

Comparación de soluciones para suministrar energía a sistemas de bombeo en el norte de Chile: extensión de la red eléctrica, generadores diesel y fotovoltaica.

Francisco J. Chueco Fernández¹ y Ángel A. Bayod Rújula²

¹ SKM Minmetal
Sinclair Knight Merz
2700 Av. Jose Domingo Cañas – Ñuñoa. Santiago de Chile
Teléfono: +56 2 694 9000, fax: +56 2 204 4137, e-mail: FChueco@skminmetal.com

² Departamento de Ingeniería Eléctrica
Universidad de Zaragoza - CIRCE
C/ María de Luna, 3, 50018, Zaragoza (España)
Teléfono: +34 976 761920, fax: +34 976 762226, e-mail: aabayod@unizar.es

Resumen. Este documento examina y compara la rentabilidad al energizar sistemas de bombeo en áreas remotas del norte de Chile, a través de sistemas fotovoltaicos, generadores diesel y extensión de la red eléctrica. El análisis tiene en cuenta variables como la distancia hasta el punto de conexión con la línea eléctrica, la tensión de línea, coste de la energía y del combustible y la inversión requerida por cada proyecto. La comparación del Valor Actualizado de Costes (VAC) se realiza para rangos de variables, distancia y potencia requerida por el sistema de bombeo. Los resultados obtenidos son útiles para recomendar una u otra alternativa a la hora de entregar suministro eléctrico en estos sistemas de bombeo de agua en pozos del norte de Chile.

Palabras clave

Fotovoltaica, extensión de red eléctrica, sistemas de bombeo, generadores diesel.

1. Introducción

Los pozos de agua son básicos para la industria de la minería en el norte de Chile la cual está localizada en el altiplano de Los Andes, específicamente en el desierto de Atacama, donde podemos encontrar minas de cobre, molibdeno, nitratos, sulfatos, oro, hierro, yodo, litio y otros minerales. Muchas compañías mineras operan en esta área pozos de agua bajo la supervisión de las autoridades medioambientales, para proveerse de este escaso recurso esencial para sus procesos industriales. El suministro eléctrico a los sistemas de bombeo se realiza generalmente con generadores diesel instalados a veces en lugares muy remotos o conexión a la escasa red eléctrica de la zona a través de la construcción de líneas eléctricas. Las tensiones disponibles en el altiplano chileno son: 220kV, 110kV, 66kV, 23kV y 13,2kV.

La radiación solar en esta zona es una de las mejores del mundo, de manera que bajo ciertas condiciones las soluciones fotovoltaicas pueden ser la alternativa más competitiva en términos de costes. Las células

fotovoltaicas (FV) transforman la energía de la luz solar en electricidad y se almacena en baterías para su uso posterior. Los sistemas solares FV son habitualmente usados en aplicaciones autónomas y están comercialmente disponibles con capacidades que van desde 1kW a varios cientos de kilowatios, requieren un mantenimiento mínimo y son apropiados para áreas remotas. Los sistemas FV tienen varias ventajas respecto a la conexión a la red eléctrica, [1]-[4]. Se pueden ubicar cerca de las zonas de demanda reduciendo de esta forma los costes de transmisión y por consecuencia disminuyendo las pérdidas de energía; además no requieren de combustible siendo de esta manera su operación independiente de la disponibilidad y precio del suministro de fuel.

Actualmente, las compañías mineras están interesadas en integrar energías renovables en sus operaciones ya que este tipo de soluciones puede evitarles problemas con las autoridades medioambientales a la hora de usar ciertos pozos. Además les permitiría asegurarse cierta independencia en los costes de operación ligados al precio de la energía eléctrica de la red y del combustible. Por ejemplo, les ayudaría a eliminar los costes del combustible y los riesgos asociados a su transporte, reduce la burocracia ya que elimina las declaraciones de impacto ambiental necesarias para el cruce de áreas protegidas tanto de líneas eléctricas como de los camiones que transportan el fuel, reduce el coste de los seguros y otros problemas asociados al paso o cruce a través de otras propiedades privadas o concesionadas. La principal desventaja de las soluciones FV es la alta inversión inicial requerida.

2. Electricidad, combustible diesel y radiación solar en el norte de Chile

A. Coste de la Electricidad

Existen dos sistemas eléctricos independientes en el norte de Chile, el Sistema Interconectado del Norte Grande

(SING) y el Sistema Interconectado Central (SIC). Los costes de la energía eléctrica en Chile han aumentado de forma dramática en el último tiempo debido a diversas razones, y se ha acentuado más por el fenómeno meteorológico conocido como “La Niña” y por la disminución de las importaciones de gas.

Existen dos tipos de clientes, los clientes regulados con potencia contratada inferior a los 2.000kW que pagan la energía en función del precio nudo de subestación, actualizado semestralmente por la Comisión Nacional de Energía (CNE) en función de los costos marginales. Por otro lado encontramos a los grandes consumidores como clientes libres, que es la situación de la mayoría de las compañías mineras. El precio de la energía pagada por éstos varía en cada caso ya que se establece un contrato privado entre las compañías eléctrica y minera, pero está referenciado normalmente a los costes marginales de generación (Fig. 1).

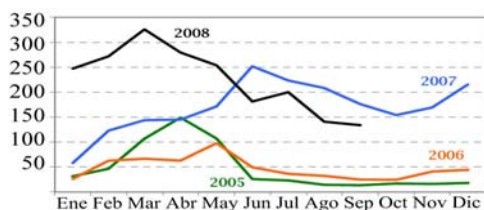


Fig. 1. Costes marginales en el SIC (USD/MWh) Fuente:CNE.

B. Coste del combustible diesel

En los últimos ocho años el precio del combustible diesel ha variado entre 0,33USD/litro y 1,38USD/litro lo que implica una variación entre el precio mínimo y el precio máximo alcanzado de un 419%. Esta volatilidad es una variable importante a la hora de evaluar los costes operacionales de los usuarios a lo largo de la vida útil de un proyecto.

C. Radiación solar en el norte de Chile

El norte de Chile es una de las zonas con mayor radiación del planeta, por ejemplo en Calama (Fig. 2) los datos van desde 4,73kWh/m²-día en junio a 8,84 kWh/m²-día en Diciembre. La región objetivo se ha fijado desde Santiago (Lat. S 33.45) hasta la frontera norte del país (Lat. S 17.50), las plantas mineras se encuentran desde la costa hasta miles de metros sobre el nivel del mar (m.s.n.m.), por ejemplo la Cía. Minera Doña Inés de Collahuasi está localizada a 4.400 m.s.n.m. Esta es una condición muy favorable para los sistemas fotovoltaicos, ya que la radiación solar se incrementa con la altitud.

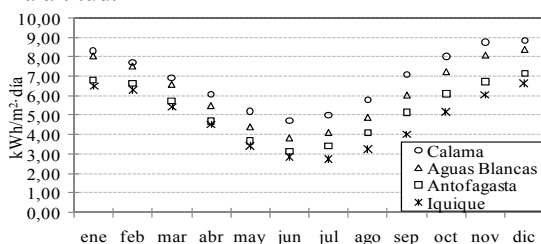


Fig. 2. Media mensual radiación solar horizontal kWh/m²-day.

El ángulo de inclinación óptimo para los módulos FV es 30° para las regiones Metropolitana, Valparaíso, Coquimbo, Atacama y Antofagasta y 15° en las regiones de Tarapacá y Arica-Parinacota. Se pueden utilizar otros ángulos de inclinación pero estos son los generalmente recomendados para normalizar el montaje de estructuras.

3. Motor de cálculo

Se ha desarrollado un motor de cálculo para dimensionar el sistema de bombeo para cualquier altura, volumen diario de agua y horas de operación. También dimensiona los equipos requeridos para cada tipo de proyecto ya sea basado en generadores diesel, conexión a la red eléctrica o FV autónomo. El usuario introduce los datos básicos (volumen diario de agua, altura de bombeo, horas de bombeo por día, longitud de la tubería) y el motor calcula básicamente el sistema hidráulico y la potencia de la bomba. A través del método Bress se obtiene el diámetro óptimo de la tubería usando las fórmulas de Hazen-Williams y Darcy-Weisbach para calcular las pérdidas en la tubería y se utiliza una base de datos comercial de tuberías de Polietileno de Alta Densidad (HDPE). Con estos resultados se obtiene una estimación de inversión para el sistema hidráulico.

El usuario puede seleccionar una ciudad del norte de Chile en un menú y automáticamente el sistema obtiene los datos de radiación solar horizontal del lugar, los factores de inclinación (F_T) que corresponden a la inclinación recomendada de los módulos y la latitud del lugar seleccionado. El factor de inclinación (F_T) es un coeficiente no dimensional usado para calcular la radiación solar en superficies inclinadas, la cual se obtiene multiplicando F_T por la radiación solar en la superficie horizontal. Este factor está en función de la latitud y del ángulo de instalación [5]. A continuación, el motor de cálculo dimensiona un sistema FV autónomo aplicando el método del mes peor y calcula un detallado presupuesto de inversión.

Para analizar la alternativa de conexión a la red eléctrica, el usuario debe introducir el coste de la energía, la tensión de la red disponible y la longitud de la línea eléctrica a construir. Con estos datos el motor calcula la tensión óptima de la línea eléctrica aérea con ayuda de la fórmula de Still (1), como se muestra en la figura 3 para potencias bajas y distancias cortas la línea recomendada será de media tensión (13,2 o 23kV) y para elevadas potencias y mayores distancias la línea eléctrica será de alta tensión (66, 110 o 220kV). Finalmente calcula un presupuesto de inversión y operación anual del proyecto de extensión de la red eléctrica.

$$U = 5.5 \cdot \sqrt{0.62 \cdot L + \frac{P}{100}} \quad (1)$$

Donde:

U = tensión de la línea eléctrica en kV
L = longitud de la línea eléctrica en km
P = potencia a transmitir en kW

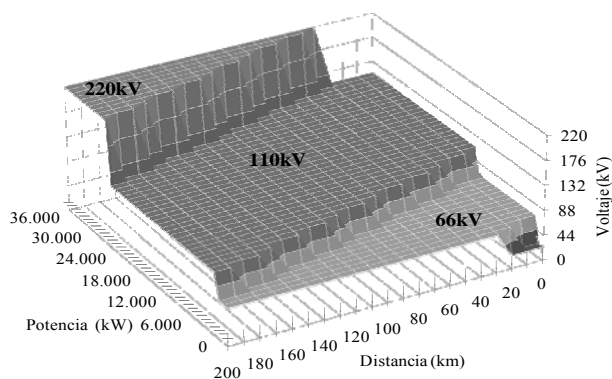


Fig. 3. Tensión recomendada de la línea eléctrica en función de la potencia (kW) y distancia (km).

Por último, para analizar la solución con generador diesel, el sistema de cálculo dimensiona automáticamente el generador que se ajusta a la potencia de bombeo calculada y la altitud de la localidad seleccionada, y estima un presupuesto de la inversión inicial y los costes de operación anual para esta solución. Se calcula la potencia necesaria para el sistema y luego, utilizando una base de datos de generadores comerciales, busca automáticamente la mayor potencia comercial sobre dicha base de datos.

En todos los casos el sistema calcula el Valor Actualizado de Costes (VAC) (2). El VAC es el valor de los costes de inversión, operación y mantenimiento a lo largo de la vida útil del proyecto traídos a valor presente, permitiendo comparar las distintas alternativas al mismo tiempo. El motor de cálculo permite comparar desde un punto de vista económico las distintas alternativas para dar suministro eléctrico al sistema de bombeo, y permite ver cómo influyen en estos resultados algunas variables claves.

$$VAC = I + \sum_{n=1}^N \frac{C_n}{(1+r)^n} \quad (2)$$

Donde:

C_n = costes anuales
 I = inversión inicial
 N = periodos o años
 r = tasa de descuento

La capacidad de equipos como los generadores diesel, variadores de frecuencia, arrancadores suaves o transformadores se corrige aplicando los correspondientes factores por altitud. La potencia de generadores y motores se corrige habitualmente un 1% por cada 100m cuando operan por encima de los 1000m.s.n.m. de acuerdo a la norma IEC 60034 y a los transformadores se les aplica correcciones que van de 0,3% a 0,5% según IEEE C57. La altitud favorece a la solución con sistemas FV dado que provoca un sobredimensionamiento y sobrecoste en generadores diesel, transformadores, líneas eléctricas, etc. por la disminución de la densidad del aire. Por lo tanto un proyecto con las mismas características técnicas puede tener una solución óptima a nivel del mar y otra solución distinta en el altiplano para dar suministro eléctrico a la misma potencia de bombeo.

A. Coste normalizado de inversión

Se ha utilizado una base de datos de precios para obtener el Coste Normalizado de Inversión (CNI), el cual representa el coste por unidad (W, km, m², A, etc.), se consideran módulos fotovoltaicos, inversores, cargadores, baterías, condensadores de arranque, estructuras de montaje, variadores de frecuencia, arrancadores suaves, bombas sumergibles, generadores diesel, consumo de los generadores diesel, transformadores, interruptores automáticos, líneas eléctricas de todas las tensiones disponibles, etc.. Además han sido considerados otros equipos secundarios, costes de importación, operación y mantenimiento. El motor de cálculo permite cambiar fácilmente los costes y precios considerados para poder adaptarlo a las nuevas condiciones del mercado, por ejemplo el precio de los módulos fotovoltaicos que decrece continuamente por el momento. La tabla I muestra el CNI de líneas eléctricas aéreas en el norte de Chile y costes típicos asociados a transporte y construcción, la tabla II se incluyen las ecuaciones para obtener el CNI de los principales equipos.

Tabla I. CNI líneas aéreas y otros costos asociados

| Tensión | CNI |
|---|-----------------|
| 13,2kV | 25.000USD/km |
| 23kV | 35.000USD/km |
| 66kV | 89.000USD/km |
| 110kV | 145.000USD/km |
| 220kV | 220.655USD/km |
| Concepto | % coste equipos |
| Embalaje | 2% |
| Transporte terrestre | 2% |
| Transporte marítimo Chile-EEUU/EU/Otro | 6% / 8% / 10% |
| Transporte al lugar de trabajo | 3% |
| Montaje, instalación y puesta en marcha | 36% |
| Costes generales | 22% |
| Beneficio industrial | 8% |
| Ingeniería | 7% |
| Costes del cliente (Owner costs) | 4% |

4. Comparación entre extensión de la red eléctrica, generadores diesel y FV. Zona de estudio Antofagasta-Aguas Blancas.

El motor de cálculo desarrollado es una herramienta útil para el análisis comparativo, usa el CNI de cada equipo y analiza una gran cantidad de proyectos para rangos de variables, de esta forma se obtienen superficies en tres dimensiones que muestran siempre en un eje la diferencia del VAC de dos posibles soluciones y en los otros ejes se muestra la variación que sufre en un rango de potencias de bombeo (kW), distancias a la red eléctrica (km), precios de la energía (USD/MWh) o precio del combustible diesel (USD/litro). En estas superficies se muestra la frontera de competitividad donde una solución comienza a ser más rentable que la otra comparada. El usuario puede modificar una gran cantidad de parámetros para obtener resultados en una zona particular del norte de Chile, o estudiar la variación de los costes de la energía y combustible.

Tabla II. Coste normalizado de inversión de los principales equipos.

| Equipo | CNI | Donde: |
|--|---|---|
| Reguladores | $SCI = -0,656 \cdot \ln(\ln) + 10,94$ [USD/A] | In = Corriente nominal en A |
| Inversores | $SCI = -0,075 \cdot \ln(P) + 1,4408$ [USD/W] | P = Potencia en W |
| Baterías | $SCI = 0,294 \cdot (V \cdot C_{100})^{-0,068}$ [USD/V·C ₁₀₀] | V = Voltaje de la batería en V C ₁₀₀ = Capacidad 100h en Ah |
| Generadores Diesel | Si $S \leq 200kVA$, $SCI = 1430,5 \cdot S^{-0,367}$ [USD/kVA] Si $S > 200kVA$, $SCI = 200$ [USD/kVA] | S = Potencia en kVA |
| Transformadores | Si $S \leq 350kVA$, $SCI = 802,63 \cdot S^{-0,561}$ [USD/kVA] Si $S > 350kVA$, $SCI = 30$ [USD/kVA] | S = Potencia en kVA |
| Bombas Sumergibles | Si $P \leq 25kW$, $SCI = 495 \cdot P^{-0,413}$ [USD/kW] Si $P > 25kW$, $SCI = 131$ [USD/kW] | P = Potencia en kW |
| Condensadores | $SCI = 591,37 \cdot Q^{-0,702}$ [USD/kVA _r] | Q = Potencia reactiva en kVA _r |
| Variadores de frecuencia de baja tensión | Si $P < 45kW$, $SCI = 699,69 \cdot P^{-0,432}$ [USD/kW] Si $45 \leq P \leq 700kW$, $SCI = 177,63 \cdot P^{-0,072}$ [USD/kW] Si $P > 700kW$, $SCI = 110$ [USD/kW] | P = Potencia en kW |
| Arrancadores suaves de baja tensión | Si $P < 700kW$, $SCI = 699,69 \cdot P^{-0,432}$ [USD/kW] Si $P \geq 700kW$, $SCI = 21$ [USD/kW] | P = Potencia en kW |
| Interruptores automáticos baja tensión | Si $In < 180A$, $SCI = 54,325 \cdot (In)^{-0,325}$ [USD/A] Si $In \geq 180A$, $SCI = 10$ [USD/A] | In = corriente nominal en A |
| Consumo de combustible | Si $S \leq 550kVA$, $CComb. = 0,483 \cdot S^{-0,143}$ [l/kVA·h] Si $S > 550kVA$, $CComb. = 0,20 \cdot S$ [l/kVA·h] | S = Potencia en kVA |
| FV Cristalino | 3,75-4,00USD/W _p | - |
| FV Amorfo | 2,40-3,15USD/W _p | - |
| Estructuras de instalación | 58USD/m ² | - |
| Sistema de monitoreo | 1,105USD | - |
| Sala eléctrica | 2000USD/m ² | - |
| Tuberías HDPE | 4USD/kg | - |

Tabla III. Datos del estudio.

| Descripción | Valor |
|-------------------------------|---------------------------|
| Localización | Aguas Blancas |
| Coordenadas | Lat. -24,18, Long. -69,85 |
| Altitud | 2.036 m.s.n.m. |
| Precio de la energía | 250 USD/MWh |
| Precio del combustible | 1,00 USD/litro |
| Horas de bombeo | 24 horas al día |
| Inflación | 3% |
| Tasa de descuento | 6% |
| Vida útil del proyecto | 20 años |
| Almacenamiento de energía | 1 días |
| Profundidad descarga baterías | 70% |
| Vida útil de las baterías | 10 años |
| Eficiencia bomba | 40% |
| Eficiencia inversor | 90% |
| Pérdidas FV | 15% |
| Límite de pérdidas eléctricas | 7% |
| Longitud tubería HDPE | 1.000m |

A. Proyecto conexión a red de 13,2kV Vs FV

La extensión de la red eléctrica de 13,2kV es factible hasta una distancia máxima de 9km de acuerdo a la ecuación de Still (1), según aumenta la potencia a transmitir disminuye la distancia máxima recomendada. La figura 4 muestra el límite de rentabilidad entre una solución FV y la extensión de la red eléctrica de 13,2kV, en la zona de color claro es más competitivo un proyecto FV mientras que en la zona de color oscuro económicamente es más rentable el suministro eléctrico con la extensión de red. La solución FV es más rentable hasta potencias de bombeo de 14,5kW y una distancia del pozo a la red de 9km. La figura 5 muestra la sensibilidad en la diferencia del VAC del proyecto FV y de una

extensión de la red eléctrica de 5km ante la variación del precio de la energía para un rango de potencias. Se observa que incluso si la energía tiene coste nulo el proyecto FV es más competitivo hasta 4,3kW.

B. Proyecto conexión a red de 23kV Vs FV

La extensión de la red eléctrica de 23kV es posible hasta una distancia máxima de 28,2km (1) cuando la potencia es nula. La solución FV es más competitiva que la extensión de red hasta potencias de bombeo de 60kW y 27km de distancia hasta el pozo (Fig. 6). En los casos en la zona de color claro es recomendable adoptar una solución FV. Se puede observar un pequeño escalón en el gráfico debido a la diferente tensión de línea eléctrica usado. Cuando la longitud de la línea está entre los 9 y 27km y la potencia a transmitir es baja se puede recomendar el uso de líneas de 23kV. Para longitudes inferiores a los 9km y a estas potencias es posible usar líneas aéreas de 13,2kV, agregando un transformador de conexión de 23/13,2kV adicional al transformador de 13,2/0,4kV en el lugar del bombeo que da suministro eléctrico a la carga en baja tensión. La línea eléctrica de 13,2kV es más barata que la de 23kV pero requiere un equipo adicional, protecciones, montaje y conlleva mayores pérdidas eléctricas lo que puede hacer no recomendable esta opción y más adecuado el uso de una línea eléctrica de la misma tensión que la red eléctrica existente. La figura 7 muestra la sensibilidad en la diferencia del VAC del proyecto FV y de una extensión de la red eléctrica de 20km ante la variación del precio de la energía para un rango de potencias. Se observa que incluso si la energía tiene coste cero el proyecto FV es más competitivo hasta 24kW.

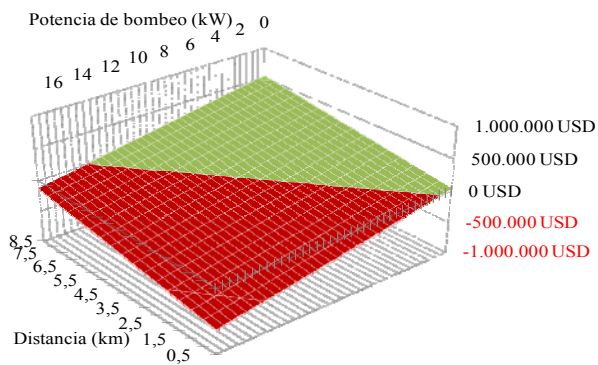


Fig. 4. Diferencia VAC conexión red 13,2kV y solución FV.

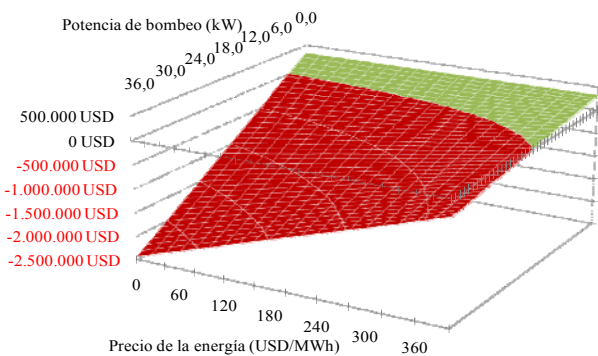


Fig. 5. Diferencia VAC conexión 13,2kV a 5km y solución FV

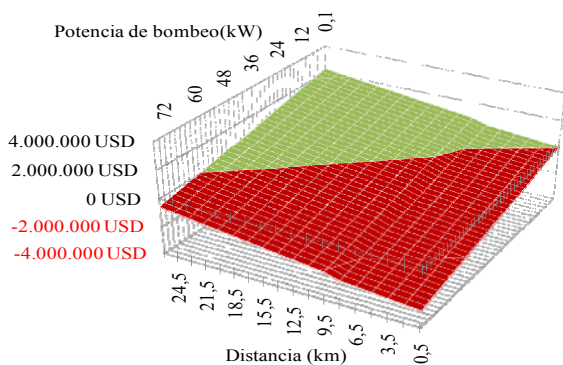


Fig. 6. Diferencia VAC conexión a red de 23kV y solución FV.

C. Proyecto conexión a red de 66kV Vs Fotovoltaico

La solución FV es más rentable que un proyecto de conexión a una red eléctrica de 66kV existente hasta una potencia de bombeo de 280kW y 50km de distancia desde el pozo hasta la red eléctrica (Fig. 8). Cuando la tensión de la red eléctrica disponible es 66kV, la transmisión de potencia puede realizarse a un nivel de tensión menor dependiendo de la potencia y la distancia (1), por esta razón se puede observar un escalón en la gráfica, para distancias menores a los 27km aproximadamente la transmisión eléctrica puede llevarse a cabo con una línea de 23kV y a distancias inferiores a los 9km se puede realizar con líneas de 13,2kV para estas potencias. El cálculo considera el costo adicional de equipos de conexión como subestación y transformadores para adaptar la tensión de la red a la línea. En el caso de un pozo situado a 30km de una red eléctrica de 66kV, incluso si la energía tiene coste nulo la solución FV es

económicamente mejor que la conexión a la red de 66kV hasta una potencia de 88kW.

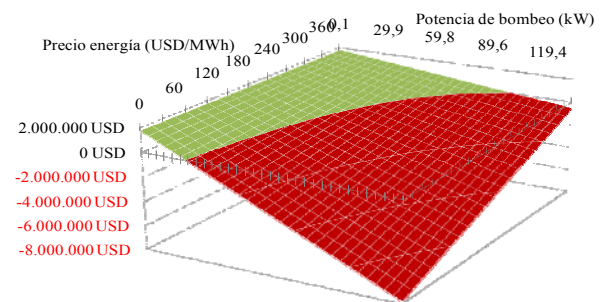


Fig. 7. Diferencia VAC conexión red 23kV a 20km y FV.

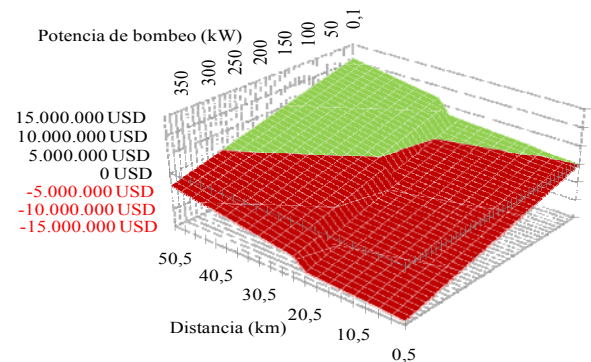


Fig. 8. Diferencia VAC conexión a red 66kV y solución FV.

D. Proyecto de conexión a red de 110kV o 220kV Vs FV

La solución FV es más rentable que conectarse a una red existente de 110kV o 220kV hasta potencias de bombeo de 290kW y 293kW en cada caso y distancias de 50km hasta el pozo. Cuando el pozo está a 30km de la red de 110kV más cercana, incluso si la energía de la red se considera a coste cero resulta más rentable el proyecto FV hasta potencias de 90kW.

E. Generadores diesel Vs Fotovoltaica

Para los casos en la zona de color claro de la figura 9 es recomendable una solución FV la cual es más rentable que un proyecto con generadores diesel ya que supone un menor VAC. Por ejemplo cuando el precio del combustible excede 1,2USD/litro y se consideran los datos de radiación solar de la zona de Aguas Blancas en Antofagasta la solución FV es más rentable hasta una potencia de bombeo de 45kW. La rugosidad en el gráfico se debe a que el motor de cálculo busca en una base de datos el generador comercial disponible que se ajusta a cada potencia de bombeo, por lo tanto sólo se consideran potencias normalizadas comerciales. Cada caso analizado considera el precio del combustible ingresado al que se le aplica un 3% de inflación cada año a lo largo de la vida útil del proyecto (Tabla III).

F. Conexión a la red eléctrica Vs Generadores diesel

Una solución basada en generadores diesel es más rentable que una conexión a una red eléctrica de 13,2kV cuando el pozo se encuentra a una distancia de 8,5km y

potencias de bombeo de hasta 16kW considerando que el precio del combustible es de 1USD/litro y el coste actual de la energía en la zona es de 250USD/MWh (Fig. 10). Considerando estos costes, si la red eléctrica disponible es de 23kV, el límite de rentabilidad llega a ser de 135kW en el caso de una distancia de 26km.

Considerando este coste de energía al analizar un proyecto de bombeo situado a 20km de una red eléctrica de 23kV, resulta más rentable una solución basada en generadores diesel en bombeos de hasta 165kW y precio del combustible de 0,9USD/l. Se observa que para potencias bajas, hasta 15kW, e incluso altos precios del combustible hasta 2,1USD/litro, es más rentable un proyecto con generadores diesel que una conexión a una red eléctrica de 23kV a 20km de distancia y el actual precio de la electricidad. Suponiendo que se mantuvieran los costes afectados por una inflación del 3% y teniendo en cuenta que en la actualidad las compañías mineras están pagando más de 250USD/MWh resulta un menor VAC abastecer de energía un pozo a través de generadores diesel que con una conexión a esta red eléctrica, por ejemplo para un pozo situado a 30km de la red de 66kV los proyectos con generadores diesel de hasta 600kW suponen un menor.

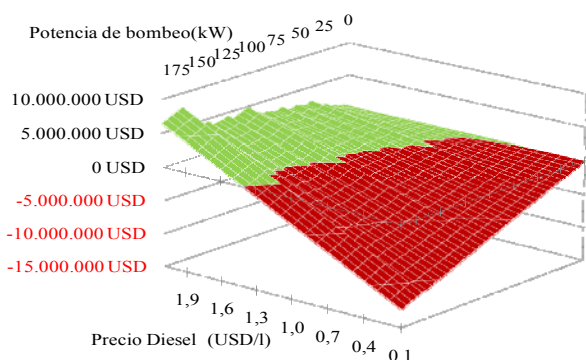


Fig. 9. Diferencia del VAC proyecto generadores diesel y FV.

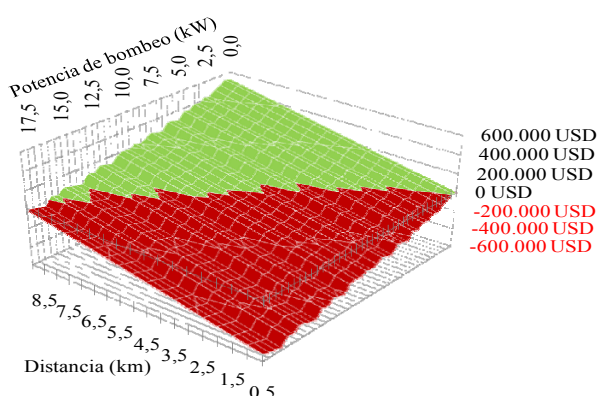


Fig. 10. Diferencia VAC conexión red 13,2kV y gen. diesel

4. Conclusiones

La electrificación de sistemas en zonas remotas es esencial para la industria minera que opera en el norte de Chile. Este estudio examina los límites de rentabilidad para entregar suministro eléctrico a sistemas de bombeo en el altiplano de Los Andes a través de proyectos

fotovoltaicos aislados, generadores diesel o conexión a redes eléctricas disponibles.

El motor de cálculo desarrollado ha demostrado ser una buena herramienta para obtener estimaciones de inversión a nivel de ingeniería conceptual para los tres tipos de proyectos planteados. Permite calcular el Valor Actualizado de Costes (VAC) comparando las tres posibles soluciones para un mismo proyecto de bombeo y analizando los límites de rentabilidad para cada solución y diferentes variables. Este estudio muestra una comparación tomando los datos de Aguas Blancas, Antofagasta, y los actuales precios de energía eléctrica y combustible que pagan algunas compañías mineras en la zona. Se demuestra que para dar suministro eléctrico a pequeños y medianos sistemas de bombeo las soluciones FV pueden ser más rentables que la instalación de generadores diesel o la conexión a las redes eléctricas disponibles. Para grandes proyectos de sistemas de bombeo suele ser más rentable la conexión a la red, la instalación de generadores diesel o la utilización de sistemas híbridos, aún así, el descenso de los costes FV y la variación en los costes de la energía eléctrica y combustibles puede modificar estos límites de rentabilidad por lo que se debe poner atención en la evolución de estas variables.

Con esta herramienta es posible entregar rápidamente recomendaciones sobre la solución más rentable en un gran número de proyectos de bombeo a estudiar y concentrar esfuerzos en los pozos más interesantes y con menor VAC. En la actualidad se realizan estudios para varias compañías mineras en el norte del país para adoptar las mejores soluciones en el suministro eléctrico de sistemas de bombeo de agua.

Agradecimientos

Los autores agradecen a Sinclair Knight Merz Minmetal (SKM minmetal) el financiamiento a través de la Beca Bruce Sinclair y su Programa de Tecnología e Innovación para entregar a sus Clientes soluciones innovadoras y sostenibles. Del mismo modo agradecen a Atacama Minerals Corp. y Cía. Minera Doña Inés de Collahuasi su cooperación e interés en el proyecto.

Referencias

- [1] Nguyen, K. Q. 2007, "Alternatives to grid extension for rural electrification: Decentralized renewable energy technologies in Vietnam", *Energy Policy* 35, 2579–2589
- [2] Nouni, M.R., Mullick, S.C., Kandpa, T.C. 2008, "Providing electricity access to remote areas in India: Niche areas for decentralized electricity supply", *Renewable energy*, 34, 430–434
- [3] Szabó, S., Jäger-Waldau. 2008, "A. More competition: Threat or chance for financing renewable electricity?" *Energy Policy* 36 1436–1447
- [4] Urmee, T., Harries, D., Schlapfer, A., 2009, "Issues related to rural electrification using renewable energy in developing countries of Asia and Pacific", *Renewable Energy* 34, 354–357
- [5] Argaw, N. 2001, "Renewable Energy Water Pumping Systems Handbook", p. 93, NREL