

CONAMA 2024

CONGRESO NACIONAL DEL MEDIO AMBIENTE

Integración de energías renovables en la explotación minera.

Aplicación al caso del yacimiento de Villavieja de Yeltes



CONAMA 2024

INTEGRACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES EN LA EXPLOTACIÓN MINERA

Autor Principal: Guillermo Laine Cuervo (Universidad de Oviedo).

Doctor por la Universidad de Oviedo y profesor asociado en el Departamento de Energía, área de Ingeniería Nuclear desde 2017.

Otros autores: Iván Jares Salguero (Instituto STEM MinesTech)

Doctorando en Prospección e Investigación del Suelo/Subsuelo, específicamente en Ingeniería de Corrosión, por la Universidad de Oviedo. Máster en Ingeniería de Minas por la Universidad de Oviedo. Ingeniero de proyectos y socio de la empresa CIMBRA Ingeniería, S.L. y presidente del Instituto STEM MinesTech

Índice

Resumen.....	2
Introducción.....	2
La Industria Minera y sus necesidades energéticas.....	2
Emisiones de CO2 en Minería.....	3
Oportunidades de integración de Energías Renovables.....	4
Ventajas, retos e inconvenientes de la integración de renovables.....	5
Caso de estudio: yacimiento de Villavieja de Yeltes.....	5
Proyecto Salamanca.....	5
Estimación de recursos y reservas.....	6
Periodo de explotación y costes de operación.....	9
Integración de energía fotovoltaica y maquinaria eléctrica.....	10
Cálculo de flotas.....	11
Resultados y discusión.....	12
Cálculo del ahorro en emisiones de CO ₂	13
Conclusiones.....	14
Futuros trabajos.....	15
Bibliografía.....	15

RESUMEN.

La industria minera es una gran consumidora de energía en forma de electricidad y combustibles fósiles. Las labores mineras de una explotación a cielo abierto común pueden dividirse en cuatro grandes grupos: extracción, carga, transporte y tratamiento; entendiendo por este último todas las labores relacionadas con el procesado mineralógico, la metalurgia extractiva y el refinado.

Para la presente comunicación, se ha modelizado el yacimiento de Villavieja de Yeltes, una explotación a cielo abierto de Uranio. Con los datos disponibles, se han realizado una serie de cálculos para determinar los consumos eléctricos que tendrían las operaciones de carga y transporte del material, así como, el consumo en combustibles fósiles relacionados con la maquinaria igualmente destinada a estas labores. Con este punto de partida, se plantea la instalación de una planta fotovoltaica en los terrenos de la explotación y la sustitución de la maquinaria de combustión interna por otras eléctricas. Se busca analizar la influencia de ambas soluciones en términos de rentabilidad económica y ambiental, calculando las toneladas de CO₂ que dejarían de emitirse.

INTRODUCCIÓN.

La Industria Minera y sus necesidades energéticas.

Las operaciones mineras representan una de las actividades industriales que mayor intensidad energética requieren debido a la necesidad de extraer, transportar y procesar cantidades importantes de mineral. Las previsiones para los próximos años, salvo que se introduzcan o implementen determinadas medidas, tenderán a empeorar esta situación, ya que todo parece indicar que la escala de las actividades mineras se incrementará y, por lo tanto, también lo hará la energía consumida [1]. Algunos ejemplos de estas tendencias los podemos encontrar en las materias primas relacionadas con las tecnologías de la información y la comunicación o en los materiales necesarios para los sistemas de energías renovables, que jugarán un papel clave en la transición energética [2].

Por otro lado, los consumos dentro de una explotación minera se van a realizar dentro de alguna de las cuatro etapas o bloques en los que podemos dividirla: extracción, carga, transporte y tratamiento [1], englobando este último punto todas las labores relacionadas con el procesado de la materia prima, la concentración y el refinado. Teniendo en cuenta esto, se pueden definir hasta cuatro variables con un impacto directo en el consumo energético:

- Las leyes minerales: que resultan ser inversamente proporcionales al consumo de energía, tal y como establece [3] en sus trabajos (relación que se ha verificado, entre otros, con el Uranio [4]). Así, si las leyes son bajas, los consumos energéticos en los cuatro bloques mencionados aumentan.
- El tamaño de grano al que deba ser molido el mineral para su posterior beneficio: cuanto más pequeño sea este, mayor será el consumo energético en las etapas de tratamiento. Sin duda esta etapa del proceso es la que mayor consumo energético

requiere, pudiendo representar, en algunos casos, hasta el 50% del consumo total de la explotación minera [5].

- La profundidad de la explotación: cuanto mayor sea esta, mayores consumos energéticos se asociarán a su extracción, carga y transporte [6].
- El tipo de técnica de extracción utilizada: que, a su vez, depende enteramente de la mineralogía del depósito en cuestión, afectando a todos los bloques de la explotación [7].
- Por supuesto, el agotamiento de las reservas y la disminución de la calidad de los depósitos, son también factores que influirán de manera negativa en los consumos energéticos [3], aunque estas variables estarían ya embebidas en alguno de los puntos anteriores.

Este consumo, además, se puede clasificar en dos categorías: directo (uso de combustibles fósiles para la maquinaria de explotación, transporte y etapas específicas en el tratamiento), e indirecto (uso de energía eléctrica por parte de la planta de procesado y refinado). A nivel global, se estima que la minería representa el 38% del consumo industrial, el 15% del consumo eléctrico y el 11% del consumo energético y con perspectivas al alza para el futuro debido al crecimiento de la población y a la evolución económica de determinados países en desarrollo. [8]. Sin embargo, estas valoraciones son complejas, ya que no hay un consenso sobre cómo medir estos consumos ni tampoco datos públicos accesibles con los que corroborarlos de manera efectiva [1].

Emisiones de CO2 en Minería.

Respecto al tema de las emisiones de CO2, la minería también tiene una parte de responsabilidad. Pese a que se está haciendo hincapié en el reciclado y en la reducción del consumo energético, las explotaciones de una parte importante de los minerales más comunes, lleva una tendencia al alza, lo que provocará el efecto contrario. De nuevo, al igual que en el apartado anterior, es complejo hablar de emisiones a nivel general, ya que hay diferencias notables en función del mineral. Sirvan como ejemplo los 11,9 kg CO2e/t estimados para la extracción de hierro; los 4,9 kg CO2e/t para la bauxita o los 628 kg CO2/t para el concentrado de cobre [9].

Sin embargo, es necesario realizar una puntualización y es que una parte importante de las emisiones de CO2 se producen durante la extracción, carga y transporte, en donde está implicada maquinaria que usa combustibles fósiles para su funcionamiento. La variable que mayor impacto tendrá en estos consumos es la ley del yacimiento. Así, cuanto menor sea el contenido mineral en la roca, mayores cantidades de material deberán de ser extraídos para mantener la producción. Pese a lo que pueda parecer, el impacto sobre el consumo en la planta no se verá drásticamente modificado porque el producto final es el mismo, con independencia de lo que entre [9]. Como consecuencia de esta dependencia, la industria minera está expuesta a la volatilidad del mercado de los combustibles fósiles, lo que puede alterar de manera drástica los parámetros de viabilidad económica del proyecto.

Todo esto, por supuesto, considerando que se trata de una explotación minera conectada a la red, ya que existe la posibilidad de que no sea así (de hecho, suele ser lo habitual [10]), incrementando el consumo de fuentes fósiles de manera significativa.

OPORTUNIDADES DE INTEGRACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES.

Teniendo en cuenta lo anterior y estimando que el consumo energético de una industria minera puede llegar a suponer hasta el 40% del coste total de operación [8], queda patente la necesidad (o interés) de reducir tanto el consumo energético como las emisiones de CO₂ asociadas. Afortunadamente, el rango de mejora es realmente amplio. En estados unidos, se estima que la industria del metal podría llegar a reducir el consumo energético en un 61% si se implementan las mejores prácticas de ahorro y los últimos avances en mejoras de la eficiencia energética[9].

Una manera de reducir esta dependencia es mediante la instalación de fuentes de generación renovable. No es algo nuevo, pero si en proceso de expansión. En 2015, había aproximadamente 600 MW renovables asociados a explotaciones mineras, mientras que, en 2019, casi 5 GW. Sin embargo, al tratarse de instalaciones de generación de cierta entidad, no están exentas de problemas, siendo el más relevante el marco regulatorio [8].

El impacto que este tipo de instalaciones puede tener sobre el consumo eléctrico no es para nada desdeñable, siempre y cuando se planifique de forma adecuada. En Rio Tinto, por ejemplo, se tiene previsto construir una planta fotovoltaica de 34 MW apoyada en un sistema de baterías de litio de 12 MWh. Los análisis prevén que, en horas punta, este sistema será capaz de aportar hasta el 65% de la electricidad demandada, suponiendo una reducción considerable en el gasto energético [10].

Otra posibilidad es actuar sobre actividades como el transporte del mineral. Sustituir el diésel por una alternativa menos contaminante puede ayudar a reducir de forma significativa las emisiones de gases de efecto invernadero y otros contaminantes. Opciones válidas serían el uso de biodiésel, hidrógeno o incluso vehículos eléctricos [11].

El consumo de fuentes fósiles para producir calor también es un punto en el que se pueden introducir mejoras. Las industrias mineras trabajan en un rango muy amplio de temperaturas que pueden llegar a superar los 400°C. Sustituir la fuente de generación por otras renovables o de menor impacto, como la energía solar, puede resultar interesante [12].

Curiosamente, existe un tipo de minería que, según los expertos, podría beneficiarse enormemente de la implementación o uso de fuentes renovables: la minería a pequeña escala. Estamos hablando de explotaciones de yacimientos pequeños y complejos, pero con altas concentraciones de mineral que, además, resulta ser una tipología de depósitos bastante abundantes en Europa [13]. Suelen ser explotaciones localizadas en lugares remotos y que funcionan sin una conexión a la red, por lo que dependen enteramente de generación diésel u otras alternativas. La implementación de energías renovables en estas situaciones puede conseguir ahorros importantes y conseguir que se llegue a superar el umbral de rentabilidad cómodamente [14].

Ventajas, retos e inconvenientes de la integración de renovables.

La introducción de fuentes renovables en las explotaciones mineras puede reportar amplios beneficios. Por una parte, ya se ha mencionado el aspecto económico, pero no es únicamente un ahorro en términos de consumir menos, sino que existe la posibilidad de vender el exceso de producción. Usar estas tecnologías, además, reduce considerablemente el efecto de las fluctuaciones de los precios de la energía y combustible, reduciendo al mismo tiempo la incertidumbre del proyecto.

A nivel medioambiental también queda patente la reducción de gases de efecto invernadero. Aplicar tecnologías de generación renovable en las distintas etapas del proceso, mejorará de manera significativa, no solo la huella de carbono, sino también las condiciones ambientales que rodean el área minera [15]

Sin embargo, la integración no está exenta de problemas o inconvenientes en muchos casos. En explotaciones altamente dependientes en energías fósiles, el cambio a fuentes menos contaminantes, como biomasa para determinados procesos o hidrógeno para temas de transporte, puede suponer incluso un sobrecoste [10]. Lo mismo ocurre si queremos cambiar las fuentes de generación de calor (el carbón sigue siendo una de las opciones más rentables [16]).

Otra barrera por superar se encuentra en la reducción del consumo eléctrico. Este tipo de industrias necesitan un suministro constante de electricidad prácticamente las veinticuatro horas del día, lo que entra en contraposición con la generación intermitente de las fuentes renovables más extendidas (solar y eólica). Una fotovoltaica generará durante el día, pudiendo darse una situación en la que se produzcan excesos en la producción. Esto podría solventarse mediante el uso de baterías para almacenamiento o con la generación de hidrógeno, pero podría incurrirse en sobrecostes prohibitivos. También puede venderse el exceso, si la industria se encuentra conectada a la red. Por otra parte, una instalación eólica tiene también el problema asociado a su intermitencia según las condiciones de viento reinantes en la zona [10]. La solución a este último punto puede pasar por la implementación de sistemas híbridos combinando solar, eólica, baterías y generadores diésel. No se eliminan las emisiones, pero sí se reducen de manera significativa a costa de aumentar los costes de inversión y operativos[17].

CASO DE ESTUDIO: YACIMIENTO DE VILLAVIEJA DE YELTES.

Proyecto Salamanca

El proyecto Salamanca es un proyecto minero consistente en tres yacimientos principales de uranio en la provincia de Salamanca. Dichos yacimientos son de tipo filoniano y la empresa promotora, Berkeley Energía, estima su explotación mediante métodos de minería a cielo abierto. Los tres yacimientos son los denominados Retortillo, Zona 7 y Alameda. Para el

presente estudio, únicamente se ha modelizado y analizado el Zona 7, situado en el municipio de Villavieja de Yeltes (Salamanca, España).

Se trata de un yacimiento de tipo filoniano intragranítico que se ajusta a la categoría de yacimientos monometálicos en metasedimentos [18], [19]. La mineralización de uranio se encuentra sub-horizontal a la superficie y, mayoritariamente, en forma de uraninita y coffinita [20]. No obstante, los filones y brechas de las que se encuentra compuesto el cuerpo mineralizado, muestran una cristalización compleja [21].

La orografía en la que se ubica la mineralización es prácticamente plana, con una elevación cercana a los 800 m respecto al nivel del mar y con un desnivel noroeste-sudeste de 40 metros en una extensión de aproximadamente 1 km [19].

El yacimiento se emplaza en el llamado Macizo de Villavieja de Yeltes y, específicamente, en el contacto encajante entre la formación granítica predominante (granito Villavieja-Cipérez) y los metasedimentos pizarríticos (Fm. Aldeatejada), por tanto, para extraer el mineral de interés económico, se explotarán sendas formaciones geológicas al unísono [19], [20] (Figura 1).

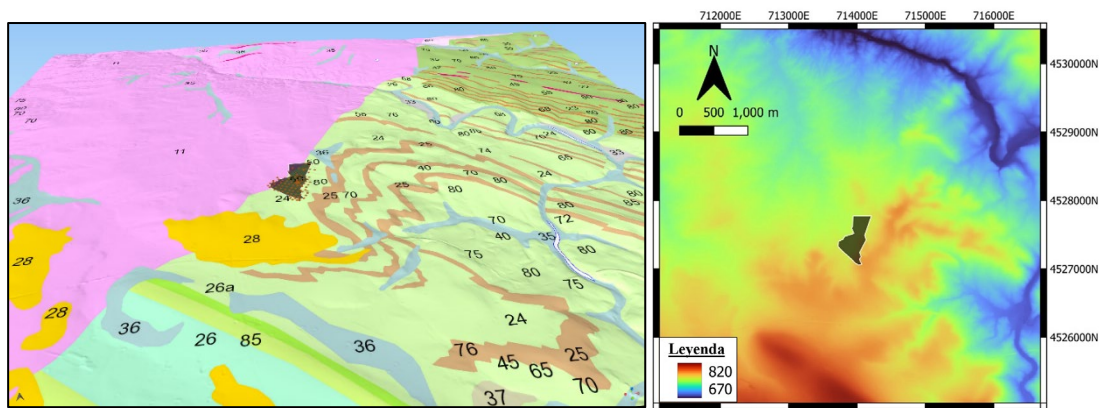


Figura 1 Altimetría, geología y sondeos de la zona del yacimiento.

Estimación de recursos y reservas.

La estimación de recursos del yacimiento se ha llevado a cabo a través de los datos de los sondeos extraídos de [18]. Se trata, por tanto, de un cálculo aproximado de validez teórica. Asimismo, para la modelización del yacimiento mediante los datos de los sondeos se ha empleado el software RECMIN.

En la Figura 1 puede observarse la posición de los sondeos respecto al contorno del cuerpo mineralizado. La malla de sondeos es, aproximadamente, regular, manteniendo una disposición de 50 x 50 metros a lo largo de todo el yacimiento. Sin embargo, se presentan zonas con mayor continuidad prospectiva, como consecuencia de la mayor densidad de sondeos en torno a una misma ubicación. La zona norte muestra un menor grado de detalle en la exploración, mientras que, la zona central presenta un grado de detalle más exhaustivo [19], [20].

Tras la realización del estudio topográfico y la investigación del contexto geológico, se debe crear un modelo de bloques. El objetivo de generar un modelo de bloques del subsuelo es desarrollar una estimación representativa y fiable del reparto de leyes a lo largo del cuerpo mineralizado para, con posterioridad, realizar una evaluación más o menos profunda del yacimiento [22]. Se ha desarrollado un modelo de bloques de dimensiones 15 x 15 x 10 metros que cubre todo el cuerpo mineralizado.

La estimación de la distribución de las leyes de un yacimiento es una parte fundamental del diseño de una corta minera, ya que permite conocer con mayor grado de certidumbre la mineralización y, por ende, planificar mejor su explotación [23], [24]. Para estimar los recursos existentes se ha empleado como estimador la interpolación mediante el inverso de una potencia de la distancia euclídea, el cual, se puede implementar recurriendo también al software RECMIN. De esta forma, interpolando con una distancia máxima de 70m, se ha obtenido una distribución de recursos como la indicada en la Figura 2.

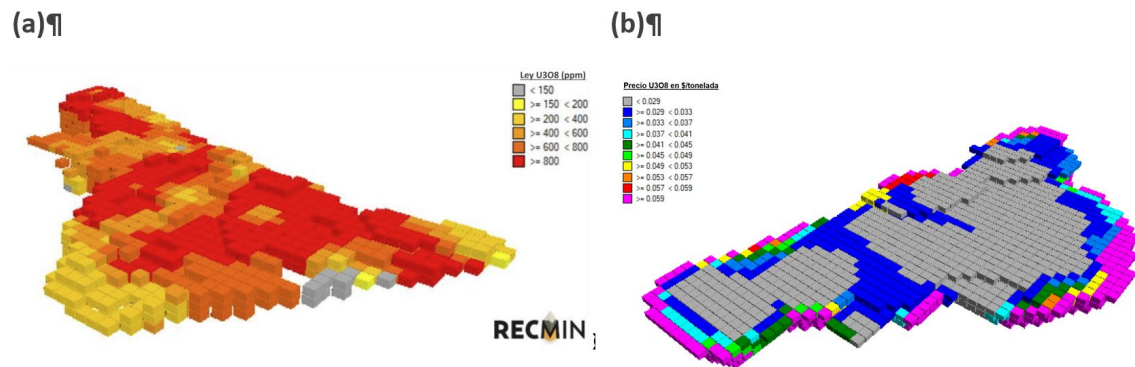


Figura 2 (a) Recursos del yacimiento de la zona 7 [19]. **(b)** Reservas del yacimiento en función de diferentes precios del U3O8 [20].

Posteriormente, con el fin de evaluar económicamente el yacimiento, se optimiza empleando el método del cono flotante [25] disponible en RECMIN. De este modo, se obtiene un resultado que se corresponde con la máxima diferencia entre el coste devengado de la extracción de la mena mineral con respecto al estéril, atendiendo a las necesidades geotécnicas del terreno y a las limitaciones operacionales [26].

Para proceder a la optimización, es necesaria cierta información que faculte la determinación de la corta óptima tal como: las toneladas de material, las leyes de los bloques empleados para discretizar el subsuelo (obtenido mediante el cálculo de recursos) y los parámetros económicos como el OPEX o el precio de mercado de la materia prima explotada [27], [28], [29]. Cabe mencionar la incertidumbre de la estimación de reservas utilizando algoritmos tradicionales como el cono flotante, debido a la incertidumbre económica y geológica inherente al yacimiento, ya que se introducen errores en cada eslabón del proceso de cálculo [30].

Como se ha avanzado, para ejecutar la optimización deben seleccionarse los siguientes parámetros: densidad de la roca, pendiente del talud, precio de la materia prima, coste de explotación, coste de procesamiento y recuperación metalúrgica [19]. Los valores empleados para el cálculo se exponen en el Cuadro 1 y han sido extraídos de [19], [20].

Cuadro 1 Resumen de parámetros de diseño de la corta óptima

Parámetro	Valor
Densidad de la roca	2,8 t/m ³
Pendiente del talud	52°
Precio concentrado de uranio	Entre 15 y 120 \$/kg U ₃ O ₈
Coste minería extracción estéril	3,00 \$/ t roca
Coste minería extracción mena	3,00 \$/ t roca
Coste procesado mena	7,00 \$/ t mena
Recuperación metalúrgica	70 %

Fuente: [19], [20]

No se ha fijado el precio del concentrado de uranio (Figura 2.b), con el fin de, obtener un barrido de precios que permita identificar las zonas más ricas y las menos provechosas económicamente [31]. Asimismo, a pesar del alza de los últimos años de los precios de uranio, se ha considerado el valor máximo del U₃O₈ en 120 \$/kg atendiendo a tres razones:

- Realizar un estudio con un importante grado de seguridad.
- A lo largo de los últimos años el precio del U₃O₈ se ha mantenido prácticamente estable entorno a los 50 \$/kg.
- No se producen variaciones prominentes en la explotación del yacimiento a partir de, aproximadamente, 75\$/kg (Figura 4).

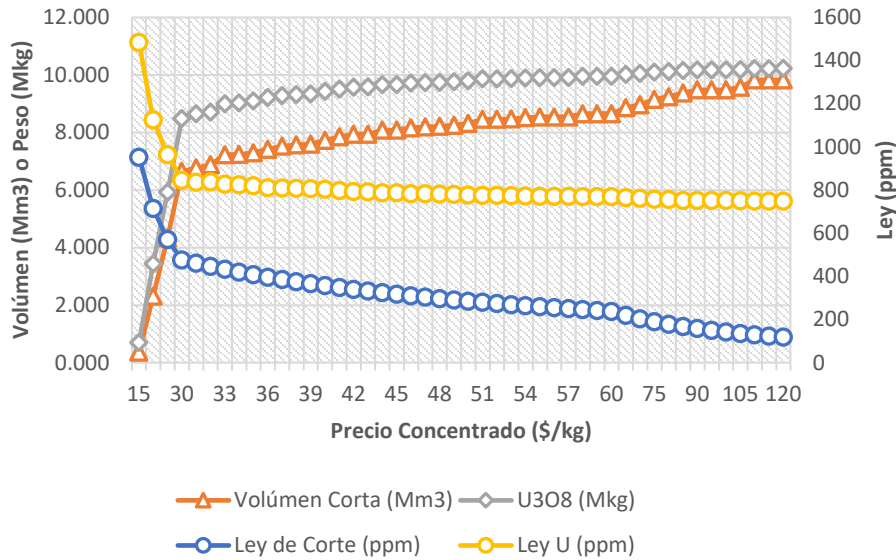


Figura 3 Parámetros de explotación en función del precio del concentrado.

El resumen de los resultados de la optimización se recoge en el Cuadro 2.

Cuadro 2 Resumen de los resultados de la optimización del yacimiento.

Precio concentrado (\$/kg U ₃ O ₈)	Volumen corta (Mm ³)	Peso U ₃ O ₈ (Mkg)	Peso corta (Mt)	Peso bloques procesados (Mt)
15	0,37	0,71	1,03	0,48
30	6,65	8,49	18,62	10,05
50	8,32	9,80	23,28	12,61
70	8,97	10,05	25,11	13,17
90	9,48	10,17	26,55	13,53
120	9,83	10,22	27,52	13,65

Fuente: Elaboración propia.

Periodo de explotación y costes de operación.

Previa consideración de los costes de inversión, operación y mantenimiento de la mina cabe destacar ciertas asunciones realizadas para la concreción de dichos costes:

- El proyecto Salamanca, como se ha detallado con anterioridad, es un proyecto de explotación minera que se desarrollará a lo largo de 14 años en tres cortas principales (Retortillo, Zona 7 y Alameda) [18]. Por ello, se calculará el periodo de explotación de Zona 7 ($PE_{Zona\ 7}$) de la siguiente forma:

$$PE_{Zona\ 7} = \frac{T_{total}}{PE_{total}} \cdot T_{Zona\ 7}$$

Donde,

T_{total} : toneladas totales explotadas.

PE_{total} : periodo total de explotación.

$T_{Zona\ 7}$: toneladas explotadas en la corta Zona 7

Mediante dicho cálculo se obtiene un periodo de explotación de 5 años a partir del cual realizar el cálculo de flotas. Esta aproximación es fundamental para conocer los dúmper necesarios para la explotación del yacimiento en tiempo y forma.

- El cálculo del OPEX se realizará empleando los valores utilizados en la optimización del yacimiento (Cuadro 1).
- Se empleará para el cálculo los OPEX obtenidos para una ley de corte de 219 ppm, o lo que es lo mismo, para un precio de U₃O₈ de 120\$/kg.

Asumiendo todas las consideraciones iniciales antes expuestas, pueden calcularse las variaciones respecto a la rentabilidad inicial del transporte y acarreo en complejo minero tras integrar energías renovables.

Integración de energía fotovoltaica y maquinaria eléctrica.

La integración de la energía fotovoltaica y la maquinaria eléctrica dispone de dos costes asociados. Por un lado, el coste de capital o CAPEX ya que, es necesario realizar un desembolso inicial para su implementación al proceso. Por otro, los costes de operación y mantenimiento o OPEX. Sin embargo, sendos costes pueden ser unificados en el llamado Coste Nivelado de la Energía o LCOE (debido a su acrónimo anglosajón). El LCOE es el precio de la energía a partir del cual se alcanza el umbral de rentabilidad de la planta.

Cabe subrayar que, en el presente estudio, se realizará una aproximación a la variación de los costes de operación para maquinaria de combustión interna y maquinaria eléctrica sin tener en cuenta las variaciones en la rentabilidad consecuencia de un mayor o menor CAPEX.

Como consecuencia de la gran variabilidad de costes de capital y operación en mantenimiento en función de la situación geográfica y el emplazamiento, se supondrá que toda la energía eléctrica consumida por la flota de camiones proviene de la planta solar fotovoltaica y se realizará un análisis de sensibilidad para diferentes LCOE.

El LCOE se calcula como [32], [33]:

$$LCOE = \frac{\text{Coste total a lo largo de la vida útil [€]}}{\text{Producción energía total a lo largo de la vida útil [kWh]}}$$

En el Cuadro 3 se recogen los diferentes parámetros tomados en consideración para el estudio económico del proyecto.

Cuadro 3 Coste unitario de la energía fotovoltaica y maquinaria eléctrica.

Parámetro	Unidad	Valor
Dúmpes 785G Dual Slope	miles de €	1.260
Coste Nivelado Energía (LCOE)	€/kWh	0,05; 0,10; 0,15; 0,20; 0,25
Vida Útil planta	años	25

Fuente: Extraído de [32], [34]

En este caso, por simplicidad, debemos asumir que la totalidad de los dúmpes son cargados a lo largo de las horas en las que no se está produciendo. A su vez, debe suponerse que la carga de dicha maquinaria durará la totalidad de las horas de trabajo. En futuras investigaciones, se deberá estudiar en profundidad parámetros como la simultaneidad de carga, la autonomía o la implementación de sistemas de almacenamiento de energía que permitan flexibilizar las horas de carga de los vehículos. Asimismo, como consecuencia de un eventual excedente, deberán computarse, en futuros trabajos, las remuneraciones asociadas al vertido de este.

Cálculo de flotas.

Tal y como se mencionó con anterioridad, el cálculo de la flota minera necesaria viene dado por diferentes variables: periodo de explotación, toneladas de roca extraída y número de horas diarias trabajadas. Asimismo, existen otros parámetros secundarios que pueden influir significativamente tales como el coeficiente de esponjamiento, coeficientes de eficiencia, disponibilidad y organización o el número de días laborables.

En el Cuadro 4 se detallan los parámetros empleados para el cálculo del número de camiones necesarios para la explotación del yacimiento.

Cuadro 4 Parámetros para el cálculo de las flotas.

Parámetro	Unidad	Valor
Reservas	Mt	13,65
Periodo de explotación (t_{EX})	años	5
Días laborables por año (d_{EX})	días	182
Densidad esponjada rocas (Espon)	t/m ³	1,66
Horas trabajo diario (H)	horas	8, 12 y 16
Coef. eficiencia conductor (C_e)	%	83
Coef. disponibilidad (C_d)	%	90
Coef. coordinación (C_c)	%	90
Distancia a recorrer	km	10

Fuente: Elaboración propia

Con el fin de obtener una aproximación del número de camiones necesarios para la explotación de la corta en 5 años y, teniendo en cuenta que [18] hace referencia al empleo de dúmpers de 100 toneladas, se ha realizado el cálculo con camiones modelo 785D Dual Slope, cuyos datos se recogen en el Cuadro 5.

Cuadro 5 Datos Técnicos del 785D Dual Slope.

Parámetro	Unidad	Valor
Peso vacío	t	136,3
Capacidad máxima	t	113,1
Capacidad media (C_{media})	m ³	67,3
Capacidad colmada	m ³	78
Potencia neta	kW	979
Potencia máxima	kW	1.082
Capacidad de combustible	L	1.893
Velocidad máxima	km/h	57,2
Velocidad media empleada	km/h	25
Consumo combustible	L/kWh	0,08

Fuente: Caterpillar

Lo que se ha supuesto es una sustitución de los dúmpers de combustión interna por un análogo diésel con las mismas características y un consumo equivalente.

Posteriormente, dado que se dispone de los datos necesarios para la consecución de los cálculos, se emplean las siguientes expresiones a fin de conocer el número de camiones necesarios.

$$\text{Producción horaria necesaria } (P_{HN}) \left[\frac{m^3}{h} \right] = \frac{\frac{\text{Reservas}}{d_{Ex}} / Espon}{H}$$

$$\text{Producción por ciclo } (P_{ciclo}) [m^3] = \frac{C_{media}}{\text{tiempo por ciclo}}$$

$$\text{Producción horaria por camión } (P_{HC}) \left[\frac{m^3}{h} \right] = \frac{P_{ciclo}}{\text{tiempo por ciclo}}$$

$$\text{Número camiones} = P_{HN} / (P_{HC} \times C_e \times C_d \times C_c)$$

Realizando las operaciones detalladas, se obtiene que, para tiempos de trabajo de 8, 12 y 16 horas, son necesarios 21, 14 y 11 camiones 785D Dual Slope respectivamente. Por tanto, dado que, la potencia neta del 785D es 979 kW, se disponen de unos consumos diarios de 7.832, 11.748 y 15.664 kWh.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN.

A lo largo del presente epígrafe se pretende realizar un estudio comparativo entre los costes que acarrea la maquinaria de combustión interna respecto la maquinaria eléctrica, tomando en consideración los consumos energéticos reflejados con anterioridad.

Por un lado, la maquinaria de combustión interna tiene un coste aproximado de 1,2€/L de combustible y un coste asociado al consumo de 94€/h, mientras que la maquinaria eléctrica tiene un coste de carga relativo al LCOE. Por tanto, se comparará el OPEX asociado a la carga o llenado del depósito de combustible en función de las horas de trabajo diarias y el LCOE. Los resultados se muestran en el Cuadro 6.

Se busca la situación en la que la flota de camiones eléctricos deje de ser rentable, esto es, que los costes diarios de estos superen a los costes diarios de la maquinaria diésel. Lo que se observa es que el cambio es efectivo siempre y cuando el LCO no supere los 0,09 €/kWh (mediante interpolación lineal). Por encima de estos valores, seguiría siendo recomendable continuar con los motores de combustión.

Cuadro 6 Costes diarios y por camión

Maquinaria combustión interna			
Número Camiones	11	14	21
Coste diario por 785D	1.504 €/día	1.128 €/día	752 €/día
Coste diario 785D	16.541 €/día	15.789 €/día	15.789 €/día
Maquinaria eléctrica (0,05€/kWh LCOE)			
Número Camiones	11	14	21
LCOE	0,05 €/kWh	0,05 €/kWh	0,05 €/kWh
Coste diario por 785D	783 €/día	587 €/día	392 €/día
Coste diario 785D	8.615 €/día	8.224 €/día	8.224 €/día
Maquinaria eléctrica (0,10€/kWh LCOE)			
Número Camiones	11	14	21
LCOE	0,10 €/kWh	0,10 €/kWh	0,10 €/kWh
Coste diario por 785D	1.566 €/día	1.175 €/día	783 €/día
Coste diario 785D	17.230 €/día	16.447 €/día	16.447 €/día
Maquinaria eléctrica (0,15€/kWh LCOE)			
Número Camiones	11	14	21
LCOE	0,15 €/kWh	0,15 €/kWh	0,15 €/kWh
Coste diario por 785D	2.350 €/día	1.762 €/día	1.175 €/día
Coste diario 785D	25.846 €/día	24.671 €/día	24.671 €/día
Maquinaria eléctrica (0,20€/kWh LCOE)			
Número Camiones	11	14	21
LCOE	0,20 €/kWh	0,20 €/kWh	0,20 €/kWh
Coste diario por 785D	3.133 €/día	2.350 €/día	1.566
Coste diario 785D	34.461 €/día	32.894 €/día	32.894
Maquinaria eléctrica (0,25€/kWh LCOE)			
Número Camiones	11	14	21
LCOE	0,25 €/kWh	0,25 €/kWh	0,25 €/kWh
Coste diario por 785D	3.916	2.937	1.958
Coste diario 785D	43.076	41.118	41.118

Fuente: Elaboración propia.

CÁLCULO DEL AHORRO EN EMISIONES DE CO₂.

La producción de energía con fotovoltaica no genera emisiones, sin embargo, en aras de situarnos en una posición lo más desfavorable posible, se van a considerar las emisiones asociadas a su ciclo de vida y enfrentarlás a las emisiones del diésel en su situación más favorable, que es la de asociar únicamente las que se producen durante su combustión.

De esta forma, y de acuerdo con análisis recientes como el mostrado en [35], las emisiones que se pueden asociar a la fotovoltaica están entre los 25 y los 45 g CO₂/kWh producido. Para el diésel, el valor se sitúa en los 2,6 kg/litro, que es, en esencia, el resultado de combinar el contenido en carbono del combustible con el oxígeno del aire. Los resultados se reflejan en Cuadro 7.

Cuadro 7 Estimación de la reducción de emisiones

Emisiones		
Emisiones asociadas a FV	45 g/kWh	
Emisiones asociadas a diésel	2,6 kg/litro	
Camiones eléctricos	Consumo diario (kWh)	CO ₂ asociado (kg/día)
11	172.304	7.754
14	164.742	7.401
21	164.742	7.401
Camiones diésel	Coste diario (€/día)	CO ₂ asociado (kg/día)
11	16.541	35.839
14	15.789	34.210
21	15.789	34.210
Reducción (kg/día)		
11 Camiones		28.085
14 Camiones		26.809
21 Camiones		26.809

Fuente: Elaboración propia

Si bien las tres situaciones suponen una reducción en las emisiones de un 78%, la situación más favorable se encuentra con las flotas de catorce y veintiún camiones.

CONCLUSIONES

En el presente trabajo se ha realizado una modelización del yacimiento de Villavieja de Yeltes (Salamanca, España) con la ayuda de software RECMIN. Con los datos obtenidos se ha podido realizar una valoración económica del yacimiento y determinar que el periodo de explotación de las reservas es de 5 años. También se han estimado unos costes operativos (OPEX), en base a una ley de 219 ppm y un precio de venta del uranio de 120 \$/kg.

Tras este planteamiento, se procede a integrar una planta fotovoltaica en la explotación y el cambio de los dúmpers por otros eléctricos. La valoración de la planta se realiza en base al coste nivelado de la energía, mientras que los camiones diésel son sustituidos por un análogo eléctrico. El estudio se realiza sin tener en cuenta los cambios en los costes de capital que estas inversiones acarrearán y se centran en comparar una situación con otra.

Todas estas simplificaciones buscan poder realizar unas aproximaciones iniciales para una optimización del tamaño de las flotas, que se asume son cargadas exclusivamente con la producción de la planta fotovoltaica. En esta situación ideal de trabajo y con todos los condicionantes y cálculos realizados anteriormente, se calculan los tamaños de las flotas para jornadas de trabajo de 8, 12 y 16 horas. El resultado es de 21, 14 y 11 camiones.

Por una parte, es lógico entender que, a mayor duración de la jornada, menor número de camiones se necesitan (siempre teniendo en cuenta los supuestos, en este caso, el relevante es el de suponer que la carga del camión dura toda la jornada de trabajo). Por otro, esto permite que se realicen determinados cálculos para intentar encontrar cuál es la solución óptima.

En este estudio se ha comparado el coste de una flota de camiones diésel frente a una flota análoga de camiones eléctricos. Conociendo los precios del combustible y el Coste Nivelado de la Energía, se determina que, mientras este último esté por debajo de los 0,09 €/kWh, la sustitución genera un ahorro económico.

En cuanto a las emisiones de CO₂, los cálculos muestran que las flotas eléctricas tienen unas emisiones que son un 78% menores que las del diésel, tal y como era de esperar. Sin embargo, el caso más favorable se da para las flotas de 14 y 21 camiones trabajando turnos de 12 y 16 horas, que se reducen de 34.210 kg/día a 7.401 kg/día.

Por lo tanto, y siempre teniendo en cuenta las simplificaciones de este modelo, la opción más adecuada es la de una flota de 14 camiones eléctricos trabajando 12 horas al día y con un LCOE que no sobrepase los 0,10 €/kWh, ya que es la que menor coste de capital implicaría en los casos estudiados.

FUTUROS TRABAJOS.

Es obvio que en el presente trabajo se han realizado una serie de simplificaciones en aras de obtener unos primeros parámetros sobre los que posteriormente poder ir trabajando. En futuras iteraciones, se podrían implementar mejoras como el diseño de una instalación fotovoltaica específica para el proyecto, la inclusión de los costes de capital y la sustitución de la flota diésel por camiones eléctricos reales. Esto, sin duda, arrojaría unos resultados algo más ajustados que los obtenidos en este estudio y permitiría incluso analizar la rentabilidad de distintas situaciones.

Más adelante, se podrían continuar implementando más mejoras en el modelo teniendo en cuenta periodos de carga, costes de mantenimiento, inclusión de baterías o venta de excedentes que terminarían de perfeccionarlo.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] E. Aramendia, P. E. Brockway, P. G. Taylor, y J. Norman, «Global energy consumption of the mineral mining industry: Exploring the historical perspective and future pathways to 2060», *Global Environmental Change*, vol. 83, p. 102745, dic. 2023, doi: 10.1016/J.GLOENVCHA.2023.102745.
- [2] R. Kleijn, E. van der Voet, G. J. Kramer, L. van Oers, y C. van der Giesen, «Metal requirements of low-carbon power generation», *Energy*, vol. 36, n.o 9, pp. 5640-5648, sep. 2011, doi: 10.1016/j.energy.2011.07.003.
- [3] O. Vidal, H. Le Boulzec, B. Andrieu, y F. Verzier, «Modelling the Demand and Access of Mineral Resources in a Changing World», *Sustainability*, vol. 14, n.o 1, p. 11, dic. 2021, doi: 10.3390/su14010011.
- [4] D. J. Parker, C. S. MNaughton, y G. A. Sparks, «Life Cycle Greenhouse Gas Emissions from Uranium Mining and Milling in Canada», *Environ Sci Technol*, vol. 50, n.o 17, pp. 9746-9753, sep. 2016, doi: 10.1021/acs.est.5b06072.

- [5] N. Haque y T. Norgate, «Life cycle assessment of iron ore mining and processing», en *Iron Ore*, Elsevier, 2015, pp. 615-630. doi: 10.1016/B978-1-78242-156-6.00020-4.
- [6] R. H. E. M. Koppelaar y H. Koppelaar, «The Ore Grade and Depth Influence on Copper Energy Inputs», *BioPhysical Economics and Resource Quality*, vol. 1, n.o 2, p. 11, dic. 2016, doi: 10.1007/s41247-016-0012-x.
- [7] T. Norgate y S. Jahanshahi, «Low grade ores – Smelt, leach or concentrate?», *Miner Eng*, vol. 23, n.o 2, pp. 65-73, ene. 2010, doi: 10.1016/j.mineng.2009.10.002.
- [8] T. Igogo, K. Awuah-Offei, A. Newman, T. Lowder, y J. Engel-Cox, «Integrating renewable energy into mining operations: Opportunities, challenges, and enabling approaches», *Appl Energy*, vol. 300, p. 117375, oct. 2021, doi: 10.1016/j.apenergy.2021.117375.
- [9] T. Norgate y N. Haque, «Energy and greenhouse gas impacts of mining and mineral processing operations», *J Clean Prod*, vol. 18, n.o 3, pp. 266-274, feb. 2010, doi: 10.1016/j.jclepro.2009.09.020.
- [10] M. Pouresmaieli, M. Ataei, A. Nouri Qarahasanlou, y A. Barabadi, «Integration of renewable energy and sustainable development with strategic planning in the mining industry», *Results in Engineering*, vol. 20, p. 101412, dic. 2023, doi: 10.1016/j.rineng.2023.101412.
- [11] P. J. Terblanche, M. P. Kearney, C. S. Hearn, y P. F. Knights, «Technology Selection and Sizing of On-Board Energy Recovery Systems to Reduce Fuel Consumption of Diesel-Electric Mine Haul Trucks», 2018, pp. 301-333. doi: 10.1007/978-3-319-54199-0_17.
- [12] S. J. Ericson, J. Engel-Cox, y D. J. Arent, «Approaches for Integrating Renewable Energy Technologies in Oil and Gas Operations», Golden, CO (United States), ene. 2019. doi: 10.2172/1491378.
- [13] K. R. Moore *et al.*, «The re-direction of small deposit mining: Technological solutions for raw materials supply security in a whole systems context», *Resources, Conservation & Recycling: X*, vol. 7, p. 100040, sep. 2020, doi: 10.1016/j.rcrx.2020.100040.
- [14] A. Paneri, K. Moore, A. Beylot, S. Muller, M. Braun, y X. Yan, «Renewable energy can make small-scale mining in Europe more feasible», *Resour Conserv Recycl*, vol. 172, p. 105674, sep. 2021, doi: 10.1016/j.resconrec.2021.105674.
- [15] I. Capellán-Pérez, C. de Castro, y L. J. Miguel González, «Dynamic Energy Return on Energy Investment (EROI) and material requirements in scenarios of global transition to renewable energies», *Energy Strategy Reviews*, vol. 26, p. 100399, nov. 2019, doi: 10.1016/j.esr.2019.100399.
- [16] Z. Cheng, J. Yang, L. Zhou, Y. Liu, y Q. Wang, «Characteristics of charcoal combustion and its effects on iron-ore sintering performance», *Appl Energy*, vol. 161, pp. 364-374, ene. 2016, doi: 10.1016/j.apenergy.2015.09.095.

- [17] O. Behar, D. Sbarbaro, y L. Moran, «Which is the most competitive solar power technology for integration into the existing copper mining plants: Photovoltaic (PV), Concentrating Solar Power (CSP), or hybrid PV-CSP?», *J Clean Prod*, vol. 287, p. 125455, mar. 2021, doi: 10.1016/j.jclepro.2020.125455.
- [18] Berkeley Energía, «Study confirms the Salamanca project as one of the world's lowest cost uranium producer», UK, jun. 2016.
- [19] I. Jares Salguero, «Modelización del yacimiento de uranio de Villavieja de Yeltes», UniversidadDeOviedo, Oviedo, 2022.
- [20] I. J Salguero, I. D. Álvarez, R. A. Martín, y C. C. Fernández, «Análisis y optimización mediante RecMin y modelos ARIMA de un yacimiento de uranio a cielo abierto.», 2023.
- [21] F. J. Huertas, F. Gervilla, y C. Gwatkin, «Uranium mineralization in the Retortillo–Santidad Area (Salamanca, Spain): role of late alteration», en *Proceedings of the 12th Biennial SGA Meeting*, Erik Jonsson, Ed., Uppsala: SGA, ago. 2015, pp. 1594-1597.
- [22] A. Journel, «Guide Pratique de Géostatistique. », Alés, 1975.
- [23] G. Matheron, «Principles of geostatistics», *Economic Geology*, vol. 58, n.o 8, pp. 1246-1266, dic. 1963, doi: 10.2113/gsecongeo.58.8.1246.
- [24] S. Shahbeik, P. Afzal, P. Moarefvand, y M. Qumarsy, «Comparison between ordinary kriging (OK) and inverse distance weighted (IDW) based on estimation error. Case study: Dardevey iron ore deposit, NE Iran», *Arabian Journal of Geosciences*, vol. 7, n.o 9, pp. 3693-3704, sep. 2014, doi: 10.1007/s12517-013-0978-2.
- [25] E. Elahi, K. Reza, y Y. Amir, «A new algorithm for optimum open pit design: Floating cone method III», *Journal of mining and environment*, vol. 2, n.o 2, pp. 118-125, jul. 2011.
- [26] A. D. Mwangi, Zh. Jianhua, H. Gang, R. M. Kasomo, y M. M. Innocent, «Ultimate Pit Limit Optimization Methods in Open Pit Mines: A Review», *Journal of Mining Science*, vol. 56, n.o 4, pp. 588-602, jul. 2020, doi: 10.1134/S1062739120046885.
- [27] S. Ramazan, «The new Fundamental Tree Algorithm for production scheduling of open pit mines», *Eur J Oper Res*, vol. 177, n.o 2, pp. 1153-1166, mar. 2007, doi: 10.1016/j.ejor.2005.12.035.
- [28] A. Lamghari y R. Dimitrakopoulos, «A diversified Tabu search approach for the open-pit mine production scheduling problem with metal uncertainty», *Eur J Oper Res*, vol. 222, n.o 3, pp. 642-652, nov. 2012, doi: 10.1016/j.ejor.2012.05.029.
- [29] W. A. Hustrulid, M. Kuchta, y R. K. Martin, *Open pit mine planning and design, two volume set & CD-ROM pack*. CRC Press, 2013.
- [30] R. Goodfellow y R. Dimitrakopoulos, «Stochastic Optimisation of Mineral Value Chains—Developments and Applications for the Simultaneous Optimisation of Mining Complexes with Uncertainty», en *Advances in Applied Strategic Mine Planning*, Cham:

Springer International Publishing, 2018, pp. 707-723. doi: 10.1007/978-3-319-69320-0_41.

- [31] T. Elkington y R. Durham, «Integrated open pit pushback selection and production capacity optimization», *Journal of Mining Science*, vol. 47, n.o 2, pp. 177-190, mar. 2011, doi: 10.1134/S1062739147020055.
- [32] J.-R. Rodríguez-Ossorio, A. González-Martínez, M. de Simón-Martín, A.-M. Díez-Suárez, A. Colmenar-Santos, y E. Rosales-Asensio, «Levelized cost of electricity for the deployment of solar photovoltaic plants: The region of León (Spain) as case study», *Energy Reports*, vol. 7, pp. 199-203, sep. 2021, doi: 10.1016/j.egy.2021.06.034.
- [33] S. B. Darling, F. You, T. Veselka, y A. Velosa, «Assumptions and the levelized cost of energy for photovoltaics», *Energy Environ Sci*, vol. 4, n.o 9, p. 3133, 2011, doi: 10.1039/c0ee00698j.
- [34] P. Jaswani y J. Jeffs, «Electric Vehicles in Mining 2024-2044: Technologies, Players, and Forecasts», 2024.
- [35] B. Smith, A. Sekar, H. Mirletz, G. Heath, y R. Margolis, «An Updated Life Cycle Assessment of Utility-Scale Solar Photovoltaic Systems Installed in the United States», Colorado, mar. 2024.