largo y 90 de ancho. De esta manera el equipo de perforación se puede mover a lo largo en línea recta.

Luego para los casos donde solo se va a realizar un pozo, se utilizará el siguiente diseño de la locación:

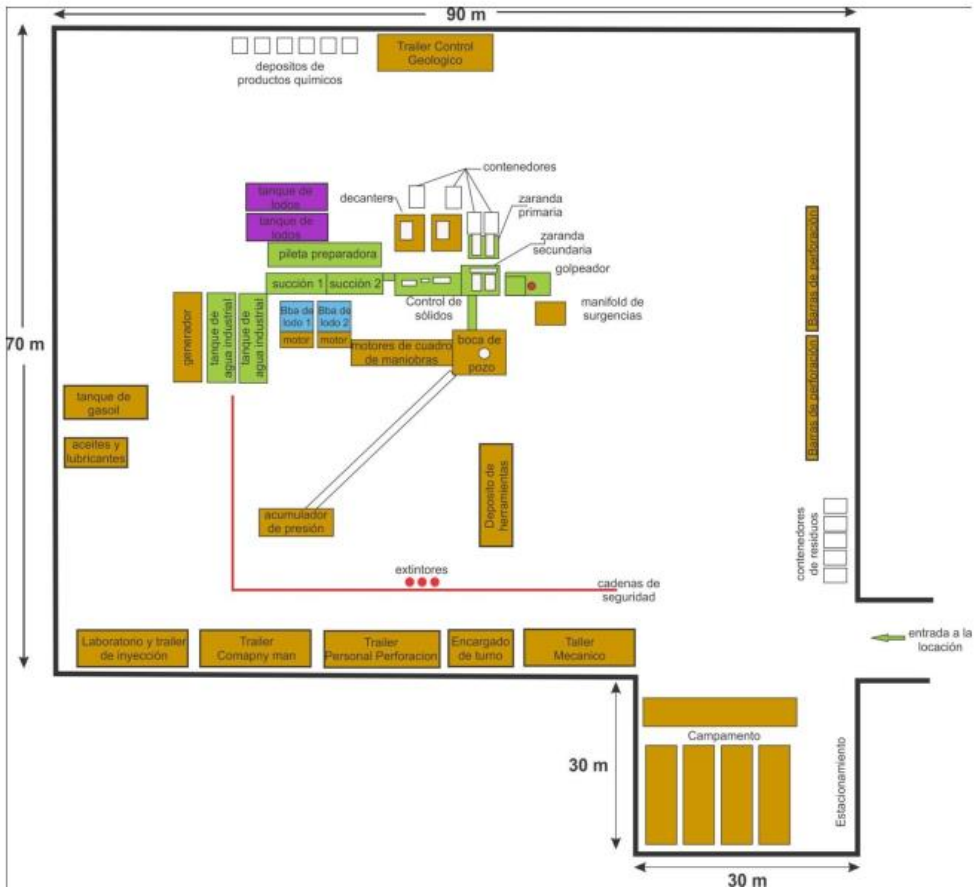


Figura 2.20.1. Diseño estándar para locación de pozos geotérmicos Fuente: ADI-NQN

Si se deciden hacer muchas locaciones, hay que pedir permiso a la provincia. Ya que se intenta que el impacto ambiental sea el menor posible. En parte una perforación direccional minimizaría el número de locaciones necesarias.

En el sector tiene que estar el centro de control geológico monitoreando las pruebas que se van sacando y los sondeos realizados. Toda esta información son de vital importancia para las perforaciones posteriores.

2.21 Perforación de pozos geotérmicos productores

En una primera etapa se van a realizar 3 pozos productores, COP - 5, COP - 6 y COP - 7. Con las ubicaciones aproximadas. Dato que va a ser más preciso cuando se haga el pozo explorador y reinyector COP-R1.

Se asigna el nombre “COP”, por “Copahue” y el a partir del número “5”, para respetar el orden cronológico de los 4 pozos que se realizaron hace varias décadas. En cambio para los pozos reinyectores se van a indicar con la nomenclatura “COP-R#”.

La primera locación que se va a realizar esta ubicada cerca al baricentro que se indicó para la planta geotérmica.

La ubicación de la primera localización será:

- Latitud: -37,831081
- Longitud: -71,104717

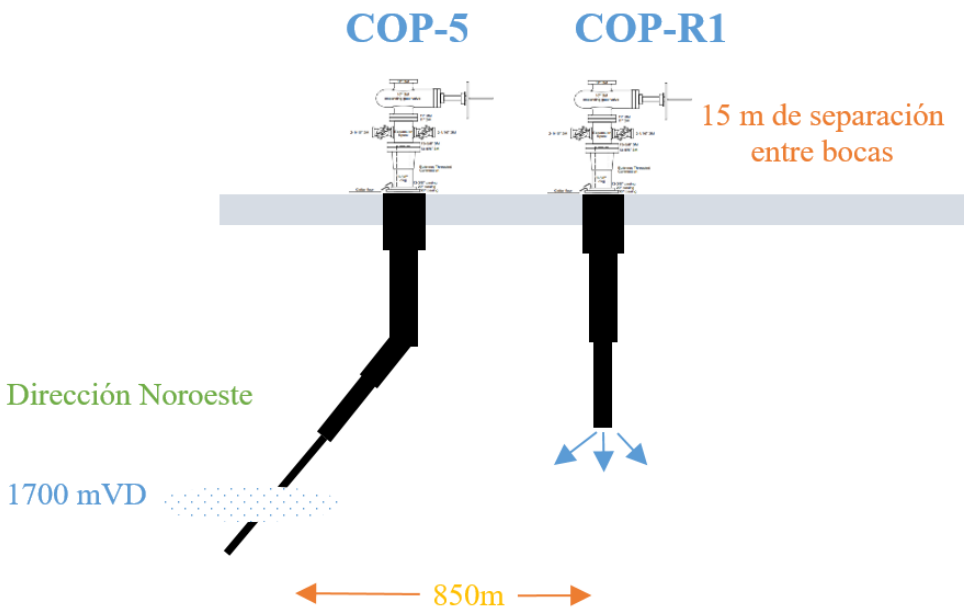


Figura 2.21.1. Esquema conceptual del la primera locación. Pozo productor COP-5 y Pozo explorador y reinyector COP-R1.

La distancias entre bocas de pozo tiene que tener aproximadamente 15 metros. Esto facilita en un futuro las tareas de mantenimiento de pozos, ya que para un eventual work-over no se tendría que interrumpir la producción en las 2 bocas.

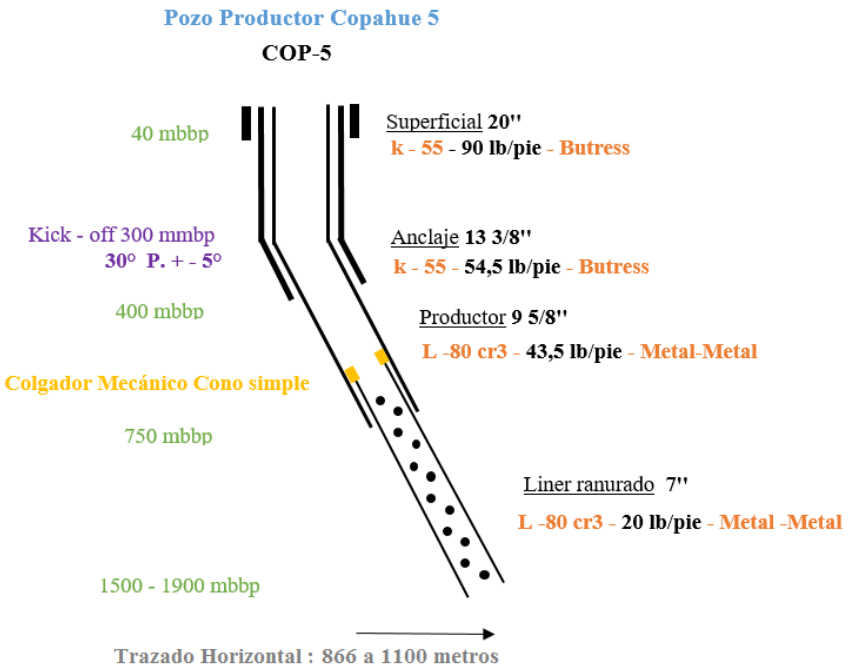


Figura 2.21.2. Programa de tuberías para el pozo productor COP - 5

La tubería de producción que probó ser la más eficiente en Copahue es 9 ⅝. Generalmente para una profundidad de 1.100 a 1.800 metros se haría una configuración telescópica de 4 etapas.

En este caso, hasta los 400 metros llega el casing de anclaje que lleva adentro al de producción. Es importante atravesar las primeras formaciones con el de 13 ⅜''. protegiendo la tubería de producción de las capas freáticas.

Tendría 30° de inclinación, con una precisión del 5% y el kick off de la dirección se encuentra a los 300 mVD.

Metros	Etapa	Diámetro pozo	Diámetro tubería	Acero	Libras/pie	Rosca	Longitud tubería	Costo de referencia (USD/(lb/pie)*m)	Costo final (USD)
40	1) Superficial	26"	20"	K-55	90	Buttress	40	11	39.600
400	2) Anclaje	17 1/2 "	13 3/8 "	K-55	55	Buttress	415	11	294.074
750	3) Producción	12 1/4 "	9 5/8 "	L-80 CR3	44	Premium	866	14	527.409
1.650	4) Liner	8 1/2 "	7 "	L-80 CR3	20	Premium	1.212	14	339.482
								Total	1.155.566

Tabla 2.21.1.Cálculo de costos del Casing para el pozo productor COP-5

Tomando como referencia un precio de 14 USD por libras píe por metro de tubería para el Liner de 7''. El costo total del casing queda en aproximadamente 1.155.566 USD.

El cronograma de perforación es el siguiente:

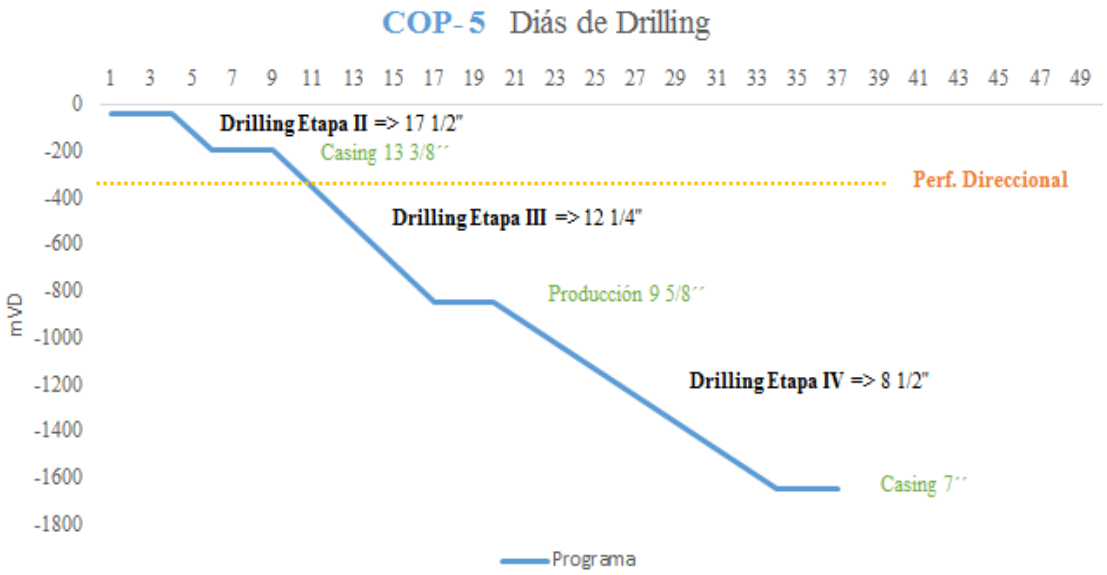


Figura 2.21.3. Cronograma de perforación para el COP - 5

Se indica el tamaño del diámetro del pozo para cada etapa. El programa de cementación se va a definir en la parte de ingeniería del pozo.

Se indica la perforación direccional a partir de lo 300 metros. Esto se traduce en un aumento de costos de alquiler equipo de perforación por día.

La siguiente locación (“B”), ubicada a 670 metros al oeste de la primera. Se construiría inmediatamente luego de la “A”. De esta forma aprovechar el tiempo en el alquiler de los equipos de armado de locaciones y luego realizar las 4 perforaciones iniciales de forma continua.

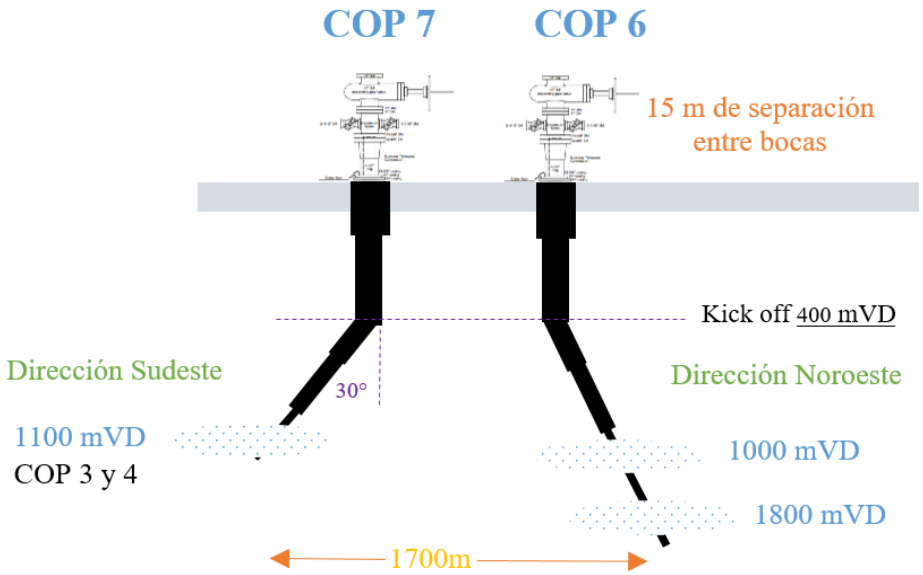


Figura 2.21.4. Locación "B" que contiene a los pozos productores: COP - 7 y COP - 6

El objetivo que se desea llegar con el pozo COP - 7 es el mismo que interceptaron en su momento los pozos COP 3 y 4. Logrando una buena curva de producción. Por este motivo se diseña a 1.100 mVD.

En cambio el COP - 6 va a interceptar 2 objetivos puntuales:

- El primero a1000 mVD y 346 m por la horizontal
- El segundo a 1800 mVD y 808 m por la horizontal.

Son intercepciones parecidas a la del pozo productor COP - 5. Por ende se perfilan para el mismo lado (noroeste).

Metros	Etapa	Diámetro pozo	Diámetro tubería	Acero	Libras/pie	Rosca	Longitud tubería	Costo de referencia (USD/(lb/pie)*m)	Costo final (USD)
40	1) Superficial	26"	20"	K-55	90	Buttress	40	11	39.600
400	2) Anclaje	17 1/2 "	13 3/8 "	K-55	55	Buttress	415	11	294.074
750	3) Producción	12 1/4 "	9 5/8 "	L -80 CR3	44	Premium	866	14	527.409
1.650	4) Liner	8 1/2 "	7 "	L -80 CR3	20	Premium	1.212	14	339.482
								Total	1.155.566

Tabla 2.21.2. Valor del Casing para el COP – 6

Se indica la misma tabla que para el COP - 5, ya que el casing y recorrido es conceptualmente igual.

Metros	Etapa	Diámetro pozo	Diámetro tubería	Acero	Libras/pie	Rosca	Longitud tubería	Costo de referencia (USD/(lb/pie)*m)	Costo final (USD)
40	1) Superficial	26"	20"	K-55	90	Buttress	40	11	39.600
400	2) Anclaje	17 1/2 "	13 3/8 "	K-55	55	Buttress	415	11	294.074
750	3) Producción	12 1/4 "	9 5/8 "	L-80 CR3	44	Premium	866	14	527.409
1.650	4) Liner	8 1/2 "	7 "	L-80 CR3	20	Premium	404	14	116.161
								Costo casing	929.244

Tabla 2.21.3. Valor del Casing para el COP – 7

El COP-7 como se indica en el modelo conceptual, llega hasta los 1100 metros en la vertical. El valor total del casing se estima en 929.244 USD.

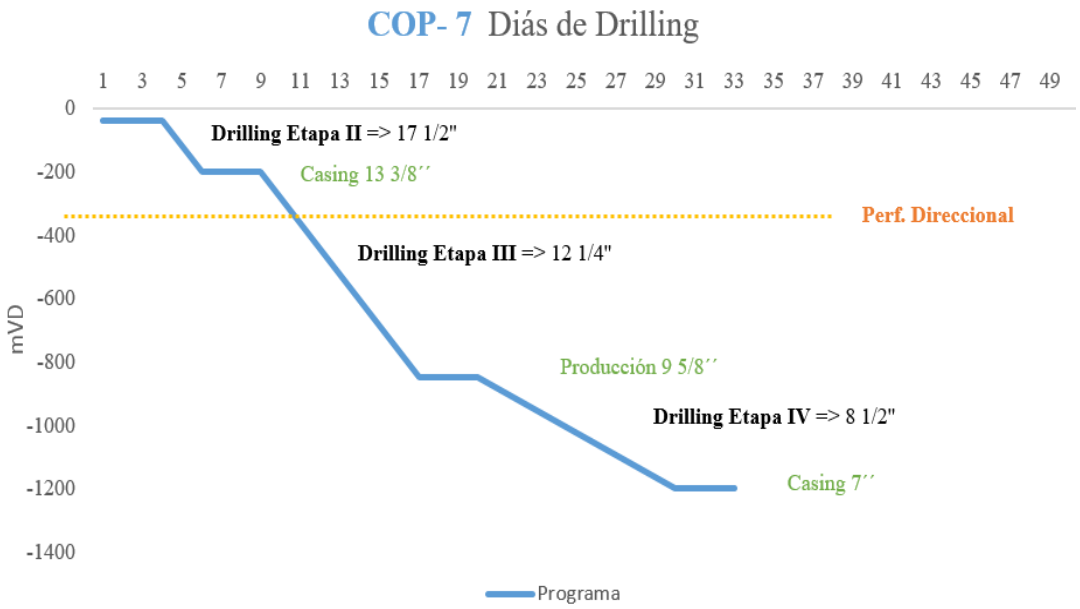


Figura 2.21.5. Cronograma de perforación para el pozo productor COP - 7

El COP - 5 y 6 tienen un cronograma parecido. Pero el COP - 7 al tener menos recorrido tardan menos días en perforarse.

2.21.1 Adaptación futura del COP-R1 a COP- 8

Este pozo podría cumplir una triple función. Comienza siendo exploración al este del yacimiento. Una lugar que nunca se hizo un pozo menos de 2 kilómetros de distancia pero los estudios indican como zona de gran potencial. Luego se va a adaptar para la reinyección de condensado. Y por último, si se considera necesario, se harían las tareas de terminación para

colocar el liner de 7'' (perforando a 1.600 mbbp), el árbol de válvulas y empezar a producir vapor.

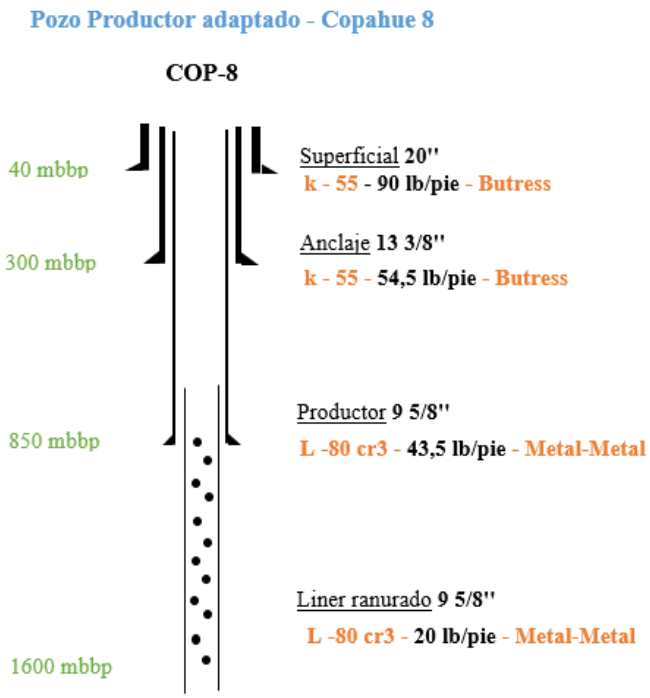


Figura 2.21.1.1. Diseño del Casing para la adaptación de COP - R1 a COP - 8

Esta es una opción si se logra acondicionar con trabajos de workover los pozos COP-2 y COP-4.

Metros	Etapa	Diámetro pozo	Diámetro tubería	Acero	Libras/pie	Rosca	Longitud tubería	Costo de referencia (USD/(lb/pie)*m)	Costo final (USD)
40	1) Superficial	26"	20"	K-55	90	Buttress	90	11	39.600
400	2) Anclaje	17 1/2 "	13 3/8 "	K-55	55	Buttress	54,5	11	179.850
750	3) Producción	12 1/4 "	9 5/8 "	L-80 CR3	44	Premium	43,5	14	517.650
1.650	4) Liner	8 1/2 "	7 "	L-80 CR3	20	Premium	810	14	226.800
								Costo casing	963.900

Tabla 2.21.1.1. Cálculo del costo del Casing para el pozo de reinyección COP - R1

El valor aproximado del casing es 963.900 USD, tomando como referencia un precio de 11 USD sobre libras pie y metros para el K-55 y 14 USD sobre libras pie y metros para el L-80 cromo-3 utilizadas para las 2 últimas etapas.

	Pozo	Dias	Tipo	Dirección
Multi-pad A	COP-R1	24	Reinyector	Perpendicular
	COP V	37	Productor	Dir.
Multi-pad B	COP VI	37	Productor	Dir.
	COP VII	33	Productor	Dir.
	Total	131		

Tabla 2.21.1.2. Días de alquiler de equipos de perforación

La terminación de pozos geotérmicos empieza luego de haber cementado la última tubería de revestimiento. Se realizan las actividades para dejar produciendo el pozo. En este caso las tareas de terminación van a ser:

- Recolectar la información de la formación geológica
- Detectar zonas de alta permeabilidad
- Bajar el Liner ranurado de 7’’
- Colocar el Árbol de válvulas

A los 31 días, hay que sumar el tiempo de alquiler del equipo de terminación, que se calcula entre 15 y 20 días para cada uno de los pozos.

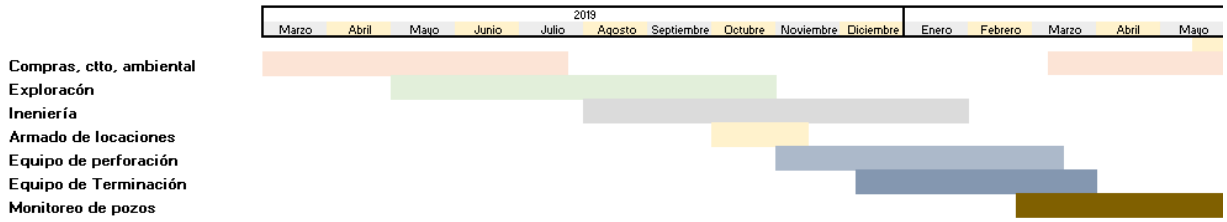


Figura 2.21.1.2. Cronograma de perforación para el primer año

Cronograma correspondiente a la primer etapa de perforación y terminación de pozos geotérmicos. Se evitan los meses Mayo, junio, Julio y Agosto para no tener complicaciones con las condiciones meteorológicas.

2.22 Aceros utilizados para los pozos geotérmicos

Los aceros con más resistencia son muy susceptibles a ser atacados por el ácido sulfhídrico. En este caso para Copahue se utilizarán aceros de grado K-55 para las primeras etapas, este es uno de los más estándar de la industria. Y luego de grado L-80. Pueden realizarse adiciones con cromo para añadirle buenas prestaciones a la corrosión y mecánicas. El grado es crítico y se hace en base a los esfuerzos mecánicos que tiene que sufrir la tubería.

El acero K-55 es parecido al J-55 pero el primero posee mayor resistencia mínima a la tracción.

Cuando las concentraciones de sulfhídrico son altas se opta más por un acero del tipo L-80. Este fue utilizado en Larderello, Italia.

Aleación con cromo

Debido a que el grado de CO_2 es alto, se podría optar por utilizar un Cromo 3 con un revestimiento anti-corrosión. Un Cromo 9 no sería necesario para este caso.

En caso de necesitar un Cromo 9 hay que encargarlo desde Japón con anticipación de 8 meses para pedirlo. El Cromo 3 (y Cromo 13) se produce en argentina.

1% Chromium Mechanical Properties

GRADE	MIN. YIELD STRENGTH [ksi]	MAX. YIELD STRENGTH [ksi]	MIN. TENSILE STRENGTH [ksi]
TN 55CS	55	80	80
TN 70CS	70	100	95
TN 75CS	75	105	100

3% Chromium Mechanical Properties

GRADE	MIN. YIELD STRENGTH [ksi]	MAX. YIELD STRENGTH [ksi]	MIN. TENSILE STRENGTH [ksi]	MAX. HARDNESS READING [HRC]
TN 80Cr3	80	95	95	23
TN 95Cr3	95	110	105	—
TN 110Cr3	110	140	125	—

Tabla 2.22.1. Catálogo de Tubulares. Fuente: Tenaris

Se puede observar que Tenaris ofrece una línea de 1% cromo y 3% cromo. La adecuada para este caso es la TN 80Cr3 para la tubería de producción y Liner. A medida que se hagan los distintos pozos se puede iterar sobre el diseño de la tubería en base a la experiencia.

Hay una línea para tubos con aplicaciones termales, como TN 80TH. Recordemos que trabajar con vapor implica que existan ciclos térmicos en la tubería que puede aumentar la

fragilidad a través de los años. Sobre la TN 80 TH hay que consultar particularmente si poseen aleaciones con cromo que son necesarias para este caso.

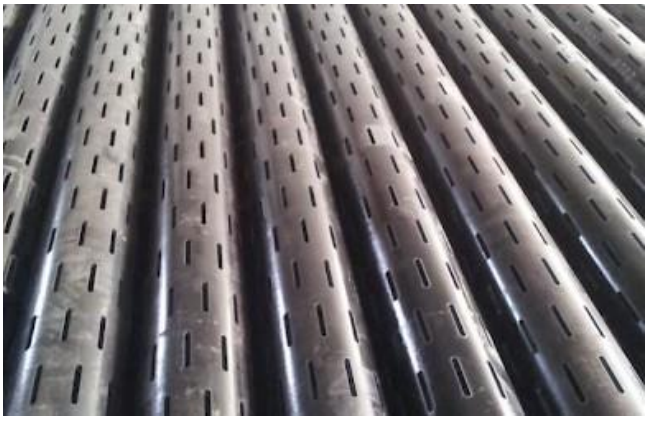


Figura 2.22.1. Tubería Ranurada (liner). Fuente: Tenaris

Luego del colgador mecánico simple que está sobre la tubería de producción de 9 ⅝ se agarra el Liner. El que se utiliza en el caso de los productores, va a ser de 7'', 20 lb/pie e iría a producir con agujero descubierto de 8 ½.

Conexiones roscadas

Las conexiones roscadas son las más adecuadas, un pozo geotérmico tiene que poder transmitir la carga axial adecuadamente.

Los caudales que se manejan son muy altos, las conexiones Buttress tienen un espacio abierto con las turbulencias, esto puede traer problemas en la tubería de producción.

Por eso las buttress que son más económicas se utilizan en las 2 primeras etapas del Casing. A partir de la tubería de producción se va a utilizar una metal- metal (premium). Que son más costosas pero las prestaciones son superiores. Por ejemplo en la perforación direccional, la cupla la resisten mejores las sello metal-metal que la buttress.



Figura 2.22.2. Conexión Premium. Fuente: Tenaris

Un proveedor local para los tubos y conexiones es Tenaris. Tiene una línea que se adapta a para aplicaciones geotérmicas.

CONEXIONES	PROPIEDADES
ER™ BLUE® THERMAL LINER™	Conexiones cupladas sin sello metal-metal para liners ranurados o tuberías de superficie.
WEDGE 563™ BLUE®	Conexiones cupladas con sello metal-metal para tuberías de producción que requieren condición gas-tight.
WEDGE 511™ WEDGE 521™	Conexiones integrales sin sello metal-metal para liners ranurados que se deban instalar en secciones inclinadas u horizontales.

Tabla 2.22.2. Conexiones Premium. Fuente: Tenaris Hydril

Por ejemplo la conexión Wedge 563 Blue se adaptaría para la tubería de producción y el liner. Se tienen que llevar a cabo cálculos más precisos para determinar el modelo exacto a utilizar. Más adelante se presenta un modelo de costeo que contempla las variaciones en cuanto al diseño de pozos productores y la profundidad a alcanzar.

Cemento

Particularmente en los pozos geotérmicos el cemento cumple un papel extra importante ya que este mismo tiene que soportar ambientes corrosivos.

Se utilizará cemento puzolánico, que utiliza cal hidratada y puzolana. Por más que el fraguado sea más lento, a medida que pasa el tiempo va adquiriendo mejores propiedades a la resistencia química y mecánica. Si se busca longevidad en un pozo productor geotérmico, el cemento lo tiene que acompañar en todo su ciclo de vida.

Árbol de Válvulas

El árbol se coloca en las últimas etapas de terminación del pozo geotérmico. Cumplen varias funciones en cuanto al sellado y operación del pozo.



Figura 2.22.3. Árbol de Válvulas de pozo geotérmico. Fuente:ADI-NQN

Los cabezales tienen que ser capaces de soportar las cargas de tensión de los tubulares suspendidos y sellar bien a presión . Por eso hay que dimensionarlo puntualmente para una presión en boca de pozo de 35 bar-g aproximadamente. (utilizando los coeficientes de seguridad apropiados). El árbol que se encuentra arriba cumple una función más operativa y se tiene que garantizar el sellado a alta temperatura.

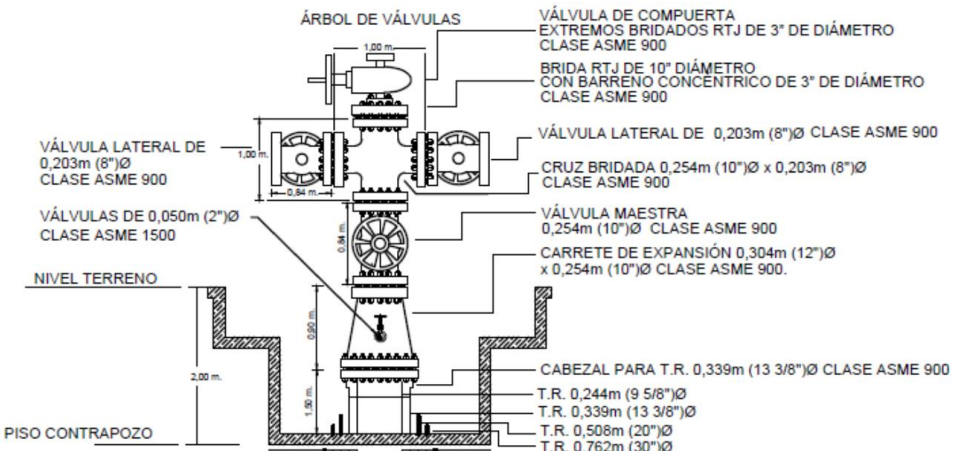


Figura 2.22.4. Árbol de válvulas en la boca de pozo. Fuente: Geothermal Equipment, Carrier.com

Este árbol tiene 4 válvulas, 2 para desviar el vapor a un silenciador que se abre cuando tienen que parar la circulación de vapor por la vía de alimentación. Y otra que va directamente a la instalación. Las dos últimas son maestras.

Silenciadores

Es común que durante la operación se tenga que soltar vapor al medio ambiente por actividades de mantenimiento de la planta, pipelines o incluso vapor excedente. Para ello, una de las válvulas de árbol se desvía directo a un silenciador que descarga en la superficie.



Figura 2.22.5. Silenciador cercano a un pozo productor geotérmico. Fuente: Silencers for Flashing Geothermal Brine, Geir Thorolfsson

Sin estos silenciadores, la intensidad del ruido puede puede causar sordera y dolores de cabeza. Incluso escucharse desde 6 km del pozo productor.

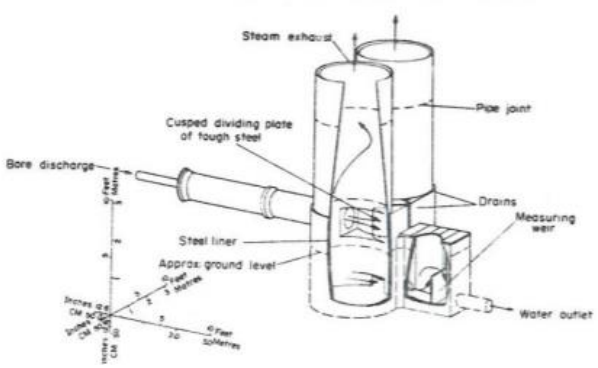


Figura 2.22.6. Silenciador ciclónico doble. Fuente: Silencers for Flashing Geothermal Brine, Geir Thorolfsson

En la imagen se observa un silenciador ciclónico doble. El dimensionamiento del mismo se tiene que hacer en base al caudal de vapor, presión temperatura y composición de los gases.

Si los contenidos de ácido sulfúrico son altos, hay que considerar una altura adecuada en el escape de vapor lograr la disolución de este gas tóxico en el ambiente.

2.23 Modelo de Costeo de pozos geotérmicos

En conjunto con la empresa Pan American Energy (PAE) se armó un modelo de costeo de los pozos geotérmicos utilizando de base un sistema de presupuestado para la perforación de pozos productores de gas y petróleo para la provincia de Neuquén.

La metodología consistió en introducir los valores investigados para la geotérmica en Copahue en los costos típicos de PAE. Por ejemplo:

- Tarifa DTM del equipo a la región de Copahue - Caviahue
- Costo del Casing calculado anteriormente
- Días típicos de perforación de un pozo geotérmico: Esto repercute en el alquiler del equipo de perforación por día.
- Ensayo de producción geotérmico

Adicionalmente se separaron los valores en Fijos y Variables por metro de perforación. Esto va a servir en el estudio de riesgos para lidiar con la incertidumbre de la profundidad, que varía entre 1400 y 2700 metros.

Costo de pozo geotérmico productor [2000 metros]					
Costos fijos			Costos variables		
Concepto	**K USD**	**%**	**Concepto**	**K USD**	**%**
DTM	305,6	5,0%	Equipo	596,4	11%
Equipo fijo	152,8	3,0%	Direccional tramo intermedio	94,9	2%
Lodo	404,9	7,0%	Direccional tramo aislación	422,7	8%
Perfilaje	34,7	1,0%	Control geológico	76,2	1%
Trépanos	60,4	1,0%	Cementación	514,7	9%
Herramientas	26,7	0,5%	Control Sólidos	115,6	2%
Inspección cuentas de fondo	26,6	0,5%	Locación seca	233,8	4%
Cabeza de pozo	118,1	2,0%	Camiones adicionales	10,2	0%
Entubación fija	444,4	8,0%	Entubación	937,1	17%
Auxiliares	22,3	0,4%	Gastos de equipo	162,4	3%
Facilities	22,2	0,4%	Personal	93,9	2%
Medio ambiente	249,5	4,0%	Servicios varios	2,6	0%
Combustible y lubricante	196,2	3,0%	MPD	303	5%
Total	**2064,2**	**34%**	**Total**	**3563,4**	**63%**

Tabla 2.23.1. Tabla de costeo de pozos

Como los costos que se trabajaron con PAE son los operativos (EBITDA), se agregó un margen típico de la industria OIL & GAS para reflejar el valor que cobraría una empresa de este tipo para perforar y terminar los pozos geotérmicos. Este margen se encuentra entre 23% y 28%. Los costos de los pozos geotérmicos para 2000m de profundidad rondan los 5,5 MM USD como se indica en la tabla anterior.

2.24 Tareas de mantenimiento en un pozo geotérmico

Para lograr el mantenimiento del pozo, primero hay que parar completamente el flujo del mismo. Estas tareas se llaman “Killing the well”, y se hacen pozo por vez para no detener el funcionamiento de la planta geotérmica.

Un método es cerrando el pozo e inmediatamente bombear agua fría al interior del mismo. Esto es posible si el perfil de presiones del reservorio lo permite. Sino habría que utilizar un líquido de mayor densidad.

Bombear el agua puede resultar más fácil, ya que el pozo al requerir mantenimiento tiene los niveles de presión más bajo que los habituales.

Una vez que se logra llenar el pozo con agua, la columna de agua es mayor que la presión del yacimiento, por ende se logra “matar el pozo”, y así empezar las tareas de mantenimiento.

P(bar) = Gravedad * Densidad (g/cm3)* profundidad del pozo (m)/100 (2.23.1)

Luego hay casos específicos donde se requiera un bombeo continuo de agua para garantizar que el pozo no entre en erupción nuevamente.

En el siguiente apartado se va a explicar las tareas de mantenimiento típicas, las técnicas pueden ser variadas dependiendo el problema en particular.

Finalmente para poner productivo nuevamente el pozo productor, se extrae el fluido en el interior del casing hasta que el vapor empieza a salir solo por la presión del reservorio. Si en en el caso que se extrajo el árbol de válvulas para las tareas de mantenimiento, habría que volver a colocarlo para que se conecte nuevamente a las tuberías de transmisión de vapor o pipelines.

2.24.1 Acumulación de minerales / arenas

Estas son una de las complicaciones principales en lo que respecta a pozos productores y reinyectores geotérmicos. Debido al flasheo del fluido, los minerales se van acumulando, produciéndose incrustaciones en la tubería. El campo geotérmico de Copahue, al tener más de 200°C es propenso a este tipo de incrustaciones, debido a que el líquido al tener dos fases, cuando se separa y queda el agua sobresaturada, cuando se vuelve a reinyectar, se producen las incrustaciones en todas las tuberías de retorno de los líquidos.

Si no se trata adecuadamente, en cuestión de una semana se pueden ir tapando las tuberías que contiene a la salmuera. Un caso de estudio en "las tres vírgenes" en México manejan un caudal similar al de Copahue. Si se dejaba una semana sin hacer limpieza a las tuberías, el caudal empezaba a reducirse un 20% por día a partir del 7mo. Por eso es necesario un estudio de la composición química del vapor y que concentraciones de sílice tienen. Eso agregaría un costo adicional en la regulación del PH, donde a su vez, ayudaría al sistema de refrigeración a evitar otros problemas con el sulfhídrico y dióxido de carbono.

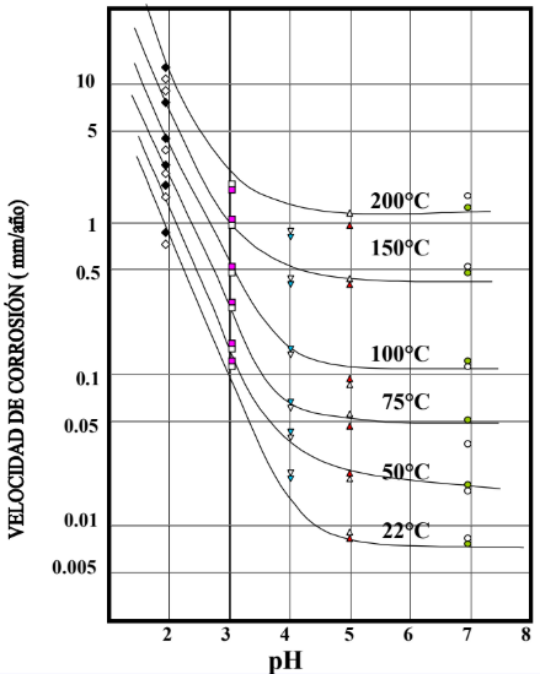


Figura 2.24.1.1. Velocidad de corrosión vs pH, según curvas isotérmicas. Fuente: Polaris Energy

Aquí se observa en una escala logarítmica cómo es la velocidad de corrosión dependiendo del pH del agua de reinyección. La temperatura en el caso de la planta de Copahue está dentro de los 10 a 20 °C. Y la temperatura en los esparcidores de la torre de enfriamiento entre 40 y 55°C. Se ve que en ambos casos el pH adecuado tendría que estar arriba de 5 para

minimizar la velocidad de corrosión. Esto indica que la extracción de agua para la reposición del lago Las Mellizas tiene un pH entre 3 y 4, por ende tiene que existir dicho tratamiento.

Luego para quitar el silicio hay que aumentar momentáneamente la acidez (preferentemente con ácido acético) para remover los depósitos.

Los minerales más comunes son calcio, sílice y depósitos de sulfúrico ricos en sílice (varía mucho dependiendo la composición química y mineralógica del reservorio).

Para estimar los costos del ácido que se tendría que utilizar en Copahue se va a realizar una regla de tres simple en base al campo Las Tres Vírgenes, en México. En donde trabajan con un caudal de 350 tn/h de condensado y gastan 32 mil dólares anuales en la regulación del pH.

Si se considera que el caudal de Copahue va a ser:

Planta y ampliación	Caudal aproximado de condensado	Ácido anual [USD]
30 MW	240 tn/h	21.943
60 MW	480 tn/h	43.886
90 MW	720 tn/h	65.829

Tabla 2.24.1.1. Estimación de los costos para el tratamiento ácido - Copahue. Fuente: Estabilización de PH en "Las tres Virgenes", México

En cuanto a los pozos productores hay a priori dos formas de abordar esta problemática: esperar a que suceda la incrustación y utilizar una intervención mecánica para quitarlo, o prevenirlo con reguladores de pH.

El método más común es bajando una herramienta similar a la que se perforó el pozo para poder remover estos sedimentos. Puede utilizarse una limpieza ácida con ácido clorhídrico para remover el calcio. Estas tareas de mantenimiento pueden durar entre 2 y 7 días, dependiendo las actividades que se tienen que realizar.

Si se tiene que hacer un ataque ácido para remover el sílice, es preferible utilizar ácido acético antes que sulfúrico. Por más que el primero cueste el doble para conseguir la misma acidez, es mucho más fácil la operación y lleva menos riesgo asociado.

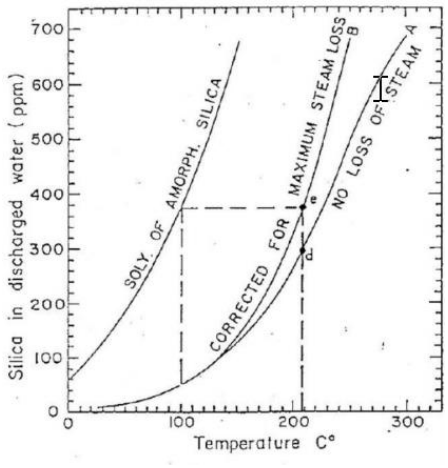


Figura 2.24.1.2. Solubilidad del cuarzo de silica con la temperatura. Fuente: Truesdell 1976

El vapor de Copahue está desde 240°C a 270°C. Necesitaría concentraciones mayores a 600 ppm para generar problemas en las estructuras. En cambio cuando baja la temperatura, en los conductos de condensado, tener 100 o 200 ppm puede generar que se formen sólidos rápidamente. Por lo tanto, el ataque ácido para prevenir tendría que ser una tarea de rutina en la planta.

El análisis nodal es un buen método para detectar cuándo empieza a haber incrustaciones en la tubería de producción. Se inicia con las restricciones al comienzo de la producción, y a medida que avanzan los años empiezan a notarse nuevas restricciones en la curva de producción, la teoría indica que podrían haber aparecido incrustaciones.

Para el análisis económico financiero se van a considerar dentro de los costos operativos de la planta geotérmica unos $120.000 USD/pozo anual. Este valor va a estar dolarizado y va a ser afectado por la tasa de cambio nominal y la inflación en dólares.

2.24.2 Roturas del Casing o pérdidas

Estos son uno de los problemas más grandes en el pozo geotérmico. Puede ocurrir por movimientos en los subsuelos, causas de expansión y contracción de fluidos o efectos de la corrosión. La consecuencia es una baja considerable en la productividad del pozo y fugas peligrosas de vapor cercanas a la locación (por su temperatura y presión)

Cuando se detecte estos problemas, hay que actuar lo más rápido posible, ya que estas fugas suelen intensificarse a medida que pasa el tiempo.

El primer paso es matar el pozo, bombeando agua o un fluido de mayor densidad, así se crea la columna de agua necesaria para detener el flujo de gases.

Luego se debe detectar dónde se encuentra la fuga:

- Variación de temperatura
- Camara de video
- Registro de diámetros/rugosidad del casing

La corrosión generalmente no es un problema dentro de los pozos geotérmicos, debido a que no hay presencia de oxígeno. Los problemas de corrosión suelen surgir en las bocas de pozo o las tuberías, pero en este caso el acceso es mucho más fácil.

Por eso es importante cementar muy bien, ya que es una manera de aislar las tuberías metálicas del interior del pozo para que no tenga contacto con el contexto.

Para intervenir con el problema generalmente se llama a un servicio de Workover:

- Excavando y reemplazando la tubería (en el caso que el problema se encuentre a menos de 20 metros de profundidad).
- Poniendo un nuevo revestimiento interior al pozo (sería una especie de parche).
- Bajar una nueva carcasa, pero con los extremos soldados para que no se reduzca mucho el diámetro del pozo. Esta nuevo tubing se fija cementando.

Mantenimiento superficial en el cabezal: periódicamente se revisan los sellos para que no haya pérdidas de calor ni fugas. Luego cada 2 años se va a hacer una revisión completa. Reemplazando los empaques y limpiando las válvulas.

Estimulación de pozo: se forman depósitos en la tubería ranurada (liner). Por ende se realiza una estimulación química, inyectando agua a presión desde el cabezal del pozo.

2.25 Vida útil de un pozo geotérmico

La vida útil de los pozos geotérmicos que contienen fluidos de alta entalpía, suele ser mayor a 20 años. Hay registros de algunos que tienen 50 años, pero el fluido geotérmico en esos casos es de menor temperatura al de Copahue e incluye un porcentaje en fase líquida.

El diseño y la calidad del pozo productor se tiene que adaptar al entorno en cuestión, aparte de realizar los mantenimientos correspondientes no se tendrían que abandonar los pozos en la duración del proyecto.

De todas formas el riesgo de abandono existe, por ende se van a mencionar las posibles causas:

- Disminución de la presión del reservorio. Esto puede ocurrir por la sobreexplotación del recurso o cambios en el comportamiento natural del reservorio, este último es un fenómeno extremadamente raro.
- Disminución de la entalpía del reservorio. Ocurre si hay cambios en la actividad tectónica de la región. La probabilidad de ocurrencia es casi nula.
- Varias tareas de work- over que limitan el diámetro de producción.

Se aconseja, para aumentar al máximo la vida útil del pozo, no dejar que pare la producción de vapor de modo que tenga la menor cantidad de ciclos térmicos posibles que tensionan cada vez más al acero por encima del límite de elasticidad del mismo. Cada vez que se tiene que matar el pozo para realizar mantenimientos, el choque térmico deteriora la estructura y disminuye la vida útil del pozo junto con su productividad.

Es indispensable el constante monitoreo de la producción del pozo, mediciones de caudal, presiones y temperaturas. De esta manera se logra planificar el mantenimiento a largo plazo y de esta manera ser eficiente en las paradas del pozo, evitando así, mantenimientos urgentes que implican tener sobrecostos en el servicio de workover y paradas de planta.

En general el pozo geotérmico es muy confiable a lo largo de los años y no requiere muchas tareas de mantenimiento.

2.26 Abandono definitivo del pozo geotérmico

Para evitar que ocurra lo sucedido con el pozo COP-1, que quedó produciendo vapor descontroladamente por ocho años, hay que cumplir regulaciones ambientales que indican que el pozo tiene que ser abandonado adecuadamente sin que se produzcan escapes. Esto puede tener efectos sobre el mismo yacimiento, napas de agua y medio ambiente.

Se puede dejar instalado el cabezal (en el caso de COP 2 y 3) y, si es necesario, dejar la BOP incluida. Se puede optar por cementar con un espesor menor a 100 metros si se piensa que en un futuro se puede volver a utilizar el pozo. Si el abandono es permanente (como COP 1 y 4), se procede a cementar el casing de producción, siempre con la precaución que no se mezclan mucho los fluidos con el cemento, haciendo un programa adecuado.

Considerar los costos de abandono en este proyecto es indispensable para abordar el cuestiones ambientales de manera responsable. Se van a considerar $400.000 dólares para las tareas de cementación adecuadas, más otros $150.000 dólares para levantar la infraestructura (tuberías, arreglos etc). Este monto es por cada pozo productor o exploratorio (para ensayo de producción) que se llegue a perforar.

SELECCIÓN DE LA TECNOLOGÍA

Se elegirá la configuración de la planta según las condiciones ambientales donde se encuentra el recurso y las condiciones del recurso en sí, tales como la temperatura a la que se encuentra el vapor principalmente y su composición química. El fluido geotérmico es una mezcla de agua salada con vapor y no condensables, dependiendo de la localización del campo geotérmico los porcentajes de uno u otro variarán. Teniendo esto en cuenta, se analizará dentro de qué categoría entra el recurso según su clasificación por temperatura y estado físico.

Luego de evaluado esto, se procederá a analizar los ciclos binario, flash y el ciclo de condensación directa para vapor dominante, siendo este último una variante del ciclo flash. Se analizarán de estos posibles ciclos a utilizar en nuestra planta: los equipos a utilizar en cada caso, la mano de obra disponible, costos implicados en cada caso y demás factores de interés que harán más conveniente una u otra configuración de planta.

Adicionalmente a esto, muchos de los cuales son comunes a ambos ciclos, se deberán tener en cuenta ciertos factores como la elección de los materiales en la elección de tuberías y equipos. Aunque la descripción de esto será principalmente descriptiva, es de relevancia para la elección del proveedor según los materiales y confiabilidad de equipos con los que éste trabaje.

2.27 Clasificación por temperatura

Según temperatura se clasifican en bajas, media y altas temperaturas. En primer lugar, los campos geotérmicos con bajas temperaturas son aquellos con temperaturas por debajo de los 150°C a una profundidad de 1 km. Adicionalmente, son usualmente caracterizados como pozos calientes.

En segundo lugar, aquellos con temperatura media son los que tienen temperaturas entre 150°C y 200°C a una profundidad de 1 km.

Y en último lugar, los campos geotérmicos con altas temperaturas son los reservorios que superan los 200°C a una profundidad de 1 km. Estos se caracterizan por suelos muy alterados, respiraderos de vapor, fumarolas y piletas de lodo. El recurso geotérmico que se describe en este proyecto pertenece a esta categoría.

2.28 Clasificación por características físicas

Aquellos con la temperatura del agua por debajo del punto de ebullición, es la fase líquida la que controla la presión en el reservorio y puede ser que haya vapor presente. Estos son los que se denominan campos geotérmicos dominados principalmente por líquido.

Luego, el que tiene presión y temperatura que sigue la curva del punto de ebullición, tiene coexistencia entre el vapor y el agua y son los llamados campos geotérmicos de segunda fase.

Por último, aquellos con la temperatura por debajo del punto de ebullición y la fase de vapor es la que controla la presión en el reservorio, son los llamados campos geotérmicos con dominados por vapor. Que igualmente tienen agua líquida presente.

2.29 Factores generales a considerar para la elección de la tecnología debido a la corrosión

Para la corrosión en general, dependiendo el grado de azufre en particular (también otros elementos aunque en menor medida que éste) presente en el fluido geotérmico, se debe realizar la elección del material. En promedio, la corrosión no debería disminuir el ancho de la pared más de 0,5 mm por año. Por ejemplo, el acero al carbono es un material que es altamente susceptible a la corrosión, razón por la cual es utilizado para la parte exterior de la turbina, es decir su carcasa. Así también ocurre para el caso de los aceros de baja aleación que contengan menos del 5% de elementos tales como cromo, níquel o molibdeno, por lo cual es mayormente utilizado para los elementos giratorios de los principales componentes. Adicionalmente, debido a la corrosión que pueda haber (especialmente para el ciclo flash que es más propenso a tener problemas de corrosión que el binario), la turbina requerirá un espesor adicional.

Por otro lado, es de vital importancia evaluar también la corrosión local en los materiales. Esto va a estar dado en mayor probabilidad para aquellos materiales cuya resistencia a la corrosión sea mayor, que se puede dar por ejemplo, por picadura. Sin embargo, es difícil de evaluar; es sabido, por ejemplo, que para el acero aleado con cromo se puede presentar corrosión por picaduras en un 12% aproximadamente, factor a considerar como ya fue mencionado, para la posterior evaluación de proveedores más convenientes en base a los materiales con los que se trabaje.

Teniendo en cuenta esto último, los materiales de la cuchilla deberán ser de acero 12% Cr de bajo carbono en el estado templado. Y para el caso de los aceros inoxidables, las aleaciones deben en condiciones completamente sobrepasadas para tener una buena resistencia al agrietamiento por corrosión.

2.30 Factores a considerar por contaminación por azufre para la elección de la tecnología

En esta sección se tratarán los problemas de contaminación especialmente por azufre. Es importante analizar este tipo de factores de forma especial, ya que influyen directamente en el rendimiento de la planta. Por lo tanto, será un elemento a considerar la composición química del azufre para la elección de los componentes que conformen la planta.

La deposición de azufre también llamado ensuciamiento inorgánico, ocurre especialmente en la torre de enfriamiento. Por ejemplo, cuando en la tecnología flash, el vapor condensado se mezcla con el agua de enfriamiento y se hace circular por la torre.

Que haya deposiciones en la torre de enfriamiento provoca una disminución en el sistema de enfriamiento, que impacta directamente en el desempeño de la planta. Debido a esto, se deberá tener un sistema de enfriamiento lo más óptimo posible para tener la máxima potencia de generación. Dicha relación puede verse reflejada en los resultados obtenidos en la planta geotérmica de México (localizada en Cerro Prieto y operada por la Comisión Federal de Electricidad):[6]

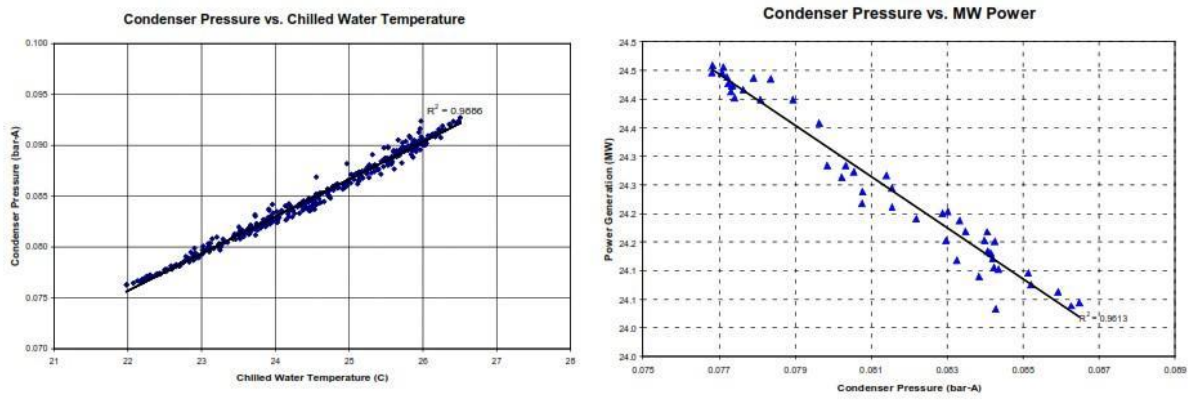


Figura 2.30.1. Gráfico de la izquierda, relación presión del condensador con temperatura del agua y gráfico de la derecha, relación entre presión y rendimiento. Fuente: Paper de una investigación en Michigan, USA

Esto se debe a que existe una correlación entre la presión del condensador y la temperatura del agua helada (a menor temperatura, menor será la presión). Adicionalmente, a menor presión el rendimiento será mayor.

Además de los depósitos de azufre, hay contaminación por biodeterioro o bio corrosión de los materiales producidos por bacterias u hongos, incrustaciones por las altas temperaturas

[6]Datos obtenidos del paper "Sulfur Deposition in Geothermal Power Plant Cooling Systems: A Unique Form of Inorganic Fouling Having a Direct Impact on Power Generation" del año 2017

y depósitos insolubles en el agua. Debajo de las incrustaciones se promueve la corrosión; estos factores se intensifican al disminuir la temperatura del fluido, por ello es que en la torre de enfriamiento son más predominantes.

En consecuencia, en plantas geotérmicas de otras partes del mundo se tomaron medidas para disminuir o tratar de eliminar este efecto, los que podría evaluarse para la construcción de la planta geotérmica en Neuquén.

Luego de una investigación realizada sobre la base de publicaciones académicas (papers), en otras plantas geotérmicas se encontraron dos posibles formas de mitigar dicho efecto: tecnología LO-CAT utilizado por ejemplo en China Lake Naval Weapons Stations la planta geotérmica Terra-Gen Power y limpieza mecánica utilizado en una planta geotérmica en México en Cerro Prieto.

En el caso de utilizar unidades LO-CAT, en vez de reinyectar el H_2S en el pozo geotérmico junto el agua luego de ser separados y comprimidos, el CO_2 y H_2S se envían a la unidad de LO-CAT para la eliminación del azufre antes de ser emitido a la atmósfera. De todas maneras, en el caso de la planta geotérmica de China que hace uso de esta tecnología, realiza además explosiones de aire y descargas de agua en las zonas de bajo flujo para disminuir la probabilidad de contaminación.

La otra posibilidad es realizar una limpieza mecánica para restaurar parcialmente el sistema de enfriamiento, pero esto acarrea una alta mano de obra y equipamientos costosos. De esta manera se puede prevenir que se depósito sulfuro.

2.31 Ciclo flash

Este tipo de tecnología utiliza un ciclo rankine abierto porque el fluido de trabajo es devuelto al reservorio y calentado naturalmente, si fuese un ciclo rankine cerrado sería un tipo de proceso más controlado aunque menos eficiente. Se procederá en esta sección a explicar el ciclo flash convencional, y más adelante se tratará el caso de modificaciones al ciclo flash que se pueden realizar para una mayor eficiencia y eficacia en la generación de energía eléctrica.

En este ciclo, primero se obtendrá el vapor que tiene también gases incondensables como el H_2S y CO_2. Estos gases incondensables, como se detalla luego, son separados del vapor. Para retirar los gases condensables deben utilizarse equipos de succión como un sistema híbrido integrado por eyectores y una bomba de vacío de anillo líquido. En el caso del eyector, se succionan los gases del condensador al provocarse un vacío. Luego la bomba de anillo líquido se utiliza en una segunda etapa de compresión con la mezcla de vapor y gases ya enfriados.

A continuación, en la siguiente figura se muestra un esquema básico de la extracción para la posterior utilización del fluido geotérmico y la producción de energía mediante el ciclo flash.

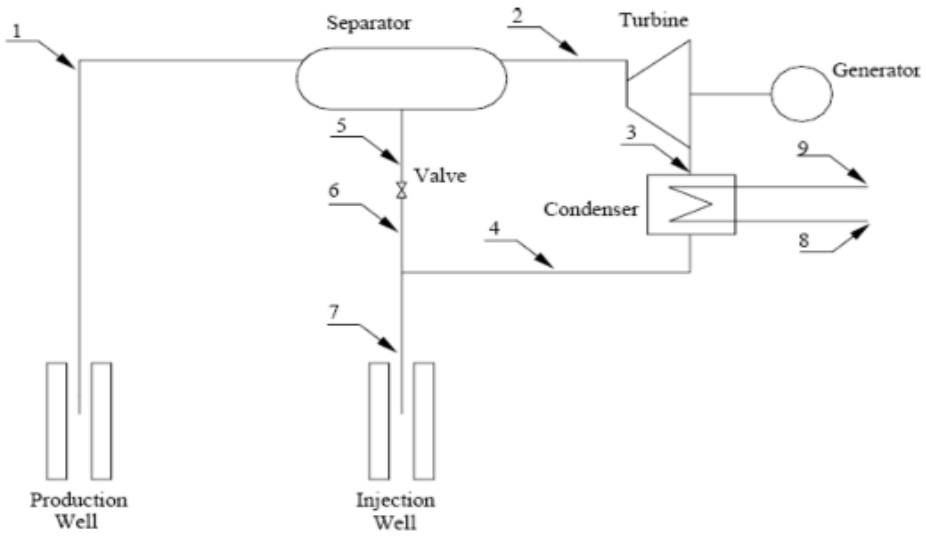


Figura 2.31.1. Esquema básico del funcionamiento del ciclo flash. Fuente: Universidad de Kyushu, Fukuoka, Japón, departamento de Recursos de Ingeniería de la Tierra

Como se observa en la imagen, el ciclo comienza con la obtención del vapor del subsuelo, que luego de ser separados los condensables de los no condensables, pasa por una turbina para ser transformado en energía eléctrica. La porción que sale por la descarga de la turbina pasa a fase líquida en un posterior condensador.

2.31.1 Extracción del fluido geotérmico

El fluido se extrae de la tierra haciéndolo subir por tuberías, obteniendo siempre una mayor cantidad de la requerida para asegurar tener la cantidad necesaria para la posterior turbina. Es por ello que en el punto 1 de la figura, mediante un árbol de válvulas se libera esa porción adicional que se extrajo. Adicionalmente, allí también se encuentran las trampas de vapor que se utilizan para retirar el condensado que se forma.

La razón por la cual se extrae mayor cantidad de vapor, es debido a que no se puede extraer con exactitud la cantidad de vapor que se quiere, por eso se saca una proporción mayor, para justamente tener cierto margen respecto a la variabilidad que hay en la cantidad de recurso extraída. Es decir, no se puede pedirle al pozo que entregue una cantidad justa y exacta según lo que se requiera, por ser un recurso natural, existe obviamente cierta variabilidad.

Ese porcentaje de más retirado, lo definimos como un 7% adicional a lo requerido en promedio. Debido a que al principio es un 15% aproximadamente y al final un 3% aproximadamente. Estos porcentajes se obtuvieron a partir de la curva de producción, figura a la que se hace mención en otra parte del proyecto, pero se vuelve a incluir acá con fines explicativos, que fue armada para el recurso de este proyecto en particular:

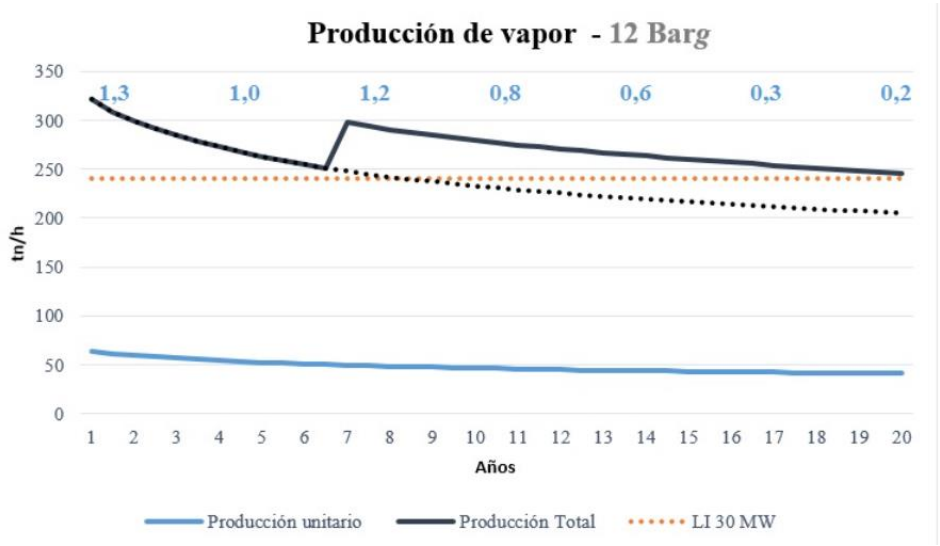


Figura 2.31.1.1. Curva de producción de vapor que fue realizada con los datos de este proyecto en particular

Lógicamente, al comienzo de la apertura del pozo, la producción será mayor y luego con los años disminuirá a razón de un 2% anual. Teniendo esto en cuenta, como la intensidad productiva del pozo va bajando es que se definió el porcentaje promedio del 7%. Si bien el recurso no se agota, la intensidad de salida no es la misma que al principio. En su punto mínimo, será cuando más adelante se perfore un nuevo pozo.

2.31.2 Separador

En el recorrido del fluido geotérmico, pasa luego por un separador. Esto se utiliza para evitar posterior deterioro en la turbina. Aunque en el caso del recurso del que trata el proyecto, es muy noble por ser vapor sobrecalentado de título 1, se evaluará luego otra variante que involucra un separador de partículas.

En el separador, como su nombre lo indica, ocurre la separación entre la fase líquida y el vapor, ya que el vapor es el único que debe ingresar a la turbina. La temperatura del vapor y de la salmuera es la misma que la del fluido geotérmico que entra al separador, lo mismo para la presión. Luego de esto, parte vuelve a inyectarse y el vapor continúa en el ciclo para generar energía.

2.31.3 Turbina

Posteriormente el fluido continúa dentro de la turbina donde por el movimiento de los álabes ocurre la transformación de energía mecánica a energía eléctrica. Idealmente, la entropía a la entrada y a la salida de la turbina es la misma, pero en la realidad esto se va a ver afectado por una eficiencia. Por lo tanto, el poder de generación de energía de la turbina estará dada por la siguiente ecuación:

$$W_t = (h_2 - h_3) \times m_2 \times \eta_t \qquad (2.31.3.1)$$

Los subíndices hacen referencia a los puntos de la figura 2.31.1, ilustración básica del ciclo.

2.31.4 Condensador, ciclo de enfriamiento y reinyección

Después del paso por la turbina y la generación de la energía y su pasaje por el separador de partículas que se encuentra más tarde detallado, el fluido se trasladará a un condensador para el posterior regreso del recurso. El condensador, es un intercambiador de calor con la particularidad de que tiene eyectores de vacío para bajar la presión a 0,1 bar y cuyo fluido de trabajo es el caudal de enfriamiento.

En el punto 4 de la figura que a continuación se muestra, que es previo al condensador, en donde conecta a la re inyección con el mismo, hay también un tanque de líquido donde hay re inyección para la torre de enfriamiento.

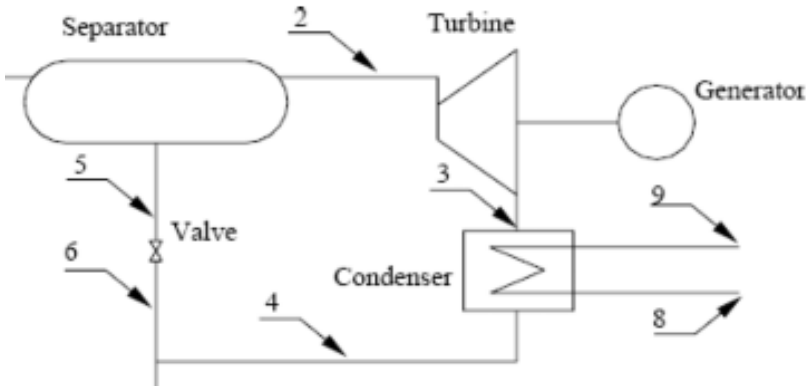


Figura 2.31.4.1. Parte del esquema básico del funcionamiento del ciclo flash a la que se hace referencia en la descripción. Fuente: Universidad de Kyushu, Fukuoka, Japón, departamento de Recursos de Ingeniería de la Tierra

La reinyección que se realiza, se debe a pérdidas, por lo cual, se debe reponer parte del agua perdida. Es debido a esta reposición, que será de mayor conveniencia localizarse cerca de un lago o río, idealmente para este proyecto sería cerca del lago Las Mellizas.

Y por último, luego de los puntos 8 y 9, se encuentra la torre de enfriamiento. Con respecto al sistema de enfriamiento, dependiendo de las condiciones específicas del recurso, localización, costo, entre otras, se podrá tener tres configuraciones distintas para el sistema: sin recirculación o de un paso, con recirculación en un circuito abierto o con recirculación en un circuito cerrado.

En el caso de ser un sistema de enfriamiento sin recirculación o de un paso, se toma agua de una fuente como ríos o lagos y luego de ser utilizada, es devuelta a la fuente que la originó, pero sin hacerle ningún tratamiento más que una disminución en no más de 12°C su temperatura respecto a la temperatura con la que ingresó. Esta opción es completamente inviable, por los graves impactos al medio ambiente. Adicionalmente, en el caso de este proyecto, donde la localización sería idealmente cercana a un lago, no hay renovación de agua como ocurre en el caso de un río. Por lo cual los impactos serían aún de mayor gravedad, ya que se devolvería a su origen agua distinta, contaminada y aumentaría la temperatura del lago.

Por otro lado además de utilizar un sistema de enfriamiento sin recirculación o de un paso, se encuentra también la alternativa de un sistema con recirculación en circuito abierto. En esta opción, se circula agua de enfriamiento al extraer el calor que se absorbió previamente por contacto directo con el aire atmosférico y por evaporación en la torre de enfriamiento. Pero en el caso del proyecto, por las razones antes expuestas no sería la alternativa más viable.

Finalmente, sería la variable con recirculación en un circuito cerrado la que mejor aplique a este caso. Se comienza con la extracción del calor absorbido mediante el intercambiador de calor (donde el contacto con el refrigerante no es directo). En cambio, el agua va a circular por tubos, ya que son más accesibles y es donde puede haber mayor cantidad de incrustaciones. Entonces, se realizarán tratamientos para evitar la corrosión y se repondrán aquellas pérdidas físicas de agua tratada en el circuito. Esta reposición, mencionada anteriormente, es la que se obtendrá del lago y se le deberá realizar un tratamiento y una limpieza, como por ejemplo una desmineralización, previamente a ser ingresada.

Igualmente, cabe aclarar que no es un circuito estrictamente cerrado, justamente por esta incorporación debido a las pérdidas. De tener que extraer toda el agua del lago, se debe invertir mucho dinero en oxigenadores, reguladores de pH, desairación, entre otros equipos o tratamientos que realicen una exhaustiva limpieza al agua previa a su ingreso, por lo tanto se extraerá únicamente lo necesario para la reposición.

A modo ilustrativo, se procede a mostrar cómo sería en definitiva un esquema con los parámetros del circuito de enfriamiento que aplica para el proyecto en cuestión:

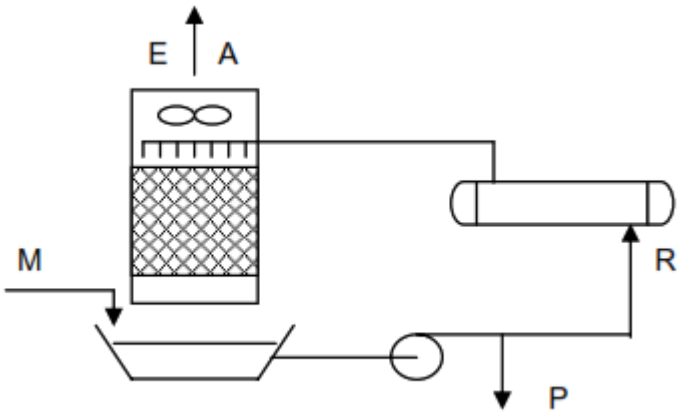


Figura 2.31.4.2 Esquema del sistema de enfriamiento. Fuente: Investigación sobre tecnología y servicios industriales del Instituto de Ingeniería Química Tecnología y Servicios Industriales

Para comprender con precisión lo expuesto en el esquema, se detallan a continuación las variables en cuestión:

Variable	Detalle
E	Aquello que se pierde por evaporación, que visualmente es lo que sale por las torres de la planta. Es una porcentaje de R, que es el agua que ingresa, y puede calcularse como se indica en la imagen a continuación: $$\Delta Hv \times E = R \times Cp \times \Delta T \quad (2.31.4.1)$$ lo que permitirá obtener luego del correspondiente desarrollo: $$E \simeq 0,001 \times R \times \Delta T \quad (2.31.4.2)$$ Este valor será posteriormente calculado para el balance de línea del proyecto. ΔHv indica la reducción entálpica del agua que se reduce, E será lo que se pierde por evaporación, R el caudal de agua de enfriamiento, Cp calor específico a presión constante y ΔTla reducción de la temperatura de 46°C a 16°C aproximadamente.
A	Es comúnmente denominado como el arrastre, difícil de determinar, pero varía según el diseño de una torre. Está entre 0,05% y 0,3%, por lo que se toma como un valor de 0,175% como promedio entre los límites del rango dado.
R	Caudal de agua que circula por el circuito que realiza el enfriamiento

M	Indica el agua nueva que ingresa al circuito para contrarrestar aquella que se va por evaporación, arrastre o purgas. Esta será la sumatoria entre E, P y A. Lo deseable será que este valor sea el menor posible.
P	Serían las purgas, que es algo fundamental en las torres de enfriamiento para desmineralizar al fluido. Es el residuo que queda de la evaporación, que fomenta la formación de lodos o sedimentos de minerales que arruina a los equipos. Esto debe ser devuelto a su origen. Su valor va a ser en función de los ciclos de concentración de la torre de enfriamiento. Su modo de cálculo y detalle está explicado con mayor precisión luego.

Tabla 2.31.4.1. Descripción de las variables involucradas en el esquema del sistema de refrigeración

Es importante, con respecto al ciclo de enfriamiento, definir las purgas. Éstas se deben a que cuando ingresa agua a la torre de enfriamiento, tiene minerales que se manifiestan como obstrucciones en el sistema. Debido a esto, el agua deberá ser reemplazada con agua fresca, y es justamente este drenaje lo que se conoce como purga. Mediante el ciclo de concentración, se obtiene la relación entre la concentración de minerales para el agua que alimenta al sistema y la concentración de minerales para el agua de enfriamiento. En definitiva, mediante el desarrollo a continuación del cálculo de ciclos de concentración (c) se obtiene el número de veces que se concentra el agua recirculada:

$$c = \frac{X_B}{X_M} = \frac{E+P+A}{P+A} \qquad (2.31.4.3)$$

Donde:

- *E, P y A: se refiere a lo perdido por evaporación, purgas y el arrastre respectivamente*
- *X_By X_M: la fracción molar de lo dado por el numerador y denominador del término a continuación respectivamente*

Es de relevancia saber los ciclos de concentración, dado que se relacionan con las purgas. A medida que se tenga mayor cantidad de ciclos de concentración, la reposición va a disminuir.

Esto puede observarse en el gráfico a continuación:

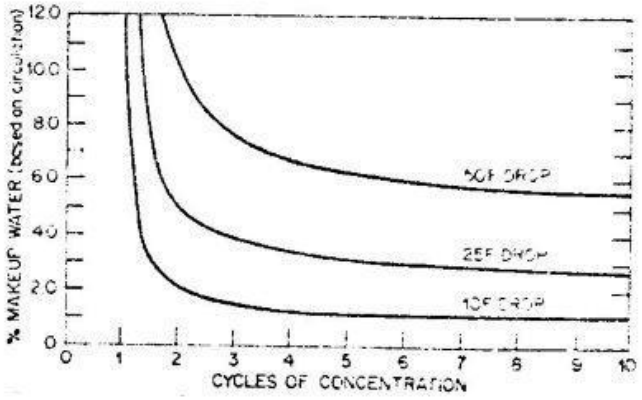


Figura 2.31.4.3. Requerimientos de reposición de agua vs. ciclos de concentración. Fuente: Investigación sobre tecnología y servicios industriales del Instituto de Ingeniería Química Tecnología y Servicios Industriales.

Como se puede observar, este efecto mencionado ocurre hasta cierto punto, a partir del cual no afecta la cantidad de ciclos de concentración en la reposición del agua.

Cabe destacar que la bomba de reinyección, que realizará la reposición de agua mencionada previamente, será dimensionada para invierno. Dicha aclaración es importante, ya que en invierno, por ser menores las temperaturas que en verano, se requerirá extraer mayor caudal de agua.

2.31.5 Problemas en la torre de enfriamiento

Adicionalmente a lo que se pierde por evaporación o purgas, la torre de enfriamiento puede tener diversos problemas como por ejemplo crecimiento microbiano, incrustaciones y corrosión, entre otros.

En primer lugar, debido a las altas temperaturas, se desarrolla un clima ideal para el crecimiento de los microorganismos. Éstos generan obstrucciones en la tubería haciendo que la eficiencia disminuya y también favorecen reacciones catódicas y que se formen depósitos. En cuanto a su tratamiento, no será posible mediante un control mecánico del desarrollo de los microorganismos, sino que se necesitará un tratamiento químico. Algunos desinfectantes a utilizar serán: cloro, bromo y dióxido de cloro.

En segundo lugar, existen otro tipo de incrustaciones que dependen de las características particulares del agua del sistema. Esto se podrá controlar mediante un tratamiento ácido agregando ácido sulfúrico para reducir la alcalinidad, tratamiento alcalino para la manutención del pH.

Tratamiento	USD/MWh	Costo 30MW [USD]	Costo 60 MW [USD]	90 MW [USD]
Soda cáustica	0,406	90.603	181.206	271.809
Inhibidores de corrosión	0,49	109.367	218.734	328.101
Tratamiento biológico	0,212	47.312	94.624	141.936
Dispersantes	0,094	21.042	42.085	63.127
Total	**1,2**	**268.056**	**536.112**	**804.168**

Figura 2.31.5.1 Gasto anual de referencia para una planta geotérmica. Fuente: Geothemal Power Plant Operations: Maintenance Problems & Measures

Por último, se tiene el problema de la corrosión. En cada recirculación, el agua toma contacto con el oxígeno, generando graves problemas de corrosión. Esto es de vital importancia porque implica equipos más caros. Debido a la corrosión se utilizan inhibidores anódicos tales como silicatos, molibdatos, nitritos y ortofosfatos; o catódicos tales como fosfonatos, zinc y polifosfatos.

Estos aditivos se agregan en el tanque de repositorio de la torre de enfriamiento y en el tanque cerca del lago, para regular el PH de antemano. En el balance de línea se esquematiza el proceso.

2.31.6 Separación de gases condensables y no condensables

Es de suma importancia la separación de los condensables y no condensables (NCG). Esto se produce en el punto 3 de la figura 2.31.4.1, a la entrada del condensador, debido a que su presencia conlleva efectos negativos, tales como los que se mencionan a continuación:

- Los gases disminuyen la eficiencia de la transferencia de calor del condensador y también aumentan la presión a la que opera éste último. Esto lo que produce es una disminución en la energía que puede extraer de la turbina. Por ejemplo, un 10% de gases no condensables en la planta geotérmica, comparado a una planta que cuente con un recurso sin gases no condensables, resulta en una reducción en el trabajo neto generado del 25%.
- Se incrementan los costos para la remoción de los gases no condensables. Como consecuencia, se tiene un mayor consumo de electricidad para operar que la que requiere una central que funcione con combustibles fósiles.
- Problemas de corrosión como los mencionados a lo largo de este proyecto.

Hay dos posibles métodos para separar los gases condensables de los no condensables: un sistema formado por un eyector y una bomba de anillo líquido o un sistema eyector-eyector. Por lo investigado, se observa que el primer sistema presenta mayor eficiencia que el segundo, debido a que al utilizar una bomba en lugar de un segundo eyector, la demanda de vapor disminuye y por lo tanto la eficiencia de la planta aumenta. Entonces, en esta sección, se procederá a analizar el primero.

En el caso del sistema formado por un eyector y una bomba de anillo líquido, la extracción de NGC (gases no condensables) se realiza en dos etapas: una etapa comprende los eyectores de aire a chorro (usualmente denominado con la sigla SJAE) y una segunda etapa de bombas de vacío de anillo líquido (usualmente denominado con la sigla LRVP). Entre ambos equipos habrá uno o varios inter-condensadores, utilizados para minimizar la carga de vapor no condensables, ya que los mismos condensan el vapor. Dichos equipos operan en serie, por lo tanto, el exceso o limitaciones en la capacidad afectan consecuentemente a la otra etapa. A continuación, se muestra un equipo de un sistema de remoción de NCG:

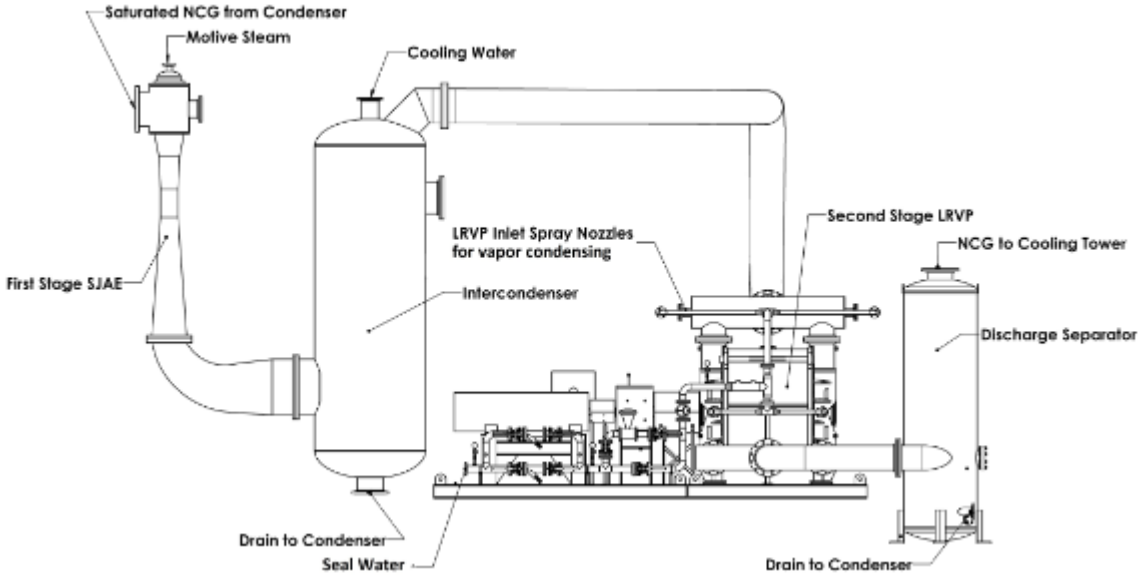


Figura 2.31.6.1. Sistema tipo de remoción de NCG. Fuente: Proyecto de ingeniería de la corporación de Vooner FloGard, USA

El eyector de aire a chorro utiliza una boquilla que es convergente y otra divergente con el objetivo de generar un efecto Venturi. En el caso de la boquilla convergente, se convierte la energía de presión en energía de velocidad, lo que conlleva a una succión de los NCG. Luego, la boquilla divergente transforma la energía de velocidad nuevamente en energía de presión, llegando a una presión mayor a la que se tenía en la entrada.

Explicado en otras palabras, se realiza una extracción de aire y los NCG de los equipos en los espacio donde se hace vacío en los equipos donde se produce este vació justamente, como en el sistema de refrigeración o condensador o torre de enfriamiento. A continuación, se muestra un diagrama de como es el eyector:

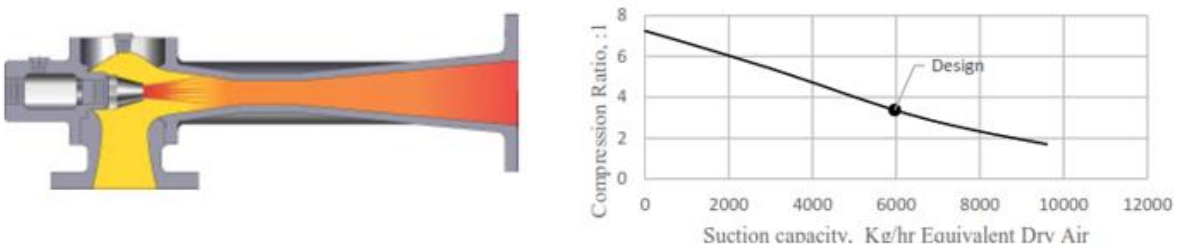


Figura 2.31.6.2. Ilustración básica de un eyector de aire a chorro en el caso de la imagen de la izquierda y la capacidad del flujo másico y la curva de relación de compresión en la imagen de la derecha. Fuente: Proyecto de ingeniería de la corporación de Vooner FloGard, USA

Más precisamente, se encuentran detalladas cada una de las etapas en la ilustración del eyector a continuación.

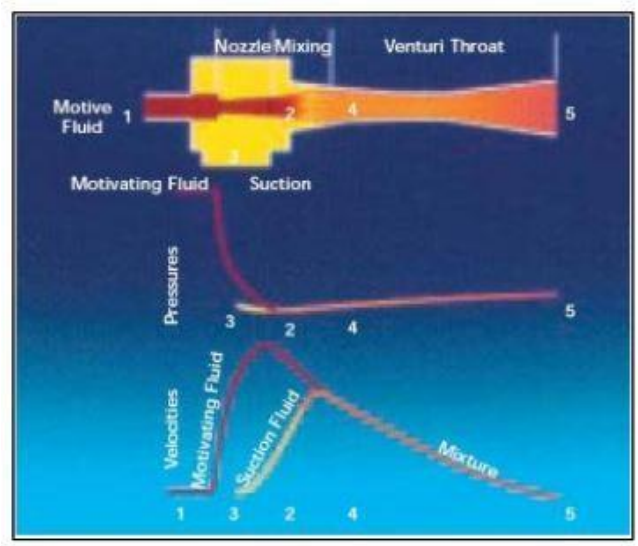


Figura 2.31.6.3. Esquema básico que indica como es el funcionamiento de un eyector. Fuente: Paper de la Universidad de El Salvador, Facultad de Ingeniería y Arquitectura de la escuela de posgrado en Argentina

Primeramente, el gas se expande en una primera etapa (punto 1) para luego entrar en el tubo donde ocurre el efecto Venturi (punto 2). Parte del fluido será posteriormente succionado y mezclado con el fluído motivador (punto 3), que más tarde se compensará hasta el punto 5 de la figura a través del difusor.

En la segunda etapa se encuentra la bomba de anillo de vacío líquido que es un compresor de desplazamiento positivo, el cual tiene su curva de capacidad volumétrica

característica. El LRVP opera de manera casi constante. Se pueden ver ambos elementos en la imagen a continuación:

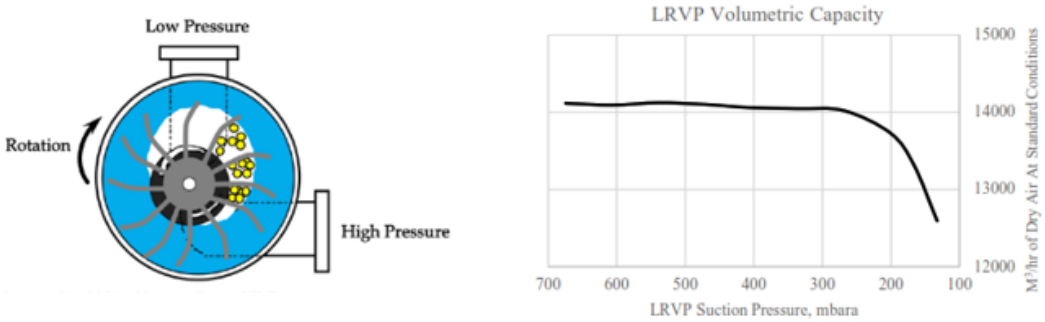


Figura 2.31.6.4. Esquema básico del compresor de desplazamiento positivo a la izquierda y la curva de capacidad volumétrica en la imagen de la derecha. Fuente: Proyecto de ingeniería de la corporación de Vooner FloGard, USA

Básicamente el LRVP consiste en un impulsor giratorio con cámaras, cuya función es la de comprimir el fluido de NCG que llega de la primera etapa, encontrándose mezclado con una parte de líquido que se ingresa para el correcto funcionamiento de la bomba. Estos gases son expulsados en la descarga del compresor más tarde. Las principales ventajas del LRVP son que reducen el consumo de vapor aumentando la eficiencia, como fue mencionado al principio, y que reducen los costos de mantenimiento.

Con respecto al inter-condensador que se encuentra entre ambos equipos, utiliza agua de enfriamiento de modo de reducir tanto la temperatura como el flujo de vapor de agua. Es importante recalcar que a mejor eficiencia en este proceso, se requerirá luego menor capacidad en el LRVP.

Un esquema básico de las dos etapas juntas se ve en esta figura:

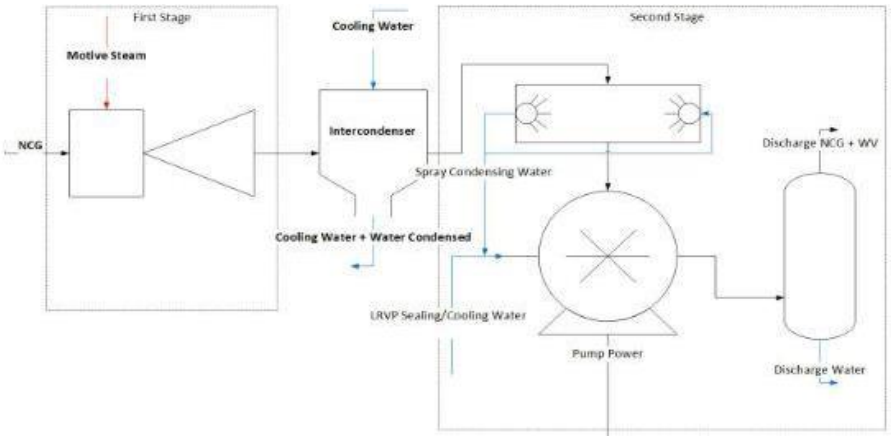


Figura 2.31.6.5. Sistema de remoción de NCG híbrido. Fuente: Proyecto de ingeniería de la corporación de Vooner FloGard, USA

Es de vital importancia mantener las condiciones de diseño y elegir adecuadamente los equipos de modo de no limitar la presión del condensador; de lo contrario no va a operar correctamente. En caso de tener una temperatura del agua mayor a la dada por las condiciones de diseño, se produce una subida de la presión del condensador y del inter condensador, no operando el SJAE adecuadamente, provocando un adicional de vapor de agua que entre al inter-condensador. En el caso contrario, que la temperatura del agua sea menor a la de diseño, se cae la presión en el condensador y estará limitada por el compresor SJAE.

Estos factores y otros relacionados al rendimiento del separador de condensados y NCG son de relevancia, principalmente por los posteriores problemas que conlleva en el condensador. En primer lugar, si pasan NCG al condensador, los gases quedarán atrapados por mantenerse en estado de vapor y no saldrán al exterior. Por lo tanto, el lugar que ocupen los NCG no estará disponible para más agua refrigerante. Consecuentemente, habrá menos agua refrigerante disponible que se mezcle con el vapor, y entonces la transferencia de calor que tiene lugar en el condensador no será la óptima.El efecto de esto es que puede fomentar que la presión interna del condensador aumente, lo que trae como resultado secundario una contrapresión a la salida de la turbina que invierta el sentido de rotación. También, acarrea una disminución de entalpía que disminuya la eficiencia de la turbina.

A modo de conclusión, es mejor tener un eyector y luego una bomba en lugar de dos eyectores debido a que el primero tiene una mayor eficiencia. Sin embargo, aunque el eyector-bomba sea capaz de manejar mayores proporciones de gases, representa un costo adicional en la inversión inicial. Igualmente, aunque represente un costo inicial adicional, es conveniente utilizar eyector-bomba para el caso de este proyecto, debido a que para una proporción de NGC mayor al 2% (como es el caso del recurso en Copahue) se recomienda utilizar un eyector-bomba. La razón es la mayor eficiencia que tiene el eyector-bomba en contraposición al eyector-eyector como ya se mencionó anteriormente.

2.32 Ciclo de condensación directa para vapor dominante

No se trata de un ciclo distinto al flash, sino más bien de otra opción a tener en cuenta; en vez de tener un separador de gases condensables y NCG convencional, se tiene un separador de partículas. Ésta última es la alternativa que a continuación se procede a analizar y se recomienda para aquellos casos en que el recurso sea vapor dominante, ya que con un separador de condensables y NCG tradicional no se tendrá la eficiencia que se requiere. La razón, es que aunque sea vapor dominante, igualmente previo a la turbina se deben separar las pocas gotas líquidas que existan así se evitan daños a la turbina que se encuentra luego. Por lo tanto, el separador tradicional como tiene menor eficiencia, no va a poder separar esas pocas gotas de agua si el recurso es vapor dominante por su tamaño muy reducido, que el separador de partículas si.

Es un tema complejo desde el punto de vista del análisis del tamaño de las partículas mínimo y máximo ya que se realiza con distribuciones estadísticas estimativas. Sin embargo, se menciona sólo lo de mayor relevancia para este proyecto y de forma tal de tener una idea general de su funcionamiento. Elegir un buen proveedor de este dispositivo es crítico porque sino se pone en riesgo todos los equipos de ser dañados por contaminación.

Se decidió realizar la evaluación de esta alternativa, ya que se trata de un fluido geotérmico de título 1 (muy poco porcentaje de líquido), por lo cual un separador convencional no daría los resultados más óptimos. Adicionalmente, utilizando un separador de partículas, además de las gotas de agua, también se separan del vapor que se pasa por la turbina, los elementos sólidos que ocasionen incrustaciones en los equipos, daños y contaminación.

Se procede entonces a estimar el tamaño más pequeño que puedan tener las gotas de agua y el tamaño de las partículas sólidas. Para ello se utiliza una distribución para las gotas de agua y otra para las pequeñas partículas sólidas, que puede asumirse que siguen una distribución log-normal. En el gráfico a continuación se puede observar una correlación entre la distribución de la cantidad y la distribución del peso o el volumen:

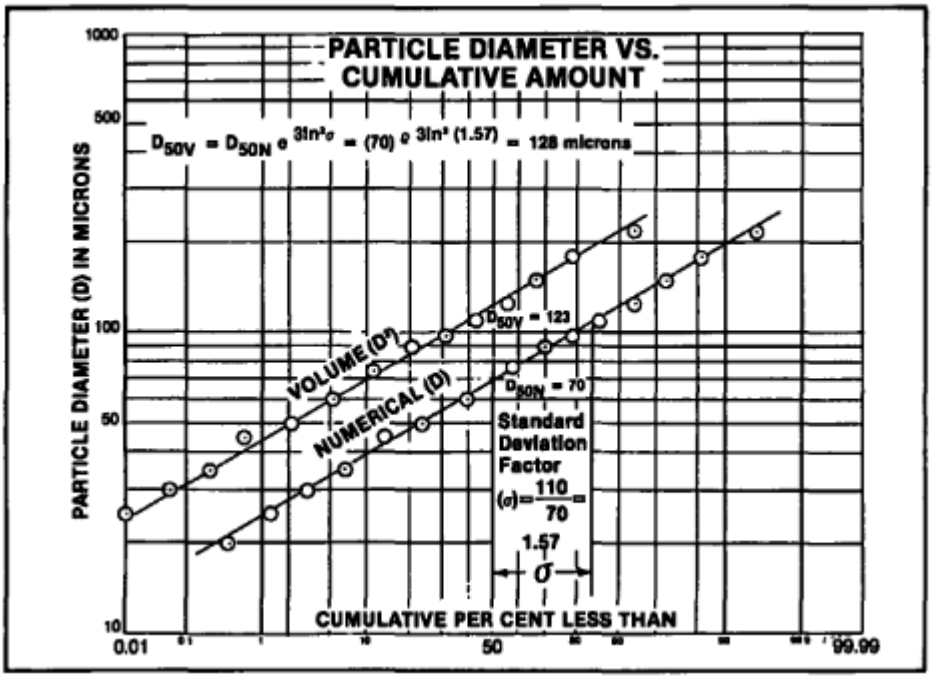


Figura 2.32.1. Distribución acumulada. Fuente: Investigación sobre la estimación del tamaño y análisis de partículas para el separador en la Agencia de Energía de California del Norte

Este análisis es para determinar el tamaño de las partículas porque esto es lo que el separador utilizará como input. Se tomó como referencia una publicación realizada en la Agencia de Energía de California del Norte, que trabaja analizando las probabilidades

acumuladas de la distribución para el tamaño, estableciendo un tamaño mínimo y máximo para la partícula de condensado.

Para definir el tamaño de las partículas se utilizan las fórmulas a continuación:

$$D50V = (D50N) \times e^{(3 \times ln^2 \sigma)} \quad (2.32.1)$$

$$\sigma = \frac{D84.13N}{D50N} \quad (2.32.2)$$

Donde:

- *D50V: define el diámetro de una gota o partícula para un volumen promedio*
- *D50N: es el diámetro promedio de una gota o partícula*
- *σ: es el factor de desviación estándar*
- *D84.13N: es el diámetro de una gota o una partícula para un 84,13%*

Por otro lado, el tamaño máximo para una partícula sólida va a depender del mecanismo con el que es producida. Es decir, proviene de la turbulencia, de las tuberías, del tamaño de válvulas, etc. De todas formas se asume que el tamaño es como máximo 200 micrones.

Teniendo todo esto en cuenta, se procede a realizar la separación. Para ello actúa una fuerza centrífuga dentro del separador que actúa en dos etapas: antes y luego del elemento de la tobera. El movimiento del flujo, puede observarse en la figura que se añade a continuación:

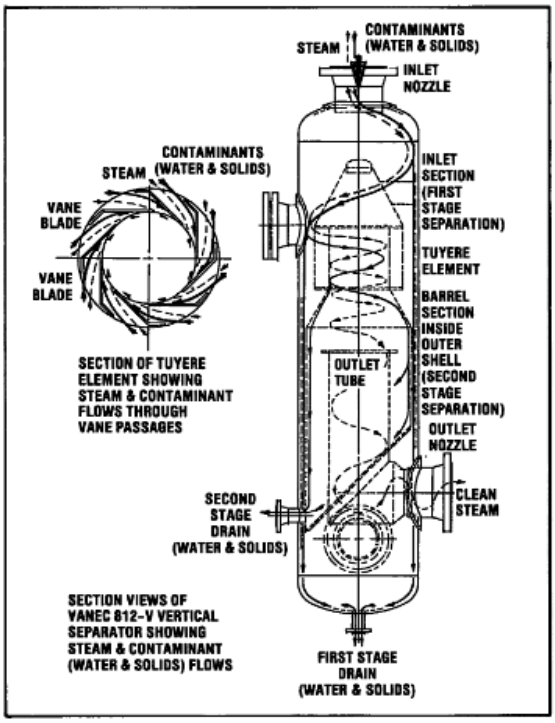


Figura 2.32.2. Separador de partículas. Fuente: Investigación sobre la estimación del tamaño y análisis de partículas para el separador en la Agencia de Energía de California del Norte

La fuerza centrífuga será la que lleve los contaminantes que son relativamente pesados fuera separándolos del vapor. En cambio, el vapor que es más ligero permanecerá cerca del centro. El diámetro de partícula mínimo que puede ser capturada está dado por:

$$Dp = \left[\frac{9 \times \mu \times W}{\pi \times N \times V \times (Q_e - Q_s)}\right]^{\frac{1}{2}} \qquad (2.32.3)$$

Donde:

- *μ: es la viscosidad*
- *W: determina el ancho*
- *N: es el número equivalente de cambios dados*
- *V: la velocidad equivalente en la zona barrilada*
- *Q_e: la densidad de contaminación por agua y sólidos*
- *Q_s: la densidad de vapor*

Con esta ecuación, se define el menor tamaño que puede tener una partícula para ser captura. Igualmente se deberán evaluar las condiciones del que se aplica para este recurso en particular en el momento de otorgarles un valor a estos parámetros, pero la fórmula tipo a aplicar es la dada.

Es importante recalcar que cuando la capacidad del pozo disminuye, se requerirá entonces un separador más pequeño y que de una mejor eficiencia. Para ello se pueden utilizar los llamados separadores que trabajan en dos líneas paralelas, que tendrán una vida útil más larga, debido a que manejan un mayor rendimiento en cuanto a la capacidad de rechazo de partículas sólidas que deben ser separadas.

2.33 Plantas modulares

En los últimos años aumentó la utilización de plantas geotérmicas modulares. Este diseño trae consigo varias ventajas respecto de una planta única centralizada:

- Ampliación gradual (de a 15 MW en este caso)
- Gran eficiencia
- Versatilidad
- Estandarización de módulos
- Tiempos de montaje menores a una planta convencional (16 semanas)

- Si se requiere mover en un futuro la locación de la planta, los costos involucrados serán menores

Numerosos estudios indican que si se logra comenzar la producción de energía lo más temprano posible, habrá impactos directos en el VAN del proyecto. Una planta centralizada tarda entre 2,5 y 3 veces más en ponerse en marcha.

A continuación se presenta un esquema de una planta modular flash de 15 MW, sobre la cual se pidió cotización a Green Energy Group.

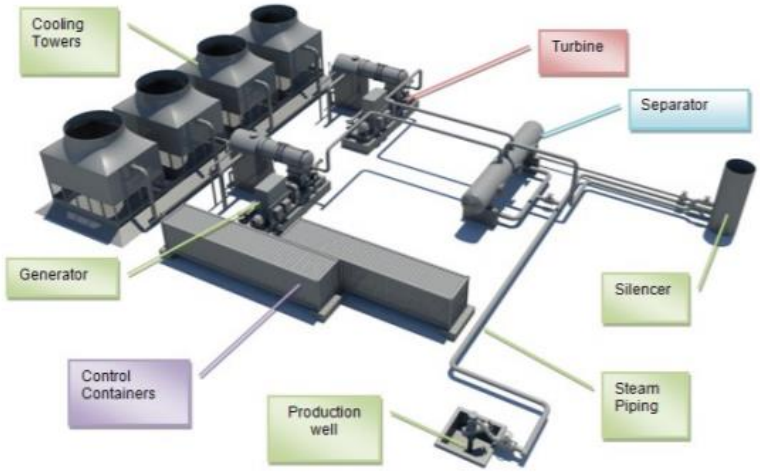


Figura 2.33.1. Módulo de 15 MW de una planta Flash geotérmica. Fuente: Green Energy Group

La planta centralizada tiene mayores beneficios en cuanto a la operación y mantenimiento. Son unidades más grandes y robustas, donde se concentra la mano de obra operativa.

2.34 Ciclo binario

Las plantas de generación eléctrica basadas en ciclo binario tienen un rol importante en el mundo, debido a que aprovechan temperaturas bajas y medias. La temperatura del recurso define el tipo de tecnología a utilizar. En general, cuando las temperaturas son elevadas se usan tecnologías de vapor seco o flash. En cambio, para temperaturas más bajas es recomendable el ciclo binario porque tiene mejores rendimientos. Actualmente, los ciclos binarios son los más usados para bajas temperaturas. La primera planta con ciclo binario fue puesta en marcha en

Rusia y no superaba la unidad de MW. Este fue el ejemplo que demostró la utilidad del ciclo. En 2007, las binarias llegaron a ser las plantas más utilizadas en el mundo, pero no las que más energía producían (4% dentro las energías a base de geotermia).

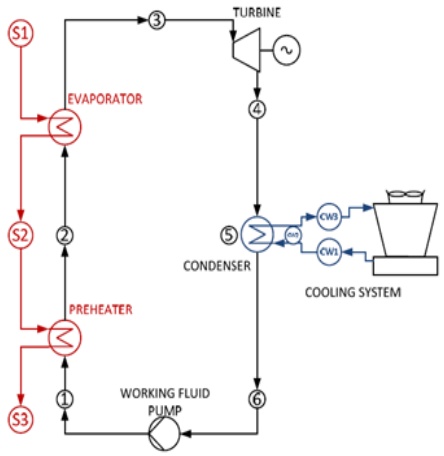
En las plantas de ciclo binario, hay dos tipos de fluidos: el fluido geotérmico y el fluido de trabajo. El fluido geotérmico es el fluido que es extraído del recurso natural y el fluido de trabajo es el que será convertido a gas, a través de intercambiadores de calor, para hacer girar la turbina que mueve el generador de energía eléctrica. Con este método, el fluido geotérmico no entra en contacto con partes móviles, como la turbina, reduciendo la posibilidad de averías en la misma, ya sea por partículas remanentes o componentes que sean corrosivos.

Un uso muy común que tienen los ciclos binarios es el de generar energía adicional de los fluidos geotérmicos que se usaron previamente en ciclos flash. A este uso se lo denomina configuración mixta. Dicha configuración sirve para aumentar la eficiencia del sistema geotérmico. El fluido geotérmico, ya utilizado en su función primaria, contiene potencial suficiente para correr la turbina con un ciclo binario. Entonces, se puede generar electricidad con temperaturas menores a los 100°C.

2.34.1 Principio de funcionamiento del ciclo binario

El principio de funcionamiento de las plantas de ciclo binario, también conocidas como ciclo rankine orgánico, es una alternativa al ciclo rankine común, donde se usa un fluido orgánico que tiene un punto de evaporación y presión de vapor más bajos. Como su nombre lo determina, el ciclo binario está formado por dos ciclos; un ciclo primario, que involucra el fluido geotérmico, y el secundario, que involucra al fluido de trabajo. En el ciclo primario las condiciones de temperatura y los caudales están determinados por las condiciones del pozo productivo. Dicho ciclo, comienza en la extracción del vapor de los pozos productivos y termina en la reinyección. El fluido en el ciclo primario puede ser tanto agua como vapor de agua.

Los componentes principales son el precalentador, el vaporizador, la turbina, el condensador y la bomba que circula el flujo de trabajo. En la siguiente figura se ven los componentes y las etapas para cada sección.



6 – 1 Isentropic compression in the working fluid pump;
1 – 2 – 3 Constant pressure heat addition in preheater and evaporator;
3 – 4 Isentropic expansion in a turbine; and
4 – 5 – 6 Constant pressure heat rejection in a condenser.

Figura 2.34.1.1. Esquema básico de un ciclo binario. Fuente: Universidad de las Naciones Unidas

En el ciclo secundario (etapa 6), el fluido de trabajo ingresa como líquido saturado y es comprimido isoentrópicamente[7] hasta la presión requerida del vaporizador. En esta etapa, la temperatura del fluido de trabajo aumenta por una reducción en su volumen específico. Por ende, el fluido entra al precalentador como un líquido comprimido y deja el vaporizador en estado gaseoso saturado. La salida en forma saturada es de suma importancia para que no ingresen gotas líquidas a la turbina y evitar que sean dañadas.

En la turbina, el vapor saturado se expande isoentrópicamente y produce trabajo rotando los álabes de la turbina. Durante este estado, el vapor sufre una disminución de temperatura que luego será llevado al condensador. En el condensador, se libera calor al ambiente para condensar el líquido. Finalmente, el líquido condensado entra a la bomba del fluido de trabajo cerrando el ciclo.

El enfriamiento en las plantas de generación eléctrica por ciclo binario puede realizarse tanto con agua como con aire. En lugares donde el agua es escasa se opta por el segundo método.

2.35 Componentes

Los cinco componentes principales de un ciclo binario son dispositivos de flujo constante. Dichos componentes son: precalentador, vaporizador, turbina y condensador.

[7]Proceso isoentrópico: proceso en el que la entropía (grado de desorden molecular) se mantiene constante.

Precalentador y vaporizador

El vaporizador y el precalentador son los primeros componentes en una planta de ciclo binario; reciben el fluido desde los pozos productivos. Son componentes que intercambian calor entre el fluido de entrada, la fuente de calor y el fluido de trabajo.

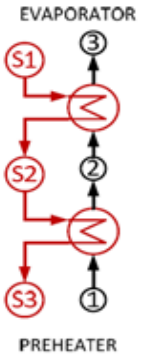


Figura 2.35.1. Esquema del vaporizador y del precalentador. Fuente: Universidad de las Naciones Unidas

Turbina

La turbina convierte la energía termodinámica del fluido en energía mecánica. El eje de la turbina está conectado a un generador para producir la energía eléctrica

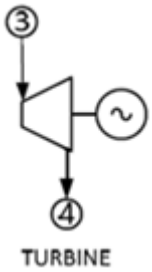


Figura 2.35.2. Esquema de la turbina. Fuente: Universidad de las Naciones Unidas

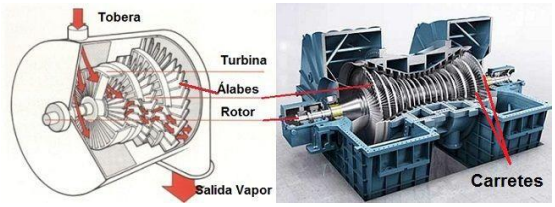


Figura 2.35.3. Turbina de vapor. Fuente: Área Tecnología

Condensador

El condensador es otro elemento intercambiador de calor del ciclo binario. Intercambia calor entre el fluido de trabajo y un fluido refrigerante. El fluido refrigerante puede ser tanto agua como aire.

El fluido de trabajo que sale de la turbina es dirigido al condensador para que sea refrigerado, condensado y reinsertado por los pozos inyectores.

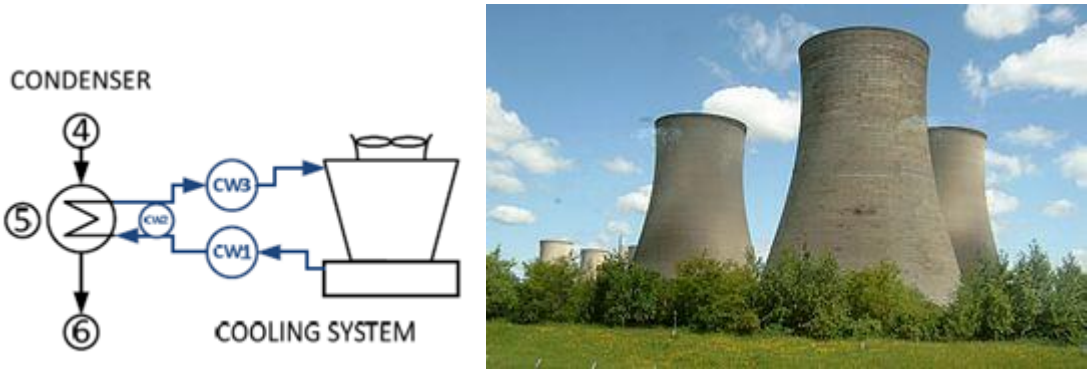


Figura 2.35.4. Esquema del condensador. Fuente: Universidad de las Naciones Unidas

Ciclo binario con recuperador

El recuperador también es un intercambiador de calor y un componente adicional del ciclo binario. Este dispositivo aumenta la temperatura del fluido de trabajo antes de que entre al precalentador (punto 2).

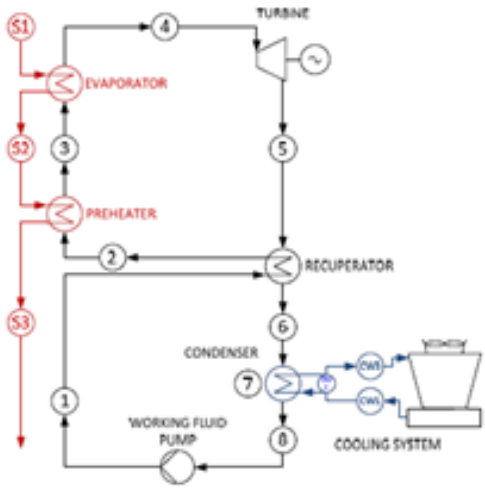


Figura 2.35.5. Esquema del ciclo binario con recuperador. Fuente: Universidad de las Naciones Unidas

Agregar un recuperador sirve para aumentar el trabajo que genera la turbina.

2.36 Dimensionamiento de los intercambiadores de calor

La cantidad de intercambio de calor requerido define las dimensiones de los intercambiadores. Cada intercambiador tiene su función y por ende su capacidad para intercambiar calor. Los mismos se dimensionan respecto del área requerida (m^2) para intercambiar calor.

El área requerida es expresada en función de la transferencia de calor, un coeficiente de transferencia de calor y la diferencia de medias logarítmica de temperatura. La fórmula es:

$$A = \frac{Q}{U * DMLT} \qquad (2.36.1)$$

Donde:

- *A: Área del intercambiador de calor*
- *U: Coeficiente de transferencia de calor*
- *DMLT: Diferencia de medias logarítmica de temperatura*

$$DMLT = \frac{\Delta T_1 - \Delta T_2}{ln(\frac{\Delta T_1}{\Delta T_2})} \qquad (2.36.2)$$

Donde:

- *ΔT1: Diferencia de temperaturas entre fluidos en la entrada del intercambiador de calor*
- *ΔT2: Diferencia de temperaturas entre fluidos en la salida del intercambiador de calor*

Sistemas de refrigeración

Los sistemas de refrigeración tienen la función de sacar el calor del ciclo. Por lo tanto, en el ciclo binario se condensa el fluido de trabajo y el calor residual es liberado al ambiente.

Hay tres tipos de sistemas de refrigeración: con agua, con aire húmedo y con aire seco. Los sistemas de refrigeración con agua se usan principalmente en plantas con fuentes de agua cercanas. Los sistemas de aire húmedo usan agua y aire como fluido de enfriamiento, y consiste en usar un condensador y una torre de enfriamiento.

Fluidos de trabajo

Como fluido de trabajo se usan los fluidos orgánicos. Es importante una correcta selección del fluido de trabajo ya que impacta directamente en la eficiencia del proceso, el tamaño de los componentes, el diseño de la turbina, la seguridad y en el medioambiente. Un aspecto común entre los posibles fluidos es su bajo punto de ebullición. Teniendo en cuenta sus características termodinámicas, las opciones óptimas son: hidrocarburos, clorofluorocarbonos, hidrofluorocarbonos, entre otros. En el caso de los fluorocarbonos no se pueden utilizar ya que tienen un impacto importante en la capa de ozono.

A la hora de seleccionar el fluido hay que tener qué tipo de fluido es, si es un fluido húmedo normalmente es necesario de sobrecalentarlo para evitar problemas de corrosión y daños a los álabes de las turbinas. Para el caso de fluidos isoentrópicos y fluidos secos no es necesario el sobrecalentamiento. A continuación, se muestra una tabla con posibles fluidos de trabajo a emplear:

Fluido	Fórmula	Tº crítica [ºC]	Presión crítica [bar]	Toxicidad	Inflamabilidad	PAO*	PCG*
propano	C_3H_8	96,95	42,36	Baja	Alta	0	3
i-butano	$i-C_4H_{10}$	135,90	36,85	Baja	Alta	0	3
n-butano	C_4H_{10}	1650,80	37,18	Baja	Alta	0	3
i-pentano	$i-C_5H_{12}$	187,80	34,09	Baja	Alta	0	3
n-pentano	C_5H_{12}	193,90	32,40	Baja	Alta	0	3
amoníaco	NH_3	133,60	31,14	Tóxico	Baja	0	0
agua	$H_2^{i}O$	374,10	32,89	No tóxico	Nula	0	0

*Potencial de agotamiento de ozono; ** Potencial de calentamiento global

Tabla 2.36.1. Posibles fluidos de trabajo. Fuente: Universidad de las Naciones Unidas

2.37 Mantenimiento de la planta de ciclo binario

Para asegurarse el funcionamiento continuo de la planta es necesaria llevar a cabo un buen plan de mantenimiento. Hay muchos factores que influyen en el mantenimiento de la planta como por ejemplo: el fluido de trabajo, la tecnología aplicada y el clima. Lo problemas más comunes de una planta de ciclo binario son la corrosión y los ajustes. La mayoría de los mantenimientos tienen enfoque preventivo debido a que una rotura puede generar paradas largas para repararlo. Sino se pierde la gran ventaja que tienen las plantas geotérmicas que es su factor de disponibilidad. En la tabla a continuación se detalla qué tipo de mantenimientos se deben hacer para cada componente:

Componente	Mantenimiento
Turbina	- Desarmar la rueda de la turbina y el anillo de tobera - Chequear la condición de la rueda de la turbina y el anillo de la tobera - Revisar condición de los sellos mecánicos y rodamientos de las turbinas - Revisar y limpiar los filtros - Cambiar lubricantes - Realizar ensayos no destructivos como líquidos penetrantes, partículas magnéticas y ultrasonido
Intercambiadores de calor	- Limpieza del área de intercambio de calor
Bombas del fluido de trabajo	- Revisar desgaste de cojinetes - Revisar eje e impulsores - Revisar partes donde pueda haber erosión y corrosión - Revisar sellos mecánicos - Cambiar el aceite - Revisar alineación de rodamientos
Sistemas de enfriamiento	- Revisar desgaste de cojinetes - Revisar eje e impulsores - Revisar partes donde pueda haber erosión y corrosión - Revisar sellos mecánicos - Cambiar el aceite - Revisar alineación de rodamientos

Tabla 2.37.1. Mantenimiento de componentes. Fuente: Universidad de las Naciones Unidas

2.38 Análisis comparativo entre tecnologías

Luego del análisis realizado, se procedió a realizar un análisis comparativo entre los ciclos explicados, encontrando los más importantes resumidos en una tabla más tarde. Para lo cual se tuvieron en cuenta las prestaciones en cada caso que favorezcan el rendimiento de la planta, equipos, costos, entre otros factores.

En el caso de la tecnología Flash se requirió validar el riesgo asociado a ingresar un fluido con concentraciones de ácido sulfhídrico y dióxido de carbono. Adicionalmente, en cuanto a la puesta en marcha, su tiempo de montaje es mucho más corto, por ende a priori sería mucho antes que el ciclo binario, al igual que la percepción de los ingresos. No obstante, si se tiene en cuenta que no se puede producir energía eléctrica hasta que se tenga la línea terminada, el cuello de botella en la puesta en marcha esta dado por el tendido eléctrico, que se va a calcular en aproximadamente 2 años. Entonces, el factor de puesta en marcha se equipara más allá de la tecnología elegida. Debido a esto, no se considerará como punto diferencial para la selección en el costo equivalente anual.

A continuación, se procede a detallar la tabla resumen que se mencionó anteriormente con las diferencias entre un ciclo y otro teniendo en cuenta las características técnicas en cada caso:

Ítem	Ciclo flash	Ciclo binario
Característica	Salida de alta potencia y alta intensidad.	Inyección posible a un 100%.
Fluido de trabajo	No hay posibilidad de inflamabilidad, ya que es el recurso el que mueve la turbina.	Se debe analizar a los efectos al medio ambiente que se pueden producir y la puede haber inflamabilidad dependiendo del fluido de trabajo utilizado.
Capacidad unitaria	Alta capacidad de generación de energía, hasta miles de MW.	Baja capacidad, alcanza decenas de MW.
Corrosión en turbina	Se requiere tomar medidas para evitar la corrosión en la turbina, incluso para la elección del material y utilización de aleaciones.	Por la utilización de un fluido de trabajo para mover la turbina que no es el recurso, no se requieren o se requieren en menor proporción las medidas para evitar la corrosión en la turbina. Se encuentra más controlado.
Contramedidas para evitar la incrustación	Se debe considerar un equipo de limpieza para la turbina. Adicionalmente, es de vital importancia tener una línea de inyección para ajustar el pH.	Es necesario realizar un ajuste del pH. También se debe tener en cuenta que en la superficie del intercambiador puede haber incrustaciones, por lo cual hay que limpiar el equipo.

Tabla 2.38.1. Aspectos comparativos de cada ciclo

La dotación en ambos casos se va a considerar la misma ya que no hay diferencias sustanciales. En el ciclo flash se necesita más operarios en la planta pero en el binario más

operarios en los reservorios ya que al tener menor factor de planta se requieren pozos extra. Luego, en el caso de la subestación no se percibe carga de trabajo diferencial entre una y la otra.

Y en cuanto a la maquinaria principal, para ambas tecnologías se necesita importar y la disponibilidad de las mismas existe para ambas situaciones, así que no se consideran costos extra de importación o fabricación a medida de los equipamientos.

2.39 Proveedores

Mencionadas todas las tecnologías, hay que buscar proveedores para cada una de ellas. A continuación listamos algunos proveedores dependiendo la tecnología a utilizar:

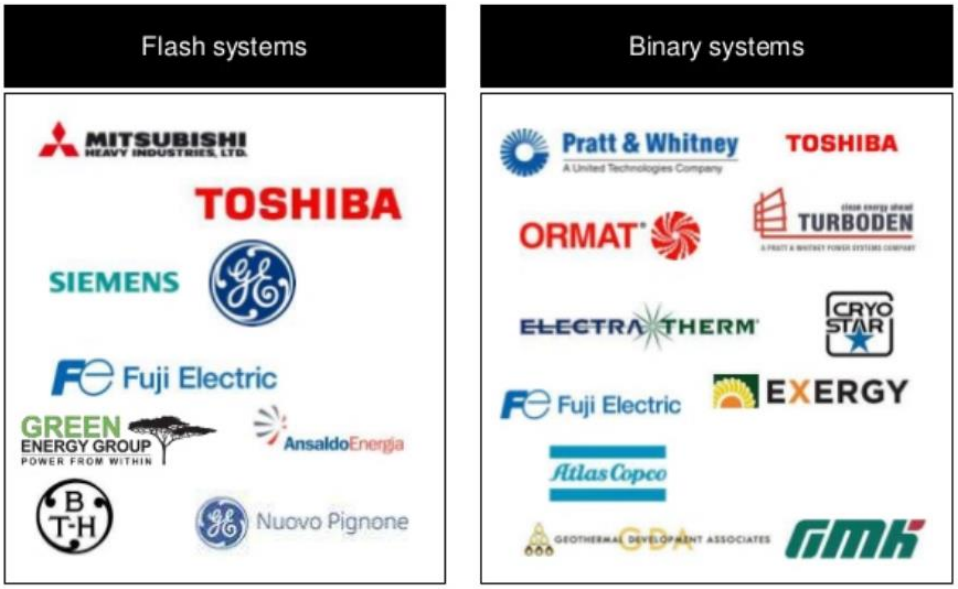


Figura 2.39.1. Proveedores dependiendo la tecnología de planta Geotérmica a utilizar. Fuente: ThinkGeoEnergy

Es elemental realizar un buen análisis de proveedores debido a que las tecnologías planteadas contienen maquinaria que deben ser de buena calidad para poder garantizar el factor de planta que prometemos. Debido a que una de las ventajas competitivas de la energía geotérmica es el factor de planta se necesitan proveedores que cumplan con los tiempos prometidos de entrega de repuesto o realización de mantenimientos.

- Green Energy Group: empresa proveedora de módulos de plantas de tipo flash.
- Siemens y General Electric: cuentan con un amplio catálogo de turbinas de vapor y generadores, como también el expertise para la instalación y el correcto mantenimiento.
- Fuji Electric: proveedor de sensores, controladores, bombas y generadores.

2.40 Disponibilidad de mano de obra

En las cercanías de la planta hay ciertos pueblos que serán esenciales a la hora de contratar la mano de obra. Los más cercanos y con mayor trascendencia son el complejo Copahue, Caviahue, Loncopué, Las Lajas y Chos Malal. Loncopué es la ciudad que se encuentra más próxima a Caviahue y tiene 5.010 habitantes. Las Lajas posee una población estable de aproximadamente 5.000 habitantes. Por último, Chos Malal es la ciudad más importante del norte neuquino y de las más pobladas de la región, ya que viven 13.000 habitantes.

En muchas plantas geotérmicas del mundo es difícil disponer de mano de obra calificada porque las plantas suelen ubicarse en lugares remotos, sin ciudades cercanas en donde puedan residir sus empleados. En el caso de este proyecto, los empleados de la planta geotérmica y sus familias podrán vivir en alguno de los pueblos recién mencionados y tener acceso a vivienda, servicios básicos y educación.

Pueblo	Distancia por carretera [Km]	Tiempo estimado	# de habitantes
Complejo Copahue	2,9	6 minutos	30
Caviahue	16,8	27 minutos	600
Loncopahué	68,1	1 hora 5 minutos	5.010
Las Lajas	138	1 hora 55 minutos	5.000
Chos Malal	165	3 horas 29 minutos	13.000

Tabla 2.40.1. Listado de pueblos cercanos y sus respectivas distancias desde Copahue

En la tabla anterior se pueden observar las distancias de los distintos pueblos mencionados, desde Copahue. Es importante analizar el tiempo estimado de viaje para saber cuánto tardarían los empleados en llegar al lugar de trabajo y qué tan viable sería que los empleados vivan en un pueblo o otro. Lo ideal sería que se ubiquen en Caviahue, ya que la tardarían solamente media hora y tendrán acceso a todos los servicios básicos. Sin embargo, hay que remarcar que en invierno puede haber tormentas de nieve que imposibiliten la entrada de autos en la zona de Copahue y que la única manera de ingresar sea con motonieves. El costo unitario de una moto de nieve ronda los 25 kUSD. Se estima que van a ser necesarias tres unidades por lo que sería un total de 75 kUSD que entraría dentro de la cuenta de “Otros” en en el análisis de las inversiones.

2.41 Comparación de costos y selección final

Un factor muy importante, y muchas veces determinante, a la hora de seleccionar una tecnología de trabajo son los costos, tanto de inversión como de operación y mantenimiento. Dichos factores son los más relevantes porque son los diferenciales entre la tecnología flash y

la binaria. Para el caso de la tecnología de ciclo flash, el mantenimiento es mayor debido a la exposición al azufre en el vapor que tienen los elementos respecto del ciclo binario. Esta exposición aumenta los costos de mantenimiento por la cantidad de componentes a revisar con mayor frecuencia. En cambio, en el ciclo binario el costo de mantenimiento disminuye porque el vapor con azufre solamente se usa para calentar el fluido de trabajo y no para accionar la turbina. El inconveniente principal de la tecnología del ciclo binario es que requiere más inversión inicial debido a que cuenta con intercambiadores de calor que el ciclo flash no requiere y, al no ser pensado para potencias muy altas, la superficie necesaria de intercambiadores de calor es alta, incrementando aún más la inversión.

Para el análisis de costos se realizó un flujo de costos teniendo en cuenta solamente la inversión, los costos operativos y el mantenimiento, calculándose el costo actual de cada tecnología para comparar.

Algunos detalles del análisis son:

- Se considera que el dólar no sufre de depreciación para facilitar el análisis. Los costos en USD van a ser constantes a través del tiempo.
- Se toma una tasa de rendimiento mínima aceptable de 10%
- No se incluyen inversiones de futuras expansiones
- Para el ciclo binario se consideró un costo de oportunidad perdido por un menor factor de planta que tiene en comparación a la tecnología de tipo flash
- Para los costos de operación y mantenimiento se tomó como referencia los costos de otras plantas modelos, siendo:
    - 13 U$S/MWh para las plantas de ciclo flash
    - 7 U$S/MWh para las plantas de ciclo binario

Dichos costos incluyen los de mantenimiento de la planta y la subestación; y también el costo de los operarios.

El flujo de costos para las tecnologías se muestran en las siguientes tablas, se tomó un período de 20 años:

CONCEPTO	Años										
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
INVERSIÓN											
Costo de equipamiento básico geotérmico	$ 65,400,000.0										
Sistema de extracción de GNC	$ 3,000,000.0										
COSTOS OPERATIVOS											
Operación y mantenimiento		$ 2,233,800.0	$ 2,233,800.0	$ 2,233,800.0	$ 2,233,800.0	$ 2,233,800.0	$ 2,233,800.0	$ 2,233,800.0	$ 2,233,800.0	$ 2,233,800.0	$ 2,233,800.0
FLUJO COSTOS	**$ 68,400,000.0**	**$ 2,233,800.0**	**$ 2,233,800.0**	**$ 2,233,800.0**	**$ 2,233,800.0**	**$ 2,233,800.0**	**$ 2,233,800.0**	**$ 2,233,800.0**	**$ 2,233,800.0**	**$ 2,233,800.0**	**$ 2,233,800.0**

Años									
11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
$ 2,233,800.0	$ 2,233,800.0	$ 2,233,800.0	$ 2,233,800.0	$ 2,233,800.0	$ 2,233,800.0	$ 2,233,800.0	$ 2,233,800.0	$ 2,233,800.0	$ 2,233,800.0
$ 2,233,800.0	**$ 2,233,800.0**	**$ 2,233,800.0**	**$ 2,233,800.0**	**$ 2,233,800.0**	**$ 2,233,800.0**	**$ 2,233,800.0**	**$ 2,233,800.0**	**$ 2,233,800.0**	**$ 2,233,800.0**

Tabla 2.41.1. Flujo de costos para la tecnología de ciclo Flash

CONCEPTO		Años									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
INVERSIÓN											
Costo de equipamiento básico geotérmico	$ 65,400,000.0										
Precalentador	$ 2,820,000.0										
Vaporizador	$ 3,000,000.0										
Recuperador	$ 4,800,000.0										
Condensador	$ 11,300,000.0										
COSTOS OPERATIVOS											
Operación y mantenimiento		$ 1,261,440.0	$ 1,261,440.0	$ 1,261,440.0	$ 1,261,440.0	$ 1,261,440.0	$ 1,261,440.0	$ 1,261,440.0	$ 1,261,440.0	$ 1,261,440.0	$ 1,261,440.0
COSTO DE OPORTUNIDAD		$ 1,379,700.0	$ 1,379,700.0	$ 1,379,700.0	$ 1,379,700.0	$ 1,379,700.0	$ 1,379,700.0	$ 1,379,700.0	$ 1,379,700.0	$ 1,379,700.0	$ 1,379,700.0
FLUJO COSTOS	**$ 87,320,000.0**	**$ 2,641,140.0**	**$ 2,641,140.0**	**$ 2,641,140.0**	**$ 2,641,140.0**	**$ 2,641,140.0**	**$ 2,641,140.0**	**$ 2,641,140.0**	**$ 2,641,140.0**	**$ 2,641,140.0**	**$ 2,641,140.0**

Años									
11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
$ 1,261,440.0	$ 1,261,440.0	$ 1,261,440.0	$ 1,261,440.0	$ 1,261,440.0	$ 1,261,440.0	$ 1,261,440.0	$ 1,261,440.0	$ 1,261,440.0	$ 1,261,440.0
$ 1,379,700.0	$ 1,379,700.0	$ 1,379,700.0	$ 1,379,700.0	$ 1,379,700.0	$ 1,379,700.0	$ 1,379,700.0	$ 1,379,700.0	$ 1,379,700.0	$ 1,379,700.0
$ 2,641,140.0	**$ 2,641,140.0**	**$ 2,641,140.0**	**$ 2,641,140.0**	**$ 2,641,140.0**	**$ 2,641,140.0**	**$ 2,641,140.0**	**$ 2,641,140.0**	**$ 2,641,140.0**	**$ 2,641,140.0**

Tabla 2.41.2. Flujo de costos para la tecnología de ciclo binario

Tecnología	Costo actualizado [USD]
Flash	79.470.544
Caviahue	99.823.194

Tabla 2.41.3. Costos actualizados para cada tecnología

Como se puede observar la tecnología flash tiene un costo mayor dentro de los próximos 20 años (a valor actual). Dicha comparación era predecible debido a que las tecnología binaria todavía no está pensada para generación de potencias muy elevadas como la flash. La inversión necesaria para la tecnología de ciclo binario supera al costo extra de operación y mantenimiento que tiene la flash sobre la binaria. Dicha diferencia de costos de mantenimiento se pierde en la diferencia de factor de planta que resulta en pérdida de energía disponible para vender.

A partir del análisis de costos se puede concluir que la tecnología elegida será la de ciclo flash. Es la más adecuada tanto por la potencia de salida planificada para licitar, tiene menos costos y el armado de la planta es más sencillo debido a que hay proveedores de plantas modulares para dicha tecnología, lo cual significa planificación más simple y mayor facilidad para futuras expansiones. El mayor problema del ciclo flash es la exposición de los componentes al azufre, pero ya se ha demostrado que están dentro de parámetros controlables y que los costos de mantenimiento no superan la inversión inicial requerida para el ciclo binario.

CONEXIÓN A LA RED ELÉCTRICA

La planta se localizará en la región de Copahue, Neuquén ya que es la zona de factibilidad geotérmica. Actualmente, existe una red de Media Tensión de 33 kV a 7 km de Caviahue pero, como la potencia a transmitir será de 30, 60 MW o 90 MW, la subestación eléctrica será de Alta Tensión (132 kV). Las principales razones de esto es que reducen las pérdidas por transporte, caídas de tensión, los cables son de menor diámetro, menor corriente a igualdad de potencia transmitida, entre otras.

Existen dos nodos posibles de conexión a la red eléctrica, uno es en Chos Malal y el otro está en Las Lajas, que se encuentran a 90 km y 105 km respectivamente de la planta. Debido a que Chos Malal sería la más próxima, la electricidad generada se transmitirá hasta ese nodo. Se procederá a describir los equipos necesarios tanto para armar la subestación eléctrica como para el tendido eléctrico.

2.42 Ubicación del tendido eléctrico

El tendido va a ir desde Copahue hasta Chos Malal, pasando como punto intermedio por Ñorquín:

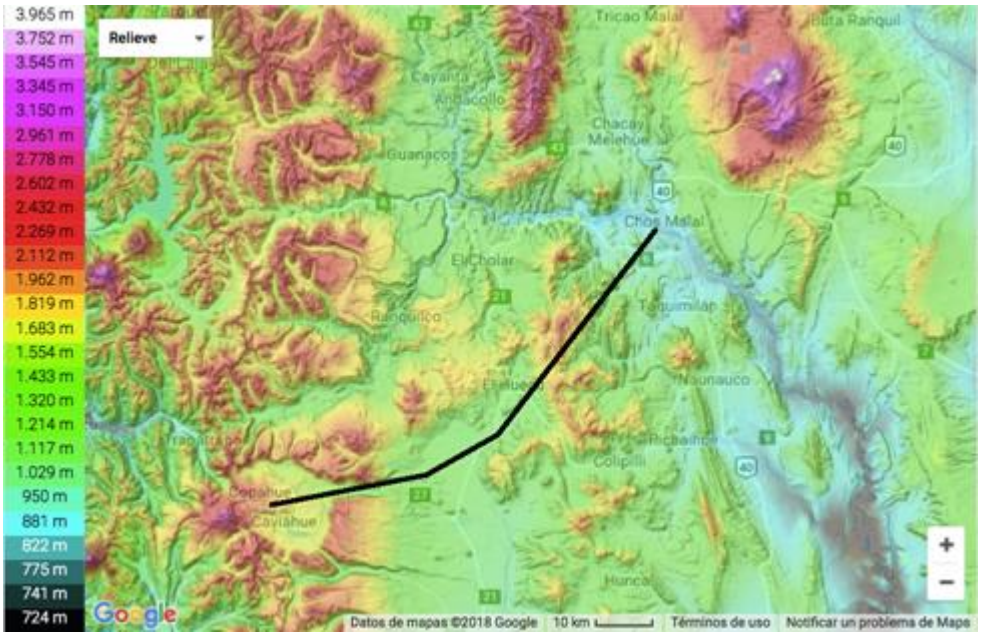


Figura 2.42.1. Mapa topográfico de Neuquén. Fuente: Google Maps

Como se ve en la figura 2.42.1, la línea en negro marca el camino por donde va a pasar el tendido y también se detallan las altitudes. A continuación se adjunta una figura con las líneas eléctricas actuales y resaltada la parte a construir:

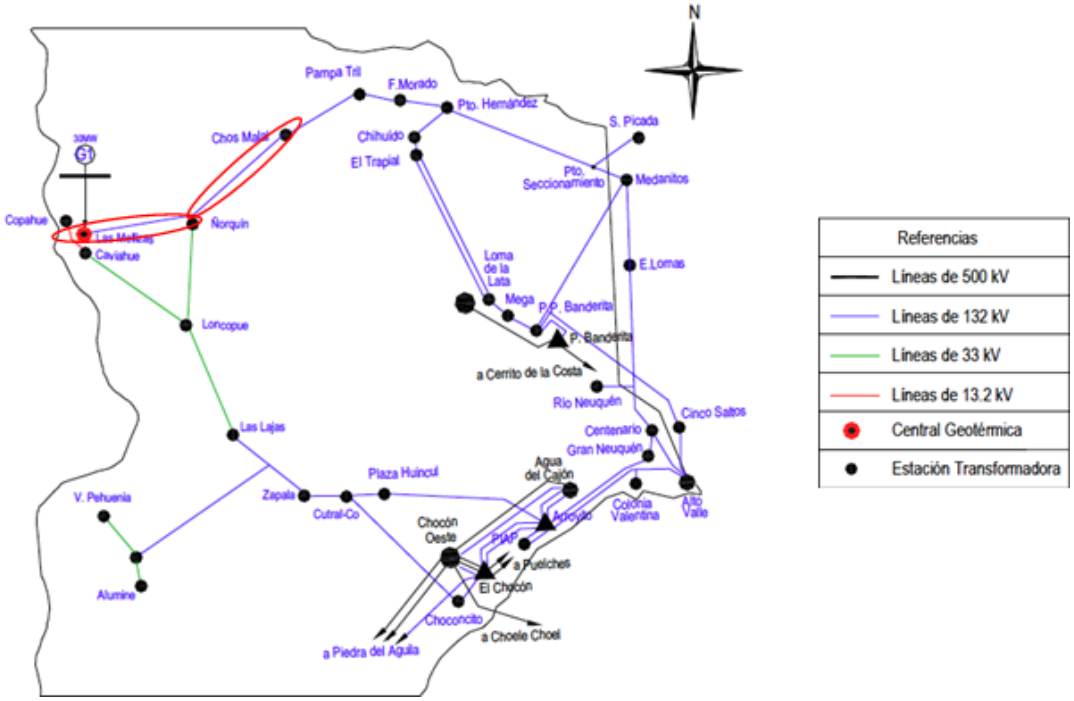


Figura 2.42.2. Mapa eléctrico de Neuquén. Fuente: ADI-NQN

En la figura 2.42.2, se marca en color rojo el tramo a construir, de 132 kV. El símbolo G1 representa el generador geotérmico.

2.43 Descripción de los principales equipos

La subestación se encontrará próxima a la planta, al aire libre, con el objetivo de elevar la tensión de salida (13,2 kV) de la planta a 132 kV. Los elementos necesarios para el armado de la subestación se detallan a continuación:

Subestación:

- Transformador
- Interruptor de potencia
- Seccionador
- Descargador
- Aisladores de soporte de 132 kV
- Malla de puesta a tierra

Tendido de la línea:

- Conductor
- Soporte

- Puesta a tierra
- Aislación

2.44 Subestación

Transformador

El primer equipo que se analizará será el transformador de potencia, cuyo objetivo es elevar la energía eléctrica. La tensión de salida de la planta será de 13,2 kV y se deberá aumentar hasta 132 kV para poder ser transportada por las líneas de alta tensión. Se dispondrá de un solo transformador grande de 35 MVA debido a que los costos son inferiores que colocando múltiples conectados entre sí. Un transformador de estas características es idóneo siempre y cuando no se excedan los 30 MW de salida de la planta.

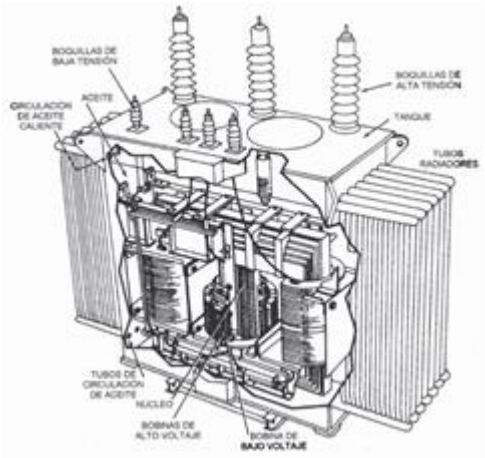


Figura 2.44.1. Partes principales de un transformador trifásico enfriado por aceite. Fuente: Fundamentos de Instalaciones Eléctricas de mediana y alta tensión

El tipo de transformador de potencia será trifásico 132/33/13,2 kV de refrigeración por aceite, como el que se aprecia en la figura 2.44.1. Dicho material es superior para refrigeración que el aire, sin embargo, es más peligroso en caso de un derrame, por lo que se necesitan tomar recaudos adicionales, como por ejemplo colocar un recolector de aceite en la parte inferior del aparato y también realizarle un mantenimiento periódico. También se precisarán 3 transformadores de corriente y 3 de tensión, ambos para 132 kV, para control.

Interruptor de potencia

Este aparato interrumpirá o restablecer la continuidad en un circuito eléctrico, mediante la extinción del arco eléctrico. Las condiciones para que se produzca un corte es en caso de que haya sobre corriente o corto circuito. Al instalarse un transformador de alta tensión, el interruptor tripolar más indicado es el de hexafloruro de azufre (SF_6) con mecanismo de mando "tipo resortes", ya que debe soportar las condiciones anormales que se pueda presentar sin arruinarse.



Figura 2.44.2. Interruptor de SF_6 para alta tensión. Fuente: Siemens

Además, tiene la particularidad de que son de bajo costo y de bajo mantenimiento, en relación a otros como puede ser el de aceite. Se necesitará un interruptor para las tres fases.

Seccionador

Es un elemento de desconexión y conexión en una instalación eléctrica. A diferencia de los interruptores, éste aísla los tramos de forma visible y no funciona por supresión del arco eléctrico. Debe ser capaz de soportar sobre corriente y corrientes de corto circuito. Por disposición del EPEN, las posiciones de “cerrado” y “abierto” deberá contar con un bloqueo mecánico para resistir cualquier tipo de accionamiento indebido.

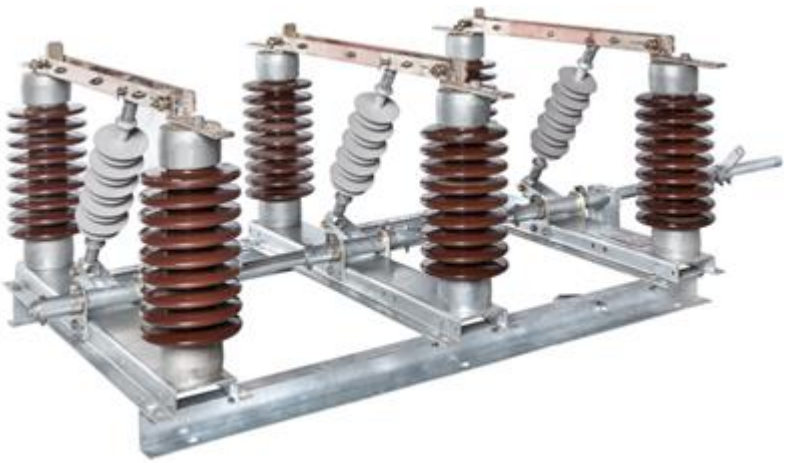


Figura 2.44.3. Seccionador tripolar a giro para uso exterior. Fuente: Lago Electromecánica

Los seccionadores a montar son tripolar de polos paralelos sin cuchillas de puesta a tierra de 3150 A, otros con cuchillas de puesta a tierra de 3150 A y unos de fila india. Se necesitarán 6 de cada uno.

Descargadores

Los descargadores de sobretensión sirven para el aislamiento de sistemas eléctricos de potencia. Se montarán en posición vertical y serán de óxido metálico (ZnO) con aislación de porcelana marrón, junto con un contador de descarga.



Figura 2.44.4. Descargador de óxido metálico. Fuente: Siemens

La elección de este tipo de descargador es por su excelente respuesta ante los picos de sobre tensión y alta capacidad de descarga, sirviendo también como pararrayos. Se precisarán 3 de ellos, tanto de los descargadores como de los contadores.

Aisladores de soporte de 132 kV

Dichos elementos serán colocados cerca del transformador elevador, en posición vertical. Tendrán que ser aptos para estar a la intemperie y serán torneados en porcelana de tipo eléctrico de alta calidad, con esmalte marrón, como se observa en la figura 2.44.5. Se requerirán 4 unidades.



Figura 2.44.5. Aislador cerámico. Fuente: Olval

Malla de puesta a tierra

El objetivo de la puesta a tierra es de conectar las superficies metálicas expuestas a un punto no energizado como medida de seguridad. En caso de que haya una fuga de corriente, este dispositivo reduce el peligro para humanos.

La malla es enterrada en la tierra a una profundidad de entre 0,7 m y 0,9 m, de cobre desnudo de 120 mm^2 de sección, según las normas IRAM 2.309. También es necesaria la instalación de jabalinas del tipo Copperweld.

Algunos de los equipos a conectar a la malla de puesta a tierra son: partes metálicas y bornes de interruptores, seccionadores, descargadores, transformadores, postes metálicos, cercos perimetrales, entre otros. La conexión a la malla se hará con cables de cobre de 95 mm^2.

2.45 Tendido de la línea

Los conductores son los cables por donde se transportará la energía eléctrica proveniente de la planta geotérmica. Se hará foco en los de alta tensión que salgan de la subestación eléctrica, que serán montados en soportes de metal.

El cable aéreo será de aluminio con alma de acero, desnudo, de 120 mm^2. Para dimensionarlo se tomó en cuenta la potencia a transmitir, tensión y coseno phi. La fórmula es la siguiente:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} * U_n * \cos \emptyset} \qquad (2.45.1)$$

Donde:

- *P = 90 MW*
- *Un = 132 kV*
- *Cos ø = 0,8*

Se toma una potencia de 90 MW ya que se está contemplando el caso más extremo que es cuando se amplía la planta. De esta forma se asegura que el tendido eléctrico soporte la energía a transmitir.

Luego el resultado de lo divide por la densidad de corriente (adoptando 1,5 A/mm^2), obteniéndose una sección de 328 mm^2. Se toma la sección comercial de conductores que es 340/30 mm^2.

El cable de guardia será un conductor desnudo, permanentemente conectado a tierra, con el objetivo de proteger el cable aéreo de sobretensiones o descargas atmosféricas. Se calcula que deberá ser de 50mm² de sección, de acero galvanizado y desnudo. En este caso la sección está ligada a la corriente posible de corto circuito, según lo establece la Asociación Electrotécnica Argentina.



Figura 2.45.1. Conductor de aluminio con alma de acero para alta tensión. Fuente: Prysmian Group

Se necesitará un cable de guardia y 3 cables conductores de corriente, uno para cada fase, como el que se encuentra en la figura 2.45.1.

Soporte

El soporte es lo que sostiene los conductores de corriente, los de guardia y los aisladores. Para 132 kV normalmente se utilizan torres tipo monoposte de acero galvanizado tipo mástil, de 28 m de altura. Debajo de la estructura se colocarán fundaciones de hormigón macizo para dar estabilidad a la estructura. Se calcula que se necesita un soporte de alta tensión cada 250 metros.



Figura 2.45.2. Soporte tipo monoposte de alta tensión. Fuente: Poliposte

Puesta a tierra

La función es de drenar la energía liberada en caso de una descarga atmosférica en los cables de energía o en los de guardia. En este caso, la puesta a tierra atravesará la fundación por medio de un caño de PVC. La jabalina se instalará a una profundidad de 0,5 m.

Aisladores

Los aisladores de suspensión (por ser la línea de 132 kV) pueden ser de porcelana con alto contenido de alúmina, liso y sin porosidades para evitar la adherencia de suciedades. También están los de vidrio templado, cuya ventaja es que se visualiza claramente cuando falla (revienta el vidrio) y el conductor no se cae, cosa que sí pasa con los de porcelana. Por lo tanto, se optará por cadenas de aisladores de vidrio templado. Se necesitarán 9 por fase.

2.46 Disposición de los equipos en la subestación

El patio de maniobras es aproximadamente de 20 m x 40 m y debe ser protegido de la nieve, ya que en invierno puede llegar hasta los 3 m o 4 m de altura. Existen 2 alternativas para solucionar este inconveniente:

- Instalar un sistema para derretir la nieve usando parte del agua de la torre de enfriamiento, para que los equipos no queden cubiertos por nieve. Es adecuado en caso de terremoto
- Elevar todos los equipos 3 m en altura. El inconveniente de esto es que no los hace del todo aptos en caso de terremotos

Habiéndose expuesto esto, se elegirá la opción de elevar los elementos debido a que es más económico que colocar un sistema de calefacción y además no se toma parte del agua de la torre de enfriamiento, preservando este recurso natural.

Teniendo todo esto en cuenta, los equipos serán colocados de esta forma:

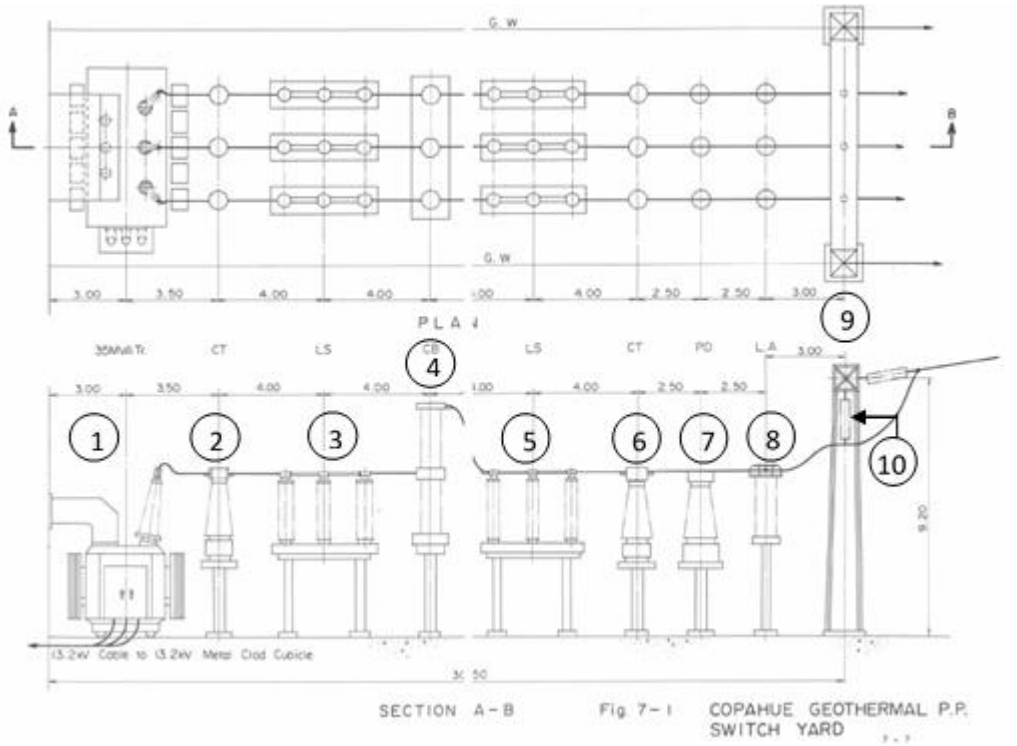


Figura 2.46.1. Vista superior y lateral del patio de maniobras. Fuente: JICA

Los equipos son los mencionados en la sección anterior, ordenados de la siguiente manera:

1. Transformador de potencia junto con los aisladores
2. Descargador
3. Seccionadores
4. Interruptor de potencia
5. Seccionadores
6. Transformador de corriente
7. Transformador de tensión
8. Soporte de los cables
9. Soporte (salida a la línea)
10. Cadena de aisladores

2.47 Elementos de seguridad

Para analizar los elementos de seguridad que se necesitan al momento de operar en instalaciones eléctricas, se recurrió al “Manual de las buenas prácticas” de la Superintendencia de Riesgos de Trabajo (SRT), más específicamente la que describe la industria eléctrica.

La SRT es el organismo del estado nacional que se encarga del cumplimiento de las normas de salud y seguridad en el trabajo. A continuación se destacan los puntos clave del documento:

- Verificar la ausencia de tensión en los conductores y partes activas de la instalación mediante el seccionamiento. La apertura debe ser visible
- Delimitación de la zona de trabajo, señalando los límites con los elementos normalizados de señalización con el fin de impedir el acceso a personal no autorizado
- Respetar la distancia de seguridad mínima entre cualquier punto con tensión y el cuerpo del operario para prevenir contactos accidentales. En este caso, para una tensión de 132 kV, la distancia mínima es de 1,65 m
- Sólo se podrá normalizar el servicio una vez que se cuenten con todas las autorizaciones pertinentes
- Los operarios que trabajen con la instalación eléctrica deben haber sido capacitados por la empresa, tanto en cómo hacer las maniobras y cómo socorrer a un accidentado, etc.
- Todos los materiales que se utilicen tienen que haber sido previamente ensayados en laboratorios habilitados

Tanto en la subestación como en la línea aérea de alta tensión, los elementos de seguridad son los mencionados en la parte anterior: seccionadores, interruptores, aisladores, puestas a tierra y descargadores. Adicionales, están los que utilizan los operadores, como pueden ser: morsas de conexión, pértigas, equipos de salvamento, amperímetro, medidor digital de fase, guantes dieléctricos, detectores audiovisuales (verifican presencia u ausencia de tensión entre las líneas), entre otras.

2.48 Plazos del armado de la subestación

Para determinar los plazos de construcción de la subestación eléctrica y el tendido de la línea aérea, se realizó un Gantt, el mismo se detalla a continuación:

Actividad	Duración (meses)	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10	Mes 11	Mes 12	Mes 13	Mes 14	Mes 15	Mes 16	Mes 17	Mes 18	Mes 19	Mes 20
Armado Subestación	**10**																				
Proyecto ejecutivo	2	50%	50%																		
Fundaciones, soportes de equipos	4			20%	20%	30%	30%														
Traslado y montaje transfomador de potencia	2						50%	50%													
Traslado y montaje otros equipos 132 KV	2						50%	50%													
Puesta a tierra	1								100%												
Conexión entre equipos	2									50%	50%										
Armado línea aérea	**20**																				
Construcción y armado	20	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%

Tabla 2.48.1. Gantt de la subestación y de la línea de alta tensión

Como se puede ver en la tabla 2.48.1, la subestación tiene un tiempo de construcción aproximado de 10 meses y la línea de alta tensión alrededor de 20 meses. Sin embargo, es importante destacar que en los meses de junio, julio y agosto, en los que más nieva, se deben suspender las actividades debido a que es imposible transitar las rutas.

Se estima que con dos frentes de trabajo, se construyen en promedio 5 km de alta tensión.

2.49 Costos operativos de la subestación

En cuanto a los costos operativos, se encuentran 2 componentes importantes: el primero son los salarios de los operadores de la subestación y el otro es el mantenimiento. Para determinar el costo anual de los salarios, se tomó la escala salarial del Sindicato de Luz y Fuerza, que es el que ampara a los operadores del sector eléctrico. Se toma como base el sueldo básico más alto que figura, de $ 15.654 por mes, porque el operador tiene que estar capacitado y habilitado para trabajar con alta tensión. Si te toma el aumento estipulado de este año, que es 14,83% por la paritaria, y un adicional de 30% por el lugar donde está la subestación, el resultado anualizado (13 meses) resulta: $ 777.400. Este valor es por operario en un turno de 6 hs, con 4 turnos al día, incluyendo cargas sociales.

Para la parte de mantenimiento, este será del tipo preventivo debido a que es indispensable la continuidad del servicio. Los costos vienen dados principalmente por la reposición de aceite del transformador trifásico y en menor medida repuestos, como pueden ser conductores, seccionadores, aisladores, entre otros. A modo de simplificación, estos costos se tomarán 130.000 USD al año. A continuación se coloca de forma clara en USD:

Tipo de costo	Monto por año por operario [USD]	Monto por año [USD]
Salario	25.913	103.653
Mantenimiento		130.000

Tabla 2.49.1. Tabla de costos de la subestación

Los montos de los salarios son en dólares y se considera el sueldo bruto más las cargas sociales.

2.50 Cotización y proveedores

Para conocer los precios y fabricantes de los equipos a instalar, se contactó a Central Puerto y a CAMMESA. A continuación se adjunta una tabla con los datos recopilados:

Equipo	Cantidad	Precio Unitario [USD]	Proveedor
Tranformador de potencia	1		Fohama (Argentina)
Transformador de corriente	3		Siemens
Transformador de tensión	3		Siemens
Seccionador s/ cuchilla de P.A.T	6		Lago electromecánica (Argentina)
Seccionador c/ cuchilla de P.A.T	6		Lago electromecánica (Argentina)
Seccionador fila india	6		Lago electromecánica (Argentina)
Interruptor de potencia	1		Siemens
Descargador + contador	3		Siemens
Aislador de soporte	4		Olval (España)
Malla de P.A.T	1		Fasten (Argentina)
Total Subestación		4.522.000	
Conductor de guardia	1 de 100 KM		Prismian (Argentina), Taithan (Corea)
Conductor de corriente	3 de 100 KM		Prismian (Argentina), Taithan (Corea)
Soportes	400		Poliposte (Argentina), Brametal (Brasil)
Aisladores de suspensión			La Granja (España), Sediver (Francia)
Total línea aérea	100 Km	20.000.000	
Total		24.522.000	

Tabla 2.50.1. Equipos de la subestación y línea de alta tensión con la cotización y proveedores

Tanto la subestación eléctrica como la línea de alta tensión fueron cotizados de forma global.

2.51 Pérdidas

Para la línea aérea de alta tensión, existen tres tipos de pérdidas que se pueden generar:

- Por efecto Joule: este tipo de pérdida es directamente proporcional al cuadrado de la potencia de los cables y de la carga transmitida. También se encuentra afectada por la variación de resistencia que se da con la temperatura.
- Por efecto corona: debido a que el aire no es un aislante perfecto y a la concentración de campo eléctrico alrededor de los conductores, cuando hay un elevado gradiente de potencial que supera cierto valor crítico, se produce la ionización del aire alrededor del cable, formándose una corona de débil resplandor. Se da para valores importantes de tensión y el tamaño de la corona depende de la superficie del conductor, separación entre ellos y de las condiciones atmosféricas (humedad, polución, etc.).

- Por dispersión en las cadenas de aisladores: esto aparece por la derivación de corriente sobre las cadenas de aisladores en los postes suspensión, que sostienen los cables. Para las líneas de 132 kV, la pérdida aproximadamente es de 10 W por cadena de aisladores.

En el caso de la subestación, las ineficiencias se generarán en los conductores mayoritariamente. Dichas pérdidas son las mismas que las analizadas para el tendido eléctrico. Por otro lado se encuentra el transformador; en él hay pérdidas por vacío, que se produce por la circulación de corrientes de magnetización en los núcleos de hierro. A su vez, hay ineficiencias derivadas de potencia reactiva generada por los bobinados en el transformador, cuando el cos phi no es lo suficientemente grande. A pesar de todo, la eficiencia del mismo es del 98%.

Categoria	Porcentaje
Pérdidas en conductores de linea	75%
Pérdidas en trasnformadores	11%
Sistemas auxiliares y pérdidas en subestaciones	6%
Efecto Corona y pérdidas en hilos de guardia	5%
Otras pérdidas (ej.:aisladores, reactores, etc)	3%

Tabla 2.51.1. Pérdidas en los sistemas de transmisión. Fuente: Cámara Argentina de la Construcción

En la tabla 2.51.1, se ve claramente que la mayor pérdida de potencia se genera por las pérdidas en los conductores, seguido por el transformador. Por lo tanto, al momento de realizar el balance de línea, se harán los cálculos teniendo en cuenta estos 2 puntos. Para la subestación, la pérdida estará dada por el transformador, el efecto joule y el corona en los conductores serán los más fuertes. En cuanto a las ineficiencias de la línea de alta tensión, estas no serán evaluadas debido a que corre por cuenta del EPEN.

Primeramente, tomando un rendimiento del 98% y la salida del generador, del transformador saldrá el 98% de lo que entra.

Luego, para los conductores de corriente entre los elementos, la pérdida más grande es por efecto Joule, cuya fórmula es la siguiente:

$$P_{Joule} = 3 * R_{Cable} * I^2 \qquad (2.51.1)$$

Donde:

- P_{Joule} *: Pérdida en Watts*
- R_{Cable} *: Resistencia propia del cable*
- *I : corriente*

A la salida del transformador se tiene una corriente determinada, entonces, tomando una resistencia del cable (dada por el proveedor en Ω/km) y un conductor por fase, se obtiene el resultado.

Ahora, para el efecto corona, se utilizará el método de Peek. Primero se debe calcular la densidad relativa del aire con la siguiente fórmula:

$$\delta = \frac{P}{339{,}24 \cdot (T + 273)} \tag{2.51.2}$$

Donde:

- *P : Presión atmosférica en pascales*
- *T : Temperatura en grados celsius*

A continuación, se pasa a calcular la tensión crítica disruptiva:

$$U_D = g_0 \cdot m \cdot R \cdot \delta \cdot \ln\left(\frac{D}{R}\right) \tag{2.51.3}$$

Donde:

- g_o *: Ruptura dieléctrica del aire equivalente a 28,9 kV/cm*
- *R : Radio del conductor en cm*
- *D : Distancia efectiva entre fases en centímetros*
- *m : Coeficiente del estado de superficie*

Por último, se calcula las pérdidas por efecto corona a través de la siguiente expresión:

$$P_{Peek} = \frac{241}{\delta}(f + 25)\sqrt{\frac{R}{D}} \cdot (U - U_d)^2 \cdot 10^{-5} \tag{2.51.4}$$

Con:

- *f = frecuencia en Hz*
- *U = tensión fase neutro en kV*

Finalmente, se llega a las pérdidas por efecto corona.

Ampliación de la subestación

En el caso de que se quisiera aumentar la capacidad de generación de la planta a 60 MW o 90 MW, se colocan más transformadores de 35 MVA, ya que uno sólo es para 30 MW. En otras palabras, para 60 MW se colocará un transformador más y las mismas cantidades de accesorios y equipos que para 30 MW. Lo mismo ocurre si se quiere ampliar a 90 MW.

CONDICIONES METEOROLÓGICAS Y MEDIDAS DE CONTENCIÓN

2.52 Región

Copahue es una región donde es fundamental el análisis de las condiciones climáticas a lo largo del año, ya que van a surgir varias restricciones a tener en cuenta durante el desarrollo del proyecto.

El output final de este análisis dará como resultado:

- Restricciones en el cronograma de perforación
- Restricciones en el cronograma de montaje de la planta geotérmica
- Movilidad de los técnicos del campo geotérmico durante la operación de la planta
- Calefacción necesaria para lograr condiciones óptimas para el personal de la planta
- Diseño de infraestructura especial en la subestación
- Desvío de vapor excedente por tuberías para lograr el deshielo en partes estratégicas
- Considerar un grosor apto para las tuberías que transportan de vapor saturado.
- Adquisición de vehículos especiales
- Rotación más alta del personal



Figura 2.52.1. Termas de Copahue, Neuquén. Fuente:Complejo Termal Copahue

La fotografía corresponde al complejo termal en época de verano. Donde las temperaturas medias están entre 10 y 14 grados, considerando datos históricos desde 1997. El centro termal de Copahue tiene su pico en turismo durante el periodo de verano. Este complejo se encuentra a menos de 4 minutos en auto del campo geotérmico en cuestión.



Figura 2.52.2. Termas de Copahue, Neuquén. Fuente:ADI -NQN

En una ubicación similar a la fotografía anterior, se observa las termas de Copahue durante el invierno. La zona de las termas se encuentra descongelada debido a las altas temperaturas del agua. Este mismo efecto se tendría que lograr en la planta geotérmica con el excedente del vapor, desviando en momentos específicos por tuberías para descongelar sectores puntuales en la locación, como ser los accesos, la torre de enfriamiento y la subestación.



Figura 2.52.3. Imagen satelital- Trayecto Caviahue - Copahue. Fuente:Google Maps

A Caviahue se puede llegar en invierno sin inconvenientes, ya que hay puestos de vialidad que acondicionan las rutas. Sin embargo, al subir por la ladera del volcán unos 12 kilómetros hacia el campo geotérmico, los caminos no están en óptimas condiciones. Por ende para poder transitar por esa zona y tener acceso al campo geotérmico, se debería diseñar un sistema independiente de mantenimiento de los accesos. Actualmente se utiliza un servicio de motos de nieve para los meses de invierno, para realizar el traslado de los turistas al centro termal de Copahue, que es cercano a donde se localizaría el campo geotérmico.

Debido a lo explicado anteriormente, se debe planificar el traslado de los técnicos de campo que tienen que operar los pozos productores. Por lo tanto, se requiere realizar una selección de los equipos para el transporte. A pesar de que existen caminos antiguos por los que transitar y haya tubos de producción para derretir el hielo de las inmediaciones, hay zonas que serían inaccesibles si no se cuenta con equipos especiales. A continuación se detallan los equipos que se recomiendan a utilizar para este proyecto en particular:

- Motos de nieve o cuatriciclos: estas son las más versátiles y tienen gran capacidad de carga. Seguramente se necesiten contar con 1 o 2 destinadas para algunas tareas en particular. En caso de seleccionar el cuatriciclo, se puede utilizar también en verano, aumentando la utilización del activo. Adicionalmente, es apto para llevar una leve carga en un trailer si se necesita.
- Camionetas con cadenas, clavos y gomas de silicona: se utilizarían para trasladar el personal por caminos donde haya gran acumulación de nieve, aunque se tiene el riesgo de que se quede atascada si la nieve no se encuentra lo suficientemente compactada.
- Compactadoras y barredoras de nieve: son equipos más costosos, pero se podría analizar la adquisición o el alquiler de alguno. Su tarea es fundamental será aplanar la nieve en

los caminos y garantizar la circulación de camionetas tales como las anteriormente descritas.

- Otra de las opciones es la adquisición de orugas que se adaptan a las ruedas, que cuestan 25.000 USD aproximadamente cada juego de 4 y habilitan a las camionetas a pasar por terrenos donde la nieve no se encuentra lo suficientemente compactada. Igualmente la carga en la caja de la camioneta es restringida, ya que si se superan ciertos límites se puede hundir el vehículo.

Dicho esto, será necesario considerar entonces un monto de inversión adicional para estos equipos que permitan la movilidad dentro del campo geotérmico y desde Caviahue hasta el complejo termal.

2.53 Análisis de los vientos

Se necesita comprender el comportamiento de los vientos para el diseño de la planta geotérmica.

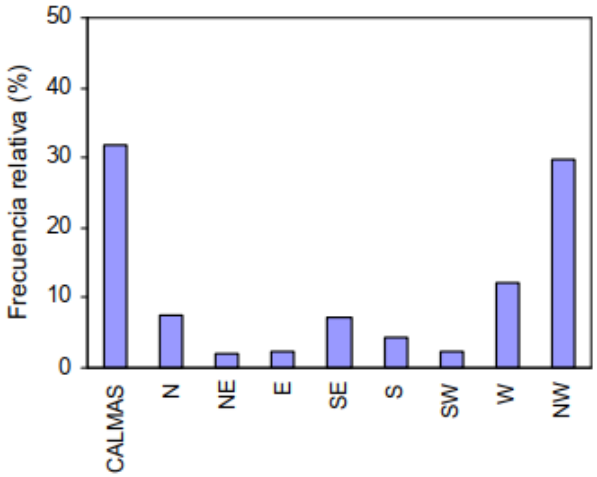


Figura 2.53.1. Dirección del viento en Copahue. Fuente: Climate Data.com

Los datos históricos muestran que la mayor parte del tiempo, los vientos vienen desde el noroeste y oeste, desde los picos andinos. Esto como se mencionó en la parte de ubicación de la planta geotérmica, esto restringe la orientación de las torres de enfriamiento. Ubicandolas al este, la humedad de los vapores emanados no afectan la operación ni provocan efectos corrosivos.

La dirección de los vientos, son en su mayoría de oeste a este, por lo que en caso de erupción del volcán, arrastraría las cenizas en dirección a la planta geotérmica. Últimamente este suceso se viene dando 1 vez al año, pero como se mencionará en el apartado de erupciones

volcánicas más adelante, se tomarán los recaudos operativos y de seguridad necesarios para esas condiciones.

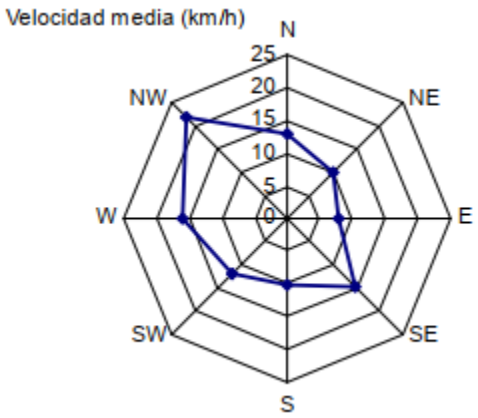


Figura 2.53.2. Magnitud del Viento dependiendo de donde proviene. Fuente: Servicio Meteorológico Nacional

Se puede observar que el viento más intenso es el que sopla desde el Noreste (también el más frecuente). Durante el año existen eventos como tormentas con grandes vientos pero son puntuales.

La magnitud de los vientos define cuestiones ambientales y de salud críticos. El campo geotérmico va a liberar gases no condensables constantemente durante la operación, entonces, vientos de 14 km/h anuales, son capaces de barrer del campo el ácido sulfhídrico que es altamente tóxico. El mismo queda en 0,766 ppm en zonas abiertas, que está dentro de los límites permitidos para operar. Como se analizó al principio del estudio de ingeniería, esta concentración en ppm no afectaría ni la operación ni el pueblo de Caviahue, que queda a 10 km de distancia, por ende la percepción en ppm sería prácticamente nula.

2.54 Temperaturas

Las temperaturas juegan un papel crítico en el diseño de las tuberías, la emisión de vapor por las torres de enfriamiento (afectando el agua de reposición a utilizar), como también la protección y bienestar de los operarios.

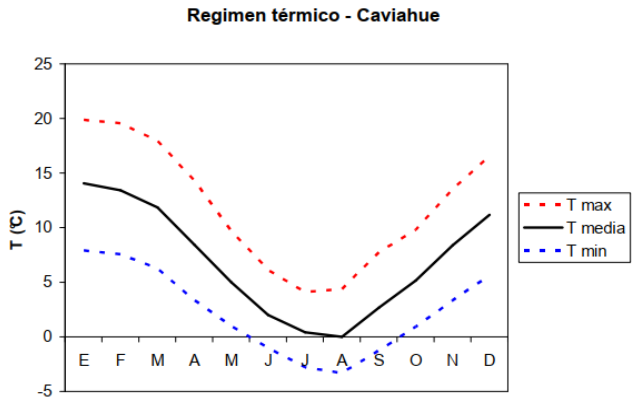


Figura 2.54.1. Temperatura Máxima, media y mínima anual en base a datos históricos. Fuente: ADI NQN

2.55 Precipitaciones en Copahue

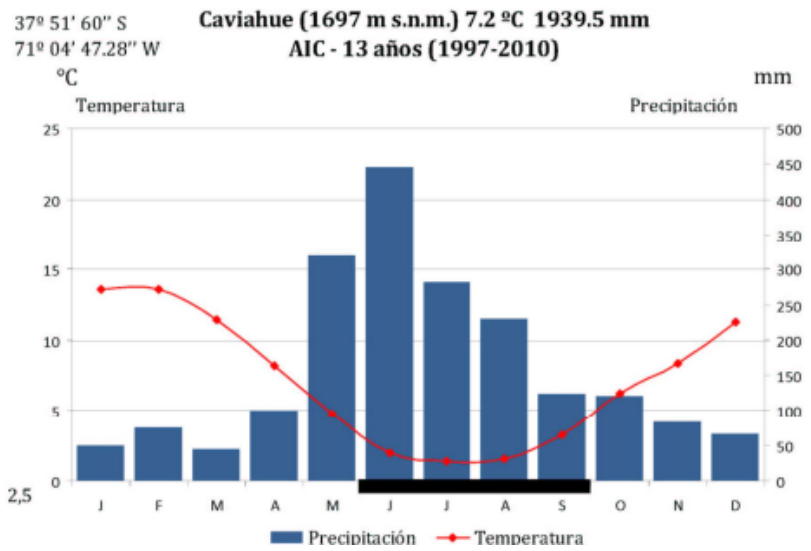


Figura 2.55.1. Precipitaciones por mes en Caviahue. Fuente: climate-data.org

En el gráfico se muestra la media histórica (1997 a 2010) de las precipitaciones en caviahue. (eje derecho). Las precipitaciones no solo traen problemas de movilidad del personal como mencionamos anteriormente.

Calefacción de las instalaciones

Es primordial para el bienestar y correcta operación de las personas de la planta. En total se van a hacer 2 sistemas en paralelo, que pueden complementarse a la hora de calefaccionar el edificio principal.

1. Un sistema de calefacción eléctrica, accionada por la misma energía que genera la planta (en el circuito de baja tensión). Donde también existe la opción de prender un generador diesel por si surge algún problema y se tenga que parar la planta. De esta manera no se corre riesgo de perder una fuente de calor vital, en especial en invierno que las temperaturas están por debajo de los 0°C.

2. Circuito cerrado de agua caliente utilizando vapor excedente de las tuberías de producción: Las cantidades de vapor que se tendrían que extraer para este caso son prácticamente despreciables, incluso se puede trabajar con el excedente habitual de la planta geotérmica.

Si por diversos motivos no se puede obtener vapor excedente (en el caso que se esté manteniendo un pozo geotérmico) se puede abrir el circuito desde el evaporador flash. El fluido condensado está más de 100°C y alta presión y posee un menor entalpía pero mucho mayor caudal para ser aprovechado por el intercambiador.

Termodinámicamente es mejor utilizar directamente el calor del vapor geotérmico, que convertirlo por un ciclo flash a energía (lo cual tiene menos del 40% de eficiencia) para luego volver a utilizar equipos eléctricos de calefacción para transformar la energía eléctrica a calórica. Estas instalaciones son habituales en las plantas geotérmicas, elevan un poco el costo en la infraestructura edilicia, pero garantiza calefacción y posibles usos en cuanto al deshielo de los accesos.

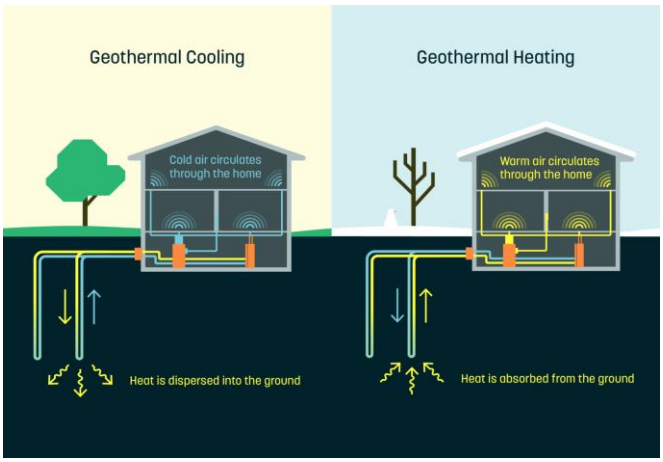


Figura 2.55.1. Configuraciones de calefacción de hogares por Energía geotermal
Fuente:ThinkGeo.com

Calentar hogares e instalaciones mediante fluido geotérmicos es utilizado en países donde la conductividad térmica y el gradiente de temperatura de los suelos son favorables para aplicar estos sistemas. Si existe un riesgo de que los dos sistemas de calefacción fallen y se encuentren los accesos bloqueados por algún temporal de nieve. Se puede llamar a vialidad para que utilice equipos más importantes para despejar el camino. En un caso extremo es posible la evacuación en helicóptero. En Caviahue y Loncopué poseen un servicio de rescate por emergencia.

En este caso, ya el vapor se obtiene en alta entalpía a más de 1.500 metros de profundidad. No haría falta hacer nuevas perforaciones. Los equipos necesarios son:

- Tuberías para transportar el líquido de trabajo (agua desmineralizada)
- Bomba para el fluido de trabajo
- Intercambiador de calor apto para el fluido geotérmico (eficiencias hasta 90%)
- Válvulas

2.56 Aislamiento de las pipelines

Cuando se encargan las tuberías al proveedor para el traslado del vapor en el campo geotérmico, es necesario tener en cuenta el espesor de aislante. Si se utiliza fibra de vidrio, generalmente para estas temperaturas, aproximadamente 15 cm es suficiente.



Figura 2.56.1. Aislamiento con fibra de vidrio. Fuente: TVP

Igual la transferencia de calor existe, lo cual va a traer en consecuencia pérdidas de condensado a lo largo del flujo que tienen que ser recuperadas. En el balance de línea se consideró este desperdicio.

2.57 Limitantes en el cronograma de trabajo

En esta sección, se hará referencia a restricciones en cuanto al armado de la planta geotérmica, tendido eléctrico y perforación de pozos geotérmicos. No a la operación en sí, que como se mencionó antes, la idea es dejar la infraestructura adecuada para que no se detenga la operación en ningún momento del año.

El momento más vulnerable del proyecto se encuentra cuando la infraestructura aún no está montada y las condiciones climáticas no son adecuadas para el trabajo constante de equipos al aire libre, provocando tiempos no operativos que se traducen en costos.

Por ejemplo, el alquiler diario de un equipo de perforación puede estar 120.000 USD, si se planifican las perforaciones en una época del año con altas precipitaciones el riesgo de parar

la operación es muy alto. De hecho en las cuencas donde se encuentra la actividad de Oil&Gas las paradas no programadas por cuestiones meteorológicas suceden.

El mismo concepto es utilizado para el montaje de la planta geotérmica y el tendido eléctrico. Lo ideal es empezar el trabajo a partir de septiembre y dejar un cronograma fijo hasta mayo. Luego dependiendo las nevadas se pueden extender sobre la marcha algunas actividades puntuales.

Durante la época de invierno se puede aprovechar a realizar los estudios de pozo, por ejemplo, muestras de vapor, monitoreo de la curva de producción y distintas actividades geológicas, de modo que cuando empiece la segunda tanda de perforación ya estén hechos estos análisis que son fundamentales para tener más eficiencia en esta segunda etapa de drilling.

Para el tendido eléctrico la restricción climática varía dependiendo en qué parte de los 100 km de trayecto están montando la línea. Cerca de Copahue, al ser una región más alta y con más precipitaciones, es casi indispensable parar en los peores meses. En cambio más cerca de Chos-Malal las actividades pueden realizarse casi todo el año.

2.58 Mantenimiento de los pozos geotérmicos

Es crítico ir monitoreando a lo largo de todos los años de operación la curva de producción de los pozos geotérmicos, de manera de predecir caídas de producción importantes y prever mantenimientos. Dichos mantenimientos, dependiendo su complejidad, tienen que programarse en el periodo de septiembre a mayo, ya que ingresar un equipo de work-over con 2 o 3 metros de nieve puede ser costoso.

2.59 Digitalización del sistema de monitoreo

Para minimizar el traslado en invierno del personal en todo el campo, se puede optar por sensorizar adecuadamente cada pozo geotérmico, incluso poniendo actuadores que puedan realizar alguna función sin tener que ir específicamente a operar. Esta inversión extra en sistemas de control y digitalización de la planta geotérmica no evitaría el traslado del personal de operación y mantenimiento a los pozos, sino que disminuiría la frecuencia de dichos traslados. Esto podría ahorrar costos de operación, esfuerzos innecesarios por parte del personal, evitar los riesgos asociados a movilizarse constantemente en inviernos con muchas precipitaciones, entre otras cosas. Los sistemas de monitoreo y control remoto de los pozos geotérmicos van a ser analizados en el apartado donde se describe la tecnología.

2.60 Riesgo Sísmico

Esta es una zona con una actividad tectónica importante. Se realizará un breve análisis sobre la existencia de temblores y su potencial impacto en la infraestructura.

Existe un estudio del INPRES (Instituto Nacional de Prevención Sísmica), donde se utilizan datos históricos para poder predecir la actividad sísmica en la región y de esta forma poder mitigar riesgos.

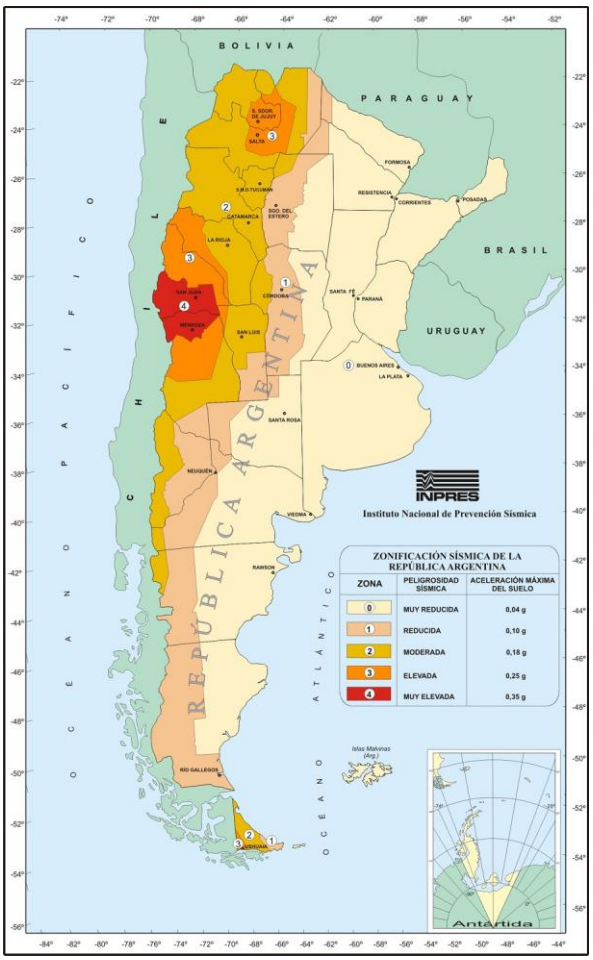


Figura 2.60.1. Mapa de Zonificación Sísmica - Argentina, Fuente: INPRES

Se puede observar que las zonas más comprometidas en Argentina se encuentran en las provincias de Mendoza, San Juan y Salta.

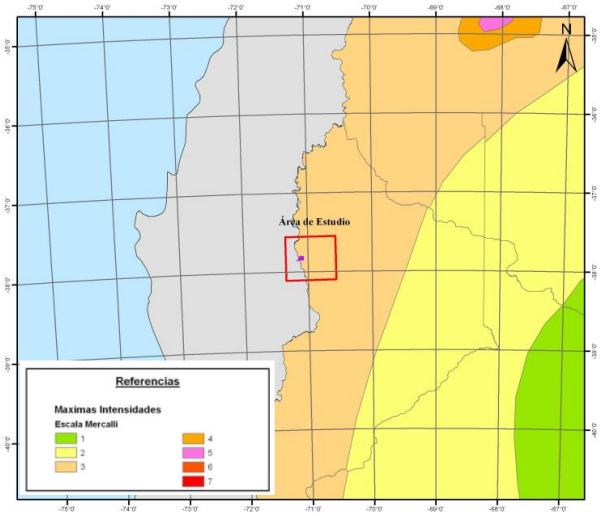


Figura 2.60.2. Actividad Sísmica según la escala de Mercalli. Fuente: INPRES

En el área donde se planifica realizar la planta geotérmica, los sismos se clasificarían en 3 según la escala de Mercalli. Por ende estos temblores serían perceptibles por el humano, pero no traerían complicaciones en la infraestructura, más aún si se construye con metal. Estos temblores dañan el barro o cerámicos.

Terremotos a partir de escala 5 o superior pueden provocar agrietamientos que ponen en riesgo la planta geotérmica. Los registros históricos desde 1920 en adelante no establecen el riesgo de estos tipos de temblores.

2.61 Actividad del Volcán Copahue

El área del proyecto está ubicado a 6 kilómetros de un volcán activo, cuyo cráter se encuentra justo cruzando la frontera en Chile.



Figura 2.61.1. Distancia del volcán Copahue a la zona de concesión. Fuente: Google Maps

Hay estudios que indican que el mismo magma del volcán Copahue puede ser la fuente de calor del yacimiento y la actividad tectónica de la zona. Otra opción que se tiene en cuenta es que la fuente de calor sea directamente una intrusión.



Figura 2.61.2. Erupción del volcán Copahue en 2015. Fuente: SciencyThougs.com

Desde 1992 a 2012, no se registró ninguna erupción del volcán. Recién cambió su actividad a partir del 22 de diciembre del 2012. Registrando 6 erupciones, hasta la última el 26 de Marzo del 2018.



Figura 2.61.2. Niveles de alerta de un volcán Fuente: Servicio Nacional de Minería y Geología

En estos últimos años, los grados de alerta variaron entre verde, amarillo y naranja. Durante el 2018, la alerta se mantiene en amarillo y se posicionó séptimo en el ranking de riesgo específico de volcanes chilenos debido a la erupción en mayo del mismo año.

Nunca se vio la necesidad de evacuar las zonas cercanas en estos últimos 6 años de actividad. Hasta ahora el tipo de erupción son expulsiones de grandes columnas de cenizas (hasta 3,5 km de altura) y pequeños temblores que no trajeron consecuencias mayores a la actividad económica regional. En 2015 se llegó a suspender algunos vuelos en la Patagonia de manera preventiva.

En el 70% de las ocasiones, el viento sopla de oeste a este, por ende la columna de cenizas se desplazará hacia el lado argentino en una eventual erupción. En cuanto a la operación de la planta, es posible que se tenga que filtrar o depurar más seguido el agua de refrigeración de las torres de enfriamiento si se presenta una lluvia de cenizas sobre la planta geotérmica. Respecto a la subestación eléctrica, al estar al descubierto, habría que analizar más en detalle si algún equipo requiera una limpieza puntual para no comprometer su integridad.

En cuanto a la seguridad de las personas, el proyecto no se vería afectado por la actividad volcánica. Sin embargo, sí se tiene que tener en cuenta un programa de evacuación acorde, incluyendo protocolos de parada de planta por si eventualmente se tuviera que desalojar la zona, se capacitará al personal involucrado.

COMPONENTES DEL ANÁLISIS DE UN ESTUDIO DE INGENIERÍA

2.62 Capacidad real y teórica de las máquinas

Habiendo explicado cada uno de los ciclos binario y ciclo flash previamente y teniendo en cuenta la capacidad real y teórica de las máquinas que se encuentra detallada todo a lo largo del proyecto, se realizó la elección de la tecnología. En esa sección no se detallan nuevamente la capacidad real y teórica de las máquinas con el fin de no ser reiterativos.

2.63 Balance de línea

Los siguientes apartados recopilan la información del proveedor (Eficiencias, equipamientos, pérdidas, entre otras) y se elabora junto con las características del vapor investigadas, el balance de masa y energía. El objetivo de esta sección es entender la cantidad de pozos geotérmicos productores y re inyectores que se necesitan a lo largo de la vida de la

planta. Como también el porcentaje de utilización que tienen los distintos equipos para entender cuestiones desde el punto de vista de la operación y adquisición de nuevos equipos ante una eventual ampliación.

2.64 Proceso

En este caso el proceso productivo consiste en la generación de energía, por ende se procedió a realizar un balance de masa y energía utilizando la tecnología seleccionada. A continuación se muestra un esquema simplificado.

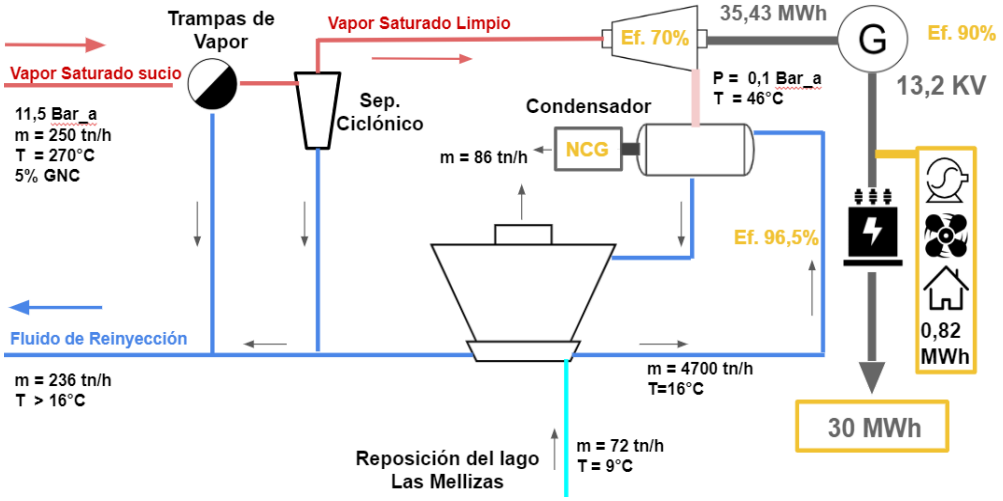


Figura 2.64.1. Balance de masa y energía para el ciclo flash seleccionado

Según el esquema, desde la esquina superior izquierda entra todo el caudal de vapor sucio necesario desde los pozos productores. Se indica a la derecha las pérdidas por eficiencia de energética del sistema de transformación, subestación y consumos de la planta e Instalaciones. Se representan los caudales principales a considerar que más adelante en esta sección van a ser explicados con detalle de cálculo.

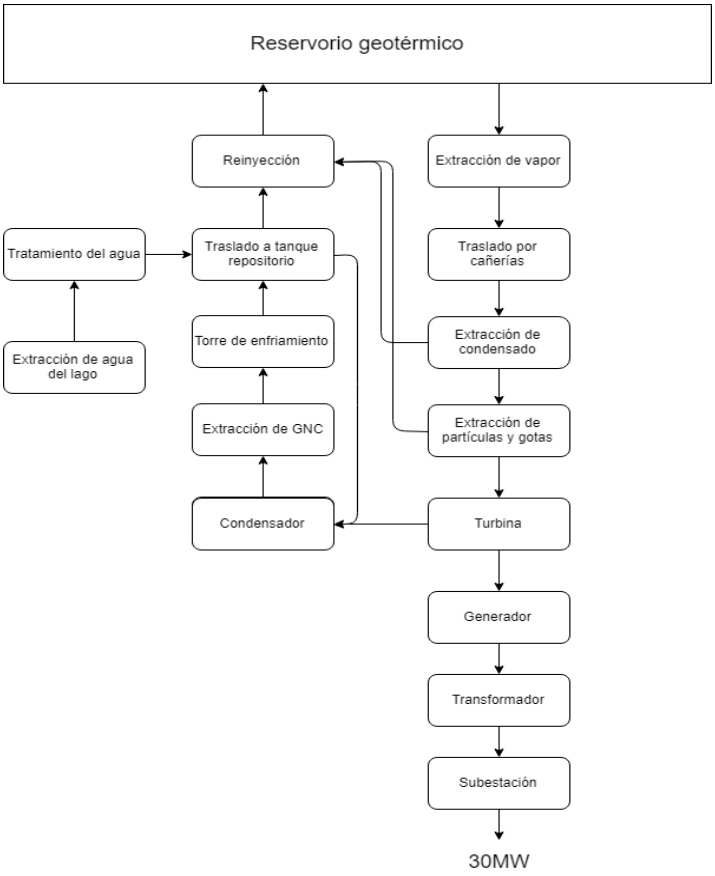


Figura 2.64.2. Diagrama de bloques del proceso

En la figura 2.64.2 se detalla que procesos cuentan con entrada y salida de material o producto. En la mayoría de los casos la entrada y salida es vapor a cierta temperatura (por ejemplo en la torre de enfriamiento o el condensador). Como el flujo del vapor inicia en el reservorio y termina en la reinyección al reservorio, el diagrama es cerrado. Hay etapas donde su "desperdicio" se reinyecta como por ejemplo en la extracción de condensado y la extracción de partículas. El balance tiene más detalles en el diagrama técnico a continuación, el principal dato que se colocó debido a su importancia es la salida del generador debido a que es la potencia que se licita.

Es importante destacar que la potencia se paga por 30 MW, en el caso de entregar menos que eso podrían generarse complicaciones con el contrato de RenovAR (en el caso de que sea por el MEM no ocurriría eso). Por ende, la salida en potencia tiene que ser 30 MW.

Con respecto al contrato con RenovAR, se contempla el típico factor de planta de cada instalación en particular. Para el caso de este proyecto, el factor de planta es aproximadamente 0,85 por paradas de mantenimiento, restricciones en la línea, entre otros. Es importante recordar que no se requiere producir una cantidad total de 30 MW x 24 Horas x Días en el año, ya que existe un factor que está contemplado en los cálculos del análisis de mercado. A raíz de lo comentado, se realizará el balance de línea por hora para 30, 60 y 90 MW de potencia instalada.

Para la subestación se tomará una ineficiencia de forma global, teniendo en cuenta los pérdidas mencionadas en la sección de conexión a la red eléctrica, obteniéndose un rendimiento del 96,5%.

Se ha realizado una iteración en el balance de línea para obtener los órdenes de magnitud del consumo de los equipos (bomba de inyeccion, bomba de refrigeración y bomba de aprovisionamiento de agua), ya que en estos tipos de balances, los input retroalimentan los outputs.

Otro ejemplo de la necesidad de iterar en los cálculos en el balance, es la obtención de los parámetros de entrada del fluido sobrecalentado a la turbina. Si no se conoce el caudal aproximado, no se pueden entender las pérdidas en las cañerías.

El siguiente diagrama representa el ciclo flash a desarrollar:

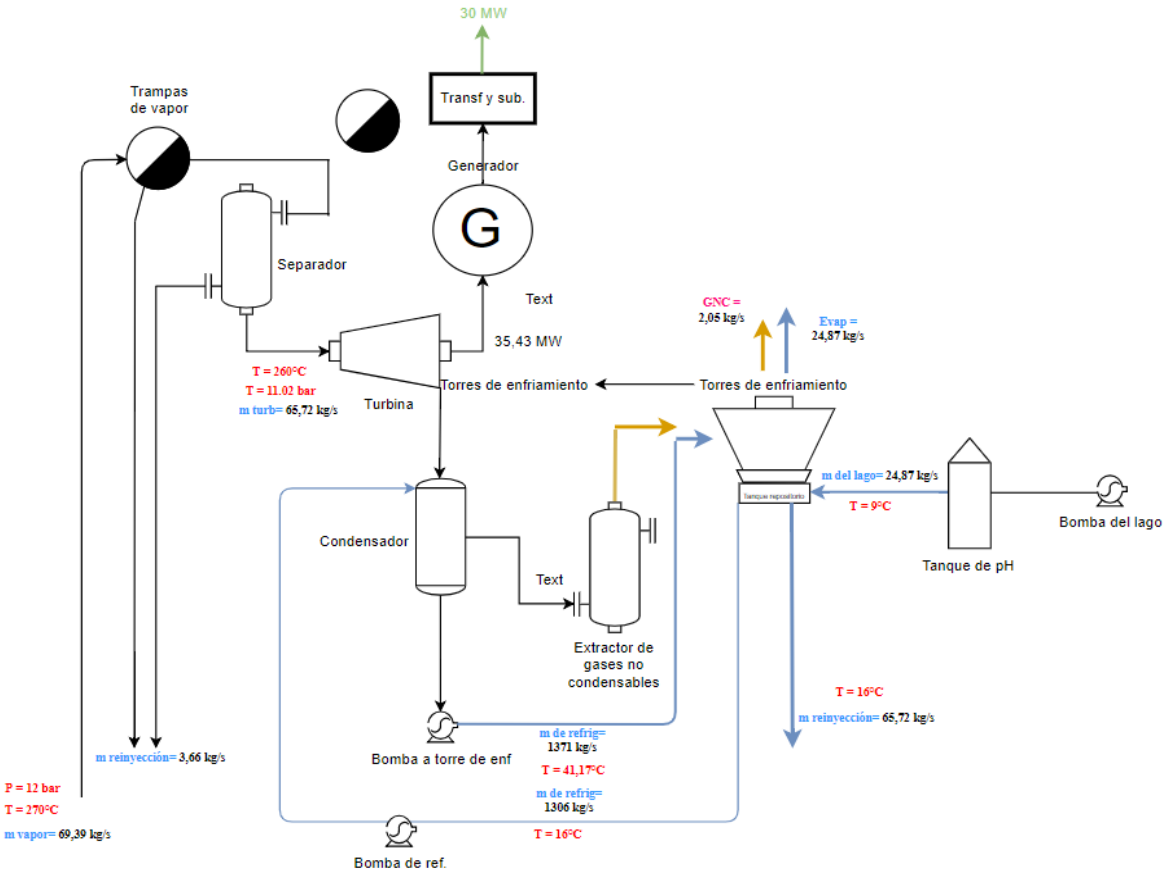


Figura 2.64.3. Balance de masa y energía de la planta flash - Proyecto geotérmico Copahue

Se sabe que al extraer un recurso natural, existen oscilaciones en cuanto a la producción de vapor a través del año. Si bien es cierto que si el recurso se explota correctamente y los pozos productores tiene una distancia prudente de separación, dichas oscilaciones no tendría que afectar la producción de energía a fin de cuentas. Por este motivo, en la última parte del

desarrollo del balance de línea se aplica un coeficiente de seguridad al caudal de vapor, para asegurarnos que estas variaciones no afecten el output de energía.

El factor que se va a analizar en detalle, es el 2% de depreciación esperada anual de la producción de vapor, esto tiene mucho más peso que la oscilación en la producción de vapor que lo puede absorber tranquilamente los rangos operativos de la turbina.

Se describe a continuación los consumos de los equipos necesarios para la operación, inclusive el consumo utilizado para el desarrollo de todas las actividades de la planta.

Consumos internos	
Elemento	Consumo [MW]
Extracción de no condensables	0,2100
Bomba de refrigeración 1	0,0560
Bomba de refrigeración 2	0,0590
Bomba de reaprovicionamiento	0,1000
Otros consumos	0,0016
Comsumo de instalación	0,0300
Ventilidores de tiro inducido	0,3600
Consumo total	**0,8166**

Tabla 2.64.1. Consumos de los elementos de la planta

La planta también cuenta con generadores diesel, que se prenden para actividades puntuales, pero quedan exentos de este balance de línea. Sin embargo, sí serán tenidos en cuenta en los costos de capital a considerar.

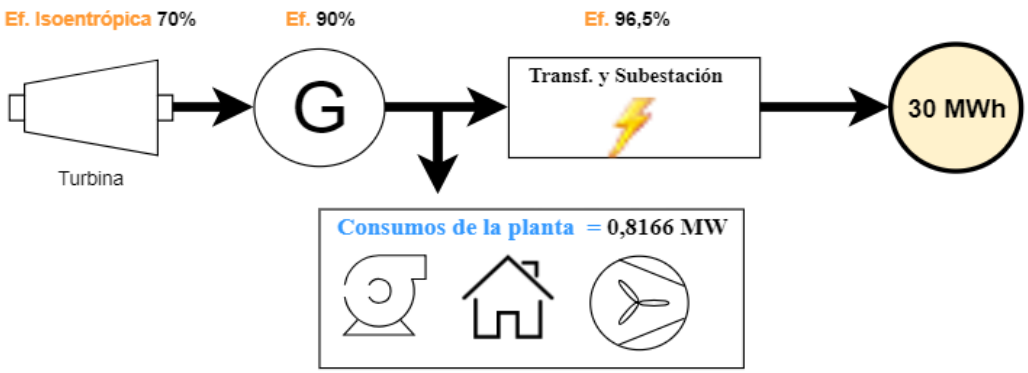


Figura 2.64.4 Diagrama de eficiencias en el flujo de potencia / eléctrico

Considerando las eficiencias y consumos mencionados, la turbina tiene que generar 35,43 MW para compensar las pérdidas del generador (un 10%) y las pérdidas en las bombas, subestación e instalación en general.

El vapor (con un 3-4% de no condensables), luego de quitar las pérdidas en las tuberías, trampas de vapor y separador ciclónico de partículas, entra con 11 bar y 260°C, sobrecalentado por encima de la campana.

La turbina tiene en general menos eficiencia que las estándar de alta presión, que se ubican en 80%. Dichas turbinas, debido a que contempla los gases no condensables y condiciones especiales para aplicación geotérmica, tienen un 70% de eficiencia isoentrópica.

	Turbina	Unidad
Power	18,10	Mwe
Steam Pressure	11,00	Bar (a)
Exhaust Pressure	0,01	Bar (a)
NCG	<4%	%wt
Inlet Steam Flow	32,83	Kg/s

Tabla 2.64.2. Parámetros de la turbina

Este dato se obtuvo despejando la eficiencia de los parámetros que informaba el proveedor. En cuanto a la capacidad de la turbina, posee un rango operativo amplio de caudal para no perder la eficiencia del 70%. A caudal nominal la turbina produce 18,1 MW. Si se varía el caudal aproximadamente un 20 % del nominal (32,83 kg/s), el rendimiento no baja del 60%. Luego de eso ya sale del rango operativo y las eficiencias bajan abruptamente, a tal punto que inyectar más vapor genera cada vez menos energía.

Para calcular la capacidad teórica, se puede respetar ese 20%, donde el rendimiento baja abruptamente a valores menores a 60%. Es importante tener en cuenta estos rangos a la hora de operar las turbinas y la gestión del vapor es de las tareas más críticas, especialmente cuando el recurso es de fuente natural y no siempre es estable.

El máximo flujo es 39,39 kg/s. Bajando la eficiencia de la turbina en 60% se puede producir 18,4 MW, pero no se va a considerar en el balance de línea, ya que el descenso de eficiencia provoca que se alteren todos los parámetros. Lo recomendable es trabajar a caudal nominal y dejar los aumentos para situaciones particulares.

Trabajando cerca del caudal nominal, se tiene una eficiencia del 70%, se necesita un total de 65,72 kg/s de vapor para producir 35,43 MW. Con estos datos se continúan los cálculos del balance de línea.

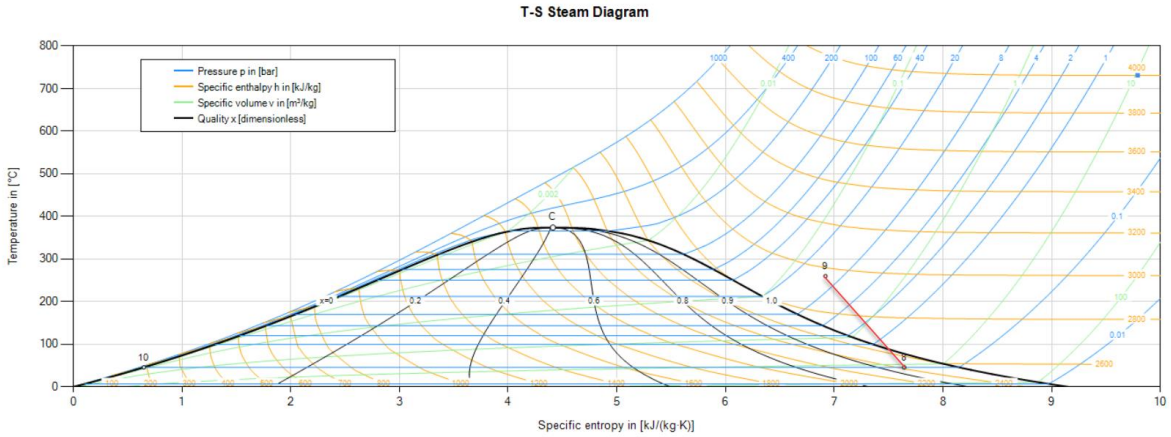


Figura 2.64.5. Diagrama T-S

En el diagrama T-S se puede notar el desvío por tener un 70% de eficiencia y descargando en el condensador a 0,1 bar a 45,8°C con un título de 93%.

Luego, el condensador tiene que sacar todo el calor latente del fluido. En esta etapa queda evidenciado que se unifica el caudal de la bomba de refrigeración y el que sale del condensador, ya que finalmente los fluidos se unifican llegando a una temperatura de 41°C.

Se realizará el cálculo del caudal necesario para quitar el calor latente del fluido. Se tienen todos los datos de salida de la turbina, solo resta hacer el ciclo termodinámico.

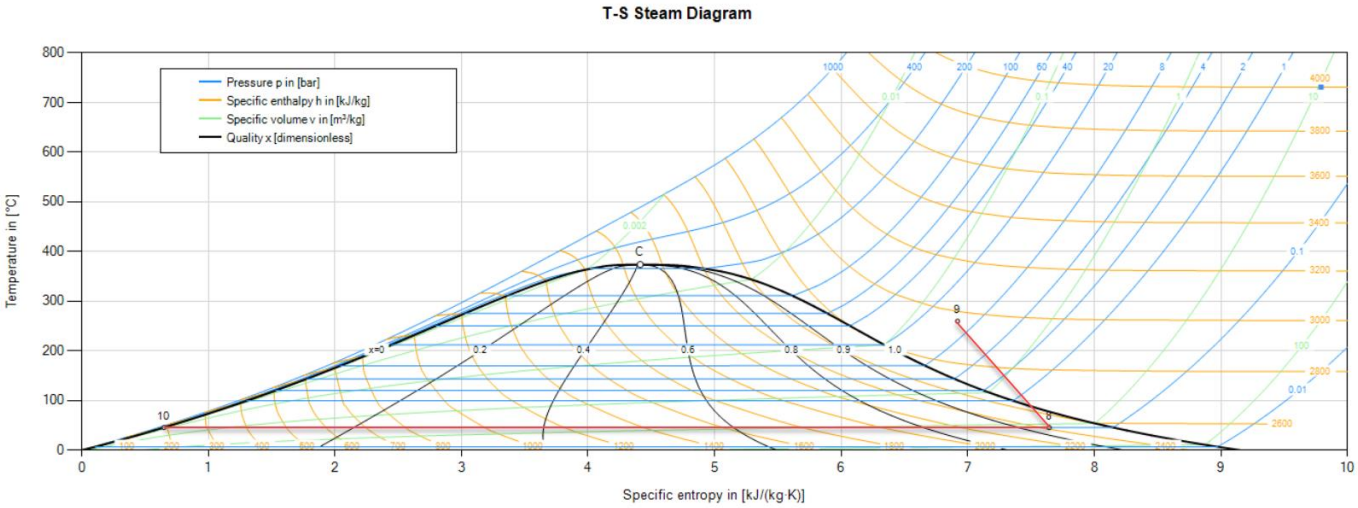


Figura 2.64.6.Diagrama T-S realizado con un software

Entrada del Condensador		Entrada del Condensador	
Parámetro	Valor	Parámetro	Valor
Caudal	65,72 Kg/s	Caudal	65,72 Kg/s
Temperatura	45,8	Temperatura	45,8 °C
Presión	0,1 Bar	Presión	0,1 Bar
Entalpia	2422,73 KJ/Kg	Entalpia	191,812 KJ/Kg
Entropia	7,6463 KJ/(Kg*K)	Entropia	0,6492 KJ/(Kg*K)
Titulo	93%	Titulo	0%

Tabla 2.64.3. Datos de entrada y salida del condensador

El sistema de extracción de gases no condensables quita una masa no contemplada en el ciclo térmico, pero sí contemplada en el dimensionamiento de las tuberías, ya que definen la velocidad del fluido.

En cuanto a la masa de caudal de vapor, disminuye un 1,2% el condensado, el cual se recupera en la torre de enfriamiento pero no intervienen en los equilibrios termodinámicos siguientes. El caudal de condensación queda en 64,93 kg/s

$$Q_{Condensación} = 64{,}93\ kg/s\ .\ (2422\ kj/kg - 191\ kj/kg) = 146.611\ Kj/s \qquad (2.64.1)$$

El agua de refrigeración llega a aproximadamente a 16°C y 1 bar.

Agua de refrigeración	
Parámetro	Valor
Temperatura	16 °C
Presión	1 BAR
Entalpia	67,17 KJ/Kg
Entropia	0,23 KJ/(Kg*K)
Titulo	0%

Tabla 2.64.4. Parámetros del agua de refrigeración

Se calcula el caudal de refrigeración necesario para sacar el calor latente.

$$m_{refrigeración} = \frac{146.611\ kj/s}{(191{,}82\ Kj/Kg - 67{,}16\ Kj/Kg)} = 1176\ Kg/s \qquad (2.64.2)$$

Generalmente se sobredimensiona un 10% este caudal, ya que termodinámicamente es crítico que se termine el ciclo adecuadamente.

$$m_{refrieración} = 1306\ kg/s$$

Por ende, en el colector del condensador se van a juntar los 2 caudales, donde se lleva un nuevo equilibrio termodinámico. Por más que no influye la temperatura en cuanto a los procesos que siguen (ya que el agua se considera incompresible), sí es importante para entender procesos en cuanto a la velocidad de corrosión y decantación de sílice.

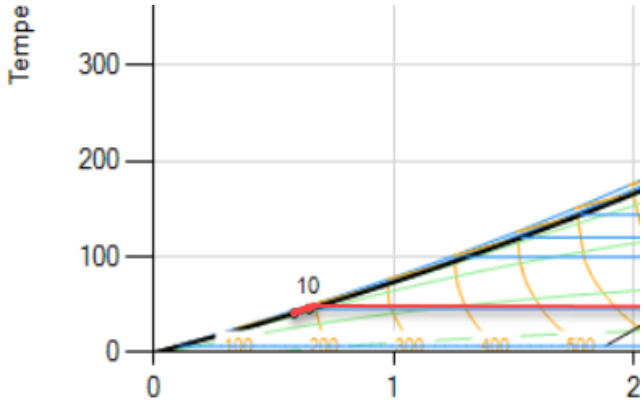


Figura 2.64.7. Salida del condensador a la torre de enfriamiento

Caudal total = 1371,7 kg/s, que equivale 380,83 tn/h.

En cuanto al equilibrio térmico:

$$1371,7\ kg/s\ *\ (hf\ -\ 67,16\ kj/kg)\ =\ 65,72\ kg/s\ *\ (2422,73\ kj/kg\ -\ hf)$$

$$hf = 174,85\ kj/kg$$

Despejando la temperatura queda en 41,729 °C en el colector del condensador.

Colector condensador	
Parámetro	Valor
Caudal	1371 Kg/s
Temperatura	41,7 °C
Presión	1 BAR
Entalpia	174,85 KJ/Kg
Entropia	0,592 KJ/(Kg*K)
Titulo	0%

Tabla 2.64.5.Parámetros del colector del condensador

A continuación se va a la torre de enfriamiento, donde se distribuirá en la parte superior y enfriada con aire. Se utiliza la torre de enfriamiento con tiro inducido, que aumenta en gran medida la eficiencia del enfriado (consumo de 45 KW por célula, teniendo 8 células son en total 360 KW por los ventiladores).

Es importante determinar el caudal de evaporación de las torres de enfriamiento, ya que de aquí se pierde gran parte del caudal, donde luego hay que reponer.



Figura 2.64.8. Torre de enfriamiento. Fuente:Geothermal - Energy org

La siguiente fórmula estima la cantidada de caudal que sale por la chimenea:

$$\Delta Hv \; x \; E \; = \; m_{a\ torre} \; x \; Cp \; x \; \Delta T \qquad (2.64.3)$$

La entalpía de evaporación es 2.442 kj/kg y en las mismas unidades Cp es 1,76 kj/(kg °C), por ende queda la siguiente ecuación:

$$E \; = \; 1371,3 \; kg/s \; * \; \frac{1,76 \; kj/(kg*k)}{2442 \; kj/kg} x(41,17°C \; - \; 16°C) = 24,87 \; kg/s$$

De la torre de enfriamiento también salen purgas que se inyectan en el pozo. Hay que sacar los ciclos de condensación que tiene este fluido de acuerdo a la composición mineralógica.

El tanque repositorio de cada torre de enfriamiento tiene 60 m^3 aproximadamente. Por lo tanto, las 8 unidades albergan 480 m^3 de líquido. Si en una hora de operación se evaporan 86.000 litros de agua, los piletones soportarían 5 horas y media en vaciarse si no se llegan a alimentar. Por ese motivo la bomba de reaprovisionamiento tiene que operar continuamente.

Una medida que se puede tomar en la operación consiste en reinyectar menor cantidad de caudal, para no vaciar los tanques de la torre de enfriamiento. Esto a corto plazo no tiene consecuencias graves y puede dar tiempo a arreglar las bombas o tuberías que conectan el lago con la instalación. En cambio si se deja esta situación por mucho tiempo, puede bajar la producción y presión de los pozos.

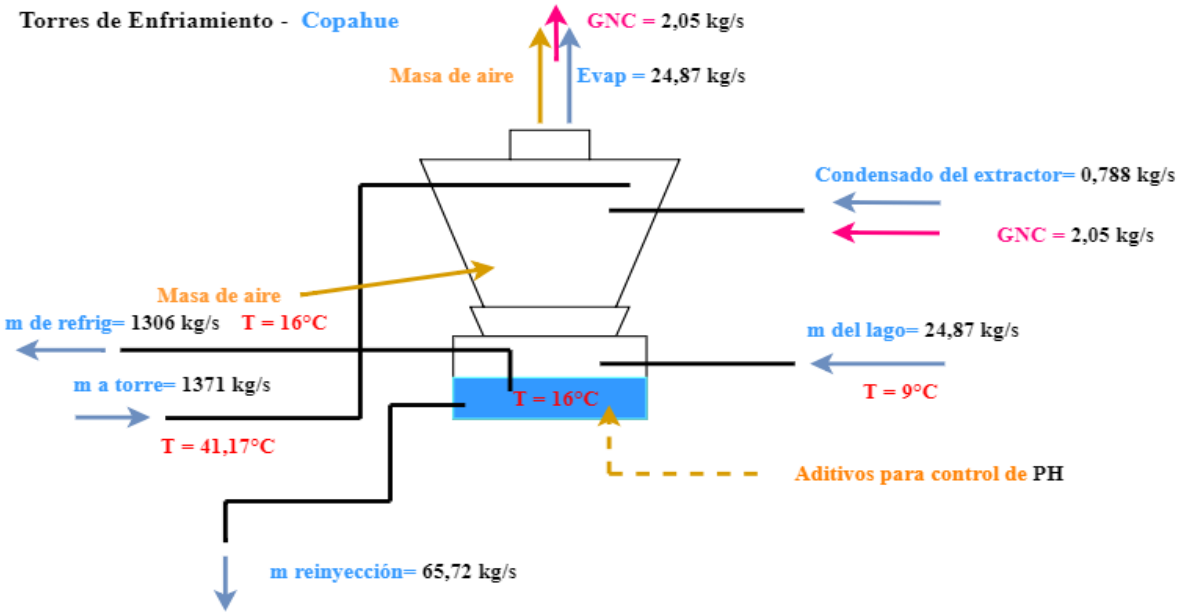


Figura 2.64.8. Esquema del balance de masa y energía en la torre de enfriamiento

Entonces las variables de control en el balance de masa de las torres de enfriamiento son la masa bombeada del lago y el caudal de reinyección. Estos se definirán de acuerdo al comportamiento del yacimiento.

Por ejemplo, en Larderello, Italia, en 1950 no se inyectaba nada, hasta que empezaron a tener problemas con la caída de producción los años posteriores y hoy en día inyectan aproximadamente el 70 - 80% de lo extraído.

En este análisis de pre-factibilidad se tomó una postura prudente, dimensionando los equipos para lograr inyectar el 100% del caudal.

En cuanto al control del pH, el caudal que se va a inyectar depende de la concentración de buffers. Es despreciable en comparación al caudal total que se maneja, pero es fundamental en cuanto a evitar problemas de mantenimiento en un futuro.

Utilizando el gasto anual en dólares por MWh entregado de otras plantas geotérmicas, analizado en el apartado de mantenimiento de la planta geotérmica, se gastan 36 dólares por hora en aditivos para la configuración de 30 MW (soda cáustica, inhibidores de corrosión, tratamiento biológico y dispersantes).

2.65 Extracción de gases no condensables

Junto con el proceso de condensación, se coloca un equipo de extracción de gases no condensables, impulsado con una bomba y eyectores. Es un equipo costoso y robusto, ya que tiene que tener la capacidad de adaptarse a los cambios de concentración de GNC en el vapor que pueden surgir a través del tiempo.

El sistema lleva los gases no condensables mediante unos conductos hacia la torre de enfriamiento, descargándola en altura, de modo que los ventiladores de extracción los expulsan lejos de la operación de la planta, ya que contiene CO_2 y sulfhídrico. El caudal de condensado que saca es despreciable (se calculó el 1,25% => 0,788 kg/s) y se vuelve a incorporar a la torre de enfriamiento.

Este equipo no afecta el caudal de vapor, ya que el mismo condensado (cantidad despreciable) cae en la torre de enfriamiento junto con los otros caudales, debido a que se enfría rápidamente.

El flujo de vapor viene adicionalmente con un 4% de gases no condensables (principalmente dióxido de carbono con 94%). No se consideraron en los cálculos termodinámicos ya que no aportan trabajo, sino que al contrario, hacen que la turbina pierda eficiencia y se necesite un eyector de no condensables especial junto con el condensador.

El caudal que sale de la turbina es 68,32 kg/s los cuales:

- 65,72 kg/s es vapor con título (93%)
- 2,7 kg/s de gases no condensables. Los cuales el sistema logra extraer 2,05 kg/s. El resto sigue en la mezcla de vapor.

Bajar al 1% los NCG ayuda que la turbina logre descargar a 0,1 bar en el condensador. Como también disminuye el riesgo de corrosión, ya que salen de circulación gran parte del ácido sulfhídrico y dióxido de carbono.

Flujo en turbina 68,32 TN/h				
Molécula	Gramos	Moles	PPM	Moles por litro
Vapor H_2O	65.587.200	3.639.689	976.790	2,8126E-01
CO_2	2.568.832	64.205	17.231	4,9615E-03
CH_4	54.656	3.333	894	2,5754E-04
N_2	54.656	1.951	524	1,5077E-04
H_2	32.794	16.275	4.368	1,2577E-03
H_2S	8.198	240	65	1,7579E-05
NH_3	8.198	481	129	3,7200E-05

Tabla 2.65.1. Composición química a la entrada de la turbina

Las partes por millón del H_2S y el CO_2 están dentro del margen operativo cuando el fluido se encuentra sin contacto con el oxígeno.

Composición química luego del condensado		
Molécula	% wt en NC	Peso por mol (g/mol)
H_2O	99%	18,02
CO_2	0,94%	40,01
CH_4	0,02%	16,40
N_2	0,02%	28,01
H_2	0,01%	2,02
H_2S	0,00%	34,10
NH_3	0,00%	17,03

Tabla 2.65.2. Composición química luego del condensado

Observando la concentración masa/masa del ácido sulfhídrico, disminuye de 0,012% a 0,003%. Y el dióxido de carbono de 3,76% a 0,94%. Las partes por millón del H_2S posterior al extractor de GNC son menores a 18.

Esta reducción en concentraciones de los dos compuestos que pueden generar acidez (el CH4 es no polar, por lo tanto no se disolverá en agua) también reduce el costo anual en buffers para regular el pH en el tanque de aprovisionamiento.

El extractor es uno de los equipos con más consumo energético en la instalación con 210 KW.

Se compara la generación de dióxido de carbono frente al promedio de emisiones de energía convencional. Primero hay que llevar las emisiones de la planta geotérmica a unidades equivalentes para la comparación.

Emisiones de dióxido de carbono - Copahue 30 MW	
Parámetro	Magnitud
GNC	2,05 Kg/s
Dióxido de carbono por GNC	1,927 Kg/s
MW generados	30 MW
Tn de dióxido de carbono por hora	6,9372 TN/h

Tabla 2.65.3. Emisiones de dióxido de carbono para la planta geotérmica de Copahue por MW

Para las ampliaciones de 60 y 90 MW las emisiones de CO_2 por MW instalado se van a mantener en proporción, ya que la magnitud del índice es propio del porcentaje de dióxido de carbono del yacimiento de Copahue.

Emisiones de dióxido de carbono por MWh	
Generación convencional	0,745 Tn CO2/MWh
Planta geotérmica Copahue	0,231 Tn CO2 / MWh

Tabla 2.65.4. Comparación de emisiones de CO_2 de la planta geotérmica vs. ciclo térmico

Estadísticamente la energía por generación térmica en operación (sin contar la construcción de la planta) emite aproximadamente emite 0,745 toneladas de dióxido de carbono por MWh. Este índice pondera las plantas de carbón (con índices muy por encim de 0,745 tn CO_2/MW) y ciclos combinados, que emiten menos que el promedio.

La generación por fuente de hidrocarburos emite un 322% más de dióxido de carbono que la planta geotérmica, lo que representa un dato importante a la hora realizar comparaciones de impacto de ambiental con otros tipos de generación eléctrica. A su vez, existen programas de financiación, los llamados “bonos de carbono” a los cuales se puede acceder si se demuestra que la generación es lo suficientemente limpia.

Aguas arriba de la turbina

Se analizará el flujo de vapor que se produce desde la turbina hacia los pozos geotérmicos, pasando por tuberías, codos y trampas de vapor.

A la entrada de la turbina se tiene 65,72 kg/s, a 260°C y 11 bar, es vapor sobrecalentado.

Entrada a la turbina	
Parámetro	Valor
Caudal	65,72 Kg/s
Temperatura	260 °C
Presión	11 Bar
Entalpia	2961,76 KJ/Kg
Entropia	6,9193 KJ/(Kg*K)
Titulo	0%

Tabla 2.65.5. Parámetros de entrada de vapor a la turbina

El separador de partículas centrífugo, por principio de operación, elimina todas aquellas partículas que poseen un diámetro y peso específico, protegiendo a la turbina de estas impurezas. Si bien en condensado ya se quitaron algunas en las trampas de vapor aguas arriba, el equipo remueve el 2% del caudal de vapor, llevándolo a los pozos de reinyección.

Por otro lado tiene una caída de presión que se puede considerar isoentrópica de 0,3 bar y por lo tanto ocurre un descenso de temperatura.

Entrada del separador		Entrada del separador	
Parámetro	Valor	Parámetro	Valor
Caudal	65,72 Kg/s	Caudal	67,06 Kg/s
Temperatura	260 °C	Temperatura	263 °C
Presión	11 Bar	Presión	11,3 Bar
Entalpia	2961,76 KJ/Kg	Entalpia	2968 KJ/Kg
Entropia	6,9193 KJ/(Kg*K)	Entropia	6,9193 KJ/(Kg*K)
Titulo	0%	Titulo	0%
Caída de presión isoentrópica = 0,3 bar			
Condensado + impurezas =1,34 Kg/s			

Tabla 2.65.6. Parámetros a la entrada y a la salida del separador

En el apartado donde se definió la ubicación, se encuentran los cálculos realizados para la caída de presión, temperatura y condensado en las pipelines y trampas de vapor. Las pérdidas de carga se minimizaron gracias a la definición del baricentro de los pozos. Las variables tomadas en cuenta fueron: pérdidas por fricción, intercambio térmico con el exterior y pérdidas por la presencia de codos y trampas de vapor.

Pérdidas de carga en la distribución del vapor				
Configuración	Caída de presión promedio	Condensado total perdido [Tn/h]	Condensado [Tn/h*MW]	Temperatura promedio a la salida
30 MW	0,38	2,311	0,077	263
60 MW	0,48	4,854	0,081	262
90 MW	0,56	7,858	0,087	262

Tabla 2.65.7. Pérdidas de carga en las pipelines para las tres configuraciones

Las pérdidas de carga para las pipelines difieren levemente entre la configuración de 30 MW, 60 MW o 90 MW ya que el baricentro se hizo ponderado dependiendo de la probabilidad de ocurrencia de cada ampliación, gracias a la simulación de montecarlo.

La demanda de vapor no va a ser la misma para las tres configuraciones. Se necesitará el acumulado de vapor en el caso de la ampliación de 60 MW y 90 MW.

Recordando que la planta es modular, una ampliación necesitaría la adquisición de todas las unidades nuevamente, ya que los equipos están dimensionados para la producción de 15 MW por módulo. El ahorro en costos se va a notar en los servicios compartidos, el personal y la infraestructura general.

Configuración de 30 MW	
Parámetro	Valor
Vapor necesario	69,386 Kg/s
Temperatura	270 °C
Presión	11,68 Bar
GNC (4%)	2,775 Kg/s
Caudal total	**72,161 Kg/s**

Tabla 2.65.8. Vapor necesario para la generación de 30 MW

Analizando la cantidad de vapor necesario, se llega a un total de 249,78 tn/h de vapor sobrecalentado para poder producir 30 MW de potencia.

Tomando en cuenta el mismo análisis, se detallan las toneladas por hora de las tres configuraciones, como se mencionó antes, son parecidas pero no exactamente proporcionales.

Configuración	Caudal de vapor saturado [Tn/h]	Caudal de fluido geotérmico (4%GNC) [Tn/h]
30 MW	249,79	259,53
60 MW	508,68	528,52
90 MW	786,76	817,44

Tabla 2.65.9. Vapor necesario para las tres configuraciones

Según los estudios geológicos, el recurso tiene una curva de producción a 12 bar y 270°C. Luego de realizarse los 30 MW iniciales, el análisis de la curva de producción es indispensable para saber si estos parámetros se van a mantener a lo largo del tiempo

Balance de masa para 30 MW		
Parámetro	Valor	Ingreso o egreso
Entrada de vapor	69,39 Kg/s	Ingreso
Entrada de GNC	2,775 Kg/s	Ingreso
Condensado en trampas de vapor	2,324 Kg/s	Egreso
Condensado en separador de particulas	1,341Kg/s	Egreso
Extractor GNC	2,05 Kg/s	Egreso
Evaporación	24,87 Kg/s	Egreso
Entrada de agua de lago	24,87 Kg/s	Ingreso
Reinyección	65,72 Kg/s	Egreso
Reinyección GNC	0,725 Kg/s	Egreso

Tabla 2.65.10. Balance de masa para la configuración de 30 MW

Aproximadamente el 1% de los gases no condensables se devuelven al reservorio. Esto en un futuro puede ser una variable de control dependiendo si se quiere inyectar más gases al

reservorio. Otra variable de control es el porcentaje de reinyección total, considerada en 100%, pero que se puede estimar de acuerdo a cómo se vaya comportando el reservorio en la operación.

Para la generación de 30 MW se pusieron los requerimientos en comparación a la capacidad de los equipamientos.

Balance de linea para 30 MW							
Equipamiento	Requerimiento	Unidad	Capacidad real	Unidad	Cantidad necesaria	G.A.	Observación
Pipelines y trampas de vapor	69,39	Kg/s	20	Kg/s	5	69%	1 pipeline por pozo
Separador	67,06	Kg/s	40	Kg/s	2	84%	
Turbina	35,83	MWh	18,1	MWh	2	99%	32,83 Kg/s por turbina
Equipo de extracción GNC	2,05	Kg/s	1,04	Kg/s	2	99%	
Bomba a torre de refrigeración	1371	Kg/s	361	Kg/s	8	47%	21m de columna de agua
Comba de refrigeración	1300	Kg/s	361	Kg/s	8	45%	
Bomba del lago	24,87	Kg/s	53	Kg/s	1	47%	
Generador	35,83	MW	18,1	MW	2	99%	Unidad conjunta con la turbina
Transformador	30	MW	35	MW	1	86%	
Subestación	30	MW	35	MW	1	86%	
Línea de AT	30	MW	130	MW	1	23%	

Tabla 2.65.11. Balance de línea para la planta de 30 MW

En cuanto a los pozos productores, la capacidad de generación varía con el correr de los años, por eso se trata puntualmente en el apartado siguiente.

Los módulos vienen con dos generadores adaptados a la turbina, por ende se consideró que la capacidad a carga nominal del generador es la misma que la turbina.

Respecto a la cantidad de pipelines que transportan el vapor, el número óptimo se encontraba en cinco, según la capacidad de catálogo del proveedor de tubos. Sin embargo la forma de operar es una tubería por pozo, por eso se encuentra levemente sobredimensionado.

La capacidad de la turbina es 18,1 MWh a carga nominal. Si bien puede generar más energía, cambian los parámetros de eficiencia y por lo tanto no es una relación lineal con la demanda de vapor. Entonces sin contar los pozos productores de vapor, que generalmente luego de unos años son cuello de botella, las turbinas limitan la producción de energía de los módulos.

En cuanto a la subestación, la capacidad es de 35 MW aproximadamente y no está sobredimensionada para soportar una ampliación.

Finalmente la línea de alta tensión puede llevar hasta 130 MW, por lo tanto soportaría las posibles ampliaciones futuras.

Se van a listar los recursos compartidos entre las posibles ampliaciones:

Ampliación a 60 MW	
Equipo	Observación
Pozos productores	Se puede distribuir el vapor mediante válvulas
Bomba del lago	94%
Linea de AT	46%
Warehouse	Dimensionado para ampliación
Personal	Aumenta pero no linealmente
Infraestructura	Dimensionado para ampliación

Tabla 2.65.12. Recursos compartidos para ampliación de 60 MW

La bomba del lago puede soportar duplicar el caudal desde 24 a 48 kg/s. Luego la infraestructura compartida como warehouse o el edificio principal, se puede ampliar tranquilamente sin gastar en construcción.

Ampliación a 90 MW	
Equipo	Observación
Pozos productores	Se puede distribuir el vapor mediante válvulas
Bomba del lago	Necesidad de adquirir otra bomba
Linea de AT	69%
Warehouse	Dimensionado para ampliación
Personal	Aumenta pero no linealmente
Infraestructura	Dimensionado para ampliación

Tabla 2.65.13. Recursos compartidos para ampliación de 90 MW

Para los 90 MW habría que adquirir una segunda bomba del lago y la línea de alta tensión trabajaría a un 69% de su capacidad.

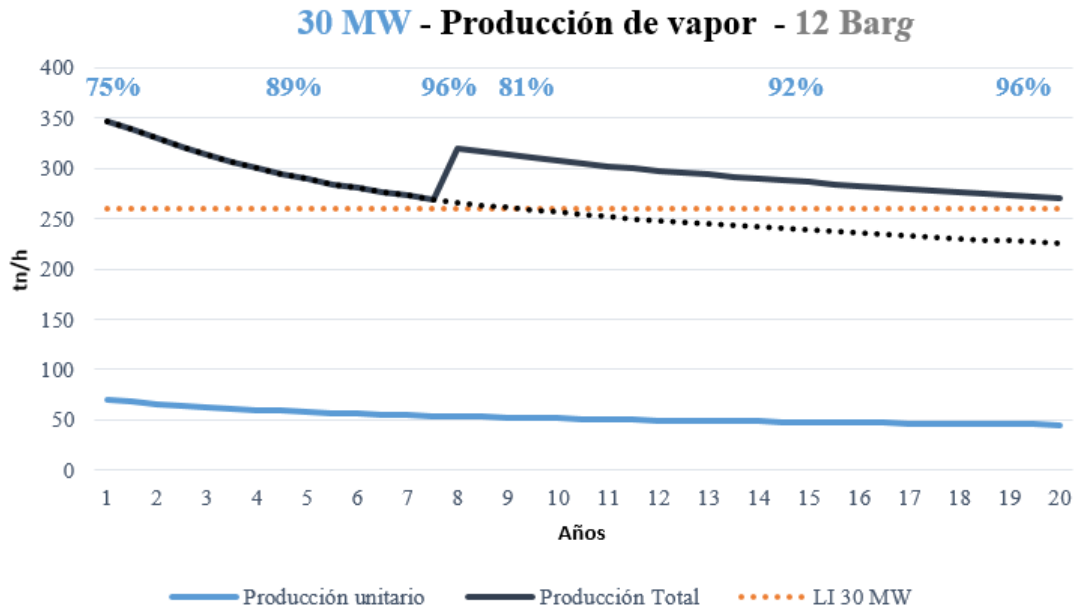


Figura 2.65.1. Curva de producción del campo geotérmico en contraposición a los requerimientos

En la figura 2.65.1 se puede observar en color negro, la línea de producción total. La curva de producción de vapor tiene una tasa de abatimiento del 2% anual acumulado. Normalmente un pozo productor geotérmico genera entre un 10% y 20% más de vapor los primeros años hasta que la curva se estabiliza. Por ende se tienen que realizar cinco pozos productores iniciales para poder generar la cantidad de vapor necesaria. Tres pozos fueron desarrollados y diseñados conceptualmente en este documento:

- COP-5: pozo productor direccional de 1600 mVD
- COP-6: Pozo productor direccional de 1800 mVD
- COP-7: Pozo productor direccional de 1100 mVS

La ubicación y características de los siguientes dos pozos productores a realizarse el segundo año van a determinarse luego de los resultados de estos tres primeros.

Generalmente se estima tener entre un 5 y 10% más de vapor por si sale de operación algún pozo por mantenimiento o pipeline, de forma de distribuir adecuadamente el vapor y que esto no impacte en la eficiencia de los módulos. También se suele utilizar vapor en otras actividades en la instalación. Para esto se usa el concepto de valor spot del recurso, que dependiendo la demanda y el excedente se pueden tomar decisiones de utilizarlo con fines de calefacción o crear un programa de mantenimiento adecuado.

Un sexto pozo productor tiene que realizarse a partir del año 8 si no se quiere perder capacidad de generación, esto implica una inversión de 5 MM USD. Se puede ver con la línea

punteada en el gráfico cómo sería el caso de no contar con el pozo productor. El contrato de RenovAR exige entregar 30 MW.

Configuración de 30 MW		
Período	Cantidad de pozos productores	Cantidad de pozos inyectores
1 - 8	5	2
8 - 20	6	2

Tabla 2.65.14. Cantidad de pozos geotérmicos por período en la configuración de 30 MW

Generalmente se hacen cada 3 o 4 pozos productores un reinyector, que depende de cómo uno distribuye la reinyección en el reservorio y la profundidad de los pozos productores. Si a lo largo de los años responde bien, se puede concentrar más condensado de un inyector. Pero estadísticamente es importante manejar esta proporción.

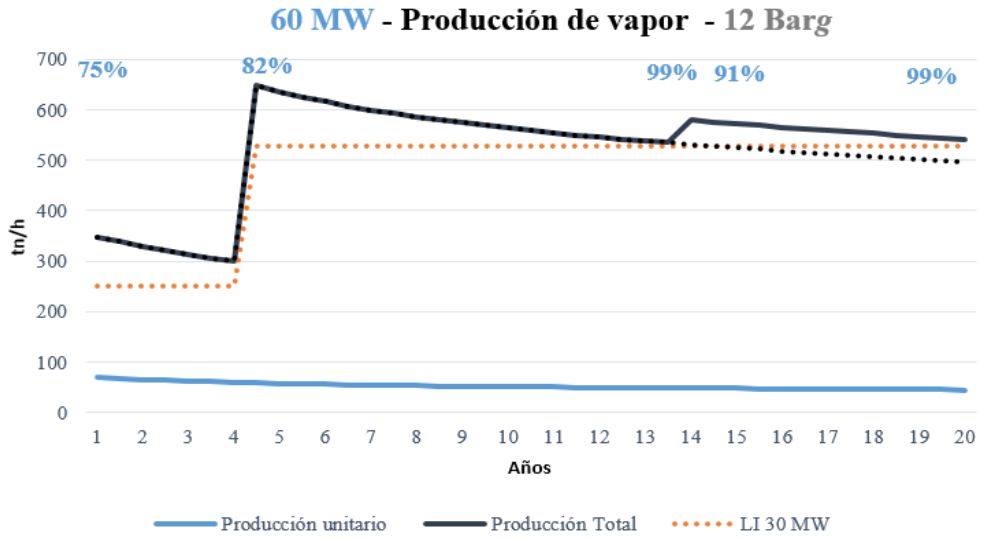


Figura 2.65.2. Curva de producción del campo geotérmico en contraposición a los requerimientos - 60 MW

Se cuenta como “año 1” al momento en el cual la planta geotérmica entra en operación. Donde en un principio el requerimiento de fluido geotérmico (GNC + Vapor) es de 249,79 tn/h, aumentando para la ampliación a 506,68 tn/h. Siendo un poco más del doble, producto del balance de masa y energía realizado.

Configuración de 60 MW		
Periodo	Cantidad de pozos productores	Cantidad de pozos inyectores
1 - 4	5	2
4 - 14	11	3
14 - 20	12	3

Tabla 2.65.15. Cantidad de pozos geotérmicos para la configuración de 60 MW

A continuación se grafica la ampliación a 60 MW con una puesta en marcha en simultánea de dos módulos de 15 MW en el año 4 (2026). Se aprovecha la infraestructura y alquiler de los equipos de perforación para realizar el pozo mencionado en la configuración de 30 MW.

Desde el año 1 al 2 hay cinco pozos operando. Del 4 al 14 hay once pozos y el número 12 se tendrá que hacer en el año 14 si no se quiere disminuir la generación.

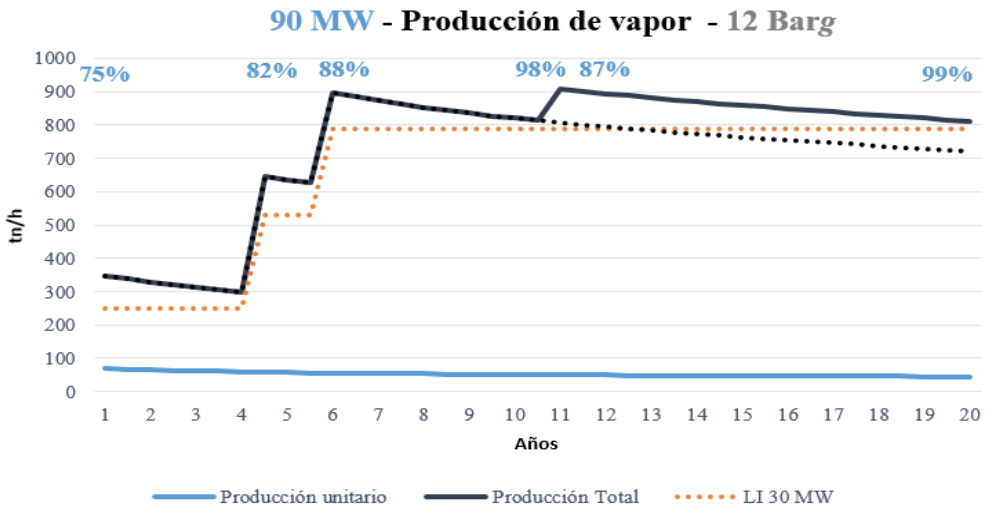


Figura 2.65.3. Contemplado en la puesta en marcha de la planta geotérmica y sus ampliaciones

Como se muestra en el apartado de puesta en marcha, se decide esperar un año entre ampliaciones por para testear el yacimiento y dar el tiempo a que se estudien los pozos productores. Por este motivo entre el año 4 y 6 la demanda de vapor es 506,68 tn/h, luego aumenta a 786,76 tn/h.

El cuello de botella del sistema entero varía dependiendo de los años. Por ejemplo en la primera configuración de 30 MW entre los años 7 y 8 la utilización del recurso está en 99%. Lo mismo ocurre entre el período 14 y 15 de la planta de 60 MW.

Configuración de 90 MW		
Período	Cantidad de pozos productores	Cantidad de pozos inyectores
1 - 4	5	2
4 - 5	11	3
6 - 11	16	5
11 - 20	18	5

Tabla 2.65.16. Cantidad de pozos productores e inyectores para configuración de 90 MW

LAYOUT

2.66 Metodología para la elaboración del layout

El layout de la planta geotérmica se diseña principalmente para evitar los codos en las tuberías que transportan el vapor, de forma de generar caídas de presión innecesarias. El flujo de vapor debe ser lo más lineal posible.

Al igual que la distribución de tuberías a lo largo de todo el campo geotérmico, cuanto más recto se pueda realizar mejor, ya que se ahorrarían costos de tuberías, acero utilizado que disminuye el impacto ambiental y pérdidas en condensación y presiones. No obstante, el diseño del trazado de tuberías a través del campo se terminará de definir en el momento, ya que los afloramientos rocosos y relieves generarán restricciones que impedirían el trazado totalmente recto. De todas maneras, para el cálculo de longitud de tuberías, se consideró un coeficiente de seguridad del 5% para contemplar estas caídas de presión y longitud de tuberías extra necesarios para evitar obstáculos.

La planta geotérmica modular de Green Energy Group ya está configurada, sus dimensiones son 32 x 48 metros para cada módulo, siendo dos módulos en total para la configuración de 30 MW. Dichos módulos se construirán uno al lado del otro con los silenciadores juntos. Resta definir la ubicación óptima de la infraestructura que da servicios a los módulos alrededor de los módulos.

Como el baricentro de la planta se calculó en función a la ubicación inicial de 30 MW y a la de 60 y 90 MW a realizarse en una posible ampliación con probabilidades asignadas, en el armado del layout se van a agregar algunas salvedades por si ocurren algunas de las ampliaciones. Primero, la elección del terreno. Debe ser una zona donde se tengan los metros cuadrados necesarios suficientemente plano, para disminuir la inversión necesaria en excavaciones y armado de la locación. Luego el sector de las plantas modulares debe tener un espacio a un costado para ubicar los nuevos módulos. El lugar destinado a servicios que abastecen estos módulos se podría sobredimensionar en un principio, debido a que, ante una

eventual ampliación, esta área no aumentaría en la misma magnitud proporcional a los MW instalados.

Para el depósito de repuestos el aumento en m^2 necesarios no es proporcional a los MW instalados. Al aumentar la cantidad de módulos (MW instalados) el stock aumenta en menor medida por MW. Ya que las variaciones de la demanda se van cancelando, haciendo que el stock necesario disminuya por módulo. Dicho en otras palabras, compartir el riesgo entre varios módulos hace que disminuya el inventario necesario. Un ejemplo sencillo, sería que si el proveedor sugiere tener en el almacén dos válvulas de repuesto para un módulo dado, al tener 6 módulos (en el caso de 90 MW), no habría la necesidad de poner 38 válvulas, seguramente con tener 15 válvulas alcanza, ya que al fijar un stock de reposición, los lead time del proveedor dan a tiempo a ponerlas antes que quiebren. Esto nos ayuda a disminuir considerablemente el inventario asociado a potencia instalada a medida que aumente la capacidad total de la planta.

Entonces para el warehouse, se podría sobredimensionar el área un 50%, por si se necesitara una futura ampliación. Para aprovechar la superficie que hay disponible, se utilizará un depósito con altura suficiente para dos pisos de estanterías. El suelo se utilizará para los repuestos de mayor peso, mientras que el segundo nivel se utilizará para repuestos de menor peso. El caso ideal sería tener más superficie, que si bien está disponible, el trabajo de preparación del suelo puede ser más costoso ya que los depósitos necesitan pisos especiales para que los vehículos de carga puedan moverse. El depósito será ubicado cerca de la entrada para disminuir el tránsito de camiones. A su lado se encontrará el estacionamiento para camiones o autos personales.

Es importante determinar los m^2 totales de los módulos y servicios, ya que con este dato se pueden estimar los costos de excavación y preparación de la locación.



Figura 2.66.1. Fotografía de las inmediaciones al lago "Las Mellizas". Fuente: ADI-NQN

Adicionalmente a la hora de elegir exactamente el terreno se tendrán en cuenta los m^2 ideales para seleccionar un lugar plano adecuado para la instalación de la planta, sin sufrir grandes costos de excavación para quitar relieves.

Se puede observar en la figura 2.66.1, que corresponde a la planta piloto montada en 1984 en la inmediaciones del lago “las Mellizas” que el terreno presenta constantes relieves, aunque se podrían divisar planicies aptas para ubicar la planta geotérmica cerca del baricentro analizado en el apartado de locación, que se ubica al noroeste de donde está tomada esta fotografía.

El ancho de cada módulo (los 32 metros) están limitados por las torres de enfriamiento. Se sugiere dejar 8 metros como mínimo entre módulo y módulo por si necesita ingresar algún vehículo especial.



Figura 2.66.2. Módulos de 30 MW instalado en Kenia. Fuente: GEG

En la imagen se muestra 1 módulo de 30 MW instalado en Kenya por el mismo proveedor que se contactó para este proyecto. Una ventaja importante, es que al ser modulares, en un futuro se puede ir aumentando gradualmente la potencia de acuerdo a cómo el reservorio responde.

Como los vientos soplan mayormente desde los picos chilenos, la orientación de la planta va a ser con las torres de enfriamiento bien hacia el noreste, de modo que los vapores producto del intercambio de masa del equipo no afecte la operación de la planta. El aumento de humedad por los vapores trae consigo problemas de corrosión importantes, por este motivo la ubicación de las torres de enfriamiento es crítica.

En la figura 2.66.2 no se encuentra la residencia, el depósito ni un estacionamiento para camiones o vehículos del personal. Dichos elementos sí se considerarán en el diseño de la

planta. La residencia será de 28x16 metros, suficiente para albergar a los operarios de la planta (asumiendo un cuarto de dos plazas, 9m^2, por operario), tener espacios en común (cocina, baños, sala de descanso). Se podría agregar un segundo piso para albergar conductores de camiones o contratistas que por cierto motivo deban pasar la noche en la planta. Se tendrá en cuenta la dirección del viento para que el vapor de las torres de enfriamiento no afecten al aire de la residencia. Otro factor a tener en cuenta es el ruido que puede llegar de la planta y las medidas adecuadas para eso (paredes aislantes de ruido). Otro detalle a tener en cuenta es la ubicación de la subestación, se ubica lo más cerca posible para disminuir las pérdidas por efecto Joule. Otra diferencia con la figura 2.66.2, donde está todo a la intemperie, los componentes de las plantas modulares se instalarán dentro de una estructura techada para evitar problemas con la nieve. Finalmente, se tendrá un parque de tanques para los tanques de agua necesarios para las torres de enfriamiento o para tener en caso de incendios.

Teniendo en cuenta lo a continuación se muestra el diseño para la planta con los elementos antes mencionados:

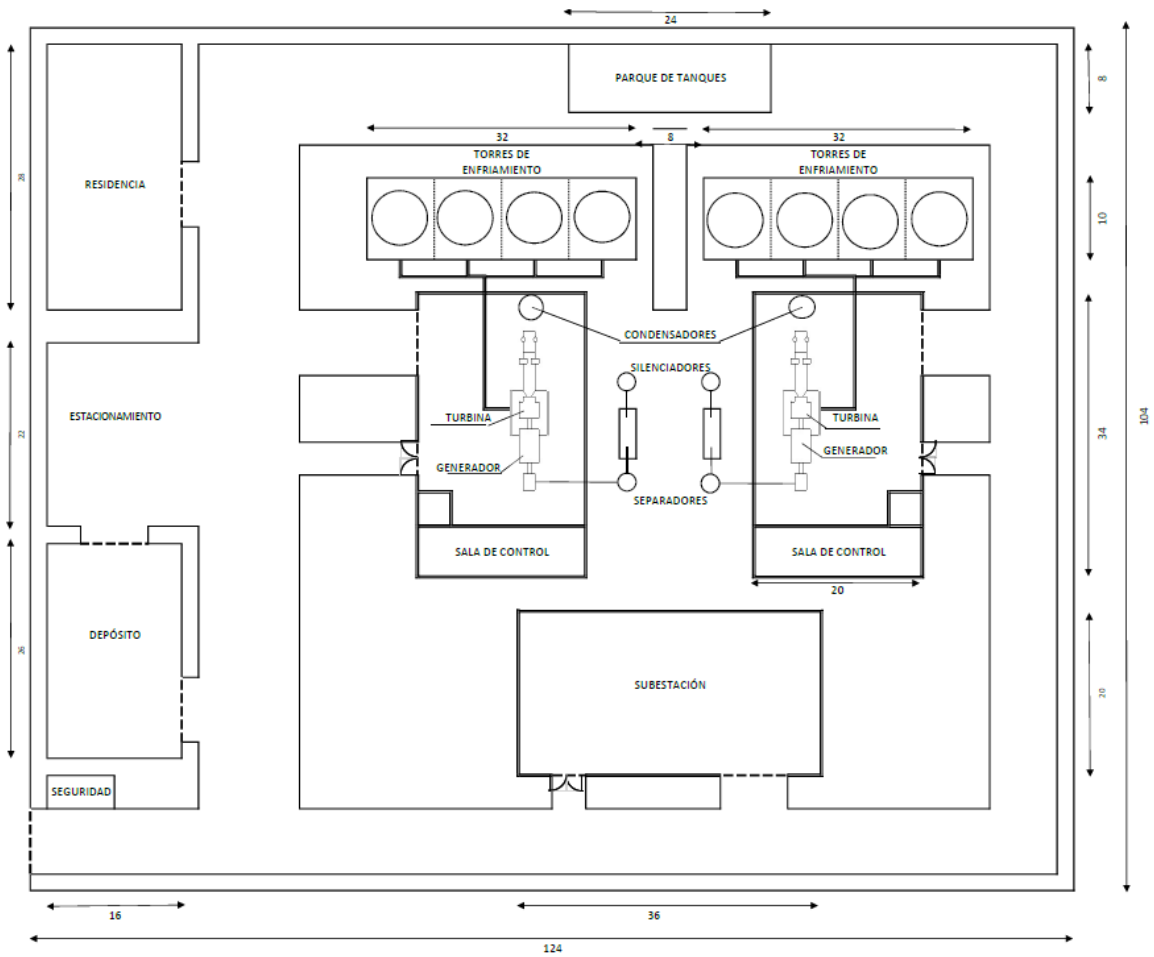


Figura 2.66.3. Layout de la planta realizado para este proyecto en particular

Es importante detallar en la figura 2.66.3 no se muestra el espacio disponible que habría que preparar para futuras ampliaciones, pero a la derecha de la misma habría espacio disponible para agregar otros módulos.

Configurar el layout como un único bloque en este caso puede ser un error que implicaría una inversión alta en acondicionar un único terreno plano. El limitante final va a ser la planicie que se encuentre in situ. Si dicha planicie es lo suficientemente grande como para ubicar la planta entera en una única ubicación, se ahorraría en un futuro esfuerzos operativos de traslado y se concentraron las tareas y servicios. Sin embargo, teniendo en cuenta la planta se ubica en la ladera de un volcán, los relieves a veces son marcados y encontrar planicies no siempre es fácil. Por eso se va a indicar a continuación cómo se podría separar el layout en diferentes bloques de manera de no aumentar mucho los costos de infraestructura y consecuencias operativas:

- Plantas modulares: preferentemente tendrían que ir juntas, ya que acá se encuentra la operación más intensiva. Separar los módulos geográficamente pueden traer complicaciones en:
    - Traslados del personal
    - Eficiencia de la MO
    - Gestión del vapor saturado: al tener todo unificado, mediante válvulas, se tiene la posibilidad desviar el caudal de vapor para alimentar a las turbinas que están operando. O por ejemplo, si se tiene que cortar un pozo productor por problemas de mantenimiento, se puede redistribuir el vapor para no tener que apagar ninguna unidad. Este beneficio se facilita si se logra tener todas las unidades de generación centralizadas.

- Subestación eléctrica: puede ir separada de la plantas modulares, aunque transportar energía en baja tensión provoca pérdidas por efecto Joule, si la limitante del terreno es importante y no se encuentra una planicie adyacente, trasladar 100 o 200 metros no es un tema mayor. Por otro lado, la operación de la subestación es distinta a la de los módulos de generación
- Warehouse: preferentemente cerca de los puntos operativos, pero no es una restricción que esté pegado a toda la instalación si el terreno no permitiría dicha facilidad.
  A continuación se detallan las dimensiones de los elementos importantes de la planta:

Elemento	Dimensiones [metros]
Planta modular (15MW)	32x38
Depósito	26x26
Estacionamiento	22x16
Residencia	28x16
Subestación	20x36
Parque de tanques	24x8

Tabla 2.66.1. Dimensiones de los elementos más importantes

ORGANIZACIÓN DEL PERSONAL

2.67 Personal de planta

La construcción de plantas geotérmicas suele durar entre 17 y 33 meses, involucrando trabajadores con distintas habilidades en cada instancia. Sin embargo, es importante tener en cuenta que en el sur de la Argentina no se puede perforar en invierno por las bajas temperaturas. Por lo tanto, se toma un estimado de 3 años y medio para la construcción de la planta.

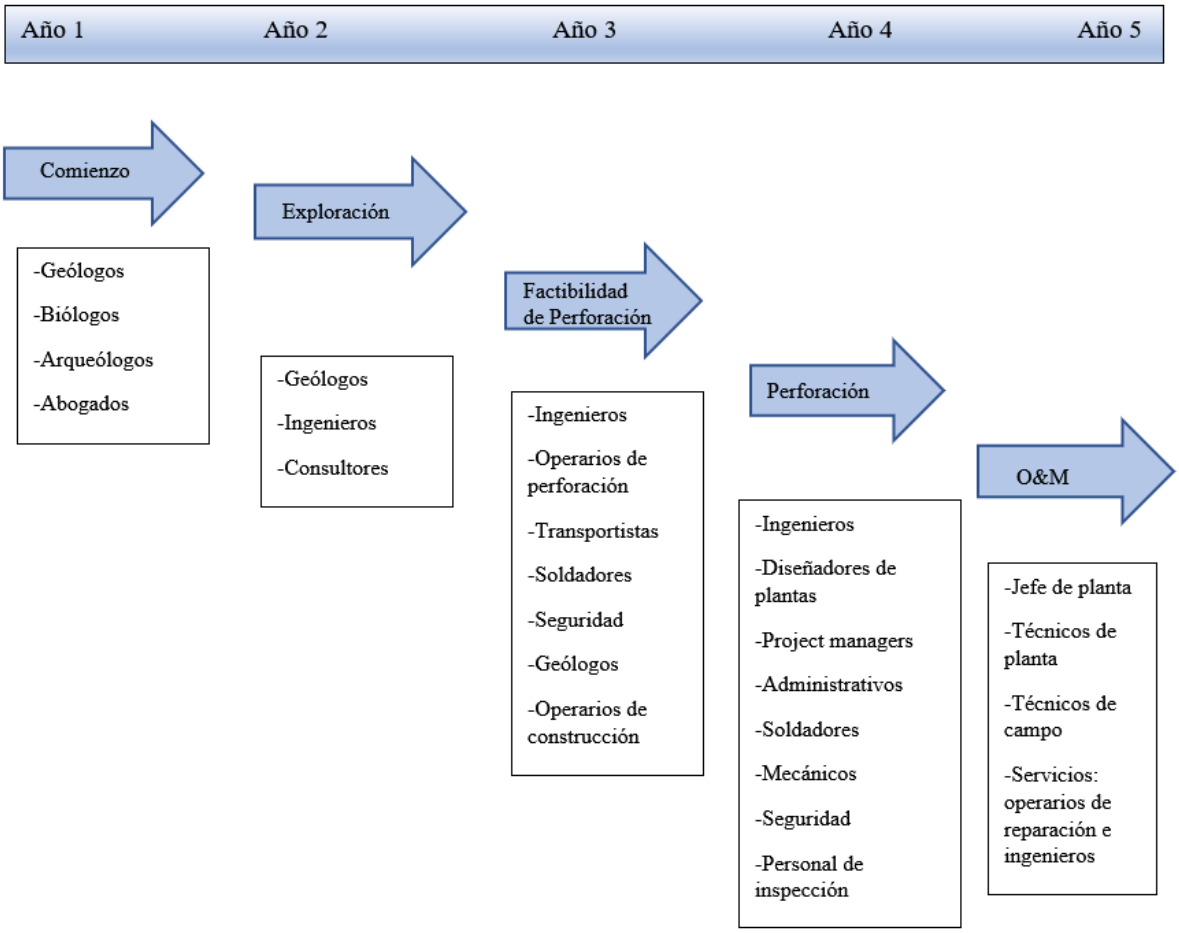


Figura 2.67.1. Empleados necesarios en los primeros 5 años. Fuente: Asociación de Energía Geotérmica

En la figura anterior se puede observar la mano de obra necesaria en cada etapa desde el comienzo del análisis hasta la operación y mantenimiento. Al principio se necesitan geólogos, biólogos, arqueólogos y abogados para empezar a analizar en dónde convendría realizar los pozos, cuál sería la zona más beneficiosa para la realización del proyecto, entre otras cuestiones. Luego, para la exploración en sí se necesitarán ingenieros y consultores, que analicen las probabilidades para cada MW de potencia que se quiera instalar. A continuación, en la etapa de factibilidad de la perforación será esencial contar con ingenieros, transportistas y operarios de construcción. Para la perforación, las personas clave serán los ingenieros, diseñadores de plantas y project managers para liderar todo el proyecto. Por último, para la operación y mantenimiento se necesitará un jefe de planta, técnicos de planta, técnicos de campo y operarios de reparación, junto con ingenieros también.

La construcción en sí generalmente requiere 3,1 personas por año por MW. La mano de obra se contrata localmente, de alguno de los pueblos mencionados previamente en el análisis de disponibilidad de mano de obra. Existen análisis sobre plantas geotérmicas en todo el mundo, que indican que una vez construida la planta se requieren 0,74 personas por MW para operarla.

Por lo tanto, se estima que para el proyecto presentado de 30 MW se necesitarán alrededor de 20 personas, organizadas en turnos de 6 horas por día. Es crucial que el trabajo se realice con turnos rotativos, debido a las condiciones adversas de la región especialmente en invierno.

Los trabajos relacionados a la geotermia traen grandes flujos de ingresos en la comunidad local y nuevas oportunidades para el desarrollo económico. Más allá de que la construcción sea un evento temporario, también genera oportunidades similares de desarrollo económico. Si el proyecto es muy grande, necesitará una planificación de la infraestructura de las ciudades cercanas para poder adaptar los servicios públicos (escuelas, hospitales, bomberos, etc.) a una población más grande. En algunos casos, la energía geotérmica ayuda a las comunidades locales a mejorar sus servicios de emergencias médicas y de bomberos.

Es interesante analizar qué sucedería si la planta en un futuro se expandiera de 30 MW a 60 MW o a 90 MW. Para este proyecto se tiene en cuenta que será llevado a cabo por una empresa de envergadura, que ya tenga una estructura formada con otros proyectos de este estilo y que pueda absorber mejor los costos fijos. Por lo tanto, el número de operarios de campo es el que aumentará en mayor medida porque habrá que recorrer más pozos. Sin embargo, otras actividades como las administrativas o las de control de la subestación, no tendrán aumentos significativos porque la misma cantidad de empleados puede abarcar la responsabilidad de las nuevas tareas, ya que serían prácticamente las mismas. A continuación se puede ver cómo variaría la cantidad de empleados según la potencia generada por la planta, en caso de ampliación.

Potencia instalada	Técnicos de campo	Técnicos de planta	Personal subestación	Personal administrativo	Total
30 MW	4	10	4	3	21
60 MW	8	13	4	4	29
90 MW	12	17	4	5	38

Tabla 2.67.1. Cantidad de empleados necesarios según potencia generada por la planta

La cantidad de técnicos de campo, como se mencionó, aumenta notablemente. Sin embargo, la cantidad de empleados en la subestación no varía porque la sala de control será la misma para 30 MW, que para 60 o 90, dado en base al cálculo del baricentro de los pozos productores se localizó la ubicación potencial de una planta integrada.

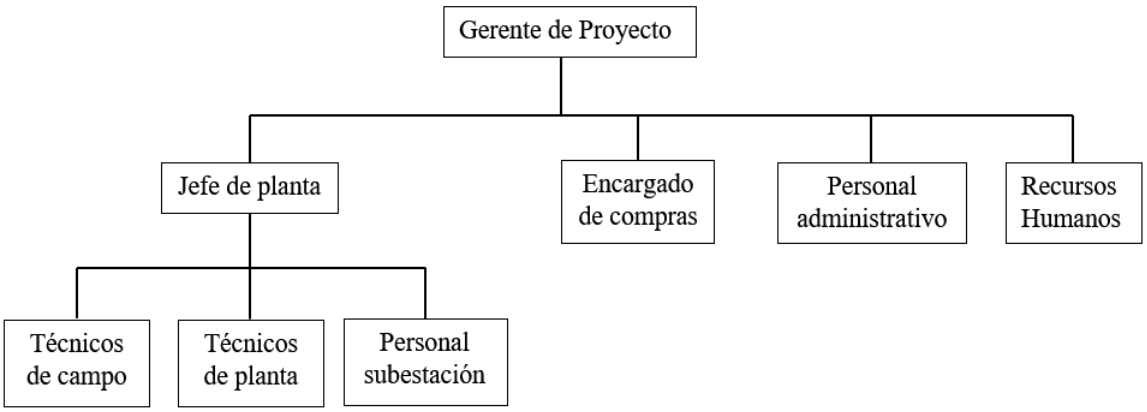


Figura 2.67.2. Organigrama propuesto para una planta de 30 MW

En la imagen anterior se puede observar el organigrama propuesto para una planta de 30 MW. El gerente de proyecto debe ser una persona preparada, que sepa de energía y de proyectos de esta índole. Sin embargo, para una una planta de 30 MW, como se mencionó previamente, no sería rentable tener a todas estas personas solo para este proyecto. Por eso, lo ideal sería tener como personal propio al de la planta y al encargado de compras, mientras que el personal administrativo y de recursos humanos sería tercerizado. De esta manera, una empresa que ya tenga otros proyectos de esta índole, podrá tener a su personal administrativo dedicando sus ocho horas diarias tanto a esos proyectos, como a este. Es decir, que no sería para nada conveniente formar una estructura propia desde cero solo para una planta de 30 MW, sino que sería favorable en caso de que que los gastos fijos puedan ser prorrateados en diversos proyectos.

Salarios

Debido a que actualmente no hay actividad de energía geotérmica en el país, no hay un sindicato específico que represente a los operarios de la planta geotérmica. Por lo tanto, para sus salarios se tomó como base la información del sindicato de Luz y Fuerza, ya que si bien está enfocado en los operarios de generación de energía eléctrica, podría extrapolarse a la generación de otro tipo de energía, como la geotérmica en este caso. Al personal de planta se le pagará un sueldo bruto de $35.000, al de campo $40.000 y al personal administrativo $35.000, todo en moneda pesos de 2018. Para estimar los costos, se les suma un 30% por cargas sociales y un 15% como beneficio. Por lo tanto, considerando 13 sueldos anuales, se necesitarán $680.225 por cada empleado de planta por año, $874.575 por cada empleado de campo y por último, $680.225 por cada empleado administrativo.

Por otro lado, para el personal más calificado (geólogos, ingenieros, biólogos, etc.), necesario en mayor medida en las primeras etapas del proyecto, se toma el valor de estandarizado en el rubro de 26 dólares por hora. Es decir que, tomando el dolar a $29 y

considerando que el experto trabaja ocho horas por día, de lunes a viernes, se requerirán $120.640 por mes, por cada profesional.

2.68 Personal de la subestación

El manejo y mantenimiento de la subestación eléctrica estará a cargo de un operador, que contará con una capacitación específica. Debe estar certificado según el Procedimiento Técnico General de Habilitación de Operadores, según lo establece la Secretaría de Energía, para poder estar habilitado a desempeñarse en instalaciones vinculadas al SADI. El procedimiento contiene el nivel de educación formal que necesita el operador, características personales, preparación técnica, entre otras.

Debido que es crítico que se mantenga sin interrupciones el suministro, se contará con 1 operador por turno de 6 hs, teniendo en total 4 turnos por día. En cuanto a la línea de alta tensión, el mantenimiento y operación queda a cargo del EPEN.

MARCO LEGAL Y MEDIO AMBIENTE

2.69 Autorización ambiental

Todos los proyectos propiciados por organismos del estado, en este caso RenovAR, deberán contar con una licencia ambiental para poder formar parte de la licitación. Se tiene la obligación de considerar las variables ambientales, evaluando detalladamente los impactos ambientales que el proyecto ocasionará.

Para obtener la licencia ambiental, se requiere la aprobación de un estudio de impacto ambiental o informe ambiental. La licencia ambiental se actualiza por dos años.

2.70 Autorización eléctrica

Como la planta geotérmica se instalará en la provincia de Neuquén, se analizarán las normativas que establece el EPEN para la generación, distribución y transmisión de la energía eléctrica. A su vez, también se hará mención de las regulaciones del ENRE, organismo de regulación a nivel nacional del sector eléctrico.

A nivel nacional, la ley 24.065 es la que da el marco para el ejercicio de las actividades anteriores y además crea el ENRE. Sin embargo, la ley 2.075/94 toca aproximadamente los mismos puntos y es aplicado a la provincia de Neuquén.

El ENRE hace mención de la ley 2.075/94, sancionada por la legislatura de Neuquén, que reglamenta las actividades de generación, transporte y distribución de la electricidad en la provincia. Los puntos a destacar son:

- Protección de los derechos de los usuarios: los generadores pueden hacer contratos directamente con grandes usuarios y se negociarán entre las partes las condiciones
- La generación de electricidad está sujeta a toda norma que emita el estado provincial, en materia de seguridad e impacto ambiental
- Para la construcción o ampliación de las líneas se deberá contar con el certificado de conveniencia y necesidad pública emitido por el ENRE, dentro de los 3 meses

A su vez, vale destacar la Reglamentación de Líneas Aéreas Exteriores de Media Tensión y Alta Tensión, dictada por la Asociación Electrotécnica Argentina (AEA), la cual establece los requisitos básicos que deben cumplir las líneas aéreas exteriores, como puede ser condiciones de seguridad mínimas (distancias), instalaciones de emergencia temporarias, entre otras.

Otra autorización necesaria es la que requiere el MEM, gestionado por CAMMESA, como agente generador, permitiendo que la generadora se pueda conectar al SADI (Sistema Argentino De Interconexión). Los requisitos básicos para convertirse en agente generador son:

- El generador debe tener su propio establecimiento dedicado a la generación eléctrica, cuya producción total o parcial se coloque en algún nodo perteneciente a un prestador de la función técnica de transporte de energía eléctrica
- El autogenerador debe tener una capacidad de generación que cubra como mínimo el 50% del total de su demanda de energía anual

2.71 Permisos de explotación geotérmica

En el año 2009 se lanzó un decreto que enmarca y define la explotación geotérmica.



EL GOBERNADOR DE LA PROVINCIA DEL NEUQUÉN
D E C R E T A :

Artículo 1º: DÉJASE establecido y aclarado que, tanto las actividades de exploración como las de explotación de los vapores endógenos y la producción sustentable de energía eléctrica proveniente de dichas fuentes geotérmicas, se encuentran permitidas en el área geográfica del Parque Provincial Copahue, en función de la reserva establecida por el Decreto-Ley Nº 0387/63 y lo dispuesto por las Leyes Provinciales Nº 2594 "Sistema Provincial de Áreas Naturales Protegidas" (Artículo 3º, Inc. c) Ap. 3) y Nº 2596 (Artículo 2º), no obstante la zonificación dispuesta por el Decreto Nº 746/07 y las que en lo sucesivo se establezcan.-

Artículo 2º: El presente decreto será refrendado por el Señor Ministro de Desarrollo Territorial.-

Artículo 3º: Comuníquese, Publíquese, dése al Boletín Oficial y Cumplido, Archívese.-

ES COPIA

FDO.) SAPAG
BERTOYA

Cra. MARIA MERCEDES MICHINO
COORDINADORA ADMINISTRATIVA

Figura 2.71.1. Decreto provincial sobre exploración de energía geotérmica. Fuente: ADI-NQN.

Se refuerza el concepto de “explotación sustentable”, insistiendo en la preservación del entorno y en no abusar el recurso natural. La fuente de energía geotérmica es renovable, siempre y cuando el uso del recurso se realice de manera medida y se le brinde tiempo al recurso para reponerse.

Será importante tener en cuenta, en todas las actividades ligadas al desarrollo del proyecto, que se cumplan los requerimientos para mitigar los riesgos de impacto ambiental negativo. Las medidas serán:

- Evitar las pérdidas de fluidos en la perforación de pozos.
- No excederse en la explotación del recurso, empezando con 30 MW para luego probar si una expansión es posible.
- Utilizar la técnica de reinyección de agua.
- No liberar más dióxido de carbono al ambiente del permitido por la ley.

2.72 Cronograma

Para evaluar cómo sería la programación del proyecto se realizó la planificación del mismo con un Diagrama de Gantt:

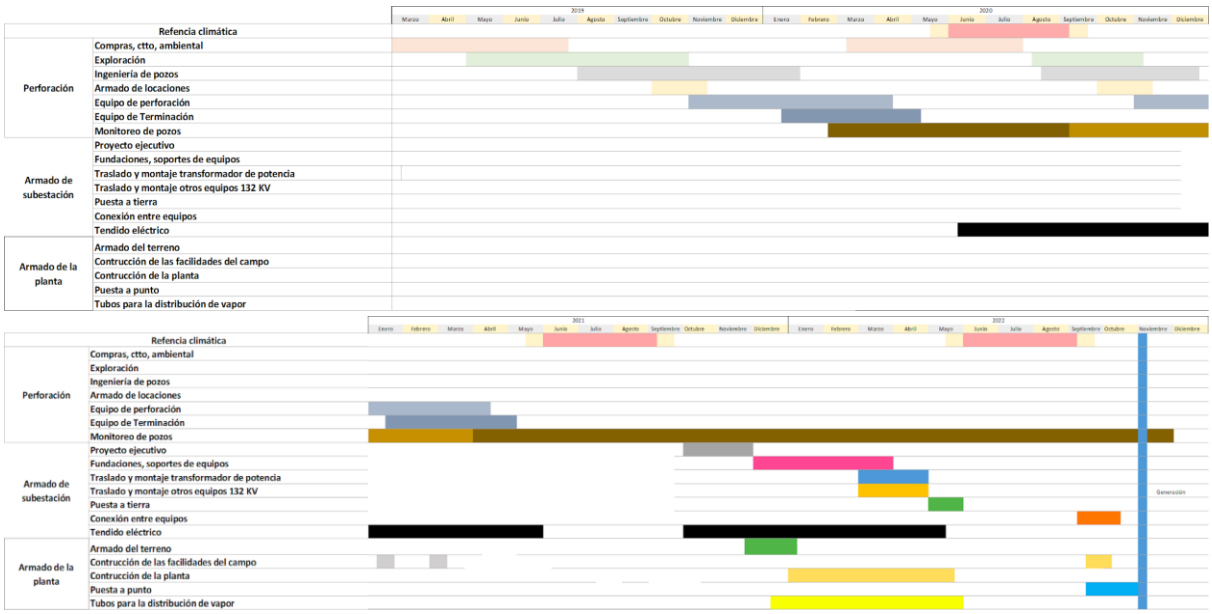


Figura 2.72.1. Diagrama de Gantt del proyecto para 30 MW realizado para este proyecto en particular.

A continuación se mencionan algunos factores a tener en cuenta que se consideraron para el armado del diagrama:

- La duración de todas las actividades e incluso la selección de las actividades incluidas en el diagrama de Gantt, fueron consultadas con expertos en el tema. Para estimar la duración de cada una de ellas se realizaron consultas al ingeniero Galardi, Sabino Mastrángelo, ingenieros de PAE, ingenieros de DLS Archer, ingenieros eléctricos e ingenieros en petróleo del grupo Green Energy Group. Aunque se trata de duraciones y tiempos estimativos, se utilizó como referencia la opinión de expertos que participaron en proyectos de índole semejante a este proyecto.
- En la "Referencia climática" se indica con rosa claro cuáles son los meses de invierno. Y por otro lado, en amarillo claro en esa misma fila, se indica que puede haber riesgos de nevadas.
- Durante los meses de invierno, y durante los meses de posibles nevadas preferentemente tampoco se desarrollan actividades. Esto se debe a muchos metros de nieve que dificulta o hace imposible cualquier actividad de índole operativa en la zona donde se instalaría la planta geotérmica.
- Los costos se obtuvieron según lo proporcionado por Green Energy Group, aunque son bastante acertados, son aproximados y se tomaron como costos de referencia.
- La actividad definida como "Compras, ctto, ambiental" se refiere a todas aquellas actividades que deben realizarse previas al proyecto. Estas actividades son las pruebas, compras, aprobaciones, entre otras actividades de índole obligatoria y previas al inicio del proyecto en sí.
- La "Ingeniería de pozos" se refiere a horas de trabajo que se van a requerir de los ingenieros.
- En cuanto a la "Exploración" se consideraron 3 personas trabajando una jornada de 4 horas por día, teniendo en cuenta que un mes tiene 20 días hábiles.
- La actividad definida como "Monitoreo de pozos" se presenta en dos tonalidades de marrón. Esta diferenciación es por la intensidad que dicha actividad necesita teniendo en cuenta la parte del proyecto en la que se encuentre. Es decir, al principio la intensidad será mayor por pruebas adicionales que son requeridas al principio y luego no. Sin embargo, la intensidad del marrón luego en el 2020 aumenta nuevamente, debido a que hay una nueva perforación de tres pozos. Teniendo esto en cuenta, a mayor intensidad se estimaron tres personas y luego para las de menor intensidad una persona.
- En cuanto al armado de la subestación y de la planta, se plantean de forma simultánea para un mayor aprovechamiento de la mano de obra.
- Puesta a punto, se estimó en tres meses previos al funcionamiento de la planta donde se ultimaran los detalles

- Con “Trabajo civil” se refiere al trabajo que haría un ingeniero civil en cuanto a las casas para los operarios, canaletas, entre otras estructuras.
- La “Puesta a punto” comienza parte en simultáneo con la construcción de la planta y las tuberías, debido a que consta en realidad de dos módulos, aunque se haya puesto todo junto, y por lo tanto mientras se construye el segundo módulo se puede ir probando el primero.
- La “Construcción de facilidades del campo” se dividió en dos etapas. En primer lugar, una primera que serviría para llevar a cabo los primeros proyectos con los servicios básicos necesarios. Y luego una segunda etapa con la construcción de aquellos servicios adicionales para los trabajadores que estén en el campo geotérmico constantemente durante la producción de energía eléctrica.
- La prueba de los pozos, que está puesto en los meses de invierno también, es porque se realiza a lo largo de todo el año. Pero el resto de los trabajos, durante la temporada de invierno se suspenden luego se retoman.

2.73 Puesta en Marcha

Como se mencionó anteriormente, la puesta en marcha en un primer momento va a estar limitada por el tendido eléctrico. Se realizó un diagrama de Gantt específicamente para que cuando se termine de construir la línea, la planta ya se encuentre montada. Luego de construidos los dos primeros módulos de 15 MW cada uno que dan los primeros 30 MW a producir, se comenzará a generar energía. Y una vez que se esté generando la energía con los primeros dos módulos, al mismo tiempo, se realizarán los ajustes pertinentes para la ampliación. Es importante aclarar que obviamente a lo largo del proyecto podrían producirse demoras, como por ejemplo un tiempo de demora entre que se prende el primer y el segundo módulo. Sin embargo, se trata de cuestiones más operativas que se definen en el momento.

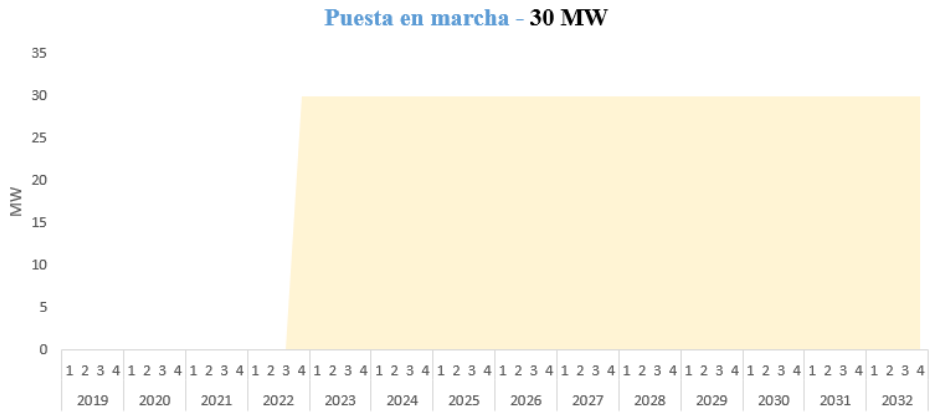


Figura 2.73.1. Entrada de dos módulos de 15 MW al sistema interconectado nacional

Para realizar el gráfico de la entrada de los módulo, se decidió dividir año en sus cuatro trimestres, esto es lo que se observa en el eje x del gráfico. Como se puede observar, a fines del 2022 se indica el inicio de la generación de los 30 MW.

Luego para la ampliación a 60 y más tarde los 90 MW, no será necesario construir el tendido eléctrico, porque el mismo ya va a estar realizado. El tendido eléctrico construído, tendrá la capacidad suficiente para absorber las ampliaciones mencionadas e inclusive hasta 130 MW. Por ende, la actividad que quedaría a realizar sería la puesta en marcha, la cual se desarrollaría gradualmente a medida que se instalen los módulos. El caso de la ampliación a 60 MW y su posterior puesta en marcha, se representa en el gráfico a continuación:

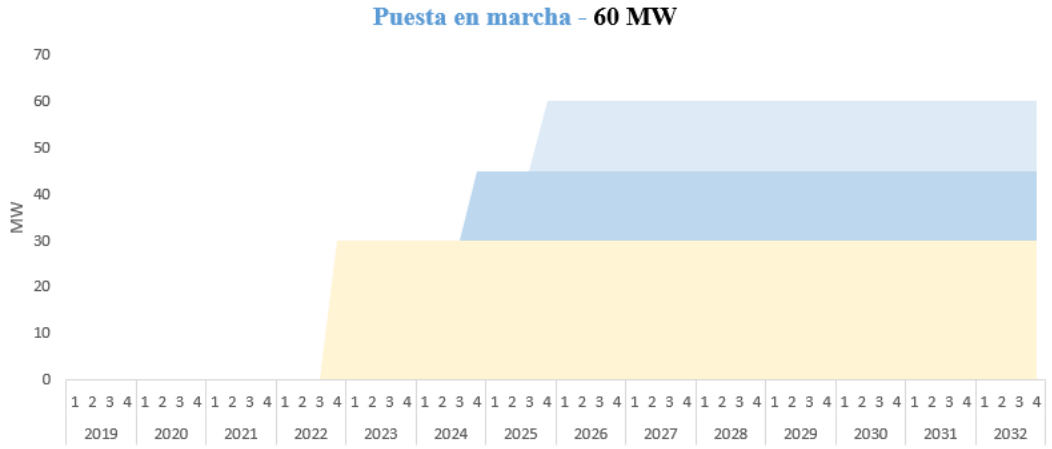


Figura 2.73.2. Gráfico realizado para este proyecto de la puesta en marcha de cuatro módulos de 15 MW al sistema interconectado nacional

Como puede observarse en la figura, luego de los primeros 30 MW instalados, se realiza la ampliación a 60 MW totales siguiendo la misma modalidad. Es decir, se perforan dos o tres pozos productos para construir un módulo de 15 MW sumando 45 MW totales y luego se perforan otros dos o tres pozos productores para la instalación del cuarto módulo de 15 MW. De esta manera, se llega a un total de 60 MW gradualmente por la instalación de módulos de 15 MW cada uno.

Cabe mencionar, que hay un tiempo entre la puesta en marcha de los dos primeros módulos que suman 30 MW y la posterior ampliación. Este tiempo mencionado se estima en 2 años, ya que es de suma importancia entender el comportamiento del reservorio a largo plazo y poder sacar muestras que sean representativas más cierto margen de tiempo que permita tomar decisiones con respecto a la ampliación.

Luego, de la misma manera en que se realiza la primera ampliación para llegar a un total de 60 MW, se realiza la ampliación para llegar a un total de 90 MW. Nuevamente, mediante la instalación de dos módulos de 15 MW cada uno. Esto es lo que se ve en la figura a continuación:

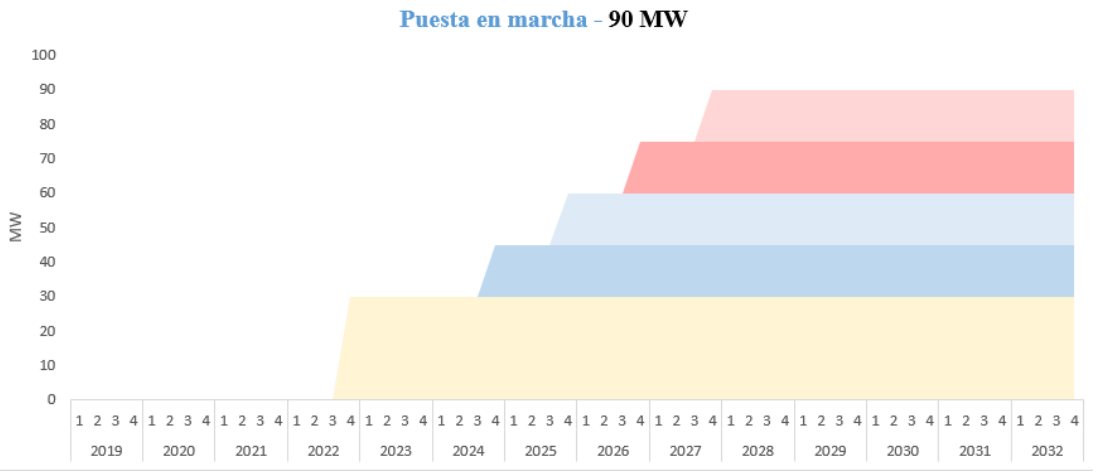


Figura 2.73.3. Gráfico de la entrada de 6 módulos de 15 MW al sistema interconectado nacional para este sistema en particular

En el caso de la ampliación a 90 MW se realiza de forma escalonada, para probar entre año y año como responde el yacimiento junto con la entrada del nuevo módulo. El cronograma de construcción es el mismo que se presentó para la ampliación a 60 MW.

Existe la posibilidad de demostrar para el año 2024 que el reservorio presenta un gran potencial. De ser exitosa esta posibilidad, se podrán realizar ampliaciones sin correr el riesgo de generar un gran abatimiento en la curva de producción, es decir que no habrá una caída o agotamiento del recurso. En ese caso, convendría contratar el doble de equipos de perforación y terminación para pozos geotérmicos, de modo de realizar entre 5 y 6 pozos entre las estaciones de primavera y otoño. Como resultado, se podrían producir en un mismo año 30 MW y percibir de antemano los ingresos. Realizado de esta manera, la figura anterior cambiaría según lo mostrado a continuación:

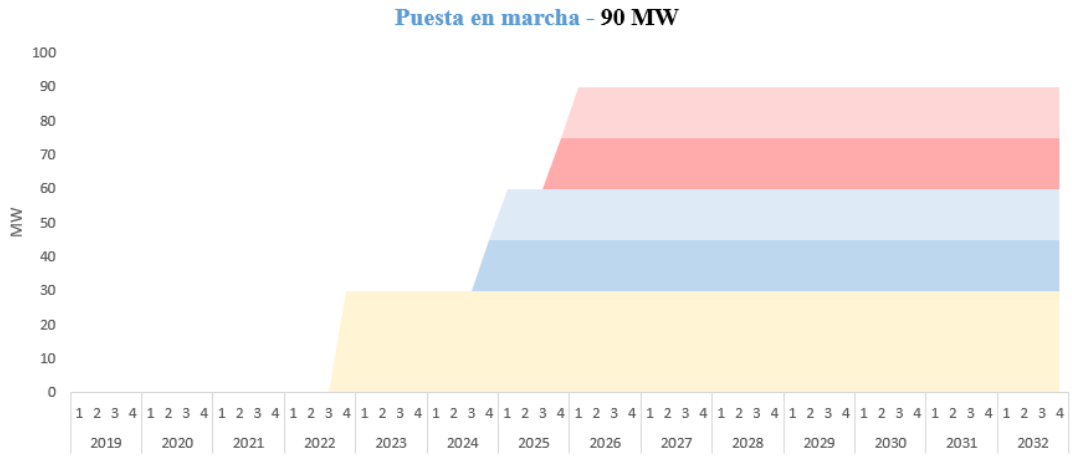


Figura 2.73.4. Gráfico realizado para este proyecto en particular de la puesta en marcha acelerada de 60 MW adicionales

Como se mencionó anteriormente y como puede observarse en el gráfico también, se perforan cinco o seis pozos en un mismo año (más los dos pozos de inyección correspondientes) y se montan los dos módulos de 15 MW cada uno, de forma paralela. De esta manera, se realiza la primer ampliación de 60 MW totales y luego la segunda de 90 MW totales.

ESTRUCTURA DE COSTOS

En esta sección, se determinarán: costos de perforación y la estructura de costos completa. Para ello se realizaron tablas con los datos de los costos y gráficos que muestran los principales drivers tanto para la instalación de los dos primeros módulos que suman 30 MW totales, como para las dos posibles ampliaciones que podrían realizarse a futuro. Por otro lado, con respecto al resumen de los costos operativos los mismos se encuentran detallados en el anexo 2.74.2.

2.74 Costos de Perforación

Para el análisis que a continuación se expone, se tuvo en cuenta el estudio de ingeniería de los pozos, las consultas de precio de mercado realizadas a empresas de OIL&GAS y la evolución del balance de línea a través de los años del proyecto.

En primer lugar, se analizaron cuáles serían los costos para la instalación de los primeros 30 MW a instalar, los mismos se detallan a continuación:

Pozos geotérmicos 30 MW					
Año	Tipo de pozos	Nombre	#	Precio por unidad [USD]	Total [USD]
2019	Pozo inyector	COP-R1	1	5.000.000	5.000.000
2020	Pozos productores	COP 5/6/7/9/10	5	5.600.000	28.000.000
2020	Pozo inyector	Adecuación COP4	1	2.000.000	2.000.000
2026	Pozo productor	COP 11	1	6.000.000	6.000.000
		Total	8 Pozos		41.000.000

Tabla 2.74.1. Costo total de los pozos geotérmicos para 30 MW

Si se realiza el promedio del costo de los pozos geotérmicos:

- Adecuación de COP 2 y COP 4 a pozo reinyector por trabajos de work-over: 200.000 USD. Es decir que en lugar de perforar los pozos desde el inicio, se arreglan los ya existentes pozos mencionados.
  Los costos de cada tipo de pozo son los siguientes:
- Pozo productor: 5.500.000 USD/pozo aproximadamente

- Pozo reinyector: 5.000.000 USD/ pozo aproximadamente

Luego, para la primera ampliación de modo de obtener 60 MW totales se muestra a continuación:

Pozos geotérmicos 60 MW					
Año	Tipo de pozos	Nombre	#	Precio por unidad [USD]	Total [USD]
2025	Pozo inyector	COP-R1	1	5.000.000	5.000.000
2025	Pozos productores	COP 12/13/14/15	5	5.600.000	28.000.000
2035	Pozos productores	COP 16/17/18/19	1	5.600.000	5.600.000
		Total	7 Pozos		35.600.000

Tabla 2.74.2. Costo total de los pozos geotérmicos para 60 MW

El siguiente cuadro indica los pozos adicionales que se tendrían que hacer si se pasa de 30 MW a 60 MW. También, se encuentra detallado el año en que debería realizarse para no perder MW de generación por el abatimiento del 2% de la curva de producción.

Finalmente, para la segunda ampliación para generar 90 MW totales, se presentan los costos a continuación:

Pozos geotérmicos 90 MW					
Año	Tipo de pozos	Nombre	#	Precio por unidad [USD]	Total [USD]
2025	Pozo inyector	Adecuación COP2	1	2.000.000	2.000.000
2025	Pozos productores	COP 12/13/14/15	5	5.500.000	27.500.000
2027	Pozos productores	COP 16/17/18/19	5	5.500.000	27.500.000
2027	Pozo inyector	COP-R4 Y R5	2	5.500.000	11.000.000
2032	Pozo productor	COP 11	2	6.000.000	12.000.000
		Total	15 Pozos		80.000.000

Tabla 2.74.3. Costo total de los pozos geotérmicos para 90 MW

Como puede observarse, el cuadro indica los pozos que tendrían que hacerse para pasar de 30 MW a 90 MW. Adicionalmente, se recomienda tener en cuenta que es conveniente perforar los nuevos pozos para levantar la producción de vapor en el mismo año que se realizan los trabajos de ampliación. Esto se debe a que se generarían grandes ahorros en cuanto a movimientos de equipos de perforación y terminación. Por ejemplo, la curva de producción marca que entre 2024 y 2025 se tendría que perforar un nuevo pozo y de tocar en ese mismo año la ampliación, se podrían utilizar los equipos para perforar los seis pozos que se necesitan y amortizar costos fijos.

2.75 Estructura de costos completa

En esta sección se procede a evaluar la estructura de la inversión para una planta de 30 MW:

Drivers Geotérmica 30 MW	
Campo	Monto [USD]
Otros	4.855.000
Infraestructura	3.400.000
Pozos geotérmicos	40.300.000
Equipo Geotérmico	69.735.299
Subestación	6.708.919
Línea AT	20.000.000
Total	144.999.218

Tabla 2.75.1. Drivers para la planta de 30 MW

Como se observa en la tabla, la inversión necesaria por kw instalado es de 4.860 USD. Este es el valor que se usa como referencia habitualmente para comparar las tecnologías. Dicho esto, los drivers para la inversión para la instalación de 30 MW totales son:

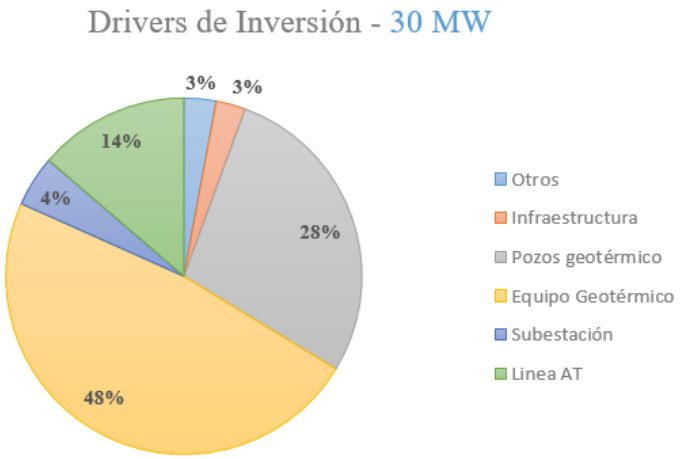


Figura 2.75.1. Gráfico realizado para este proyecto en particular sobre los drivers de la inversión para 30 MW

Lógicamente, los mayores gastos están dados en primer lugar por el equipo geotérmico, en segundo lugar los gastos que se dan por los pozos geotérmicos y en tercer lugar por la línea de AT. Los costos restantes, en comparación a los demás son más bien bajos.

Para la posterior y primera ampliación de modo de obtener 60 MW totales, se detallan los gastos en el cuadro a continuación, indicando la inversión diferencial requerida.

Ampliación a 60 MW		
Campo	**Monto (USD)**	
Otros	$	2.120.000
Infraestructura	$	910.000
Pozos geotérmico	$	37.222.476
Equipo Geotérmico	$	70.120.440
Subestación	$	6.021.919
Linea AT	$	-
Total	**$**	**116.394.835**

Tabla 2.75.2. Principales costos para la ampliación a 60 MW totales

Las principales diferencias con respecto a los gastos para 30 MW, radican en los 20 MM USD de la línea de alta tensión y gastos prorrateados de infraestructura. Dicho esto, el costo total para una planta de 60 MW se indica en el siguiente gráfico:

Inversión Total 60 MW		
Campo	**Monto (USD)**	
Otros	$	6.975.000
Infraestructura	$	4.310.000
Pozos geotérmico	$	74.444.953
Equipo Geotérmico	$	139.855.739
Subestación	$	12.730.838
Linea AT	$	20.000.000
Total	**$**	**258.316.529**
Inversión USD/kw	**$**	**4.305**

Tabla 2.75.3. Costos totales para la ampliación a 60 MW totales

Finalmente, luego de analizado todos los costos, se detallan en un gráfico a continuación los principales drivers de la inversión. Donde puede observarse nuevamente, como los tres principales gastos en orden decreciente son: equipo geotérmico, pozos geotérmico y línea de AT. Aunque los gastos de línea de AT son significativamente menores que para el caso de 60 MW ya que los mismos van a estar construidos y dimensionados para soportar ambas ampliaciones desde el inicio.

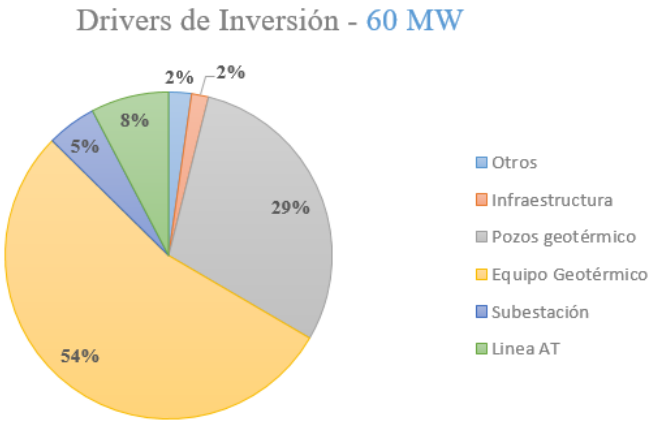


Figura 2.75.2. Drivers de inversión para 60 MW.

Siguiendo la misma lógica, se procede a analizar el caso de la segunda ampliación obteniendo 90 MW totales. Primero se procede a evaluar los costos de la ampliación:

Ampliación a 90 MW		
Campo	**Monto (USD)**	
Otros	$	3.120.000
Infraestructura	$	1.250.000
Pozos geotérmico	$	74.444.953
Equipo Geotérmico	$	139.064.607
Subestación	$	9.868.238
Linea AT	$	-
Total	**$**	**227.747.797**

Inversión Total 90 MW		
Campo	**Monto (USD)**	
Otros	$	7.975.000
Infraestructura	$	4.650.000
Pozos geotérmico	$	111.667.429
Equipo Geotérmico	$	208.799.905
Subestación	$	16.577.157
Linea AT	$	20.000.000
Total	**$**	**369.669.491**
Inversión USD/kw	**$**	**4.107**

Tabla 2.75.4. Gastos adicionales para la segunda ampliación en la que se obtienen 90 MW totales a la derecha y los gastos totales para la ampliación de 90 MW

Se puede notar como sigue bajando el indicador de Inversión [USD/kw], esto es por el prorrateo que se tiene sobre la línea de alta tensión con los kw instalados.

Y en último lugar, se presentan los drivers de la inversión para la segunda ampliación de modo de obtener 90 MW totales. Nuevamente, como en los dos casos anteriores, los gastos en orden decreciente de mayor peso dentro de los totales, son: equipo geotérmico, pozo geotérmico y línea de alta tensión.

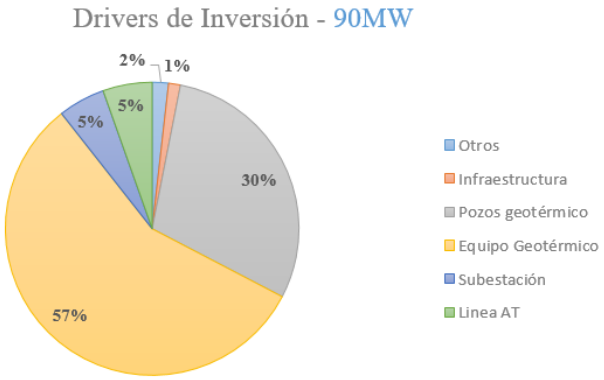


Figura 2.75.3. Gráfico de los drivers para una inversión de 90 MW

Como se puede ver, la incidencia de los costos de la línea de alta tensión baja de un 14% a 5%. También, otros costos fijos de infraestructura también bajaron de un 3% a un 1%. Y finalmente aumenta el equipo geotérmico de 48% a 57%, que a fin de cuentas es la inversión que genera valor en el proyecto.

2.76 Cronograma de Inversión

Utilizando el Gantt (figura 2.72.1) se distribuyeron los costos de cada etapa teniendo en cuenta la estructura de costos. Es importante aclarar que el análisis se realizó con el propósito de entender en qué espacio temporal se concentran más gastos.

Se puede observar como el tercer año el mayor requerimiento de inversión, ya que se concentran los gastos de tareas de drilling, construcción de línea de AT. La inversión en el equipo geotérmico tiene mayor peso durante el año 2022.

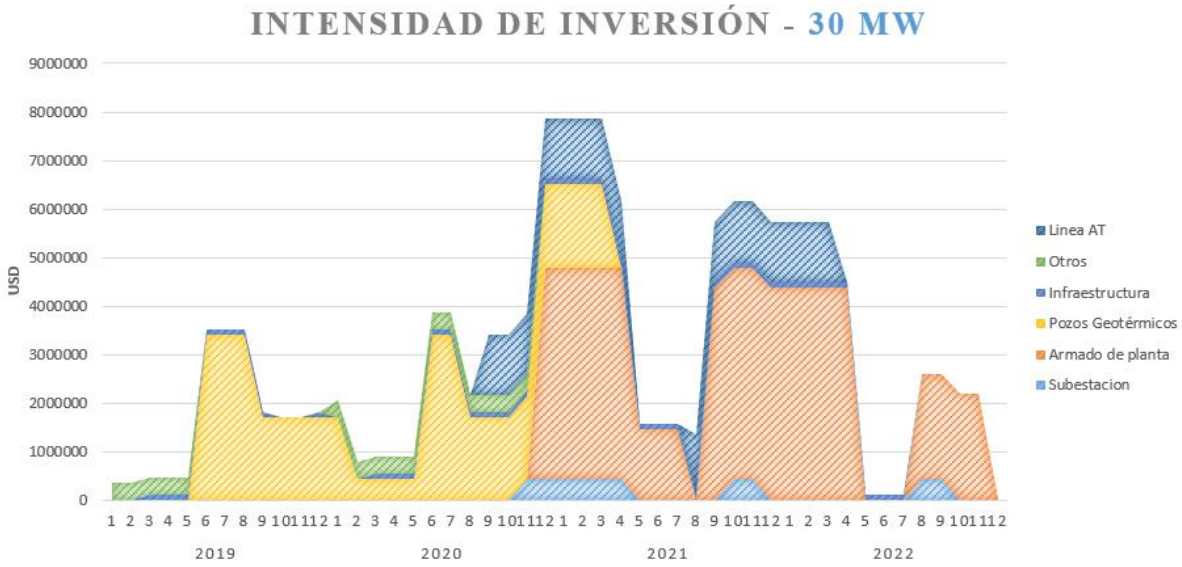


Figura 2.76.1. Gráfico del cronograma de inversión

Luego, a modo de seguir profundizando en el análisis, para los 30 MW iniciales se hizo un gráfico donde se muestra la cantidad de dinero requerida en cada etapa.

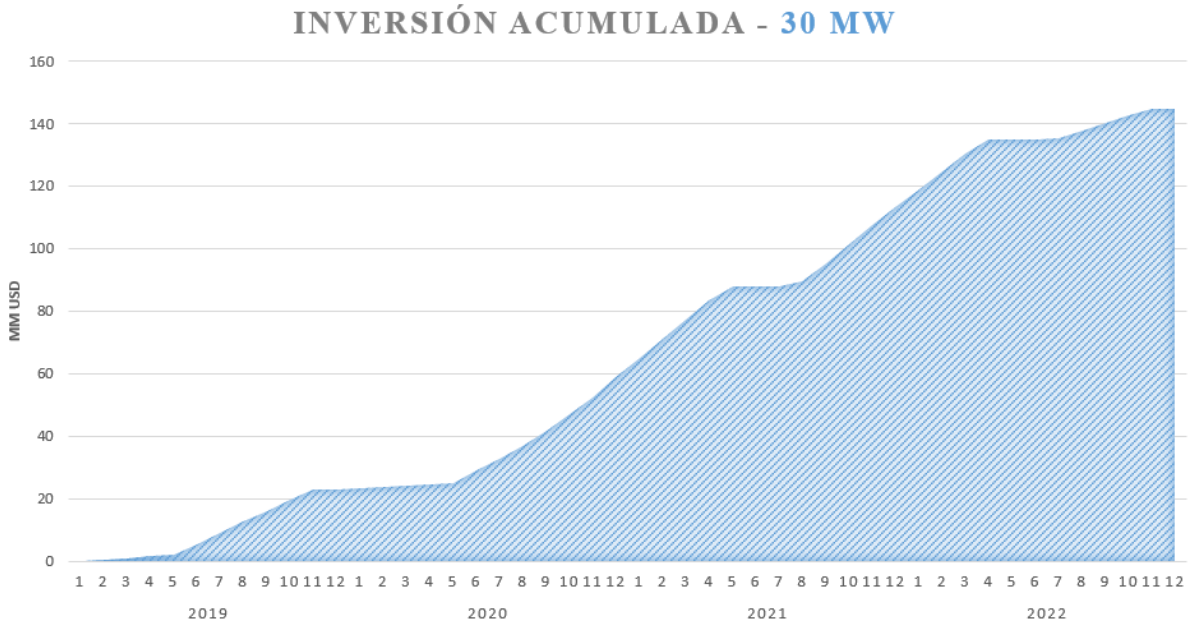


Figura 2.76.2. Gráfico del cronograma de inversión acumulada

El gráfico el acumulado de la inversión hasta llegar a los 147 millones de dólares para fines de 2022.

2.77 Resumen de costos de operación

Se recopilaron los datos del estudio de ingeniería para entender finalmente cuál es el costo de operación de la planta geotérmica.

Resumen de costos operativos - 30 MW

Concepto	Recursos	Unidad	Moneda	Costo unitario	Total
Sueldos Planta	10	Tecnicos de planta	Pesos 2018	$ 680.225	$ 6.802.250
Sueldos Pozos	4	Tecnicos de Campo	Pesos 2018	$ 874.575	$ 3.498.300
Sueldos Sub estación	3	Tecnicos Sub estación	Pesos 2018	$ 777.400	$ 2.332.200
Viaticos y Gastos del personal	14	Gastos extra	Pesos 2018	$ 420.000	$ 5.880.000
Sueldos Administración	3	Ing. + administrativo	Pesos 2018	$ 680.225	$ 2.040.675
Mantenimiento Pozos (+Servicios)	7	Por pozo/ anual	Dólares 2018	$ 120.000	$ 840.000
Insumo de Repuestos	2	Por módulo de 15 MW	Dólares 2018	$ 120.000	$ 240.000
Mantenimiento de Sub estación	1	Por subestación	Dólares 2018	$ 130.000	$ 130.000
Aditivos químicos	30	Por MW	Dólares 2018	$ 17.033	$ 689.837
Gastos Operativos	1	Generales	Dólares 2018	$ 120.000	$ 120.000
Servicios	1	Generales [Dolares]	Dólares 2018	$ 130.000	$ 130.000

Figura 2.77.1. Costos operativos para 30 MW

Si se considera la tasa de cambio nominal para 2018, los costos de O&M suman 2,88 MM USD por año.

La configuración de 30 MW tiene el mayor costo de operación por MW. Esto es por cómo se comparten algunos recursos en el caso que la planta sea más grande. Por ejemplo: personal contratado, servicios generales, mantenimientos.

Resumen de costos operativos - Diferenciales a 60 MW

Concepto	Recursos	Unidad	Moneda	Costo unitario	Total
Sueldos Planta	2	Tecnicos de planta	Pesos 2018	$ 680.225	$ 1.360.450
Sueldos Pozos	4	Tecnicos de Campo	Pesos 2018	$ 874.575	$ 3.498.300
Sueldos Sub estación	1	Tecnicos Sub estación	Pesos 2018	$ 777.400	$ 777.400
Viaticos y Gastos del personal	6	Gastos extra	Pesos 2018	$ 420.000	$ 2.520.000
Sueldos Administración	1	Ing. + administrativo	Pesos 2018	$ 680.225	$ 680.225
Mantenimiento Pozos (+Servicios)	6	Por pozo / anual	Dólares 2018	$ 120.000	$ 720.000
Insumo de Repuestos	2	Por módulo de 15 MW	Dólares 2018	$ 120.000	$ 240.000
Mantenimiento de Sub estación	1	Por subestación	Dólares 2018	$ 130.000	$ 130.000
Aditivos químicos	60	Por MW	Dólares 2018	$ 17.033	$ 1.021.980
Gastos Operativos	1	Generales	Dólares 2018	$ 120.000	$ 120.000
Servicios	1	Generales [Dolares]	Dólares 2018	$ 130.000	$ 130.000

Figura 2.77.2. Costos operativos para 60 MW

En la tabla se informan los costos operativos y recursos diferenciales para 60 MW. Si se considera la tasa de cambio nominal para 2018, los costos de O&M suman 5,18 MM USD por año para la planta complet. Se consigue prorratear el costo por MWh generado de 12,9 a 11,7.

Resumen de costos operativos - Diferenciales a 90 MW

Concepto	Recursos	Unidad	Moneda	Costo unitario	Total
Sueldos Planta	5	Tecnicos de planta	Pesos 2018	$ 680.225	$ 3.401.125
Sueldos Pozos	8	Tecnicos de Campo	Pesos 2018	$ 874.575	$ 6.996.600
Sueldos Sub estación	2	Tecnicos Sub estación	Pesos 2018	$ 777.400	$ 1.554.800
Viaticos y Gastos del personal	13	Gastos extra	Pesos 2018	$ 420.000	$ 5.460.000
Sueldos Administración	2	Ing. + administrativo	Pesos 2018	$ 680.225	$ 1.360.450
Mantenimiento Pozos (+Servicios)	12	Por pozo / anual	Dólares 2018	$ 120.000	$ 1.440.000
Insumo de Repuestos	4	Por módulo de 15 MW	Dólares 2018	$ 120.000	$ 480.000
Mantenimiento de Sub estación	1	Por subestación	Dólares 2018	$ 130.000	$ 130.000
Aditivos químicos	90	Por MW	Dólares 2018	$ 17.033	$ 1.532.970
Gastos Operativos	1	Generales	Dólares 2018	$ 120.000	$ 120.000
Servicios	1	Generales [Dolares]	Dólares 2018	$ 130.000	$ 130.000

Figura 2.77.3. Costos operativos para 90 MW

En la tabla se informan los costos operativos y recursos diferenciales para 90 MW. La O&M total considerando los 30 MW + 60 MW de ampliación queda en 7,23 MM USD anuales. Se reduce el costo por MWh generado de 12,9 a 10,8.

2.78 Conclusión

Finalmente, se destacarán las conclusiones más importantes del análisis de ingeniería realizado. En primer lugar, en cuanto a la obtención del recurso natural, se determinaron las estructuras y actividades elementales para entender el alcance de un proyecto geotérmico. Particularmente para el estudio de ingeniería sobre el diseño y ubicación óptimas de los pozos productores, se recomienda consultar los trabajos realizados en 1992 por JICA (Agencia de Cooperación Internacional de Japón) y en 2012 por SKM (Sinclair Knight Merz) citados en la bibliografía. Debido a que en los trabajos mencionados, se destinó un gran capital a realizar un trabajo completo y con la suficiente seriedad para comprobar la factibilidad del reservorio geotérmico y posibles objetivos de permeabilidad en el mismo. Para el presente estudio, fue

consecuentemente una herramienta clave para el análisis. De hecho, si no hubiera investigaciones previas realizadas como las dadas por los trabajos mencionados, el costo de exploración y desarrollo se elevaría sustancialmente.

Por otro lado, la iteración en las simulaciones y el análisis sobre la factibilidad del reservorio son una tarea crítica para comprobar que el reservorio puede brindar vapor suficiente para realizar las ampliaciones a 60 y 90 MW mencionadas a lo largo del trabajo, ya que son de suma importancia al evaluar la rentabilidad del proyecto. El análisis resultante de la estructura de costos indica que para los 30 MW iniciales la inversión por kW de potencia instalada es 4760. En cambio cuando se amplía la generación, los costos de estructura se prorratean, quedando en 4305 USD/KW para la ampliación a 60 MW y 4107 USD/kW para la ampliación a 30 MW.

Cuando se perforen los tres primeros pozos productores, se tienen que tomar las muestras necesarias para realizar nuevamente la simulación de montecarlo con los últimos datos, de modo que las curvas de probabilidad evolucionen a lo largo del tiempo, hasta que se demuestre que una nueva ampliación puede realizarse sin alterar la explotación sustentable del recurso.

Con respecto a las emisiones de dióxido de carbono, la energía geotérmica de Copahue emitirá un 31% de las emisiones por MWh generado del total que produce un generador a base de combustible fósil. Esto podría ser un punto de partida para buscar financiación por los llamados “bono de carbono”, aludiendo al concepto de energía limpia.

Como último punto a destacar, con respecto a la selección de la tecnología, lo más conveniente es el ciclo directo de condensación. Dicha conclusión fue tomada teniendo en cuenta como criterio principal el costo anualizado de utilizar ciclo flash o ciclo binario. A partir del análisis de costos se calculó que el costo de ciclo flash es menor que el de binario, aunque los costos de mantenimiento sean mayores. Otro detalle considerable es el contenido de azufre en el vapor. Dicho concentración, si bien es alta, se encuentra dentro de parámetros aceptables para el uso de la tecnología de ciclo flash. Para las plantas de ciclo flash hay un proveedor reconocido de plantas modulares, de instalación más simple, que facilitarían futuras expansiones. Teniendo varios módulos idénticos de 15 MW de potencia, se logra estandarizar y disminuir el stock de repuestos y simplificar la operación de los equipos.

2.78 Bibliografía de ingeniería

Superintendencia de Riesgos del Trabajo. (2016). *Manual de buenas prácticas.* Recuperado de https://www.srt.gob.ar/wp-content/uploads/2016/04/MBP-.-Industria-Electrica.pdf

Transener S. A. *Guía general de diseño y normas para EE.TT.* Recuperado de http://www.enre.gov.ar/web/bibliotd.nsf/ae01128cbc3c17be0325669d005bb2f0/cb875e2693a8d7d603256dcf00440fd3/$FILE/Gu%C3%ADas%20EETT-GEN-ET%20Ver%201-Definitiva.doc

EPEN. (2014). *Obra: Ampliación ET 132/33/13,2 kV Cutral Co.* Neuquén, Argentina. Recuperado de http://www.epen.gov.ar/descargas/000_ET_CCO_PLIEGO_parte_1.pdf

EPEN. *Ampliación estación transformadora Rincón 132/33/13,2 kV – 15/15/10 MVA.* Neuquén, Argentina. Recuperado de http://www.epen.gov.ar/descargas/Parte_Tecnica_-_PO_-_Cronograma_y_Curva.pdf

EPEN. (2004). *Ampliación en la ET El Trapial, ET Loma de la Lata y ET Puesto Hernández y la línea de doble terna de 132 kV Loma de la Lata – El Trapial.* Neuquén, Argentina. Recuperado de http://www.enre.gov.ar/web/bibliotd.nsf/203df3042bad9c40032578f6004ed613/52a91ea6a4c64d8f03256f0300452f03/$FILE/R%20ENRE%20507-2004anexo.pdf

Legislatura de la provincia del Neuquén. (1994). *Ley 2075.* Neuquén, Argentina. Recuperado de http://www.epen.gov.ar/archivos/leyes/Ley_2075_94.pdf

InfoLEG. (1992). *Ley 24065.* Recuperado de http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/0-4999/464/norma.htm

ENRE. (1998). *Procedimiento técnico Nº15: Habilitación de operadores.* Recuperado de https://www.enre.gov.ar/web/bibliotd.nsf/58d19f48e1cdebd503256759004e862f/12a42e859ced48ac032568fe006c7158?OpenDocument

Editores S.R.L. *Seguridad eléctrica, equipos y accesorios.* CABA, Argentina. Recuperado de http://editores-srl.com.ar/anuario/distribucion/emdesa_seguridad_electrica_equipos_y_accesorios

Consejo Federal de la Energía Eléctrica. (2005). I*nterconexión Puerto Madryn – Pico Truncado.* Chubut, Argentina. Recuperado de http://www.cfee.gov.ar/pdf_pf1/PMPT-COM-seccion-VIII.a-descripcion-general.pdf

Áreas Naturales Protegidas. Recuperado de http://www.anp.gov.ar/Copahue.html

Enríquez Harper, Gilberto. (2005). *Fundamentos de Instalaciones Eléctricas de Mediana y Alta Tensión*. México D.F, México: Limusa Noruega Editores.

Robbiati, M. (2015). *Mantenimiento en Líneas de 132 kV con Tensión.* Universidad de la fraternidad de agrupaciones Santo Tomás de Aquino, Argentina.

Gos, M. (2014). *Líneas Aéreas de Alta y Media Tensión.* Universidad Tecnológica Nacional, La Plata, Argentina.

ENRE. *Construcción y puesta en servicio de la estación transformadora las Palmas 132 KV y su interconexión con el sistema TRANSBA.* Buenos Aires, Argentina. Recuperado de http://www.enre.gov.ar/web/bibliotd.nsf/1552dbdaf650d5c303256f410044aded/28b24068acfe50ac0325700b0066446c/$FILE/r200AnexoIPliego.pdf

JICA. (1992). *The feasibility study on the northern Neuquén. Geothermal Development Project.* Neuquén, Argentina.

Asociación Electrotécnica Argentina. (2002). *Reglamentación para la ejecución de líneas aéreas exteriores. Media tensión y alta tensión.* Recuperado de http://www.enre.gov.ar/web/bibliotd.nsf/203df3042bad9c40032578f6004ed613/cd2735f597ff0ff3032576cb00729238/$FILE/r%2037%20Anexo.%20I.doc

Marziali, A. (2009). *Estudios de incorporación de la central geotérmica "Las Mellizas de Copahue" al sistema eléctrico regional.* Universidad Nacional del Comahue, Comahue, Argentina.

United Nations Framework Convention on Climate Change. (2006). *Mecanismo para un desarrollo limpio. Formulario documento de diseño de proyecto (MDL-PDD).*

Transener S. A. *Guía de diseño y normas para puesta a tierra de estaciones transformadoras.* Recuperado de https://www.enre.gov.ar/web/bibliotd.nsf/203df3042bad9c40032578f6004ed613/cb875e2693a8d7d603256dcf00440fd3/$FILE/Gu%C3%ADas%20EETT-%20P.A.T.de%20E.E.T.T.%20Ver%201-Definitiva.doc

Cámara Argentina de la Construcción. (2013). *Reducción de pérdidas en sistemas de transmisión y distribución. Beneficios económicos y ambientales.* Recuperado de http://www.camarco.org.ar/File/GetPublicFile?id=1707

Martínez Rivas, A. A., Morales Aguilar, F. D. y Portillo Hernández J. I. (2016). *Análisis del desempeño de un sistema de remoción de gases no condensables en una planta geotérmica*.

Universidad de El Salvador, Facultad de Ingeniería y Arquitectura de la Escuela de Posgrado, Argentina.

Devinney J. (2016). *Off Design Operation of Hybrid Noncondensable Gas Removal Systems for Flash Steam Cycle Geothermal Power Plants*. Project Engineer, Vooner FloGard Corporation, Charlotte NC, USA.

Asociación de Energía Geotérmica. (2018). *Geothermal Basics:Q&A*. Recuperado de: http://geo-energy.org/reports/Gea-GeothermalBasicsQandA-Sept2012_final.pdf

Hance, C. N. (2005). *Geothermal Industry Employment: Survey Results & Analysis*. Geothermal Energy Association.

CAMMESA. (2014). *Los Procedimientos - Anexo 17: Ingreso De Nuevos Agentes Al Mercado Eléctrico Mayorista*. Recuperado de: http://portalweb.cammesa.com/Documentos%20compartidos/Noticias/Documentos%20Res21/ANEXO%2017%20-%20INGRESO%20DE%20NUEVOS%20AGENTES%20AL%20MEM.pdf

Agroindustria. (1999). *DECRETO Nº 2267/1999*. Recuperado de: https://www.agroindustria.gob.ar/sitio/areas/d_gestion_ambiental/legislacion/provincial/_archivos/000005-Legislaci%C3%B3n%20Ambiental%20General/000015-Neuqu%C3%A9n/226799-dec%202267-99%20reglamenta%20ley%201875%20EIA.pdf

Gudmundur K.(2005). *The Geothermal Rankine Steam Cycle Compared to the Geothermal Flash Cycle.* World Geothermal Congress.

DiPippo R. (1997). *High-efficiency Geothermal Plant Designs*. Mechanical Engineering Department University of Massachusetts Dartmouth North Dartmouth, MA, USA

Fukuda N., Shojiro S. y Katsuki N.(2014) . *Optimum Configuration for Geothermal Power System.* 1
Mitsubishi Heavy Industries, Mitsubishi Hitachi Power Systems, Ltd, Japón.

Jalilinasrabady S. y Ryuichi I.(2012). *Flash Cycle and Binary Geothermal Power Plant Optimization*. Department of Earth Resources Engineering, Faculty of Engineering, Kyushu University, Fukuoka, Japan

Uri Kaplan. (2006). *Advanced Binary Cycles in the Geothermal Industry*. ORMAT Systems Ltd., Estados Unidos.
Delattre M. y Meziani M. (2003). *Steam Turbines for the Direct Use of High Enthalpy Geothermal Steam.* ALSTOM Power, La Courneuve, Francia.

Gray T. (2010). *Power Plant Selection in Mighty River Power Development Projects*. Mighty River Power, 160 Peachgrove Rd., Hamilton 2001, New Zealand.

Kaplan U. (2007). *Organic Rankine Cycle Configurations.* Ormat Technologies, Inc., 6225 Neil Road, Suite 300 - Reno, NV 89511-1136, USA.

Attila G., Relenyi, Ph.D., Howard R., Rosser Jr. (2017). *Sulfur Deposition in Geothermal Power Plant Cooling Systems: A Unique Form of Inorganic Fouling Having a Direct Impact on Power Generation*. AMSA, Inc., 4714 South Garfield Road, Auburn, Michigan 48611, U.S.A.

Hidayat I., Kuntoaji M. y Falah D. N. (2016). *Increased Generation Performances by Using Sulfur Dispersantin the Cooling Tower at the Wayang Windu Geothermal Power Plant (A Lesson Learned from Wayang Windu Geothermal Power Plant Operation)*. Star Energy Geothermal Wayang Windu Bandung West Java Indonesia, Indonesia.

Kolar M., Osgood S., y Echt W. (2015). *Coso Case Study: 22 Years of Reliable Sulfur Removal*. Terra-Gen Power, LLC Merichem Company.

Bombarda P.y Macchi E. (2000). *Optimum Cycles for Geothermal Power Plants*. Dipartimento di Energetica, Politecnico di Milano, Piazza L. da Vinci 32, 20133, Milano, Italy.

DiPippo R. (1997). *High-efficiency Geothermal Plant Designs*. Mechanical Engineering Department University of Massachusetts Dartmouth North Dartmouth, MA, USA.

Gudmundur K. (2005). *The Geothermal Rankine Steam Cycle Compared to the Geothermal Flash Cycle.* Reykjavik Energy, Baejarhals 1, Reykjavík, Iceland.

Ghislieri. (2012) . *Tecnología y servicios industriales tratamiento de agua de sistemas de enfriamiento*. Instituto de ingeniería química tecnología y servicios industriales, La Plata.

Proyecto geotérmico Copahue. (2011). Informe de impacto ambiental para la etapa de exploración en el área “las mellizas de Copahue”, Provincia de Neuquén

Richardson J. C. y Devinney J. (2014). *Optimization of Hybrid Noncondensable Gas Removal System for a Flash Steam Geothermal Power Plant.* Engineering Manager, Vooner FloGard Corporation Project Engineer, Vooner FloGard Corporation.

Devinney J. (2016). *Off Design Operation of Hybrid Noncondensable Gas Removal Systems for Flash Steam Cycle Geothermal Power Plants*. Project Engineer, Vooner FloGard Corporation, Charlotte NC, USA.

Kaplan U., Reiss Z. y Sullivan B. (2011). *Evaporative Cooling Enhancement at the Steamboat Complex and Condenser Performance Research and Development Efforts*. Ormat Technologies, U.S.A.

Monroy Parada A.F. (2011). *Geothermal binary cycle power plant principles, operation and maintenance*. United Nations University, Iceland.

(2017). *Acta acuerdo sindicato de luz y fuerza capital federal - (UTEDYC)*. Buenos Aires, Argentina. Recuperado de: http://data.triviasp.com.ar/files/parte4/conv36003acu72717.pdf

Sabaj Saavedra, R. F. (2015). *IMPLEMENTACIÓN DE UN MODELO A ESCALA PARA EL ESTUDIO DEL EFECTO CORONA Y MEDICIÓN DE SUS PÉRDIDAS SEGÚN DIVERSAS CONDICIONES Y CALIDAD DEL AIRE*. Universidad de Chile. http://repositorio.uchile.cl/bitstream/handle/2250/134308/Implementacion-de-un-modelo-a-escala-para-estudio-del-efecto.pdf?sequence=1

Cite Energía. *Efecto corona sobre líneas de transmisión.* Recuperado de: http://www.citeenergia.com.pe/wp-content/uploads/2016/09/paper-efecto-corona.pdf

3. CAPÍTULO ECONÓMICO-FINANCIERO

El resultado de la investigación realizada anteriormente en las secciones de Mercado e Ingeniería serán plasmadas en el análisis económico financiero. Los puntos a destacar son:

- Inversiones en activo fijo: equipo geotérmico, perforación de pozos, línea de alta tensión, subestación, obra civil.
- Costos operativos: mantenimiento y sueldos
- Legales e impositivas: regalías, impuestos y seguros.
- Proyecciones de inflación en pesos, dólares y tasa de cambio nominal
- Proyecciones de mercado para el precio monómico y precio de licitación obtenido luego de realizar el análisis de riesgos.
- Otros gastos: cierre de proyecto, ingeniería, pliego de licitación.

Adicionalmente se averiguó por un posible financiamiento a través del BID y los costos del capital propio según parámetros del mercado de energías renovables.

En cuanto a la hoja de cálculo (Excel), se decidió realizar una herramienta que sea lo suficientemente robusta para que en el estudio de riesgos se logren realizar las simulaciones con un nivel de detalle amplio sin que corra riesgos el cierre del balance y las diversas cuentas.

3.1 Inversiones

Se va a comenzar explicando la inversión en activo fijo. Se va a comparar los 30 MW iniciales con la ampliación a 60 MW

Drivers Geotérmica 30 MW		Ampliación a 60 MW
Campo	Monto [USD]	Monto [USD]
Otros	4.855.000	2.120.000
Infraestructura	3.400.000	910.000
Pozos geotérmicos	40.300.000	43.056.304
Equipo Geotérmico	69.735.299	70.120.440
Subestación	6.708.919	6.021.919
Línea AT	20.000.000	-
Total	144.999.218	122.228.663

Figura 3.1.1. Tabla con las inversiones para 30 MW y el monto adicional requerido para la ampliación a 60 MW

Los principales aumentos se observan en:

- Pozos geotérmicos: se necesita el doble de pozos geotérmicos.
- Subestación: para cada ampliación se necesitan agregar subestaciones

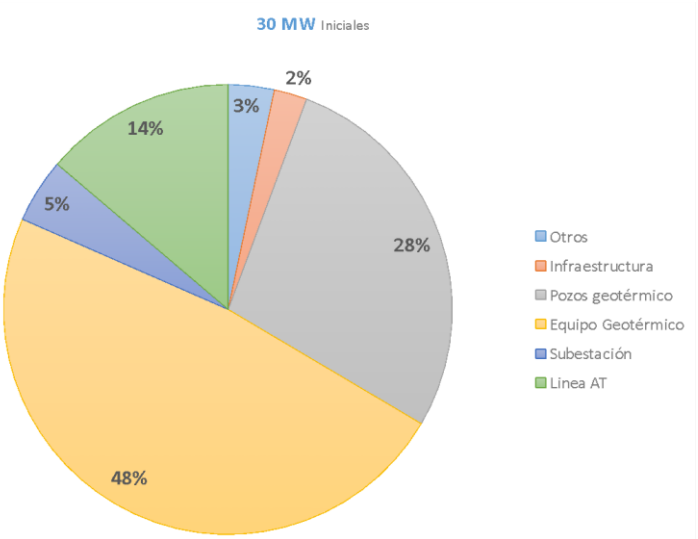


Figura 3.1.2. Gráfico de los drivers para 30 MW

Otra característica a tener en cuenta es que la mayor inversión será en equipo geotérmico.

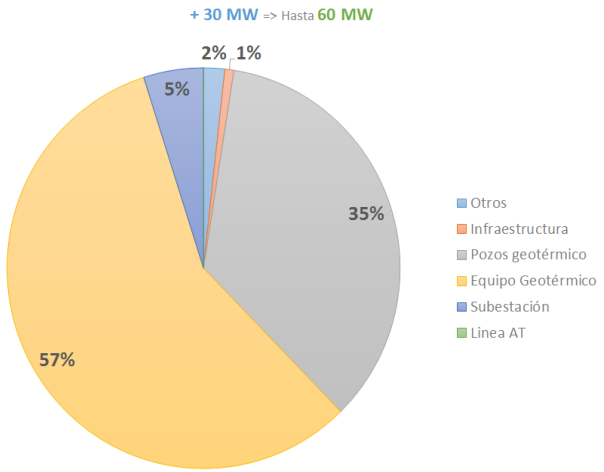


Figura 3.1.2. Gráfico de los drivers diferenciales para 60 MW

Se observa cómo al no tener inversión en la línea de AT, los porcentajes relativos aumentan para el equipo geotérmico y los pozos.

Drivers Geotérmica 30 MW		Ampliación a 90 MW
Campo	Monto [USD]	Monto [USD]
Otros	4.855.000	3.120.000
Infraestructura	3.400.000	1.250.000
Pozos geotérmicos	40.300.000	81.100.076
Equipo Geotérmico	69.735.299	139.064.607
Subestación	6.708.919	9.868.238
Línea AT	20.000.000	-
Total	144.999.218	234.402.921

Figura 3.1.2. Tabla con las inversiones para 30 MW y el monto adicional requerido para la ampliación a 90 MW

Es importante aclarar que el terreno donde se va a construir las plantas y hacer los pozos es dado en concesión por la provincia de Neuquén, por lo que no se tiene que desembolsar dinero para adquirirlo. A cambio se pagan regalías, las cuales se comentarán más adelante.

3.1.1 Variación de capital de trabajo

Se comenzará a analizar la inversión en capital de trabajo. El delta de capital de trabajo se calcula como la resta entre el año siguiente y el año actual. Este delta en pesos se puede ver en la imagen a continuación como es su distribución a lo largo de los años:

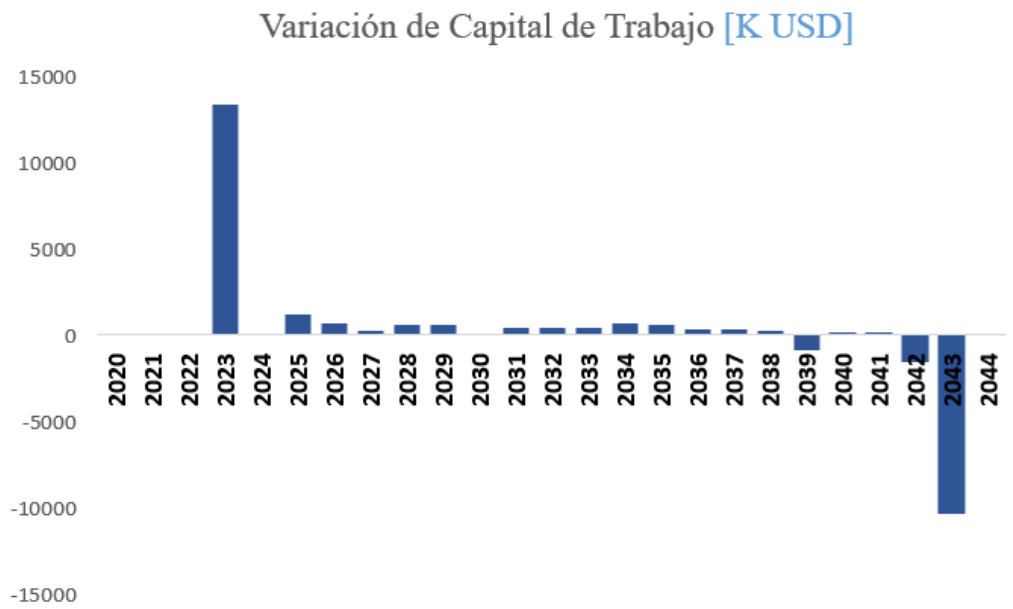


Figura 3.1.1.1. Variación del capital de trabajo año a año

En la figura 3.1.1.1, se graficó la variación de trabajo año en miles de dólares para tener un orden de magnitud respecto de las inversiones. En el primer año se requiere un total de 13 MMUSD, indicando que ese año respecto al anterior se necesitará mayor inversión en capital de trabajo. En particular, esto se ve bien marcado en el 2023 porque comienzan a percibirse los ingresos por ventas, por lo tanto, hay que comenzar a tener en cuenta también el stock de seguridad haciendo que aumente considerablemente el capital de trabajo respecto al año anterior. Por un motivo parecido, es que los últimos años comienza a ser una variación negativa, ya que se dejan de percibir ventas y por lo tanto no se debe tener un stock de seguridad.

Para la ampliación de 30 MW el proyecto finaliza en el año 2042 luego de los 20 años del contrato RenovAR, por ende se consideró el año 2043 como cierre, recuperando todo el capital de trabajo.

3.1.2 Inversiones de activo fijo

Las inversiones de activo fijo se determinaron con la estructura que se detalla abajo:

Rubro	
Total Bienes de uso	**140.144.218**
Obras civiles	3.400.000
Subestación	6.708.919
Pozos geotérmicos	40.300.000
Maquinarias y/o	65.400.000
Tuberías	1.335.299
Sistema de	3.000.000
Línea de alta tensión	20.000.000
Total Cargos diferidos o rubros	**4.778.200**
Investigaciones y estudios	578.200
Seguros	200.000
Gastos de administración e ingeniería durante la instalación	4.000.000
Total Activo fijo sin IVA	144.999.218
IVA (impuesto que excluye los terrenos)	30.449.836
Total Activo fijo con IVA	175.449.054

Tabla 3.1.2.1. Estructura de las inversiones de activo fijo

Para la construcción del flujo de fondos del proyecto, se toma que al cabo de los 20 años la planta se cierra, realizando gastos para desmontar la planta (salvo la línea de alta tensión que quedará para la provincia de Neuquén) y tapando los pozos de producción. Los valores surgen del estudio de ingeniería. En la siguiente tabla se detallan los costos:

Costos de cerrar el proyecto - 30 MW	Costo [USD]	Número de pozos	Total	Año de cierre
Abandonar cada pozo geotérmico	400.000	7	2.800.000	2043
Gastos para desmontar la planta	400.000	1	400.000	2043

Tabla 3.1.2.2. Costos de cerrar el proyecto

Estos montos corresponden a la planta de 30 MW. Adicional a esto están las indemnizaciones por el despido de los empleados, que se comentará más adelante.

En la ampliación de 60 MW se tienen que cementar otros 7 pozos productores a un costo adicional de 2.8 MM USD. Para la ampliación de 90 MW son 14 pozos adicionales a un costo total de 5.6 MM USD.

3.1.3 Inversiones acumuladas

En cuanto a las inversiones acumuladas, se realizó un gráfico que demuestra en un espacio temporal como caerían año a año según el caso base y la ampliación a 60 MW.

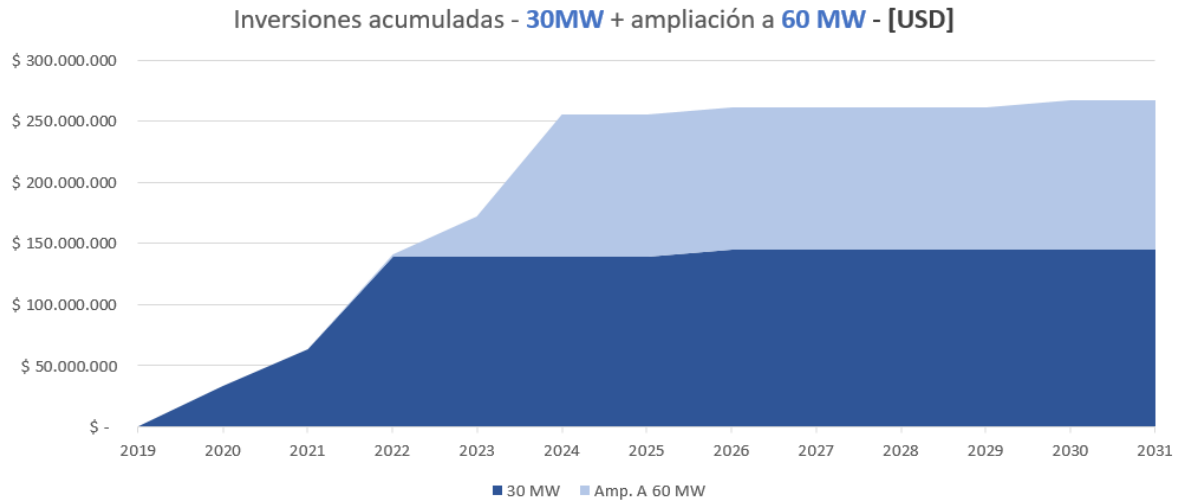


Figura 3.1.3.1. Inversiones acumuladas para 30 y 60 MW

El salto más marcado para el caso base se produce con la compra del equipamiento geotérmico en el año 2022. Lo mismo ocurre con la ampliación a 60 en el año 2024. Recordemos que estas dos ampliaciones se están analizando de forma diferencial y excluyente. Es decir, se amplía a 60 MW o 90 MW.

Se puede distinguir como en el año 2026 se realiza un pozo geotérmico para la ampliación de 30 MW, elevando el nivel de inversión en 5 MM USD. Esto es producto del resultado del balance de línea, cuando se analizó la curva de depreciación de producción de vapor de los pozos geotérmicos. Lo mismo ocurre en el año 2030 con la ampliación de 60 MW y en el 2031 con la ampliación de 90 MW.

3.1.4 Puesta en marcha

Los gastos de puesta en marcha corresponden a los necesarios para poder comenzar a operar la planta. Los gastos se contemplan dentro del concepto de "ingeniería" estimado en 3 millones de dólares. Aunque el armado del sistema - Equipo geotérmico, subestación y Línea en AT presupone la conexión entre todos los elementos.

Los gastos de puesta en marcha se consideran dentro del concepto de "ingeniería" ya que incluye el ensayo de producción que determina parte de los requerimientos que se necesitan para poner en operación la planta en el año 2023.

3.1.5 Amortizaciones

Debido a las condiciones del plan RenovAR para las energías renovables, uno de los beneficios que ofrece es la amortización acelerada. La amortización acelerada es un incentivo fiscal que permite amortizar los activos de forma más rápida. Dicha amortización ayuda a tener menos carga impositiva los primeros años del proyecto donde los gastos mayores, haciendo más viable el proyecto. Otro beneficio de la amortización acelerada es que el valor a amortizar sufre menos impacto contra la devaluación de la moneda.

Desde la AFIP se obtuvo la vida útil contable para los distintos activos y con el valor original del activo se puede obtener en cuánto se amortizará por año. La fórmula para calcular las amortizaciones es la siguiente:

$$Amortizaciones = \frac{Valor\ original - Valor\ residual}{Vida\ útil} \quad (3.1.5.1)$$

Para este proyecto debido a que los activos serán muy difícil de revender al final de su vida útil se asumió que ningún activo cuenta con valor residual. Un detalle a mencionar es que todos los cálculos se realizaron en dólares debido a que para acceder al beneficio de las amortizaciones aceleradas la declaración de los activos debe realizarse en dicha moneda.

A continuación se encuentran las tablas con la vida útil de los distintos segmentos de activos y el monto de la amortización anual que tienen los activos principales del proyecto.

Activo	Vida útil [Años]	Valor original total [USD]	Amortización anual [USD]
Pozos geotérmicos año 1	20	25.600.000	1.280.000
Pozos geotérmicos año 2	20	12.800.000	640.000
Pozo geotérmico 2026	20	6.500.000	325.000
Equipo geotérmico	20	32.700.000	1.635.000
Sistema de Extracción de gases	20	1.500.000	75.000
Casa de máquinas	20	2.400.000	120.000
Infraestructura	30	2.000.000	66.667
Obra civil subestación	30	2.187.000	72.900
Subestación	20	4.521.919	226.096
Línea de AT	20	20.000.000	100.000

Tabla 3.1.5.1. Amortización de los activos sin beneficio

En la tabla figuran las inversiones y amortizaciones en dólares debido a que para el pliego se llena un formulario con dicha información en dólares pero la amortización se realiza en pesos argentinos empezando desde que se hace la inversión. De esta forma las "cuotas" anuales quedarían fijas en pesos.

Según el pliego de RenovAR la reducción de años a amortizar depende del tipo de activo. A continuación se puede observar cómo resulta la vida útil contable luego del beneficio y cómo resultaría la amortización para cada activo:

Activo	Vida útil acelerada [Años]	Valor original total [USD]	Amortización acelerada anual [USD]
Pozos geotérmicos año 1	14	25.600.000	1.828.571
Pozos geotérmicos año 2	14	12.800.000	914.286
Pozo geotérmico 2026	14	6.500.000	464.286
Pipelines	14	1.335.300	95.379
Equipo geotérmico	14	32.700.000	2.335.714
Sistema de Extracción de gases	14	1.500.000	107.143
Casa de máquinas	21	2.400.000	114.286
Infraestructura	21	2.000.000	95.238
Obra civil subestación	14	2.187.000	156.214
Subestación	14	4.521.919	322.994
Línea de AT	14	2.000.000	142.857

Tabla 3.1.5.2. Amortización de los activos con amortización acelerada.

Si el activo es de infraestructura se reduce el tiempo de amortización, la vida útil contable, a un 70% como mínimo (por ejemplo si la vida útil del equipo es de 10 años se reduce

a 7 años). En cambio para los bienes muebles la vida útil contable se reduce a 3 años. Debido al tamaño y estructura que requieren los equipamientos geotérmicos más importantes para la mayoría de ellos se los categorizó como un activo de infraestructura.

3.2 Gastos operativos

En las siguientes tablas se pueden observar los gastos operativos que tiene la planta.
Incluye los sueldos, viáticos y todo lo relacionado a los mantenimientos. Dichos gastos son aproximadamente un 10% de la facturación.

Gastos Operativos Anuales - 30 MW						
Concepto	Categoría	Recursos	Unidad	Costo	Total	Monto a tabla
Sueldos Planta	Tecnicos de planta	10	Pesos	680.225	6.802.250	6.802.250
Sueldos Pozos	Tecnicos de campo	4	Pesos	874.575	3.498.300	3.498.300
Sueldos Sub estación	Tecnicos subestación	3	Pesos	777.400	2.332.200	2.332.200
Viaticos y Gastos del personal	Gastos extra	14	Pesos	420.000	5.880.000	5.880.000
Sueldos Administración	Ing. + administrativo	3	Pesos	680.225	2.040.675	2.040.675
Mantenimiento Pozos (+Servicios)	Por pozo / anual	7	USD	120.000	840.000	840.000
Insumo de Repuestos	Por módulo de 15 MW	2	USD	120.000	240.000	240.000
Mantenimiento de Sub estación	General	1	USD	130.000	130.000	130.000
Aditivos químicos	Por MW	40,5	USD	17.033	689.837	689.837
Gastos Operativos	General	1	USD	120.000	120.000	120.000
Servicios	General	1	USD	130.000	130.000	130.000

Tabla 3.2.1. Gastos operativos anuales para 30 MW

Gastos Operativos Anuales - 60 MW Diferencial						
Concepto	Categoría	Recursos	Unidad	USD / Recurso	Total	Año qué aplica
Sueldos Planta	Tecnicos de planta	2	Pesos	680.225	1.360.450	2023
Sueldos Pozos	Tecnicos de campo	4	Pesos	874.575	3.498.300	2023
Sueldos Sub estación	Tecnicos subestación	1	Pesos	777.400	777.400	2023
Viaticos y Gastos del personal	Gastos extra	6	Pesos	420.000	2.520.000	2023
Sueldos Administración	Ing. + administrativo	1	Pesos	680.225	680.225	2023
Mantenimiento Pozos (+Servicios)	Por pozo / anual	6	USD	120.000	720.000	2023
Insumo de Repuestos	Por módulo de 15 MW	2	USD	120.000	240.000	2023
Mantenimiento de Sub estación	General	1	USD	130.000	130.000	2023
Aditivos químicos	Por MW	40,5	USD	17.033	689.837	2023
Gastos Operativos	General	1	USD	120.000	120.000	2023
Servicios	General	1	USD	130.000	130.000	2023

Tabla 3.2.2. Diferenciales de gastos operativos para expansión a 60 MW

Gastos Operativos Anuales - 90 MW Diferencial						
Concepto	Categoría	Recursos	Unidad	USD / Recurso	Total	Año qué aplica
Sueldos Planta	Tecnicos de planta	5	Pesos	680.225	3.401.125	2023
Sueldos Pozos	Tecnicos de campo	8	Pesos	874.575	6.996.600	2023
Sueldos Sub estación	Tecnicos subestación	2	Pesos	777.400	1.554.800	2023
Viaticos y Gastos del personal	Gastos extra	13	Pesos	420.000	5.460.000	2023
Sueldos Administración	Ing. + administrativo	2	Pesos	680.225	1.360.450	2023
Mantenimiento Pozos (+Servicios)	Por pozo / anual	12	USD	120.000	1.440.000	2023
Insumo de Repuestos	Por módulo de 15 MW	4	USD	120.000	480.000	2023
Mantenimiento de Sub estación	General	1	USD	130.000	130.000	2023
Aditivos químicos	Por MW	81	USD	17.033	1.379.673	2023
Gastos Operativos	General	1	USD	120.000	120.000	2023
Servicios	General	1	USD	130.000	130.000	2023

Tabla 3.2.3. Diferenciales de gastos operativos para expansión a 90 MW

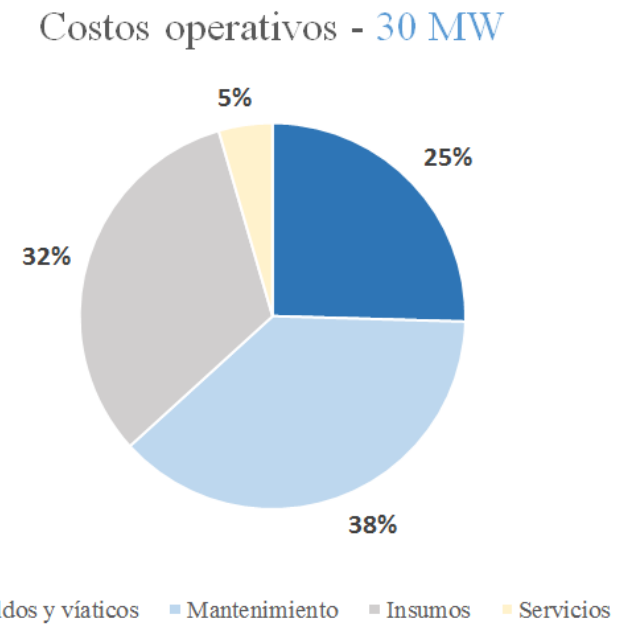


Figura 3.2.1. Drivers de gastos operativos

A partir de la figura 3.2.1. se observa como los mantenimientos son la mayor parte de los costos, seguido de los insumos. Tiene sentido que los sueldos y viáticos sean un porcentaje menor a los otros 2 ya que hay poco personal en la planta. Para la configuración de 60MW y 90MW la proporción de los gastos operativos es parecida.

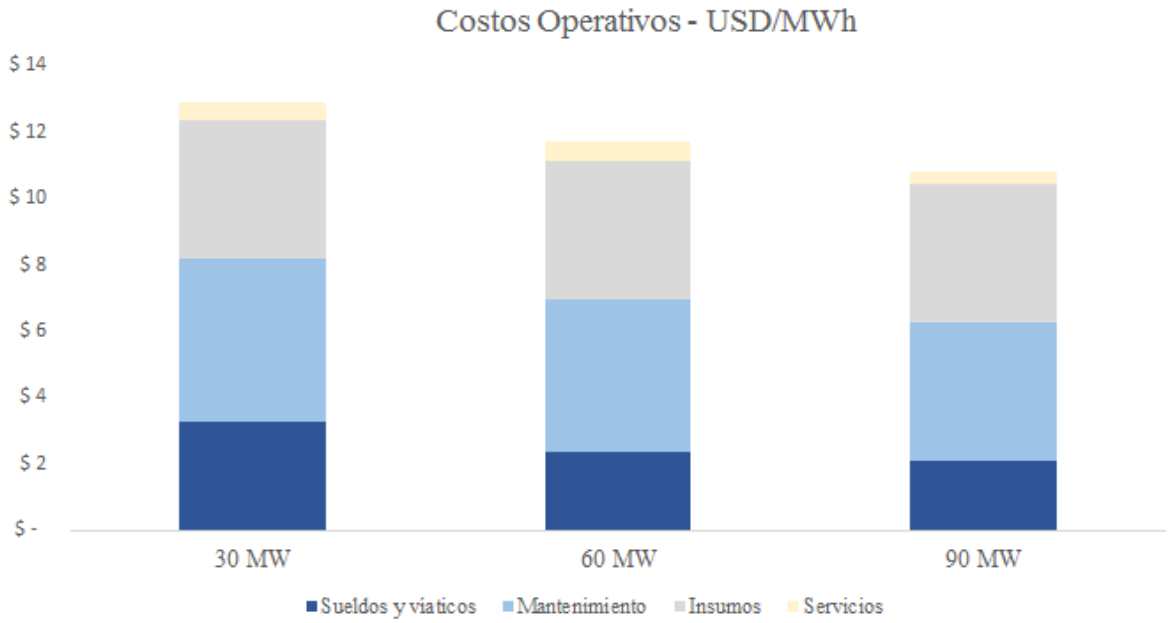


Figura 3.2.2. Costos operativos para las configuraciones

Existe un prorrateo de los gastos operativos sobre MWh producido a medida que la planta se agranda, esto es debido a que tanto los esfuerzos del personal, spend en servicios y spare parts se comparte mejor por tener mayor masa crítica.

Los insumos químicos son proporcionales a los MWh generados y el mantenimiento de pozos geotérmicos aumentan linealmente con la cantidad de pozos, por ende estos dos campo no se prorratean en el caso de una ampliación.

Para los 30 MW iniciales, el costo operativo se encuentra en 12,9 USD/MWh, para los 60 MW baja a 11,7 USD / MWh y si se amplía a 90 MW sería 10,8 USD/MWh.

3.2.1 Mano de obra directa

El personal necesario para la realización de este proyecto se divide principalmente en personal de planta y en personal de la subestación eléctrica, además del personal administrativo, indispensable para llevar a adelante cualquier emprendimiento. En la siguiente tabla se observan los valores de los salarios del personal, según su clasificación.

Sueldos [Pesos 2018]	Sueldo Mensual Bruto [Pesos 2018]	Cargas sociales	Beneficios	Meses [con Aguinaldo]	Costo anual por empleado [Pesos 2018]
Personal de Planta	35.000	1,3	1,15	13	680.225
Personal de Campo	45.000	1,3	1,15	13	874.575
Personal Subestación	40.000	1,3	1,15	13	777.400
Personal Administrativo	35.000	1,3	1,15	13	680.225

Tabla 3.2.1.1. Sueldos del personal del proyecto

Para calcular los gastos laborales, se debe tener en cuenta que al salario se le agrega el 30% por cargas sociales. Como en este caso los empleados deben vivir en un lugar alejado y por determinados momentos al año, deben trabajar en circunstancias adversas, se les considera un 15% de incremento como beneficio. A su vez, se tienen en cuenta gastos extra como los viáticos y gastos generales del personal. A continuación se observa cuántos empleados de cada sector se necesitan y sus respectivos gastos:

Concepto	Categoría	Recursos	Unidad	Costo	Total
Sueldos Planta	Técnicos de planta	10	Pesos	680.225	6.802.250
Sueldos Pozos	Técnicos de campo	4	Pesos	874.575	3.498.300
Sueldos Sub estación	Técnicos subestación	3	Pesos	777.400	2.332.200
Viaticos y Gastos del personal	Gastos extra	14	Pesos	420.000	5.880.000
Sueldos Administración	Ing. + administrativo	3	Pesos	680.225	2.040.675

Tabla 3.2.1.2. Sueldos del personal del proyecto

Resumiendo, el gasto general de la mano de obra suma un total de $20.553.425 en pesos de 2018.

Como el proyecto al cabo de los 20 años se termina, la mano de obra debe ser indemnizada. Para calcularlo, no se consideran las cargas sociales y se asume que los trabajadores son los mismo durante los 20 años, por lo que el monto va a ser 20 sueldos para cada uno de los empleados, llevado a pesos de 2043 para el caso de los 30 MW, pesos de 2045 para 60 MW y pesos del 2046 para la ampliación de 90 MW.

3.2.2 Insumos y mantenimiento

Como fue mencionado en el análisis de ingeniería, debido a que la planta se mantiene en funcionamiento permanentemente, es necesario hacer mantenimientos rutinarios. Estos mantenimientos se harán con mayor o menor frecuencia según la potencia instalada, tomándose como costos variables.

Los principales costos relacionados a estas tareas de mantenimiento son los distintos químicos para prevenir el ataque que provoca el azufre contenido en el vapor sobre la turbina y distintos repuestos que deben cambiarse cada cierta cantidad de tiempo para evitar roturas mayores. La realización de dichas actividades se ven reflejadas como parte del gasto operativo de la planta.

Insumos	Costo [USD/MW]
Aditivos químicos	17.033
Repuestos	8.000

Tabla 3.2.2.1. Insumos y mantenimiento.

3.2.3 Otros gastos de producción

Como el producto final de las instalaciones es energía, se utiliza esto para abastecerse de forma tal de poder realizar todos los procesos de la planta. Los consumos energéticos fueron detallados anteriormente en el balance energético de la planta. Se cuenta con un generador de backup que se activa en caso de tener las turbinas fuera de servicio, cuya función principal es calefaccionar y para hacer operaciones de mantenimiento.

A estos gastos se le adicionan los de mantenimiento que, como se comento anteriormente, permiten que la planta funcione y representan el 38% del total (según la figura 3.2.1).

3.3 Gastos administrativos y de comercialización

La planta tiene una pequeña área administrativa que se compone de 3 personas: 2 administrativos y un ingeniero, como se muestra en la tabla 3.2.1.2. Sin embargo, este gasto es muy pequeño en comparación a los impuestos nacionales y provinciales que afectan al proyecto. A continuación se los nombra:

3.3.1 Impuestos

Tanto para la de 30 MW como para la de 60 MW y 90 MW, los impuestos son los mismos, pero cambia el monto a pagar.

Impuesto al Valor Agregado (IVA)

El IVA es un impuesto indirecto que está presente en la venta y compra de bienes o servicios y en las inversiones, por ejemplo inmuebles. La tasa puede ser 10,5% para el caso de los componentes importados y 21% para los insumos nacionales. Existen otros tipos de alícuotas, pero al no estar relacionadas con el proyecto no se analizarán.

Impuesto a las Ganancias (IG)

Este impuesto es un porcentaje de los ingresos percibidos por la empresa. Es el 35% de dichos ingresos y resultan a grandes rasgos de sustraer de las ventas los costos, intereses e impuestos y sobre ese resultado se aplica el impuesto.

Para el proyecto, el IG se pagará a partir del año 2023, ya que ahí es cuando se empezará a producir energía.

Ingresos Brutos

Es un impuesto provincial, por lo que se analizará en particular a la provincia de Neuquén y se calcula como el 3% sobre la facturación.

Al igual que con el impuesto a las ganancias, se comenzará a pagar a partir del 2023.

Regalías al Ministerio e Inspección del Pliego

En cuanto a las regalías, éstas las recauda el Ministerio de Energía y Minería de Neuquén ya que es un impuesto provincial y son del 1% de la facturación.

Por otro lado, el costo de inspección del pliego lo impone la provincia acerca de la concesión de la para explotar la geotermia. En realidad es como la regalía del Ministerio pero lo recauda la provincia. Es similar a un impuesto provincial.

Impuesto a las ganancias mínimas presuntas

Este impuesto es adicional al IG y es del 1% de la base de los activos de la compañía. Sin embargo, el proyecto está exento de este impuesto, ya que se deroga a partir de 2019. Igualmente el proyecta hubiera estado exento de dicho impuesto por uno de los beneficios del plan RenovAR.

Impuesto al cheque

El impuesto al cheque afecta a los créditos y débitos de las cuentas bancarias, con una alícuota del 0,6% en cada caso. A fines prácticos, para el proyecto se tomó que era 1,2% y que se tributa sobre la facturación e inversiones en activos fijos.

3.4 Beneficios impositivos de los proyectos de inversión

Gracias al plan de RenovAR, el proyecto cuenta con algunos incentivos fiscales. Algunos de ellos son:

- Amortización acelerada
- Devolución anticipada del IVA
- Extensión a 10 años en la duración de los quebrantos positivos
- Deducción de la carga financiera en el impuesto a las ganancias.

3.5 Sistema de costos

Se decidió utilizar sistema directo de costeo. Cabe resaltar, que al no tener stock de producto terminado de todas formas no hubiera habido variación significativa en caso de haber utilizado el sistema de costeo por absorción.

Con respecto a los costos, en general algunos fueron tomados inicialmente en pesos y otros en dólares. Esto se debe a que algunos costos tales como los aditivos químicos y sueldos se consideran en pesos por comprarse en el local y los otros de petróleo se toman en general en dólares. Para aquellos gastos en dólares, se tuvo la tasa de cambio y la inflación en dólares en cambio para aquellos costos que fueron tomados en pesos inicialmente se tuvo en cuenta la tasa de inflación en pesos únicamente, es decir que solo se vio afectada por un único factor.

3.6 Estructura de costos

Anteriormente se analizaron los costos operativos del proyecto, en este apartado de va a observar el cuadro de resultados y desglosar los conceptos hasta el EBIT.

Se va a agrupar el cuadro de resultados en 4 grupos:

- Impuestos y Regalías
- Sueldos y Administración
- Mantenimiento e insumos
- Amortizaciones

Se tomó un año operativo en pesos

Concepto	Egresos año 2024 [AR$]	%	Fijo o Variable
Impuestos y Regalias	$ 188.345.560	16%	Variable con nivel de venta e inversión
Sueldos y Administrativos	$ 43.881.338	4%	Fijos
Mantenimiento e Insumos	$ 222.438.021	19%	Fijos y Variables con producción
Amortizaciones	$ 734.510.033	62%	Fijos
Total	**$ 1.189.174.951**		

Figura 3.6.1. Estructura de los costos de la planta de 30 MW en pesos en el año 2024

Como se puede ver en la figura 3.6.1, el gasto administrativo es despreciable frente a los otros, siendo el más grande el nivel de amortización que tiene el proyecto, lo cual es lógico por el alto nivel de inversión que tiene este proyecto.

En el concepto de Impuestos y Regalías está involucrado el impuesto al cheque, que es variable con la inversión en activo fijo que tiene el proyecto.

3.7 Equilibrio de producción y Económico

Como este proyecto de inversión se realiza en marco de una licitación, se determinó luego del análisis de riesgo que el precio conveniente a licitar es 122 USD/MWh para que el valor esperado del VAN sea positivo. Por este motivo se va a desarrollar los siguientes puntos teniendo en cuenta este precio.

Se realizó el cálculo del equilibrio de producción para el año 2024 teniendo en cuenta, para ello se decidió listar todos los costos y ver cuáles serían los fijos y cuáles los variables respecto al nivel de producción. En el caso de costos variables se prorratean para los 30 MWe.

Concepto	Pesos del año 2024
Facturación	2.513.191.894
Gastos variables por producción	278.600.278
Gastos fijos	877.212.925
Variables con facturación	169.976.412
Amortizaciones	719.517.433

Tabla 3.7.1. Gastos fijos y variables en pesos, al año 2024.

Como gastos fijos se consideraron: los gastos de MOD, el mantenimiento de los pozos, el mantenimiento de la subestación, los servicios y amortizaciones. Dentro de los gastos variables se tomaron: insumo de repuestos, aditivos químicos, gastos operativos, regalías, costo de inspección e impuestos.

Teniendo en cuenta estos datos, se calculó el punto de equilibrio con el EBIT para el año 2024 siendo éste el año en el que la planta de generación comienza a estar en régimen. A continuación se muestra una figura que resume el análisis:

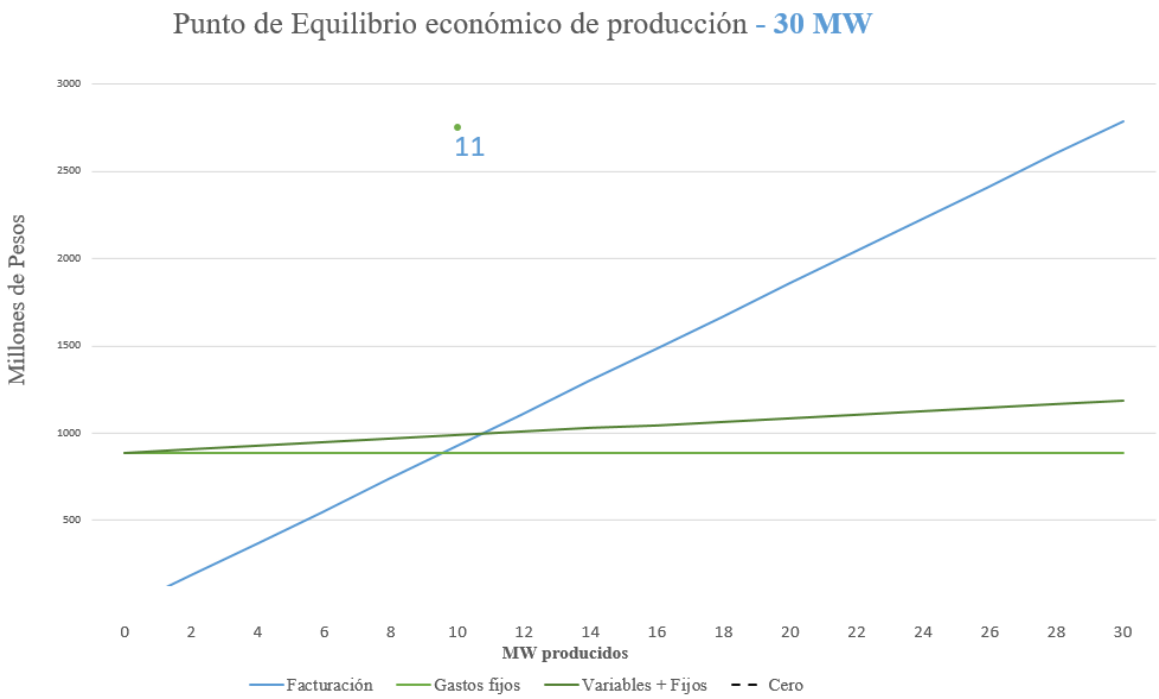


Figura 3.7.2. Gráfico que indica el punto de equilibrio

Como puede observarse en el gráfico, se ve que el punto de equilibrio se alcanza en los 11 MW, que es el punto mínimo a partir del cual se pueden cubrir los costos totales (fijos más variables) sin considerar el financiamiento, pero sí considerando las amortizaciones.

En el siguiente gráfico se puede observar cómo es la composición de los costos al año 2023:

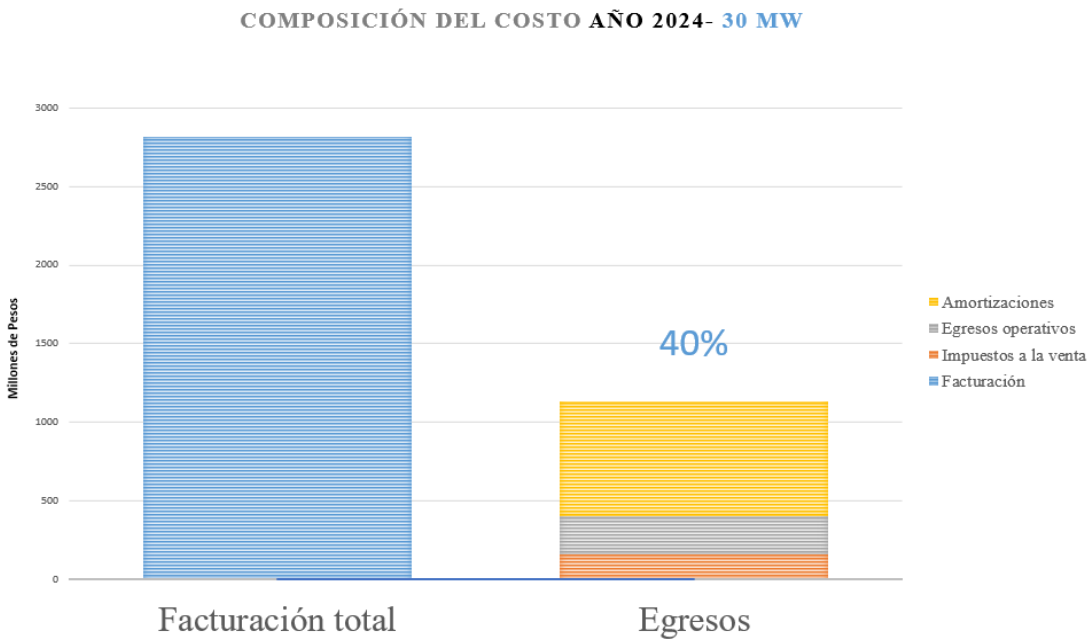


Figura 3.7.3. Composición de los costos para el año 2024

La figura 3.7.3 demuestra que gran parte de los costos son las amortizaciones.

Por otro lado se determinó el punto de equilibrio para que el Flujo de Fondos del proyecto, este valor es importante para entender a qué precio de facturación la planta puede seguir operando, este cálculo no tiene en cuenta las amortizaciones (por ser el FF del proyecto).

Se realizó teniendo como base el año 2024:

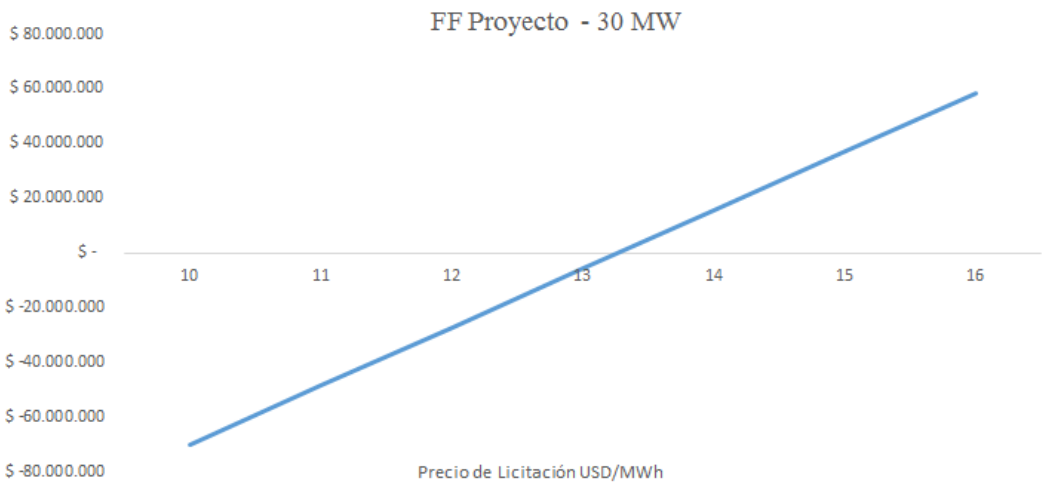


Figura 3.7.4. Punto de equilibrio con el FF del proyecto

La geotermica se caracteriza por poder operar a costos muy bajos, por este motivo se puede llegar a la conclusión de que la planta va a poder seguir generando ingresos incluso yendo a través del MEM a un precio por MWh de 75 USD aproximadamente. No obstante, recién a 122 USD /MWh el proyecto se va a lograr repagar financieramente.

El punto de equilibrio con el FF del proyecto da para 30 MW - 13 USD/MWh. Con las mismas lógicas se realizó el cálculo para 60 MW y 90 MW dando como resultado:

- Planta de 60 MW: Punto de equilibrio con el FF del proyecto - 12 USD/MWh
- Planta de 90 MW: Punto de equilibrio con el FF del proyecto - 11 USD/MWh

En conclusión, si por alguna razón el precio de venta de la energía es más bajo que estos valores presentados, lo recomendable es dejar de operar y abandonar el proyecto. Ya que es un punto de inflexión donde se va a tener que poner dinero propio para seguir produciendo energía.

Por último se calculó el punto de equilibrio del EBIT, donde se incluyen las amortizaciones, pero no se toca temas relacionados al financiamiento.

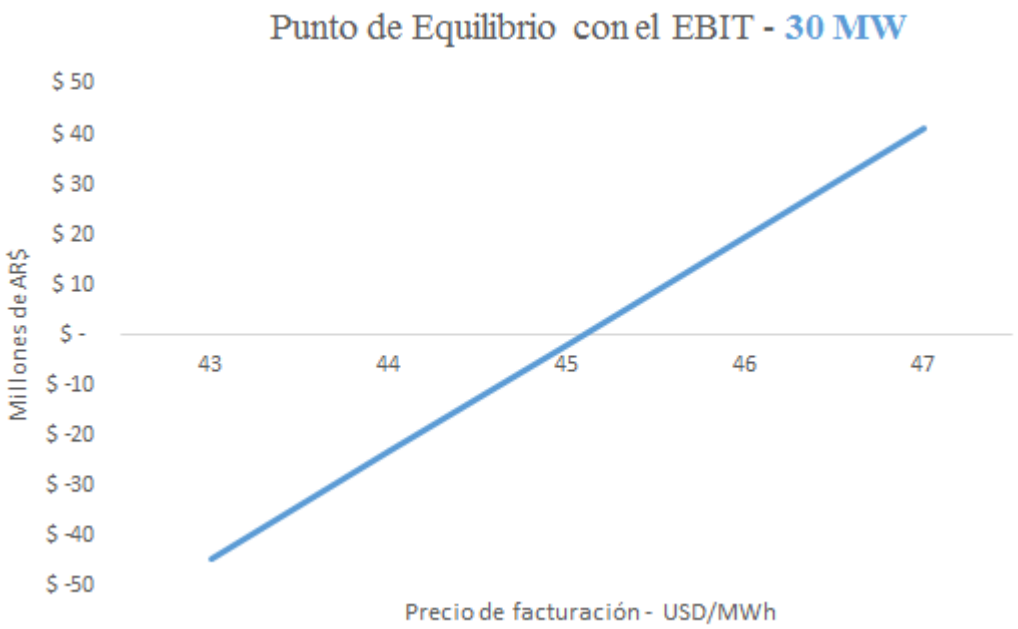


Figura 3.7.5. Gráfico que indica el precio de equilibrio con el EBIT

A partir de 46 USD/MWh es posible hacer frente con los costos de operación y a su vez garantizar el repago de la inversión (sin descontar). Luego de los 20 años, el proyecto logró devolver el monto de dinero que se puso en los pozos, equipamientos y linea de AT.

Este valor cambia significativamente cuando se trata de las ampliaciones, ya que el monto que tiene la línea de AT se atenúa entre las inversiones totales de 60 MW o 90 MW.

Para la planta de 60 MW el punto de equilibrio con el EBIT es 43 USD/MWh y para la configuración de 90 MW - 41 USD/MWh.

3.8 Valuación de inventarios

Al no tener stock de producto en tránsito o de producto terminado, generalmente los inventarios de las plantas de energía son principalmente insumos. En la tabla 3.8.1 se expone la valuación de los inventarios:

Repuestos	Stock de Seguridad [USD]	Año de Inversión SS	Consumibles por año promedio [USD]
30 MW	196.200	2023	240.000
60 MW	67.000	2025	240.000
90 MW	90.000	2026	480.000
Insumos químicos (2 meses de cobertura)	**Stock de Seguridad [USD]**	**Año de Inversión SS**	**Consumibles por año promedio [USD]**
30 MW	114.973	2023	689.837
60 MW	114.973	2025	689.837
90 MW	229.946	2026	1.379.673

Tabla 3.8.1. Valuación de inventarios en USD

Se ve que el stock de seguridad de los repuestos a medida que aumenta la pontencia de la planta, disminuyen. Esto se debe a que las ampliaciones se ven de forma diferencial, entonces para el doble de potencia necesito menos cantidad de stock adicional (no el doble de stock). Por ejemplo, para la planta de 60 necesitaría en total 263.200 USD.

Sin embargo, para el caso de los insumos se necesita el doble o más para cada ampliación, visto de forma diferencial.

3.9 Plazo de pago en RenovAR y MEM

Las políticas de pago del MEM y de RenovAR difieren entre sí. El MEM posee una política de pagos más alargados que el plan RenovAR. Si bien en teoría deberían pagar a 60 días, en la práctica actualmente pagan con aproximadamente 4 meses de demora por problemas propios de administración. Por su parte, RenovAR paga a 30 días en teoría, pero en la práctica paga con 2 meses de retraso. Un análisis más exhaustivo será realizado a la hora de estudiar los riesgos del proyecto.

Más adelante en el análisis de la caja mínima, se va a considerar el impacto que tienen estos plazos de pago en el dinero que el proyecto tiene que tener parado. Y finalmente en el análisis de riesgos se demuestra que esta variable es una de las más importantes a tener en cuenta por el impacto que produce sobre la rentabilidad del proyecto.

3.10 Financiación y aporte de capital

El financiamiento proviene de una entidad externa, más específicamente del Banco de Desarrollo Interamericano (BID). Se eligió este banco porque suelen apoyar este tipo de proyectos de energía geotérmica y además tienen una amplia experiencia financiandolos.
El monto del préstamo es de 70.000.000 USD aproximadamente, sujeto a una Tasa Nominal Anual en dólares (TNA) del 9%. El estilo del préstamo es francés, a pagarse durante 20 años. Dicho préstamo se tomará en el año 2022. La razón del monto a pedir se debe a que en ese año se compra todo el equipo geotérmico y se necesita capital.

Que el banco otorgue un préstamo a largo plazo es fundamental para este proyecto, ya que los plazos de repago superan los 17 años.

	2.022	2.023	2.024	2.025	...	2.042
Préstamo	5.274.058.246	0	0	0	...	0
Pago cuota	0	(593.685.237)	(629.322.830)	(653.310.810)	...	(816.373.046)
Intereses	0	(466.311.134)	(483.501.138)	(489.820.414)	...	(60.472.077)
Amortización deuda	0	(127.374.103)	(145.821.692)	(163.490.396)	...	(755.900.969)
Valor de la deuda	5.274.058.246	5.701.515.070	5.897.942.532	5.959.264.780	...	(0)
Ahorro IG	0	163.208.897	169.225.398	171.437.145	...	21.165.227
Flujo de Fondo de la Deuda	5.274.058.246	(430.476.340)	(460.097.431)	(481.873.665)	...	(795.207.819)
Tasa de Cambio a la cual pido	48	48,2	48	48		48
A cambio original	0	-115249822,1	-124469807,9	-134427392,6		-497383779,5
Lo que pago	0	(127.374.103)	(145.821.692)	(163.490.396)		(755.900.969)
Egreso por la Re-valuación	0	(554.830.928)	(342.249.153)	(224.812.645)		(2.196.053)

Tabla 3.10.1. Plan de pagos del préstamo

En cuanto a la parte del aporte de capital propio, serían los fondos aportados por los inversionistas, que finaliza en el año 2021 ya que en el 2022 se toma el préstamo.

La re-evaluación proviene de la diferencia entre el valor del dólar al momento de pedir el préstamo y el valor proyectado, ya que va aumentando el tipo de cambio año a año. Entonces, para calcularlo se toma el valor de la deuda del año anterior, se le resta la amortización del año siguiente y se le resta el valor de la deuda de ese año.

Para la parte de 60 MW y 90 MW, se deberá pedir un préstamo de 60 y 120 millones de USD, tomados en el 2024 y 2025 respectivamente. Ambos se toman a una tasa de 8% anual, sistema francés.

Generalmente para conseguir la financiación en proyectos de estas características, se tiene que presentar frente al BID los siguientes aspectos:

- Probar y Garantizar un cash flow en el negocio: Este aspecto se controla en detalle por gente especializada perteneciente al organismo que presta el dinero.
- Factibilidad del recurso: Este aspecto en la energía geotérmica pesa mucho más que en otro tipo de energía de origen renovable, ya que el riesgo asociado al recurso es mucho más alto (llamado riesgo minero). El procedimiento típico para demostrar que la calidad y cantidad de extracción del recurso sea adecuada para los MW propuestos es el siguiente:
    - Se realiza un pozo exploratorio/productor y se obtienen la mayor cantidad de datos necesarios. Con estos datos uno se dirige a un organismo que realizan estos tipos de financiación que cuentan con 3 o 4 auditores homologados para volcar los inputs de datos obtenidos en los estudios en softwares sofisticados que ayudan a entender la factibilidad del reservorio.
    - Para ese momento, pueden empezar con un porcentaje de la financiación. Pero no van a liberar todo el monto hasta que se realicen los primeros pozos productores y se releven finalmente todos los datos de producción.

    - Luego de realizar el último input de datos con los pozos productores (inversiones en Copahue cercanas a 15 MM USD). Se puede acceder a una línea de financiación de hasta el 50%.

- Contrato a largo plazo: Organismos internacionales no otorgan préstamos si no se tiene un contrato de largo plazo. En este caso al estar en el marco de RenovAR se cumple este punto.
- Permisos: Este punto tiene que estar detallado. Se tienen que hacer previamente las juntas ambientales para aprobar el proyecto en todo punto de vista.
- Tierras: Al igual que los permisos, se tiene que demostrar que se posee la concesión del yacimiento geotérmico.

El 2018 no es un año recomendable para acceder a un plan de financiación en Argentina. Las tasas están entre el 12% y 15%. Varios puntos por encima a lo que habitualmente se consigue para las renovables (entre 6% y 10%). Los bancos locales no financian a más de 10 años, aspecto que es fundamental para este tipo de proyecto donde el repago se observa en un período prolongado.

Solo 3 o 4 proyectos geotérmicos lograron ajustarse a un Project finance al 100%. Generalmente hay que apoyarse en una empresa con una gran espalda para poder conseguir buenas tasas de financiación.

3.10.1 Estructura financiera y margen de utilidad

Con respecto a la estructura de financiamiento, en primer lugar, se ve que en ambos casos (para las ampliaciones luego también) se termina de pagar la deuda antes de la finalización del proyecto. Se analizó primero para 30 MW:

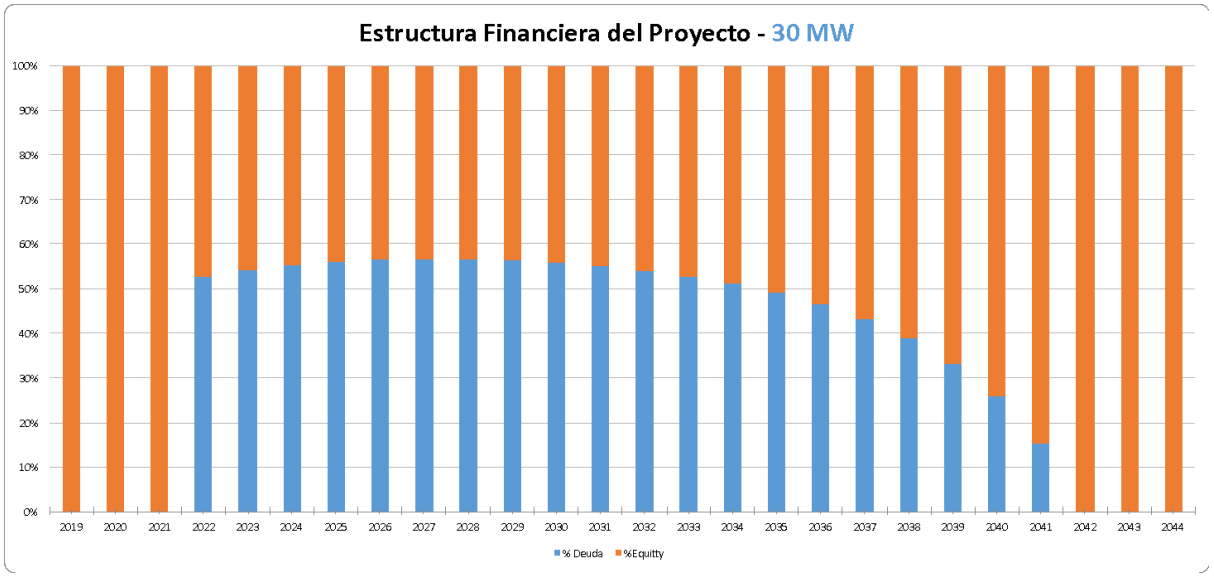


Figura 3.10.1.1. Estructura de financiamiento del proyecto para 30 MW

Como se ve en el cuadro, se indica en naranja el % de equity, y en azul cuál sería el % de la deuda. Se observa que al principio el proyecto tiene un endeudamiento mayor, lógicamente el porcentaje de equity es menor y va aumentando mientras disminuye el porcentaje de deuda. Lo mismo ocurre para una estructura de financiamiento del proyecto con ampliaciones:

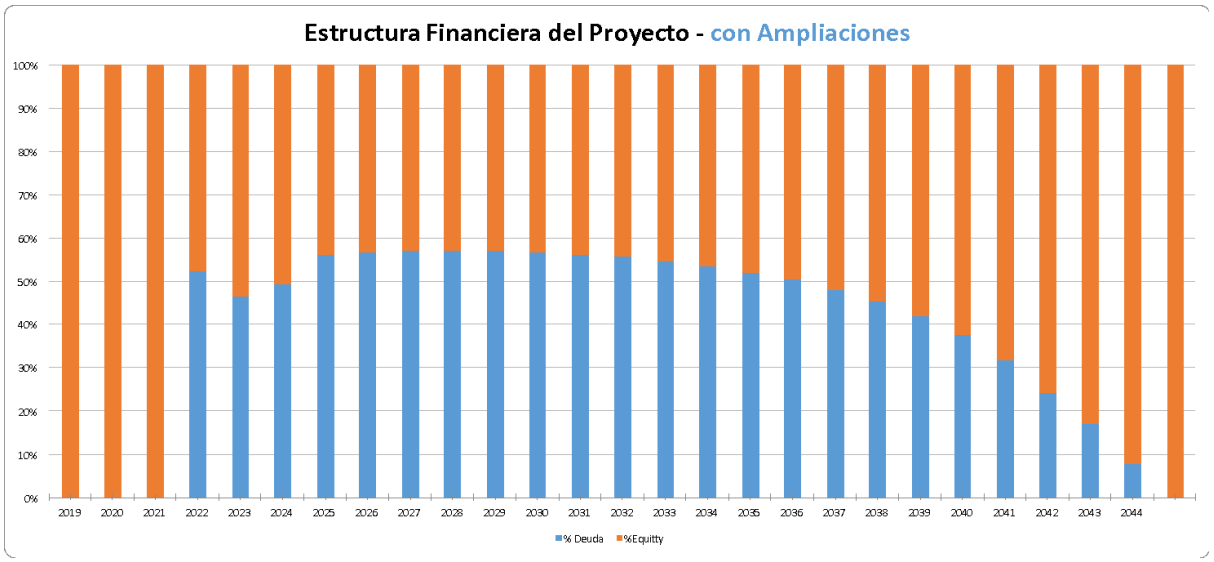


Figura 3.10.1.2. Estructura de financiamiento del proyecto con las ampliaciones

Por otro lado, sin tener en cuenta el financiamiento, puede analizarse también cuál es el margen de utilidad para 30 MW como se muestra a continuación:

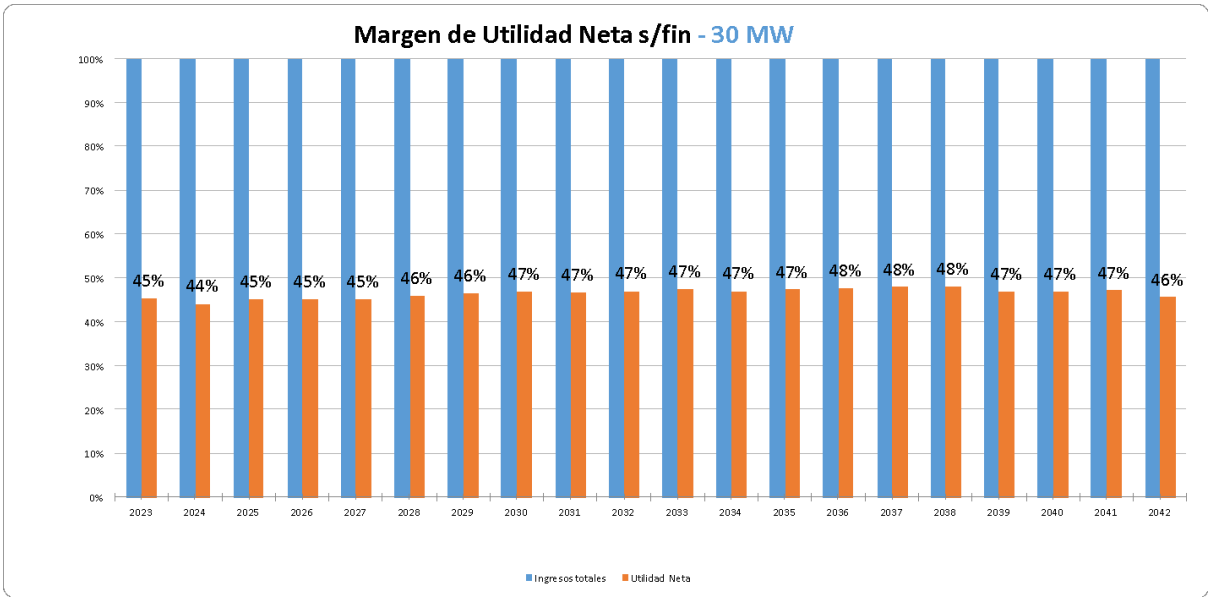


Figura 3.10.1.3. Margen de utilidad neta sin financiamiento para 30 MW

En este gráfico se puede observar como de los ingresos totales (marcados en azul en el gráfico) se obtiene en casi todos los casos aproximadamente de un 44% a un 47% de utilidad neta de la totalidad de dinero que ingresa. Se ve que el margen es marejo lo largo de la vida del proyecto, incluso en el último año que se cierra el proyecto y se hacen los gastos es para desmantelar la planta, tapar los pozos y se indemniza al personal. Todo esto no se debe percibir como una pérdida de rentabilidad, sino que es una inversión terminal que no se puede amortizar.

Análogamente se observa para el caso en que se tengan en cuenta ampliaciones:

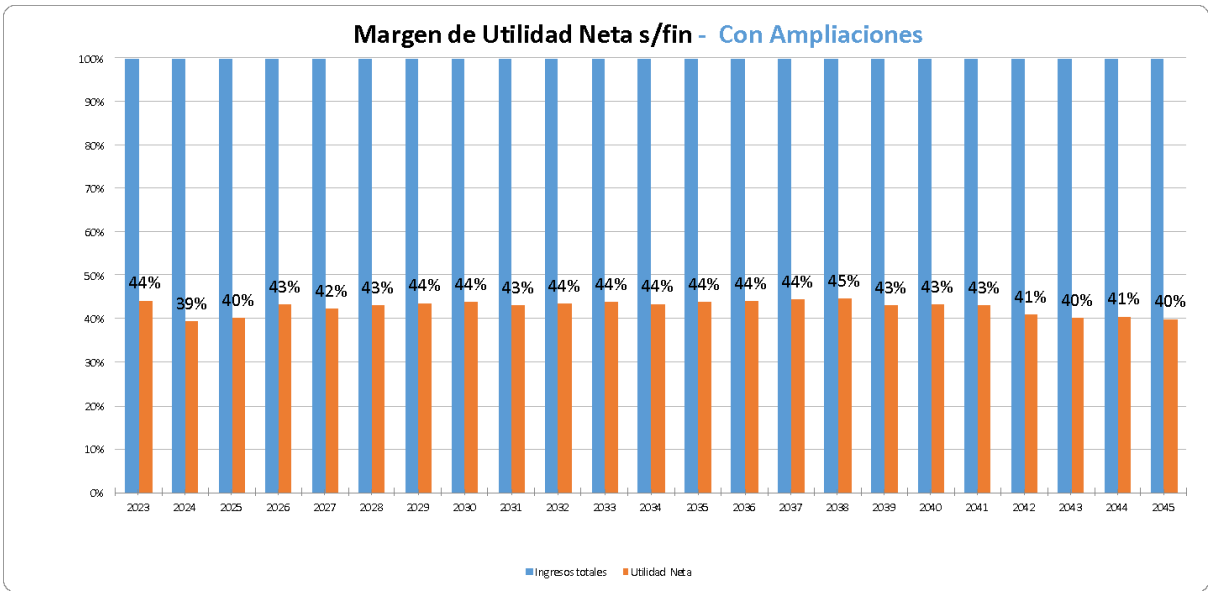


Figura 3.10.1.4. Margen de utilidad neta sin financiamiento para el caso de que se realicen ampliaciones

De la misma manera que para el caso anterior, se ve un margen considerable de entre el 39% y el 45%, que se mantiene relativamente constante de un año al otro. En este escenario también se deben realizar las inversiones terminales que se mencionaron para la planta de 30 MW.

3.11 Cálculo del IVA

Se armó la planilla excel teniendo en cuenta dos escenarios: Cuando el proyecto no tiene devolución anticipada del IVA en el caso que tenga que facturar fuera del contrato RenovAR y para el caso que está dentro del contrato RenovAR, la devolución anticipada genera que el crédito fiscal se liquide en el mismo año que se genera.

Para los casos que no hay devolución anticipada, se realizó la lógica de la siguiente manera:

Se calcula el IVA para poder estimar el pago a la AFIP. En este emprendimiento en particular, está presente desde el momento que se hacen las inversiones en el año 2019 y siguen hasta la finalización del mismo debido a que la venta de la energía está sujeta a esta carga. Las ventas están gravadas con 21% y las inversiones del equipamiento (que lo provee Green Energy Group) con 10,5% porque son importados. Sin embargo, como hay un IVA adicional proveniente de la aduana, al momento de importar se tomará una alícuota del 21%.

Otro punto importante es lo que se temina pagando al AFIP, que surge de restar entre el IVA de los ingresos y el IVA de los egresos. Los ingresos provienen de la venta de los MWh (energía). Sin embargo, existen ingresos que provienen de aquellas empresas que utilicen el tendido eléctrico construido en el proyecto para transmitir su potencia pero se tendrá en cuenta más adelante. El IVA egresos se compone de las compras (stocks y aditivos), gastos generales, servicios, bienes de usos e intereses del préstamo. Tanto para el ingreso, las inversiones (maquinaria, etc.) y el egreso se toma una alícuota del 21%. El egreso que no tributa IVA son los salarios.

La figura A.3.18.1 del anexo demuestra que los primeros años hay más gastos que ingresos, entonces el IVA resultante queda negativo y se lo toma como crédito fiscal, que luego irá desapareciendo en la medida que el ingreso sea mayor que el egreso. Se ve que a partir del 2023 los ingresos superan los egresos y el crédito fiscal se hace nulo en 2031, entonces a partir del 2033 se paga el saldo en su totalidad.

3.12 Inflación y tasa de cambio

Para realizar todo el análisis hay que usar la tasa de cambio local debido a que los impuestos se imponen en dicha moneda. Debido a la situación del país en la cual la inflación y la tasa de cambio son factores que se siguen día a día debido a su gran fluctuación es necesario hacer estimaciones de ambas variables para poder realizar una proyección económico financiera correcta. La realidad del país y los constantes cambios de gobiernos dificultan poder realizar dichos pronósticos de manera certera. Para la inflación se tuvo en cuenta un pronóstico hasta el 2022 donde se puede observar una inflación decreciente. Para el resto de los años se mantuvo el decrecimiento hasta llegar a una inflación constante de un 3%.

El pronóstico inicial se obtuvo del portal de estadísticas Statista tomadas y es el siguiente:

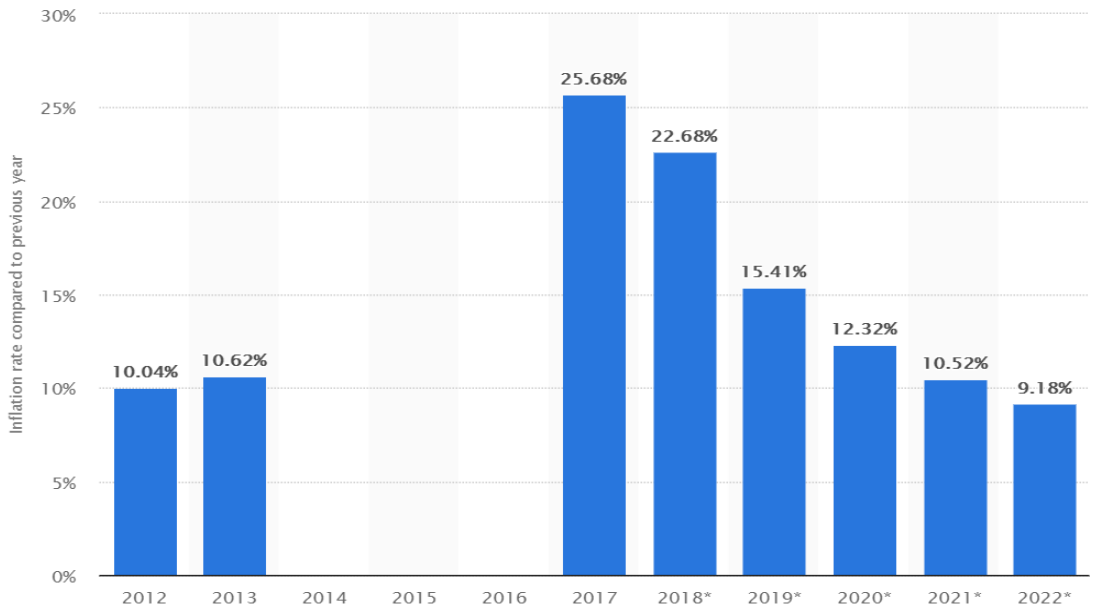


Figura 3.12.1. Inflación desde 2012 hasta 2022. Fuente: Statista

A partir de estos datos se obtuvo el pronóstico hasta el 2044, dicho pronóstico se puede observar en la siguiente tabla y en el gráfico se puede observar el comportamiento a través del tiempo:

Año	Inflación		Año	Inflación
2019	25,0%		2036	3,9%
2020	16,0%		2037	3,8%
2021	12,4%		2038	3,7%
2022	10,3%		2039	3,6%
2023	8,9%		2040	3,5%
2024	7,9%		2041	3,4%
2025	7,2%		2042	3,3%
2026	6,6%		2043	3,2%
2027	6,1%		2044	3,1%
2028	5,7%		2045	3,0%
2029	5,4%		2046	3,0%
2030	5,1%		2047	2,9%
2031	4,8%		2048	2,9%
2032	4,6%		2049	2,9%
2033	4,4%		2050	2,8%
2034	4,2%		2051	2,8%
2035	4,1%		2052	2,8%

Tabla 3.12.1. Pronóstico de la inflación hasta el 2044

Se representa en un gráfico a continuación:

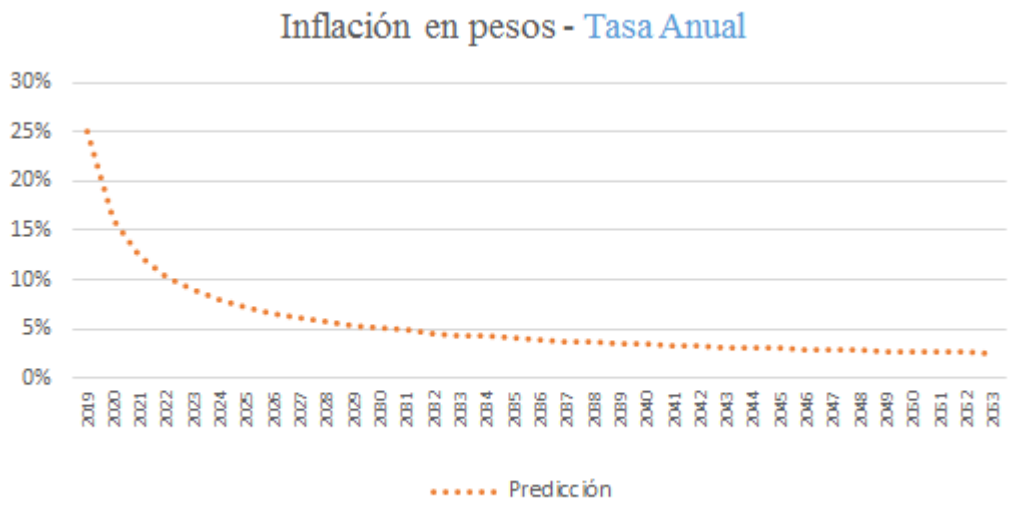


Figura 3.12.2. Pronóstico de la inflación hasta el 2044

Para la tasa de cambio se utilizó como base un pronóstico similar hasta el 2022 con la diferencia de que el comportamiento es creciente (como el pronóstico se actualiza día a día se usó el del día 15 de agosto del 2018). Para pronosticar hasta el 2044 se utilizó un método similar pero teniendo en cuenta una relación con la inflación.

Año	TC	Año	TC
2019	49,1	2036	98,6
2020	54,2	2037	100,2
2021	58,7	2038	101,8
2022	62,7	2039	103,3
2023	66,5	2040	104,7
2024	69,9	2041	106,0
2025	73,2	2042	107,3
2026	76,2	2043	108,5
2027	79,0	2044	109,6
2028	81,7	2045	110,6
2029	84,2	2046	111,6
2030	86,6	2047	112,6
2031	88,9	2048	113,4
2032	91,0	2049	114,2
2033	93,1	2050	115,0
2034	95,0	2051	115,7
2035	96,8	2052	116,4

Tabla 3.13.2. Pronóstico de la tasa de cambio hasta el 2044

Se representa en un gráfico a continuación:

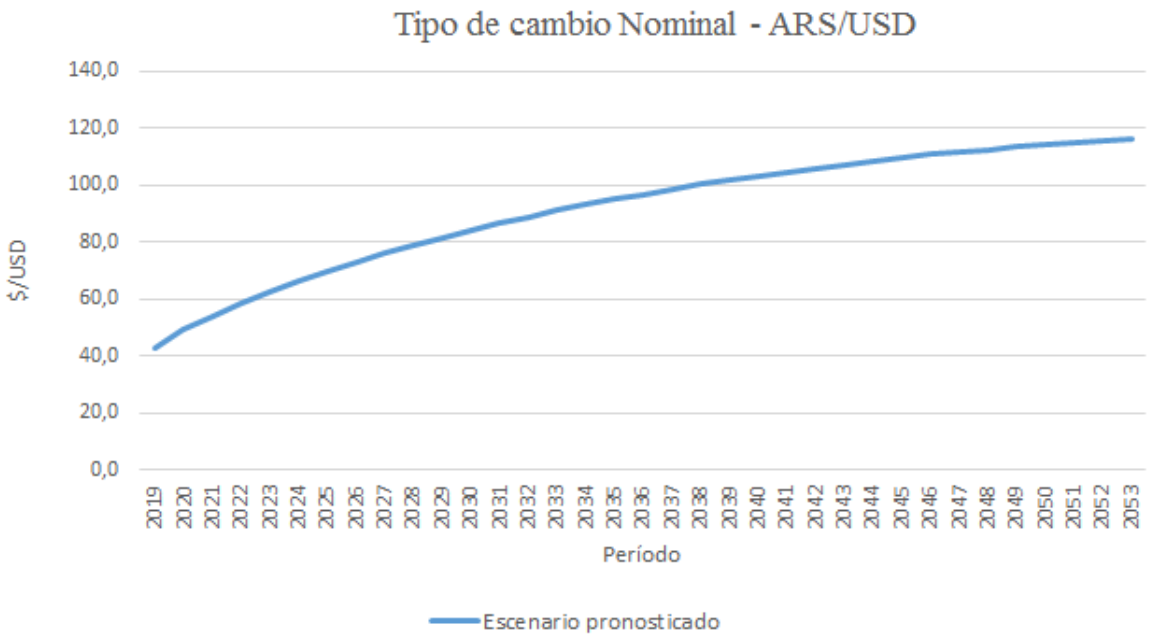


Figura 3.12.3. Pronóstico de la tasa de cambio hasta el 2044

Si bien en Argentina la tasa de cambio no siempre tiene la misma tendencia que la inflación, para el pronóstico a futuro sí se tuvo en cuenta una relación directa. En otras palabras, se ve en la figura 3.13.3 que la tasa de cambio se mantiene constante pero aumenta lentamente

porque al estar relacionado con la inflación, como ésta última es del 3% todos los años esto hace que aumente la tasa de cambio.

Para el análisis de riesgos se realizaron modelos que representan atrasos cambiarios y variaciones en los pronósticos de Inflación en pesos y dólares. La correlación que tiene la tasa de cambio nominal es directa con los escenarios inflacionarios.

3.13 Cuadro de resultados

En cuanto a los ingresos, se componen de la facturación (los MWh vendidos) y se les restan ciertos impuestos y gastos como el impuesto al cheque, ingresos brutos, regalías y el costo de inspección del pliego. Como se mencionó antes, la concesión de la línea de alta tensión se considerará más adelante.

En cuanto a los egresos, las dos grandes partes que aparecen son los sueldos y los costos de operación. Respecto del primero, los sueldos abonados corresponden al personal de la planta, de la subestación, de los que se encuentran en los pozos de extracción, el personal administrativo y gastos en viáticos. Los sueldos se calculan como el sueldo base que establece el sindicato de Luz y Fuerza y adicionales por la locación de la planta y la rama de la industria.

Por otro lado, los costos de operación contemplan el mantenimiento de los pozos, repuestos, gastos operativos, el costo de finalización del proyecto, entre otros.

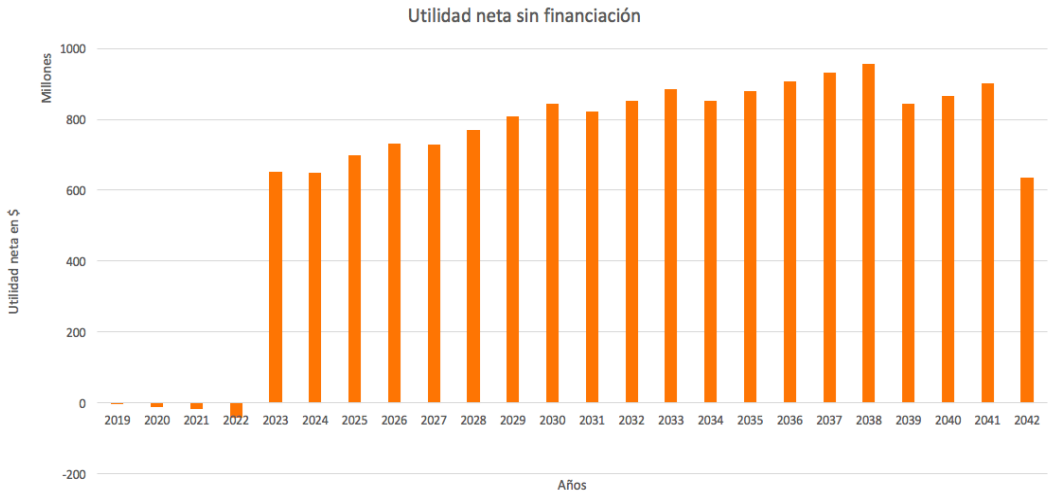


Figura 3.13.1. Utilidad neta sin financiación en función del año

En la imagen de arriba se ve claramente como del 2019 al 2022 la utilidad neta es negativa, porque es cuando se hacen las inversiones, y después se hace positiva cuando la planta se pone en marcha. Además, se percibe el peso de los impuestos que afectan al proyecto a lo

largo de los años, principalmente el impuesto al cheque que se paga a pesar de no estar operando y disminuye aún más la utilidad neta de los primeros años.

3.14 EOAF y caja mínima

Como se puede observar en el anexo, en la tabla A.3.18.3 que los primeros años hasta 2022 son negativos, es decir que son usos. Esto tiene sentido ya que es cuando se hacen todas las inversiones y gastos para construir la planta. Sin embargo, a partir de 2023 comienzan a aparecer valores positivos, lo que los transforma en fuentes, lo cual es correcto porque la planta comienza a producir energía.

Otro punto importante es la caja mínima. Generalmente en proyectos que son relativamente estables todo el año en cuanto a gastos, se puede tomar que la caja mínima es un porcentaje de las ventas. Sin embargo esto es poco preciso, por lo que se procedió a realizar el cálculo.

El objetivo es poder cubrir todos aquellos gastos que se tienen que pagar "al contado" o "en efectivo" y, en el caso de que RenovAR se atrase con el pago, la caja mínima tiene que ser tal que cubra por lo menos 3 meses. Para el cálculo se consideran todos los egresos y el pago de los intereses de la deuda y se toma el equivalente a 3 meses de esos gastos y se llegó a un valor promedio de 175 millones de pesos. El pago de intereses también se incluyó ya que se consideró como una "obligación" contar con ese dinero para poder pagar al banco. Está claro que no forma parte del proyecto, pero se decidió incluirlo en los cálculos para abarcar todo el espectro del dinero necesario para tener disponible. En el anexo se encuentra con mayor detalle el monto de la caja mínima.

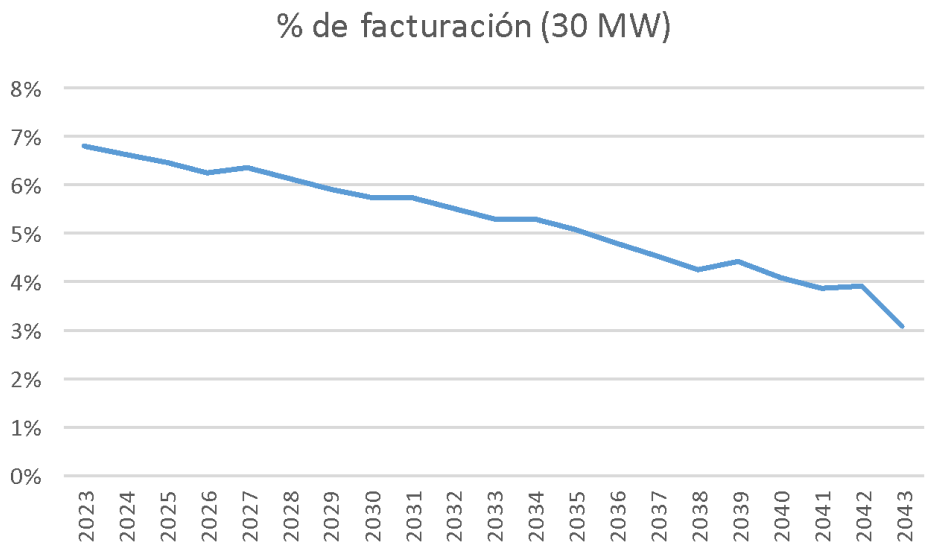


Figura 3.14.1. Porcentaje de facturación de la caja mínima de la planta de 30 MW

En la figura 3.14.1 se aprecia la tendencia decreciente de la caja mínima, teniendo su punto más bajo en 3%. La razón de esto es que año a año se va pagando el préstamo y los intereses cada vez son más pequeños. El peso del interés se ve mejor en el gráfico siguiente:

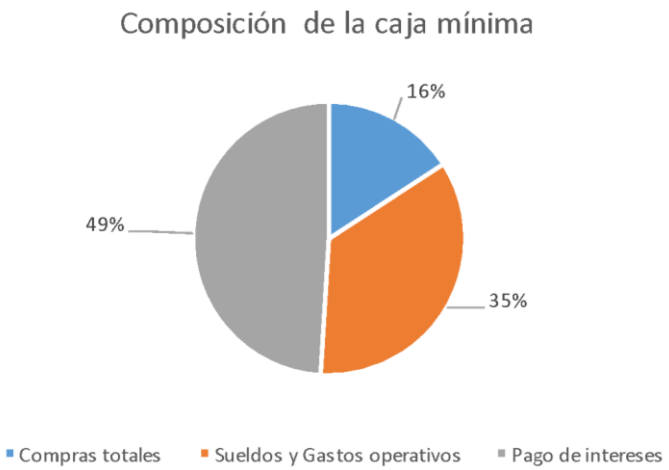


Figura 3.14.2. Composición de la caja mínima

Caso de que el plazo de cobro se extienda más allá de los 3 meses se deberá recurrir a un financiamiento externo para poder cubrir los gastos.

En el caso del MEM, la caja mínima será de 4 meses y se obtiene un valor promedio de 263 millones de pesos.

3.15 Flujo de fondos

Tanto para los 30 MW como para las ampliaciones, el FF del proyecto a descontar es el que tiene en cuenta el peso del IVA y sin el financiamiento. Para descontarlo, se toma el WACC que se calculó para cada año.

Es importante tener en cuenta que el proyecto está valuado al año 0. Es decir que los flujos de fondos de los años -3, -2 y -1 fueron traídos al futuro mientras que los años posteriores al 0 fueron traídos hacia el pasado. De esta forma todo queda traído al año 0, osea el 2022. Se toma esta fecha debido a que al año siguiente se comienza a producir. Por lo tanto, las 2 ampliaciones también se traen a este año para poder ser comparadas con la planta de 30 MW. Esto se ve claramente en la figura 3.15.1:



Figura 3.15.1. Flujo de fondos del proyecto

Los flujos de fondo los primeros años son negativos, por el gran gasto en equipamiento y construcción y cuando se empieza a facturar es positivo. Tambíen se ve una disminución en el año 2026 porque se construye un pozo geotérmico adicional. En el caso del año 2043 hay un pequeño FF que se debe a la variación de capital de trabajo, producto de que el año anterior se cerró el proyecto.

Otro punto a mencionar es el cálculo del apalancamiento financiero. Éste sólo se analizó para la planta de 30 MW y en los casos que es mayor que 1 significa que se está apalancando financieramente.

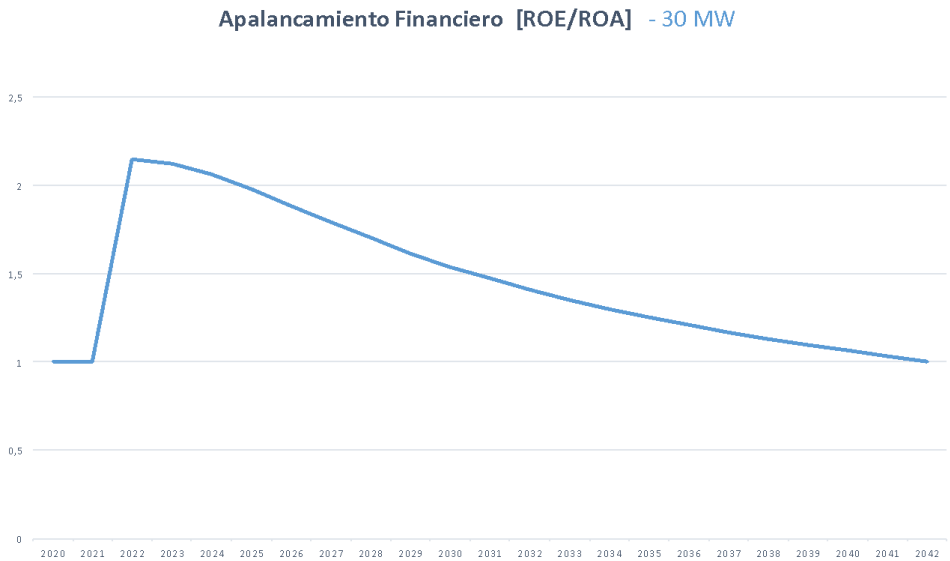


Figura 3.15.2. Apalancamiento financiero para la plata de 30 MW

Se puede ver que desde 2019 hasta 2042 en todo momento está apalancado y desde ese año en adelante es 0 porque se terminó el proyecto.

3.15.1 Retorno y flujo de fondos del Inversor

El flujo de fondos del inversor se calculó de 2 maneras distintas llegando al mismo resultad:

Por diferencia de FF: Flujo de fondos del proyecto + Flujo de Fondos de la Deuda
Desde el EOAF: EOAF + Dividendos - Aportes de capital

En este caso no hay reparto de dividendos, se dejan en la caja libre.

El flujo del Inversor se pasó a dólares, para luego calcular el retorno sobre del inversor. Dando como resultado TOR = 13,8% para el caso base.

Indicador	Valor Base
TIR	11%
TOR	14%
TOR/TIR	1,29

Figura 3.15.1.1. TIR y TOR

Por último se calcula el VAN del equity para el año 2022 que se considera año 0, descontando a la tasa KS. Para el caso base da 12 MM USD, valor que está 5,5 MM USD por encima del VAN del proyecto

3.15.2 WACC

El WACC es la tasa a la cual se descuenta el flujo de fondos del proyecto. Para construirlo se consultó una página que contiene los betas por sector, seleccionando el sector de energías renovables. De allí se toma el beta sin apalancar (unlevered) que se utiliza para calcular el beta apalancado. Al ir cambiando la relación D/E, el WACC es distinto para cada año, ya que el beta apalancado varía.

Por otro lado, el Ks (costo del capital propio) proviene de tomar la tasa libre de riesgo, es decir la TIR del bono de EEUU a 20 años, el beta apalancado calculado, la prima de mercado (diferencia entre el *country risk premium* y el *equity risk premium*) y el riesgo país. Éste último se tomó al valor que tenía Argentina a principios del mes de agosto 2018.

En cuanto al costo de la deuda, el Kd es la tasa de interés del préstamo otorgado por el Banco Interamericano de Desarrollo. En definitiva, los factores obtenidos que se mantienen constantes para el cálculo del WACC son:

Premium Market	5,08%
Risk Free	2,95%
Riesgo País	6,34%

Figura 3.15.2.1. Factores obtenidos para el cálculo del WACC

Por lo tanto, a partir de lo anteriormente explicado y calculado para el proyecto, se obtuve el WACC que cambia año a año por tener variables los factores: de la deuda, el capital propio, el βunleveraged, ks y kd. A modo de ejemplo, se muestra a continuación el cálculo realizado del WACC para los primeros años del proyecto para 30MW:

30MW	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
D	0	0	0	70000000	68470345,38	66818318	65034129	63107205
E	2964434	30226011	63998179	65597521	61673751	58568335	56023866	53890762
D/D+E	0,00	0,00	0,00	0,52	0,53	0,53	0,54	0,54
E/D+E	1,00	1,00	1,00	0,48	0,47	0,47	0,46	0,46
D/E	0,00	0,00	0,00	1,07	1,11	1,14	1,16	1,17
Bunlevered	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69
Blevered	0,69	0,69	0,69	1,17	1,19	1,20	1,21	1,22
IAG	35,00%	35,00%	35,00%	35,00%	35,00%	35,00%	35,00%	35,00%
KS	12,80%	12,80%	12,80%	15,23%	15,32%	15,39%	15,44%	15,46%
KD	8,00%	8,00%	8,00%	8,00%	8,00%	8,00%	8,00%	8,00%
WACC	12,8%	12,8%	12,8%	10,1%	10,0%	10,0%	9,9%	9,9%

Figura 3.15.2.2. Cálculo del WACC para los primeros años del proyecto.

Como puede observarse, la deuda en los primeros años es nula ya que al principio se utiliza capital propio y recién en el año 2022 se pide el préstamo para la inversión en los equipos biodigestores. Esto es debido a que la producción comienza en el año 2023 luego de haber realizado la inversión en los equipos en el año anterior.

3.15.3 TIR, VAN y período de repago

En cuanto al VAN, TIR y REPAGO del proyecto, fueron calculados teniendo en cuenta el flujo de fondos del proyecto descontado a la tasa WACC y para el caso del repago se realizó con el flujo de fondos sin descontar también. Se tomó el año 2022 como "año 0" del proyecto para el desarrollo económico financiero.

Se consideró como precio de licitación 122 USD/MWh donde se obtiene para el caso base un VAN bastante superior a cero. Esto es consecuencia de los riesgos que se van a detallar en el siguiente apartado, no es posible lograr coincidir el "caso base" con la media de su distribución en algunos casos. Esto es debido a la naturaleza de algunos riesgos como la construcción de la línea de alta tensión que tiene probabilidades discretas y la factibilidad del reservorio que se modeliza con una función de probabilidades partida.

Indicador	Valor Base
VAN 30 MW [USD]	$ 6.084.449
TIR	11%
Repago descontado [años]	18
Repago Simple [Años]	8,7
WACC [Promedio]	10%
TOR	13,8%

Tabla 3.15.3.1. Cálculo del WACC para los primeros años del proyecto

Se grafica el período de repago descontado:

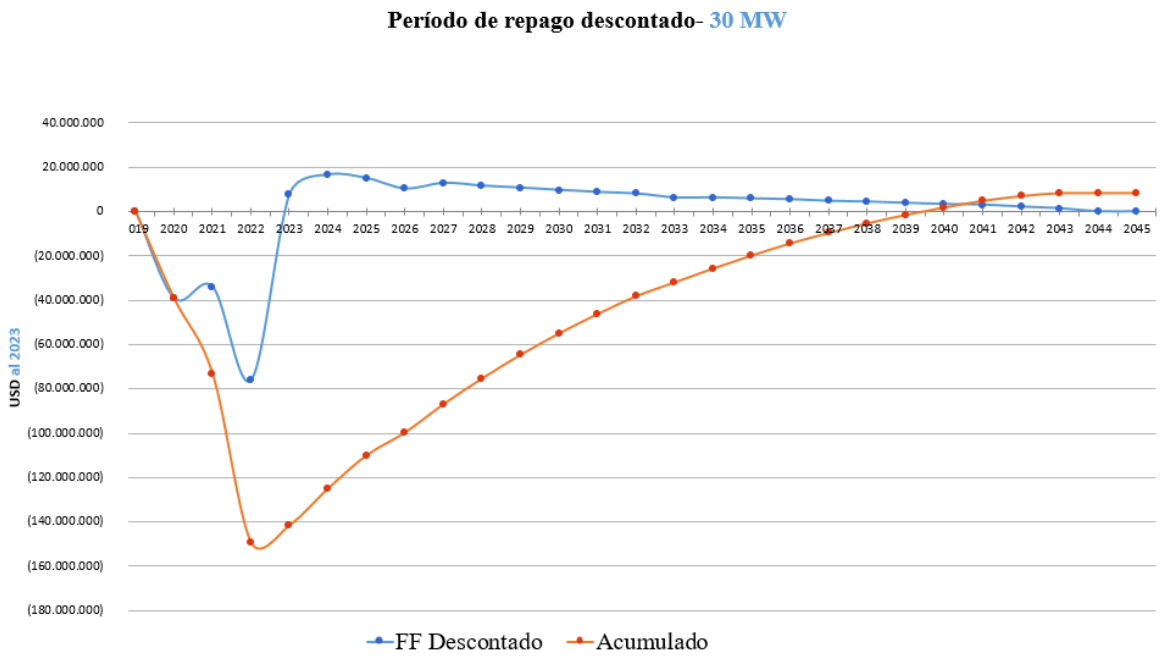


Figura 3.15.3.1. Período de Repago descontado

Se puede observar como el costo del dinero hace prácticamente despreciable los flujos de fondos en los últimos años. Y la inversión al ser de gran magnitud, tiene un peso importante en los primeros años. Este es el motivo por el cual el período de repago descontado es de 18 años.

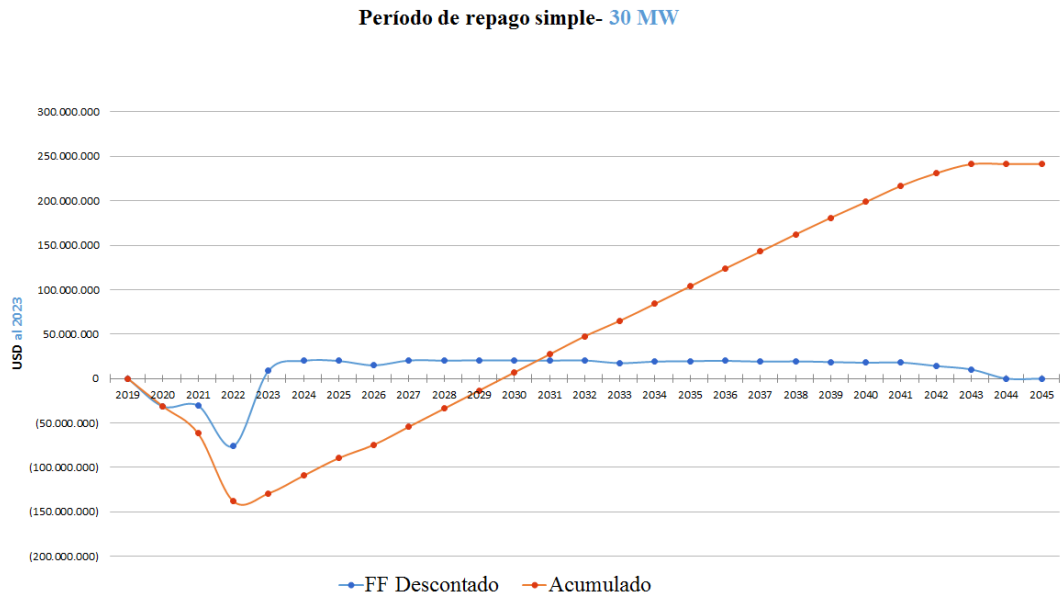


Figura 3.15.3.2. Período de Repago simple

Lógicamente, el periodo de repago a tasa cero (no se tiene en cuenta el costo del capital) ocurre antes que el repago teniendo en cuenta los flujos de fondos descontados. Se incluyeron ambos cálculos para ver por un lado que en el año 9 se va a repagar el proyecto sin pedirle rendimiento al dinero.

Por otro lado, también la TIR y el WACC si bien son ambos una tasa de descuento, la primera es constante y la WACC varía debido a que se incurre en una deuda que se a lo largo del proyecto se va cancelando. Es debido a este motivo que no puedo comparar ambas tasas, ya que una es variable y la otra constante.

La TOR es cercana al 14%, es mayor a la TIR ya que el proyecto está apalancado gracias a la tasa nominal anual en dólares que presta el BID del 9%.

3.16 Conclusión

A partir de todo lo mencionado anteriormente se utilizó el flujo de fondos para realizar la evaluación económico financiera y determinar si el proyecto es rentable para las condiciones propuestas. Los indicadores utilizados para realizar dicha evaluación son el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el periodo de repago. La primera evaluación que se realizó fue teniendo en cuenta la primera estimación que se tuvo que es una instalación con salida de 30 MW con precio licitado por RenovAR.

Si no se analizan los riesgos implícitos en el proyecto correctamente, el precio al cual el VAN del proyecto empieza a ser positivo es 117 USD/MWh, lo cual lleva a un VAN base de cero y un esperado de -5 MM USD.

Como se comentó, el proyecto requiere montos elevados de inversión para activos como por ejemplo los pozos geotérmicos y su adaptación o la planta llave en mano. Por lo tanto, se tomará un precio de licitación de 122 USD/MWh obteniéndose período de repago descontado para el caso base de 18 años. Son períodos que se consideran bastante extensos para el contexto argentino que posee mucha incertidumbre en las variables macroeconómicas.

Los indicadores están atados a la inflación y la tasa de cambio. Ambas variables son muy volátiles en el contexto económico el país por lo cual la estimación en los últimos años es menos precisa. Posteriormente se realizará un análisis de distintas posibilidades donde la situación puede mejorar teniendo en cuenta otros métodos de financiamiento como también ingresos extras provenientes de la línea de alta tensión montada.

Finalmente, se demuestra que la planta puede cubrir sus costos fijos produciendo y variables partiendo de 11 MWe de producción. Si se tiene menos de 11 MWe empiezan a haber pérdidas por los costos fijos y variables.

El precio mínimo al cual se puede operar la planta es 13 USD/MWh, con esto se puede garantizar un flujo de fondos del proyecto. A precios menores, la recomendación es abandonar la planta, tapar los pozos y liquidar las instalaciones, ya que se va a estar perdiendo dinero para mantener la operación.

Si se logra algunas de las ampliaciones, el precio mínimo al cual se puede vender la energía es 12 USD/MWh para la planta de 60 MW y 11 USD/MWh para la planta de 90 MW. Estos resultados tienen relevancia en el análisis de riesgos, cuando se realicen los escenarios sobre la estabilidad del contrato a largo plazo y se tenga que buscar un mercado alternativo como el MEM.

ANEXO ECONÓMICA-FINANCIERA

A.3.18 Tablas relevantes

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
IVA sobre Ingresos [Mwh y Red]	0	0	0	0	512.248.681	535.783.343	577.355.664	616.473.934	625.718.400	659.723.997	692.428.432	724.047.715	721.391.227
IVA sobre **compras** de Stocks	0	0	0	0	(4.290.793)	(4.677.954)	(5.043.122)	(5.390.267)	(5.722.762)	(6.043.413)	(6.354.523)	(6.657.962)	(6.955.235)
IVA sobre **compras** de Aditivos	0	0	0	0	(9.135.636)	(9.959.949)	(10.737.437)	(11.476.553)	(12.184.475)	(12.867.181)	(13.529.574)	(14.175.633)	(14.808.565)
IVA sobre gastos grales	0	0	0	0	(2.386.190)	(2.559.459)	(2.726.557)	(2.888.896)	(3.047.474)	(3.203.028)	(3.356.115)	(3.507.173)	(3.656.547)
IVA sobre Servicios	0	0	0	0	(21.811.533)	(23.779.599)	(25.635.869)	(27.400.525)	(29.090.706)	(30.720.682)	(32.302.160)	(33.844.640)	(35.355.779)
IVA sobre Inversión de BU Nacional	(631.050)	(5.782.770)	(7.459.603)	(15.618.531)	0	0	0	(1.155.000)	0	0	0	0	0
IVA sobre Inversión de BU Importado	0	0	0	(13.734.000)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
IVA sobre Intereses	0	0	0	0	(88.902.374)	(92.947.133)	(95.867.713)	(97.775.226)	(98.755.580)	(98.872.366)	(98.169.960)	(96.676.502)	(94.406.530)
Saldo proyectado IVA (Debito Fiscal)	(631.050)	(5.782.770)	(7.459.603)	(29.352.531)	385.722.154	401.859.249	437.344.968	470.387.466	476.917.402	508.017.327	538.716.100	569.185.805	566.208.571
IVA pago AFIP		0	0	0	385.722.154	401.859.249	437.344.968	470.387.466	476.917.402	508.017.327	538.716.100	569.185.805	566.208.571
Posición IVA Empresa (Crédito Fiscal)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
IVA sobre Ingresos [Mwh y Red]	750.079.666	778.128.228	768.417.667	794.243.613	819.708.828	844.790.330	869.298.073	806.570.675	827.848.835	814.664.999	745.083.383	753.457.100
IVA sobre **compras** de Stocks	(7.247.552)	(7.535.882)	(7.821.003)	(8.103.540)	(8.383.997)	(8.662.784)	(8.940.236)	(9.216.628)	(9.492.188)	(9.767.108)	(10.041.548)	(10.315.646)
IVA sobre **compras** de Aditivos	(15.430.945)	(16.044.835)	(16.651.893)	(17.253.449)	(17.850.577)	(18.444.150)	(19.034.880)	(19.623.353)	(20.210.055)	(20.795.393)	(21.379.711)	(21.963.300)
IVA sobre gastos grales	(3.804.520)	(3.951.324)	(4.097.151)	(4.242.166)	(4.386.507)	(4.530.294)	(4.673.630)	(4.816.606)	(4.959.301)	(5.101.786)	(5.244.123)	(5.386.367)
IVA sobre Servicios	(36.841.724)	(38.307.402)	(39.756.766)	(41.192.993)	(42.618.650)	(44.035.818)	(45.446.199)	(46.851.192)	(48.251.957)	(49.649.465)	(51.044.536)	(52.437.867)
IVA sobre Inversión de BU Nacional	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
IVA sobre Inversión de BU Importado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
IVA sobre Intereses	(91.363.183)	(87.539.968)	(82.922.137)	(77.487.708)	(71.208.216)	(64.049.224)	(55.970.654)	(46.926.965)	(36.867.220)	(25.735.044)	(13.468.519)	(0)
Saldo proyectado IVA (Debito Fiscal)	595.391.742	624.748.816	617.168.717	645.963.758	675.260.882	705.068.060	735.232.475	679.135.931	708.068.114	703.616.203	643.904.946	663.353.920
IVA pago AFIP	595.391.742	624.748.816	617.168.717	645.963.758	675.260.882	705.068.060	735.232.475	679.135.931	708.068.114	703.616.203	643.904.946	663.353.920
Posición IVA Empresa (Crédito Fiscal)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla A.3.18.1. Tratamiento del IVA para 30 MW

30 MW	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Compras totales	$ -87.889.326	$ -71.865.675	$ -77.184.116	$ -82.256.179	$ -87.128.755	$ -91.840.527	$ -96.422.995	$ -100.901.584	$ -105.296.713
Sueldos y Gastos operativos	$ -143.582.924	$ -155.838.752	$ -167.459.498	$ -178.564.778	$ -189.252.821	$ -199.603.823	$ -209.682.833	$ -219.542.347	$ -229.224.606
Pago de intereses	$ -423.344.640	$ -442.605.397	$ -456.512.917	$ -465.596.315	$ -470.264.669	$ -470.820.790	$ -467.475.999	$ -460.364.296	$ -449.554.906
Total	$ -654.816.890	$ -670.309.825	$ -701.156.531	$ -726.417.273	$ -746.646.245	$ -762.265.140	$ -773.581.827	$ -780.808.226	$ -784.076.225
Caja minima	$ 163.704.222	$ 167.577.456	$ 175.289.133	$ 181.604.318	$ 186.661.561	$ 190.566.285	$ 193.395.457	$ 195.202.057	$ 196.019.056
% de facturación	7%	7%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%

	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
Compras totales	$ -109.624.742	$ -113.898.775	$ -118.129.327	$ -122.324.863	$ -126.492.231	$ -130.637.005	$ -134.763.750	$ -138.876.238	$ -142.977.608	$ -147.070.497	$ -151.157.143	$ -97.650.930
Sueldos y Gastos operativos	$ -238.763.569	$ -248.186.557	$ -257.515.611	$ -266.768.581	$ -275.960.000	$ -285.101.772	$ -294.203.723	$ -303.274.019	$ -312.319.511	$ -321.345.991	$ -330.358.399	$ -339.360.985
Pago de intereses	$ -435.062.775	$ -416.856.993	$ -394.867.319	$ -368.989.086	$ -339.086.742	$ -304.996.304	$ -266.526.922	$ -223.461.740	$ -175.558.190	$ -122.547.830	$ -64.135.807	$ -0
Total	$ -783.451.086	$ -778.942.325	$ -770.512.257	$ -758.082.530	$ -741.538.973	$ -720.735.082	$ -695.494.395	$ -665.611.997	$ -630.855.309	$ -590.964.319	$ -545.651.349	$ -437.011.914
Caja minima	$ 195.862.772	$ 194.735.581	$ 192.628.064	$ 189.520.633	$ 185.384.743	$ 180.183.770	$ 173.873.599	$ 166.402.999	$ 157.713.827	$ 147.741.080	$ 136.412.837	$ 109.252.979
% de facturación	5%	5%	5%	5%	5%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	3%

Tabla A.3.18.2. Caja mínima por año en pesos para 30 MW

	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
Fuentes y Usos de la Operación													
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	2.523.113.763	2.634.794.597	2.577.955.175	2.679.955.788	2.780.433.645	2.879.268.300	2.975.569.183	2.682.225.750	2.764.142.033	2.724.967.735	2.401.089.236	2.223.177.974	0
-Variación de créditos por venta	(26.324.617)	(25.760.453)	10.453.918	(23.715.605)	(23.409.784)	(23.079.736)	(22.838.322)	60.517.000	(20.178.283)	12.894.272	67.033.372	(35.073.205)	723.558.009
-Variación de stocks	(1.631.901)	(1.609.643)	(1.591.726)	(1.577.299)	(1.565.691)	(1.556.368)	(1.548.914)	(1.542.997)	(1.538.354)	(1.534.777)	(1.532.100)	56.058.336	0
Variación de pasivos corrientes	436.410	430.965	426.581	423.050	420.210	417.931	416.113	414.676	413.555	412.700	412.070	(5.395.210)	(9.846.469)
-Variación de crédito fiscal IVA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Variación de caja minima	156.285	1.127.190	2.107.517	3.107.432	4.135.889	5.200.973	6.310.172	7.470.600	8.689.172	9.972.748	11.328.243	27.159.859	109.252.979
Impuesto a las ganancias	(883.089.817)	(922.178.109)	(902.284.311)	(937.984.526)	(973.151.776)	(1.007.743.905)	(1.041.449.214)	(938.779.012)	(967.449.711)	(953.738.707)	(840.381.233)	(778.112.291)	0
-Amortizaciones	482.460.551	482.460.551	482.460.551	482.460.551	482.460.551	482.460.551	482.460.551	482.460.551	482.460.551	449.647.270	449.647.270	0	0
Total actividades operativas	2.095.120.673	2.169.265.098	2.169.527.704	2.202.669.390	2.269.323.044	2.334.967.745	2.398.919.569	2.292.766.567	2.266.538.963	2.242.621.240	2.087.596.859	1.487.815.464	822.964.519
Inveresiones													
Salidas/(inversiones) en BU	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-Variación de cargos diferidos													
Total Act Inversiones	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total actividades de financiación													
Variación de pasivos no corrientes	(211.747.595)	(260.552.841)	(310.438.856)	(361.847.423)	(415.177.359)	(470.798.267)	(529.061.590)	(590.309.464)	(654.881.839)	(723.122.245)	(795.382.552)	0	0
-Intereses pagados	(435.062.775)	(416.856.993)	(394.867.319)	(368.989.086)	(339.086.742)	(304.996.304)	(266.526.922)	(223.461.740)	(175.558.190)	(122.547.830)	(64.135.807)	(0)	(0)
+Escudo impositivo intereses	152.271.971	145.899.947	138.203.562	129.146.180	118.680.360	106.748.706	93.284.423	78.211.609	61.445.366	42.891.741	22.447.532	0	0
+Aportes de capital	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Revaluación de la deuda	(114.964.657)	(99.139.972)	(84.821.895)	(71.782.834)	(59.850.959)	(48.897.846)	(38.828.838)	(29.575.649)	(21.090.738)	(13.343.081)	(6.315.032)	(0)	(0)
-Dividendos													
Total actividades de financiación	(609.503.055)	(630.649.859)	(651.924.509)	(673.473.163)	(695.434.701)	(717.943.710)	(741.132.927)	(765.135.245)	(790.085.400)	(816.121.416)	(843.385.859)	0	0
Resumen													
Total EOAF	1.485.617.618	1.538.615.240	1.517.603.196	1.529.196.227	1.573.888.344	1.617.024.035	1.657.786.641	1.527.631.322	1.476.453.562	1.426.499.824	1.244.211.000	1.487.815.464	822.964.519

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Fuentes y Usos de la Operación													
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	(1.660.903)	(18.211.924)	(26.812.179)	(61.398.443)	1.628.448.840	1.716.004.153	1.884.822.553	2.004.724.515	2.036.438.718	2.176.105.457	2.307.610.645	2.434.595.646	2.408.745.206
-Variación de créditos por venta	0	0	0	0	(486.312.247)	(20.298.992)	(38.000.089)	(35.838.505)	(7.281.712)	(31.160.896)	(29.993.806)	(29.022.090)	3.831.770
-Variación de stocks	0	0	0	0	(23.953.950)	(2.161.377)	(2.038.600)	(1.937.988)	(1.856.197)	(1.790.079)	(1.736.817)	(1.693.989)	(1.659.569)
Variación de pasivos corrientes	0	0	0	0	8.862.174	(1.615.718)	536.276	511.433	491.318	475.104	462.065	451.591	443.176
-Variación de crédito fiscal IVA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Variación de caja mínima	0	0	0	0	(163.704.222)	(3.873.234)	(7.711.676)	(6.315.185)	(5.057.243)	(3.904.724)	(2.829.172)	(1.806.600)	(817.000)
Impuesto a las ganancias	0	0	0	0	(532.127.887)	(600.601.454)	(659.687.893)	(701.653.580)	(712.753.551)	(761.636.910)	(807.663.726)	(852.108.476)	(843.060.822)
-Amortizaciones	0	0	0	0	452.633.242	452.402.945	452.402.945	485.216.226	485.216.226	482.460.551	482.460.551	482.460.551	482.460.551
Total actividades operativas	(1.660.903)	(18.211.924)	(26.812.179)	(61.398.443)	883.845.949	1.539.856.324	1.630.323.515	1.744.706.915	1.795.197.558	1.860.548.503	1.948.309.741	2.032.876.633	2.049.943.311
Inveresiones													
Salidas/(inversiones) en BU	(138.408.592)	(1.517.660.338)	(2.234.348.228)	(5.116.536.923)	0	0	0	(492.199.205)	0	0	0	0	0
-Variación de cargos diferidos													
Total Act Inversiones	(138.408.592)	(1.517.660.338)	(2.234.348.228)	(5.116.536.923)	0	0	0	(492.199.205)	0	0	0	0	0
Total actividades de financiación													
Variación de pasivos no corrientes	0	0	0	4.877.185.637	298.984.669	222.909.434	154.958.573	93.473.703	36.948.121	(15.951.710)	(66.374.538)	(115.292.418)	(163.521.441)
-Intereses pagados	0	0	0	0	(423.344.640)	(442.605.397)	(456.512.917)	(465.596.315)	(470.264.669)	(470.820.790)	(467.475.999)	(460.364.296)	(449.554.906)
+Escudo impositivo intereses	0	0	0	0	148.170.624	154.911.889	159.779.521	162.958.710	164.592.634	164.787.276	163.616.600	161.127.504	157.344.217
+Aportes de capital	140.069.495	1.535.872.262	2.261.160.407	421.323.013	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Revaluación de la deuda	0	0	0	0	(414.622.362)	(356.397.161)	(307.331.719)	(265.915.630)	(230.796.343)	(200.799.733)	(174.941.556)	(152.419.808)	(132.594.851)
-Dividendos													
Total actividades de financiación	140.069.495	1.535.872.262	2.261.160.407	5.298.508.651	(390.811.709)	(421.181.235)	(449.106.542)	(475.079.532)	(499.520.257)	(522.784.956)	(545.175.493)	(566.949.018)	(588.326.981)
Resumen													
Total EOAF	(0)	0	(0)	120.573.284	493.034.240	1.118.675.089	1.181.216.973	777.428.179	1.295.677.301	1.337.763.547	1.403.134.248	1.465.927.615	1.461.616.330

Tabla A.3.18.3. EOAF para 30 MW

3.17 Bibliografía de económico-financiero

Statista. (2018). *Argentina: Inflation rate from 2012 to 2022.* Recuperado de https://www.statista.com/statistics/316750/inflation-rate-in-argentina/

Ámbito.com. (2018). *EMBI+*. Recuperado de http://www.ambito.com/economia/mercados/riesgo-pais/info/?id=2

Damoradan. (2018). *Betas by Sector (US).* Recuperado de http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/Betas.html

Damoradan. (2018). *Country Default Spreads and Risk Premiums*. Recuperado de http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/ctryprem.html

Multpl. (2018). *20 Year Treasury Rate.* Recuperado de http://www.multpl.com/20-year-treasury-rate/

Argentina.gob.ar. *Salario.* Recuperado de https://www.argentina.gob.ar/trabajo/buscastrabajo/salario

(2017). *Acta acuerdo sindicato de luz y fuerza capital federal - (UTEDYC).* Buenos Aires, Argentina. Recuperado de http://data.triviasp.com.ar/files/parte4/conv36003acu72717.pdf

MINEM. (2016). *Nuevo Marco Regulatorio y Perspectivas 2016+* https://www.minem.gob.ar/archivos/Reorganizacion/renovables/presentaciones/ARGENTINA_-_Energias_Renovables_-_Nuevo_Marco_Regulatorio_y_Perspectivas_2016.pdf

BID. *Promoción del desarrollo de la geotermia.* Recuperado de https://publications.iadb.org/bitstream/handle/11319/6557/BID_Geotermia_web.pdf?sequence=1

4. CAPÍTULO RIESGOS

4.1 Introducción al análisis de riesgo

Haciendo un proceso iterativo con el análisis de riesgos, se concluye que el precio al cual el valor esperado del VAN es “0” es 122 USD/MWh. Esta sección del estudio de pre factibilidad va a demostrar cómo se utilizó el estudio de riesgos como herramienta para llegar finalmente a esta conclusión.

Para presentar la oferta en RenovAR, se debe comprar el pliego de bases y condiciones, que según la última convocatoria rondaría los 5000 USD, lo que equivale a un 0,004% de las inversiones necesarias para la realización del proyecto. Para este análisis, a modo de simplificación, se considera despreciable por ser un porcentaje pequeño respecto de la inversión total requerida y no se tomó en cuenta para el árbol de decisión.

Primero, se identificaron las variables que podrían generar cambios en el VAN del proyecto para luego, en el análisis de sensibilidad, analizar realmente cuánto afectan a la rentabilidad del proyecto. Posteriormente, se explicaron las variables que tienen mayor impacto y se analizó su correlación entre sí y los distintos modos posibles de mitigar los riesgos asociados. En último lugar, con el análisis de las opciones reales, se realizó el árbol de decisión.

4.2 Identificación de las variables de riesgo

Se detectaron distintas variables que podrían influir en la rentabilidad del proyecto para realizar un primer análisis de sensibilidad para dar prioridad en el análisis de riesgos, así entender la magnitud de su impacto.

Estables variables corresponden a los “inputs” del estudio económico financiero, pero en el trasfondo de cada una de ellas, su variabilidad está atada a diversas causas en la realidad, estudiadas previamente en las secciones de Mercado e Ingeniería.

De forma de sintetizar, a continuación se muestra la tabla resumen con las características de cada variable tenida en cuenta para el análisis de riesgo:

Variable	Tipo de variable	Breve descripción	Diversificación
Facturación por línea de alta tensión	Sucesos	En el caso de construir línea de alta tensión, se puede analizar cuánto van a pagar otras fuentes de energía por la utilización de la misma.	No sistemático
Inflación anual en dólares	Macroeconómica	Se tomó un 2% anual, sin embargo aunque menor, existe cierta volatilidad en su predicción.	Sistemático
Metros a perforar	Extraordinarias	Riesgo asociado a las características del recurso en sí	No sistemático
MW que rinde un pozo	Reservorio, operación y producción	Riesgo asociado a las características del recurso en sí. Si el pozo no rinde lo que se esperaba, se tendría que hacer un pozo adicional. Debido a los altos costos vinculados con una nueva perforación, es un riesgo de alto impacto a analizar.	No sistemático
Reservorio factibilidad	Reservorio, operación y producción	Riesgo asociado a las características del recuso en sí.	No sistemático
Riesgo país	Macroeconómica	Estará asociado a la situación económica y social del momento y alterará su aversión al resigo.	Sistemático
Aditivos químicos	Reservorio, operación y producción	Riesgo asociado a las características del recuso en sí, se requerirán más o menos dependiendo de las impurezas del recurso.	No sistemático
Factor planta	Reservorio, operación y producción	Dentro del mismo se analizan paradas de mantenimiento tícias, extras y programadas entre otros factores que hacen que la producción flutúe.	No sistemático
Margen PAE	Extraordinarias	PAE es Panamerican Energy y sería la entidad que realiza el cobro de los pozos petroleros. Se evalúa en esta variable la diferencia entre el costo que tiene la empresa y lo que cobra por los servicios brindados. El mismo puede variar entre un 25% y 35% aprox., y fue lo que se tuvo en cuenta para analizar su variabilidad.	No sistemático
Plazo de pago RenovAr	Extraordinarias	Si bien es poco probalbe que el mismo se atrase, se debe tener en cuenta para poder cubrir los costos en caso de que el mismo se atrase por algún motivo.	No sistemático
Plazo de pago MEM	Extraordinarias	Es muy probable que se atrase, más aún comparándolo con el plazo de pago RenovAr. Como dicho riesgo se verá reflejado en la caja mínima requerida anual, es una variable de relevancia teniendo en cuenta que cambiaría los flujos de fondo del proyecto año a año.	No sistemático
Atraso cambiario año X	Macroeconómica	Relacionado con la volatilidad económica y social de la Argentina, afectará directamente a los costos que se incurren en dólares.	Sistemático
Parar la producción un mes (año N)	Sucesos	Hay un riesgo cuando se producen eventos dados con el volcán o nevadas fuertes, por ejemplo, que pueden afectar la producción.	No sistemático
Regalías	Extraordinarias	Va a ser lo pedido como cobranza por la provincia por la explotación del recurso en Neuquén.	No sistemático
KM a construit de alta tensión	Sucesos	Estará asociado a la distancia y geografía de los nodos de la red existentes.	No sistemático
Que se lleve a cabo RenovAr	Sucesos	Dependiendo de la situación del país, el gobierno podría retractarse o retrasar su lanzamiento.	No sistemático

Figura 4.2.1. Tabla resumen de los riesgos, su clasificación y breve explicación

Como puede observarse, en cuenta al tipo de variable se clasificó según si la misma es sistémica o no y el tipo de variable (macroeconómica, sucesos, Reservorio, operación y producción y extraordinarias). En cuanto a las distribuciones de cada una de ellas, se encuentra luego especificado más adelante en el trabajo.

Igualmente, la tabla expuesta fue a modo de resumen pero pueden mencionarse otras características que describen los diferentes riesgos. En particular para el factor de planta, podrían mencionarse algunos riesgos asociados además de lo justificado en la tabla resumen:

- La baja producción del pozo geotérmico (para lo cual se observa si la curva de depreciación presenta una pendiente mayor al 5% anual)
- Los estudios del reservorio realizados
- Erupciones volcánicas
- Limitaciones a la red eléctrica
- El mantenimiento producto de la calidad del vapor geotérmico
- La eficiencia energética
- El cambio en la actividad de las placas tectónicas.

En segundo lugar, en el costo de la línea de alta tensión también se debe tener en cuenta el porcentaje que financie la provincia, que podrá estar entre un 50% y 100%.

Por otro lado, con respecto a los pozos geotérmicos, se analiza el riesgo de la necesidad en realizar o no un pozo extra. Esto va a depender de si el pozo rinda menos de 7 MW o no vinculado a la probabilidad de éxito o no de cada pozo realizado. Adicionalmente a esto, no solamente lo que rinda el pozo es un riesgo a analizar, sino también a la cantidad de azufre y sales que haya en el vapor porque va a determinar directamente el costo de aditivos y stocks.

En último lugar, en cuanto a las regalías, las mismas son un 1%, sin embargo es un porcentaje que también está atado a cierta variabilidad.

4.3 Variables de Referencia

Las variables más relevantes a la hora de tomar decisiones son: VAN, TIR, período de repago debido a que éstas son determinantes en el éxito del proyecto y de gran interés para los inversores del proyecto. Adicionalmente a estas, también se analizan para el proyecto el Leveraged Cost of Energy. Utilizando para el posterior análisis de las mismas, el software Crystal Ball.

El VAN particularmente, es la variable central porque es la que define la viabilidad del negocio. Lo que se busca es comprender todos los posibles valores que puede tomar ante la fluctuación de las variables elegidas teniendo en cuenta también la probabilidad de que el VAN dé negativo (caso proyecto no rentable).

En segundo lugar, la distribución de la TIR permitirá ver cuán atractivo es el negocio. Ya que es la tasa a la cual el VAN es cero, sin embargo, por sí sola no se analiza ya que la TIR por sí sola da un análisis incompleto.

Finalmente, el valor medio esperado de la distribución del período de repago indicará a partir de qué período se recupera la inversión. Si el valor medio es muy elevado, no será atractivo invertir.

Por otro lado, otra variable monitoreada para el proyecto es el Leveraged Cost of Energy -LCOE [USD/MWh]- ampliamente utilizado para comparar proyectos de generación de energía.

Teniendo esto en cuenta, en el software Crystal Ball en introdujeron las variables elegidas en el sistema y se obtuvo una distribución de los resultados de cada una de las variables relevantes en forma de campana. A su vez, el software dio los valores medios y desvíos, de suma importancia al momento de compararlos contra las curvas que tienen en cuenta la mitigación de riesgos.

4.4 Análisis de sensibilidad: Tornado chart

Se realizaron 2 tipos de variaciones. La primera fue tomando cada variable y aplicando una variación de +/- 20% aproximadamente, ya que dependerá de cada variable. De esta forma se obtiene una conclusión cuantificable numéricamente de la sensibilidad y se pueden distinguir aquellas variables cuya fluctuación en el VAN, TIR y periodo de repago será más preponderante. El segundo análisis es considerando las distribuciones de probabilidad esperables de las variables que afectan al proyecto, obteniéndose un resultado más realista.

Para comenzar, se hizo el Tornado chart con la variación porcentual del 20%, que arrojó el siguiente resultado:

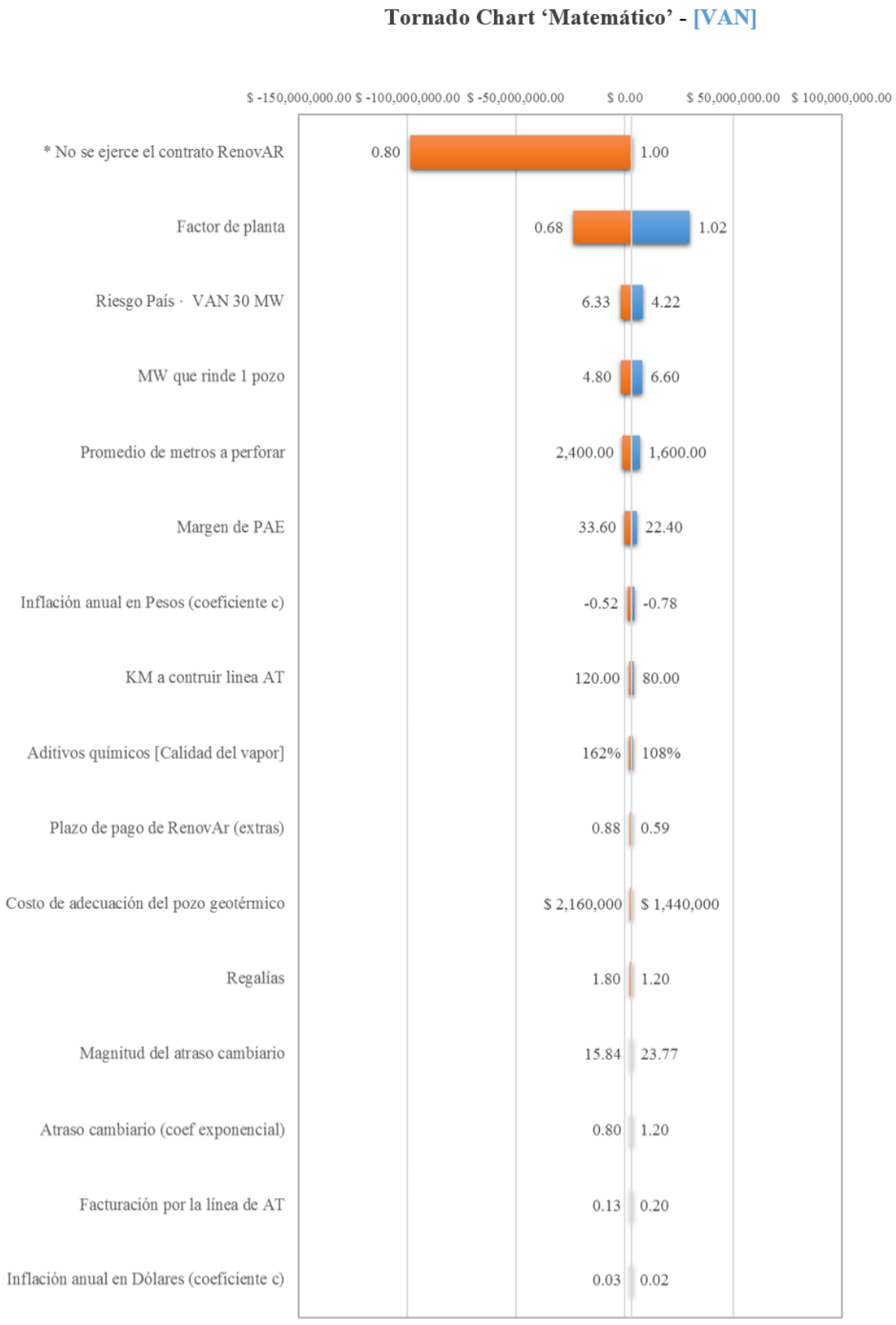


Figura 4.4.1. Tornado chart "Matemático"

La figura 4.4.1 muestra que el factor de planta, el costo del pozo geotérmico, los MW que rinde un pozo y la línea de alta tensión son las variables que más hacen variar el VAN. Si bien el número no representa la realidad porque en algunos casos no tiene sentido que aumente un 20%, como puede ser el factor de planta que da mayor que 1, pero da un pantallazo cercano a lo que la realidad va a mostrar luego. Lo importante es ver que seguramente esas mismas variables que están más arriba en el gráfico (por provocar mayor fluctuación al VAN), van a seguir siendo las más afectadas cuando se evalúe la realidad.

El precio a licitar tampoco representa un riesgo para este proyecto, mientras tanto se cumpla el contrato de RenovAR, pero para entender el impacto que genera cambiar un dólar (USD/MWh), se realizaron diversas simulaciones que muestran una variación diferencial de aproximadamente 1 MM USD el VAN esperado por dólar licitado. En el caso de que el proyecto vaya por el MEM, el precio va a fluctuar a través de los años, generando una incertidumbre en la rentabilidad del proyecto. Pero como fue mencionado, de forma ventajosa para este proyecto, RenovAR mitiga este riesgo al fijar un precio en los 20 años de contrato.

Luego de este análisis, como fue esbozado en la introducción al comienzo, se realiza un segundo Tornado chart. El mismo muestra los resultados a continuación mostrados:

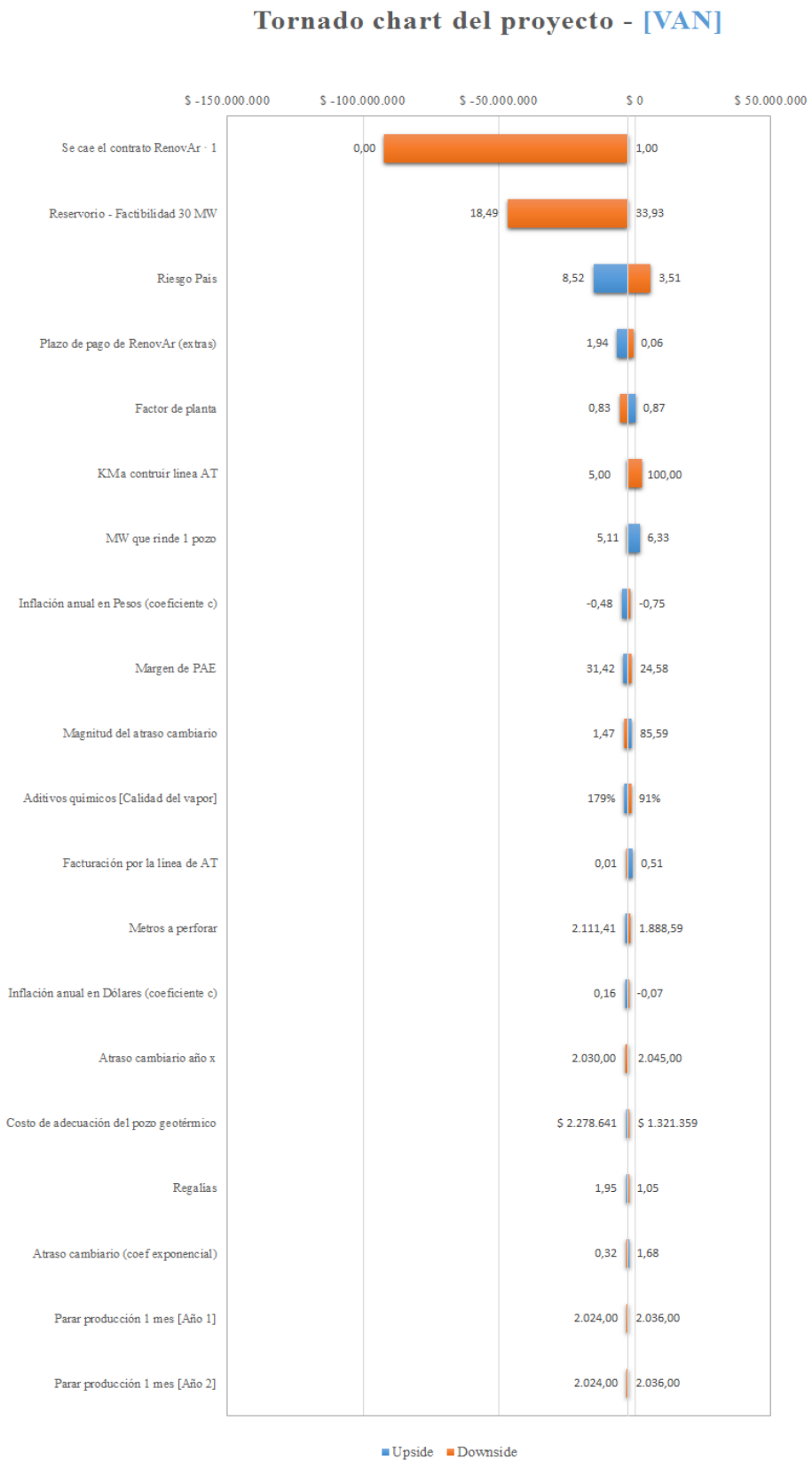


Figura 4.4.2. Tornado chart real

En la figura anterior, las variables están ajustadas a la realidad o el contexto del negocio. Se aprecia que las variables que aparecían en la figura 4.4.2 como las más afectadas también lo son en el Tornado chart real, pero en diferente orden.

En primer lugar, se puede observar el impacto que tiene un eventual no cumplimiento del contrato. Por este motivo se van a demostrar los impactos que generaría este escenario y ver cuáles son las acciones para reducirlo.

Por otro lado, todas las variables relacionadas a los reservorio también tienen un gran efecto. Esto es propio de todos los proyectos geotérmicos en su etapa de factibilidad, cuando los parámetros de la ubicación exacta del reservorio y potencia no tienen mucha certeza. Las principales variables que contribuyen a este factor, son:

- La factibilidad de 30 MW: las posibilidades que rinda 30 MW o menos.
- MW que rinde 1 pozo: se simula la tasa de éxito promedio de los pozos productores
- Metros a perforar: la profundidad promedio objetivo del reservorio. Los costos de perforación inciden en el orden del 30%-40% del total de la inversión y estos cambian según la profundidad del pozo. Debido a esto, se genera incertidumbre en el costo final de todos los pozos productores.

Adicionalmente a lo mencionado, otros factores a considerar que generan un gran impacto son:

- Plazo de Pago: esta es una de las principales variables. El MEM tiene mayor retraso en el pago promedio que RenovAR. Y un atraso de hasta 6 meses genera una inversión en capital de trabajo que afecta en gran medida la rentabilidad. El punto del MEM se analiza ante un eventual “no cumplimiento” del contrato RenovAR.
- Factor de planta: es propio de la tecnología y la incertidumbre en el mantenimiento. Fue ya descrito en el proyecto.
- Construcción de la línea de AT: hay posibilidades de que el EPEN construya parte de la línea de AT. Cómo involucra casi un 20% de la inversión tiene una expectativa alcista notoria, incluso asignando baja probabilidad de ocurrencia.
- Riesgo país: este es un riesgo propio de Argentina. Generalmente no tener estabilidad en el largo plazo genera que este índice tenga fluctuación, afectando la rentabilidad del proyecto.

Luego de analizado estas variables, se decidió graficar las más significativas en un Spider Chart como se ve a continuación:

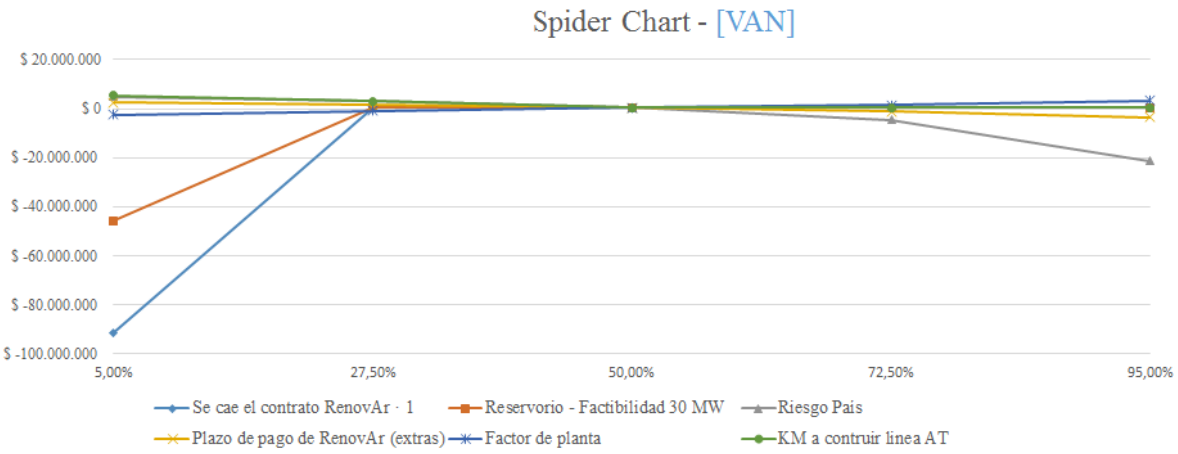


Figura 4.4.3. Spider chart del VAN

Como se puede observar en el Spider Chart, el reservorio produce un impacto negativo pero con baja probabilidad de ocurrencia. Lo mismo ocurre con la caída del contrato de RenovAR. Pero como estos sucesos producen una rentabilidad notoriamente baja, es coherente tomar acciones para contener la caída. Razón por la cual, más adelante en el proyecto se analizan sus respectivas opciones reales.

4.5 Distribución de probabilidad de las variables de riesgo

A modo de resumen, se detallan las distribuciones de probabilidad que siguen cada una de las variables, junto con sus valores significativos. Y se ordenan según el tipo de distribución:

Distribución beta				
Variable	Mínimo	Máximo	Alfa	Beta
Facturación por la línea de alta tensión	0,00	0,80	1	3
Inflación anual en dólares	-0,10	0,30	2	4
Inflación anual en pesos	-0,78	-0,30	1,7	4
Metros a perforar	1.600	2.400	17	17
MW que rinde un pozo	3	9	15	15
Reservorio factibilidad - 30 MW	10,00	90,00	1,8	2,12
Riesgo país - VAN 30 MW	3,00	17,00	2	9

Distribución triangular			
Variable	Mínimo	Moda	Máximo
Aditivos quimicos	70%	135%	200%
Atraso cambiario (coef. exponencial)	0,00	1,00	2,00
Costo de adecuación del pozo geotérmico	$1.100.000	$1.800.000	$2.500.000
Factor de planta	0,82	0,85	0,88
Margen de PAE	23%	28%	33%
Plazo de pago RenovAr (extras)	0,00	0,00	2,50
Plazo de pago del MEM (extras)	0,00	1,00	7,00

Distribución uniforme		
Variable	Mínimo	Máximo
Atraso cambiario año x	2.030	2.045
Parar la producción un mes (año 1)	2.023	2.050
Parar la producción un mes (año 2)	2.023	2.050
Regalías	1,00	2,00

Variable	Valor	Probabilidad
KM a construir de la alta tensión	5	0,10
	50	0,20
	100	0,70
Que se lleve a cabo el plan RenovAr (si/no)	1	0,95
	0	0,05

Distribución exponencial	
Variable	Tasa
Magnitud del atraso cambiario	0,04

Tabla 4.5.1. Distribución de las variables de estudio

A continuación se analizaron las variables desarrollando para cada una de ellas:

- Contexto e impacto en nuestro proyecto: resultados de los estudios de Mercado e Ingeniería.
- Modelizado: distribución de probabilidad y simulación en la planilla de cálculo.
- Estrategia frente al riesgo: si existe alguna manera de mitigarlo o se decide absorber el riesgo.

4.5.1 Riesgo país

Si se decide invertir en un país específico, este lleva un riesgo asociado que puede hacerle ganar o perder el atractivo al inversor. En particular para la Argentina, se tiene una volatilidad en el mercado considerable a lo largo de los años, motivo por el cual se decidió realizar un análisis sobre este parámetro.

La distribución de probabilidades de este factor es como se muestra a continuación:

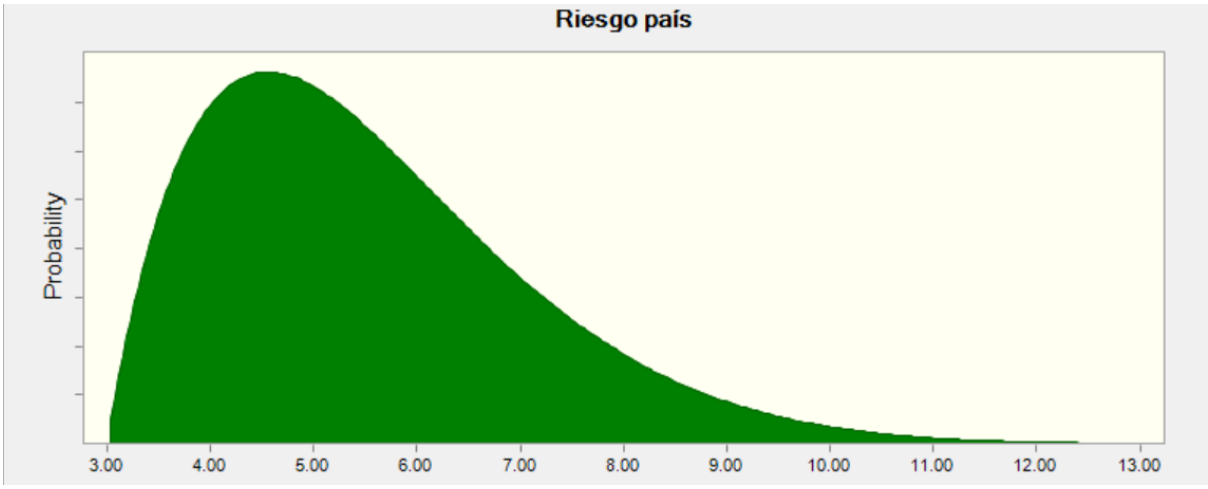


Figura 4.5.1.1. Distribución Beta del riesgo país.

Para definir esta distribución de probabilidades, se tomaron 930 datos históricos desde el año 2003 y se ajustó la curva de probabilidades con el input analyzer. Y los parámetros para la distribución beta del riesgo país son:

Riesgo país	
Parámetros distribución Beta	
Media	5,55
Mínimo	3
Máximo	17
Alfa	2
Beta	9

Tabla 4.5.1.1. Parámetros de la distribución Beta del riesgo país.

Para el caso base se consideró posicionarnos en la media histórica y así no tener ninguna expectativa alcista o bajista que afecte las conclusiones del proyecto. Otro criterio podría haber sido posicionarse en 2018 y adoptar expectativa bajista que produzca una disminución en el costo de capital durante la simulación.

Como se ve en el tornado Chart, el riesgo país afecta la rentabilidad del proyecto significativamente. Pero su fluctuación está atada a variables económicas que están fuera del alcance de los realizadores de este proyecto, por consiguiente la postura frente al riesgo es absorberlo. Por este motivo este análisis llega a entender su impacto e intentar de ajustar otros aspectos del proyecto para hacer frente a la inversión en el país.

4.5.2 Inflación

Para poder modelizar la inflación, se asumió que la misma sigue un comportamiento exponencial, estabilizandose en un valor determinado. Con todo esto en cuenta, se llegó a la siguiente expresión:

$$Y = a\,x^{c} \qquad (4.5.2.1)$$

Donde:

- Y: Inflación (pesos o dólares)
- X: Año
- a: valor inicial (año 1)
- c: tasa

Este proceso fue realizado tanto para la inflación en pesos como para la inflación en dólares. En primer lugar, para tasa anual de inflación en pesos se detalla en el gráfico a continuación:

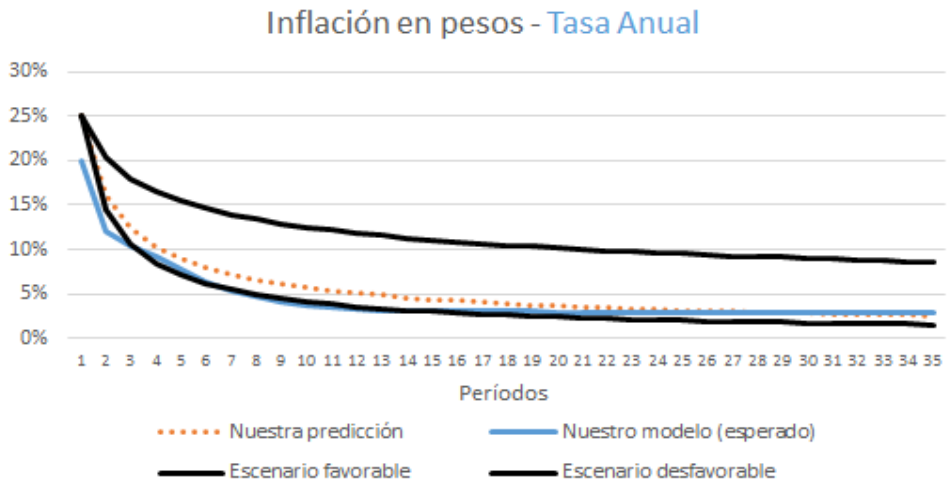


Figura 4.5.2.1. Escenarios de la inflación en pesos y sus coeficientes

El cálculo de “a” (valor inicial) y “c” (tasa) que describen a esta curva, se realizó con las condiciones de borde, en el que se toma el primer año y el último, resultando en un valor constante al final. El coeficiente “C”, es una tasa que se hace variar para crear los diferentes escenarios. En un mayor detalle, los coeficientes se detallan a continuación:

Coeficiente	Valor	Obeservación
a	25%	Predicción
c1	-0,69	Modelo esperado
c2	-0,78	Escenario favorable
c3	-0,3	Descenario desfavorable

Figura 4.5.2.2. Escenarios de la inflación en pesos y sus coeficientes

Luego, se puede observar el gráfico de abajo, donde el eje x representa los períodos (un período por año desde 2019). Representando luego en azúl y en negro respectivamente: el ajuste con la exponencial y los escenarios superiores e inferiores. Esto descrito se muestra en la figura a continuación:

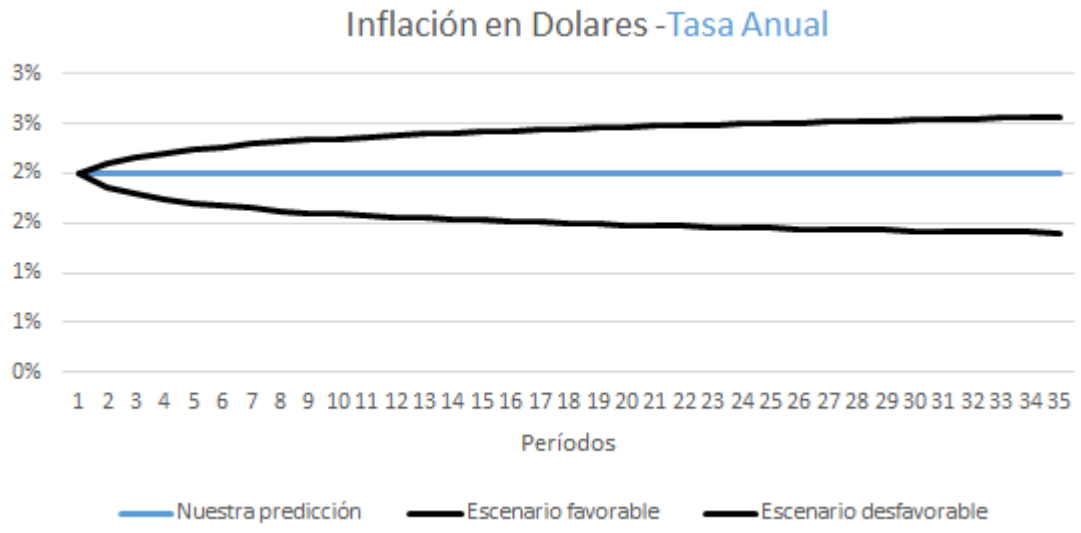


Figura 4.5.2.3. Escenarios de la inflación en pesos y sus coeficientes

Se puede apreciar que la expectativa son escenarios favorables en cuanto a la situación inflacionaria del país. Terminando en 2053 con una tasa anual de inflación, que, en el mejor caso iguala a EEUU y en el peor caso con un promedio un poco menor al 10% anual.

En segundo lugar, como ya fue mencionado en la introducción, para la inflación en dólares se realizó el mismo proceso, y se obtuvieron los coeficientes mostrados a continuación:

Coeficiente	Valor	Obeservación
a	2%	Predicción
c1	0	Modelo esperado
c2	-0,1	Escenario favorable
c3	0,3	Descenario desfavorable

Figura 4.5.2.4. Escenarios de la inflación en dólares y sus coeficientes

Para los coeficientes intermedios entre el pesimista y el optimista, se eligió la distribución beta con el fin de colocarle límites a los valores en los escenarios más extremos y una probabilidad razonable en los escenarios intermedios. Esto se aprecia en las imágenes que abajo se muestran:

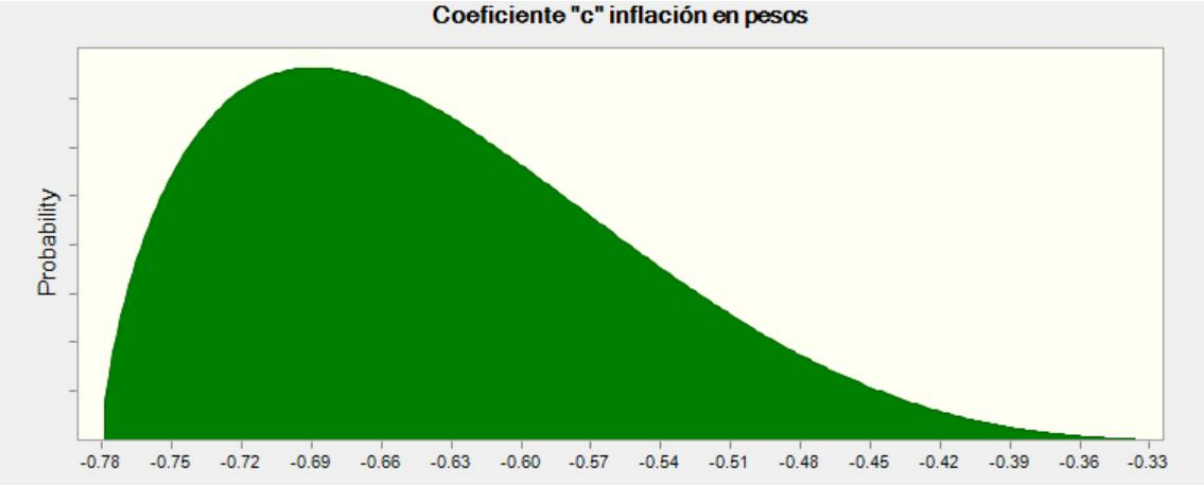


Figura 4.5.2.5. Distribución beta para los coeficientes de la inflación en pesos

En este gráfico se muestra la distribución beta para los coeficientes de la inflación en pesos, siendo sus parámetros los mostrados a continuación:

Coeficiente "c" inflación en pesos	
Parámetros distribución Beta	
Media	-0,64
Mínimo	0,78
Máximo	-0,3
Alfa	1,7
Beta	4

Tabla 4.5.2.1. Parámetros de la distribución Beta del coeficiente "c" de la inflación en pesos.

Siguiendo la misma línea, para el caso de la inflación en dólares se muestra la siguiente figura:

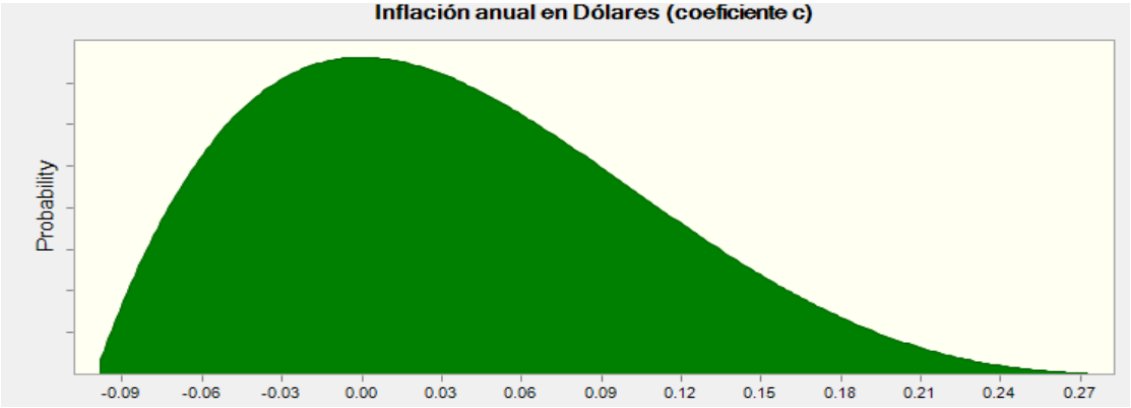


Figura 4.5.2.6. Distribución beta para los coeficientes de la inflación en USD

Observando que los coeficientes de la distribución beta de media, mínimo, máximo, alfa y beta son los siguientes:

Coeficiente "c" inflación en dólares	
Parámetros distribución Beta	
Media	0,03
Mínimo	-0,1
Máximo	0,3
Alfa	2
Beta	4

Tabla 4.5.2.2. Parámetros de la distribución Beta del coeficiente "c" de la inflación en dólares

La simulación realiza un corrimiento de la curva azul del esperado a través de todos los escenarios inflacionarios con una distribución Beta. Este efecto fue realizado ajustando el coeficiente exponencial "c" a dicha distribución.

De esta forma, se le otorga una mayor probabilidad a los valores medios y menor a los extremos. Todo esto tiene fundamento en que los escenarios son continuos y se puede usar dicha distribución.

El precio de facturación en el caso de RenovAR, no está afectado por la inflación en pesos ni en dólares, ya que son contratos a valor fijo. Pero sí está relacionado con el tipo de cambio real, generando un pequeño desfase entre los costos en pesos y dólares explicados en el siguiente apartado.

Finalmente, la inflación en pesos tiene un impacto directo en varios costos operativos del proyecto:

- Salarios
- Aditivos químicos
- Servicios
- Gastos operativos

4.5.3 Tipo de cambio

El tipo de cambio está correlacionado con la inflación en dólares y en pesos. Hay que realizar un análisis de la variación del tipo de cambio, ya que este proyecto cuenta con costos en dólares y la facturación también se encuentra dolarizada.

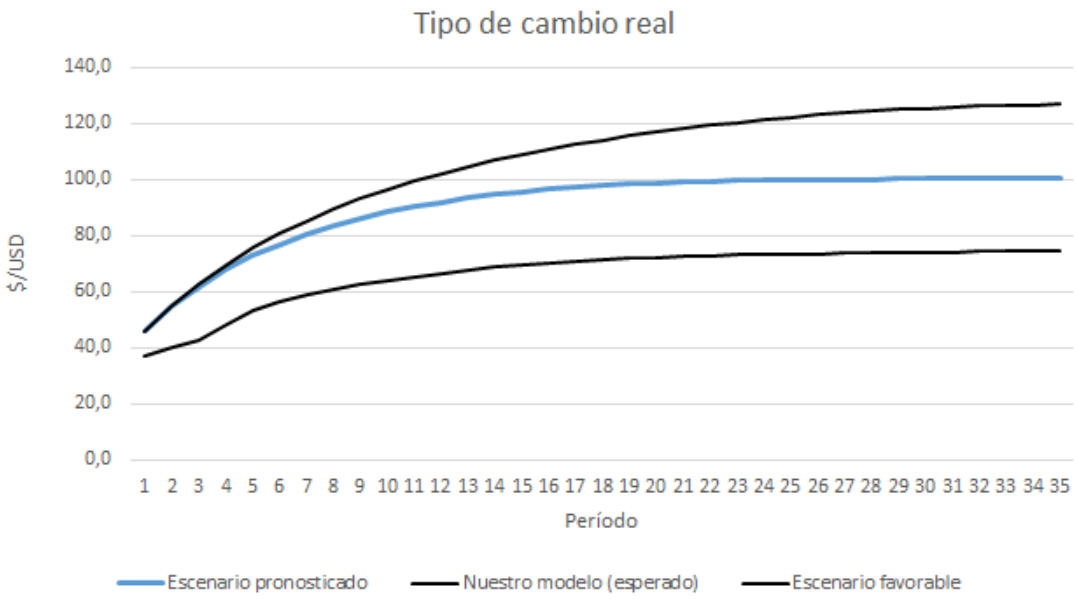


Figura 4.5.3.1. Tipo de cambio real

Como estas fluctuaciones no generan un impacto tan grande en el VAN, se decidió realizar una correlación conceptualmente simple. Suponiendo que el dólar se devalúa un 2% anual y el peso un 18% anual en un año x. La tasa de cambio terminaría siendo un 16% anual.

Esta resta se realiza año a año durante toda la vida del proyecto según los dos escenarios inflacionarios comentados en el apartado anterior.

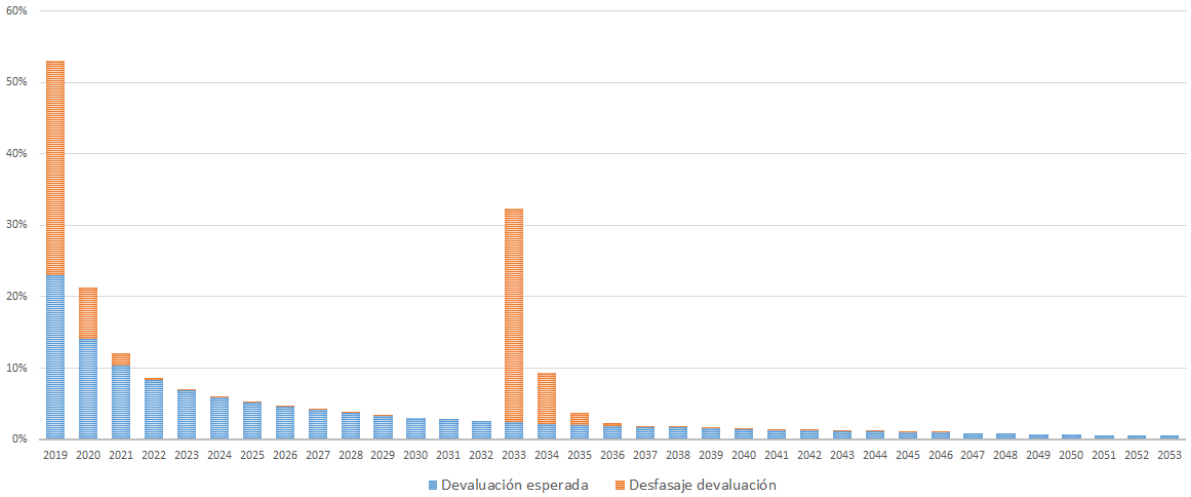


Figura 4.5.3.2. Devaluación cambiaria vs atraso cambiario

Aparte de la inflación, en Argentina habitualmente se produce un atraso cambiario. Esto se traduce en que en algunos años, la devaluación anual crece en mayor medida que las inflaciones y posteriormente se acomoda.

Las barras azules y naranjas simulan este suceso. Las azules son la resta entre el escenario de inflación en pesos con el escenario de inflación en dólares. Luego para crear el efecto de una devaluación más brusca y temporal, se realizó un random en el año de este suceso con una probabilidad uniforme discreta entre 2030 y 2050. Luego con una exponencial decreciente se estableció la magnitud de este atraso cambiario. Se eligió la función exponencial decreciente, ya que la particularidad de estas corridas es que se estabilizan en 1 o 2 años.

El impacto que tienen estas corridas en este proyecto es relativamente bajo por los siguientes motivos:

- La mayor parte de los costos están dolarizados: salvo los sueldos, servicios y gastos operativos. Los mayores egresos son producto de tareas de mantenimiento de pozos y compra de stocks.
- La facturación es en dólares: no se corre tanto riesgo si se llega a producir una gran devaluación.

En otras industrias que cobran en pesos y tienen costos en dólares, posiblemente realizar acciones mitigatorias para este riesgo es importante. Si se produce el caso contrario también se puede sacar ventaja.

4.5.4 Salarios

Los salarios en particular dentro del costo operativo total forman un 84% aproximadamente, es decir que su impacto es significativo. Igualmente si bien es relevante dentro de los costos operativos, sobre el total de los costos requeridos de la planta no supera un 12% y por lo tanto en el total su incidencia es entre media y baja.

De todas maneras, existe un riesgo asociado en los salarios que van a determinar casi por completo los costos operativos. Este riesgo está asociado a la actualización de los salarios. Para calcular el costo total de los salarios en la entrega financiera el cálculo realizado fue multiplicado por la inflación, es decir que los salarios se ajustan año a año en base a la inflación. Sin embargo, en picos de inflación que están asociados a incertidumbre y crisis, no se cumple la fórmula utilizada en que los salarios se ajustan por inflación. Por lo tanto, para analizar su impacto se consideró que ocurriría si los salarios aumentarían un % menos al dado por la inflación. Este escenario obviamente tendría un impacto directo sobre los costos operativos totales, y para reflejar los resultados de dicha variación se decidió evaluar los cambios en el VAN sin tener en cuenta las ampliaciones.

El resultado que se pudo observar luego de los correspondientes análisis por el Crystal Ball son los mostrados a continuación:

	VAN				Entrada		
Variable de entrada	Hacia abajo	Hacia arriba	Rango	Explicación de la variación[1]	Hacia abajo	Hacia arriba	Caso base
H1	$ 1.034.951	$ 556.209	$ 478.742	100%	0,73	0,97	0,85

Tabla 4.5.4.1. Resultados obtenidos a partir del Crystal Ball

Como puede observarse, varía en un rango de $478.742. Que teniendo en cuenta en todos los gastos incurridos durante la inversión, podría considerarse imperceptible. Adicionalmente, como complemento se puede ver:

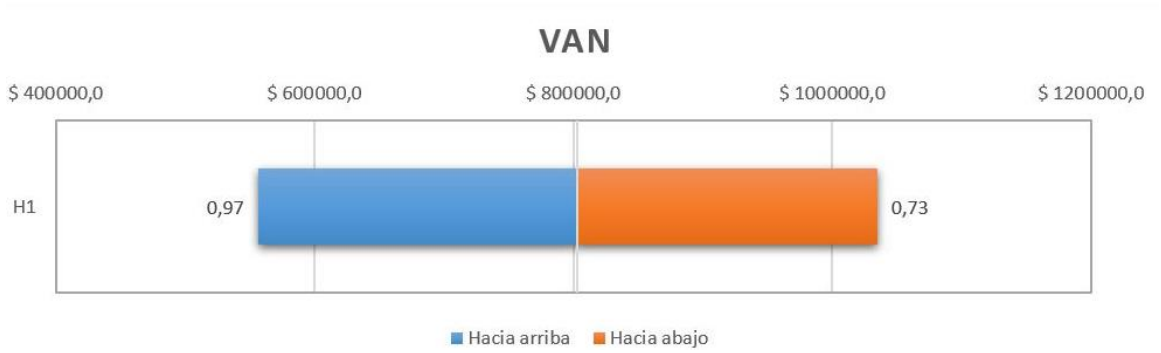


Figura 4.5.4.1. Tornado Chart obtenido a partir del Crystal Ball

El resultado obtenido significa que el sueldo a cobrar por el empleado será ajustado por la inflación en un 73% para el caso más favorable en nuestro proyecto y en un 97% para el caso más desfavorable. Sin embargo, como se vio en los resultados anteriores y como fue predicho anteriormente al analizar el porcentaje que representan los salarios sobre los costos totales, no

presentan una variación importante para el VAN, y por lo tanto no será un riesgo prioritario dentro del total de riesgos.

4.5.5 Resistencia social

En el año 2010 la Asamblea de Vecinos Autoconvocados de Caviahue-Copahue se manifestó en contra de la instalación de una planta de energía geotérmica en la zona. Alegan que no traerá beneficios a la zona, cuyo sustento es el turismo. No creen que se vayan a generar nuevos puestos de trabajo en la comunidad porque al ser un trabajo técnico, opinan que será necesario traer mano de obra de afuera.

Son escépticos de la sustentabilidad del proyecto, ya que cuestionan la capacidad del reservorio y la explotación racional del recurso.

La prueba piloto que se realizó en la década de los ‘80 en Copahue dejó la casilla de operaciones y algunas cañerías a la intemperie una vez que cesó la actividad. Al no haberlas desechado de manera adecuada, todo quedó como chatarra que se fue oxidando con el paso de los años y se dejaron pozos con fugas. De hecho, en el año 2001 se averió la válvula de un pozo que había quedado y empezó a liberar descontroladamente 10 tn/h durante 8 años. Al no tener silenciador, produjo una contaminación sonora muy importante a tal punto que no era recomendable acercarse. En 2009 se hicieron las tareas necesarias para abandonarlo definitivamente, agregando cemento a la tubería de producción. Esto derivó en que la gente que vive en la región forme una opinión muy negativa hacia la generación de energía a partir de la geotermia y no quiera que se vuelva a repetir la misma historia.



Figura 4.5.5.1. Pozo que fue dejado con fuga

A su vez, la comunidad mapuche también se manifestó en contra por considerar propia la zona. Presentaron una queja formal frente al BID, en la que expresan que están en contra del

proyecto porque alteraría la naturaleza del lugar y remarcan que deberían haber consultado con ellos previamente para pedirles una suerte de permiso.

Todo lo mencionado podría traer problemas a la hora de comenzar a operar, ya que podría haber manifestaciones o sabotajes. No hubo ningún proyecto geotérmico en el mundo que se haya podido llevar a cabo teniendo a la comunidad local en contra. Por eso, este punto fue considerado dentro de los riesgos de realizar este proyecto. Será importante esclarecer a la comunidad, con buena comunicación, que se tomarán todas las medidas necesarias para cuidar el medio ambiente, que se tomará mano de obra local y no se interferirá con el turismo de la región, sino que, por el contrario, las consecuencias de tener una planta de energía geotérmica serán beneficiosas para sus habitantes. Una vez terminado el proyecto, se tomarán los recaudos para dejar el área del proyecto libre de contaminación.

Se invertirán 30 mil dólares en comunicación para informar a la gente, antes de hacer el proyecto, a modo de que pueda ser llevado a cabo. Será importante remarcar que las termas no se verán afectadas y que no hay conexión directa al lago Caviahue, por lo tanto el pastoreo de la región no se verá alterado. La cantidad de agua que se tomará del lago es insignificante en comparación con su volumen total, por lo tanto éste no se será afectado. Se presentarán estudios que indican que los vientos anuales de la zona (de 21 KM/h) serán capaces de barrer el ácido sulfúrico producido, ya que sus cantidades son muy bajas. Otro punto que será importante comunicar es que los costos de los pozos reinyectores están considerados desde el principio de la concepción de este proyecto. Este no es un dato menor, ya que la mayor preocupación de los ambientalistas de la zona es que el reservorio no pueda regenerar el vapor a mayor velocidad respecto a la que es extraído y que el recurso se agote, pero si se realiza la explotación de manera correcta, esta es una energía renovable. En conclusión, la manera de mitigar este riesgo de rechazo social es la inversión en comunicación como se nombró, pero no se evaluó como una opción real en el trabajo ya que es una prima muy baja en relación a los números del proyecto, sin embargo era importante no dejar de mencionarlo.

4.5.6 Caída del plan RenovAR

En el estudio de mercado se determinó que una planta geotérmica, dado que tiene costos marginales de generación bajos, se considera como energía de base por el factor de planta cercano a 0,9. Se puede considerar a modo del análisis 100% probable que el Mercado Eléctrico Mayorista decida incorporar la generación geotérmica a su cartera y pagar el precio monómico por MWh entregado.

El análisis económico financiero demuestra que si se decide entrar en un principio al MEM, no se produce el repago descontado a la tasa WACC durante el período del proyecto.

Esto se da principalmente por lo siguientes motivos:

- El precio promedio es entre un 30 a 40% menor que el de RenovAR. Las proyecciones dieron una leve tendencia creciente, para el 2043 el precio promedio anual marcaría 92 USD / MWh.
- Factor de incentivo: el precio licitado se ve afectado por dos factores de incentivo, que son más grandes en los primeros años (el primer año es 1,22 ambos factores multiplicados) y luego se achica para compensar. Esto desde el punto de vista financiero tiene un peso importante. El MEM no cuenta con este tipo de incentivo.
- Plazos de pago promedio: el plazo de pago del MEM, estipulado en 2 meses, se alarga generalmente a 3 o 4 meses en promedio. En cambio RenovAR cumple mejor los 60 días, dando incluso más garantías por el tipo de contrato. Como se observó en el análisis de sensibilidad esta variable es una de las principales en cuanto al impacto financiero.
- Devolución anticipada del IVA: el proyecto tiene una inversión inicial muy grande en comparación a otros proyectos. Las medidas que ayudan a reducir los flujos de fondos negativos en el primer tramo del proyecto trae consigo un beneficio financiero importante que se ve reflejado en el valor actual neto.
- Amortización acelerada: se cuenta con la opción de reducir algunos años la amortización en infraestructura al 70% del plazo original. Por ejemplo, lo que se amortizará en 20 años, RenovAR permite hacerlo en 14. Esto produce un ahorro en impuesto a las ganancias los primeros años del proyecto. Este escudo impositivo mejora el resultado financiero.

Si un proyecto va únicamente por la vía del MEM, se tendrían que analizar varios riesgos extras. Como por ejemplo fluctuaciones en el precio spot, plazos de pago extensos y otros riesgos de no poder acceder a dar energía. Por este motivo, el hecho de estar en RenovAR como primera opción, mitiga muchos de estos riesgos. Justamente se intenta que estos pliegos sean una herramienta que fomenten inversiones de este estilo que finalmente tienen un impacto directo en la rentabilidad.

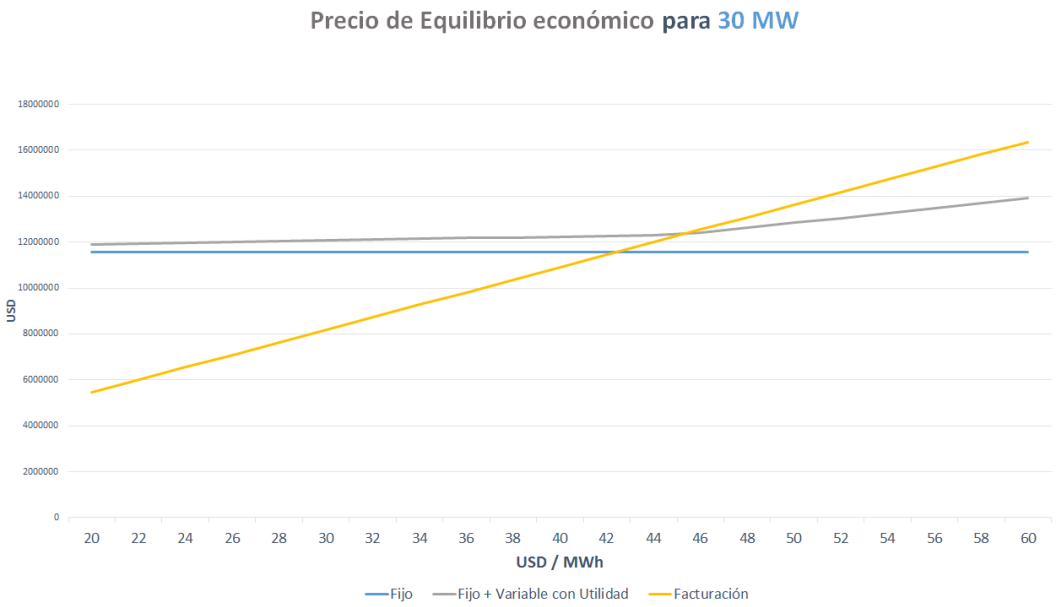


Figura 4.5.6.1. Punto de equilibrio económico para la configuración de 30MW

Producto del análisis económico financiero se llega a la conclusión de que en una eventual caída del contrato, la planta va a poder operar, ya que tiene un precio de equilibrio económico cercano a 45 USD/MWh. El MEM paga en promedio 80 USD/MWh.

Si bien las cláusulas de salida del contrato son altas (comprobada la factibilidad) y hay una garantía por parte de organismos internacionales, hay que considerar este riesgo y entender que, pese a la baja probabilidad de ocurrencia asignada, tiene un impacto que deja el VAN en casi - 85 MM USD. Muy lejos de repagar financieramente el proyecto.

El período de repago a tasa 0, realizando el proyecto enteramente con el MEM es de 18 años para el caso base, con una TIR del 1,62%. Perdiendo completamente el atractivo para los inversores que especulan con una rentabilidad en su inversión.

En conclusión, ante un eventual riesgo de caída posterior al 2023, los flujos de fondos son todos positivos, por ende la opción de salir no se eligiría. En cambio si esto se produce en una etapa temprana (probabilidad asignada de ocurrencia: 5%), seguramente se va a tener que evaluar esta opción y los costos implicados.

4.5.7 Construcción de la línea de alta tensión

Para poder llevar a cabo el proyecto, es necesario que se realice una línea de 132 KV de 100 KM aproximadamente (desde la planta hasta Chos Malal, donde se encuentra el nodo eléctrico) y la inversión requerida es de 20 millones de USD. Por lo tanto, es una variable muy importante a analizar en cuanto a los costos que conlleva (14% del total). Sin embargo, existe

la posibilidad de que la línea de alta tensión la licite el EPEN aparte, ya que hay un proyecto provincial que intenta cerrar el anillo entre Chos Malal y Las Lajas.

- El EPEN construye el 50% de la línea de AT, hasta la localidad de Ñorquín. A este escenario se le asigna un 20% de probabilidad.
- El EPEN construye el 100% de la línea. Uniendo Chos Malal - Ñorquin - Caviahue

Se van a contemplar 8 KM de construcción propia para conectar la planta geotérmica, que se encuentra en la ladera del volcán, con la línea de alta tensión que pasa desde Ñorquín hasta Caviahue.



Figura 4.5.7.1. Línea de alta tensión. Desde la planta geotérmica hasta el trazo Ñorquín - Caviahue

Hay 4 factores que impactan directamente en la evaluación del proyecto al variar los km que construye el EPEN.

1. Kilómetros que construye EPEN [0 km; 50 km; 92 km].
2. Inversión por KM realizado [200.000 USD/km].
3. Costos de transporte de energía: el factor de nodo valle es 0,946 para Chos Malal. Se puede tomar ese valor como referencia.
4. Facturación esperada por generadores: esta se percibe únicamente si se construye algún tramo de la línea. Se puede poner proporcional a los KM construidos.

La variable 1 se relaciona con la 1, 2 y 3. En todos casos queda configurada la hoja de cálculo para aumentar o disminuir los costos de transporte, inversiones y facturación de acuerdo a los KM construidos.

Como primera medida se establece la probabilidad de ocurrencia de los eventos de construcción de la línea por parte del EPEN:

- 70% de probabilidad de que la provincia no se responsabiliza por los gastos
- 20% de probabilidad de que se construyan 50 KM hasta Ñorquín
- 10% de probabilidades de que se termine uniendo Chos Malal - Ñorquín y Caviahue. Esto facilita 92 KM a este proyecto.

El impacto de todo esto podría ser mucho más grande si no se considera el costo del transporte ni perder el beneficio de cobrarle a los generadores que utilizan la línea. Por este motivo este riesgo/oportunidad no queda ordenado en los primeros lugares del tornado chart.

Se genera un egreso en el cuadro de resultados contemplado un factor de nodo de 0,946. Por ende el egreso que se produce es del 5,4% de la facturación. Esto se extendería a todas la ampliaciones si la construcción va del lado del EPEN.

Se plantearon escenarios para simular la cantidad de generadores que utilizan la línea de alta tensión.

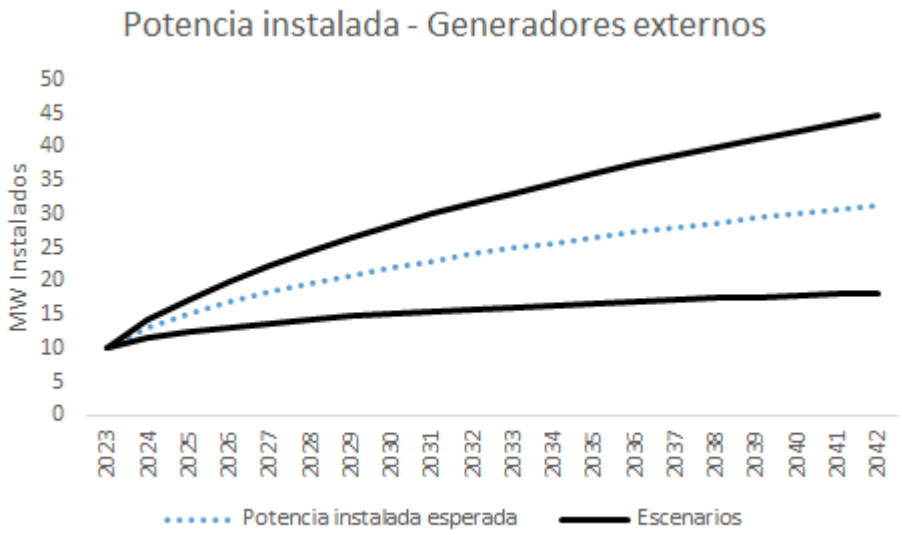


Figura 4.5.7.2. Escenarios de potencia instalada en los alrededores de la línea de AT.

Para el caso de ampliación a 90 MW va a existir un tope en 30 MW externos al proyecto por limitante en la línea de alta tensión.

Estos escenarios se modelan con el coeficiente de la función exponencial, al igual que los casos de la inflación en pesos y dólares. Dicho coeficiente varía desde el escenario inferior al superior de forma continua con una distribución beta.

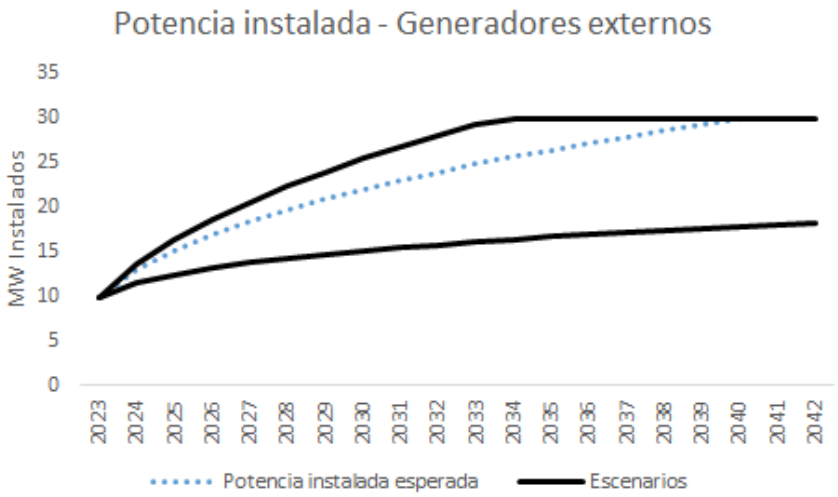


Figura 4.5.7.3. Escenarios de potencia instalada en los alrededores de la línea AT, considerando las restricciones para la línea de 132 KV

Se cobraría un promedio de 7 USD el MWh. El dato de facturación se extrajo de la página del EPEN.

Si se toma como referencia la facturación de la planta de 30 MW. Los ingresos que se obtienen en el escenario medio son del orden del 2,5% en promedio. Variando desde el 1% en el año 2023 al 4% en los últimos años.

En el caso que la línea de AT se haga por el lado del EPEN, se va a aplicar el costo del nodo para Chos Malal que equivale a 0,946. Por más de que se generen en sumatoria casi el 150% de egresos comparados a los 20 MM USD que cuesta la línea de alta tensión. Financieramente mejora el valor presente 9 MM USD, ya que pagar una cuota del 5% de la facturación en los últimos años no tiene un peso tan significativo.

En conclusión, este riesgo tiene una expectativa alcista en el proyecto. Por este motivo es importante establecer la relaciones necesarias para lograr negociar estos puntos que favorecen la rentabilidad del proyecto y seguramente tengan beneficios para toda la provincia, ya que cierra las líneas en forma de anillo, descongestionando la circulación de potencia y facilitando las tareas de mantenimiento.

4.5.8 Costo de los aditivos y stocks y la influencia según el porcentaje de azufre en el recurso

El costo de aditivos y stocks dentro de lo que sería el total de la inversión, es menos del 1%, por lo tanto no son costos de mucha relevancia. Es decir, no influye demasiado si estos aumentan o disminuyen, sin embargo fueron analizados por el programa de Crystal Ball y

Tornato Chart, debido a que el costo adicional en que se puede incurrir por necesidad de mayores aditivos es dinero que se debe tener como respaldo para no encontrarse en falta. Ya que de no tener aditivos químicos, cualquiera sea la razón, la turbina, tuberías y demás equipos pueden verse dañados de forma casi irreparable y permanente lo que ocasiona incurrir en gastos que representan hasta casi un 50% sobre el total de la inversión.

En primer lugar, se observó en el Tornado Chart donde se ponderó por probabilidades. Para el caso más desfavorable, es más probable que los aditivos aumenten en un 60% produciendo la disminución del VAN, aunque es casi indetectable. Y por otro lado, para el caso más favorable, los aditivos químicos disminuirían un 10% produciendo un aumento prácticamente imperceptible en el VAN. Cabe aclarar, que este aumento o la posible disminución mencionadas, se da porque aumentaron o disminuyeron los precios respectivamente o porque se requirió mayor o menor cantidad de aditivos químicos respectivamente.

En segundo lugar, se realizó este mismo análisis pero utilizando el Crystal Ball, este análisis a diferencia del anterior no tiene en cuenta las probabilidades antes mencionadas, debido a esto los porcentajes varían. Los resultados son los mostrados a continuación:

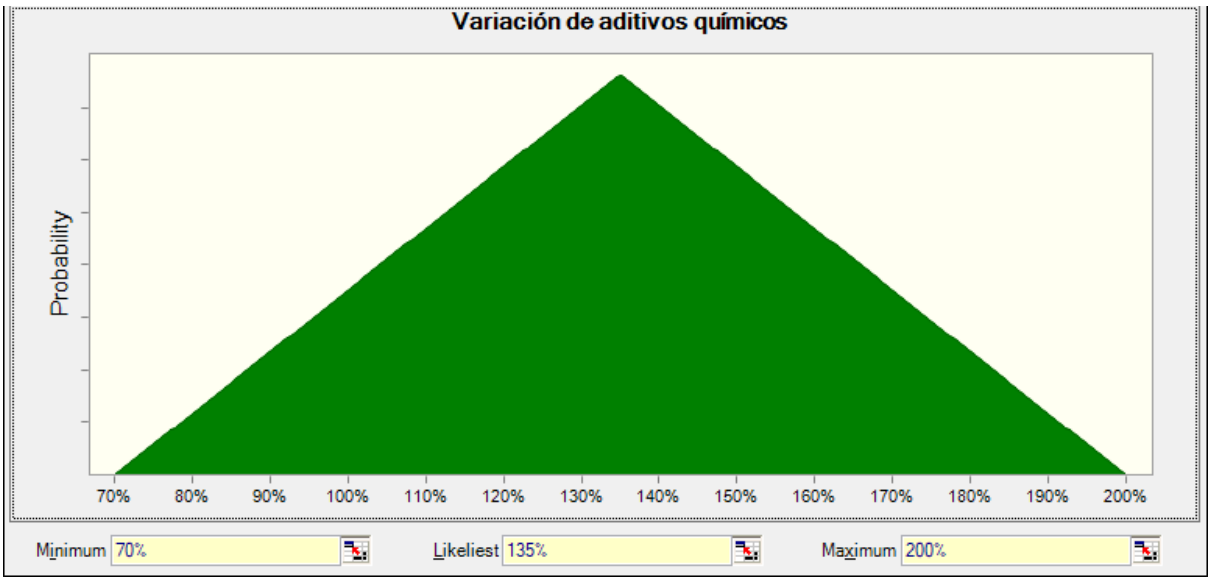


Figura 4.5.8.1. Gráfico obtenido por el Crystal Ball

Y para desplegar un mayor detalle de este gráfico, se pueden observar los parámetros de esta distribución. Los mismos se muestran en la tabla a continuación:

Variación de aditivos químicos	
Parámetros distribución triangular	
Media	135%
Mínimo	70%
Moda	135%
Máximo	200%

Tabla 4.5.8.1. Parámetros de la distribución Triangular de la variación de los aditivos químicos

Como puede observarse en la imágen anterior, el caso más desfavorable es un 200% que es mayor al dado por el análisis para el Tornado Chart. Se realizaron ambas formas de evaluar este riesgo, para tomar el más desfavorable porque en costos no es significativo, pero en consecuencias (debido a lo antes mencionado de daño en los equipos) es de mucha relevancia por los costos mencionados en los que se incurre.

Finalmente, lo que va a determinar la situación frente a la cantidad de aditivos requeridos es obviamente la calidad del recurso. Ya que en caso de que el vapor extraído contenga mucho porcentaje de azufre, el proyecto se verá situado en el caso más desfavorable y viceversa para el caso en que se encuentre con menor porcentaje de azufre.

4.5.9 Factor de planta

El proveedor Green Enel Power, es su especificación técnica indica que el factor de planta esperado es de 0,85. Este valor no se puede tomar fijo, ya que conceptualmente involucra muchas variables que van a ser desconocidas hasta el momento de operar.

- Tareas de mantenimiento típicas (programadas)
- Tareas de mantenimiento extras: Pueden ocurrir si el gas presenta un exceso de azufre o sales que involucre parar la planta más de lo normal
- Recurso natural: De las 8760 horas anuales hay que analizar cuántas horas el recurso brindará el vapor necesario para producir los 30 MW. Uno de los beneficios de la geotermia, es su estabilidad en cuanto a la producción de vapor. Igualmente las fluctuaciones existen y son propias de cada reservorio.
- Requerimiento de Energía: Se supone que la geotermia entra dentro de la llamada ‘energía de base’. Sin embargo, se presentan restricciones a lo largo del año típicas de la congestión energética de las líneas. Esto bloquea el suministro de Energía de la planta.

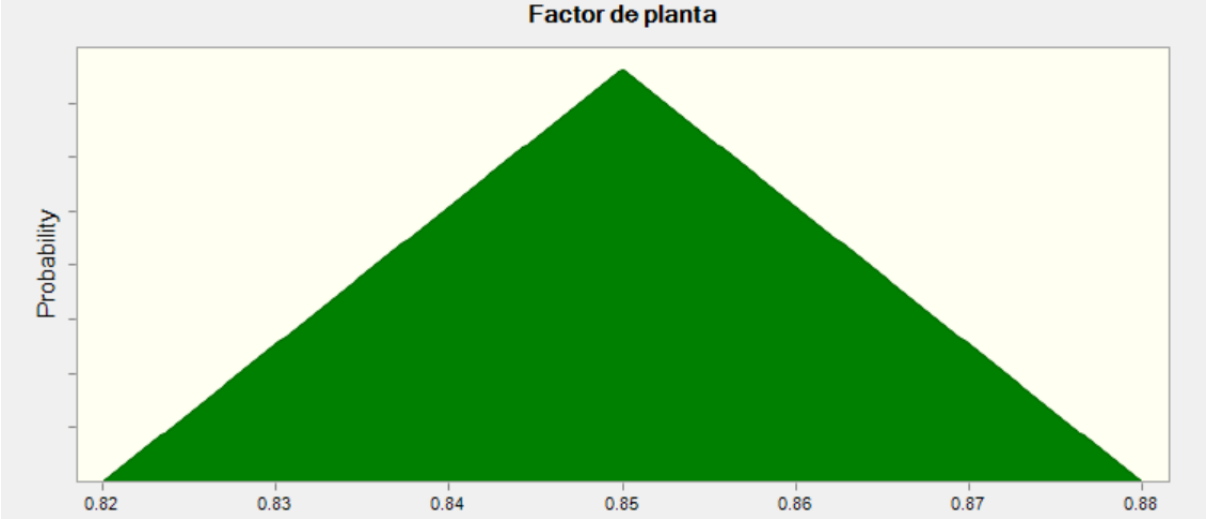


Figura 4.5.9.1. Distribución triangular del factor de planta

Y para desplegar un mayor detalle de este gráfico, se pueden observar los parámetros de esta distribución. Los mismos se muestran en la tabla a continuación:

Factor de planta	
Parámetros distribución triangular	
Media	0,85
Mínimo	0,82
Moda	0,85
Máximo	0,88

Tabla 4.5.9.1. Parámetros de la distribución triangular del factor de planta

El factor de planta 0,85 contempla este tipo de sucesos, pero en una media sin variabilidad. Por este motivo se toma una Triangular que se mueva desde 0,82 a 0,88.

El impacto es grande ya que está asociado directamente al porcentaje de energía que se logra producir. Lograr un factor de planta cercano a al 88% en este tipo de plantas involucra el mérito de los técnicos de mantenimiento, al realizar las paradas mínimas y necesarias para que la planta siga operando, la bondad del reservorio en cuanto a la estabilidad de vapor que produce a lo largo de año y que en las líneas de alta tensión no ocurran muchos eventos de corte de suministro.

4.5.10 Costos de perforación

Uno de las variables de mayor impacto son los costos de perforación que representan generalmente un 25% a 35% de la inversión total. Por este motivo se creó un modelo de costeo que contempla:

1. Costos Fijos y Variables de perforación y terminación según los metros: una de las incógnitas principales hoy en día es la intercepción objetivo en el reservorio, si se encuentra de los 1400 metros a 2700 metros. Esto tiene un impacto en parte de la estructura de costos de una empresa de perforación. Si se varía todo el costo presupuestado linealmente, se podrían generar errores de estimación.
2. Margen de Pan American Energy (PAE): el modelo de costeo fue tomado de la estructura de costos de PAE. A esto hay que aplicar un margen típico para acceder al servicio. Este margen varía según el contexto de la industria OIL & GAS. Si tienen mucha demanda, seguramente los equipos de perforación tengan agendas ajustadas y los márgenes se acercan al 28%. En el año 2017 y 2018, los márgenes rondaron el 23%.

En conclusión el punto 1 modela la incertidumbre en cuanto al yacimiento en cuestión y el punto 2 la variabilidad en los costos de perforación, desde el punto de vista del usuario final.

Costo de pozo geotérmico productor [2000 metros]					
Costos fijos			Costos variables		
Concepto	**K USD**	**%**	**Concepto**	**K USD**	**%**
DTM	305,6	5,0%	Equipo	596,4	11%
Equipo fijo	152,8	3,0%	Direccional tramo	94,9	2%
Lodo	404,9	7,0%	Direccional tramo	422,7	8%
Perfilaje	34,7	1,0%	Control geológico	76,2	1%
Trépanos	60,4	1,0%	Cementación	514,7	9%
Herramientas	26,7	0,5%	Control Sólidos	115,6	2%
Inspección cuentas	26,6	0,5%	Locación seca	233,8	4%
Cabeza de pozo	118,1	2,0%	Camiones adicion	10,2	0%
Entubación fija	444,4	8,0%	Entubación	937,1	17%
Auxiliares	22,3	0,4%	Gastos de equipo	162,4	3%
Facilities	22,2	0,4%	Personal	93,9	2%
Medio ambiente	249,5	4,0%	Servicios varios	2,6	0%
Combustible y lubr	196,2	3,0%	MPD	303	5%
Total	**2064,2**	**34%**	**Total**	**3563,4**	**63%**

Tabla 4.5.10.1. Costos fijos y variables del pozo productor

A continuación se muestra la proporción entre los costos fijos y variables:

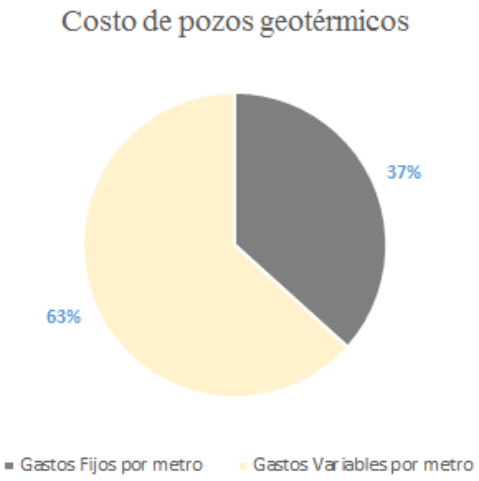


Figura 4.5.10.1. Gráfico de costos variables y fijos de los pozos geotérmicos

Entender esta estructura de costos es importante para poder comprender la forma en la que se simula la variación de los costos. El 63% variable va a variar de forma lineal. Este concepto se respeta siempre que se maneje dentro de un margen de 1000 a 3000 metros. Luego se requiere cambiar a equipos más potentes o los costos no se comportan tan lineales. Dentro del rango que se considera para el análisis puede ser una buena aproximación

Se va a hacer foco en la mitigación de los metros a perforar. Cuando se perfore primer pozo exploratorio, se puede evaluar efectivamente si se desea continuar con el proyecto en los casos que los pozos sean excesivamente profundos.

En cuanto a modelar estos factores, JICA en 1992, para su análisis de monte carlo sobre el cálculo de exergía del reservorio, utilizó una distribución triangular para modelar la profundidad del mismo los pozos por separado. Y una distribución Beta para modelar la media de profundidad de todos los pozos. Por este motivo se va a tomar el mismo criterio:

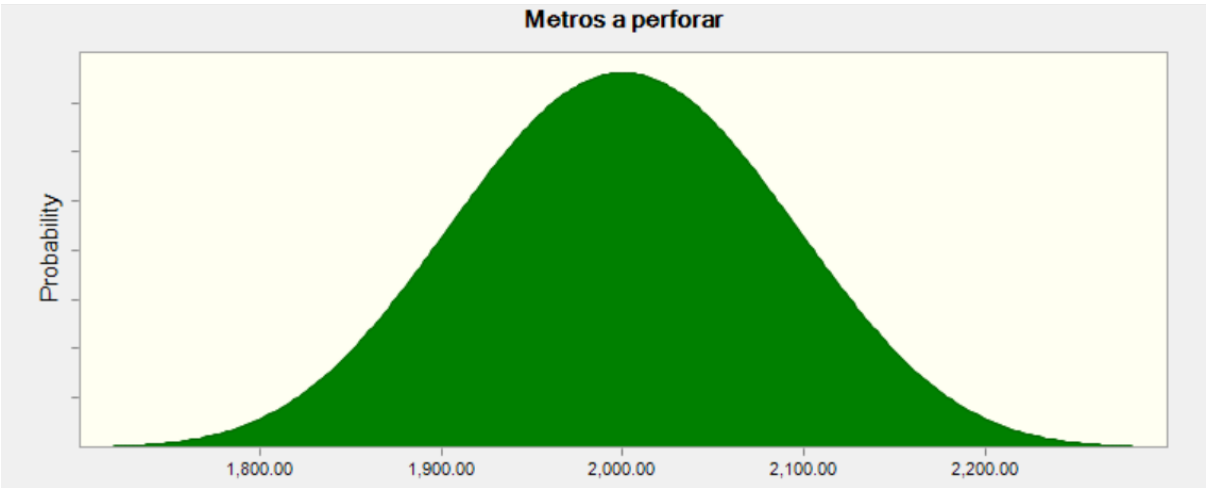


Figura 4.5.10.2. Distribución Beta de los metros a perforar

En cuanto a la profundidad estimada del reservorio, estudios realizados recientemente por investigadores del CONICET, determinaron que la profundidad media del reservorio es cercana a los 2000 metros. En cambio JICA en 1992 indicó que estaba a 1600 metros. Se va a tomar de referencia el último estudio ya que retoma los trabajos de JICA y SKM, considerando qué se dejó un mayor valor agregado.

La distribución triangular varía desde 1300 metros, distancia a la cual empieza el reservorio. En 1984 cuando realizaron el pozo de perforación COP-1, únicamente "pincharon" el reservorio a los 1100 metros de profundidad. En su proceso de perforación, cuando vieron que empezó a salir vapor, detuvieron la actividad sobre seguir incursionando en las napas hasta una profundidad donde se podría obtener un mejor caudal de producción.

Concepto	Costos estimado [USD]	Proporción total
Alquiler de equipos		
Equipo [VAR]	518	14%
Equipo fijo [FIJO]	147	
Casing		
Entubación fija [FIJO]	427	22%
Entubación variable [VA]	641	
Configuración de 90 MW		
Cementación [VAR]	386	18%
DTM [FIJO]	293	
Locación [Fijo y VAR]	213	
Otros		46%

Tabla 4.5.10.2. Costos principales del pozo.

Uno de los gastos principales del pozo es el alquiler del equipo. La empresa de perforación DLS Archer, nos paso para un equipo de 750 HP una tarifa mensual de $1.320.000 dólares. Como el primer tramo del casing (el anclaje) son prácticamente fijos, por más que varíe la profundidad de la tubería de perforación, se consideró como tarifa fija. El resto del costo, considerando que el equipo tarda unos 17 días en perforar 2000 metros en una programación de 4 etapas (4 tipos de casing que se bajan). Se asumió una variación lineal. Lo mismo ocurre con la tubería de acero K-55 y L-80 - cr3. La primera parte se considera fija y el resto variable.

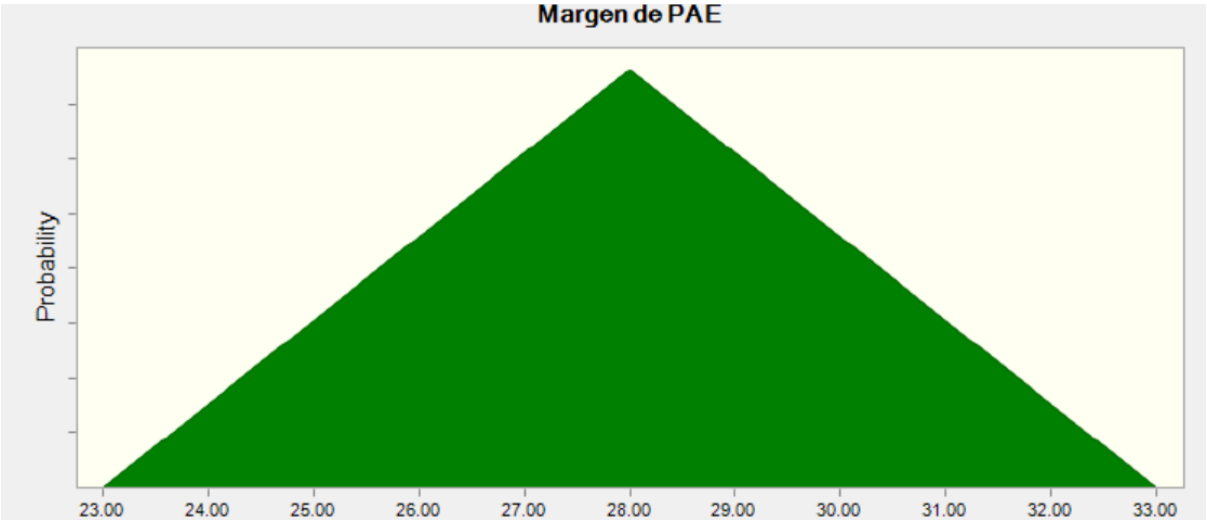


Figura 4.5.10.3. Distribución Triangular del margen percibido por PAE.

Y para desplegar un mayor detalle de este gráfico, se pueden observar los parámetros de esta distribución. Los mismos se muestran en la tabla a continuación:

Margen percibido por PAE	
Parámetros distribución triangular	
Mínimo	23%
Moda	28%
Máximo	33%

Tabla 4.5.10.3. Parámetros de la distribución Triangular del margen percibido por PAE

El margen de PAE se obtuvo dialogando con referentes de la industria para entender cómo variaría el margen sobre el EBITDA, ya que los datos que se obtuvieron son propios del costo operativo de PAE.

La industria cuando tiene condiciones normales, manejan márgenes sobre el EBIT de 15% A 20%. Y EBITDA desde 23% (mínimo) a 33% (máximo). Estos parámetros son sensibles al precio del petróleo y la actividad regional.

Los márgenes de PAE, no son un factor que se pueda controlar a priori. Se puede recomendar contactar a la empresa San Antonio Internacional para conseguir una segunda cotización para los pozos. O crear un proceso de licitación donde se presentan varios oferentes y así conseguir un costo mejor.

4.5.11 Tasa de éxito de los pozos

Uno de los factores que más impactan en los resultados financieros es la capacidad de los pozos, es decir los MW de salida que tienen. Para el análisis económico financiero se asumió una producción de 6 MW por pozo. La capacidad de los pozos se encuentra muy relacionado

con la profundidad del mismo. Se encontró un estudio donde hacen un análisis tomando datos de más de 2000 pozos geotérmicos de los últimos 40 años aproximadamente, de los cuales hay distintas clasificaciones para cada uno. A partir de los datos se hizo el siguiente gráfico:

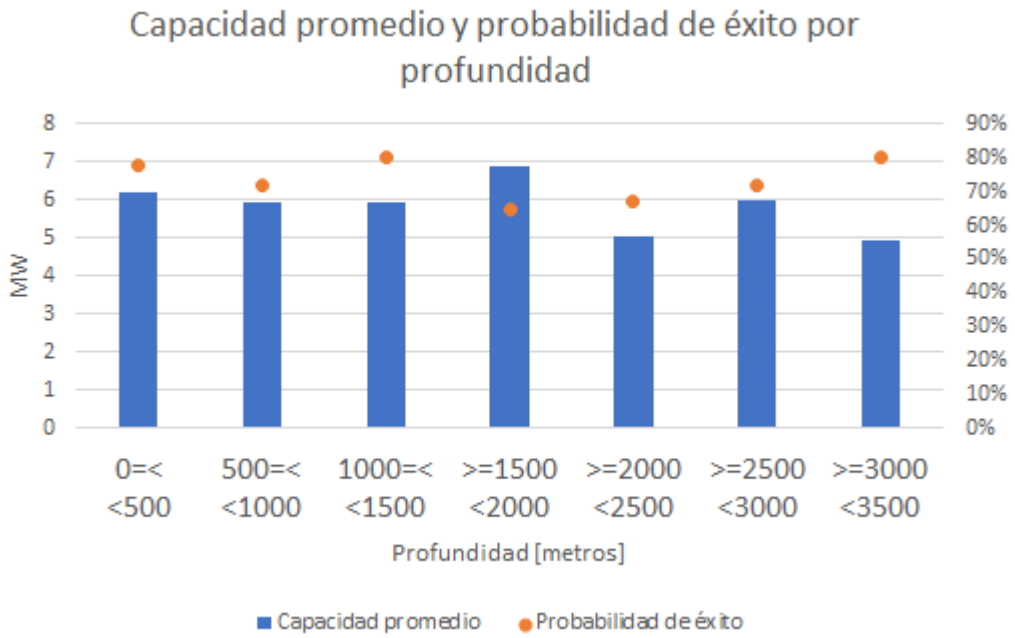


Figura 4.5.11.1. Capacidad promedio y probabilidad de éxito por profundidad. Fuente: International Finance Corporation

En el gráfico lo que se observa es la capacidad promedio y probabilidad de éxito según su profundidad para pozos de desarrollo (pozos donde ya fue verificado su productividad con un estudio de prefactibilidad).

La capacidad de los pozos es de suma importancia debido a que afecta directamente a la cantidad de pozos a perforar lo cual tiene un gran impacto en la inversión inicial.

Los estudios en Copahue determinaron que un pozo de 1400 metros de profundidad puede producir 50 tn/h de vapor a 240 °C y 11 Bar. Esto equivale a 6 MW por pozo. El balance de línea se realizó en un principio considerando estas características.

Otros estudios realizados en 2012 por SKM indican que el óptimo de producción se puede encontrar en los 2000 metros de profundidad, por ende se tiene mayores costos de inversión por pozo, pero una productividad que puede alcanzar hasta los 9 MW por pozo.

La tasa de “no éxito” de un pozo mencionada anteriormente, se refiere a la probabilidad de no obtener la capacidad esperada de 5,5 / 6 MW por pozo.

En la planilla excel se calcula discretamente la cantidad de pozos a realizar. De la misma manera que se hizo el balance de línea, pero simplificando las cuentas termodinámicas (ya que

se precisa un simulador de planta para poder hacer automáticamente una variación de probabilidades en la entalpía del pozo, obteniendo como output la energía generada).

Yendo a los casos extremos, si los pozos tienen en promedio una producción de 3,5 MW por pozo, se necesitan 9 pozos productores para lograr los 30 MW. Esto equivale a una inversión de 50 MM USD. En cambio si se obtiene el caso más favorable, con 4 pozos ya se cuenta con la entalpía necesaria para tener la planta operando a su máxima capacidad.

Para modelizar la situación, hay que tener en cuenta que se está evaluando la producción promedio de todos los pozos, por ende la curva de probabilidades no tiene que ser amplia. Ya que la probabilidad de obtener un pozo mal se puede considerar independiente de obtener el segundo mal (incluso la probabilidad disminuye un poco por la curva de aprendizaje). Si consideramos entre 4 y 9 pozos, la media de producción se puede acotar de la siguiente manera:

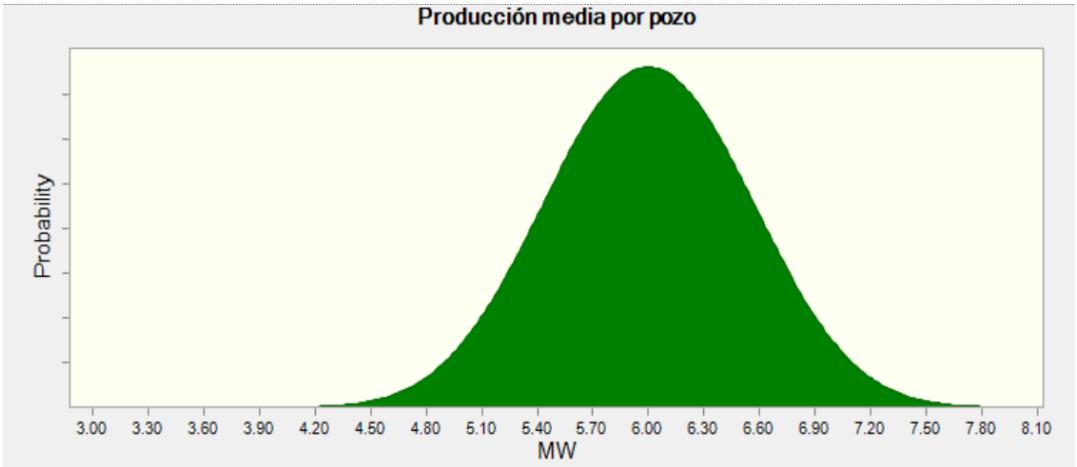


Figura 4.5.11.2. Distribución beta de la producción media por pozo

Y para desplegar un mayor detalle de este gráfico, se pueden observar los parámetros de esta distribución. Los mismos se muestran en la tabla a continuación:

Producción media por pozo	
Parámetros distribución Beta	
Media	6
Mínimo	3
Máximo	9
Alfa	15
Beta	15

Tabla 4.5.11.1. Parámetros de la distribución Triangular de la producción media por pozo

La media se sitúa en 6 MW/pozo que es el valor considerado para el balance de línea. La distribución está acotada en 3 y 9 para que no exista la posibilidad de obtener un valor irreal en las simulaciones.

La simulación se hace de forma discreta, se realizó un algoritmo que cambia la cantidad de pozos a realizar en el año 2 del proyecto según la tasa de éxito esperada en cada corrida.

Para poder llegar al potencial necesario para no tener que realizar pozos extra es conveniente que la profundidad del pozo sea la recomendada de 2000m y los estudios previos a la excavación como los pozos exploratorios sean realizados para mitigar el riesgo a que el potencial del pozo sea lo necesario para no tener que realizar más inversiones en nuevos pozos.

4.5.12 Reservorio

Un aspecto de suma importancia a la hora de analizar los riesgos involucrados en el proyecto es sobre la calidad del reservorio debido a que es la fuente de materia prima. hay que evaluar las probabilidades que el reservorio brinde la potencia necesaria para la producción inicial deseada y sus futuras expansiones.

Esta probabilidad pertenece al “reservorio probado”. Es donde efectivamente se van a realizar las perforaciones iniciales de la planta de 30 MW. Este “reservorio probado” fue el que se logró establecer contacto en los 4 pozos perforados hace varios años. Luego las expansiones caen dentro del llamado “reservorio posible”, qué tiene mayor potencial para la producción de energía.

Para modelizar este riesgo implícito, se toma la curva de probabilidades realizada por JICA para el reservorio probado.

Se ingresaron los datos en el cristal ball y se ajustó la curva de probabilidades con el programa obteniendo las siguientes características:

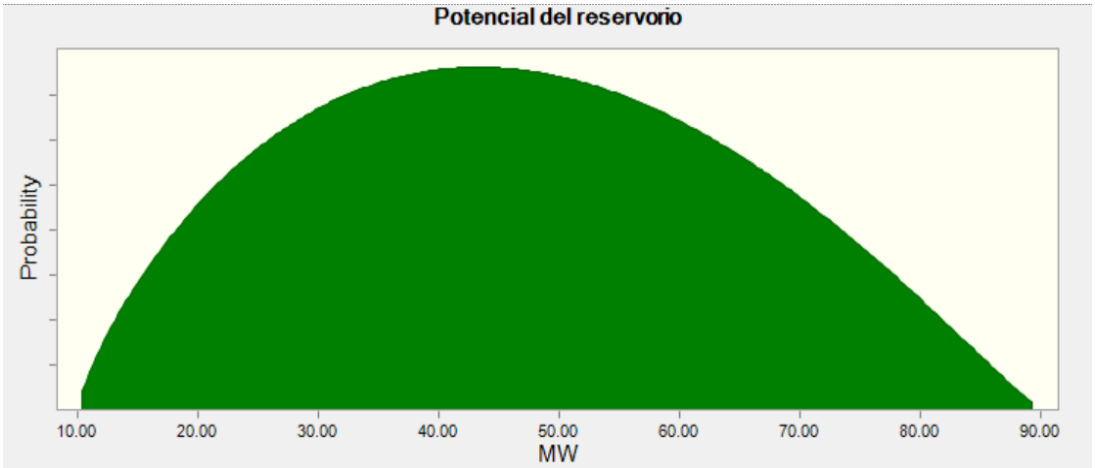


Figura 4.5.12.1. Distribución Beta de JICA del potencial del reservorio

Y para desplegar un mayor detalle de este gráfico, se pueden observar los parámetros de esta distribución. Los mismos se muestran en la tabla a continuación:

Potencial del reservorio	
Parámetros distribución Beta	
Media	46,73
Mínimo	10
Máximo	90
Alfa	1,8
Beta	2,12

Tabla 4.5.12.1. Parámetros de la distribución Beta de JICA del potencial del reservorio

La potencia máxima se puede llegar dada la primera configuración es 30 MW. Por ende la curva graficada anteriormente se corta en dicha potencia. En cambio si baja, no tiene restricción, ya que por más que se tenga 30 MW instalados, si el reservorio produce 15 MW, va a limitar el output final.

Todo reservorio geotérmico tiene una reducción de su capacidad productiva a lo largo del tiempo. Dicha reducción de la capacidad se ve afectada por disminución de temperaturas y/o presiones en el reservorio geotérmico, como también por reducción de la saturación del agua. En general la tasa de declinación se encuentra entre 2% y 8% anual, pero hay casos donde por 20 años no hubo cambios en la producción. Por eso el factor de reinyección de líquido es fundamental para garantizar mejores presiones y caudales de producción. Para asegurarse la reinyección de líquido es muy importante contar con un lago cercano como es en este caso para poder abastecer el reservorio en caso que fuera necesario.

Este riesgo es uno de los principales a tratar en al opción real del pozo exploratorio con posibilidad de abandonar el proyecto. Al realizarse el pozo exploratorio, se adquiere información muy valiosa en cuanto a la potencialidad del reservorio y profundidad del yacimiento. Por este motivo llegar a un grado de conocimiento superior al actual, va a disminuir el riesgo de fracasar rotundamente por realizar el proyecto cuando el yacimiento rinde menos que 30 MW. El impacto según el tornado chart es grande, con probabilidad de ocurrencia menor al 21%.

4.5.13 Plazo de pago RenovAR

Con respecto al plazo de RenovAR, se trata de una variable crítica en el proyecto ya que no solo se encuentra entre las primeras variables, sino que además implicaría mucho dinero inmovilizado debido al capital de trabajo requerido. En particular, para explicar mejor este concepto se utilizó el Crystal Ball poniendo el plazo del pago de RenovAR como una triangular

de 60 días (representado por el 0 en la imagen debajo) y 135 días (representado por el 2,5 en la imagen debajo):

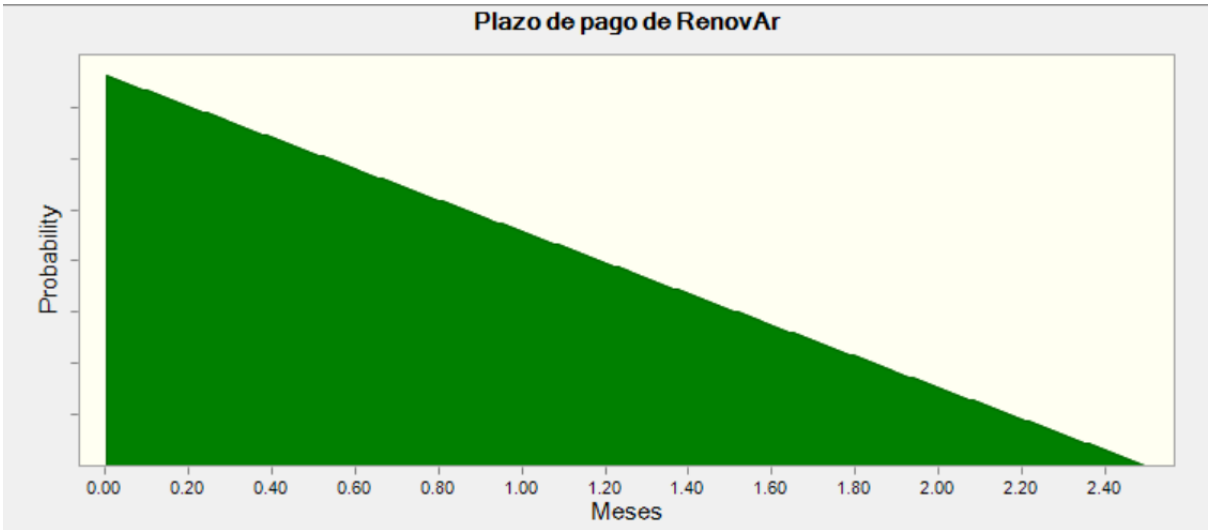


Figura 4.5.13.1. Distribución triangular para el plazo de pago de RenovAR

Y para desplegar un mayor detalle de este gráfico, se pueden observar los parámetros de esta distribución. Los mismos se muestran en la tabla a continuación:

Plazo de pago de RenovAR	
Parámetros distribución triangular	
Media	0,83
Mínimo	0,00
Moda	0,00
Máximo	2,50

Tabla 4.5.13.1. Parámetros de la distribución triangular para el plazo de pago de RenovAR

Luego de la distribución introducida se observó que su influencia sobre el VAN y cómo varía si el plazo de RenovAR se mueve entre 60 y 135 días. De esta manera se observó que el rango en que varía el VAN es 9.400.000 USD aproximadamente. Observándose como consecuencia la siguiente disminución del VAN a medida que el plazo aumenta:

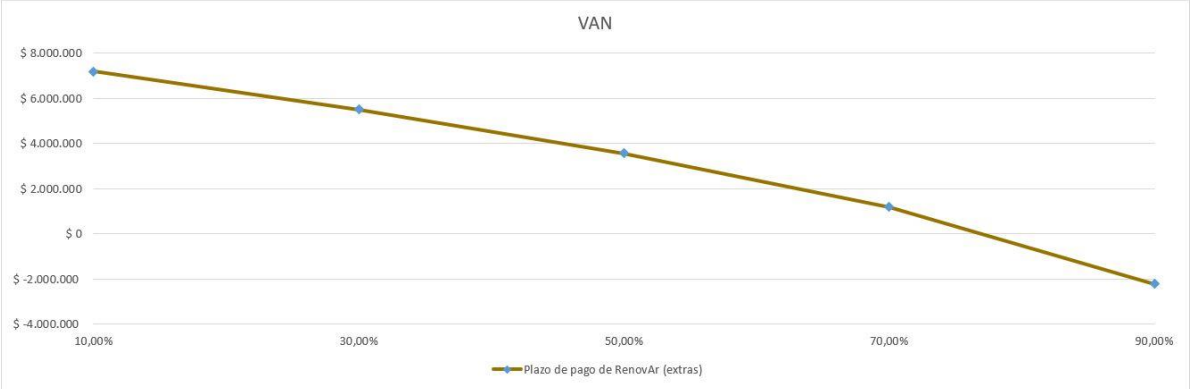


Figura 4.5.13.2. Gráfico obtenido a partir del Crystal Ball donde se observa la disminución del VAN con el aumento del plazo de pago de proveedor

Como el único cliente es CAMMESA, se depende pura y exclusivamente de ellos por ser los únicos, por eso la importancia en el análisis de este riesgo. Debido a esto se analizó el VAN en mayor profundidad. Lo que hace que el VAN cambie, será la variación de capital de trabajo, ya que a medida que el plazo se extienda será necesario tener mayor capital de trabajo para operar el negocio. Por ello tomando los extremos de 2 meses y 4,5 meses se observaron sus diferencias en la variación del capital de trabajo. De esta manera se observa como año a año comparando un plazo de 2 meses con uno de 4,5 meses la variación de capital de trabajo aumenta considerablemente para el segundo caso con respecto al segundo en promedio 3 veces más. A modo de ejemplo se muestra lo observado para los primeros años hasta el 2030:

PLAZO/AÑO	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
0 meses	0	0	0	(85.963.837)	(184.643.666)	(7.482.474)	(12.413.204)	(7.657.104)	(2.816.370)	(10.869.779)	(10.705.343)	(5.731.763)	
6 meses	0	0	0	(85.963.837)	(1.224.806.090)	(14.919.440)	(60.318.318)	(53.505.802)	4.449.170	(52.336.519)	(51.466.528)	(46.002.867)	Promedio
Aumento	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%	663,34%	199,39%	485,92%	698,77%	-157,98%	481,49%	480,76%	802,60%	312,86%

Tabla 4.5.13.2. Tabla a modo de ejemplo de cómo varía la inversión en capital de trabajo según el cambio dado en el plazo de pago de RenovAR

Como puede observarse, cambia año a año el porcentaje de aumento al cambiar de 2 a 4,5 el plazo de pago de proveedores, pero en un promedio aumenta 3 veces más aproximadamente. Considerando la envergadura del proyecto y la inversión requerida es un riesgo relevante a considerar. Aunque es un riesgo con probabilidad baja de darse, ya que RenovAR asegura que el plazo de pago se cumpla, debe considerarse para el cálculo de caja mínima, por ejemplo, por las consecuencias que conlleva en caso de que por algún motivo no se cumpliera el plazo de pago.

Para intentar mitigar este riesgo, se evaluó la posibilidad de descontar facturas pagando una tasa de interés. Desde el lado de CAMMESA es posible este procedimiento. El problema radica en los Bancos, ya que ningún banco va a asumir el riesgo del atraso en el pago de facturas de CAMMESA, ya que este organismo no cuenta con activos para generar algún tipo de garantía y baja volatilidad.

El plazo de pago cuando se ingresa al MEM aumenta considerablemente. De por sí, hubo varios años en los que se pagaba con 3 o 4 meses de atraso en promedio. Por este motivo en el escenario del MEM se considera una distribución triangular que varía desde 3 a 7 meses.

4.5.14 Riesgos extraordinarios

Este proyecto está situado a 6 km de un volcán activo, que tiene su cráter sobre la frontera con Chile.



Figura 4.5.14.1. Distancia del volcán Copahue a la zona de concesión. Fuente: Google Maps

Como se detalló en el apartado de ingeniería, este volcán no generaría mayores riesgos a la altura de cerrar la planta por un largo plazo de tiempo, ya que las erupciones contienen únicamente cenizas. El volcán se encuentra en la categoría amarilla, considerándose “inestable” producto de una erupción en Marzo de 2018. Basándonos en hechos históricos, únicamente se evacuó la zona en 2015 producto de una erupción de gran magnitud que produjo una cantidad considerable de cenizas. Posiblemente una planta geotérmica tenga que parar su producción unos pocos días ante un hecho de magnitud similar. La desventaja es que el viento baja del lado chileno el 70% de las veces (Oeste a Este), aumentando la probabilidad de traer consigo cenizas

en una eventual erupción, que pueden caer sobre las torres de enfriamiento generando problemas de mantenimiento.

Otro evento que puede resultar extraordinario, que traiga consigo un corte eventual de la producción, sería una nevada severa, que corte la posibilidad de asistir con servicios a la planta.. Está comprobado que la planta podría operar bajo las nevadas habituales durante toda la temporada. Sin embargo, se puede modelar una ocurrencia de una nevisca que traiga consigo abandonar la planta por unos pocos días.

Cuando se realiza un proyecto de energía, se considera dentro del factor de planta (en este caso 0,85) las paradas habituales que tendría el equipo en condiciones normales. Por eso queda en responsabilidad del proyectista sumarle a esta inactividad del "0,15" los tiempos no operativos propios del proyecto.

Para hacer más real la simulación, se toma la producción de energía de dos años random (223380 MWh) y se lo multiplica por 0,9583. Que es el equivalente a no producir por un período de 15 días.

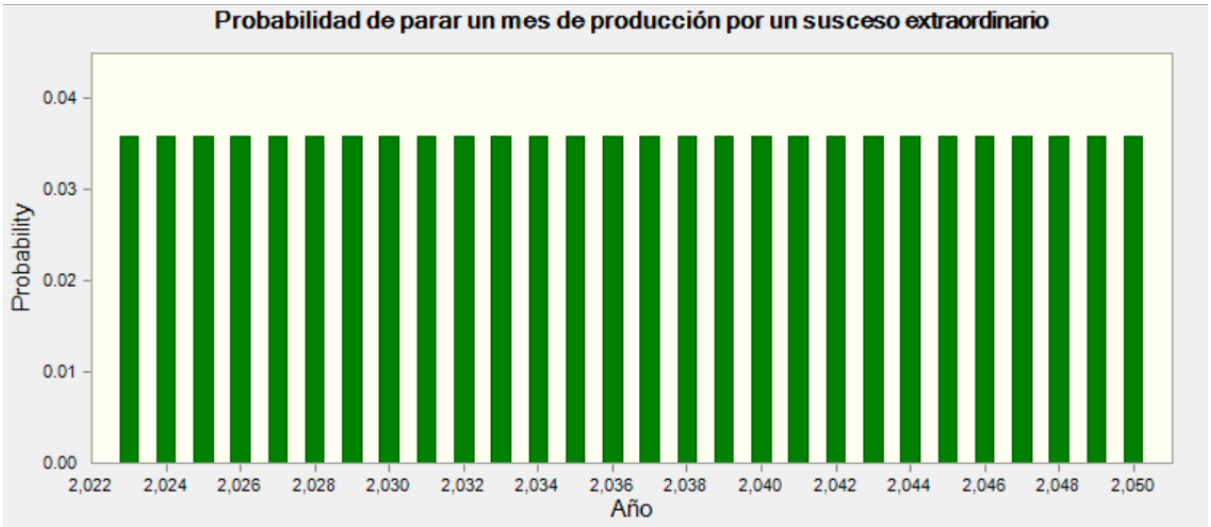


Figura 4.5.14.2. Distribución uniforme para los riesgos extraordinarios.

Si se considera uno de los dos eventos: la probabilidad de que en un año ocurra el suceso extraordinario es del 3,7% . Luego la probabilidad que ocurra entre los años 2023 y 2043 es del 74%, años de actividad de la planta de 30 MW.

Como son dos distribuciones independientes que agarran a dos años puntuales, a probabilidad de que en un año ocurra un suceso es del 7,4%. En otras palabras, 1 vez cada 13 años se pararía la planta 15 días por un evento extraordinario.

Este suceso tiene mayor impacto financiero si ocurre cerca del 2023, ya que una pérdida de facturación en ese año disminuye más la rentabilidad. Pero como es un evento incontrolable, la actitud frente a este riesgo es absorberlo.

4.5.15 Simulación de Montecarlo

Utilizando todos los riesgos comentados anteriormente, se realizó la simulación de montecarlo con un precio de licitación de 117 USD/MWh utilizando los siguientes parámetros:

Parámetro	Valor
N° de corridas	10.000
Precisión	95%
Tipo de simulación	Montecarlo

Tabla 4.5.15.1. Parámetros de la simulación

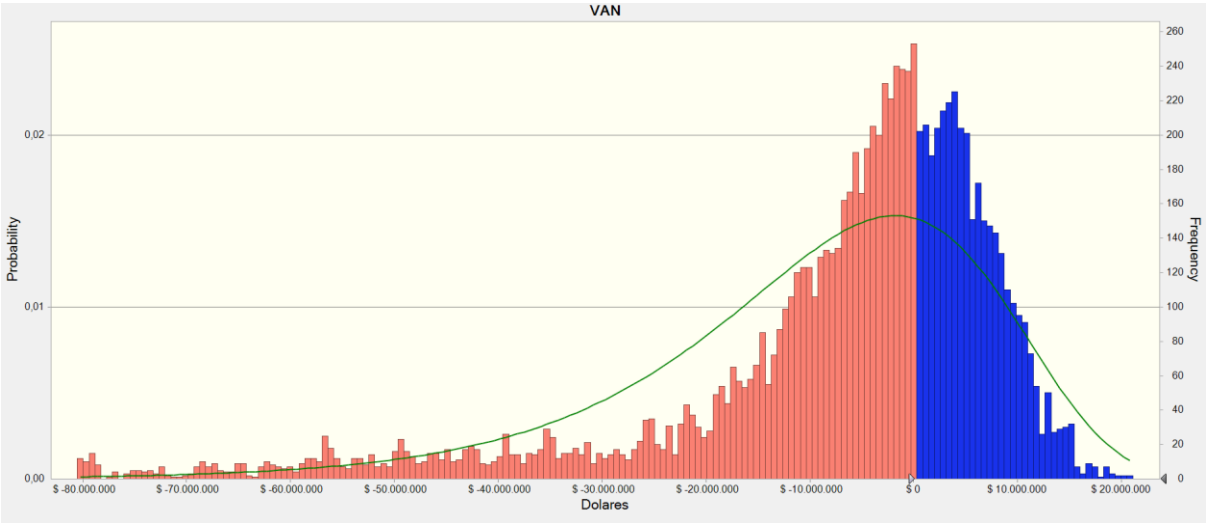


Figura 4.5.15.1. Simulación de Montecarlo para la variable VAN de 30 MW

A continuación se muestran los valores típicos de la simulación:

Estadística	Valor
Media	$ -4.783.610
Precisión	$ 26.141.922
P(VAN<0)	66%

Tabla 4.5.15.2. Valores típicos de la simulación - VAN de 30 MW

Se puede observar que el proyecto tiene riesgos unilaterales que pueden generar un impacto muy negativo en la rentabilidad. En este caso no importa el precio de licitación, ya que con este tipo de riesgos implícitos es muy difícil llevar el proyecto adelante.

La probabilidad de caer en rentabilidad negativa es del 66%, bastante alto para generar atractivos a los inversores.

Para entender un poco mejor las variables involucradas se observa el análisis de sensibilidad a continuación.

Como se adelantó en el gráfico de araña, la mayor parte de los valores caen en lugares cercanos al VAN=0. Sin embargo, hay casos puntuales que tienen baja probabilidad de ocurrencia pero mucho impacto negativo, generando una dispersión hacia la izquierda de la curva.

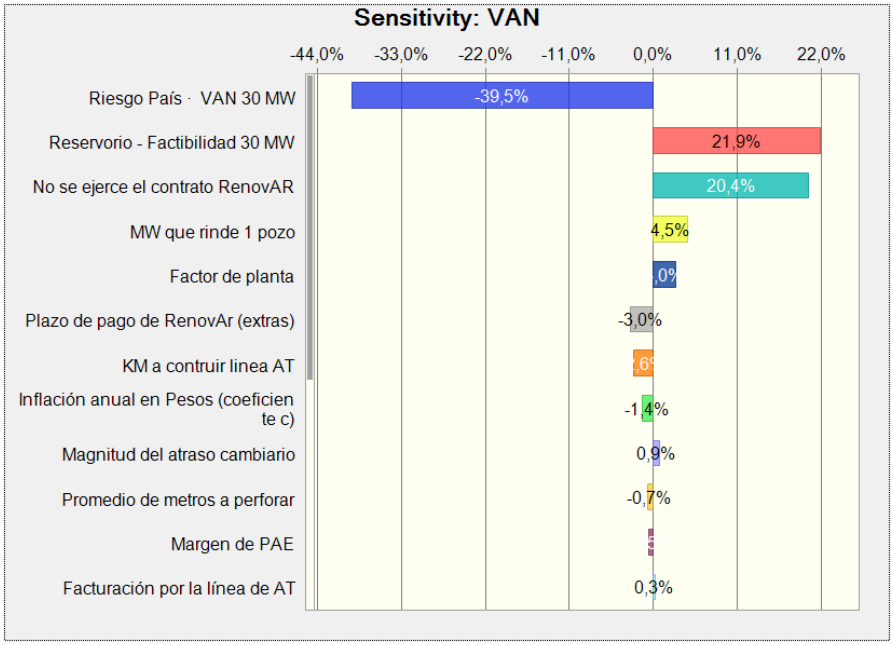


Figura 4.5.15.2. Análisis de sensibilidad del VAN

Las variables que más afectan al valor actual neto son:

- Riesgo País: el impacto en el riesgo sistemático que implica esta variable es alto. Al igual que afecta a todas las inversiones de energía renovable de este país. Sin embargo este riesgo está posicionado en una media histórica en la simulación. Por ende no genera un corrimiento significativo hacia un lado en particular. Sí provoca que la campana que está centrada en cero tenga una dispersión bilateral más grande.
- Reservorio - Factibilidad de 30 MW: estos escenarios provocan un corrimiento de la curva a la izquierda bastante pronunciado. A medida que la planta produce energía de 30 MW a 10 MW, los escenarios son cada vez más desfavorables. El punto de equilibrio económico se alcanza con una producción de 11 MW. Este caso se presenta en menos del 2% de los casos desfavorables (MW < 30).
- No se ejerce el contrato de RenovAR: produce un impacto negativo con 5% de probabilidad. Es otro de los grandes factores junto con la factibilidad del reservorio.

- MW que rinde un pozo: la perforación de pozos productores se llevan un 30% de los costos de inversión. La tasa de éxito en cuanto a los MW que se logran producir en el total de pozos, decide finalmente si se tiene que hacer una cantidad discreta "x" de pozos productores por encima o debajo de los productores. Considerando que cada uno cuesta cerca de 5,5 MM USD, esto produce una variabilidad en el VAN. Aunque no provoca ningún sesgo positivo o negativo ya que se consideró la media de probabilidades.
- El factor de planta está directamente relacionado con la facturación del proyecto. Cada variación porcentual afecta proporcionalmente a los ingresos.
- Plazo de Pago: afecta en gran medida al VAN, ya que se requiere una mayor inversión en capital de trabajo
- KM a construir de la línea de AT: este es un riesgo con expectativa alcista en el proyecto. Aunque su impacto está bastante neutralizado debido a que se considera pagar un costo de transporte del 4,5% de la facturación.

Por otro lado, el caso base se posiciona en $75 K USD mientras que la media de la simulación se encuentra en - 5,6 MM USD.

Las principales variables que hacen que el caso base difiera de la media de la simulación, es debido a los siguientes riesgos:

- Caida del contrato RenovAR: sucede o no, no tiene punto intermedio
- Construcción de la línea de Alta tensión: la simulación se centró en el caso más probable, que corresponde a la construcción propia de la línea de AT. Pero dicho riesgo impacta positivamente en nuestro VAN
- Producción de la planta debido a la capacidad del reservorio: se consideró una distribución beta desde 10 MW a 90 MMW. Como la media es mayor a 30 MW, pero la planta está limitada por su capacidad productiva, estos valores no se perciben ni en las ventas ni costos. Pero sí impacta negativamente cuando la capacidad el reservorio cae entre 10 MW y 30 MW.

Para el resto de los riesgos, se consideró la media de cada distribución coincida el caso base, que corresponde al más probable en lo que respecta el estudio de ingeniería y mercado.

Se realizó nuevamente la simulación para determinar a qué precio el VAN esperado es "0". La metodología consistió en ir aumentando de a un dólar, desde 118 USD/MWh hasta que el valor esperado de VAN pase a ser positivo.

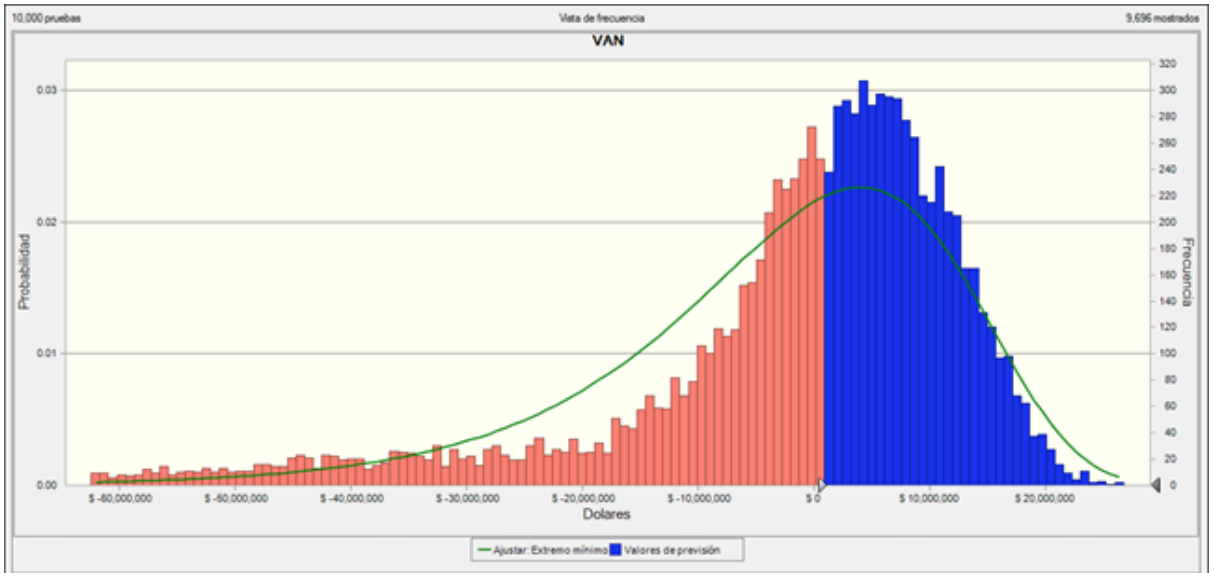


Figura 4.5.15.3. Simulación del VAN para 122 USD/MWh

Estadística	Valor
VAN esperado	$ 437.117
Desvío estándar	$ 27.118.407
Mínimo	$ -158.032.589
Máximo	$ 26.545.011
P(VAN<0)	49%

Figura 4.5.15.4. Estadísticas del VAN para 122 USD/MWh

Si se toma como criterio de entrada a la licitación el VAN esperado igual a cero, el precio a ingresar es 122 USD/MWh. La probabilidad de un VAN negativo es del 49%.

Como se puede observar, la forma de la curva es la misma que la simulación a 117 USD/MWh. Pero se desplazó únicamente el eje (valor medio) a la derecha. Esto quiere decir que estamos absorbiendo los riesgos subiendo el precio de licitación. Esto puede tener consecuencias desde el punto de perder la licitación frente a otro oferente, o que el proyecto pierda interés desde el punto de vista de CAMMESA para largar la licitación en el caso que varios oferentes manifiesten que su entrada a RenovAR se haría por encima de los 120 USD/MWh.

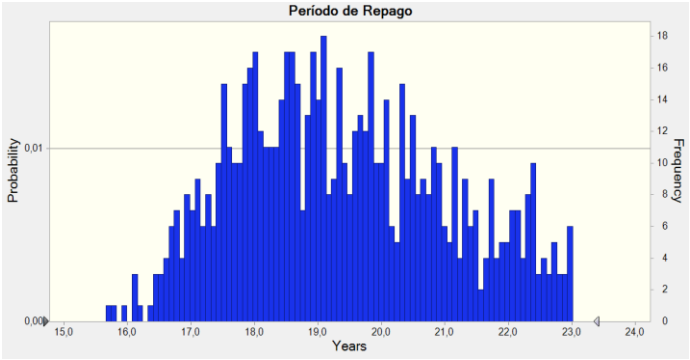


Figura 4.5.15.3. Período de Repago del proyecto.

Para el 51% de los casos que el proyecto logra ser rentable, la media del período de repago descontado se encuentra en los 19 años y medio. Es un plazo relativamente alto para el que espera un retorno es su inversión.

Si se cuenta el período de repago a tasa cero, la media se sitúa en 10 años. La TIR tiene una media del 10,2% y al compararla contra la WACC, que tiene una media del 10%, se llega a la conclusión de que el proyecto está rindiendo en una magnitud parecida al costo de capital ponderado (y esperado)

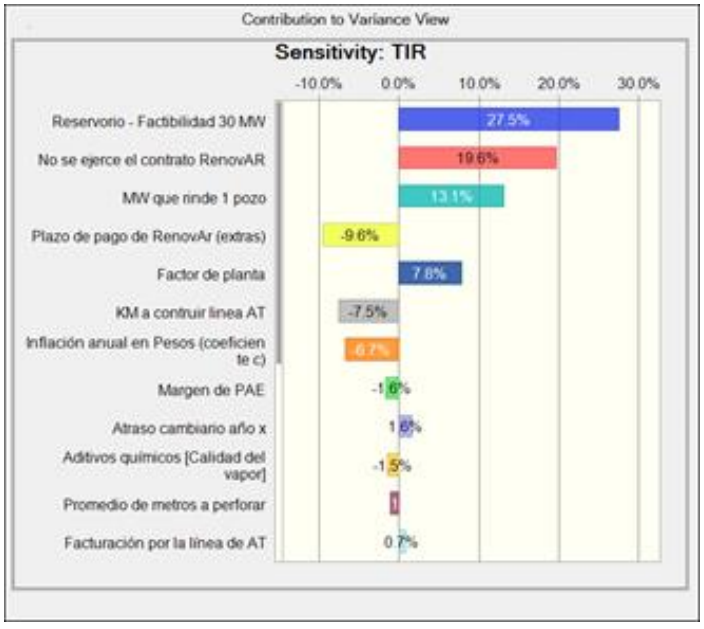


Figura 4.5.15.4. Análisis de sensibilidad de la TIR.

Las variables involucradas en la TIR no incluyen el riesgo país, ya que este es propio de la tasa de descuento WACC. Por eso la TIR indica la rentabilidad del proyecto en sí, sin considerar esta variación macroeconómica. En comparación al análisis de sensibilidad del VAN, las variables TOP son muy parecidas.

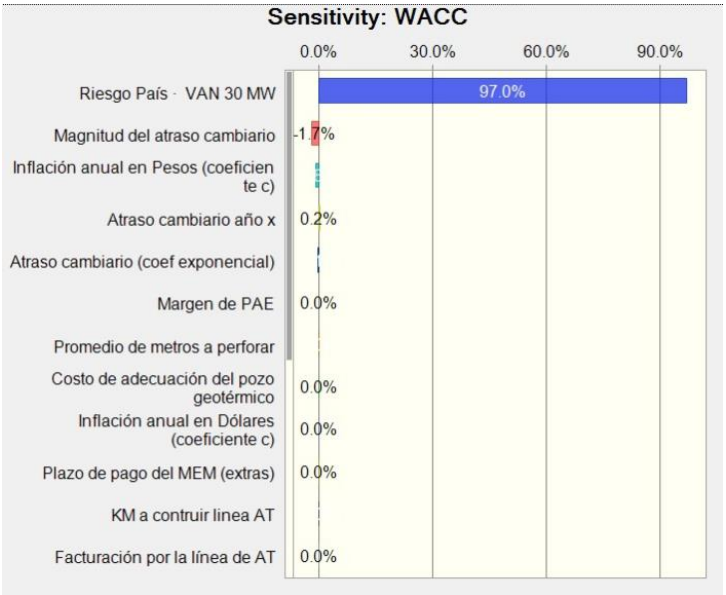


Figura 4.5.15.5. Análisis de sensibilidad de la WACC.

Para el caso de la WACC, la principal variabilidad de observa en el riesgo país. También hay variables macroeconómicas y financieras que aumentan la incertidumbre en este costo ponderado del capital. Para este parámetro, también se podrían haber considerado otros riesgos sistemáticos, como la prima de mercado.

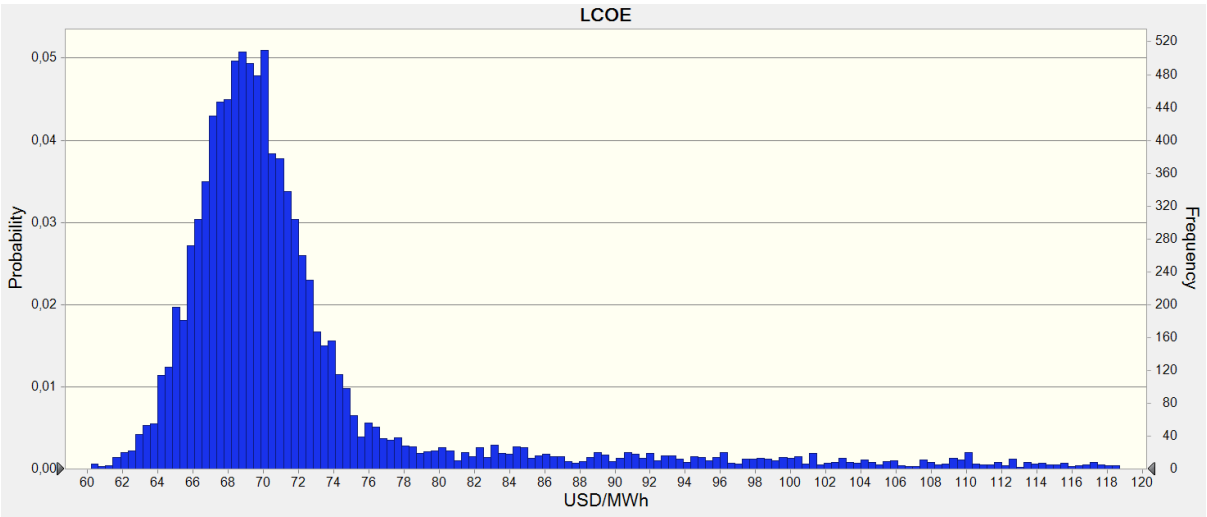


Figura 4.5.15.6. Costo nivelado de la Energía para 30 MW.

Los LCOE típicos de un proyecto geotérmico varían entre 50 y 90 USD/MW. En este caso, debido a los riesgos propios del proyecto, se observa una dispersión marcada hacia la derecha. Aumentando el costo por MW de la energía.

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^{n} \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^{n} \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

Donde:

- t: Período, en este caso anual
- r: Tasa de descuento
- n: Es la vida útil de la instalación en años
- It: Inversión en el período t (con amortizaciones)
- Mt: Mantenimiento y operaciones en el período t
- Ft: Costo del combustible en el período t
- Et: Energía real generada en el período t, tiene el factor de planta incluido

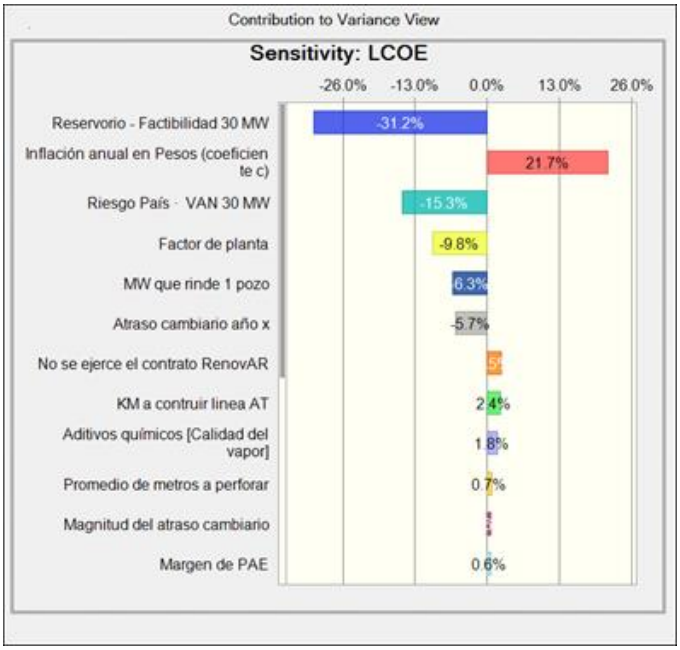


Figura 4.5.15.7. Análisis de sensibilidad del LCOE

El LCOE tiene en su denominador la cantidad de energía producida. Por este motivo todas las variables que involucran una reducción de la capacidad, afectan en gran medida a este indicador. Como, por ejemplo, la factibilidad del reservorio y el factor de planta.

Luego todas las variables que involucran una fluctuación en los costos. Como por ejemplo: la inflación en pesos, los KM a construir en la línea.

Finalmente el riesgo país penaliza la tasa a la cual se descuentan los costos y las inversiones del LCOE.

La razón por la cual se presenta la mayor fluctuación del costo nivelado de la energía es la reducción de la energía entregada por año. Estos factores se van a intentar mitigar en el siguiente apartado de opciones reales.

4.6 Opciones reales

Se analizaron 2 opciones reales:

1. Abandonar el proyecto. En este caso se mitigaron parte de los riesgos con mayor impacto en el VAN. Tanto en su valor medio, como en la variabilidad del mismo.
2. Ampliaciones a 60 MW o 90 MW. Uno de los mayores atractivos de este proyecto es conseguir las ampliaciones de capacidad instalada. La línea de alta tensión de 100 KM pesa mucho en la planta de 30 MW. Esto logra dispersar un poco la inversión de la línea en más activos que generan valor.

Opción real 1: abandonar el proyecto si no rinden los pozos geotérmicos o no se logra realizar el contrato de RenovAR

Para los escenarios donde la producción de vapor es menor a la ideal, existe la posibilidad de abandonar el proyecto para evitar realizar las inversiones más grandes del equipo geotérmico.

Dado que el estudio de Montecarlo realizado en 1992 tiene bastante variabilidad en cuanto a la producción reservorio probado, es necesario realizar un pozo de perforación profundo, aproximadamente a 2000/2500 metros.

Este pozo se tendría que hacer el primer año en el cual se tenga la concesión del terreno. Esto se realizaría en 2020. Se puede considerar que se realiza esta inversión antes de que se tenga que desembolsar los mayores costos.

Ubicación del pozo exploratorio

Se va a perforar en el mismo lugar que el primer pozo productor COP V, ya que si el resultado obtenido es favorable se pueden realizar tareas de terminación para transformarlo a productor.

El pozo de exploración tiene que ser apto para ensayos de producción, por ende tiene que tener la tubería propia de producción estipulada en 9 ⅝ de forma tal de obtener un óptimo de producción.

Todos los datos recaudados en la etapa de ensayo de producción brindan una información importante para entender la factibilidad del reservorio e informar a los auditores homologados del BID las curvas de producción para acceder en el 2022 al préstamo deseado.

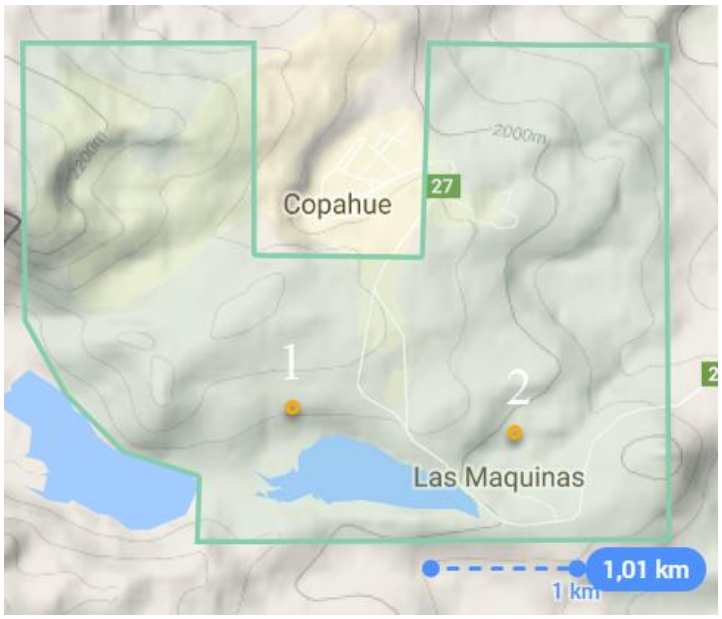


Figura 4.6.1. Ubicación aproximada de los pozos de exploración en Copahue. Fuente: JICA

La ubicación de los pozos exploratorios salen del estudio de JICA y SKM. El primero se haría para reducir la incertidumbre en la planta de 30 MW. El segundo exploratorio es en el caso de las ampliaciones, para ir en busca del reservorio 'posible'. Esta ubicación está lejos de los 6 pozos productores previstos para la primera ampliación. Pero los estudios apuntan que se puede interceptar un buen potencial de producción por esa zona.

Para calcular el costo del estudio entero, se tomó un precio de referencia de un pozo de explotación de 2000 metros de profundidad y se le añadieron estudios de ingeniería, preparar la locación, controles de producción y otros estudios, como puede ser de impacto ambiental o seguros para lograr perforar.

Costos pozo exploratorio		
Preparar locación	$	150.000
Ingenieria	$	300.000
Perforación y terminación (2000m)	$	1.500.000
Controles de producción	$	350.000
Otros estudios	$	100.000
Total	$	2.400.000

Tabla 4.6.1. Costos del pozo exploratorio

Cuestan un 40% menos que los pozo de productores en promedio, y luego se pueden convertir a un productor si el proyecto tiene éxito.

Para esto se va a calcular el ahorro que se generaría en el caso de avanzar con el proyecto, ya que parte del trabajo de perforación y entubación ya está hecho, como también el armado de parte de la locación. No se requiere nuevamente 5,5 MM USD como para hacer un producto nuevo. Este monto "Ahorrado" se fija en 1,95 MM USD. Por ende el nuevo pozo productor va a costar:

$$Valor\ de\ \boldsymbol{un}\ pozo\ productor\ =\ F\ valor\ (metros)\ -\ 1{,}95\ MM\ USD$$

Y va a aplicar solo a uno de los pozos que se van a realizar en el año 2021.

Para un fin práctico, se van a realizar las simulaciones correspondientes y considerar este potencial ahorro para sumarlo en el caso de tener éxito.

Costos de salir del proyecto

En caso de no tener éxito, hay que considerar todos los costos que implica salir. Muchos de estos están relacionados a reducir el impacto medio ambiental, siendo este un proyecto muy sensible por la actividad del hombre en la zona.

Cálculo de Prima

Costos de abandonar en el año 2020		
Cerrar pozo exploratorio	$	400.000
Levantar infraestructura	$	150.000
Pago de indenmizaciones	$	-
Cancelar contrato	$	-
Total - Costo de abandonar [USD]	**$**	**550.000**

Tabla 4.6.2. Cálculo de la prima

Cerrar el pozo exploratorio y levantar la infraestructura: Las actividades principales radican en cementar el interior del pozo correctamente y quitarle las válvulas. Luego como está previsto empezar con parte de la obra civil para no atrasar el proyecto, se contemplan costos para dejar las cosas en condiciones.

A esta altura del proyecto no se contrató personal, y es una etapa muy temprana para la capacitación del personal de planta. Los gastos específicos que se presentan son servicios de empresas externas (consultoras, perforadoras, estudio de impacto ambiental).

Aún no se contrató personal propio, es una etapa muy temprana para las capacitaciones del personal de planta. Los gastos que se tienen de desarrollo de proyecto son propiamente de

servicios puntuales que se contratan (consultorías, expertos de geología, empresas de drilling), por ende no se pagan indemnizaciones.

Investigando los pliegos anteriores de las rondas de RenovAR, se indica que una vez firmado el contrato, hay un costo de $35.000 dólares por MW de potencia que no se tenga disponible. Adicionalmente se tiene que presentar una garantía de $250.000 dólares por MW ofertado. Por ende las pérdidas por salir del contrato podrían ascender a los $8.550.000 dólares.

En comparación con otras tecnologías de origen renovable, la geotérmica en Copahue tiene barreras económicas muy altas para determinar su real potencial. Por este motivo, el gobierno, si desea incentivar este proyecto en particular, tiene que permitir que una empresa explore la zona y hacer las inversiones iniciales para la factibilidad sin mayor riesgo asociado que los $2.400.000 millones de dólares que cuesta realizar el pozo exploratorio.

Por este motivo es importante negociar las cláusulas de salida, realizar reuniones con los posibles oferentes para que el contrato sea una herramienta que incentive el desarrollo. Actualmente hay intenciones concretas para llevar a cabo estas negociaciones por la provincia de Neuquén y el Gobierno Nacional.

Concretar estos últimos puntos mencionados, tiene como consecuencia realizar la opción real de abandonar en este proyecto, que tiene como resultado mitigar uno de los principales riesgos asociados.

Probabilidades de ocurrencia de cada riesgo

Para cada riesgo, se tomó el flujo de fondos descontado a partir del 2020 y se evaluó a partir de qué valor el VAN es menor a cero.

- Potencia del reservorio. Con un valor menor a 30 MW ya no conviene continuar con el proyecto. Por otro lado condiciona las futuras ampliaciones (aunque este punto se valúa en otra opción real). **Probabilidad del escenario favorable = 82%**
- Contrato RenovAR. La única manera que el proyecto sea rentable para el flujo de fondos del año 2020, donde aún no se hicieron las inversiones más grandes, es bajo el contrato de RenovAR con todas los factores de incentivo considerados. **Probabilidad del escenario favorable = 95%**
- Media de todos los pozos productores menores a 2100 metros de profundidad. **Probabilidad del escenario favorable del 87,1%.**

Escenario	Distribución	X	P() acumulada
Potencia del reservorio [30 MW]	Beta	30	18,0%
Contrato RenovAR	Discreta	-	5,0%
Metros a perforar [m]	Triangular	2100	12,9%

Tabla 4.6.3. Probabilidad acumulada para cada escenario desfavorable

Las probabilidades se calculan tomando el fractil correspondiente a cada una de las 3 distribuciones de probabilidad asociada a cada riesgo.

Como se consideran los 3 escenarios con probabilidad de ocurrencia independientes entre sí, se va a realizar el diagrama de Venn para entender la probabilidad de éxito con sus valores esperados.

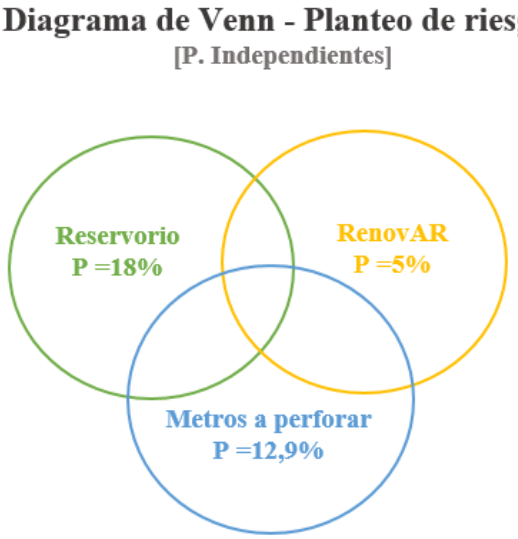


Figura 4.6.2. Diagrama de Venn para los 3 escenarios desfavorables

Se tiene en cuenta la siguiente ecuación para determinar la probabilidad de ocurrencia del escenario de abandonar.

$$P(Abandonar) = P(MW < 30) + P(MEM) + P(Metros\ a\ perf. > 2100) - Intersecciones\ dobles + Intersección\ triple$$

Escenario	Prob.
Reservorio < 30 MW	18,0%
No ejerce RenovAr	5,0%
Pozos > 2100 en promedio	12,9%
Reservorio y RenoVar	0,9%
Reservorio y Pozos	2,3%
RenovAR y Pozos	0,6%
Reservorio x Renovar x Pozo	0,1%
Probabilidad de abandonar	**32,1%**
Probabilidad de continuar	**67,9%**

Tabla 4.6.4. Probabilidad de cada escenario

Se puede observar que la probabilidad de abandono del proyecto considerando un precio de 122 USD / MW a priori es de 32,1%.

Se corrieron 4 simulaciones, en cada caso se quitó uno de los riesgos, para entender mejor el corrimiento que tiene sobre la media en cada caso.

Escenario	Media de la simulación	Desvío Std	Probabilidad de ocurrencia	Valor del escenario
Escenario caso base [Todos los riesgos]	$ 437.177	$ 27.299.005	0,11%	$ -
Reservorio > 30 MW	$ 5.231.085	$ 16.901.639	83%	$ 4.793.908
Se cumple renovar	$ 3.106.164	$ 16.868.134	95%	$ 2.668.987
Metros a perf. [media] < 2100 metros	$ 2.501.919	$ 20.837.411	87%	$ 2.064.742

Tabla 4.6.5. planteo de los escenarios - Con beneficios esperados

De esta manera se obtiene para cada una de las situaciones, el valor de cada escenario. Como es una opción de abandonar, el valor se percibe cuando se ejerce este derecho. Para obtener el valor en cada caso, se hizo la siguiente resta:

$$Valor\ del\ escenario\ i\ =\ Media\ de\ simulación\ escenario\ -\ Media\ de\ simulación\ caso\ BASE$$

Combinando el análisis de diagrama de Venn, junto con la diferencia de las medias de simulación, se armó la siguiente tabla:

	P. de abandonar por	Prob.	Valor de escenario	Valor esperado
+	Reservorio < 30 MW escenario desfav	18%	$ 4.793.908	$ 4.793.908
+	No ejerce renovAR	5%	$ 2.668.987	$ 2.668.987
+	Pozos > 2100 en promedio	13%	$ 2.064.742	$ 2.064.742
-	Reservorio yRenoVar	0,9%	$ 7.462.895	$ 67.166
-	Reservorio yPozos	2,3%	$ 6.858.650	$ 159.258
-	RenovAR yPozos	0,6%	$ 4.733.729	$ 30.533
+	Reservorio x Renovar x Pozos	0,1%	$ 9.527.637	$ 11.062
=	**Probabilidad de abandonar**	**32,1%**		**$ 9.303.865**
	Mejora esperada / **dado** el escenario desfavorable		$	28.939.738
	Probabilidad de seguir	67,9%		

Tabla 4.6.6. Tabla de probabilidades y valores esperados de cada escenario

Los 9,3 MM USD ya tienen aplicado los 32,1% de ocurrencia. Por este motivo, para simplificar los cálculos se llevan a los 28,9 MM USD que sería el ahorro medio de todos los casos desfavorables.

Variable	Concepto		Valor [USD]	Comentario
V. Esperado	Valor del estudio	$	2.400.000	[Se percibe en todos los casos]
Ahorro Prod.	Ahorro por adecuar pozo productor	$	1.950.000	[Se percibe en el caso Favorable]
Cost. Aband.	Costos de abandonar	$	550.000	[Se percibe en el caso Desfavorable]
i	Tasa de descuento		11,9%	[Del año 2020 al 2019]

Tabla 4.6.7. Resumen de variables utilizadas para el cálculo de la opción real

$$Valor\ \ de\ la\ opción\ [2019] = \frac{32{,}1\%\ x\ (\ V.esperado\ \ -\ \ Cost.Aband.)\ \ +\ 67{,}9\%\ x\ (\ Ahorro\ prod.)\ -\ Valor\ del\ Estudio}{1\ +\ i}$$

$$Valor\ \ de\ la\ opción\ [2019]\ =\ \$7.196.928$$

El valor del estudio es como la prima de la opción, es lo que da el acceso a la información del reservorio y que permite evitar las mayores pérdidas, reflejado en el valor esperado.

Luego se realizó la simulación de Montecarlo considerando las primas y quitando los escenarios desfavorables.

En el caso de tener éxito, con un 67,9% de probabilidades, se genera un ahorro de 1,95 MM USD por ya tener un pozo exploratorio de 2000 metros, y poder adecuarlo a productor con trabajos de terminación.

Para el caso de la salida de RenovAR, se podría evaluar la opción de forma separada, ya que el valor del estudio con el pozo exploratorio no es necesario para acceder al beneficio de abandonar si RenovAR no cumple con su contrato. Pero a modo de simplificación, se va a evaluar el valor de la opción de salir en su conjunto. Esto no va a distorsionar las conclusiones finales, ya que el costo de la prima (estudio del pozo exploratorio) se va a realizar de todos modos, y los costos de abandonar son los mismos para las dos opciones (ya que se asume hacer el estudio en todos los casos). Si se llegara a dar el caso de que la opción de abandonar debido

al reservorio tiene valor negativo, entonces conviene separar la opción de RenovAR y analizarla aparte.

Se planteó el siguiente árbol de decisión propio de esta opción real:

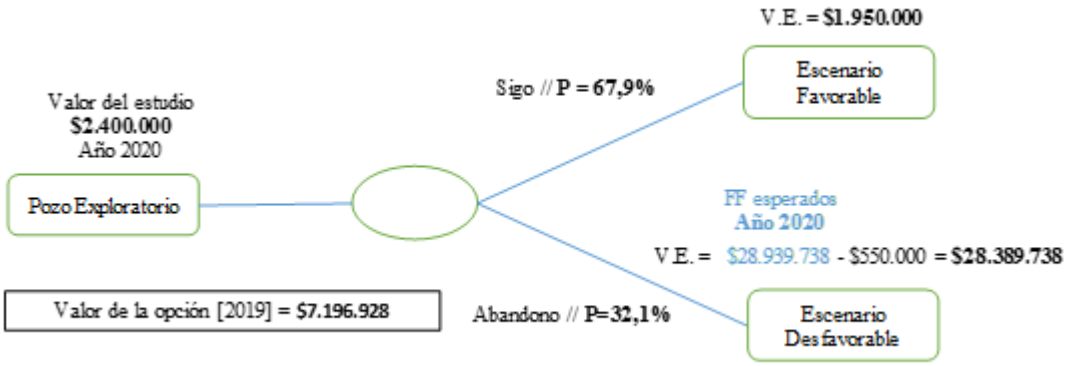


Figura 4.6.3. Opción real de abandonar el proyecto

Se realizó nuevamente la simulación, agregando los valores de las primas y quitando los riesgos.

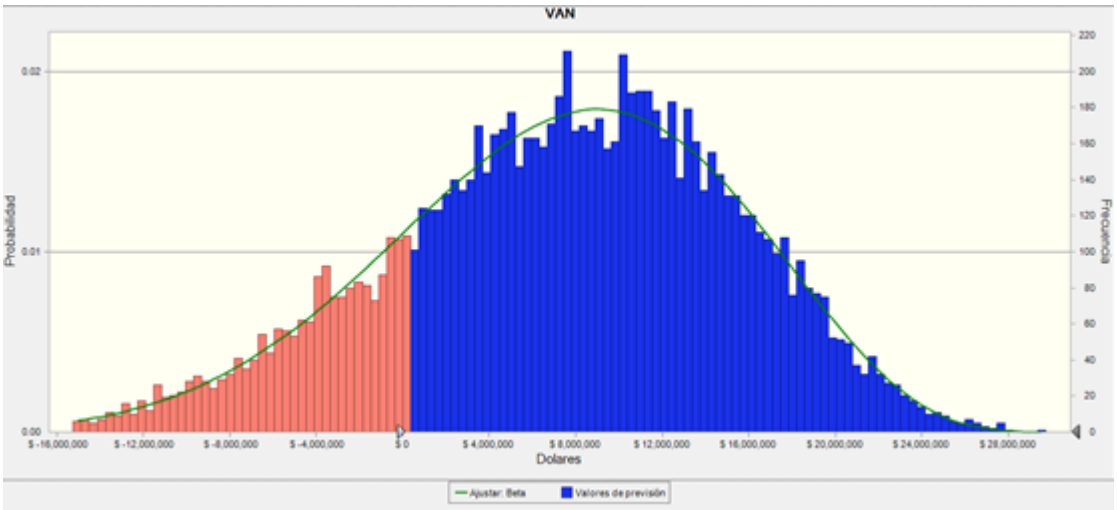


Figura 4.6.4. Distribución del VAN para la opción real de abandonar el proyecto

Estadística	Valor
Media	$ 7.609.299
Desvio	$ 8.928.374
P(VAN<0)	23%

Tabla 4.6.8. Datos de la distribución del VAN

Se puede observar que los valores más negativos, que antes llegaban hasta aproximadamente -100 MM USD, desaparecen. La media general aumentó más de 7 MM USD respecto a la simulación original, y el desvío pasó de 27 MM USD a 8,9 MM USD. Esto lleva a tener menos oportunidades de resultar con un VAN negativo, aunque si el proyecto se lleva a cabo de esta manera, las probabilidades son del 23% (VAN < 0).

Opción real 2: Ampliaciones

Debido al potencial del reservorio, una opción a considerar es la de realizar expansiones, es decir pasar de los 30 MW originales a 60 MW o 90 MW. Es claro que dicha opción es posible ya que hay tests de prefactibilidad lo comprueban. Debido a que el recurso sufre un agotamiento durante su explotación de 30 MW, al momento de tomar la decisión hay que realizar un nuevo estudio para comprobar si el reservorio sigue teniendo el potencial para llegar a 60 MW y 90 MW. Dicho estudio requiere una inversión de 2,4 millones de dólares y consta de un pozo exploratorio.

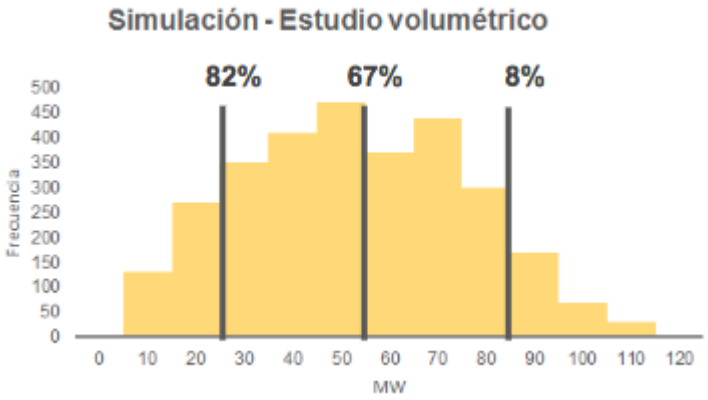


Figura 4.6.9. Probabilidad acumulada para las ampliaciones - Estudio volumétrico JICA 1992

Las probabilidades para cada escenario fueron basadas en una estimación profesional teniendo en cuenta diferentes variables. Para el caso de 90 MW, las probabilidades de ocurrencia son del 8%, menores a las de 60 MW (67%), debido a que hay menos probabilidad de que el reservorio rinda dicha cantidad. Por otro lado, al licitar potencia mas alta, las probabilidades de que RenovAR decida pagar el mismo precio que 30 MW disminuyen considerablemente. En el estudio de mercado se mostró que a mayor cantidad de MW instalados generalmente los precios adjudicados bajan. Por este motivo se considera una probabilidad relativamente baja de obtener 122 USD/MWh en las ampliaciones.

Escenarios de RenovAR	Probabilidad
Probabilidad que se page en RenovAR 60MW a 122 USD/MWh	40%
Probabilidad que se page en RenovAR 90MW a 122 USD/MWh	20%

Tabla 4.6.4. Probabilidades de RenovAR para ampliaciones

Luego de cruzar las probabilidades del reservorio con la probabilidad de pago de RenovAR se llega a que se podría considerar exitoso la ampliación a 90MW con un 2% de probabilidad y la de 60 MW con un 24%.

Para calcular el valor de cada rama del árbol de decisión se utiliza el diferencial del flujo de fondos descontado en el que se aplica la opción. Debido a que el pozo exploratorio, en caso de ampliación, ahorraría realizar otros pozos, el ahorro de dicho pozo se tuvo en cuenta para los casos de ampliación.

En los casos donde el reservorio tiene el potencial para una expansión pero el precio que busca RenovAR es bajo o no hay RenovAR para ese año, la decisión es no ampliar sufriendo una pérdida de 550.000 dólares para cerrar el pozo exploratorio. En estos casos, se decide no ampliar, debido a que los cálculos dieron que el punto de equilibrio para las condiciones del MEM es con un precio mayor a los 90 USD/MWh, cuando el precio del MEM no supera los 80 USD/MWh. Por lo tanto, sería completamente inviable.

Para calcular los diferenciales en cada caso y asimilarlo a la realidad lo mayor posible se realizó la simulación de Montecarlo, obteniendo una media de dicho diferencial teniendo en cuenta los distintos riesgos mencionados en el capítulo.

El árbol de decisión con los valores para cada rama se muestra a continuación:

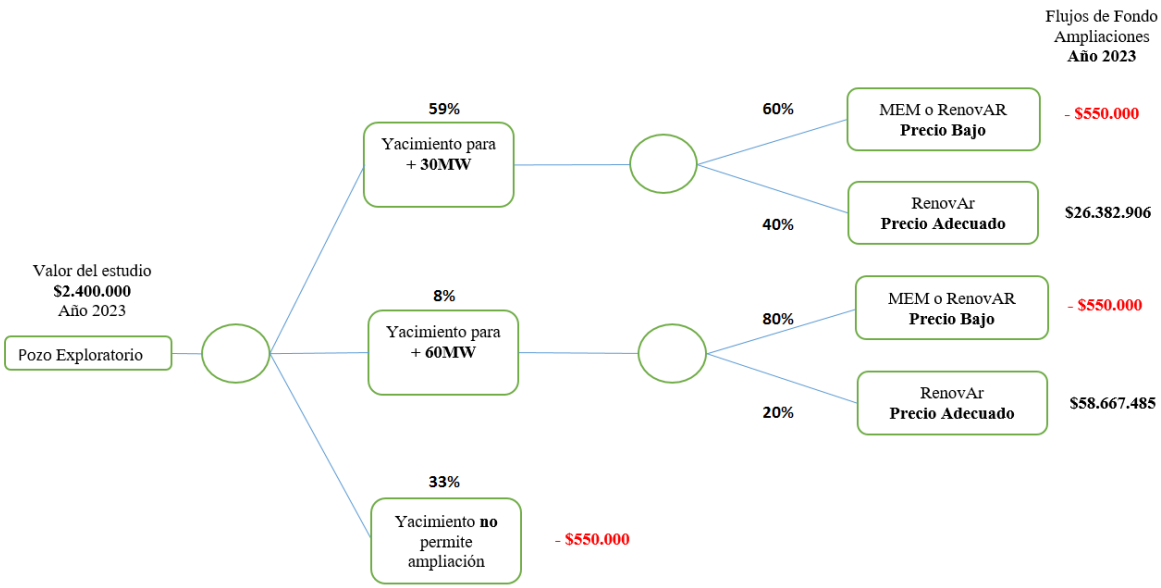


Figura 4.6.10. Árbol de decisión para las opciones de expandir

Se procedió a ordenar todos los casos favorables a la expansión junto con sus respectivos valores esperados y los casos desfavorables, teniendo como valor esperado para estos últimos -$550.000 dólares para abandonar el pozo exploratorio.

Escenario	P()	Valor Esperado 2023
Probabilidad de ampliar a 60 MW	24%	$ 26.382.906
Probabilidad de ampliar a 90 MW	2%	$ 58.667.668
Probabilidad de no ampliar	76%	$ -550.000
Valor del Estudio		$ 2.400.000
Opción Real [2019]		**$ 2.772.517**

Tabla 4.6.6. Cálculo de la opción real para ampliar

Para calcular el valor de la opción se utiliza el flujo de fondo descontado al momento actual (año 2019) multiplicado por las probabilidades de ocurrencia. Realizando los mismo cálculos que la opción anterior adaptada a los escenarios de ampliación, se aplicó la siguiente ecuación:

$$Valor\ \ de\ la\ opción\ [2019] = \frac{24\%\ x\ (V.esperado\ 60\ MW)\ +\ 2\%\ x\ (V.esp\ 90\ MW)\ +\ 76\%\ (-\$550.000)\ -\ Valor\ del\ estudio}{(1\ +\ 11{,}9\%)^4}$$

$$Valor\ \ de\ la\ opción\ [2019]\ =\ \$2.772.517$$

En este caso el valor de la opción es notablemente afectado por las probabilidades de ocurrencia de cada escenario. Igualmente no deja de ser una opción positiva siendo muy probable optar por la ampliación para el 2023.

Simulación de Montecarlo

Luego de evaluar las dos opciones reales, se realizó una simulación contemplando todos los parámetros analizados y quitando los riesgos que lograron mitigar.

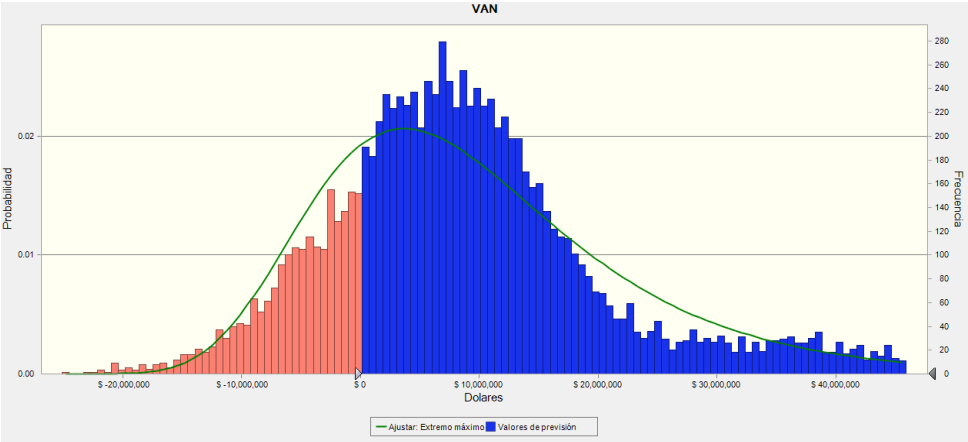


Figura 4.6.11. Distribución del VAN luego de evaluar las dos opciones reales

Y para desplegar un mayor detalle de este gráfico, se pueden observar los parámetros de esta distribución. Los mismos se muestran en la tabla a continuación:

Estadística	Valor
Media	$ 9.661.073
Desvio	$ 12.616.073
P(VAN<0)	19%

Tabla 4.6.9. Datos de la distribución del VAN con las opciones reales

En comparación al caso base, se observa que la dispersión a los valores negativos del VAN se redujo considerablemente. El desvío aumentó en comparación a considerar solo la primera opción real, ya que se formó una cola positiva por las ampliaciones. Por más que la dispersión sea alta, la media solo se corrió 2.7 MM USD respecto de la primera opción real, ya que las probabilidades de expandir son bajas.

Luego la probabilidad de que el VAN sea menor a cero bajó de 23% a 19%. Dejando la media del valor actual neto en 9,6 MM USD.

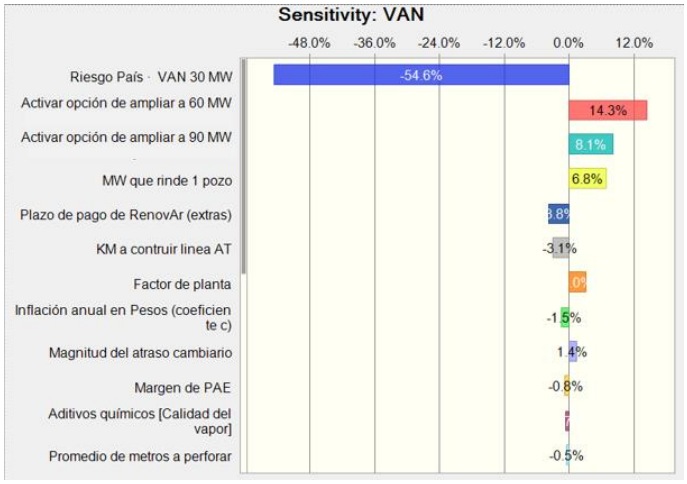


Figura 4.6.12. Sensibilidad del VAN

Se puede observar que las oportunidades de ampliación provocan el mayor desvío en el VAN luego del riesgo país. Luego aquellos parámetros que antes generaban la dispersión hacia las rentabilidades negativas desaparecieron.

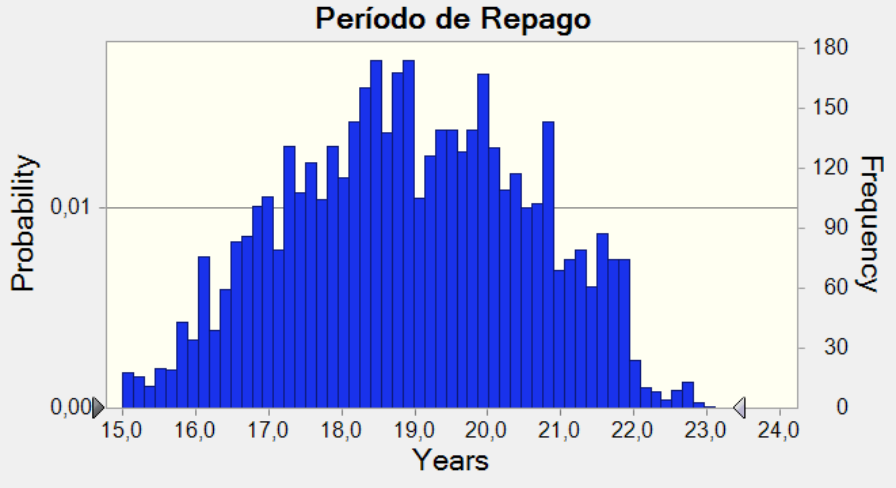


Figura 4.6.13. Período de repago

Considerando el 81% de las veces que el proyecto es rentable, período de repago descontado tiene una media de 18 años. La TIR media para este caso cae en un 11%. Mejorando un 1,2% respecto de la primera simulación de Montecarlo sin los riesgos mitigados.

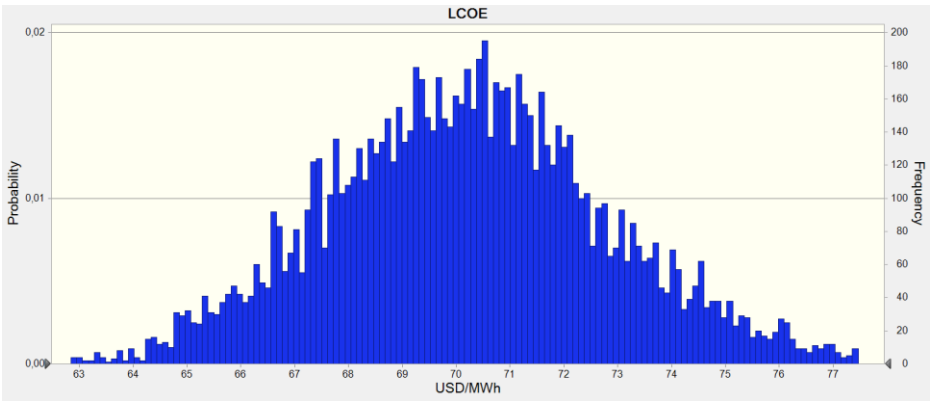


Figura 4.6.14. Distribución del LCOE

El LCOE tiene una media ubicada en 70 USD/MW. También se cortó la dispersión hasta las valores altos de costo. Dejando la mayor variabilidad atada a factores de costos y no producción energética.

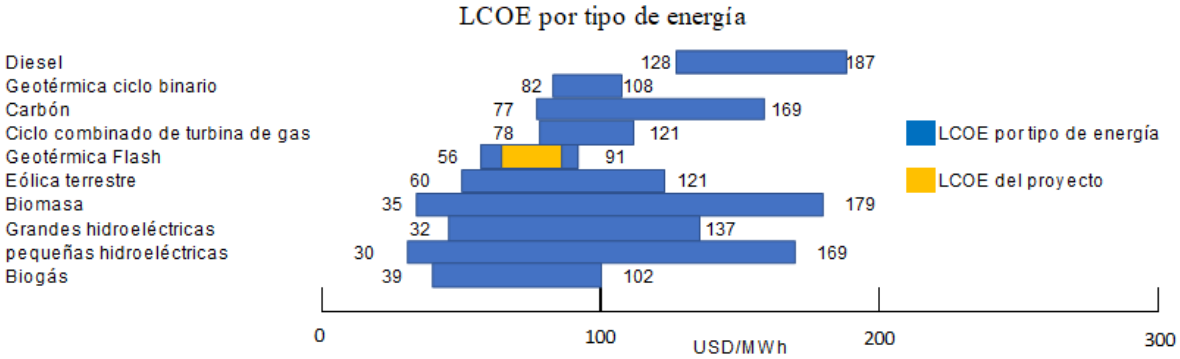


Figura 4.6.15. LCOE por tecnología

La fuente de información es tomada desde el Comisión Nacional de Energía de Chile. Se observa que el proyecto de Copahue se encuentra dentro del rango (fractil 90%) del costo de una central Flash de geotérmica. En comparación a otras tecnologías, tiene una gran inversión inicial, pero el factor de planta, cercano 0,85, provoca una gran generación de energía, llevando a un prorrateo exitoso de los costos por MWh. De modo que la posiciona dentro de los rangos competitivos frente a otras generadoras.

4.7 Conclusiones

Se entiende la importancia de un buen estudio de factibilidad para proyectos de geotermia. En cierto punto, no haber desarrollado aún este tipo de generadoras en Argentina para los campos geotérmicos de Copahue, Domuyo, Tuzgle y Valle del Cura, pese a tener un gran potencial, tienen como punto en común el gran abanico de incertidumbre a la hora de extraer el recurso.

En cuanto al yacimiento, aunque se hayan realizado estudios previamente en el campo geotérmico en tres pozos de exploración, no hay todavía ningún pozo de explotación, por lo que existe incertidumbre sobre las características del recurso. Falta información precisa respecto de las acciones que serán necesarias para asegurar la sustentabilidad del reservorio y evitar su agotamiento. En términos generales, la generación de energía desde la geotermia tiene un riesgo alto asociado a la proyección del tamaño del reservorio, las características del fluido que contiene y la respuesta que tendrá a la hora de ser explotado. Si la cantidad de fluido geotérmico no es suficiente para suministrar a la central de 30 MW, será necesario perforar un pozo adicional, que sumará costos y tiempos extra al proyecto. En el proyecto está prevista la monitorización del aprovechamiento sustentable del recurso. Una declinación mayor podría tener como consecuencia que la central eléctrica no pueda funcionar de manera óptima. Todo proyecto geotérmico debe aprovechar al máximo los recursos, pero a la vez manteniendo una utilización sustentable a lo largo del tiempo.

Existe el riesgo de sobredimensionar o subestimar el recurso. En las primeras etapas del proyecto, es difícil definir cuál es la capacidad óptima de la planta que se quiere instalar. Por este motivo se realizan las ampliaciones de manera modulares.

En cambio, si se compara con los proyectos de centrales térmicas convencionales, éstas no encuentran las barreras mencionadas, dado que pueden ser dimensionadas basándose en la posibilidad de obtener el volumen de combustible se requiere para operar dicha central. Las características de los combustibles fósiles se pueden conocer con mayor precisión. A su vez, los tiempos de ejecución del proyecto son más conocidos y existe vasta experiencia sobre la construcción de estas centrales. Dichos tiempos son menores que los de la construcción de una central geotérmica.

Parte de estos riesgos repercute en que la probabilidad de abandonar el proyecto es de 32,1%, esta proporción puede considerar alta para los inversores que quieran apostar en Copahue.

Luego de aplicar las opciones reales, se puede determinar que el precio al cual se obtiene un valor esperado del VAN positivo es a partir de 114 USD/MWh. Si se tiene este criterio (VAN = 0) para ingresar a la licitación, las opciones reales le permitió al proyecto ganar competitividad frente a otras ofertas. Esto aumenta las probabilidades de quedar adjudicado en un eventual RenovAR. Por otro lado, las posibilidad de que CAMMESA avance con la licitación aumenta, ya que al haber oferentes que proponen precios más bajos en las rondas de negociación tiene como consecuencia un mayor interés por parte de este organismo.

Otro factor a revisar es la tasa de interés del proyecto. Depende en qué categoría caiga la geotérmica en el BID se pueden definir tasas anuales desde 6% a 10% en dólares. Para este caso se plasmó una de referencia al 9% para no generar mucha dependencia en la búsqueda de tasas de financiación menores.

Para ver el impacto de la tasa de cambio, se simularon los casos para a un precio de 122 USD/MWh.

TNA del préstamo	VAN medio	Repago descontado	TOR media	P (VAN < 0)
9%	$ 9.661.073	18 años	14,1%	19%
8%	$ 9.661.073	17,1 años	14,5%	15%
7%	$ 9.760.358	16,3 años	14,9%	9%
6%	$ 9.966.668	15,6 años	15,3%	5%

Tabla 4.7.1. Simulaciones configurando distintas TNA del préstamo

Al bajar la TNA del préstamo, el costo del capital ponderado (WACC) disminuye y afecta en el VAN del proyecto y el período de repago, mejorando ambos indicadores dado un mayor apalancamiento. La TOR lógicamente aumenta ya que el flujo de fondos del inversor se ve más favorecido al tener menos egresos por parte de los intereses del préstamo.

Desde el punto de vista del inversor, el proyecto tiene mayor atractivo si se consigue una tasa nominal anual del 7% o 6%. El período de repago descontado es 2 años y medio menor al caso original y la TOR sube del 14% al 15,3%.

Este análisis refleja en parte la actualidad de la Argentina en cuanto a las adjudicaciones de los programas RenovAR. Varios proyectos se hicieron tomando en su factibilidad unas tasas nominales anuales en dólares del 5,5% y 6%. Esto está provocando muchas demoras en llevar adelante el proyecto ya que no consiguen cerrar esos planes de financiación, incluso se ponen en duda la continuidad de algunos proyectos adjudicados.

Es fundamental tener como respaldo una empresa de gran tamaño para que brinde garantías y tener todos los puntos sensibles para el desarrollo geotérmico bien estudiados

(legales, factibilidad del recurso, ambiental). De modo tal que el BID consiga cerrar un plan de financiamiento a tasas más adecuadas que el 9% planteado.

En los últimos años, el gobierno y representantes de la provincia de Neuquén se reunieron en reiteradas ocasiones con posibles oferentes a la licitación. Aún no se ha podido realizar el proyecto, ya que en estas reuniones los oferentes pretendían 120 USD/MWh para empezar a analizar el pliego y presentarse a licitar. En el análisis de mercado, los hechos históricos indican que como máximo se pagó 105 USD/MWh para una planta generadora de este tamaño. Generalmente los precios de 150 a 180 USD/MWh se produjeron en generadoras más chicas de biogás o biomasa.

Está claro que aún quedan puntos a seguir negociando para que finalmente se genere una herramienta que incentive la geotérmica en Argentina. Luego del análisis de riesgos se pueden listar los principales factores que, si se resuelven, pueden ofrecer una respuesta más certera a los inversores:

- Negociación de la línea de AT. Está comprobado, que aunque se termine pagando más por el transporte, la inversión de 20 MM USD tiene un gran peso financiero.
- Negociar las cláusulas de salida del contrato. Para que la opción real de abandonar tenga sentido, aún se tienen que ajustar aspectos indicados en el segundo pliego de RenovAR. Es sabido que la geotérmica corre con una gran incertidumbre en el yacimiento y la única manera de que un inversor privado decida invertir 2,4 MM USD para estudios de factibilidad, es permitiendo la concesión del lugar para que pueda operar y quitar el costo de salir del contrato en caso de que no se puedan producir los 30 MW.
- Negociar de antemano el precio para las ampliaciones de 60 MW y 90 MW. Ambos escenarios tienen un gran impacto en la rentabilidad del proyecto. En la opción real se consideró una probabilidad muy baja de conseguir un precio de licitación adecuado. Si se logra acordar ese precio, solo se corre con el riesgo propio del reservorio, pero el valor esperado de la ampliación va a ser mucho más grande.
- En caso de quedar, proponer una licitación para la perforación de pozos productores geotérmicos, ya que estos involucran una gran parte de la inversión inicial. Hay varios equipos de perforación que son relativamente chicos para lo que requiere hoy en día la industria OIL&GAS. Estos se encuentran con una baja utilización, por ende se podrían conseguir mejores tarifas si se hace una investigación en el sector. Por otro lado, al saber de antemano que se necesitan entre 6 y 7 pozos productores para los 30 MW, se puede negociar un cronograma de perforación con la empresa prestadora de servicios (San Antonio International, DLS Archer, entre otras) de manera tal de comprar el paquete completo de pozos, reduciendo los costos en la perforación y consiguiendo mejores tarifas.
- Aspecto social. El caso de Copahue tiene puntos débiles al proyecto geotérmico. Hay que habilitar los canales correctos de comunicación para informar que se consideraron los costos necesarios para la reinyección, estudio de impacto ambiental y costos de finalización del proyecto (cerrar los pozos y levantar la infraestructura).

- Hay un equipo de 15 geólogos y físicos trabajando en el CONICET con las curvas de producción de Copahue y Domuyo. Posiblemente consultar regularmente con ellos para quitar incertidumbre al modelo termodinámico planteado en el apartado de ingeniería podría dar un valor extra que impacte en la rentabilidad.

Como conclusión, es recomendable validar con CAMMESA ofertas que ronden los 122 USD/MWh, aunque se está atado a un repago cercano a los 18 años, una TIR del 11% y TOR del 14%. Por eso es importante trabajar sobre los puntos anteriormente mencionados para aumentar las certezas en los aspectos claves, de modo que el precio de licitación no sea la variable que tenga que absorber los riesgos implicados en el proyecto y poder lograr incluso un precio más bajo con menos riesgo sobre la rentabilidad.

ANEXO RIESGOS

A.4.8 Otras Simulaciones

Licitando a 117 USD/MWh se hicieron las siguientes corridas:

- Préstamo 6%:

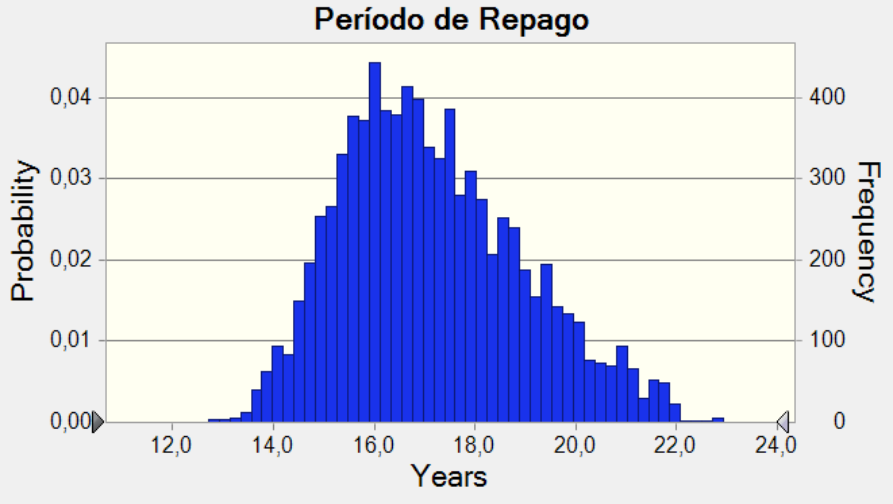


Figura A.4.8.2. Período de repago para una tasa del 6% de préstamo

- Préstamo 7%:

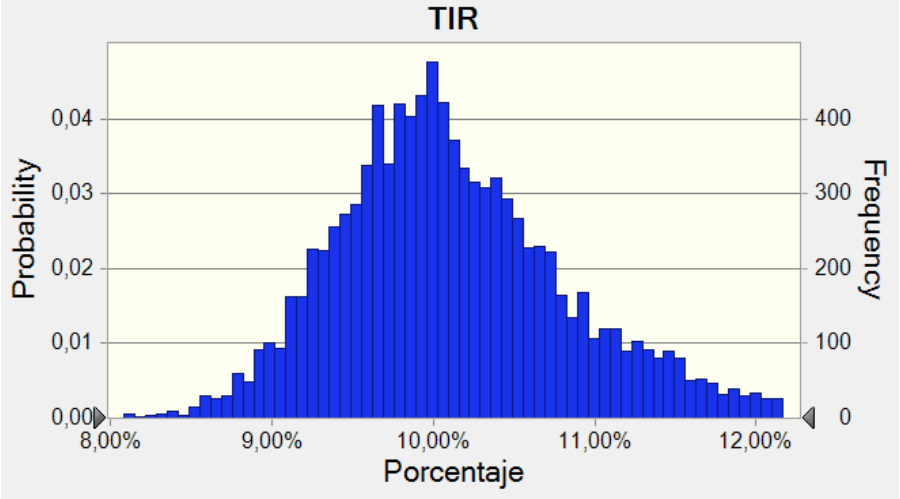


Figura A.4.8.4. Distribución de la TIR para una tasa del 7% de préstamo

- Préstamo 8%:

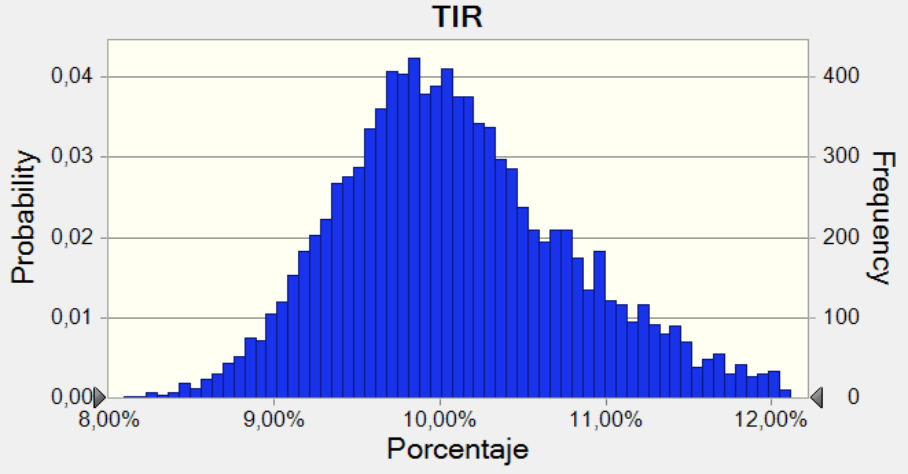


Figura A.4.8.7. Distribución de la TIR para una tasa del 8% de préstamo

- Préstamo 9%

  Licitando a 122 USD/MWh:

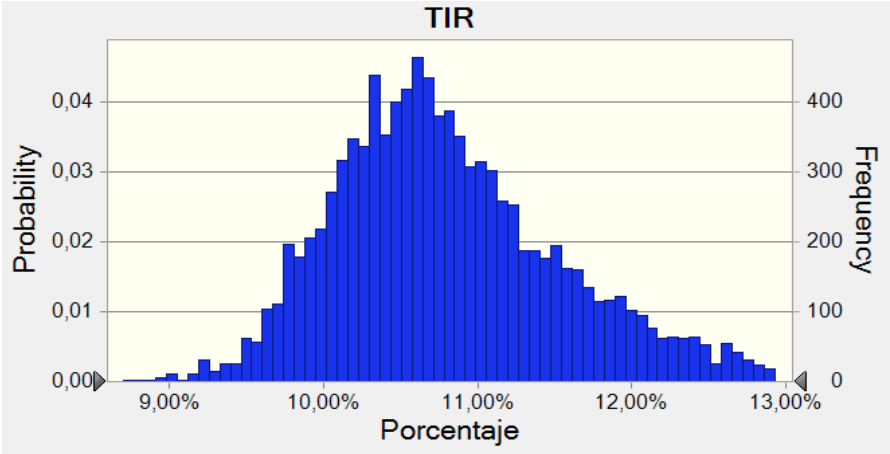


Figura A.4.8.10. Distribución de la TIR, licitando a 122 USD/MWh

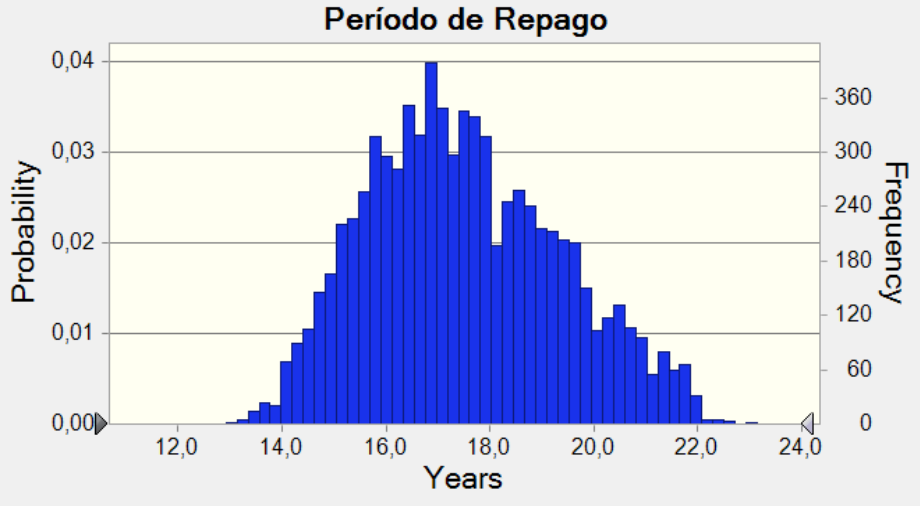


Figura A.4.8.11. Periodo de repago, licitando a 122 USD/MWh

4.8 Bibliografía de riesgos

Robertson-Tait, A. y Richardson, J. (2017). *The GeoFutures Facility: A Proposed Geothermal Risk Mitigation Instrument for East Africa.* Davis, California, Estados Unidos: Geothermal Resources Council.

Ram, H. y Letvin, A. I. (2014). *Using Financial and Policy Tools to Address Exploration/Drilling Risk*. Recuperado de http://pubs.geothermal-library.org/lib/grc/1033567.pdf

RenovAR 2. Pliego de Bases y Condiciones. Recuperado de http://portalweb.cammesa.com/Documentos%20compartidos/Noticias/RenovAR2/Pliego%20de%20Bases%20y%20Condiciones%20RenovAR%202%20-%20CAMMESA%2016%20ago%202017.pdf

Ministerio de Energía y Minería. (2016). *Programa RenovAR 1.* Recuperado de https://www.minem.gob.ar/archivos/Reorganizacion/informacion_del_mercado/mercado_electrico/plan_RenovAR/RenvoAr_Ronda_1-PBC_con_Anexos_(vf25-07-16).pdf

BID. *Promoción del desarrollo de la geotermia.* Recuperado de https://publications.iadb.org/bitstream/handle/11319/6557/BID_Geotermia_web.pdf?sequence=1

ESMAP. (2016). *Análisis Comparativo de Estrategias para la Mitigación del Riesgo Asociado a los Recursos Geotérmicos.* Washington, DC, Estados Unidos. Recuperado de http://documents.worldbank.org/curated/en/407911467995618028/pdf/105172-SPANISH-PUBLIC-FINAL-ESMAP-GeoRiskMitigation-KS024-16SP-web.pdf

ESMAP. (2012). *Manual de geotermia: cómo planificar y financiar la generación de electricidad.* Washington, DC, Estados Unidos. Recuperado de https://www.esmap.org/sites/default/files/esmap-files/ESMAP_GEOTHERMAL_Spanish_book_Optimized.pdf

Ámbito.com. (2018). *EMBI+*. Recuperado de http://www.ambito.com/economia/mercados/riesgo-pais/info/?id=2

Instituto Argentino de Energía. *Estructura del sector eléctrico.* Recuperado de http://www.iae.org.ar/archivos/educ5.pdf

JICA. (1992). *Pre-feasibility Study of Geothermal Project in Northern Neuquén*. Neuquén, Argentina.

LM Neuquén. (2011). *Se reactiva el proyecto geotérmico en Copahue-Caviahue.* Recuperado de https://www.lmneuquen.com/se-reactiva-el-proyecto-geotermico-Copahue-caviahue-n122777

Diariamente. (2012). *Se movilizan contra proyecto geotérmico neuquino.* Recuperado de

https://www.diariamenteneuquen.com.ar/V3.0/2012/10/22/se-movilizan-contra-proyecto-geotermico-neuquino/

International Finance Corporation. (2013). *Success of Geothermal Wells: A global study*. Washington, DC, Estados Unidos. Recuperado de https://www.ifc.org/wps/wcm/connect/7e5eb4804fe24994b118ff23ff966f85/ifc-drilling-success-report-final.pdf?MOD=AJPERES