



Universidad Autónoma de San Luis Potosí

Facultad de Ingeniería

Centro de Investigación y Estudios de Posgrado

“Estrategias de reducción de costos asociados al cobro de la energía eléctrica consumida por la industria minera de Zacatecas, Durango, Sonora, Chihuahua y Guerrero”

T E S I S

Que para obtener el grado de:

Maestro en Ingeniería de Minerales

Presenta:

Ing. Alfonso Navarro Montejo

Asesor:

Dr. José Ángel Delgadillo Gómez

Co-asesor

Dr. Cristóbal Alberto Pérez Alonso

Tesis financiada por:

Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT)

Beca de maestría numero 711472

San Luis Potosí, S. L. P.

Marzo de 2020





Universidad Autónoma de San Luis Potosí

Facultad de Ingeniería

Centro de Investigación y Estudios de Posgrado

“Estrategias de reducción de costos asociados al cobro de la energía eléctrica consumida por la industria minera de Zacatecas, Durango, Sonora, Chihuahua y Guerrero”

T E S I S

Que para obtener el grado de:

Maestro en Ingeniería de Minerales

Presenta:

Ing. Alfonso Navarro Montejo

Sinodales:

Dr. José Ángel Delgadillo Gómez

Dr. Cristóbal Alberto Pérez Alonso

Dra. Nancy Visairo Cruz

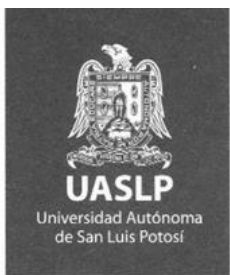
M.C. María del Carmen Ojeda Escamilla

Dr. Israel Rodríguez Torrez

San Luis Potosí, S. L. P.

Marzo de 2020





FACULTAD DE INGENIERÍA

16 de enero de 2020

**ING. ALFONSO NAVARRO MONTEJO
P R E S E N T E.**

En atención a su solicitud de Temario, presentada por los **Dres. José Ángel Delgadillo Gómez y Cristóbal Alberto Pérez Alonso**, Asesor y Co-asesor de la Tesis que desarrollará Usted con el objeto de obtener el Grado de **Maestro en Ingeniería de Minerales**, me es grato comunicarle que en la Sesión del H. Consejo Técnico Consultivo celebrada el día 16 de enero del presente año, fue aprobado el Temario propuesto:

TEMARIO:

“Estrategias de reducción de costos asociados al cobro de la energía eléctrica consumida por la industria minera de Zacatecas, Durango, Sonora, Chihuahua y Guerrero”

Resumen.

Introducción.

1. Energía en la industria minera.
2. Proceso de molienda y energía eléctrica.
3. Metodología de estimación de costos por la energía eléctrica consumida por una planta de beneficio de minerales y un molino de bolas.
4. Resultados y discusión de la tendencia de cobro de la energía eléctrica por la operación de una planta de beneficio de minerales y un molino de bolas.

Conclusiones.

Referencias.

Anexos.

“MODOS ET CUNCTARUM RERUM MENSURAS AUDEBO”

A T E N T A M E N T E

**M. I. JORGE ALBERTO PÉREZ GONZÁLEZ
DIRECTOR.**



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA
DE SAN LUIS POTOSÍ
FACULTAD DE INGENIERÍA
DIRECCION

www.uaslp.mx

Copia. Archivo.
*etn

Av. Manuel Nava 8
Zona Universitaria • CP 78290
San Luis Potosí, S.L.P.
tel. (444) 826 2330 al39
fax (444) 826 2336



UNIVERSIDAD AUTONOMA DE SAN LUIS POTOSI
SISTEMA DE BIBLIOTECAS
DIRECCION DE BIBLIOTECA VIRTUAL

Zona Universitaria s/n C.P. 78290 Tel. 834 25 42 Fax. 826-23-06
San Luis Potosí, S.L.P., México



El que suscribe Alfonso Navarro Montejo, con domicilio en Av. Roma #587 Colonia / fraccionamiento Fracc. Flamboyanes C.P 77034 Tel. 9838370165 Ciudad Chetumal, Quintana Roo y en mi carácter de autor y titular de tesis que lleva como nombre: “Estrategias de reducción de costos asociados al cobro de la energía eléctrica consumida por la industria minera de Zacatecas, Durango, Sonora, Chihuahua y Guerrero”, en lo sucesivo “LA OBRA” y por ende, cedo y autorizo a la Universidad Autónoma de San Luis Potosí, para que lleve a cabo la divulgación, reproducción así como la digitalización de la obra en formato electrónico sin fines de lucro.

La Universidad Autónoma de San Luis Potosí, se compromete a respetar en todo momento mi autoría y a otorgarme el crédito correspondiente.

San Luis Potosí, S.L.P., a 13 de marzo del 2020

A t e n t a m e n t e,

FIRMA

AUTOR

Dedicatoria

A mi madre Frida de Jesús Montejo Calderón, quien lo dio y sigue dando todo por mí, quien su vida se convirtió de mis logros y derrotas. No hay palabras para expresar lo agradecido que estoy por todo lo que has hecho por mí. Gracias por enseñarme lo que significa dar y lo importante que es siempre ser justo con los demás, tú me enseñaste a creer en mi y a ser mejor cada día, y quiero decirte que ahora entiendo tu sacrificio de todas esas horas en el trabajo, siempre fue para que nunca me hiciera falta nada, y sabes, nunca me faltó. Tú ejemplo siempre tendrá una influencia muy positiva en mi vida. Estoy feliz de tener en ti una verdadera amiga, la mejor, eres el pilar que me sostiene, te quiero mucho mamá.

Tu hijo, Alfonso Navarro Montejo

A la memoria de mi abuelito José de los Santos Montejo Calderón.

[Noviembre de 1930 – Noviembre de 2019]

Agradecimientos

Agradezco al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT) por el apoyo en concepto de beca de maestría con número 711472 en el periodo de 2018-2020.

Agradezco al Instituto de Metalurgia y a la Universidad Autónoma de San Luis Potosí (UASLP) por haberme permitido la realización de mis estudios de posgrado.

A mi familia:

A mi tío José Manuel Montejo Calderón, a mi tía Ana Bertha Crispín de Montejo y a mi prima Ana Jaqueline Montejo Crispín, les agradezco enormemente el apoyo que le brindaron a mi madre, con su ayuda los momentos difíciles fueron más llevaderos, nunca voy a olvidar lo que hicieron y siguen haciendo por nosotros.

A mi tía Lis de Jesús Montejo García, a mi tío Julio César Méndez Casados y a mis primas Lis del Carmen Méndez Montejo y Cristina Isabel Méndez Montejo, estoy muy agradecido con todos ustedes, el apoyo que le dieron a mi madre y a su servidor es enorme, pese a que han pasado por sus propios problemas, nunca nos han dejado solos y nosotros nunca los dejaremos solos a ustedes, gracias por todo.

A toda la familia Montejo y García, en especial a mi prima Dulce Arelie Tapia Montejo, a todos les agradezco por estar ahí en los momentos más difíciles.

A mis profesores:

A mi asesor el Dr. José Ángel Delgadillo Gómez, usted es una excelente persona y le agradezco profundamente todo lo que hizo por mí, sin su apoyo no hubiera terminado el posgrado. Deseo y pido al Creador y a sus ángeles que a usted y a toda su familia le vaya bien toda la vida, hasta el fin de los tiempos. Más que un mentor, lo considero un amigo, espero y me comprometo a devolverle lo que hizo por mí, gracias por todo.

A mi co-asesor el Dr. Cristóbal Alberto Pérez Alonso, como persona y profesor no hay forma de describir lo bueno que es usted, le agradezco todo el apoyo y consejos que me brindó. Deseo que a usted y a toda su bella familia siempre les vaya muy bien. Quiero decirle que más que un aprendiz, en mí tiene un amigo. Gracias doc.

A la M.C. María del Carmen Ojeda Escamilla, no puedo creer la gran persona que es usted, agradezco profundamente que el destino la pusiera en mi camino. Gracias por ser mi mentora y adoptarme de la manera que lo hizo, deseo que a usted y a toda su bella familia siempre les vaya muy bien. Me apoyó más de lo que piensa, tanto que sin usted yo no hubiera terminado mis estudios. Espero nunca perder el contacto con usted y en mí siempre va a tener un amigo. Eternamente estaré agradecido y espero devolverle algún día todo lo que me dio.

Al Dr. Israel Rodríguez Torres, agradezco su esfuerzo y atención, usted es una excelente persona y es un inigualable profesor-investigador. Gracias a usted y a sus revisiones, este trabajo pudo resaltar de mejor forma. Espero que siempre le vaya muy bien y siga formando profesionistas que México y el mundo necesita.

Finalmente, agradezco profundamente a la Dra. Nancy Visairo Cruz, al Dr. Iván Alejandro Reyes Domínguez, al Dr. Antonio Aragón Piña, al Dr. Gilberto Rosales Marín y especialmente al Dr. Roel Cruz Gaona por el tiempo, atención y paciencia que tuvieron conmigo. Gracias a todos ustedes aprendí de un área totalmente diferente a mi formación de ingeniería y sé que con su labor seguirán formando a los mejores profesionistas con calidad humana que necesita el país y el mundo.

A mis amigos:

Agradezco a Arait Montoya Mendez, Lucía Francely Flores Carlos, Azalea Mariela Arzola Mottú y Marío Alberto Gonzáles Lara, simplemente todos ustedes son de lo mejor que me pasó en San Luis Potosí, estoy profundamente convencido que les irá bien en su profesión, son excelentes personas e inigualables profesionistas, les deseo lo mejor. Igualmente, agradezco a Rita Candelaria Alcocer y a Juan de Dios Hoil Cruz, su apoyo, amistad y compañía significan mucho para mí.

Agradecimientos técnicos:

Agradezco a la M.M.I.M. Rosa Lina Tovar Tovar quien con su apoyo académico-científico en el área de difracción de rayos x, me permitió fortalecer el concepto de las composiciones mineralógicas, estructuras cristalinas y su relación con la dureza y energía en la molienda. Igualmente, agradezco al M.M.I.M. José Manuel Martínez Gutiérrez y a la L.Q. Izanami López Acosta quien con su apoyo y área de experiencia me permitieron una formación integral en el posgrado de ingeniería de minerales que contribuyó a la culminación de la presente tesis.

Resumen

Generalmente, entre 20% y 30% de los costos operativos de la industria minera se destinan a la energía eléctrica consumida por una planta minera de beneficio de minerales. Por esta razón, es un factor importante entender la tendencia de cobro de la energía para reducir estos gastos y mejorar la rentabilidad de una planta minera, en función de cada país y compañía eléctrica que suministre la energía. En México, la Comisión Federal de Electricidad (CFE) es la compañía eléctrica más importante, la cual para determinar el costo de energía considera la energía consumida, el factor de potencia eléctrico, la potencia eléctrica máxima demandada, la tensión eléctrica de transmisión, el impuesto al valor agregado y el derecho al alumbrado público. También, considera un costo por kilowatt-hora variable para cada hora, día y mes, en función de las divisiones tarifarias que a su vez dependen de la localización geográfica en el país. El principal objetivo de este trabajo es estimar el efecto económico para una planta de beneficio de minerales con respecto a los días de operación, el costo de la energía en función de un estado minero y la variación en el consumo de electricidad de un molino de bolas, equipo que consume entre 70 y 80% de la energía total de una planta, a diferentes condiciones de operación. Asimismo, se desarrolló la herramienta computacional de acceso libre Costo Eléctrico de Minerías (COSEMIN) para estimar el costo de energía eléctrica de una planta minera para identificar estrategias que reduzcan los gastos en energía. En este trabajo, las oportunidades de disminución en el gasto eléctrico se estimaron bajo las condiciones que definen la tendencia del costo económico por el servicio de energía eléctrica a la industria minera de los estados de Zacatecas, Durango, Sonora, Chihuahua y Guerrero. Además, se consideró el factor de potencia eléctrico general de mina, paro programado de planta y la variación energética debido a las condiciones operativas de un molino de bolas. Los resultados obtenidos evidencian que es posible reducir el gasto en energía eléctrica anual hasta 8.55% cuando una empresa minera toma ventaja del costo por kilowatt-hora que existe en algunos estados mineros; 0.56% al año cuando se realiza los días de paro de planta en los días miércoles, jueves o viernes; 4.64% cuando la

planta incrementa su factor de potencia de 85% a 95% y hasta \$2.4 millones MXN por operar cada molino de bolas de dimensiones promedio en condiciones de baja carga.

Abstract

Around 20% to 30% of the operation cost of the mining industry is due to the electrical energy used in the mineral processing plant. Therefore, it is an important factor to understand the trend of electrical energy prices to reduce the economic energy expenses and enhance the profitability of a mining plant. However, every country and electrical energy company considers different elements and circumstances to define the cost of electrical energy. Nonetheless, in Mexico, the Comisión Federal de Electricidad (CFE) is the most important electrical company that defines the cost of energy considering aspects such as the energy consumed, the electrical power factor, the maximum electric power demand, the electrical voltage transmission, taxes for value-added and public lighting. It also considers the changing energy costs for kilowatt-hour for every hour, day, and month according to the electricity fee that depends on the location within the country. In the thesis is presented an estimation of the economic effect that may exist due the operation days of the mineral processing plants, the influence of the energy cost fees in some of the most important mining states in Mexico and the variation of electricity consumption in a ball mill due to its operating conditions, also the development of a free access computational tool Costo Eléctrico de Mineras (COSEMIN) to estimate the cost of the electrical energy of a mining plant in the mining states, in order to find strategies to reduce the cost of the electrical energy consumption. In this work, the opportunities to reduce the electricity expenses were estimated using the trend of the economic costs for the electrical energy service in the mining industry of the states of Zacatecas, Durango, Sonora, Chihuahua, and Guerrero. Also, it was considered the prevailing electrical power factor at the mine, mining plant scheduled shutdowns and energy variations due to ball mill operating conditions. Finally, the

results show that its possible reduce the electrical energy costs up to 8.55% when a mining plant takes advantage of low cost for kilowatt-hour that exists in some counties in the state; 0.56% per year when the plant schedules the shutdown on Wednesdays, Thursdays or Fridays; 4.64% when the plant increases its power factor from 85% to 95% and up to \$2.4 million Mexican pesos (\$124,805 USD) for operating each ball mill with the lowest processing parameters.

Contenido

	Página
Resumen.....	I
Abstract	II
Lista de tablas	VII
Lista de figuras	VIII
Lista de símbolos.....	X
Lista de acrónimos y unidades	XIV
Introducción	1
Justificación	2
Hipótesis.....	3
Objetivo General	4
Objetivos Particulares	4
CAPÍTULO I	
Energía en la industria minera	6
1.1 Energía en México	7
1.2 Consumo de energéticos en la industria minera de México	12
1.3 Combustibles en la industria minera	14
1.4 Energía eléctrica en la industria minera	17
1.5 Método de cobro de la energía eléctrica en la red nacional	24

CAPÍTULO II

Proceso de molienda y energía eléctrica	30
2.1 Principios de molienda de minerales.....	30
2.2 Sistemas de conminución	32
2.3 Modelos de molienda y parámetros de operación	35
2.4 Motores eléctricos en la industria minera	41
2.5 Energía renovable en la minería	56

CAPÍTULO III

Metodología de estimación de costos por la energía eléctrica consumida por una planta de beneficio de minerales y un molino de bolas.....	61
3.1 Consideraciones de estimación	62
3.2 Desarrollo de herramienta informática de estimación.....	65
3.3 Costo de la energía eléctrica e influencia geográfica	69
3.4 Influencia económica por factor de potencia	73
3.5 Influencia energética y económica de operación de molino	73

CAPÍTULO IV

Resultados y discusión de la tendencia de cobro de la energía eléctrica por la operación de una planta de beneficio de minerales y un molino de bolas	75
4.1 Tendencia mensual en el costo de la energía eléctrica de una planta de beneficio de minerales	75
4.2 Costo promedio de la energía por día	79
4.3 Variabilidad económica por factor de potencia.....	82
4.4 Consumo de energía eléctrica en molino	83
4.5 Influencia geográfica en el costo de energía eléctrica.....	85

Conclusiones	91
Referencias.....	93
Anexos.....	100

Lista de tablas

	Página
Tabla 1. Costo promedio en 2018 del gas natural por regiones en México	10
Tabla 2. Costo promedio en 2018 de Gas LP, combustóleo y turbosina (Elaboración propia, modificado de [8])	10
Tabla 3. Costo promedio por energía eléctrica de la industria en México en 2017 (Elaboración propia, modificado de [9])	11
Tabla 4. Consumo aproximado de combustibles por empresa minera	16
Tabla 5. Consumo de energía eléctrica y toneladas procesadas al año por empresa minera, con base en los informes de desarrollo sustentable, informes anuales y reportes estadísticos-financieros de cada respectiva empresa [6]–[8]	17
Tabla 6. Costos y distribución porcentual de operaciones en plantas de Pinos Altos de 2009. Construida con base al reporte técnico del proyecto de Pinos Altos de Agnico Eagle y las equivalencias económicas del anexo 1 del año 2009 [16].	21
Tabla 7. Costo promedio por servicio eléctrico para mineras en 2007 en Canadá y EUA (Elaboración propia, modificado de [21])	22
Tabla 8. Energía eléctrica, costo promedio y distribución porcentual por proveedor eléctrico de Fresnillo PLC en 2017 y 2018.....	23
Tabla 9. Índices de trabajo promedio por tipo de mineral. Construida con base al trabajo de F. Bond, Barry A. Wills, Society of Mining Engineers (SME) y las compañías Doering Internatonal GmbH, Tenova-Takraf y Outokumpu [30]– [35].	32
Tabla 10. Motores eléctricos y distribución de energía en plantas de Agnico Eagle	53
Tabla 11. Motores y rango de procesamiento de molino de bolas (Modificado de [56])	54
Tabla 12. Parámetros de operación de molino de bolas.....	74
Tabla 13. Costo promedio por kilowatt-hora vs división tarifaria regional	78

Tabla 14. Índices de trabajo y costos de energía de molienda en estados mineros.	79
Tabla 15. Costo anual de energía por días de paro de planta	81
Tabla 16. Equivalencias energéticas por combustible (modificado de [73])	100
Tabla 17. Intercambio de divisas de dólar estadounidense y dólar canadiense a pesos mexicanos (modificado de ([74], [75])).....	100

Lista de figuras

	Página
Figura 1. Generación de energía eléctrica de CFE en 2018.....	8
Figura 2. Costo promedio por energía eléctrica a gran industria en 2017.....	12
Figura 3. Histórico de energía por combustible de la industria minera en México	13
Figura 4. Segmentación de energía en complejo minero	14
Figura 5. Distribución porcentual de energía consumida por Industrias Peñoles en 2018	15
Figura 6. Distribución porcentual de energía en mina Dolores y La Colorada en 2018	16
Figura 7. Perfil de demanda de potencia eléctrica diaria de mina Kopanang (Elaboración propia, modificado de [13])	19
Figura 8. Perfil de demanda de potencia eléctrica diaria de mina Mponeng (Elaboración propia, modificado de [14])	19
Figura 9. Diagrama de quebradoras: a) cono, b) quijada (Modificado de [36])	33
Figura 10. Molino de bolas de alta capacidad [37]	34
Figura 11. Esquema de corte transversal de un molino de bolas (Modificado de [38])	35
Figura 12. Sección transversal de motor de inducción jaula de ardilla (Modificado de [42])	42
Figura 13. Diagrama de balance de energía en sistema típico de molienda (Elaboración propia, modificado de [55])	51
Figura 14. Esquema de molino con doble motor (Modificado de [57])	55

Figura 15. Potencial fotovoltaico de México (Modificado de [61])	57
Figura 16. Planta solar fotovoltaica Lázaro Cárdenas en Yucatán, México	59
Figura 17. Diagrama de flujo de COSEMIN.....	68
Figura 18. Costo por kilowatt-hora en tarifa DIT 2018 (Modificado de [72])	70
Figura 19. Tendencia del costo de la energía eléctrica en tarifa DIST 2018.....	75
Figura 20. Costo total por la energía eléctrica anual vs división tarifaria regional .	77
Figura 21. Costo promedio por kilowatt-hora vs día de la semana	80
Figura 22. Costo promedio por kilowatt-hora vs hora de consumo.....	82
Figura 23. Costo mensual promedio de la energía eléctrica vs factor de potencia	83
Figura 24. Energía eléctrica diaria consumida por molino de bolas vs condiciones de operación.....	84
Figura 25. Influencia económica por la energía consumida por molino de bolas y sus condiciones de operación.....	85
Figura 26. Variación de costos de energía eléctrica en Zacatecas.....	86
Figura 27. Variación de costos de energía eléctrica en Durango	87
Figura 28. Variación de costos de energía eléctrica en Sonora.....	88
Figura 29. Variación de costos de energía eléctrica en Chihuahua.....	89
Figura 30. Variación de costos de energía eléctrica en Guerrero	90
Figura 31. Diagrama de molienda en circuito directo cerrado.....	101
Figura 32. Diagrama de molienda en circuito cerrado inverso.....	102

Lista de símbolos

\bar{X}	Media aritmética
σ	Desviación estándar
$\mu_{(95\%)}$	Intervalo de confianza de 95%
<i>CTE</i>	Costo económico total por consumo de energía eléctrica
<i>DAP</i>	Cargo por el derecho al alumbrado público
<i>IVA</i>	Cargo por el impuesto al valor agregado
<i>AFP</i>	Aporte económico por factor de potencia
<i>TFSB</i>	Tarifa final del suministro básico de energía eléctrica
<i>PDAP</i>	Tarifa porcentual del derecho al alumbrado público
<i>PIVA</i>	Tarifa porcentual por impuesto al valor agregado
<i>PAFP</i>	Porcentaje de aporte económico por factor de potencia
<i>FP</i>	Porcentaje de factor de potencia eléctrico
<i>T</i>	Tarifa fija por transmisión de energía eléctrica
<i>D</i>	Tarifa fija por distribución de energía eléctrica
<i>G</i>	Cargo por la generación de energía eléctrica
<i>Cen</i>	Cargo para todas las tarifas eléctricas por la operación del CENACE
<i>OSSB</i>	Cargo mensual por la operación del suministrador de servicios básicos de energía eléctrica (CFE)
<i>SCnMEM</i>	Cargo por los servicios conexos no incluidos en el MEM
$Q_{mensual}$	Consumo mensual total de kilowatts-hora
<i>E</i>	Cargo por el consumo mensual de energía eléctrica
<i>C</i>	Cargo por capacidad eléctrica o cargo por demanda facturable
<i>TCC</i>	Tarifa por el cargo de capacidad
<i>DMP</i>	Demanda máxima de potencia eléctrica general
$D_{max_{punta}}$	Demanda de potencia eléctrica máxima en tarifa punta
<i>F. C.</i>	Factor de carga

d	Días totales del mes de cobro por energía
W	Trabajo de entrada en kilowatt-hora por tonelada
i	División tarifaria regionales geográfica
j	Tarifarias eléctricas
m	Mes de aplicación de tarifa correspondiente
B	Cargo por la energía en horario de tarifa base
I	Cargo por la energía en horario de tarifa intermedia
SP	Cargo por la energía en horario de tarifa semipunta
P	Cargo por la energía en horario de tarifa punta
W_i	índice de trabajo de Bond
P_{80}	Producto o fracción pasante a 80% de tamaño de malla
F_{80}	Alimentación pasante al 80% de tamaño de malla
P_M	Potencia de molienda de modelo de Bond
K	Constante de modelo de Bond equivalente a 4.893
D_m	Diámetro efectivo de molino en unidades metro
V_p	Fracción de unidad del volumen ocupado por bolas
fC_s	Fracción de unidad de la velocidad crítica
b	Tamaño de bola de molienda en milímetros
P_T	Potencia mecánica de trabajo suministrado
D_{ft}	Diámetro efectivo de molino en unidades pie
D_{ft}	Longitud efectiva de molino en unidades pie
N_c	Velocidad crítica de molino en porcentaje
ρ_{ap}	Densidad aparente en toneladas por metro cúbico
J	Porcentaje de volumen interno ocupado por la carga
α	Ángulo de levantamiento de la carga en el molino
C_b	carga de bolas de molienda en toneladas
P_e	Pulpa excedida en toneladas
V_c	Volumen de carga en metros cúbicos
ρ_b	Densidad de bolas de molienda en toneladas por metro cúbico

Ll_b	Porcentaje de llenado de bolas de molienda
π	Valor numérico de Pi
ρ_{pl}	Densidad de pulpa de molino en toneladas por metro cúbico
PS_{PC}	Porcentaje de sólidos en el molino
ρ_{Mn}	Densidad de mineral seco en toneladas por metro cúbico
rpm_m	Revoluciones por minuto de rotación de molino
φ	Ángulo entre la potencia real y potencia aparente
$TERC$	Energía eléctrica reactiva en kilovoltamperios-hora
TEC	energía eléctrica real en kilowatts-hora
Q_c	Potencia eléctrica reactiva en kilovoltamperios reactivos
FP_o	Factor de potencia en la placa de especificaciones del motor en porcentaje
FP_m	Factor de potencia que se requiere que opere el motor en porcentaje
k_a	Factor de armónicos total que influyen en la potencia eléctrica
V_1	Tensión eléctrica RMS en volts
I_1	Corriente eléctrica en RMS en amperios
THD_V	Distorsión armónica total en la onda de tensión eléctrica en porcentaje
THD_I	Distorsión armónica total en la onda de corriente eléctrica en porcentaje
η_m	Porcentaje de eficiencia energética de motor eléctrico
I_L	Corriente eléctrica nominal de motor eléctrico
V_L	Tensión eléctrica nominal de motor eléctrico
P_{EM}	Potencia eléctrica de motor trifásico en kilowatts
P_{pr}	Porcentaje de pérdida de energía total de motor trifásico
P_{HP}	Potencia mecánica del motor en caballos de potencia
\dot{W}_{elec}	Energía que ingresa desde el transformador para alimentar al molino
\dot{W}_{frag}	Energía utilizada para disminuir el tamaño del mineral

\dot{Q}_{Tr}	Pérdidas de potencia disipadas en forma de calor en el transformador eléctrico
\dot{Q}_{VFD}	Pérdidas energéticas en variador de frecuencia o velocidad
\dot{Q}_M	Pérdidas eléctricas y de régimen disipadas en forma de calor en el motor eléctrico
\dot{Q}_{GB}	Pérdidas de energía por fricción en la caja de engranes
\dot{Q}_{TCS}	Pérdidas de energía en el sistema de enfriamiento del trunnion o salida de pulpa del molino
\dot{Q}_{MOL}	Pérdidas de energía por convección y radiación de calor en el almacén o masa del molino
\dot{Q}_{AIC}	Pérdidas de energía por el calentamiento del aire circundante o natural en todo el sistema
\dot{Q}_{PLC}	Pérdidas por calentamiento de la pulpa
$\dot{m}h_{aire}$	Aire circundante o natural que enfría el sistema de molienda
$\dot{m}h_{pulpa}$	Enfriamiento de molino por nueva pulpa de ingreso
EEF	Energía eléctrica promedio suministrada diariamente por planta fotovoltaica en kilowatts-hora
CEF	Capacidad eléctrica de planta fotovoltaica en kilowatts
HSP_F	Horas solares pico promedio al día
CVE	Costo de venta de energía producida en planta fotovoltaica
BEF	Beneficio económico al año por planta fotovoltaica
$NCELS$	Certificados de energía limpia totales al año
$CVCl$	Precio de venta promedio por certificado de energía limpia
COF	Costo de operación y mantenimiento promedio por kilowatt de una planta fotovoltaica

Lista de acrónimos y unidades

Apex	Bajoflujo de hidrociclón
CA	Corriente eléctrica alterna
CC	Corriente eléctrica continua
CEL	Certificado de energía limpia
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CO ₂	Dióxido de carbono
COSEMIN	Costo Eléctrico de Mineras
CRE	Comisión Reguladora de Energía
DIST	Demanda Industrial en Subtransmisión
DIT	Demanda Industrial en Transmisión
EDC	Eólica de Coahuila
EDO	Entidad Federativa
ELG	Complejo Minero El Limones-Guajes
FEI	Fuerza Eólica del Istmo
Gas LP	Gas licuado del petróleo
GIZ	Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit
HS	Tarifa horaria para servicio general en alta tensión en nivel subtransmisión
HS-L	Tarifa horaria para servicio general en alta tensión en nivel subtransmisión de larga utilización
HT	Tarifa horaria para servicio general en alta tensión en nivel transmisión
HT-L	Tarifa horaria para servicio general en alta tensión en nivel transmisión de larga utilización
IMEX	Intermodal México
INEGI	Instituto Nacional de Estadística y Geografía
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista

N	Numero o cantidad de motores eléctricos
NEMA	Asociación Nacional de Fabricantes Eléctricos
PEMEX	Petróleos Mexicanos
PME	Potencia eléctrica por motor
SAG	Molino semiautógeno
SB	Subterráneo
SEN	Servicio Eléctrico Nacional
SENER	Secretaria de Energía
SGM	Servicio Geológico Mexicano
SIE	Sistema de Información Energética
TA	Tajo abierto
TEP	Termoeléctrica Peñoles
USA	Estados Unidos de América
Vortex	sobreflujo o rebose de hidrociclón
\$CAD	Dólar canadiense
\$MXN	Pesos mexicanos
\$MXN kWh ⁻¹	Pesos mexicanos por kilowatt-hora
\$MXN kVAR ⁻¹	Pesos mexicanos por kilovoltamperio reactivo
\$MXN L ⁻¹	Pesos mexicanos por litro
\$MXN t ⁻¹	Pesos mexicanos por tonelada
\$MXN m ⁻³	Pesos mexicanos por metro cúbico
\$USD	Dólar estadounidense
%	Porcentaje
°C	Grados Celsius
A	Amperios
µm	Micrómetros
bbl	Barriles de petróleo
cm	Centímetros
EJ	Exajoules
ft	Pies
GW	Gigawatt

GWh	Gigawatts-hora
hp	Caballos de potencia
Hz	Frecuencia o ciclos eléctricos
km	Kilómetros
V	Volts
kV	Kilovolts
kVA	Kilovoltamperios
kVArh	Kilovoltamperios reactivos-hora
kW	Kilowatts
kWh	Kilowatts-hora
L	Litro
m	Metros
m ³	Metros cúbicos
mm	Milímetros
MW	Megawatts
MWh	Megawatts-hora
rpm	Revoluciones por minuto
t	Tonelada
t m ⁻³	Toneladas por metro cúbico
t d ⁻¹	Toneladas por día
t h ⁻¹	Toneladas por hora
V	Volts

Introducción

Desde que se estableció la reforma energética de México en diciembre del 2013, los costos de energía eléctrica han cambiado cada año por los servicios de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), debido principalmente al incremento en los precios de los combustibles fósiles, los cuales se utilizan en las centrales de generación eléctrica del país. Con la reforma energética se creó el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) con el objetivo de proveer energía a precios bajos y competitivos. No obstante, hasta principios de diciembre del 2017, debido a pérdidas económicas en CFE derivadas del encarecimiento de los combustibles fósiles, robo de energía y pérdidas energéticas (debido a ineficiencias de la red energética nacional a falta de inversión); la CFE en colaboración con el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) y la Comisión Reguladora de Energía (CRE) modificaron la metodología de cobro por la energía eléctrica suministrada desde diciembre del 2017, mediante el Servicio Eléctrico Nacional (SEN) de la CFE. En consecuencia, en el 2018 estos cambios provocaron un incremento importante en el costo de la energía eléctrica en el sector industrial minero del país ubicado principalmente en los estados de Zacatecas, Durango, Sonora, Chihuahua y Guerrero. El costo de la energía eléctrica en el país es un factor importante para la industria minera ya que las plantas de beneficio requieren elevados consumos de energía para reducir el tamaño de los minerales. Además, debido a la falta de información proporcionada por CFE relacionada a los cambios aplicados al cobro por la energía y su constante incremento, así como a la disminución de recuperación de minerales por sus asociaciones complejas de extracción y a la devaluación de los metales; la rentabilidad de la industria minera en el país y su atractivo de inversión están siendo afectados. Por estas razones, entender la metodología y las variables que intervienen en el cobro de la energía eléctrica de una planta minera en México, podría identificar oportunidades de ahorro económico en el gasto de energía eléctrica para así disminuir los gastos eléctricos operativos de la industria minera actual y futura del país.

Justificación

Actualmente existen pocos estudios en México con respecto al gasto económico por energía eléctrica consumida en la industria minera de mediana capacidad entre 1,500 y 2,000 t d⁻¹, así como las variables que determinan el cobro de la energía por parte de la CFE y las oportunidades de ahorro que pudieran aplicarse por la tendencia de cobro de la energía en esta industria. La CFE en diciembre del 2017 modificó su metodología de cobro de la energía eléctrica para las industrias según su actividad económica. Esta metodología está basada en la potencia eléctrica demandada en un periodo de tiempo determinado y la tensión eléctrica de suministro, así como las tarifas por región geográfica en función de la hora, día y mes del año, en correspondencia con las características climatológicas y las distancias de las centrales de energía eléctrica en cada estado. Debido a estos cambios implementados y a la importante utilización de motores eléctricos de alta potencia en las operaciones de transporte y beneficio de las plantas mineras, el costo de la energía eléctrica se incrementó, lo que disminuyó los beneficios económicos de la industria afectando posiblemente la rentabilidad de algunas minas dependiendo del valor económico del mineral extraído.

Bajo este escenario, este trabajo está dirigido al desarrollo de una herramienta computacional de libre acceso que permita estimar el costo total de la energía eléctrica de una planta minera operando en los estados mineros de Zacatecas, Durango, Sonora, Chihuahua y Guerrero, esto debido a la importancia económica, capacidad de procesamiento de minerales y número de plantas distribuidas en estos estados. Asimismo, se dirigió hacia la identificación de oportunidades estratégicas en el cobro de la energía eléctrica para reducir los costos eléctricos de operación de una planta minera.

Todo ello realizando estimaciones económicas por el consumo de energía eléctrica de una planta minera de capacidad de 1,800 t d⁻¹ y consumo de 66,869,000 kWh de energía eléctrica al año, utilizando la herramienta computacional y modificando las variables eléctricas y tarifas específicas que intervienen en el cobro de la energía a una planta minera en estos estados mineros. A partir de un promedio de los

resultados de costo de energía para los estados estudiados y el consumo energético de un molino de bolas, se determinó la variabilidad de costos en función de sus condiciones de operación. Finalmente, con los resultados obtenidos se implementaron metodologías cuantitativas y estadísticas para evaluar la tendencia del costo de la energía e identificar oportunidades de reducción de costos asociados al cobro de la energía eléctrica a una planta minera.

Hipótesis

Los costos económicos asociados al consumo de energía eléctrica en un complejo minero-metalúrgico se pueden reducir significativamente efectuando acciones de optimización como el realizar paros de mantenimiento en días de alto costo de la energía, operar un molino de bolas bajo las condiciones mínimas de carga, realizar la puesta en marcha de motores eléctricos en horario de bajo costo de la energía y mejorar el factor de potencia general de la planta.

Objetivo General

Identificar y proponer estrategias de reducción de costos asociados al cobro de la energía eléctrica de una planta de beneficio de minerales en los estados de: Zacatecas, Durango, Sonora, Chihuahua y Guerrero por parte de Comisión Federal de Electricidad (CFE), mediante el desarrollo de una herramienta computacional de acceso libre que permita estimar el costo de la energía eléctrica de una planta.

Objetivos Particulares

- ▲ Identificar el panorama energético en México y la problemática del elevado costo de la energía eléctrica en la industria minera en el país.
- ▲ Analizar la metodología y parámetros que intervienen en el cobro actual de la energía eléctrica por parte de CFE a una planta minera.
- ▲ Adquirir y categorizar en hojas de cálculo las tarifas horarias eléctricas correspondientes al tipo de industria en los Estados de: Zacatecas, Durango, Sonora, Chihuahua y Guerrero.
- ▲ Desarrollar una herramienta computacional de libre acceso para estimar el costo de la energía eléctrica de una planta minera mediante la metodología actual correspondiente de CFE y las tarifas de los estados mencionados.
- ▲ Validar la herramienta realizando una estimación económica bajo las condiciones y consumo real de energía eléctrica de una planta de beneficio de minerales en México y comparando los resultados con la tendencia de costos de energía promedio publicados por la Comisión Reguladora de Energía del 2018.
- ▲ Realizar estimaciones del impacto económico por la proyección del consumo total de energía eléctrica de una planta minero-metalúrgica, utilizando la herramienta computacional y evaluando factor de potencia, tarifas, mes de operación y día de paro programado.
- ▲ Investigar las variables que intervienen en el consumo de energía de un molino de bolas y los modelos matemáticos que describen el proceso.

- ▲ Estimar teóricamente el consumo variable de energía eléctrica en función del régimen de operación de un molino de bolas, considerando velocidad crítica, porcentaje de sólidos, densidad de mineral y nivel de llenado.
- ▲ Determinar el impacto económico que representa la operación de un molino de bolas, mediante la retroalimentación del costo promedio por kilowatt-hora obtenidos para los estados seleccionados y la energía consumida bajo regímenes de operación.
- ▲ Aproximar el consumo de energía eléctrica por tonelada procesada, mediante la relación entre la capacidad anual de procesamiento de diversas plantas mineras y su consumo total de energía. Así como, aproximar el costo de energía en la molienda, mediante la retroalimentación del costo medio por kilowatt-hora y el índice de trabajo de minerales de alta producción.
- ▲ Exponer la relación entre el costo de la energía y la ubicación geográfica de donde se encuentra ubicada la planta de procesamiento.
- ▲ Analizar los resultados obtenidos y proponer oportunidades estratégicas para reducir los costos eléctricos de una planta minero-metalúrgica.

Capítulo I

Energía en la industria minera

Industria minera en México

En México debido a la apertura internacional como consecuencia del tratado de libre comercio en el año 1994, la explotación minera despuntó atrayendo compañías mineras transnacionales. Hasta el año 2017 existían 1,488 proyectos mineros de los cuales 958 ya se encontraban en producción, 309 se encontraban en fase de exploración, 138 se estaban desarrollando y 83 proyectos se encontraban detenidos. De los 1,488 proyectos, 1,049 corresponden a empresas canadienses, 292 de Estados Unidos, 59 de China, 49 empresas inglesas, 21 de Australia, 8 de Japón, 6 de Corea del Sur, 3 de India y una de Suiza, Luxemburgo, Chile, Italia y Perú, respectivamente, lo que convierte a México en el país más importante de América Latina en inversión de exploración y el 4to en la posición mundial. De las 32 entidades federativas del país, en 26 se realizan operaciones mineras de extracción de minerales metálicos y no metálicos, generando cerca de 353 mil empleos directos y 1.6 millones de indirectos. Los principales estados mineros del país son Sonora, Zacatecas, Durango, Chihuahua y Guerrero, donde se extrae la mayor cantidad de oro, plata, cobre y zinc. No obstante, en el estado de Oaxaca se extraen importantes cantidades de plata, en el Estado de México el zinc y en San Luis Potosí el cobre y el zinc. En el año 2018, la industria minera invirtió en México 4 mil 302 millones de dólares y extrajo 89.08 toneladas de oro, 3,808.5 toneladas de plata, 475,599 toneladas de cobre, 407,264 toneladas de zinc, 141,105 toneladas de plomo y 7.14 millones de toneladas de hierro [1], [2]. La continua explotación de los recursos minerales de México y del resto del mundo, así como una economía pujante y globalizada, ha generado un crecimiento de la industria minera y valorizado el costo de algunos metales; debido a esto, la industria minera se ha convertido en un vector económico importante para el país, y aun con gran potencial de crecimiento.

1.1 Energía en México

En 2013 se estimó que el consumo mundial de energía, considerando el consumo de energía eléctrica, energía proveniente de combustibles fósiles y otro tipo de energéticos, fue de 390 Exajoules o EJ ($\times 10^{18}$ J) anuales. Esta cantidad se repartía en 29% industria, 27% transporte, 35% para uso doméstico, servicios, agricultura, por mencionar algunos y un 9% para otras actividades. En México, la Secretaría de Energía (SENER) es el órgano gubernamental encargado de cuantificar y parametrizar los consumos de electricidad y combustibles de múltiples sectores del país. Una subdivisión del SENER es el Sistema de Información Energético o (SIE) que en colaboración con la Comisión Federal de Electricidad (CFE), Petróleos Mexicanos (PEMEX), la Comisión Reguladora de Energía (CRE), el Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI) y el Servicio Geológico Mexicano (SGM); determinaron que el consumo total de energía en el país fue de 8.5 EJ en 2015, 9.1 EJ en 2016 y 9.2 EJ en 2017. Este comportamiento representa un incremento promedio anual del 4%. Sin embargo, del total de energéticos requeridos en el país para 2018, se importó 73.76% de gasolinas, 69.68% de diésel, 66.18% de gas natural, 55.29% de gas licuado del petróleo (Gas LP) y 17.13% de combustóleo [3]. Este nivel de importación dejó expuesto al sector energético mexicano a las fluctuaciones económicas del mercado, lo que impactó en el encarecimiento de la energía, lo que pudiera haber afectado a los costos operacionales de la industria minera del país.

1.1.1 Generación de energía eléctrica

La CFE como principal proveedor de energía eléctrica en México, para satisfacer la demanda que requiere la población y la industria, construye en colaboración con empresas privadas que autogeneran su propio abastecimiento, centrales de generación eléctrica distribuidas por el país. México en términos de abastecimiento y distribución de energía eléctrica es autosuficiente. En 2017 la CFE contaba con una capacidad instalada de 55.89 Gigawatt o GW ($\times 10^9$ W) y generó 318,842.7 Gigawatt-hora o GWh ($\times 10^9$ Wh) de energía eléctrica, de los cuales el 85% fue

producida mediante combustibles fósiles [4]. La generación de energía eléctrica generalmente se realiza en centrales termoeléctricas de ciclo convencional, donde se efectúa la combustión de gas natural, combustóleo o carbón en calderas. El calor producido es utilizado para calentar un flujo de agua que es transformado a vapor a alta presión, el cual es posteriormente inyectado a turbinas de vapor. La energía mecánica rotacional de la turbina es transformada en energía eléctrica, la cual es elevada en alta tensión eléctrica mediante transformadores y transmitida por la red nacional. El vapor utilizado es después enfriado mediante condensadores para obtener el líquido y repetir el proceso de la planta. Igualmente se utilizan centrales de ciclo combinado, las cuales se caracterizan por quemar el gas natural en cámaras de combustión que alimentan una turbina de gas conectada a un generador eléctrico; posteriormente los gases salientes de la turbina son lo suficientemente calientes para aprovechar esa energía y generar electricidad mediante una turbina de vapor, como si se tratase de un ciclo convencional. En la figura 1 se muestra la generación de energía eléctrica en porcentaje según la fuente proveniente (se omitió permisionarios) de CFE en el año 2018, donde se observa que más del 50% de la energía es producida vía Termoeléctricas.

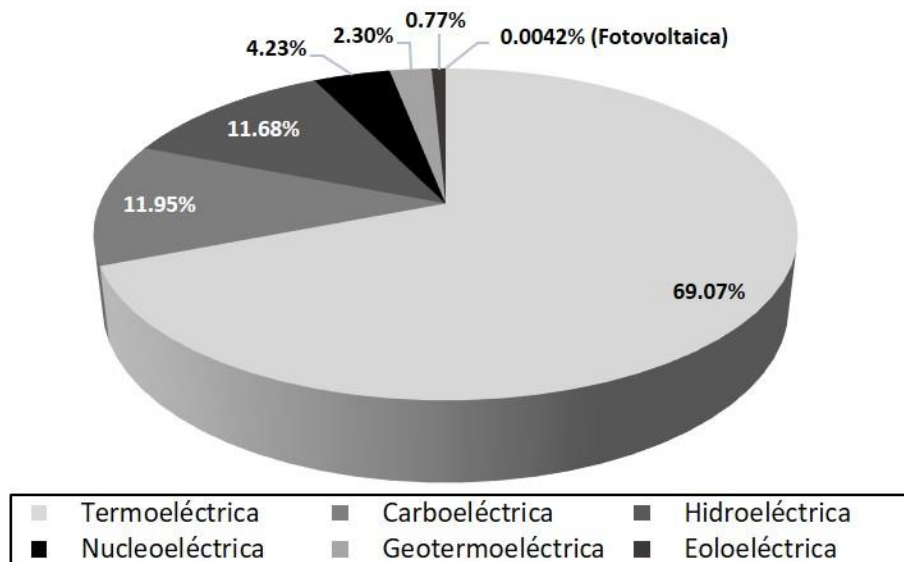


Figura 1. Generación de energía eléctrica de CFE en 2018

1.1.2 Costo de energéticos en México

El costo de los combustibles y de la energía eléctrica en el país es diferente según el estado de la república. De acuerdo con los datos históricos de la empresa Intermodal México (IMEX) de Grupo México, el costo promedio del diésel en el 2017 fue de \$16.93 MXN por litro y en el 2018 de \$19.3 MXN [5], lo que representó un incremento del 13.97% con respecto al año anterior. La agencia GIZ (Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit) estimó para México en 2018 el costo promedio del diésel en \$19.61 \$MXN por litro y en \$20 MXN para la gasolina. Estos precios fueron 3.85% y 1.96% más altos en comparación con Canadá; y 13.73% y 15.38% más elevados con respecto al costo en los Estados Unidos de América (USA) [6].

El costo del gas natural por metro cúbico en México varía con respecto a la distribución estatal por regiones en el país. La tabla 1, basada en datos del índice de referencia de precios de gas natural (IPGN) [7], la equivalencia energética por metro cúbico de gas natural (anexo 1) y los costos por región publicados en el 2018 por la Comisión Reguladora de Energía; muestra el costo en \$MXN m⁻³ de gas natural, y la variación entre entidades federativas en función de las divisiones. Las divisiones consideradas son: Región I que corresponde a los estados de: Baja California, Sonora y Sinaloa; región II: Chihuahua, Coahuila y Durango; región III: Nuevo León y Tamaulipas; región IV: Aguascalientes, Colima, Jalisco y Zacatecas; región V: Ciudad de México, Estado de México, Hidalgo, Guanajuato, Guerrero, Michoacán, Morelos, Puebla, Querétaro, San Luis Potosí y Tlaxcala; y región VI: Campeche, Chiapas, Oaxaca, Quintana Roo, Tabasco, Veracruz y Yucatán. Los datos muestran que debido a la variación de costos de hasta 61.11% entre los costos promedio entre la región II y región IV (causado en gran medida por la disposición geográfica de los gasoductos en la periferia Noroeste y Centro-Sureste del país), pudiera existir una influencia en los costos de generación de energía eléctrica de las centrales eléctricas, lo que encarecería el precio de energía consumida por la industria minera en sus respectivas regiones. En la tabla 2 se muestra el costo promedio mensual por litro (\$MXN L⁻¹) de gas LP, combustóleo y

turbosina según el reporte estadístico de PEMEX de 2018 de precio al público de petrolíferos, lo que evidencia la variación de costos para cada mes de los combustibles y el posible impacto en los gastos por energéticos en las operaciones de la industria minera.

Tabla 1. Costo promedio en 2018 del gas natural por regiones en México

	Costo por región (\$MXN m ⁻³)							Promedio
	IPGN	I	II	III	IV	V	VI	
Enero	\$3.00	-	-	-	-	-	-	\$3.00
Febrero	\$3.09	\$4.11	\$3.06	\$2.88	\$2.90	\$3.42	\$3.31	\$3.25
Marzo	\$2.64	\$3.86	\$2.65	\$2.41	\$3.52	\$3.03	\$2.86	\$3.00
Abril	\$2.76	\$3.19	\$2.86	\$2.66	\$2.95	\$3.08	\$2.95	\$2.92
Mayo	\$2.85	\$3.31	\$2.68	\$2.75	\$3.11	\$3.17	\$3.05	\$2.99
Junio	\$2.87	\$3.18	\$2.93	\$2.90	\$3.33	\$3.19	\$3.26	\$3.09
Julio	\$2.85	\$4.46	\$2.74	\$2.71	\$3.04	\$3.08	\$2.59	\$3.07
Agosto	\$2.83	\$3.92	\$2.80	\$2.90	\$3.04	\$2.82	\$2.51	\$2.98
Septiembre	\$3.00	\$3.18	\$2.97	\$2.72	\$3.32	\$2.86	\$2.81	\$2.98
Octubre	\$2.54	\$1.61	\$1.90	\$2.71	\$4.06	\$2.97	\$3.42	\$2.74
Noviembre	\$2.86	\$1.82	\$2.34	\$3.12	\$3.77	\$3.30	\$3.04	\$2.90
Diciembre	\$3.38	\$1.66	\$2.44	\$3.26	\$4.44	\$3.86	\$4.42	\$3.35
Promedio:	\$2.89	\$3.12	\$2.67	\$2.82	\$3.41	\$3.16	\$3.11	

Tabla 2. Costo promedio en 2018 de Gas LP, combustóleo y turbosina (Elaboración propia, modificado de [8])

	Costo por combustóleo (\$MXN l ⁻¹)		
	Gas LP	Combustóleo	Turbosina
Enero	\$18.96	\$7.46	\$12.83
Febrero	\$18.61	\$7.12	\$12.35
Marzo	\$17.79	\$7.25	\$12.44
Abril	\$17.79	\$7.31	\$13.29
Mayo	\$17.64	\$9.25	\$14.92
Junio	\$18.97	\$8.97	\$14.63
Julio	\$19.09	\$8.65	\$13.91
Agosto	\$19.29	\$8.40	\$14.19
Septiembre	\$19.99	\$8.74	\$15.05
Octubre	\$19.69	\$9.55	\$15.89
Noviembre	\$19.53	\$8.68	\$14.56
Diciembre	\$19.35	\$7.20	\$13.10
Promedio:	\$18.89	\$8.22	\$13.93

El costo promedio de la energía eléctrica proporcionada por la CFE para la industria de mediano y gran tamaño, para antes de diciembre del 2017, se tasaba de acuerdo con la tarifa correspondiente a la planta en función de la tensión eléctrica y el régimen de uso de la energía. Estas tarifas se dividían en HS y HT, que correspondían a las tarifas horarias para servicio general en alta tensión en nivel subtransmisión y transmisión respectivamente; o HS-L y HT-L que son las tarifas horarias generales en alta tensión en nivel subtransmisión y transmisión para larga utilización respectivamente, las cuales se aplicaban a la industria con una continua demanda de potencia eléctrica con baja variación durante el transcurso del día. Los niveles de tensión eléctrica en kilovolts (kV) de subtransmisión son aquellos en el rango de 35 kV a 220 kV y los de transmisión son los de mayor a 220 kV. En la tabla 3 y figura 2 se muestran los costos promedio por kilowatt hora (\$MXN kWh⁻¹) del 2017 para cada tarifa eléctrica desde enero hasta el mes de noviembre, donde se observa que el costo de energía eléctrica es más alto para la industria en nivel de tensión en subtransmisión con respecto al costo en el nivel de transmisión, así como el costo por kilowatt-hora sigue una tendencia de baja variabilidad con excepción de los meses de marzo y abril. El mes de diciembre no se incluye debido a la inexistencia de información.

Tabla 3. Costo promedio por energía eléctrica de la industria en México en 2017
(Elaboración propia, modificado de [9])

	Costo por kilowatt-hora (\$MXN kWh ⁻¹)				
	HS	HS-L	HT	HT-L	Promedio
Enero	\$1.45	\$1.40	\$1.17	\$1.12	\$1.28
Febrero	\$1.49	\$1.46	\$1.18	\$1.23	\$1.34
Marzo	\$1.64	\$1.63	\$1.30	\$1.43	\$1.50
Abril	\$1.61	\$1.58	\$1.44	\$1.43	\$1.52
Mayo	\$1.42	\$1.43	\$1.22	\$1.16	\$1.31
Junio	\$1.48	\$1.47	\$1.23	\$1.20	\$1.35
Julio	\$1.46	\$1.44	\$1.21	\$1.17	\$1.32
Agosto	\$1.47	\$1.44	\$1.19	\$1.17	\$1.32
Septiembre	\$1.46	\$1.40	\$1.16	\$1.24	\$1.32
Octubre	\$1.42	\$1.42	\$1.20	\$1.11	\$1.29
Noviembre	\$1.47	\$1.40	\$1.16	\$1.14	\$1.29
Promedio:	\$1.49	\$1.46	\$1.22	\$1.22	\$1.35

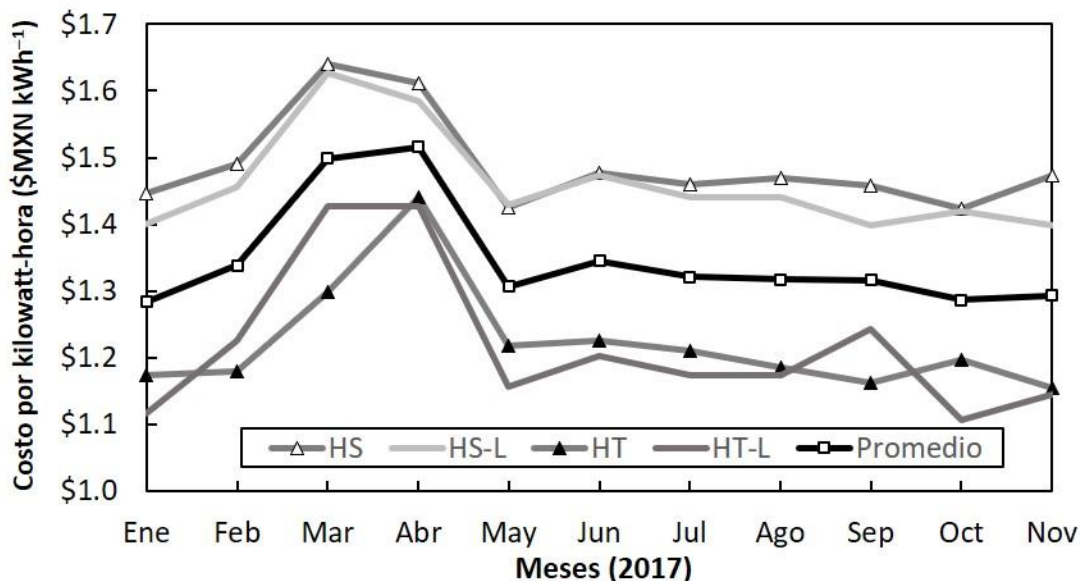


Figura 2. Costo promedio por energía eléctrica a gran industria en 2017

1.2 Consumo de energéticos en la industria minera de México

El consumo total de energía (eléctrica y combustibles) de la industria minera en México en 2015 fue de 62.81 PJ, 66.4 PJ en 2016 y 71.3 PJ en 2017, lo que representa un incremento promedio anual de 6.5%. En la figura 3, basada en los datos del SIE, se muestra el consumo total de energía proporcionados por combustibles y energía eléctrica para los años 2015, 2016 y 2017 de toda la industria minera en el país, donde se observa el crecimiento de los energéticos que requiere la industria cada año, y que, del total de la energía consumida por las plantas mineras, 60.8% fue proporcionada como energía eléctrica. En 2017, la industria minera se convirtió en el sector industrial con mayor consumo de energía eléctrica en el país; consumió 11,985.62 GWh de energía eléctrica, lo que correspondió a un consumo eléctrico de 2.18% mayor al de los estados de Quintana Roo, Yucatán, Campeche y Oaxaca juntos, o el equivalente al 95% del total de energía eléctrica consumida en la Ciudad de México.

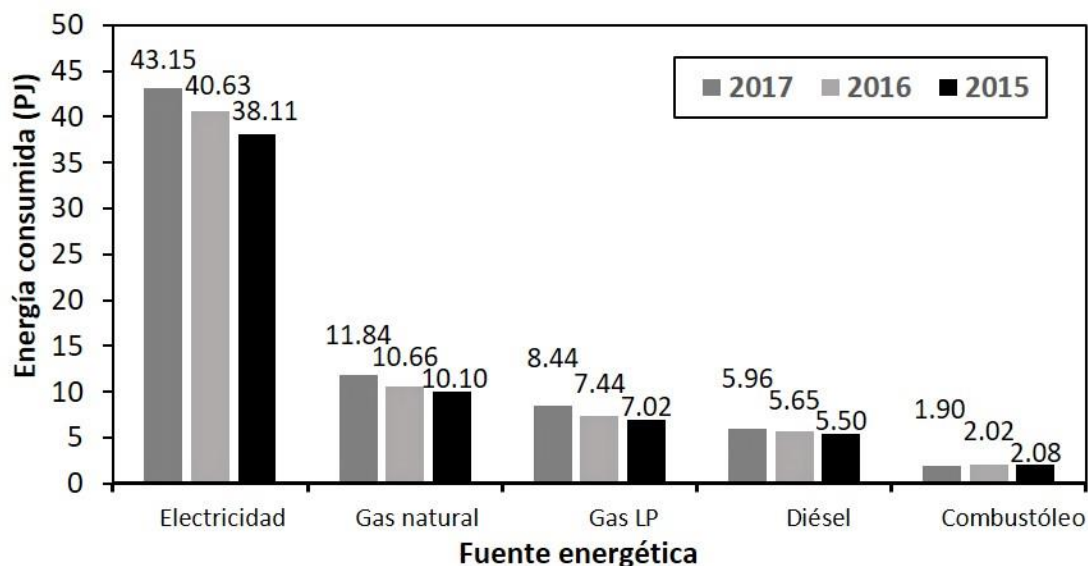


Figura 3. Histórico de energía por combustible de la industria minera en México

1.2.1 Distribución de energía en etapas de operación minera

Una estimación de la distribución porcentual de la energía total en promedio utilizada para las distintas etapas de las operaciones mineras, basada en el trabajo del 2002 del Departamento de Energía y la Oficina de Eficiencia Energética y Energía Renovable se muestra en la figura 4. Se observa que el manejo de materiales consume alrededor de 42% del total de energía, el cual 36.54% es usado en maquinaria diésel como camiones de carga (36.54%) y el 5.46% en otros sistemas (líneas de transporte). En la etapa de beneficio y procesamiento se consume otro 39% del total de energía, donde trituración y molienda aprovechan 29.25%, y el restante (9.75%) se utiliza en la operación de otros sistemas (hidrociclones, celdas de flotación y tanques de acondicionamiento). El 19% de la energía total restante se destina a las operaciones de extracción, repartida en la utilización de taladros y excavadoras con 11.21% y bombas hidráulicas para extracción con 7.79% [10].

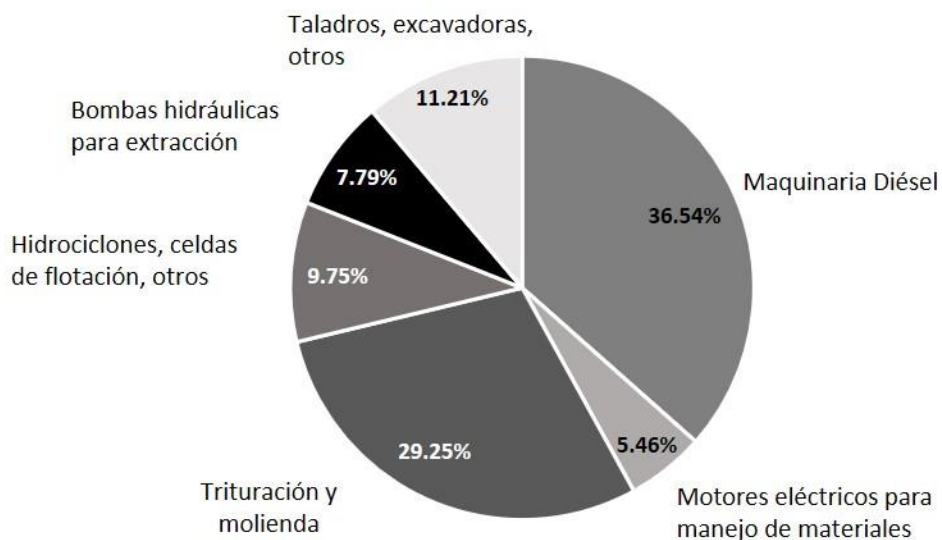


Figura 4. Segmentación de energía en complejo minero

1.3 Combustibles en la industria minera

Las fuentes energéticas en la industria minera mexicana más utilizadas después de la electricidad, son los combustibles como el gas LP, gas natural, gasolina, diésel y combustóleo. La variación existente en la distribución de energía por combustible en un complejo minero (mina, planta de beneficio y transformación) está relacionada en gran medida a sus operaciones de minado, carga y transporte de mineral hasta las plantas de beneficio, que generalmente dependen de sistemas con motores y generadores a base de diésel según la disponibilidad y requerimiento de energía eléctrica de cada complejo minero.

La compañía Industria Peñoles S.A.B de C.V. en sus minas Bismark, Francisco I. Madero, Milpillas, Naica, Sabinas, Tizapa y Velardeña, consumieron en 2018 aproximadamente 16.45 PJ de energía, de los cuales el 43.17% correspondió al consumo de energía eléctrica, y el 40.98% a la combustión de gas natural (figura 5) [11].

Industrias Peñoles

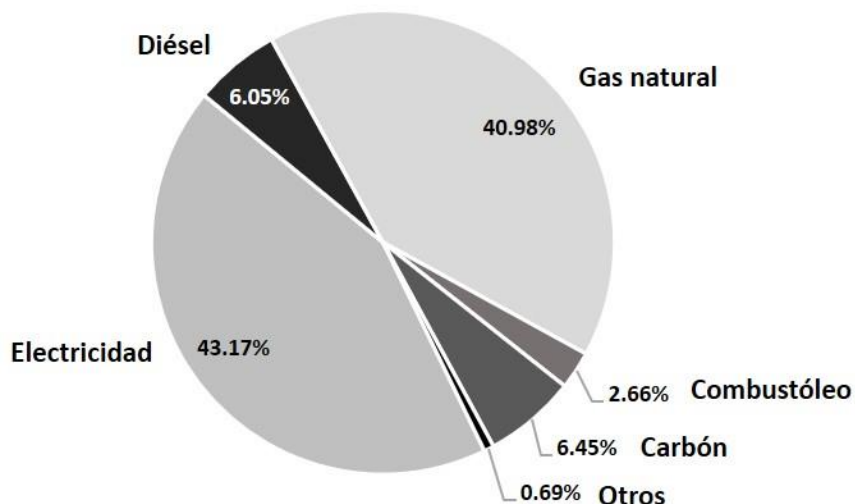


Figura 5. Distribución porcentual de energía consumida por Industrias Peñoles en 2018

La compañía Pan American Silver Corp. con sus minas Dolores en Chihuahua operada por la subsidiaria Minera Dolores S.A. de C.V. y la mina La Colorada en Zacatecas operada por Plata Panamericana S.A. de C.V., consumieron en 2018 aproximadamente 1.55 PJ y 0.36 PJ de energía respectivamente, repartidos porcentualmente por energético y mina como se muestra en la figura 6. La figura muestra las diferencias energéticas entre los dos sitios, observándose valores opuestos para electricidad y diésel en cada complejo minero. Esto debido a que la planta Dolores en 2018 extrajo mineral de una mina de tipo subterránea y de tajo abierto, procesó en promedio 20,000 toneladas por día ($t\ d^{-1}$) mediante aglomeración de pulpa y lixiviación en pilas y produjeron 4.1 millones de onzas de plata y 136.6 mil onzas de oro. Mientras que el complejo minero La Colorada extrajo mineral de una mina subterránea, procesó en promedio $1,400\ t\ d^{-1}$ de minerales sulfurosos (galena, esfalerita, tetraedrita y piritita) en una planta de beneficio mediante flotación en espuma y concentración de metales preciosos, plomo y zinc, así como $400\ t\ d^{-1}$ de mineral de óxido en una planta de óxidos mediante lixiviación con cianuro y precipitación, produciendo 7.2 millones de onzas de plata, 4.4 mil onzas de oro, 17.8 y 8.8 mil toneladas de zinc y plomo puro, respectivamente [12].

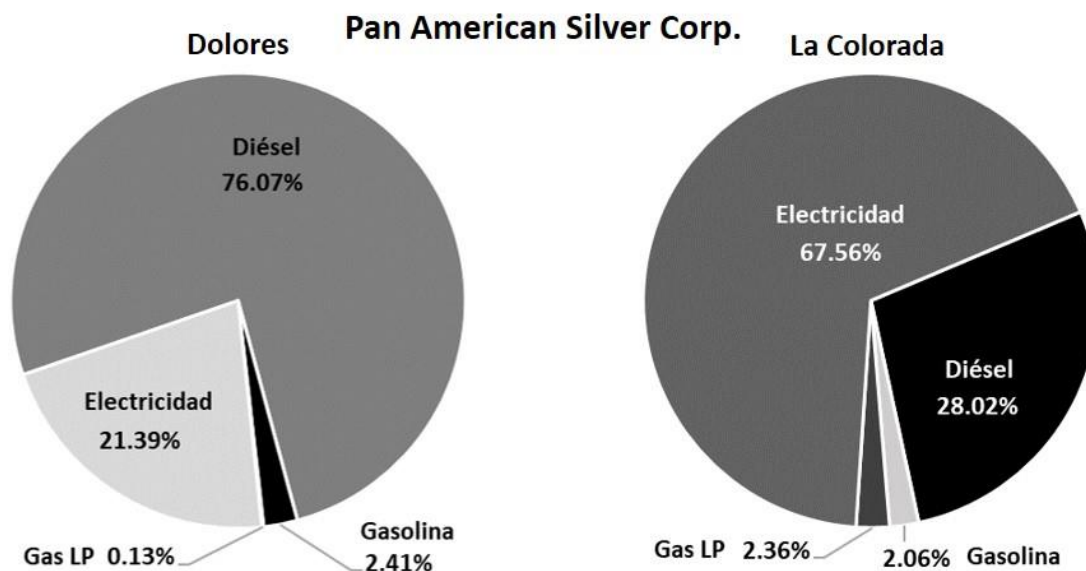


Figura 6. Distribución porcentual de energía en mina Dolores y La Colorada en 2018

La tabla 4, basada en los consumos de energía de cada compañía y las equivalencias energéticas respecto al combustible mostradas en el anexo 1, muestra la cantidad aproximada total de combustibles y las diferencias existentes entre el sector minero de Industrias Peñoles y Pan American Silver Corp (minas Dolores y La Colorada) en 2018. Los energéticos presentados se muestran en unidades de metros cúbicos de gas natural (m³), barriles de combustóleo (bbl), toneladas de carbón (t) y litros de diésel, gas LP y gasolina (L).

Tabla 4. Consumo aproximado de combustibles por empresa minera

	Industrias Peñoles	Pan American Silver Corp.	
		Dolores	Colorada
Diésel (millones de L)	25.44	30.06	2.55
Gas natural (millones de m ³)	175.5	-	-
Combustóleo (miles de bbl)	70.7	-	-
Carbón (t)	286.9	-	-
Gas LP (miles de L)	-	0.078	0.33
Gasolina (millones de L)	-	1.07	0.21
Otros (PJ)	0.1132	-	-

1.4 Energía eléctrica en la industria minera

La energía eléctrica es la fuente más utilizada en la mayoría de las plantas de la industria minera en México, debido a la utilización de motores eléctricos en las operaciones de las plantas mineras y a la cobertura eléctrica de la red nacional de CFE. El consumo de energía eléctrica es diferente para cada complejo minero y está relacionado al tipo de minado, proceso de carga, transporte, proceso de beneficio y capacidad de procesamiento en la planta. A su vez, estas características son función de las propiedades del mineral, así como dispersión y asociaciones con otros minerales. Se estima que entre el 70% y 75% de la energía eléctrica de una planta de beneficio es consumida en el proceso de molienda de minerales y que un complejo minero con minado subterráneo (SB) puede consumir 5 veces más energía con respecto al minado a tajo abierto (TA), esto debido a los requerimientos de ventilación, bombeo de agua e iluminación, así como la dependencia de generadores diésel en la mina. La tabla 5 muestra la energía eléctrica consumida durante un año por diversas plantas mineras en el país, toneladas promedio de procesamiento por hora ($t h^{-1}$), tipo de minado y la ubicación geográfica de las plantas (UGP) de los estados de Zacatecas (ZAC), Chihuahua (CHH), Guerrero (GRO), Durango (DGO), Sonora (SON), Baja California (BCN) y Aguascalientes (AGU). Los valores muestran los altos consumos de energía eléctrica y las diferencias que existen entre cada una de las plantas.

Tabla 5. Consumo de energía eléctrica y toneladas procesadas al año por empresa minera, con base en los informes de desarrollo sustentable, informes anuales y reportes estadísticos-financieros de cada respectiva empresa [6]–[8]

Compañía	Mina	UGP	Toneladas promedio procesadas por hora ($t h^{-1}$)	Tipo	Energía eléctrica ($GWh \text{ año}^{-1}$)
GoldCorp Inc.	Peñasquito	ZAC	5,417	TA	1,245.4
Pan American Silver Corp.	La Colorada	ZAC	75	SB	66.87
	Dolores	CHIH	833	TA y SB	91.82

Torex Gold Resources Inc.	El Limón-Guajes (ELG)	GRO	590	TA y SB	169.44
Fresnillo PLC	Fresnillo	ZAC	288.41	SB	793
	Ciénega	DGO	156.27	SB	
	Herradura	SON	2,615.30	TA	
	Saucito	ZAC	329.56	SB	
	Soledad-Dipolos	SON	-	TA	
	Noche Buena	SON	2,147.75	TA	
	San Julián (Vetas)	CHIH	150	SB	
	San Julián (JM)	CHIH	262.21	SB	
Minera Frisco	El coronel	ZAC	1,844	TA	609.7
	San Felipe	BCN	919	TA y SB	
	Asientos	AGU	3,408	SB	
	Tayahua	ZAC	267	SB	
	San F. del Oro	CHH	3,627	SB	
	María	SON	1,804	TA	
	Porvenir	AGU	226	TA	
	Concheño	CHH	459	TA y SB	
	Ocampo	CHH	1,716	TA y SB	

El consumo de energía eléctrica en la industria minera es proporcionalmente más alto a otro tipo de industria, debido al uso de motores eléctricos de alta potencia en sus sistemas de molienda, bandas de transporte, bombas hidráulicas en sus operaciones de planta y ventilación en minas subterráneas, que continuamente operan hasta 365 días al año, durante 24 horas y en tres jornadas laborales diferentes durante el día. En la figura 7 y 8 se muestra la demanda de potencia eléctrica promedio en Megawatts (MW) durante un día normal de operación de las minas subterráneas Kopanang de la compañía Heaven-Sent SA Sunshine Investment y Mponeng de AngloGold Ashanti de extracción de oro en Sudáfrica, así como su respectiva media aritmética (\bar{X}), desviación estándar (σ) e intervalo de confianza de 95% ($\mu_{(95\%)}$). La mina Kopanang y Mponeng, procesaron 0.7 y 1.1 millones de toneladas, respectivamente, y el sitio minero Mponeng tuvo una

demanda de potencia semejante a la de Peñasquito (GoldCorp) en día domingo. Se observa en ambas figuras que, respecto a la media aritmética y desviación estándar, para la demanda de potencia eléctrica de cada mina no hay una variación muy elevada de potencia, por lo que el consumo de energía eléctrica es alto y constante durante el transcurso día.

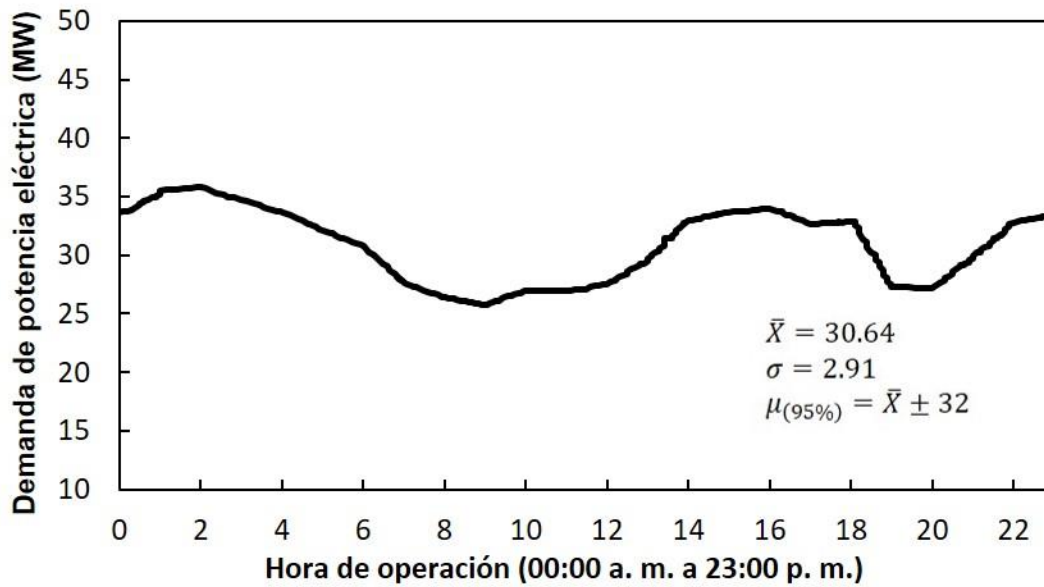


Figura 7. Perfil de demanda de potencia eléctrica diaria de mina Kopenang (Elaboración propia, modificado de [13])

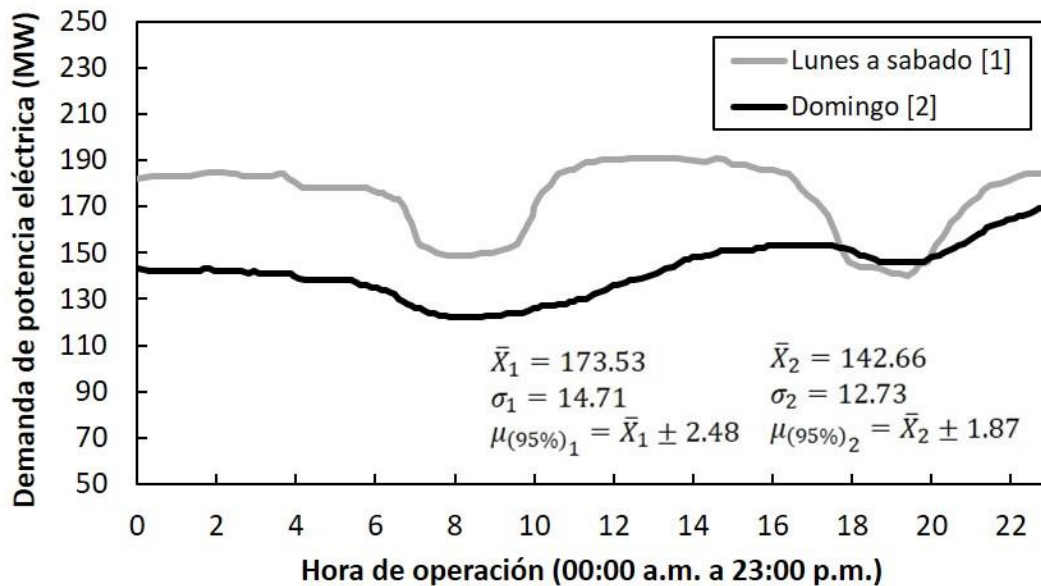


Figura 8. Perfil de demanda de potencia eléctrica diaria de mina Mponeng (Elaboración propia, modificado de [14])

1.5 Costos de operación y energéticos de plantas mineras

Los costos de energía de una planta minera en México y en el mundo son muy variados porque dependen de la cantidad real de combustibles y energía eléctrica utilizada en sus procesos. Debido a la dependencia de México a la importación de combustibles de Estados Unidos, aranceles y volatilidad al alza en los mercados internacionales, el costo de la energía por combustibles y electricidad es alto en las operaciones mineras en el país. La mina subterránea de extracción de oro y plata La Colorada de la compañía Pan American Silver Corp. procesó en el año 2013 448,659 toneladas de mineral que les representó un costo operativo total de \$655,547,442.47 MXN. De este gasto, el 58.07% se destinó a minado, 21.38% a procesamiento y 19.68% a costos generales y administrativos de la planta; esto dio como resultado un costo promedio de \$1,461.13 MXN por tonelada (114.50 \$USD). En el año 2018 procesó 726,000 toneladas con un costo operativo de \$1,350,847,491.43 MXN, generando un costo promedio de \$1,860.67 MXN por tonelada (96.76 \$USD). Esto significó un incremento de 27.35% comparado con los costos en moneda nacional del 2013, evidenciando elevados costos operacionales provocados en gran medida por la devaluación del peso mexicano frente al dólar, inflación y el incremento de los costos de la energía [12], [15].

El costo capital estimado en 2009 para la construcción del complejo minero Pinos Altos de producción de oro y plata de la compañía Agnico Eagle en México con minado subterráneo y a tajo abierto fue de \$4,786,593,000 MXN, mientras que su costo de operación total promedio se estimó en \$519.05 MXN por tonelada. En 2018, Pinos Altos produjo 221,237 onzas de oro y 2.7 millones de onzas de plata. En la tabla 6 se muestra los costos de operación y su distribución porcentual entre las dos plantas de beneficio y procesamiento de Pinos Altos. La planta de beneficio 1 (PML) cuenta con trituración, molienda y lixiviación en tanques y fue diseñada con una capacidad de procesamiento 4,000 t d⁻¹ y la planta 2 (PLP) con trituración y lixiviación en pilas se diseñó con capacidad de 2,000 t d⁻¹. Se observa que las plantas representan el 41.41% y 11.53% de su respectivo complejo minero, así como las diferencias de costos que existen en la operación de plantas y el impacto económico de la energía debido a las diferencias en sus procesos.

Tabla 6. Costos y distribución porcentual de operaciones en plantas de Pinos Altos de 2009. Construida con base al reporte técnico del proyecto de Pinos Altos de Agnico Eagle y las equivalencias económicas del anexo 1 del año 2009 [16].

	Costo operativo por tonelada (\$MXN t ⁻¹)		Distribución porcentual (%)	
	PML	PLP	PML	PLP
Salarios	\$19.32	\$16.15	8.99%	18.96%
Materiales (operación)	\$46.07	\$22.11	21.43%	25.96%
Reactivos	\$65.79	\$19.23	30.61%	22.57%
Suministros (mantenimiento)	\$16.35	\$14.42	7.61%	16.93%
Energía	\$67.14	\$13.08	31.24%	15.35%
Servicios y consultoría	\$0.27	\$0.19	0.13%	0.23%
Total:	\$214.94	\$85.19	100%	100%

1.5.1 Costos en combustibles

En México, la compañía Fresnillo PLC reportó un incremento en el costo promedio del diésel de \$14.47 pesos por litro en 2017 a \$15.85 MXN en 2018, lo que incrementó sus costos de operación. En 2017 la empresa destinó \$1,538,712,972.21 MXN para los combustibles utilizados en sus operaciones y en 2018 \$2,147,426,738.46, en promedio \$223.43 MXN por megajoule de energía en 2017 y \$291.98 en 2018, lo que representó un incremento de 30.68% [17], [18]. En 2016 la compañía First Majestic Silver Corp declaró un costo de energía de \$527,675,118.63 MXN y en el 2017 de \$581,580,849.52 MXN, un incremento del 9% el cual la empresa lo asoció al aumento del 20% de diésel y de 30% a la energía eléctrica. Debido a esto, la compañía comenzó a evaluar opciones como la utilización de gas natural para generar energía y, eventualmente, conectarse a la red eléctrica nacional de la CFE para obtener una fuente consistente y económica de energía [19].

El Complejo Minero El Limones-Guajes (ELG) en el estado de Guerrero (Torex Gold Resources Inc.), generó su energía eléctrica mediante generadores diésel que alimentaron 1,800 kVA a su mina subterránea y 300 kVA a su mina a tajo abierto, posteriormente la empresa estimó un requerimiento de potencia de 9,000 kW en su mina Media Luna, la cual evaluó satisfacer mediante la conexión a la red eléctrica

de CFE, debido al elevado precio del diésel y su relación de costo por cada kilowatt-hora producido en sus generadores [20].

1.5.2 Costos de la energía eléctrica

El costo de la energía eléctrica es el gasto más importante para la mayoría de las compañías mineras. En la tabla 7 se muestra los costos promedio en pesos mexicanos por kilowatt-hora (\$MXN kWh⁻¹) de energía eléctrica para Canadá y Estados Unidos en relación de la potencia eléctrica en kilowatts (kW) requerida por la planta minera y su consumo de energía en Megawatts-hora (MWh), donde se observa la diferencia de costos entre los dos países y que a mayor consumo de energía eléctrica es menor el costo por kilowatt-hora.

Tabla 7. Costo promedio por servicio eléctrico para mineras en 2007 en Canadá y EUA (Elaboración propia, modificado de [21])

País	Potencia eléctrica (kW)	Energía eléctrica (MWh)	Costo promedio (\$MXN kWh⁻¹)
Canadá	75	30	\$0.95
	1,000	400	\$0.53
	50,000	25,000	\$0.43
USA	75	30	\$0.70
	1,000	400	\$0.66
	50,000	25,000	\$0.54

En México, con la Reforma Energética (diciembre 2013) se realizaron cambios legales para que la Comisión Federal de Electricidad, hasta ese momento la única con el permiso legal de generar y vender la energía eléctrica en México, realizara cobros más adecuados. La empresa reportaba pérdidas económicas por el alza de los combustibles fósiles, robo de electricidad y pérdidas energéticas debido a ineficiencias de los sistemas. A partir de diciembre del 2018 se estableció una metodología más agresiva de cobro de energía para la industria por parte de la CFE, incrementado así las tarifas y elevando los costos de operación de las compañías mineras.

La minera mexicana Frisco del Grupo Carso reportó desde el 2018 un incremento en sus costos operacionales de su ejercicio del 2017 con respecto al 2016 de \$200 millones MXN en el rubro de la energía eléctrica, esto debido al aumento del costo en las tarifas eléctricas, mientras que la compañía Industrias Peñoles reportó un incremento de 18.1% en sus costos energéticos del 2018, los cuales asoció principalmente a la elevación del costo del diésel, al de la energía eléctrica y al coque metalúrgico utilizado en sus operaciones [22], [23].

La empresa minera Fresnillo PLC a pesar de que en el 2017 destinó \$1,191,489,169.23 MXN en energía eléctrica y en 2018 \$1,243,402,761.39 (4.36% de incremento), logró reducir sus costos de energía eléctrica proporcionalmente a pesar de haber tenido un mayor consumo de 97.23 GWh con respecto al 2017. La empresa en alianza con el corporativo Industrias Peñoles pasó de consumir el 41.96% de energía eléctrica suministrada en 2017 por CFE a 16.22% en el 2018, lo que representó un ahorro aproximado de \$118.4 millones MXN en energía eléctrica. En la tabla 8 se muestra la distribución de energía y costo promedio por kilowatt-hora de CFE, Termoeléctrica Peñoles (TEP), Fuerza Eólica del Istmo (FEI) y Eólica de Coahuila (EDC), donde se observan los diversos costos promedio que pueden existir por el consumo de energía eléctrica en función del proveedor que lo proporciona, así como la posible viabilidad económica de los proyectos de centrales de energía eólica (aerogeneradores) para la industria, debido a su bajo costo respecto al resto de proveedores de Fresnillo PLC [17], [18].

Tabla 8. Energía eléctrica, costo promedio y distribución porcentual por proveedor eléctrico de Fresnillo PLC en 2017 y 2018

Compañía eléctrica	2017			2018		
	Energía (GWh)	Porcentaje (%)	Promedio (\$MXN kWh ⁻¹)	Energía (GWh)	Porcentaje (%)	Promedio (\$MXN kWh ⁻¹)
CFE	358.08	41.96	1.44	154.13	16.22	1.37
TEP	243.69	28.56	1.59	220.28	23.17	1.52
FEI	43.57	5.11	0.73	14.37	1.51	2.93
EDC	207.99	24.37	1.24	561.77	59.1	1.17
Total:	853.32	100	1.4	950.55	100	1.31

1.6 Método de cobro de la energía eléctrica en la red nacional

El Sistema Eléctrico Nacional (SIE) está compuesto principalmente por los servicios proporcionados por la CFE y el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), este último es un mercado operado por el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) donde las empresas eléctricas registradas pueden vender y comprar energía eléctrica, proporcionar potencia eléctrica o servicios conexos que proporcionen calidad, estabilidad y seguridad en la red eléctrica nacional. Por la Reforma Energética, desde diciembre 2017 los cambios aplicados por CFE al costo de la energía consumida al mes de operación fueron: dividir en 12 categorías las tarifarias eléctricas a la industria y clasificar en 17 divisiones tarifarias regionales geográficas cada municipio de las 32 entidades federativas del país. Cada tarifa eléctrica y división regional con un costo diferente por energía eléctrica consumida en función de la hora, día y mes de operación. Igualmente se modificó el recargo o bonificación económica que encarece o disminuye al costo total de la energía eléctrica en función del factor de potencia eléctrico mensual de la planta industrial, e implementó diversos cargos económicos para el mantenimiento y operación óptima de la red eléctrica nacional y los institutos involucrados en su operación como la Secretaría de Energía (SENER) y la Comisión Reguladora de Energía (CRE). Estos cargos varían por tarifa eléctrica y por división regional tarifaria, por lo que el costo total por el consumo de la energía eléctrica varía en cada estado del país, esto provocado en gran medida por la distribución geográfica y capacidad de las centrales eléctricas de CFE, la fuente de energía utilizada para generación de energía eléctrica y el comportamiento de la demanda y consumo de la energía por las industrias y las ciudades. La metodología para determinar los cálculos y ajustes realizados para el cobro de la energía eléctrica que se muestra, se tomaron del acuerdo A/058/2017 de la Comisión Federal de Electricidad, el cual se expresa en pesos mexicanos y aplica para todas las entidades federativas del país con excepción de Baja California y Baja California Sur, debido a sus bajos costos de la energía provocados en gran medida por la cercanía de las centrales de generación eléctrica a la distribución de gas natural importado de Estados Unidos y a la exportación de energía eléctrica al Estado de California, USA [24]–[26].

1.6.1 Clasificación de tarifa eléctrica

La industria minera debido al consumo de energía y la tensión eléctrica requerida, suele registrarse en las tarifas eléctricas generales de alta tensión como son: Demanda Industrial en Subtransmisión (DIST) o Demanda Industrial en Transmisión (DIT), que hasta finales del año 2017 eran conocidas como tarifas de Servicio eléctrico general en alta tensión en nivel subtransmisión en utilización variable (HS) y para larga utilización (HS-L), así como Servicio eléctrico general en alta tensión en nivel transmisión en utilización variable (HT) y para larga utilización (HT-L). Debido a que el consumo de energía eléctrica de cada complejo minero es muy variable y este no se relaciona estrictamente con la capacidad de procesamiento de minerales, la potencia eléctrica demandada en los procesos de minería de pequeña y mediana capacidad, la energía requiere entregarse a niveles de tensión en subtransmisión, por lo que estos suelen clasificarse en tarifa DIST. La planta minera Pierdas Verdes de la compañía Cobre del Mayo y La Colorada de Pan American Silver Corp., reciben su energía eléctrica a 115 kV, mientras que la mina Peñasquito de gran capacidad de procesamiento (GoldCorp), recibe su energía eléctrica a 400 kV. Actualmente los niveles de tensión eléctrica en subtransmisión (35 kV a 220 kV) y transmisión (mayor a 220 kV) no se modificaron para la clasificación de las tarifas.

1.6.2 Costo total facturado

La metodología de CFE utilizada para determinar el costo económico total (*CTE*) en pesos mexicanos por el consumo de energía eléctrica mensual del 2018 se publicó en el acuerdo A/058/2017 en el portal web de la compañía, y se determina mediante las siguientes ecuaciones (1)-(11):

$$CTE_{i,j,m} = SC_{i,j,m} + DAP + IVA \quad (1)$$

$$SC_{i,j,m} = AFP + TFSB_{i,j,m} \quad (2)$$

Donde *i* es cada una de las 17 divisiones tarifarias regionales geográficas, *j* es cada una de las 12 categorías tarifarias eléctricas, *m* es el mes de aplicación

correspondiente a la tarifa en división i en la categoría j , SC es el subtotal de costo por la energía eléctrica, DAP es el cargo por el derecho al alumbrado público, IVA es el cargo por el impuesto al valor agregado, $TFSB$ es la tarifa final del suministro básico de energía eléctrica y finalmente AFP es el aporte económico por factor de potencia.

El DAP se cobra cuando el municipio instala luminarias que benefician a la planta industrial y el costo por la energía eléctrica que utilizan estos sistemas es asumido por el municipio, mientras que el IVA es un impuesto económico que se aplica a productor y servicios, ambos se determinan con las ecuaciones (3) y (4), respectivamente:

$$DAP = SC_{i,j,m} \cdot \left(\frac{PDAP}{100} \right) \quad (3)$$

$$IVA = SC_{i,j,m} \cdot \left(\frac{PIVA}{100} \right) \quad (4)$$

Donde $PDAP$ es la tarifa porcentual del derecho al alumbrado público y el $PIVA$ es la tarifa porcentual por impuesto al valor agregado existente en el país, ambos en porcentaje.

1.6.3 Aporte por factor de potencia

El aporte por factor de potencia (AFP) se puede presentar como una bonificación que disminuye el costo total por la energía eléctrica si el factor de potencia es mayor o igual a 90% o como una recarga que incrementa el costo total si el factor de potencia es menor a 90%. Esta cantidad en MXN se determina mediante la ecuación (5), y el porcentaje de disminución o incremento se determina en función del factor potencia como se muestra en la ecuación (6):

$$AFP = TFSB_{i,j,m} \cdot PAFP(FP) \quad (5)$$

$$PAFP(FP) = \begin{cases} \frac{3}{5} \cdot \left(\left(\frac{90}{FP} \right) - 1 \right) \cdot 100, & \text{si } FP < 90 \\ - \left(\frac{1}{4} \cdot \left(1 - \left(\frac{90}{FP} \right) \right) \right) \cdot 100, & \text{si } FP \geq 90 \end{cases} \quad (6)$$

Donde $PAFP$ es el porcentaje de aporte por factor de potencia y FP es el factor de potencia general mensual de la planta en porcentaje, el cual es determinado por CFE mediante la relación trigonométrica de la energía eléctrica real (kWh) y reactiva (kVArh) total registrada por la compañía en el mes de operación.

1.6.4 Tarifa final de suministro

La tarifa final del suministro básico ($TFSB$) es el costo económico parcial en MXN por el servicio de la energía eléctrica para la división geográfica, categoría eléctrica tarifaria y para el mes correspondiente, la cual se determina mediante las ecuaciones (7) y (8):

$$TFSB_{i,j,m} = T_j + D_{i,j} + G_{i,j,m} + [(Cen + OSSB_{i,j} + SCnMEM) \cdot Q_{mensual}] \quad (7)$$

$$G_{i,j,m} = C_{i,j,m} + (E_{i,j,m} \cdot Q_{mensual}) \quad (8)$$

Donde T y D son los cargos fijos por la transmisión y distribución de energía eléctrica respectivamente, en función del nivel de tensión suministrado por CFE a la planta industrial y división geográfica tarifaria. $Q_{mensual}$ es el consumo mensual total de kilowatts-hora por el consumidor industrial, Cen es un cargo para todas las tarifas eléctricas para garantizar la correcta operación del CENACE y $SCnMEM$ es el cargo por los servicios conexos no incluidos en el MEM, así como la correcta operación del SEN y se aplica para todas las categorías tarifarias y divisiones geográficas. Estos dos cargos se determinan en función de su respectiva tarifa eléctrica fija anual (\$MXN kWh⁻¹) y se aplica para el total de kilowatt-hora consumidos en el mes de

facturación de la planta; estas tarifas se publican anualmente por CFE, CENACE y CRE. Finalmente, el *OSSB* es un cargo monetario mensual por la operación del suministrador de servicios básicos de energía eléctrica (CFE), G es el cargo por la generación de energía eléctrica suministrada a la planta en función de E , que es el cargo por la energía eléctrica utilizada y C es el cargo por la capacidad o potencia eléctrica que requiere la planta para operar. Cada uno de estos cargos son dependientes de la división geográfica tarifaria, tarifa eléctrica y el mes de operación correspondiente.

1.6.5 Cargo por energía eléctrica

Para determinar el cargo por la energía eléctrica en el mes de facturación (E), la CFE realiza un registro de la energía eléctrica consumida por la planta industrial y aplica un costo económico por la energía como se muestra en la siguiente ecuación (9):

$$E_{i,j,m} = E_{B_{i,S}} + E_{I_{i,S}} + E_{SP_{i,S}} + E_{P_{i,S}} \quad (9)$$

Donde E_B , E_I , E_{SP} y E_P son los cargos por la energía consumida durante los periodos horarios: base (B), intermedio (I), semipunta (SP) y punta (P). Cada periodo tiene una tarifa horaria o costo por kilowatt-hora (\$MXN kWh⁻¹) y se aplica conforme a la hora de operación. Sin embargo, cada tarifa horaria es diferente para cada mes, para cada división tarifaria regional y tarifa eléctrica.

1.6.6 Cargo por capacidad

El cargo por capacidad (C) o cargo por demanda facturable es un cargo monetario aplicado a la potencia eléctrica máxima que requiere suministrar CFE a la planta industrial y se determina mediante las ecuaciones (10) y (11):

$$C_{i,j,m} = TCC_{i,j,m} \cdot DMP \quad (10)$$

$$DMP = \min \left\{ Dmax_{punta}, \left[\frac{Q_{mensual}}{24 \cdot d \cdot F.C.} \right] \right\} \quad (11)$$

Donde TCC es la tarifa por el cargo de capacidad (\$MXN kW⁻¹) y el costo varía con la división geográfica, a la categoría de tarifa eléctrica y al mes, DMP es la demanda máxima de potencia eléctrica (kW), $Dmax_{punta}$ es la demanda de potencia eléctrica máxima en kilowatts registrada por CFE en un intervalo de 15 minutos en el periodo horario de tarifa punta durante el mes de facturación, d son los días totales del mes de cobro por la energía eléctrica y $F.C.$ es el factor de carga publicado por CFE, el cual es resultado de la relación entre la demanda promedio de un grupo tarifario eléctrico y la demanda máxima de potencia.

Capítulo II

Proceso de molienda y energía eléctrica

El proceso de conminución se define como la reducción del tamaño de minerales, para lo cual el mineral se procesa por etapas en circuitos de trituración y molienda utilizando equipos de trituración y molinos, siendo los más comunes los que utilizan bolas de acero como medios de molienda. Las operaciones de estos sistemas representan uno de los mayores costos económicos de la planta debido a los altos consumos de energía eléctrica y a los costos de mantenimiento debido al desgaste operacional. Es conocido que existe una relación directa entre la energía requerida para fracturar el mineral y la creación de una nueva área de superficie. El problema del alto consumo energético en la conminución radica principalmente en que la mayoría de la energía eléctrica suministrada al motor eléctrico del molino no es aprovechada, ya que solo entre 1% y 5% de energía es realmente aprovechada como trabajo útil para fracturar y disminuir el tamaño del mineral, el resto de la energía se pierde generalmente en forma de calor [27].

2.1 Principios de molienda de minerales

El proceso de disminuir en mayor medida el tamaño de partícula de un mineral se conoce como molienda. Esta se lleva a cabo generalmente en molinos rotatorios que se encargan de aplicar en mayor medida fuerzas de impacto y abrasión sobre las rocas alimentadas. Los minerales son propicios a fracturas de tipo frágil debido a las fallas internas existentes, pero su moliendabilidad está relacionada con sus propiedades cristalográficas, dureza, tipo de enlaces químicos, tamaño, orientación de las fallas de cada roca y asociaciones con otros minerales. En un esfuerzo de estimar la energía requerida para realizar la molienda de los minerales, Bond (1952) desarrolló una ecuación basada en que el trabajo de entrada es proporcional a la creación o fomento de una nueva fractura en la partícula e igual al trabajo representado por el producto menos el representado por la alimentación. En partículas de tamaño similar, el área superficial del volumen del material es

inversamente proporcional al diámetro. La longitud de la fractura por unidad de volumen es considerado proporcional en un lado de esa área y por lo tanto proporcional a la raíz cuadrada del diámetro.

Para cálculos prácticos el tamaño de partícula se manejó en micrómetros (μm) y se consideró como el pasante de 80% del tamaño de partícula. La teoría de Bond se expresa como [28]:

$$W = \frac{10W_i}{\sqrt{P_{80}}} - \frac{10W_i}{\sqrt{F_{80}}} \quad (12)$$

Donde W es la energía de entrada por tonelada (kWh t^{-1}), P_{80} y F_{80} es el producto o fracción pasante y alimentación o pasante al 80% respectivamente de la dimensión de una malla granulométrica y W_i es el índice de trabajo de Bond en kilowatt-hora por tonelada (kWh t^{-1}). Por sus buenos resultados la Ley de Bond es ampliamente aceptada y se transformó en la base para el dimensionamiento de nuevas unidades de molienda.

2.1.1 Índice de trabajo

El índice de trabajo o W_i de Bond es el parámetro de conminución que expresa la resistencia del material a ser triturando y molido; numéricamente son los kilowatt-hora por tonelada requeridos para reducir el mineral de un tamaño teórico infinito de alimentación a un pasante de 80% a un tamaño de partícula de $100 \mu\text{m}$ [29]. El índice de trabajo se determina bajo el ensayo de W_i de Bond estandarizado, el cual se realiza bajo condiciones controladas en molinos bond de medidas predefinidas. No obstante, debido a la naturaleza de formación del material, enlaces cristalinos formados, fuerzas interatómicas de uniones entre los átomos, asociaciones físicas con otro material y microfracturas preexistentes, existen variaciones en los índices de trabajo aun tratándose de un mismo mineral proveniente de una misma veta o ubicado en otra parte del mundo y se estima que el W_i puede tener un índice de

error de hasta $\pm 25\%$. No obstante, el W_i es el índice que expresa de forma más precisa la relación de la energía promedio requerida en molienda para reducir el tamaño de partícula de un determinado mineral. En la tabla 9 se muestran los índices de trabajo promedio de varios minerales metálicos y no metálicos publicados por diversos autores y compañías del ámbito minero, donde se observa las elevadas diferencias de energía que pueden existir entre algunos materiales para realizar su respectiva molienda.

Tabla 9. Índices de trabajo promedio por tipo de mineral. Construida con base al trabajo de F. Bond, Barry A. Wills, Society of Mining Engineers (SME) y las compañías Doering International GmbH, Tenova-Takraf y Outokumpu [30]–[35].

Mineral	Índice de trabajo, W_i de Bond (kWh t^{-1})					
	Bond	Wills	Doering	Tenova	SME	Outokumpu
Mineral de cobre	13.13	-	-	14	12.8	-
Mineral de plata	17.3	-	-	-	-	17
Mineral de oro	14.83	-	-	16.5	14.6	14.8
Mineral de zinc	12.42	-	12	13.5	10.9	12.4
Mineral de plomo	11.4	-	13	13	10.3	11.3
Mineral de níquel	11.88	-	-	-	-	-
Mineral de manganeso	12.46	-	-	-	-	-
Mineral de potasio	8.88	-	-	-	-	-
Mineral de titanio	11.88	-	-	14	11.4	-
Sulfuros						
Galena (PbS)	10.19	-	-	-	-	-
Pirita (FeS_2)	8.9	8.91	10	9.5	10.1	-
Pirrotita ($\text{Fe}_{1-(0-0.2)}\text{S}$)	9.57	-	-	-	-	-
Óxidos						
Hematita (Fe_2O_3)	12.68	-	14	14	11.1	12.9
Magnetita (Fe_3O_4)	10.21	-	11	11	13.2	11.5
Taconita ($\text{Fe}^{2+}\text{Fe}^{3+}_2\text{O}_4$)	14.87	-	-	16	12	-

2.2 Sistemas de conminución

En una planta de procesamiento de minerales la conminución comienza en la etapa de trituración, donde el mineral en seco es reducido entre 50 cm hasta 15 cm en trituradoras o quebradoras de tipo cono o quijada (figura 9). El índice de reducción de las partículas es controlado mediante la abertura de salida de las trituradoras,

las cuales posteriormente son clasificadas mediante cribas (generalmente de tipo vibratorias) para continuar la línea de proceso o recircularlas a trituración.

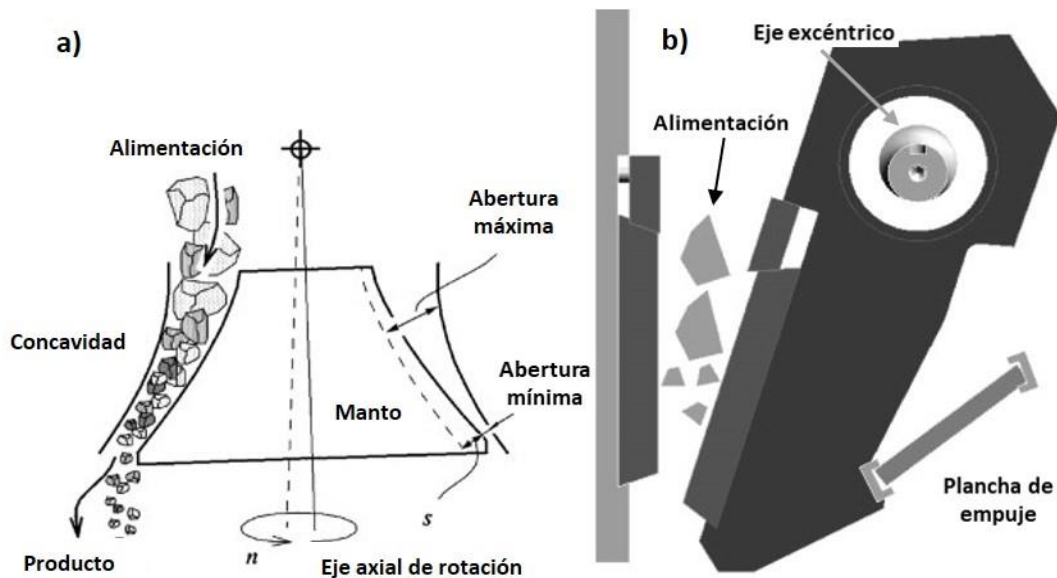


Figura 9. Diagrama de quebradoras: a) cono, b) quijada (Modificado de [36])

El proceso de molienda se hace después de la trituración y usualmente se realiza en húmedo, donde a la alimentación del mineral fresco se añade un porcentaje de agua para que éste pueda ser transportado a través de tuberías del circuito de molienda. A esta combinación de mineral y agua se le conoce como pulpa, la cual después es transportada a molinos de tipo semiautógenos (SAG), barras o bolas (figura 10). En esta etapa, el tamaño de partícula se reduce entre 150 a 75 μm , para posteriormente procesarse física y/o químicamente para extraer y concentrar el mineral de interés mediante etapas de flotación y/o lixiviación. Las plantas de beneficio de minerales, si lo requieren, comienzan la molienda con una etapa primaria de circuito directo abierto, donde la pulpa de mineral alimentada al molino se muele y descarga continuamente. Sin embargo, generalmente es necesario aumentar la reducción de tamaño del mineral sin afectar la capacidad de procesamiento de la planta, por lo que se opta por una etapa de molienda secundaria y hasta terciaria, en molinos de diversas capacidades y/o diferentes tiempos de residencia en circuitos de molienda con clasificación de partícula mediante hidrociclones en diferentes configuraciones (anexo 2).



Figura 10. Molino de bolas de alta capacidad [37]

La etapa de molienda de minerales y número de molinos se decide a partir de la capacidad de procesamiento de los molinos, el tamaño de partícula requerido y el tiempo de residencia. El tiempo de residencia depende del flujo del mineral, volumen de llenado del molino, las propiedades físicas y/o químicas del mineral, el grado de recuperación, la ley de cabeza del mineral y el valor económico del mercado bursátil. Los molinos de bolas son ampliamente utilizados en las plantas de beneficio, debido a su efectividad, confiabilidad, fácil operación, costo de adquisición y mantenimiento menor con respecto a otros molinos. Como medio moedor se utilizan esferas o bolas de acero al carbón, al cromo o acero inoxidable, generalmente con un diámetro entre 1–5 pulgadas. Los molinos rotan a una velocidad suficientemente grande para elevar la pulpa de mineral y las bolas mediante levantadores internos, para que, a una altura conveniente y una energía potencial almacenada, el mineral y las bolas en constante contacto hagan un efecto de cascada y catarata, liberando una energía cinética que propicia el impacto entre las bolas y el mineral, fomentando los esfuerzos de impacto y abrasión que fracturan y reducen el tamaño de las rocas del mineral. Sin embargo, si el medio de molienda y el mineral no están en un

porcentaje de acuerdo con las condiciones del molino, la molienda será ineficiente, y habrá un desgaste acelerado de las bolas y levantadores del molino. Para evitar esto se realizan pruebas y/o simulaciones numéricas para estudiar el efecto cascada y catarata de un molino a determinadas condiciones de operación, como se muestra en el esquema de la figura 11.

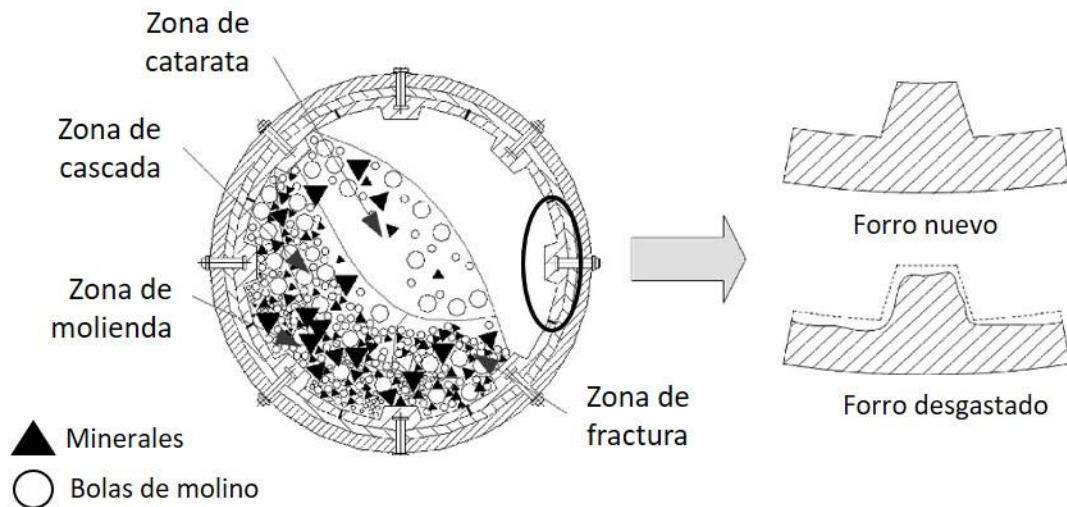


Figura 11. Esquema de corte transversal de un molino de bolas (Modificado de [38])

2.3 Modelos de molienda y parámetros de operación

Para predecir la potencia mecánica necesaria para un molino se han planteado diversos modelos matemáticos empíricos y semiempíricos, los cuales en su mayoría están basados en condiciones operativas, movimiento rotativo de la carga y condiciones estáticas del molino. Bajo condiciones reales de molienda, los molinos añaden fuerzas de impacto que se propagan en forma de ondas de tensión a través del mineral que fomentan y activan fracturas en el proceso. Por ello, el cálculo de la estimación de energía requerida para la molienda se vuelve complejo. No obstante, existen modelos que por su versatilidad son usados en aplicaciones industriales, entre estos están:

2.3.1 Modelos de molienda

Modelo Bond

El modelo Bond ha sido la base para muchos modelos de molienda propuestos después. Este modelo se desarrolló debido a que dos molinos con geometrías similares podrían tener condiciones operativas totalmente diferentes por lo que variarían en la potencia requerida. Bond concluyó en una ecuación semiempírica (ecuación 13) que fue validada con datos industriales; no obstante, la información base, los cálculos y la información experimental de laboratorio usada, nunca fueron publicados por lo que no puede ser utilizado para condiciones de operación y diseño distintas a las que se desarrolló. Estas características impulsaron el desarrollo de nuevos modelos como el de Hogg-Fuerstenau, el cual, basado en el esfuerzo mecánico de rotación y geometría del molino, podía utilizarse para estimar la potencia mecánica requerida para rotar cualquier molino de bolas [30].

$$P_M = \left[K D_m^{0.3} (3.2 - 3V_p) f C_s \left(1 - \frac{0.1}{2^{(9-10fC_s)}} \right) \right] - \left[1.102 \left(\frac{b - 12.5D_m}{50.8} \right) \right] \quad (13)$$

Donde K es la constante de modelo de Bond equivalente a 4.893, D_m es el diámetro de molino efectivo (m), V_p es la fracción de unidad del volumen ocupado por bolas de molienda ($0 \leq V_p \leq 1$), $f C_s$ es la fracción de unidad de la velocidad crítica ($0 \leq f C_s \leq 1$) y b es el tamaño de bola de molienda (mm).

Modelo Hogg - Fuerstenau

Este modelo fue desarrollado por Hogg y Fuerstenau [39] y se basa en los principios de brazo-torsión, posteriormente Arbiter y Harris validaron esta ecuación utilizando las mismas condiciones experimentales [40]. Después Sepúlveda y colaboradores modificaron el modelo y lo extendieron [41]. Este modelo semiempírico (ecuación 14), por su versatilidad y dependencia de factores de relativa facilidad de medición

en planta se utiliza extensamente, y está programado en herramientas computacionales como Moly-Cop Tools™ y MinProSim®. El modelo de Hogg – Fuerstenau aproxima la potencia mecánica que debería suministrar el motor trifásico en el proceso de molienda, y puede ser aplicado para un molino de bolas tipo SAG.

$$P_T = 0.238 (D_{ft})^{3.5} (L_{ft}/D_{ft}) \frac{N_c}{100} \rho_{ap} \left(\frac{J}{100} - \frac{1.065 J^2}{10,000} \right) \sin \alpha \quad (14)$$

Donde P_T es la potencia de trabajo que necesita el molino para su rotación (kW), D_{ft} es el diámetro efectivo del molino (ft), L_{ft} es la longitud efectiva del molino (ft), N_c es la velocidad crítica (%), ρ_{ap} es la densidad aparente de la carga en el molino ($t\ m^{-3}$), J es el porcentaje de volumen interno ocupado por la carga (%) y α es el ángulo de levantamiento de la carga en el molino ($30^\circ \leq \alpha \leq 40^\circ$).

2.3.2 Parámetros de operación de un molino

Los modelos y parámetros expuestos en esta sección han demostrado su correcto funcionamiento para un molino de bolas usando el modelo Hogg – Fuerstenau, y en la caracterización de los sistemas de molienda. Estas ecuaciones son extensamente utilizadas en las herramientas Moly-Cop Tools™ de la versión 3.01 [37]–[39].

Densidad aparente

La densidad aparente ($t\ m^{-3}$) es el peso de las cargas al interior del molino y el volumen que representan, y se encuentra en función del volumen de carga, la carga de bolas, la pulpa intersticial y la pulpa excedida como se muestra en la ecuación (15):

$$\rho_{ap} = \frac{C_b + P_i + P_e}{V_c} \quad (15)$$

Donde ρ_{ap} es la densidad aparente ($t\ m^{-3}$), C_b es la carga total de bolas de molienda (t), P_e es carga de pulpa excedida (t), P_i es la carga de pulpa intersticial (t) y V_c es el volumen de carga (m^3).

Carga de bolas

La carga de bolas (ecuación 16) del molino es el peso total medido en toneladas (t) de todas las bolas de molienda en el interior del molino. Se determina en función del porcentaje de llenado de bolas en el molino, la densidad de bolas, diámetro y longitud efectivo del molino. El porcentaje de llenado de bolas recomendado es que sea igual al porcentaje de volumen interno que está ocupado por la carga, en rango entre 35% a 40%:

$$C_b = 0.6 \rho_b (Ll_b/100) \pi (D_{ft} \cdot 0.305)^2 [(L_{ft} \cdot 0.305)/4] \quad (16)$$

Donde C_b es la carga de bolas en toneladas (t), ρ_b es la densidad de bolas ($t\ m^{-3}$) y Ll_b es el llenado de bolas (%).

Carga de pulpa intersticial

La carga de pulpa intersticial es el peso total medido de toda la pulpa (t) entre los espacios intersticiales que hay entre las bolas de molienda. Se determina en función de la longitud y diámetro efectivo del molino, y la densidad de la pulpa en su descarga. Este parámetro se calcula de acuerdo con la ecuación (17), y el parámetro de llenado de pulpa recomendado es de 100%:

$$P_i = \rho_{pdm} (Ll_{pi}/100) 0.4 (Ll_b/100) \pi (D_{ft} \cdot 0.305)^2 [(L_{ft} \cdot 0.305)/4] \quad (17)$$

Donde P_i es la carga pulpa intersticial (t), ρ_{pdm} es la densidad de pulpa a la descarga del molino ($t\ m^{-3}$) y Ll_{pi} es el llenado de pulpa intersticial (%).

Carga de pulpa excedida

La carga de la pulpa excedida del sistema es el peso total medido (t) de toda la pulpa que excede los parámetros adecuados de operación de carga del molino, para una correcta operación del molino esta carga debe ser de 0 toneladas. Se determina en función del porcentaje de volumen interno que es ocupado por la carga, el porcentaje de llenado de bola, longitud y diámetro efectivo del molino y la densidad de la pulpa en su descarga como se muestra en la ecuación (18):

$$P_e = \rho_{pdm} (J/100 - Ll_b/100) \pi (D_{ft} \cdot 0.305)^2 [(L_{ft} \cdot 0.305)/4] \quad (18)$$

Donde P_e es la pulpa excedida (t) y Ll_b es el llenado de bolas (%).

Volumen de carga

El volumen de carga (m^3) es el volumen total que representa toda la carga en el interior del molino. Se determina en función del porcentaje de volumen interno ocupado por la carga, la longitud y diámetro efectivo del molino como se muestra en la ecuación (19), no obstante, el volumen de carga o "J" usualmente se maneja en un rango de 30 a 40%:

$$V_c = (J/100) \pi (D_{ft} \cdot 0.305)^2 [(L_{ft} \cdot 0.305)/4] \quad (19)$$

Donde V_c es el volumen de carga (m^3) y J es el porcentaje de volumen interno que es ocupado por la carga (%).

Densidad de pulpa

La densidad de la pulpa es la relación de peso del mineral y agua en un metro cúbico en el interior del molino ($t\ m^{-3}$). Se puede determinar mediante la ecuación (20) en función de la densidad de mineral que se procesa y el porcentaje de sólidos en el interior del molino que generalmente es de 75% a 80% para una adecuada operación:

$$\rho_{pl} = \frac{1}{\left(\frac{PS_{PC}/100}{\rho_{Mn}}\right) + \left(1 - \frac{PS_{PC}}{100}\right)} \quad (20)$$

Donde ρ_{pl} es la densidad de pulpa en el interior del molino ($t\ m^{-3}$), PS_{PC} es el porcentaje de sólidos en el molino (%) y ρ_{Mn} es la densidad de mineral seco ($t\ m^{-3}$) que ingresa al molino.

Velocidad crítica y revoluciones por minuto de operación

Las revoluciones por minuto o rpm son la cantidad de rotaciones que realiza el molino por minuto según el porcentaje de velocidad crítica en el que esté operando. Se determina en función de la velocidad crítica y diámetro efectivo del molino como se muestra en la ecuación (21):

$$rpm_m = (76.6/\sqrt{D_{ft}}) (N_c/100) \quad (21)$$

Donde rpm_m son las revoluciones por minuto de operación molino (rpm) y N_c es la velocidad crítica (%) entre un rango de 65% a 80%.

2.4 Motores eléctricos en la industria minera

El motor eléctrico en corriente alterna (CA) es ampliamente utilizado en procesos vitales en las plantas de beneficio de minerales como son: bombeo de agua, transporte de material mediante bandas, carga mediante polipastos, ventilación, agitación, mezclado, trituración y molienda. Por la variedad y gran potencia mecánica requerida, generalmente se utilizan motores trifásicos con capacidades eléctricas y operativas diferentes. Externamente los motores utilizados son semejantes, pero se caracterizan internamente por su interacción con el rotor y se les conoce como motores de inducción o asíncrono y motor síncrono. El motor según la potencia que deba entregar, velocidad y par mecánico requerido, puede fabricarse bajo condiciones específicas. Puede ser cerrado (no cuenta con un ventilador interno) para usarse en operaciones donde existan partículas que puedan afectarlo, o abierto (cuenta con ventilador acoplado en el eje para su enfriamiento) donde no haya emisión de partículas. Asimismo, puede diseñarse con otras características como la tensión eléctrica de alimentación (V), la corriente eléctrica (A), factor de potencia (FP) y el número de polos magnéticos en el estator, los cuales intervienen en la velocidad de rotación del motor eléctrico.

Los motores CA de inducción operan bajo el principio de alimentar una corriente alterna (usualmente trifásica) al estator, el cual contiene un conjunto de bobinas que produce un campo magnético giratorio que induce una corriente eléctrica en el rotor del motor, el cual a su vez produce su propio campo magnético, pero en sentido opuesto, lo que permite al rotor (figura 12) girar con tendencia a igualar la velocidad del campo magnético del estator. Esto no llega a suceder debido a que el campo magnético del estator se mueve a una velocidad mayor; a esta diferencia de velocidades se le conoce como deslizamiento, y en motores industriales asíncronos de gran potencia eléctrica se maneja entre 3 y 4% de diferencia entre la velocidad magnética del estator y la velocidad del rotor.

Los motores de inducción asíncronos son los equipos más utilizados en la industria minera debido a que son operativamente más robustos, requieren menos mantenimiento y son más económicos. Estos motores son usualmente utilizados

para bombeo de agua, impulsar-transportar pulpa, transportar mineral seco mediante bandas de transporte, cribas, aglomeradores, espesadores y celdas de flotación.

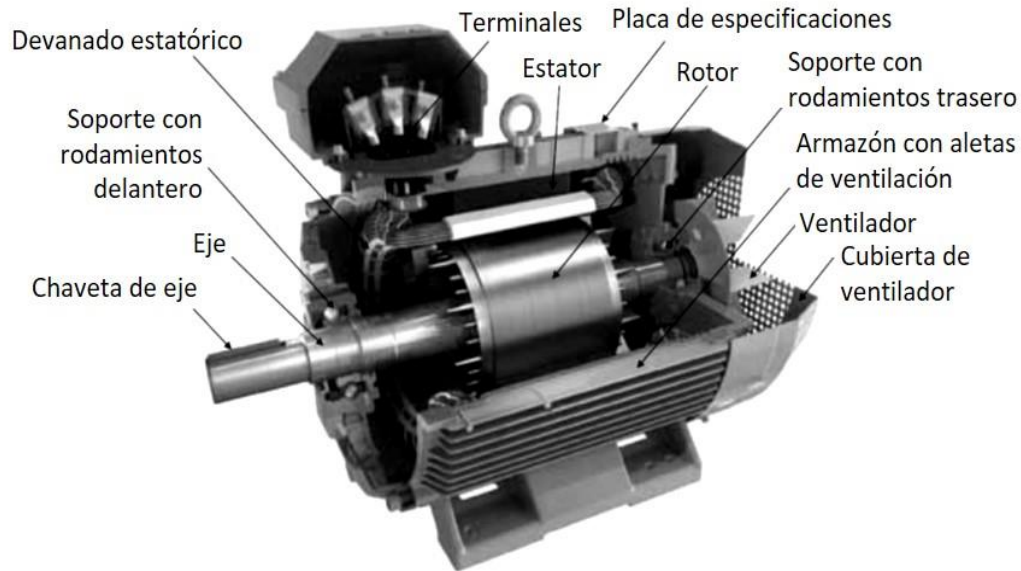


Figura 12. Sección transversal de motor de inducción jaula de ardilla (Modificado de [42])

Los motores de inducción síncronos se caracterizan por presentar la misma velocidad entre el campo magnético rotatorio del estator y del rotor, generalmente mismo número de polos, y la necesidad de requerir un sistema externo que ayude a alcanzar la velocidad de sincronismo. Esto se logra mediante una alimentación de corriente continua que induce sus propios polos magnéticos, los cuales se alinean a los polos magnéticos rotatorios del estator, provocando que giren a una misma velocidad. No obstante, su costo de adquisición y mantenimiento es más elevado con respecto a los motores asíncronos. Una de las ventajas de este tipo de motores es que la corriente continua alimentada al rotor puede compensar parcialmente el retraso o bajo factor de potencia generado por otras cargas inductivas, similar a la operación de compensadores síncronos utilizados en la industria de transmisión eléctrica. En la industria minera, la implementación de estos motores se recomienda para los sistemas de molienda debido a los requerimientos de operación constante, variación de rotación, menor consumo de energía, baja velocidad y alto torque.

Potencia eléctrica en sistemas de molienda

La potencia eléctrica teórica requerida para desarrollar la potencia mecánica en el eje de trabajo en un motor trifásico para un sistema de molienda compuesto por el motor eléctrico de molino, la caja de engranes (reductor de velocidad) y el sistema de transmisión polea-correa; se puede determinar como el producto entre la potencia obtenida en el modelo Hogg – Fuerstenau y las pérdidas energéticas totales del sistema (ecuación 22). No obstante, si se conoce la potencia mecánica en caballos de potencia (hp) que entrega el motor en operación nominal, se puede determinar la potencia eléctrica con la ecuación (23) [43]:

$$P_{EM} = P_T(P_{pr}/100) \quad (22)$$

$$P_{EM} = 0.736(P_{HP}/0.986) \cdot \left(1 + \frac{P_{pr}}{100}\right) \quad (23)$$

Donde P_{EM} es la potencia eléctrica de alimentación del motor trifásico (kW), P_T es la potencia (kW) obtenida del modelo Hogg – Fuerstenau, P_{pr} son las pérdidas estimadas totales del sistema (%) (generalmente entre 6% y 15%) y P_{HP} es la potencia mecánica del motor en operación nominal (hp).

2.4.1 Factor de potencia

El factor de potencia o $\cos \varphi$ en un circuito de corriente alterna es la relación que existe entre la potencia eléctrica activa o real y la potencia eléctrica reactiva consumida por las cargas eléctricas. Esta relación expresa la cantidad de energía que ha sido efectiva para generar un trabajo útil, si esta relación de potencias es alta, significa que el factor es pequeño y se reflejará como un factor de potencia bajo, por lo que la compañía suministradora de energía penalizará económicamente a la planta industrial por ser energéticamente ineficiente. El factor de potencia usualmente se debe al consumo de potencia eléctrica reactiva en cargas como

motores o transformadores, así como a la deformación de la onda de corriente debido al accionar de armónicos. La potencia reactiva (kVAr) es una potencia que no genera un trabajo útil, pero es consumida y entregada por cargas de tipo inductivas, debido a que está implícita al generar un campo magnético o eléctrico en las bobinas, lo que provoca que la corriente con respecto a la tensión eléctrica se desfase. La CFE penaliza económicamente las plantas industriales por la cantidad de kVAr que consumen en relación con su consumo de kW, debido a que esta potencia tiene que ser generada en las centrales eléctricas, transmitida y distribuida en la red eléctrica, lo que consume recursos y satura la red para transmitir kW que si generan un trabajo útil. Si las ondas de corriente y tensión son totalmente sinusoidales, este grupo de potencias se relacionan entre sí en el llamado triángulo de potencia, y el factor de potencia puede determinarse mediante la ecuación (24) [48,49]:

$$FP = \frac{P}{S} \cdot 100 = 100 \cdot \cos \varphi \quad (24)$$

Dónde FP es el factor de potencia (%), P es la potencia eléctrica real (W), S es la potencia eléctrica aparente (VA) y φ es el ángulo formado entre la potencia real y potencia aparente.

Si el factor de potencia es producto del efecto de armónicos en la corriente o en la tensión, el factor será diferente al $\cos \varphi$ debido a que si no existe un desfaseamiento de la corriente respecto a la tensión, el ángulo será 0 y el factor de potencia sería 1, lo cual no es correcto debido a que el valor efectivo de la corriente o de la tensión en RMS (Root Mean Square), es diferente para ondas no sinusoidales que para ondas puramente sinusoidales.

El valor eficaz o RMS se utiliza para establecer si una onda en CA de tipo sinusoidal o modificada pueda transmitir la misma cantidad de potencia que una señal en corriente directa (CC), por lo que para determinar la efectividad de la tensión o corriente eléctrica, se toma en consideración el comportamiento total de la onda durante el tiempo [45], [46]. Si se requiere determinar el factor de potencial global de una planta sin conocer los armónicos y el factor de potencia de cada carga

inductiva, el valor se debe calcular en función de la energía eléctrica real total y la energía eléctrica reactiva total consumida durante un periodo de tiempo mediante la ecuación (25):

$$FP = \left[\cos \left(\tan^{-1} \left(\frac{TERC}{TEC} \right) \right) \right] \cdot 100 \quad (25)$$

Donde FP es el factor de potencia en porcentaje (%), $TERC$ es el total de energía eléctrica reactiva consumida (kVArh) y TEC es el total de energía eléctrica real (kWh) consumida en el mismo periodo de tiempo.

Para incrementar un factor de potencia resultado del atraso de la corriente con respecto a la tensión, así como para obtener la potencia reactiva necesaria en la red eléctrica interna de la planta y no demandarla de CFE, generalmente el sector industrial implementa bancos de capacitores en paralelo a la carga inductiva que lo requiera, debido a su bajo costo de adquisición y mantenimiento reducido. Por cada kVAh que se requiera entregar por un banco de capacitores, se estima un costo capital promedio de inversión entre \$10 a \$30 USD [47]. Para estimar la potencia reactiva necesaria para mejorar el factor de potencia se puede utilizar la ecuación (26):

$$Q_C = P_{EM} [\tan(\cos^{-1}(FP_o/100)) - \tan(\cos^{-1}(FP_m/100))] \quad (26)$$

Donde Q_C es la potencia reactiva (kVAh), P_{EM} es la potencia eléctrica de alimentación del motor trifásico o sistema eléctrico (kW), FP_o es el factor de potencia en la placa de especificaciones del motor (%) y FP_m es el factor de potencia que se requiere que opere el motor.

Armónicos

Los armónicos son ondas de diferentes frecuencias que se agregan (suman) y afectan la onda fundamental de 60 Hz (idealmente sinusoidal) de corriente y tensión eléctrica. Esta variación de frecuencia puede ser provocada por hornos eléctricos, variadores de velocidad, luminarias LED, compensadores síncronos u otros sistemas electrónicos y de control que realicen conmutación de señales de energía en una planta. El impacto que puede provocar la variación de onda de tensión o de corriente es muy variado y depende del múltiplo de armónico o suma total de ondas que exista en la alimentación de determinado sistema en la planta. Generalmente, los problemas más comunes en una planta son: inhabilitación del encendido de un motor eléctrico, bajo factor de potencia, daño operativo en banco de capacitores y reducción de eficiencia energética. Los armónicos, en conjunto, usualmente disminuyen el factor de potencia de un motor, así como el 5º y 7º armónico en la onda de tensión eléctrica puede provocar un incremento de temperatura en la máquina y esto producir una reducción de eficiencia entre 0.5% y 1%. Para implementar la solución más adecuada en función del tipo de armónico se requiere conocer la suma total de ondas y puede determinarse teóricamente mediante el método desarrollado por Fourier o medirse directamente en cada equipo o motor mediante un analizador de redes eléctricas. Posteriormente, se deben instalar filtros o supresores de armónicos en función del múltiplo de armónico existente en la alimentación eléctrica de los sistemas afectados [48]–[50]. Si se requiere determinar el factor de potencia en función de la potencia eléctrica real y el total armónicos en la corriente y tensión, se puede utilizar las ecuaciones (27) y (28):

$$FP = \frac{P}{k_a V_1 I_1} \quad (27)$$

$$k_a = \sqrt{(1 + THD_V^2) \cdot (1 + THD_I^2)} \quad (28)$$

Donde P es la potencia eléctrica real (W), k_a es el factor de armónicos total que influyen en la potencia, V_1 es la tensión eléctrica RMS (V), I_1 es la corriente eléctrica

en RMS (A), THD_V es la distorsión armónica total de tensión (%) y THD_I es la distorsión armónica total de corriente (%).

2.4.2 Eficiencia energética de motores y sistemas de molienda

El proceso continuo de molienda implica un costo económico elevado dado el consumo de energía eléctrica de los motores de alta potencia. Los motores consumen una cantidad de energía mayor a la que proporcionan debido a las pérdidas implícitas en la transformación de energía eléctrica a mecánica. Estas pérdidas se incrementan cuando el motor no opera bajo condiciones mecánicas y eléctricas a las cuales fue diseñado, y el potencial operativo de la energía eléctrica no es aprovechado para reducir el tamaño de partícula. Por esta razón, adquirir motores eléctricos de alta eficiencia energética, principalmente en molinos, producirá ahorros económicos en el consumo de energía eléctrica. La Asociación Nacional de Fabricantes Eléctricos (NEMA por sus siglas en inglés), es el encargado de normar y certificar los sistemas eléctricos-electromecánicos en los países norteamericanos. La norma NEMA MG-1:2009 establece que la eficiencia energética mínima de los motores entre 300 hp y 500 hp en operación nominal debe ser entre 95% y 96%. No obstante, para motores de mayor capacidad, generalmente la eficiencia es muy alta y se encuentra entre 96% y 98%.

La eficiencia energética de un motor eléctrico de un sistema de molienda se puede estimar con la ecuación (29), la cual relaciona directamente la potencia mecánica obtenida en el eje de trabajo del motor y la potencia eléctrica suministrada; la potencia eléctrica puede ser medida directamente en las terminales eléctricas del motor o puede estimarse con los datos de la placa de especificaciones mediante la ecuación (30):

$$\eta_m = \frac{P_T}{P_{EM}} \cdot 100 \quad (29)$$

$$P_{EM} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_L \cdot V_L \cdot FP}{100,000} \quad (30)$$

Donde η_m es la eficiencia energética del motor (%), P_T es la potencia mecánica (kW) obtenida del modelo Hogg – Fuerstenau, P_{EM} es la potencia eléctrica de alimentación del motor trifásico (kW), FP es el factor de potencia (%), V_L e I_L son la tensión y corriente eléctrica nominal o de línea según la conexión estrella o delta del motor.

Pérdidas de energía en motores eléctricos

En los motores eléctricos trifásicos de CA existen factores que propician las pérdidas energéticas y reducen la eficiencia. Las pérdidas implícitas en el motor se expresan como una única eficiencia en la placa de datos de cada unidad y se le conocen como pérdidas por diseño, las cuales están asociadas a la transformación de energía eléctrica a mecánica. Estas pérdidas generalmente se aprecian en forma de calor y se dividen en pérdidas eléctricas por efecto joule en el estator (30% a 35%), en el rotor (15% a 20%), pérdidas magnéticas por histéresis y corrientes parásitas en el estator-rotor (15% a 20%), pérdidas mecánicas por fricción en los rodamientos, rozamiento del aire en el eje y ventiladores acoplados (10% a 15%) y pérdidas por residuo o indeterminadas asociadas al flujo magnético que se escapa de los devanados y atraviesa las partes conductoras del chasis del motor, las cuales crean corrientes parásitas que generan un contraflujo magnético en oposición al flujo magnético que las generó (10% a 15%) [42]. Sin embargo, debido a que la eficiencia de cada motor se encuentra determinada en operación nominal y bajo condiciones controladas de laboratorio, las pérdidas energéticas son aún mayores.

Pérdidas por carga operativa

Las pérdidas por carga operativa se deben a condiciones de operación diferentes a la carga nominal bajo la cual el motor fue diseñado. Se ha observado que para un motor de 100 hp, 200 hp y 600 hp operando a 20% de sobrecarga, la eficiencia disminuía entre 1% y 2%, mientras que operando a 25% de su carga nominal, la eficiencia del motor decaía entre el 4% y 5%. En baja carga, debido a que la

corriente de alimentación genera menos trabajo eléctrico útil, se propicia un bajo factor de potencia [51], [52]. Para solucionar las pérdidas de energía por carga, se recomienda operar los motores eléctricos de cualquier sistema de una planta minera a la capacidad nominal bajo la cual fue diseñado.

Pérdidas por régimen

Las pérdidas de eficiencia por régimen de alimentación eléctrica se deben en mayor medida a la inadecuada instalación eléctrica de la planta industrial, al suministro de energía y a las condiciones de corriente, tensión eléctrica y frecuencia que demanda el motor eléctrico. Un problema típico es el desbalance de la tensión eléctrica entre al menos una de las tres terminales de alimentación del motor eléctrico y puede ser provocado por una deficiencia eléctrica de la compañía suministradora, problemas de conexión en los transformadores, fusibles dañados, caídas de tensión en los conductores por la distancia de conexión o desequilibrio en las cargas eléctricas, por mencionar algunos [53], [54]. La normativa NEMA MG1 sección 12.45 establece que los motores trifásicos operarán con éxito en operación nominal cuando el desequilibrio entre fases no supere el 1%. Se estima que un desequilibrio de tensión eléctrica del 2% puede provocar una elevación de temperatura de 15°C y reducir hasta en 68.8% la vida útil de operación del motor. Igualmente, si un motor opera con 95% de su tensión nominal, la eficiencia energética es reducida entre 3% y 4%. Para solucionar los problemas más comunes causados por factores eléctricos se recomienda realizar diagnósticos energéticos, implementar mantenimiento preventivo a la instalación eléctrica y monitorear constantemente la corriente y tensión eléctrica que recibe cada sistema de la planta minera.

Pérdidas por temperatura y altitud

La eficiencia de un motor eléctrico es reducida por las condiciones de temperatura ambiente y altitud (altura) con respecto al mar en donde se encuentre operando. Generalmente, el motor suministrará la potencia nominal a la cual fue diseñado para

una temperatura ambiente no mayor de 40°C y a una altitud no superior de 1000 m. Los motores que operen a una mayor altitud y temperatura serán afectados por la rarefacción del aire, esto significa que el aire es menos denso a mayor altitud lo que reduce la capacidad de transferencia de calor entre el motor y el aire circundante, propiciando la reducción de potencia y disminuyendo su eficiencia energética [43]. Los motores eléctricos de una planta minera instalada en el municipio de Fresnillo, Zacatecas y operando a una temperatura ambiente de 35°C dentro de planta, podría reducir su eficiencia hasta en 5%. Para disminuir las pérdidas causadas por sobrecalentamiento, se recomienda monitorear el motor, revisar que las condiciones de carga y alimentación eléctrica sean las adecuadas y propiciar que los motores operen con el mayor espacio en planta y mejor ventilación natural posible.

Igualmente, la reparación de motores eléctricos mediante rebobinado del estator puede afectar la eficiencia energética del motor. Se estima que un motor que ha sido rebobinado por primera vez puede reducir su eficiencia hasta en 3%, mientras que si ha sido rebobinado dos o más veces puede reducir su eficiencia entre 6% y 7%. Si bien las pérdidas de energía en motores eléctricos pueden ser variadas y difíciles de determinar con precisión; para un sistema de molienda, las pérdidas de energía total en los motores se pueden aproximar con la ecuación (31), en función de la potencia eléctrica que alimenta al motor y la potencia mecánica que entrega el eje de trabajo para rotar el molino. Sin embargo, las pérdidas energéticas totales de un motor en condiciones reales de operación se estiman entre 6% y 15%:

$$P_{pr} = \left(1 - \frac{P_T}{P_{EM}}\right) \cdot 100 \quad (31)$$

Donde P_{pr} son las pérdidas de energía totales del motor (%), P_T es la potencia mecánica (kW) estimada con el modelo Hogg–Fuerstenau y P_{EM} es la potencia eléctrica (kW) medida en la alimentación del motor trifásico del molino o estimada mediante la ecuación (27).

2.4.3 Pérdidas de energía en sistemas de molienda

La capacidad total o poder energético contenido en la energía eléctrica que se suministra a un sistema completo de molienda, como se muestra en la figura 13, se pierde en gran medida en forma de calor. Se estima que el 11.7% se pierde a lo largo del sistema y entre 70%–80% es absorbida por la pulpa, este comportamiento es debido al constante rozamiento y colisión del medio de molienda con otros elementos moledores, a la absorción de impactos por el agua o masa lodosa de la pulpa y a la resistencia del mineral a ser molido.

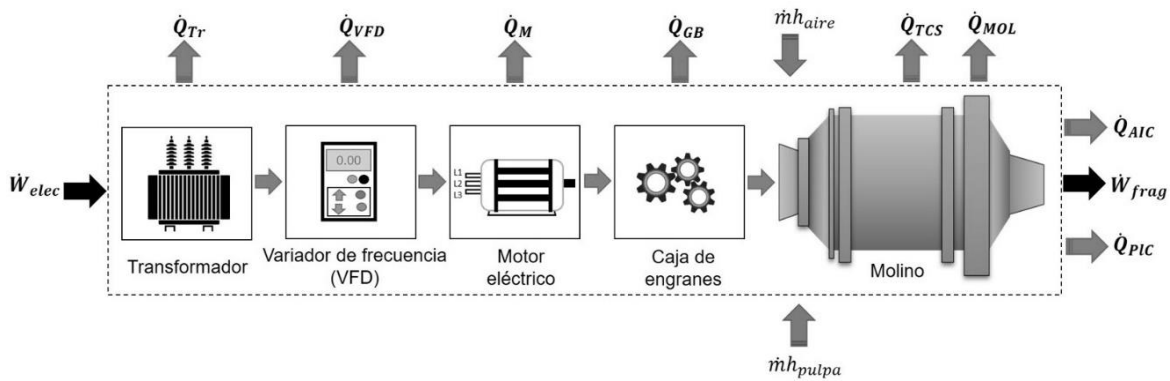


Figura 13. Diagrama de balance de energía en sistema típico de molienda (Elaboración propia, modificado de [55])

El balance de energía del sistema de molienda mostrado en la figura anterior se expresa con la ecuación (32). En función de las respectivas pérdidas asociadas a cada equipo se observa la variedad de pérdidas que pueden existir en un sistema típico de molienda en las plantas de beneficio de minerales; la figura 13 y ecuación (32) fueron construidas con el trabajo de Bouchard y colaboradores [55]:

$$\begin{aligned} \dot{W}_{elec} = & \dot{W}_{frag} + \dot{Q}_{Tr} + \dot{Q}_{VFD} + \dot{Q}_M + \dot{Q}_{GB} + \dot{Q}_{TCS} + \dot{Q}_{MOL} + \dot{Q}_{AIC} + \dot{Q}_{PLC} \\ & - \dot{m}h_{aire} - \dot{m}h_{pulpa} \end{aligned} \quad (32)$$

Donde \dot{W}_{elec} es la energía eléctrica total que ingresa desde el transformador del molino, \dot{W}_{frag} la energía utilizada para disminuir el tamaño del mineral, \dot{Q}_{Tr} las

pérdidas de potencia disipadas en forma de calor en el transformador eléctrico, \dot{Q}_{VFD} las pérdidas eléctricas en variador de frecuencia o velocidad, \dot{Q}_M las pérdidas eléctricas y de régimen disipadas en forma de calor en el motor, \dot{Q}_{GB} las pérdidas por fricción en la caja de engranes conectado al eje de trabajo del motor, \dot{Q}_{TCS} las pérdidas en el sistema de enfriamiento del muñón o salida de pulpa del molino, \dot{Q}_{MOL} las pérdidas por convección y radiación de calor en el almacén o masa del molino, \dot{Q}_{AIC} las pérdidas de energía por el calentamiento del aire circundante o natural en todo el sistema, \dot{Q}_{PLC} las pérdidas energéticas por calentamiento de la pulpa, $\dot{m}h_{aire}$ el aire circundante o natural que enfría superficialmente el sistema y $\dot{m}h_{pulpa}$ es la pulpa nueva que enfría al molino al ingresar.

2.4.3 Motores eléctricos en plantas de beneficio de minerales

En una planta de beneficio de minerales, entre el 97% y 99% de la energía eléctrica es consumida por los motores eléctricos en los sistemas de procesamiento y el resto de la energía es consumida en iluminación, control de sistemas u hornos de arco eléctrico. Los rangos de energía eléctrica consumida por los motores de algunos sistemas de procesamiento son: molinos entre el 70% y 80%, trituradoras entre 5% y 10%, bombas hidráulicas e impulsoras entre 1.5% y 2.5%, celdas de flotación entre 1% y 2%, bandas transportadoras entre 0.5% y 1.5% y el resto es consumido por los motores de los alimentadores, cribas y concentradores. La distribución de energía dependerá en gran medida del diseño de la planta, capacidad de procesamiento, mineral a extraer, número y potencia de motores eléctricos en sus operaciones. La tabla 10 muestra el número de motores (N), potencia eléctrica por motor (PME), energía eléctrica total consumida durante un día normal de operación y su distribución porcentual (%) de cada motor de los sistemas operacionales en las plantas de beneficio de: Goldex en Quebec, Canadá y Creston Mascota en Chihuahua, México, las cuales en 2018 produjeron 121167 y 40180 onzas de oro, respectivamente. La primera planta fue diseñada para una capacidad de procesamiento de $8,000 \text{ t d}^{-1}$ con procesos de trituración, molienda, clasificación y extracción de oro mediante tanques de lixiviación y celdas de flotación, mientras

que la segunda planta fue proyectada para una capacidad de 4,000 t d⁻¹ con procesos de trituración, cribado y extracción de oro mediante pilas de lixiviación. Se observa que el consumo de energía eléctrica y la distribución porcentual en motores varía considerablemente cuando no existe un proceso de molienda en las plantas de procesamiento, lo que representa un consumo de energía eléctrica menor por cada onza de oro extraída. La tabla fue construida tomando en cuenta el consumo de energía eléctrica y distribución porcentual en los motores, así como una operación ininterrumpida de 24 horas y pérdidas de eficiencia de 10%, debido a la capacidad eléctrica de los motores y a los altos índices de eficiencia que opera la compañía.

Tabla 10. Motores eléctricos y distribución de energía en plantas de Agnico Eagle

	Goldex			Creston Mascota		
	N	PME (hp)	PEE (%)	N	PME (hp)	PEE (%)
Alimentadores	1	20	0.19	1	25	1.56
Trituración primaria	1	800	7.62	1	150	9.38
Trituración secundaria	-	-	-	2	200	25
Trituración terciaria	-	-	-	2	200	25
Molino SAG	1	4,500	42.88	-	-	-
Molino de bolas	1	4,500	42.88	-	-	-
Bandas transportadoras	1	100	0.95	15	25	23.44
Criba primaria	2	7.5	0.14	1	25	1.56
Criba secundaria	-	-	-	1	50	3.13
Criba terciaria	-	-	-	1	50	3.13
Bombas hidráulicas - impulsoras	1	200	1.91	-	-	-
Celdas de flotación	2	75	1.43	-	-	-
Sopladores de baja presión	1	150	1.43	-	-	-
Concentradores	1	60	0.57	-	-	-
Aglomeradores	-	-	-	1	125	7.81
Energía eléctrica (kWh)		208,696.6			31,816.5	

Motores eléctricos de molinos

La potencia que requiere entregar un motor eléctrico a un molino puede variar de 10 hasta 10,000 hp y depende de las dimensiones de los molinos, capacidad de procesamiento de mineral que requiera la planta minera y sus condiciones de

operación. En la tabla 11 se muestra el rango de capacidad de procesamiento ($t h^{-1}$) que puede operar un molino de bolas. En función de las dimensiones efectivas del molino y la potencia mecánica en caballos de potencia (hp) que debe entregar el motor eléctrico para su operación, se observa que los rangos de capacidad de procesamiento de los molinos es amplio en relación a la potencia de los motores, por lo que un molino de menor dimensión y de baja potencia pudiera procesar la misma cantidad de mineral por hora que uno más grande, sin embargo, el mineral procesado tendría un tamaño de partícula más grueso debido a que el tiempo de residencia del mineral dentro del molino sería muy corto.

Tabla 11. Motores y rango de procesamiento de molino de bolas (Modificado de [56])

Diámetro efectivo (m)	Longitud efectiva (m)	Rango de procesamiento ($t h^{-1}$)	Potencia de motor (hp)
0.92	0.92	0.58	10
0.92	1.22	0.79	15
1.22	1.22	0.80 - 3.6	25
1.22	1.52	1.00 - 4.5	30
1.52	1.52	1.70 - 7.9	50
1.52	1.83	2.10 - 9.5	60
1.83	1.83	3.80 - 17.4	125
1.83	2.13	5.10 - 23.2	150
2.13	2.13	6.90 - 30.5	200
2.13	2.44	7.90 - 34.9	250
2.44	2.44	11.10 - 50.2	300
2.44	2.74	12.50 - 56.3	350
2.74	2.74	17.50 - 79.6	450
2.74	3.05	19.40 - 88.5	500
3.05	3.05	28.60 - 129	700
3.05	3.6576	34.70 - 155	800

Cuando el sistema de molienda de una planta es diseñado bajo condiciones específicas de operación y requiere incrementar o disminuir la capacidad de procesamiento, generalmente no se sustituye el motor eléctrico por uno de menor o mayor potencia, se opta por cambiar el nivel de llenado de pulpa, carga de bolas y velocidad de rotación del molino. No obstante, estos cambios impactan

directamente en el tiempo de residencia del mineral dentro del molino y el tamaño de partícula se ve afectado en la descarga del sistema. Si la planta requiere incrementar su capacidad de procesamiento, se opta por habilitar otra línea o circuito de molienda paralelo a los otros sistemas de molienda. En plantas de elevada capacidad de procesamiento, generalmente se utilizan molinos de bolas de dimensiones grandes los cuales son accionados por dos motores eléctricos de potencia alta (dual drive), como se muestra en la figura 14, conectados al molino mediante un anillo dentado.

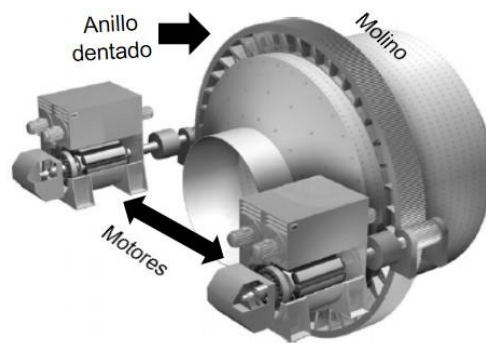


Figura 14. Esquema de molino con doble motor (Modificado de [57])

La compañía minera Copper Mountain en British Columbia opera con un molino SAG de 10.363 m de diámetro y 6.096 m de largo, el cual es accionado por dos motores de 8,500 hp operando con: 15% del volumen en bolas de molienda, 32% de la carga total, 10.08 rpm de velocidad de rotación (76% de velocidad crítica), 2.77 de gravedad específica del mineral, 1.64 t m⁻³ de densidad de mineral en bulk, 1,585 t h⁻¹ de mineral seco (capacidad promedio de procesamiento) un tamaño de alimentación F_{80} de 150,000 μm y una descarga P_{80} de 2,200 μm . Posteriormente, el mineral es transportado a dos molinos de bolas de 7.315 m de diámetro y 12.039 m de largo, cada molino igualmente accionado por dos motores de 8,500 hp bajo las siguientes condiciones de procesamiento: 32% de volumen de carga total, 11.89 rpm de velocidad de rotación (76% de velocidad crítica), un tamaño de descarga P_{80} de 150 μm y una capacidad promedio de procesamiento por cada molino de 795 t h⁻¹ de mineral seco [57].

2.5 Energía renovable en la minería

En México, la energía renovable podría beneficiar a la industria minera, en un esfuerzo para favorecer la nueva construcción de centrales de energía de energía renovable y cumplir con las metas fijadas en la Conferencia de Las Naciones Unidas sobre Cambio Climático (COP21), así como de generar y consumir el 35% de energía limpia para el 2024 y reducir las emisiones de dióxido de carbono (CO_2) para combatir el cambio climático; la CRE elaboró los certificados de energía limpia (CEL) con capacidad de adquirir un valor económico en función de la oferta y la demanda de los participantes en el MEM. Los CEL son títulos electrónicos que son entregados por cada megawatt-hora de energía limpia generado y vendido en el MEM. Estos títulos son proporcionados a las empresas generadoras o aquellos permisionarios con centrales eléctricas con capacidad de más de 0.5 MW. Igualmente, se estipuló adquirir CEL a todos los suministradores de energía en el país, a usuarios finales con centros de carga de más de 1 MW que decidan registrarse ante la CRE en modalidad de Usuario Calificado y a las empresas en abasto aislado que generan o importan energía eléctrica para cubrir necesidades propias, sin que la electricidad se transmita por la Red Nacional de Transmisión o las redes Generales de Distribución. En esta modalidad, la empresa tiene permitido conectarse a la red eléctrica para vender energía excedente o adquirir energía faltante a través del MEM. Igualmente, para crear una demanda creciente de CEL se solicitó en 2018 a las empresas registradas, la adquisición de certificados por cada megawatt-hora dentro del 5% de la energía eléctrica total consumida durante un año y en 5.8% en 2019, lo que produjo un valor promedio de CEL entre \$12 y \$18 USD. Para incrementar la demanda, el porcentaje aumentaría cada año; siendo en 2021 de 10.9% y en 2022 de 13.9%. En caso de no cumplir con la adquisición de CEL, se impone a las empresas multas entre 6 y 50 salarios mínimos por cada certificado no adquirido y la deuda previa de CEL no desaparece [58], [59]. Es importante resaltar que con la intensificación de los efectos del cambio climático, las políticas energéticas serán más rigurosas en todos los países y eventualmente la exigencia de CEL se aplicará a toda la industria de mediano y gran tamaño del país, por lo

que invertir en energía renovable podría beneficiar económicamente a las empresas y reduciría las emisiones CO_2 .

Las energías renovables como la solar fotovoltaica o la eólica, pueden beneficiar significativamente a la industria minera de México, debido a los elevados montos económicos asociados a la energía eléctrica convencional que reciben de la red nacional. En el país, el potencial de energía eólica en el Istmo de Tehuantepec, Oaxaca y la Península de Yucatán, se encuentra entre los mejores del mundo, lo que permite que compañías mineras, individualmente o en asociación puedan establecer su propia central de energía renovable donde se encuentren los mejores potenciales energéticos. Asimismo, mediante un acuerdo de legado, la energía generada en esa central puede ser vendida en el MEM para reducir económicamente el monto consumido en la planta minera bajo las tasas económicas establecidas por la CRE y la SENER [60]. Igualmente, el país cuenta con uno de los potenciales de energía solar fotovoltaica más grandes del mundo; de acuerdo con la figura 15 los estados de Chihuahua, Durango y Zacatecas cuentan en promedio con un máximo de 5.4 horas solares pico u horas en que las centrales fotovoltaicas pueden generar su más alta capacidad de energía. Por tanto, la industria minera en estos estados podría beneficiarse de este recurso.

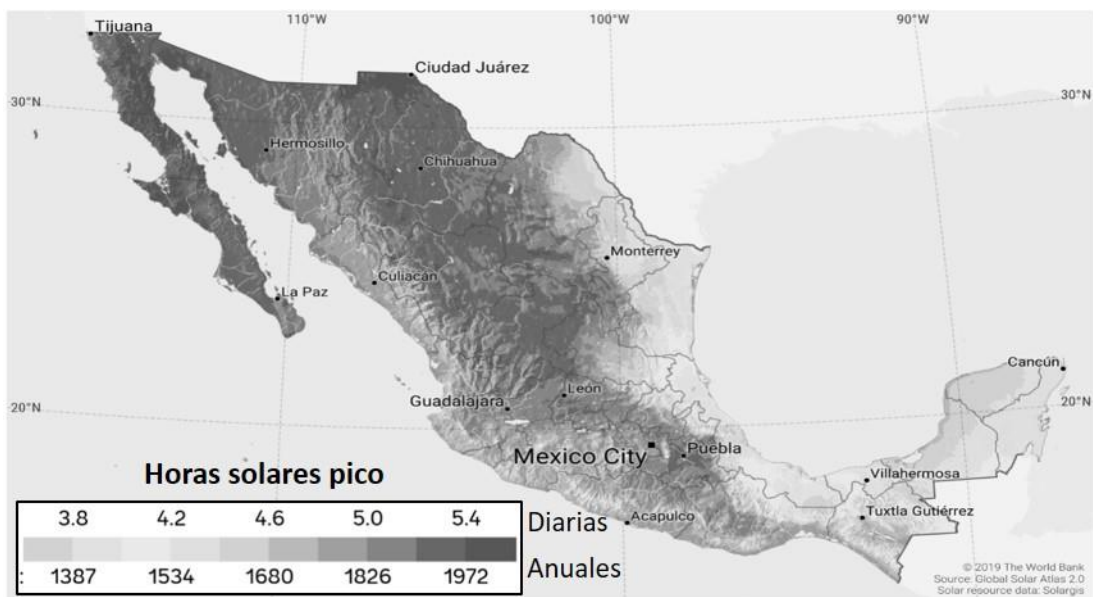


Figura 15. Potencial fotovoltaico de México (Modificado de [61])

Igualmente, la industria minera podría aprovechar la energía solar mediante calentadores solares y/o concentradores fototérmicos, los cuales pueden ser utilizados para incrementar la temperatura del agua y/o solución de proceso, y así aumentar la recuperación de algunos minerales mediante flotación [62], o acelerar la reacción química de lixiviación y mejorar la recuperación de metales preciosos [63]. En México, centros de investigación como la Universidad de Quintana Roo (UQROO), el Centro de Investigación Científica de Yucatán (CICY) o el Instituto de Energías Renovables (IER) de la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM), realizan investigaciones de eficiencia energética y desarrollo de tecnologías de energía renovable, como los sistemas de energía híbridos que utilizan más de una fuente para generar y transformar la energía, la cual posteriormente es utilizada para generar hidrógeno, el cual por su alto contenido energético puede posteriormente ser transformado a energía eléctrica o energía calorífica que puede beneficiar a la industria minera [64], [65].

2.5.1 Planta solar fotovoltaica

Una planta de energía solar fotovoltaica de inclinación fija como se muestra en la figura 16, está compuesta principalmente por módulos fotovoltaicos que transforman la irradiación solar sobre su superficie en energía eléctrica de tipo corriente directa, hasta por un tiempo de operación de 30 años. Generalmente, cada módulo proporciona una capacidad eléctrica de 240 W pico, a una tensión y corriente eléctrica de 40 V y 6 A respectivamente, cuando opera a las horas solares pico de su ubicación. Sin embargo, dependerá de la configuración de celdas fotovoltaicas en cada módulo. Para incrementar la capacidad eléctrica final que requiere entregar la planta, los módulos se conectan en serie para aumentar la tensión eléctrica y en paralelo para incrementar la corriente, posteriormente la corriente en onda directa es transformada a corriente eléctrica alterna o con la mejor forma sinusoidal posible mediante inversores y la tensión se eleva mediante transformadores eléctricos.



Figura 16. Planta solar fotovoltaica Lázaro Cárdenas en Yucatán, México

Usualmente, por cada 1,000 kW de capacidad eléctrica nominal de una planta fotovoltaica se requiere en promedio 1.1 hectáreas de superficie, y según datos de la agencia Energy Information Administration del Departamento de Energía de Estados Unidos, el costo capital de inversión aproximado por cada kilowatt de capacidad es de \$1,783 USD. La Agencia Internacional de Energía Renovable o (IRENA por sus siglas en inglés) estimó el costo promedio de operación y mantenimiento de una planta entre \$10 y \$19 USD por kilowatt de capacidad [66]–[70]. Es importante resaltar que la fuente de energía utilizada en los aerogeneradores y módulos fotovoltaicos para generar energía eléctrica es gratuita, y en el proceso solo emiten en promedio a la atmósfera 21 y 86 g de CO_2 por kilowatt-hora, respectivamente. Paralelamente, mediante combustibles fósiles se emiten en promedio 727 g de CO_2 por kilowatt-hora de energía generada [71].

La energía eléctrica que puede suministrar una planta fotovoltaica en un día normal de operación, así como el beneficio económico que puede proporcionar en México anualmente, se puede estimar mediante las ecuaciones (33) y (34):

$$EEF = CEF \cdot HSP_F \cdot CVE \quad (33)$$

$$BEF = (EEF \cdot 365) + (NCELS \cdot CVCl) - (CEF \cdot COF) \quad (34)$$

Donde EEF es la energía eléctrica diaria promedio que puede suministrar una planta fotovoltaica, CEF es la capacidad eléctrica de la planta (kW), HSP_F son las horas solares pico fotovoltaicas promedio, CVE es el costo de venta por kilowatt-hora producido en la planta, BEF es el beneficio económico anual de una planta, $NCELS$ es la cantidad total de certificados de energía otorgados por el total de megawatts-hora producidos durante el año, $CVCl$ es el precio de venta promedio por cada CEL y COF es el costo de operación y mantenimiento promedio por cada kilowatt de una planta fotovoltaica.

Capítulo III

Metodología de estimación de costos por la energía eléctrica consumida por una planta de beneficio de minerales y un molino de bolas

El cálculo de costos económicos por el cobro de la energía eléctrica consumida por la industria minera en los estados de Zacatecas, Durango, Sonora, Chihuahua y Guerrero se realizó debido al número de plantas mineras de pequeña y mediana capacidad de procesamiento, así como a la importancia económica que representa la minería en estas entidades federativas. La tendencia del costo de energía se calculó mediante la estimación económica del consumo de energía eléctrica de un molino de bolas de la mina subterránea La Colorada (Pan American Silver Corp.) en el municipio de Chalchihuites (Zacatecas, México), así como el consumo anual de 66,869 MWh realizado por el complejo minero. Para estimar el costo de la energía, identificar los estados con menor costo, e identificar las estrategias de reducción de gastos eléctricos, se desarrolló una herramienta informática de acceso libre. Esta herramienta fue programada con la metodología actual para el cobro de la energía eléctrica a las plantas mineras (A/058/2017 de CFE), las tarifas fijas de cargos mensuales y los costos de tarifa horaria oficiales de la compañía eléctrica en tarifa industrial DIST para cada mes del 2018 en función de las divisiones geográficas tarifarias: Norte, Bajío, Noroeste, Baja California, Golfo Centro, Jalisco, Centro Sur, Centro Oriente y Centro Occidente, en correspondencia a los estados mencionados.

Consecuentemente, utilizando este programa se proyectó el costo de la energía eléctrica en cada municipio de los estados de Zacatecas, Durango, Sonora, Chihuahua y Guerrero, realizando diversas evaluaciones y modificando las variables que pudieran influir en el cobro de la energía eléctrica a la planta, como son: costo por kilowatt-hora en cada división tarifaria geográfica, factor de potencia y día programado de paro de operaciones del complejo minero. Posteriormente, se estimó la variación de potencia eléctrica y energía de un molino de bolas mediante

el modelo Hogg – Fuerstenau en función de los parámetros operativos de: llenado de carga y bolas, densidad de mineral, velocidad crítica y porcentaje de sólidos en molino, y se determinó el costo de la energía utilizando los precios por kilowatt-hora obtenidos para cada estado. Finalmente, con los resultados obtenidos se analizaron e identificaron algunas estrategias que podrían ser aplicadas para disminuir los costos por el cobro de la energía eléctrica a una planta minera en actual y futura operación.

3.1 Consideraciones de estimación

La estimación de costos por la energía eléctrica consumida por la mina La Colorada, así como la proyección de costos en cada uno de los estados, se debe a que es un complejo minero de extracción subterránea y beneficio de plata, oro, zinc y plomo mediante dos plantas de beneficio de minerales; una de sulfuros y otra de óxidos, con capacidad de 1,200 y 600 t d⁻¹, respectivamente. Igualmente, el complejo tiene un consumo anual de 66,869,000 kWh y recibe su energía en nivel de tensión de subtransmisión, por esta razón, engloba un alto porcentaje de plantas de pequeña y mediana capacidad de procesamiento en México. Así como, la estimación realizada al molino de bolas elegido del complejo minero se debe a que, en dimensiones y volumen efectivo de carga, es ampliamente utilizado en plantas mineras de pequeña y mediana capacidad.

3.1.1 Operación del complejo minero

La estimación económica para la proyección de la energía eléctrica consumida por la mina se realizó considerando las operaciones de extracción, beneficio y procesamiento en un intervalo de 24 horas al día durante 353 días al año. El día de paro de planta se consideró el 28, 30 o 31 según el mes correspondiente, por lo que el consumo de energía eléctrica promedio diario fue de 189,431 kWh, resultado de dividir un consumo anual de 66,869 MWh entre 353 días de operación al año. Igualmente, debido a que durante la operación de la mina la potencia eléctrica varía

ligeramente, se estableció una demanda de potencia eléctrica promedio invariable diaria de $7,893 \text{ kW d}^{-1}$, resultado de dividir el promedio diario de energía eléctrica entre 24 horas. Así, el utilizar solo una única variable de potencia eléctrica facilitará la estimación de costos por la energía consumida, y permitirá al usuario mediante la herramienta computacional realizar estimaciones de forma simple y sin perder precisión en la evaluación. Igualmente, se consideró que la mina no es acreedora al cargo por derecho al alumbrado público (*DAP*), debido a que las plantas usualmente se encuentran en zonas geográficas de difícil acceso y no utilizan la luz de los municipios. El factor de potencia (*FP*) mensual estudiado fue 85% debido a que los motores eléctricos de los molinos usualmente se encuentran sobredimensionados para operar bajo diferentes regímenes de operación, no se aprovecha toda la energía eléctrica para generar un trabajo útil y generalmente no se monitorea constantemente este factor en mineras de mediana y pequeña capacidad de procesamiento. Finalmente, se tomó en cuenta que el complejo minero La Colorada, por la potencia eléctrica que consume y el nivel de tensión de 115 kV que recibe por el servicio de CFE, se encuentra clasificado en la tarifa eléctrica industrial DIST y no se aplica el cargo por distribución (*D*), debido al rango de tensión aplicable a este cargo económico establecido en la SENER.

3.1.2 Operación de molino de bolas

El molino de bolas manufacturado por la compañía Nordberg opera como unidad de molienda primaria en la planta de óxidos. El molino se diseñó originalmente para procesar 600 t d^{-1} y cuenta con un diámetro de 2.9 m y longitud de 3.4 m. El molino se alimenta con un mineral de densidad promedio de 2.9 t m^{-3} y con bolas de molienda de 76 mm de diámetro con densidad de 7.85 t m^{-3} . Debido a la falta de información operativa de la compañía, las dimensiones internas efectivas se tomaron a partir de las dimensiones externas del molino, y se establecieron los siguientes parámetros como operación media de procesamiento: un llenado de pulpa en los intersticios de las bolas de 100%, un sobrellenado de pulpa de 0%, un ángulo de levantamiento de carga de 35° , una velocidad crítica de 72.5%, un

volumen de llenado de carga y bolas de 35%, así como un porcentaje de sólidos en molino de 77.5%. Estos valores fueron determinados entre el límite inferior y superior de las condiciones normales y recomendadas de operación de un molino de bolas descritos (punto 2.3). Finalmente, las pérdidas de energía del motor del molino se consideraron en 8%, debido principalmente que el motor del molino opera a una altitud de 2,000 m en el estado de Zacatecas y que generalmente los motores en plantas mineras son de tipo asíncronos y tienen un desgaste operativo.

3.1.3 Tarifas eléctricas horarias

Los periodos horarios y sus respectivas tarifas eléctricas: base, intermedia, semipunta y punta, para cada mes y correspondientes a las divisiones geográficas: Norte, Bajío, Noroeste, Golfo Centro, Jalisco, Baja California, Centro Sur, Centro Oriente y Centro Occidente, se obtuvieron de las actualizaciones mensuales del 2018 publicadas por CFE en la tarifa industrial DIST. Posteriormente, los periodos horarios y sus correspondientes costos por kWh, se registraron y clasificaron en hojas de cálculo de Excel en función del transcurso horario de cada día, mes y entidad federativa según la compañía eléctrica, en el orden siguiente:

- Zacatecas: Bajío, Golfo Centro y Jalisco
- Durango: Norte, Bajío y Noroeste
- Sonora: Baja California y Noroeste
- Chihuahua: Norte
- Guerrero: Centro Occidente, Centro Sur y Centro Oriente

3.1.4 Tarifas fijas eléctricas de evaluación

Las tarifas fijas para cada mes del 2018 correspondientes a la tarifa eléctrica DIST se obtuvieron de las publicaciones y acuerdos oficiales de CFE, la tarifa de transmisión para el cargo de transmisión eléctrica (T) fue \$0.1585 por kilowatt-hora (\$MXN kWh⁻¹) y se obtuvo del acuerdo A/045/2018, mientras que la tarifa para el cargo por los servicios conexos no incluidos en el MEM ($SCnMEM$) fue de \$0.0054

(\$MXN kWh⁻¹) y la constante de factor de carga (*F.C.*) de 0.74; ambos valores publicados en el anexo B del acuerdo A/058/2017 de CFE. El cargo por operación del suministrador de servicios básicos de energía eléctrica (*OSSB*) para las divisiones Norte, Bajío, Noroeste, Golfo Centro, Jalisco, Baja California, Centro Sur, Centro Oriente y Centro Occidente fueron: \$2,779.86, \$1,308.62, \$1,775.19, \$1,343.48, \$1,460.41, \$1,966.14, \$1,423.50, \$1,285.68 y \$1,147.9 MXN respectivamente. Las tarifas por el cargo por capacidad (*TCC*) para todas las divisiones geográficas tarifarias, con excepción de Baja California, para cada mes de enero a diciembre, fueron: \$206.83, \$195.84, \$230.52, \$253.48, \$281.31, \$309.38, \$352.60, \$401.28, \$455.57, \$454.51, \$444.34 y \$353.32 MXN, en el orden de meses correspondiente. Para Baja California fueron: \$187.22, \$178.66, \$225.02, \$247.43, \$274.60, \$302.01, \$344.19, \$391.70, \$444.71, \$443.67, \$433.75 y \$344.89 MXN. La tarifa para el cargo del Centro Nacional de Control de Energía (*Cen*) se consideró equivalente a \$6.1186 por megawatt-hora (\$MXN MWh⁻¹) y se obtuvo del acuerdo A/004/2018 del CENACE. La tarifa porcentual por derecho al alumbrado público (*PDAP*) fue de 8%, mientras que la tarifa por impuesto al valor agregado (*PIVA*) para el 2018 fue de 16% para todas las entidades federativas del país.

3.2 Desarrollo de herramienta informática de estimación

La herramienta informática de acceso libre de nombre Costo Eléctrico de Mineras (COSEMIN), para estimar los costos económicos por la energía eléctrica consumida en un complejo minero, se desarrolló en la plataforma de Microsoft Excel utilizando las herramientas Macros y lenguaje BASIC, incluidos en el apartado de Visual Basic para aplicaciones del programa Excel. La herramienta informática incluyó funciones matemáticas programadas en celdas de hojas de cálculo de Excel, en correspondencia a las ecuaciones y metodología oficial publicada por CFE (A/058/2017), así como las tarifas fijas de cargos y las tarifas horarias específicas de las divisiones tarifarias regionales. La herramienta informática se desarrolló de forma intuitiva para que el usuario, mediante las variables requeridas en la

metodología de CFE, pueda estimar el costo económico por la energía eléctrica consumida por un complejo minero según su ubicación estatal y municipal; El proceso de estimación y cálculo que se programó en la herramienta computacional es el siguiente:

Se introduce la potencia nominal de la planta de beneficio en kW, posteriormente se ingresa $D_{max_{punta}}$ que es la demanda máxima de kW durante el tiempo de operación de la planta, no obstante, debido a que esta potencia tuvo que demandarse en un periodo mínimo de 15 minutos, si no se conoce, puede estimarse como los kW ingresados inicialmente. Paso seguido, se establecen d que son los días totales del mes de cobro por la energía eléctrica, y FP que es el factor de potencia global de planta, si este no se conoce, se puede ingresar el total de kVArh consumidos durante el tiempo d . Posteriormente, de la tarifa eléctrica j que es la tarifa DIST, se selecciona m que el mes de operación e i que es la división geográfica tarifaria regional; esto se hace para delimitar específicamente los costos por hora que existen cada día en el mes seleccionado. Consecuentemente, se determina $E_{i,j,m}$ mediante la selección de cada hora que se operó durante el mes en función de cada día de la semana; con la selección anterior se suma automáticamente el número total de horas de operación al mes y el costo total por el consumo de energía mediante la ecuación (9). Paso seguido, se determina $Q_{mensual}$ mediante el producto de las horas totales de operación por los kW nominales de la planta, lo que da como resultado el total kWh consumidos durante el mes. Después, se realiza el producto entre $E_{i,j,m}$ y $Q_{mensual}$ para determinar el cobro preliminar por la energía eléctrica consumida. Posteriormente, la herramienta computación determina DMP mediante la ecuación (11), donde se selecciona la potencia mínima comparando $D_{max_{punta}}$ y el resultado de dividir $Q_{mensual}$ entre el producto de 24, d y $F.C.$; El factor de carga o $F.C.$ es publicado por CFE y es el resultado de la relación entre la demanda promedio de un grupo tarifario eléctrico y la demanda máxima de potencia, en 2018 para la tarifa eléctrica DIST fue 0.74. Paso seguido, se determina el cargo por demanda facturable o $C_{i,j,m}$ mediante la ecuación (10), la cual es el producto entre DMP y $TCC_{i,j,m}$. El $C_{i,j,m}$ es un cargo

monetario aplicado a la potencia eléctrica máxima que demanda una planta industrial, así como $TCC_{i,j,m}$ es la tarifa en pesos por kilowatt (\$MXN kW⁻¹), la cual es publicada para cada mes y tarifa regional por CFE. Luego, se determina el cargo por la generación de energía eléctrica suministrada a la planta o $G_{i,j,m}$ mediante la ecuación (8), donde el programa se retroalimenta de los resultados de $C_{i,j,m}$, $E_{i,j,m}$ y $Q_{mensual}$. Enseguida, se calcula la tarifa final del suministro básico o $TFSB_{i,j,m}$ mediante la ecuación (7), este cálculo se retroalimenta de $Q_{mensual}$ y $G_{i,j,m}$, así como de las tarifas eléctricas $OSSB_{i,j}$, $SCnMEM$, Cen , T_j y $D_{i,j}$; estas tarifas son cambiantes y en conjunto se cobran para mantener una correcta operación de la red eléctrica nacional y sus instituciones. Las tarifas incluidas en COSEMIN se especifican en el punto 3.1.4 y se describen en el punto 1.6. A continuación, se determina el factor de porcentaje del aporte económico por factor de potencia o $PAFP$ mediante la ecuación (6), donde en función del FP se aplica una ecuación u otra; si el FP es ≥ 90 se aplica una bonificación económica y si es < 90 aplica una penalización. Consecuentemente, se evalúa el aporte por factor de potencia o AFP mediante la ecuación (5), donde COSEMIN se retroalimenta de los resultados de $TFSB_{i,j,m}$ y $PAFP$. Paso seguido, se determina el subtotal de costo por la energía eléctrica o $SC_{i,j,m}$ mediante la ecuación (2), la cual es la suma de los resultados de AFP y $TFSB_{i,j,m}$. A continuación, se determina el aporte económico por el Derecho al Alumbrado Público o DAP mediante la ecuación (3) y el Impuesto al Valor Agregado o IVA mediante la ecuación (2), ambos son el producto entre $SC_{i,j,m}$ y su respectivo porcentaje de impuestos que exista en la región, generalmente 8% y 16%, respectivamente. Finalmente, se determina el costo total de la factura por la energía eléctrica consumida por la planta minera o $CTE_{i,j,m}$ mediante la ecuación (1), que es la suma entre $SC_{i,j,m}$, DAP e IVA .

En la figura 17 se muestra el diagrama de flujo para la estimación de costos por el consumo de energía eléctrica de una planta minera. Debido a que la herramienta programada se desarrolló con datos de CFE, SENER y CRE del año 2018, esta se flexibilizó para que el usuario pueda actualizar las tarifas eléctricas y variables de control, y así estimar de forma precisa los costos de energía eléctrica para años

posteriores. En el anexo 3 se encuentra el manual de usuario para utilización de la herramienta de estimación.

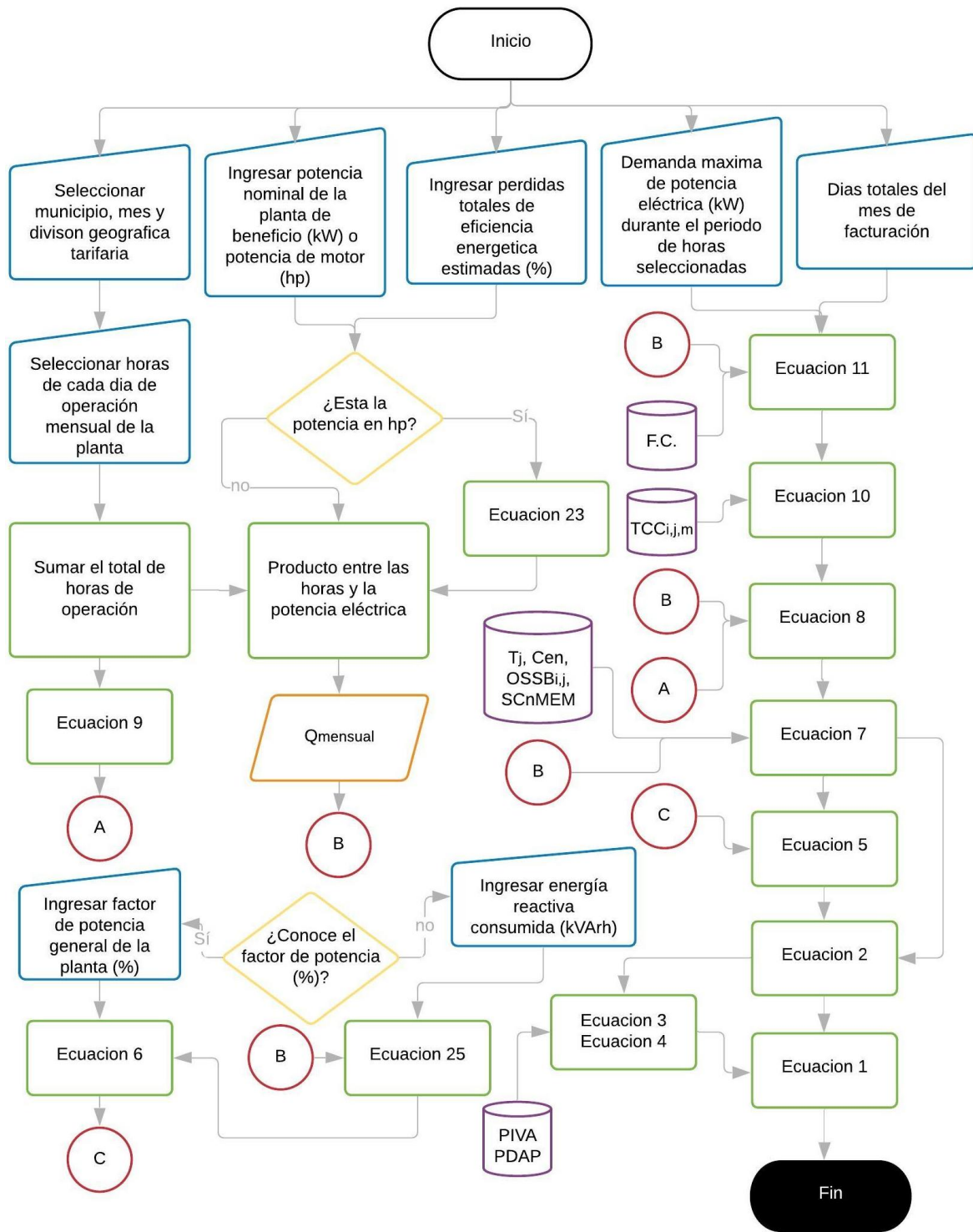


Figura 17. Diagrama de flujo de COSEMIN

3.3 Costo de la energía eléctrica e influencia geográfica

Para estimar el costo total de energía eléctrica durante los meses del año 2018, en función de las tarifas para cada división geográfica de los estados de Zacatecas, Durango, Sonora, Chihuahua y Guerrero, se hicieron evaluaciones en la herramienta desarrollada (COSEMIN), manteniendo las consideraciones de la sección 3.1, así como los cargos económicos de las tarifas fijas y modificando las tarifas eléctricas horarias en correspondencia de cada mes y divisiones regionales tarifarias. Asimismo, se hicieron las siguientes consideraciones: la demanda máxima de potencia eléctrica (DMP) se determinó como la demanda máxima de potencia en tarifa punta ($D_{max_{punta}}$) con un valor promedio de 7,893 kW; El consumo de energía eléctrica mensual ($Q_{mensual}$) se tomó como el producto de la energía eléctrica promedio diario (189,431 kWh) por la cantidad total de días de cada mes de operación de la mina, sin contar el día de paro programado; mientras que los días totales de facturación (d) se consideraron como todos los días del mes. Consecuentemente, el cargo por energía eléctrica consumida al mes (E) se determinó sumando todas las tarifas horarias durante el transcurso de las 24 horas, desde el primer día de cada mes hasta el penúltimo día antes de finalizar el mes de facturación, debido a que ese día se estableció como paro de operación de planta. Posteriormente, el resultado se multiplicó por la potencia eléctrica promedio de 7,893 kW y se obtuvo el monto en pesos mexicanos por el cargo de energía eléctrica consumida al mes. Después, se sumaron todos los montos económicos de enero a diciembre y se obtuvo un costo total anual, el cual se dividió por el total de kilowatts-hora consumidos al año para determinar un costo promedio por kilowatt-hora (\$MXN kWh⁻¹). De la misma forma, el proceso se aplicó con todas las divisiones regionales tarifarias y sus tarifas eléctricas respectivas. Finalmente, con los resultados obtenidos se determinó la diferencia económica anual existente entre cada división geográfica, se clasificaron los municipios en función del costo de la energía de cada estado y se desarrollaron mapas geográficos en función del costo de la energía y plantas mineras en el país, tomando como base los mapas geográficos de INEGI y las plantas minero-metalúrgicas operativas del 2018 según los panoramas mineros de SGM.

Validación de la herramienta computacional

La herramienta COSEMIN se validó comparando los resultados de la tendencia del costo promedio por kilowatt-hora (\$MXN kWh⁻¹) de cada mes obtenidos de la estimación del punto 3.3 con los costos de energía del 2018 mostrados en la figura 18 (informe 2019 de la Cámara Minera de México, Comisión Reguladora de Energía). En la figura se observa el costo promedio por kWh en tarifa industrial de alta tensión o DIT para cada división tarifaria regional de enero a diciembre del 2018. No obstante, la tarifa de alta tensión sigue la misma metodología de cálculo que la tarifa DIST, pero con tarifas eléctricas más pequeñas, por lo que el costo por la energía presenta la misma tendencia durante el transcurso de los meses.

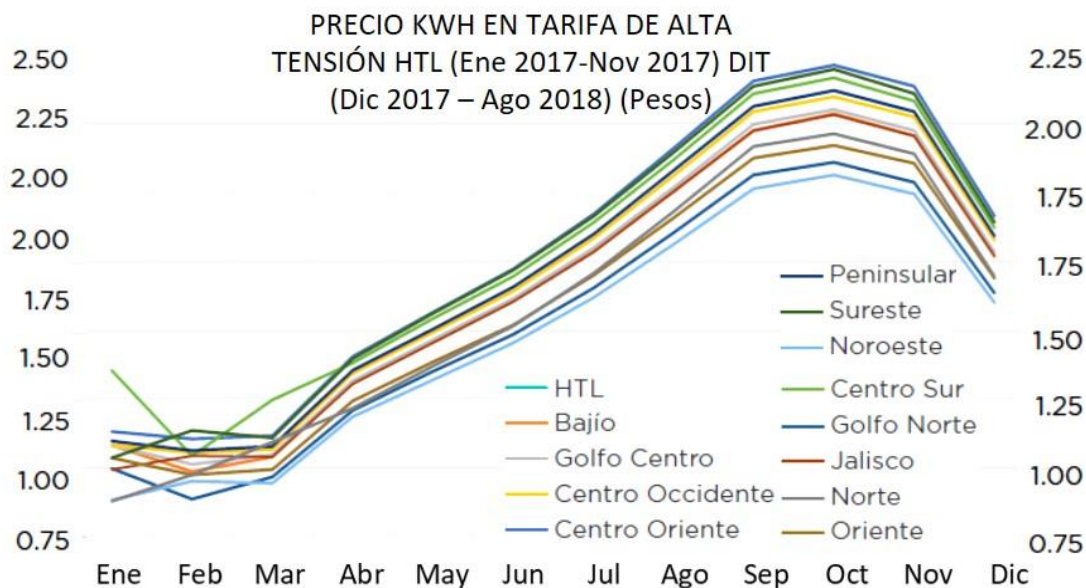


Figura 18. Costo por kilowatt-hora en tarifa DIT 2018 (Modificado de [72])

Costo de la energía por tonelada procesada

Para estimar un índice global que aproxime el costo promedio de la energía eléctrica total utilizada para procesar una tonelada de mineral en una planta minera, se determinó el promedio de los kWh t⁻¹ de las plantas mineras mostradas en la tabla 5, esto debido a la variedad en la capacidad de procesamiento de cada planta, tipo de extracción (subterránea, tajo abierto o ambos), proceso de producción y valor

obtenido, así como los diversos consumos de energía. Las plantas mineras fueron: Peñasquito (GoldCorp), La Colorada y Dolores (Pan American Silver Corp), ELG (Torex Gold), Fresnillo, Ciénega, Herradura, Saucito, Noche Buena, San Julián Vetas y San Juan JM (Fresnillo PLC) y El Coronel, San Felipe, Asientos, Tayahua, San Francisco del Oro, María, Porvenir, Concheño y Ocampo (Frisco). Se realizó el producto de los GWh año⁻¹ consumidos por las plantas por 1,000,000 para dimensionarlos a unidades de kWh año⁻¹, posteriormente se realizó el producto de las t h⁻¹ por 24 horas y 365 días, para estimar el total de toneladas procesadas al año (t año⁻¹). Paso seguido, se dividió los kWh año⁻¹ entre t año⁻¹ para obtener de los kWh t⁻¹ de cada planta y se determinó un promedio general de todos los kilowatt-hora por tonelada. Consecuentemente, el resultado se multiplico por cada \$MXN kWh⁻¹ de las divisiones tarifarias regionales resultantes del punto 3.3, para estimar el costo promedio de la energía eléctrica total utilizada para procesar una tonelada de mineral. Paso seguido, se estimó el costo de energía de molienda de minerales de plomo, zinc, cobre, plata, oro, níquel, manganeso, potasio y titanio, así como minerales sulfurosos de alta pureza de galena, pirita, pirrotita, y minerales de óxido de hierro como magnetita, hematita y taconita, mediante la determinación de un índice de trabajo promedio general (kWh t⁻¹) para cada mineral mostrado en la tabla 9; la selección de estos minerales se deben a su volumen de extracción, valor económico y presencia en las operaciones mineras. Posteriormente, se realizó el producto de los Wi de Bond promedio por los \$MXN kWh⁻¹ predominante en los estados de Zacatecas, Durango, Chihuahua, Sonora y Guerrero obtenidos en el punto 3.3. Finalmente, los resultados se compararon porcentualmente en función del costo de energía en molienda entre los estados.

Costo de la energía en días de paro de planta

Para determinar los días con bajo y alto costo para realizar el paro de operaciones, se realizó una sumatoria de todos los costos tarifarios horarios durante el transcurso de cada día desde 01 de enero al 31 de diciembre. Consecuentemente, el resultado de cada día se dividió entre 24 horas y se repitió el proceso para todas las divisiones

tarifarias regionales geográficas de cada estado. Después, se agruparon los días y se determinó un promedio general según el mes, para cada división geográfica tarifaria. Posteriormente, se determinó el costo total promedio parcial por kilowatt-hora para cada día según las tarifas geográficas existentes y se realizó una equivalencia porcentual con el costo total promedio por kilowatt-hora de las divisiones geográficas tarifarias, exceptuando la tarifa regional de Baja California debido a su elevada diferencia de costos eléctricos. Finalmente, utilizando COSEMIN se determinó la influencia económica total por el día de paro de planta, mediante evaluaciones semejantes a las antes descritas, pero se sustituyó el día de paro de planta por el último día viernes de cada mes para determinar la disminución en el costo anual de la energía, y posteriormente se evaluó con el día domingo para determinar el incremento en el costo, esto debido a que se observó que en promedio el costo de la energía es más alto para los días miércoles, jueves y viernes, así como un costo menor para los domingos.

Costo horario de la energía eléctrica

Para estimar la variación de los costos de la energía eléctrica para cada hora durante el transcurso de un día, se agruparon en hojas de cálculo de Microsoft Excel todas las tarifas horarias de 00:00 a. m. a 11:00 p. m. de todos los meses y divisiones geográficas contenidas en la herramienta COSEMIN, exceptuando la tarifa regional de Baja California. Posteriormente, se determinó un promedio global para cada hora durante el transcurso del día y se realizó una equivalencia proporcional para cada hora en relación con el costo total promedio por kilowatt-hora de todas las divisiones regionales geográficas tarifarias. Finalmente, con los resultados obtenidos de todas las horas se determinó la diferencia porcentual entre los horarios con bajo, medio y alto costo promedio por kilowatt-hora.

3.4 Influencia económica por factor de potencia

Para estimar los cambios en el costo total por la energía consumida en el complejo minero y su relación con el factor de potencia global de la planta, se realizaron diversas evaluaciones en COSEMIN, utilizando las consideraciones y tarifas descritas en el punto 3.3, pero se varió el factor de potencia (*FP*) en: 75%, 80%, 85%, 90%, 95% y 100%. Esto para obtener 3 escenarios de incremento y 3 escenarios de reducción de costos. Paso seguido, se determinó la diferencia económica para cada factor de potencia en función del costo total promedio de todas las divisiones tarifarias regionales. Después, se estimó el monto económico aproximado de inversión de bancos de capacitores para incrementar el *FP* de 85% a 95% cuando se tiene una demanda de potencia eléctrica de 7,893 kW (punto 3.1.1). Para determinar el total de kVAr requeridos por la planta minera se sustituyó los factores de potencia y kilowatts en la ecuación (26), y se realizó el producto entre el total de kVAr por el índice de inversión de \$30 USD kVAr⁻¹, este índice representa el costo capital requerido de inversión por cada kVAr necesario para los bancos de capacitores. Finalmente, el resultado se convirtió a pesos mexicanos mediante la divisa promedio del 2018 mostrada en el anexo 1 y se hizo la equivalencia porcentual con el gasto económico promedio por energía eléctrica al mes.

3.5 Influencia energética y económica de operación de molino

Para estimar el costo por la energía eléctrica consumida por un molino de bolas en función de sus parámetros de operación, se consideraron tres regímenes de operación: condiciones bajas, medias y altas. Para determinar el consumo de energía eléctrica del molino en regímenes de baja y alta operación de procesamiento, se utilizaron las condiciones conocidas del molino descritas en el punto 3.1.2, así como los parámetros de límite inferior y superior expuestos en el punto 2.3. Estos valores fueron: velocidad crítica de 65 y 80%, porcentaje de sólidos de 75% y 80%, volumen de llenado de carga y bolas de 30% y 40%, densidad de mineral de 2.61 y 3.19 t m⁻³ (variación de 10% con respecto a la densidad promedio de operación), respectivamente para baja y alta operación. Para estimar la potencia

eléctrica mediante el modelo Hogg–Fuerstenau se determinó la densidad aparente de la carga, sustituyendo los parámetros en las ecuaciones (15) a la (20) y se evaluaron las condiciones conocidas del molino, así como los parámetros correspondientes de baja y alta operación en la ecuación (14). Para obtener la energía eléctrica consumida por el molino durante un día, se evaluó la potencia y las pérdidas de motor estimadas con la ecuación (22). Después, se multiplicó la potencia resultante por 24 horas de un día continuo de operación y se determinó la energía eléctrica consumida por el molino en condiciones de media operación, replicando el procedimiento con los parámetros de operación expuestos en el punto 3.1.2. Igualmente, se realizaron 24 evaluaciones para estimar la influencia energética por la variación operativa del molino, mediante la metodología y parámetros utilizados en condiciones de media de operación. Sin embargo, solo se modificó para cada evaluación un único parámetro para cada variable, como se resume en la tabla 12. Finalmente, las variaciones del costo de la energía eléctrica anual en función de las condiciones operativas del molino se determinaron mediante el producto de la energía consumida por el molino en un año y el costo total por kilowatt-hora promedio general de todas las entidades federativas, con excepción de la tarifa regional de Baja California por su bajo costo de la energía respecto al resto de tarifas.

Tabla 12. Parámetros de operación de molino de bolas

Evaluación:	1	2	3	4	5	6
Velocidad crítica (%)	65	68	71	74	77	80
Porcentaje de sólidos (%)	75	76	77	78	79	80
Densidad de mineral ($t\ m^{-3}$)	2.61	2.73	2.84	2.96	3.07	3.19
Nivel de llenado de carga y bolas (%)	30	32	34	36	38	40

Capítulo IV

Resultados y discusión de la tendencia de cobro de la energía eléctrica por la operación de una planta de beneficio de minerales y un molino de bolas

4.1 Tendencia mensual en el costo de la energía eléctrica de una planta de beneficio de minerales

Los resultados para determinar la tendencia y variabilidad económica mensual por el costo total de energía eléctrica consumida por una planta de beneficio de capacidad de procesamiento de 1,800 t d⁻¹ y un consumo de 66,869,000 kWh de energía eléctrica al año, y los costos promedio por kilowatt-hora en función de su región de cobro, se muestran en la figura 19. Las tendencias son para las regiones: Bajío, Jalisco, Baja California, Centro Oriente, Norte, Golfo Centro, Noroeste, Centro Sur y Centro Occidente.

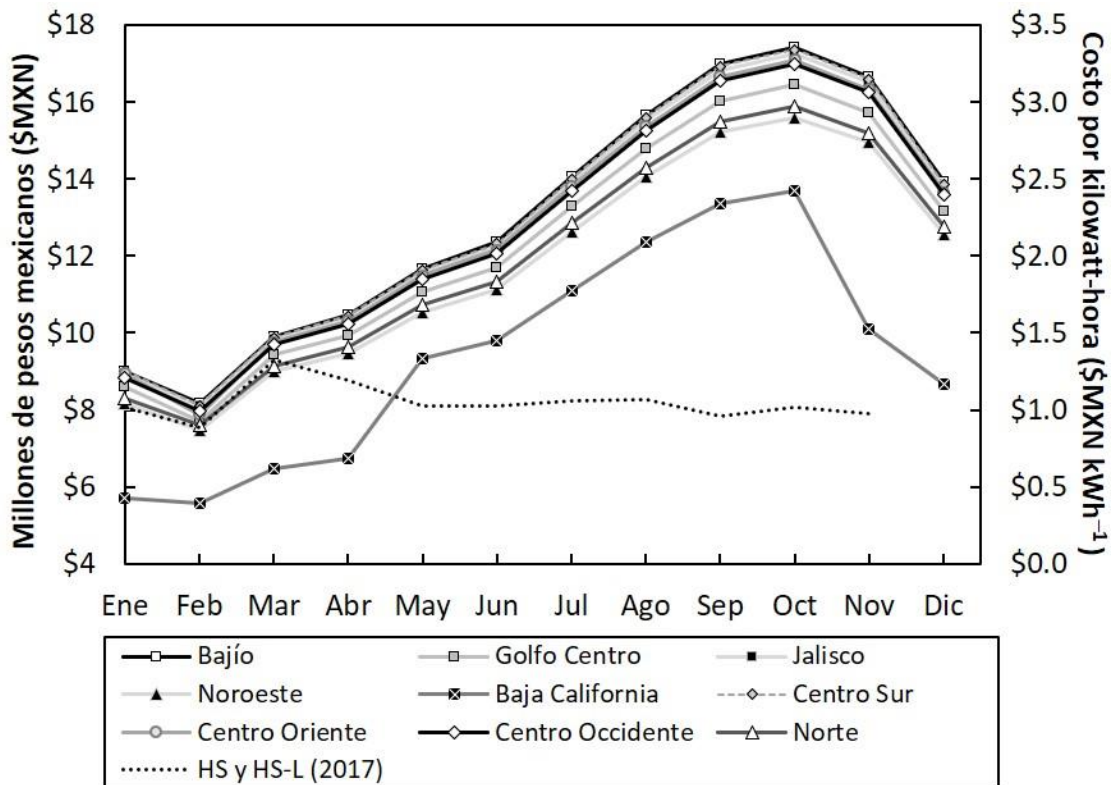


Figura 19. Tendencia del costo de la energía eléctrica en tarifa DIST 2018

La Figura 21 muestra la tendencia del costo de la energía si se hubiera realizado el mismo consumo energético en el año 2017 respecto al 2018, antes de la modificación a la metodología de cobro establecida por CFE (línea punteada). En 2017 el costo a partir de febrero se incrementaba casi linealmente hasta el mes de octubre, posteriormente durante los meses de noviembre y diciembre había una disminución del costo de energía a un nivel semejante al de septiembre y agosto. A partir del 2018, el costo total de la energía eléctrica por las operaciones de planta se incrementó 35% aproximadamente. Debido a esto, una planta mediana de beneficio de minerales con un consumo de energía promedio al mes de 5,572,417 kWh, destina mensualmente \$12,550,228 MXN en energía eléctrica. En el periodo enero-junio destina \$9,909,976 MXN y de julio-diciembre se incrementa 53.28%, es decir \$15,190,479 MXN. La tarifa regional de Baja California es considerablemente menor y mantiene una tendencia semejante al resto de las tarifas regionales, pero con un elevado incremento del costo de la energía de abril a mayo, así como una alta disminución en el costo desde el mes de octubre hasta diciembre. Sin embargo, el costo promedio de la energía al mes de Baja California es de \$9,405,119.7 MXN, lo que representa un costo 25.06% menor, lo que beneficiaría la instalación de una mina de mediana capacidad que sea instalada en la región. Este comportamiento es debido a la cercanía de los gasoductos de la central de generación eléctrica en la frontera de Baja California y que parte de los costos de las operaciones eléctricas de la red de esta división es proporcionado por la venta de energía al estado de California en Estados Unidos. Por esta razón, el costo de la energía en los estados de Baja California y Baja California Sur es bajo.

Costo anual de la energía eléctrica

La estimación del costo promedio anual por una energía eléctrica consumida de 66,869,000 kWh por la planta La Colorada se muestra en la figura 20. Se observa que, para el mismo consumo de energía eléctrica al año, en cada división geográfica tarifaria se destina entre \$140,801,443.22 MXN y \$156,260,773.01 MXN, siendo el promedio \$148,531,108 MXN al año. Para la tarifa regional de Baja California la

estimación de \$112,861,436 MXN representa un costo 24% menor con respecto al promedio anual, y 27.77% menor si se compara con la tarifa más alta (Bajío).

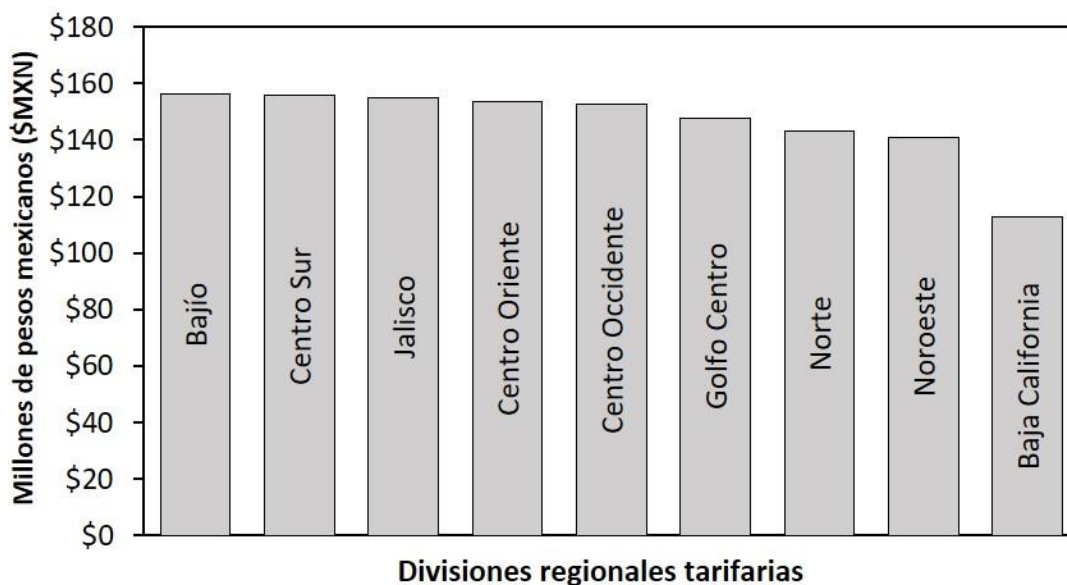


Figura 20. Costo total por la energía eléctrica anual vs división tarifaria regional

Costo promedio por kilowatt-hora y costo de la energía por tonelada procesada

El costo promedio por kilowatt-hora estimado para las divisiones tarifarias regionales y el costo de la energía total utilizada para procesar una tonelada de cualquier mineral se muestran en la tabla 13. El comportamiento muestra que cada región es acreedora a un costo promedio por kilowatt-hora diferente, lo que corresponde a un costo diferente en la energía utilizada para procesar una tonelada de mineral que mantenga las mismas características. En promedio el costo por kWh consumido por una planta es de \$2.25 MXN, sin embargo, la división tarifaria Bajío tiene el costo por kWh más alto de \$2.34 MXN, mientras que la división Noroeste y Baja California, tienen un costo menor de \$2.11 y \$1.69 MXN, respectivamente. Igualmente, debido a que desde que se mina un mineral hasta que se procesa se utiliza energía eléctrica, en promedio se destina un total de 30.12 kWh por tonelada, en la tabla se observa que tendría un costo en energía aproximado de \$67.84 MXN t⁻¹, así como un costo de \$70.38 MXN t⁻¹ en la tarifa Bajío y \$50.84 MXN t⁻¹ en la tarifa de Baja California. Esta diferencia de costos en la energía se debe en gran medida al tipo

de centrales eléctricas en los estados, condiciones climatológicas, orografía, sistemas eléctricos involucrados en la transmisión y distribución de la energía, así como la tendencia en la demanda de energía.

Tabla 13. Costo promedio por kilowatt-hora vs división tarifaria regional

División geográfica tarifaria	Costo total promedio por kilowatt-hora (\$MXN kWh ⁻¹)	Costo promedio de energía por tonelada procesada (\$MXN t ⁻¹)
Bajío	\$2.34	\$70.38
Centro Sur	\$2.33	\$70.17
Jalisco	\$2.32	\$69.76
Centro Oriente	\$2.30	\$69.13
Centro Occidente	\$2.28	\$68.72
Golfo Centro	\$2.21	\$66.63
Norte	\$2.14	\$64.48
Noroeste	\$2.11	\$63.42
Baja California	\$1.69	\$50.84
Promedio:	\$2.25	\$67.84

Si bien una planta minera en operación no puede trasladarse a otra región para aprovechar los bajos costos de energía, los corporativos mineros pueden tomar en consideración para futuros proyectos, el costo-beneficio de desarrollar nuevas plantas mineras en las regiones con bajo costo de energía en función de los yacimientos mineros de la región y la utilidad económica que más les beneficie. Por esta razón, en la tabla 14 se muestran los índices de trabajo promedio (W_i) de diversos minerales, así como la diferencia económica en energía si se realizara su molienda en el estado de Zacatecas (ZAC), Guerrero (GRO), Sonora (SON), Durango (DGO) y Chihuahua (CHIH). De acuerdo con el índice de trabajo, el costo promedio en energía eléctrica para moler mineral de oro es de \$33.58 MXN t⁻¹; plata \$37.94 MXN t⁻¹; cobre \$29.44 MXN t⁻¹; zinc \$27.08 MXN t⁻¹ y plomo es de \$26.1 MXN t⁻¹. Estos metales son los de mayor volumen de extracción y valor económico en el país, no obstante, el costo de energía para realizar la molienda de cualquier

mineral en Zacatecas es 10.9% más caro con respecto a Sonora, 9.35% mayor con respecto a Durango y Chihuahua, y 0.43% mayor con respecto a Guerrero.

Tabla 14. Índices de trabajo y costos de energía de molienda en estados mineros.

Mineral	Índice de trabajo, W_i de Bond ($\$kWh\ t^{-1}$)	Costo de energía en molienda por tonelada procesada ($\$MXN\ t^{-1}$)			
		ZAC	GRO	SON	DGO y CHIH
Mineral de cobre	13.31	\$31.15	\$31.01	\$28.08	\$28.48
Mineral de plata	17.15	\$40.13	\$39.96	\$36.19	\$36.70
Mineral de oro	15.18	\$35.53	\$35.38	\$32.04	\$32.49
Mineral de zinc	12.24	\$28.65	\$28.53	\$25.83	\$26.20
Mineral de plomo	11.80	\$27.61	\$27.49	\$24.90	\$25.25
Mineral de níquel	11.88	\$27.80	\$27.68	\$25.07	\$25.42
Mineral de manganeso	12.46	\$29.16	\$29.03	\$26.29	\$26.66
Mineral de potasio	8.88	\$20.78	\$20.69	\$18.74	\$19.00
Mineral de titanio	12.43	\$29.08	\$28.95	\$26.22	\$26.59
Sulfuros					
Galena (PbS)	10.19	\$23.84	\$23.74	\$21.50	\$21.81
Pirita (FeS ₂)	9.48	\$22.19	\$22.09	\$20.01	\$20.29
Pirrotita (Fe _{1-(0-0.2)} S)	9.57	\$22.39	\$22.30	\$20.19	\$20.48
Óxidos					
Hematita (Fe ₂ O ₃)	12.94	\$30.27	\$30.14	\$27.29	\$27.68
Magnetita (Fe ₃ O ₄)	11.38	\$26.63	\$26.52	\$24.02	\$24.36
Taconita (Fe ²⁺ Fe ³⁺ ₂ O ₄)	14.29	\$33.44	\$33.30	\$30.15	\$30.58

4.2 Costo promedio de la energía por día

La variación del costo diario de la energía eléctrica fue analizada para identificar el posible día de paro de planta en función del costo promedio del día, lo cual se muestra en la figura 21. Para todos los meses analizados se observa que de lunes a viernes el costo por kilowatt-hora de energía eléctrica generalmente es más alto con respecto a los días sábado y domingo. El costo de la energía en domingo es en promedio 25% menor con respecto a todos los días entre semana, y 22% menor con respecto a los sábados. Para los días miércoles, jueves y viernes el costo de la energía es en promedio 25.41% más alto con respecto a los domingos. Particularmente, en los meses de febrero, marzo y noviembre, el costo de energía

en sábado es ligeramente más alto con respecto a lunes, el cual en enero y los meses anteriormente mencionados es ligeramente menor con respecto a los martes a viernes. Esto debido a que la demanda energética de la red nacional se encuentra menos saturada en días vacacionales oficiales y fines de semana.

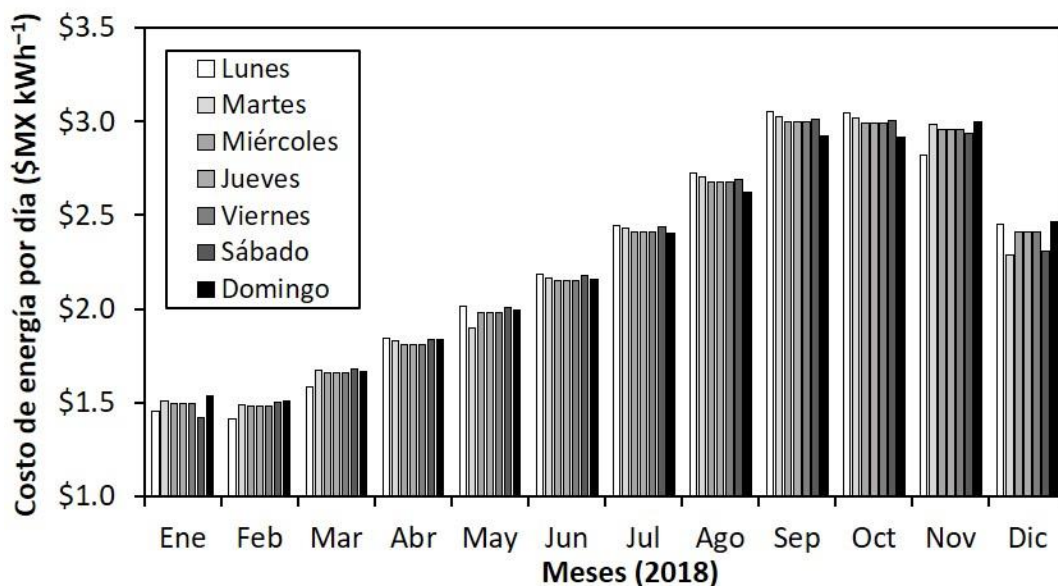


Figura 21. Costo promedio por kilowatt-hora vs día de la semana

Variabilidad económica en energía por paro programado de planta

La influencia en el costo total anual de la energía eléctrica por el día en que se realice el paro de planta en un complejo minero con un consumo anual de 66,869,000 kWh en función de la división regional se muestra en la tabla 15. Se muestra la variación en el monto económico si se realizan todos los paros de planta en domingo, miércoles, jueves o viernes. Sin embargo, no se toma en consideración si una planta tiene cambios de producción entre los días analizados, debido a que generalmente una planta requiere procesar la mayor cantidad de mineral, por lo que pretende operar la mayor cantidad de días posibles al año. El costo de la energía eléctrica al año se puede incrementar en promedio \$712 mil MXN si el paro mensual se realiza en domingo, con respecto a realizarlo el último día de cada mes sin importar el día que sea. Esto representa un aumento en el gasto eléctrico de 0.49% al año.

Si el paro se realiza en miércoles, jueves o viernes (Mi, J y V) puede haber un ahorro promedio de \$112,184 MXN, lo cual equivale a un ahorro total promedio de 0.08% al año. Si una planta viene realizando todos sus paros de planta en domingo y los cambia a miércoles, jueves o viernes, este posible cambio puede representar un ahorro de 0.56% en el gasto de energía eléctrica al año.

Tabla 15. Costo anual de energía por días de paro de planta

División geográfica tarifaria	Día de paro de planta		
	Mi, J y V	Ultimo día del mes	Domingo
Bajío	\$157,121,320.38	\$156,260,773.01	\$156,126,174.94
Golfo Centro	\$148,655,019.70	\$147,918,534.83	\$147,805,745.57
Jalisco	\$155,711,009.73	\$154,883,301.06	\$154,749,835.41
Noroeste	\$141,403,266.35	\$140,801,443.22	\$140,703,855.90
Baja California	\$113,042,850.47	\$112,861,436.44	\$112,799,487.74
Centro Sur	\$156,611,457.62	\$155,776,198.22	\$155,642,204.71
Centro Oriente	\$154,328,484.86	\$153,471,935.76	\$153,341,179.39
Centro Occidente	\$153,369,671.53	\$152,560,385.62	\$152,468,909.19
Norte	\$143,848,266.55	\$143,149,282.93	\$143,036,244.47
Promedio:	\$147,121,260.80	\$146,409,254.57	\$146,297,070.81

Costo de la energía eléctrica en horario de demanda

El horario con el menor y mayor costo de la energía eléctrica para la industria minera se muestra en la figura 22, donde se observa que el menor costo promedio por kilowatt-hora es entre las 12:00 a. m. a 5:00 a. m., mientras que de 6:00 a. m. a 6:00 p. m. se puede considerar como un costo promedio y de 7:00 p. m. a 11:00 p. m. es el costo más alto por la energía eléctrica. El costo de energía durante la 1:00 a. m. y 5:00 a. m. es 33.77% menor con respecto al horario de 7:00 a. m. a 5:00 p. m. y 43.78% con respecto al horario de 7:00 p. m. a 9:00 p. m. Este comportamiento es debido a la tendencia de demanda y saturación de energía eléctrica de la red nacional. La variación de costos en la energía eléctrica en función de la hora del día podría ser aprovechada por una planta minera para iniciar la operación de los motores eléctricos de los molinos, trituradoras, cribas vibratorias, bombas hidráulicas e impulsoras de pulpa, ya que hay un pico alto de consumo de energía

por la puesta en marcha de los motores. No obstante, debido a que el pico de potencia de cada motor en magnitud y duración es diferente, el posible ahorro en energía eléctrica por iniciar operación en horario de bajo costo con respecto al horario de medio costo, puede ser muy variable para cada planta minera.

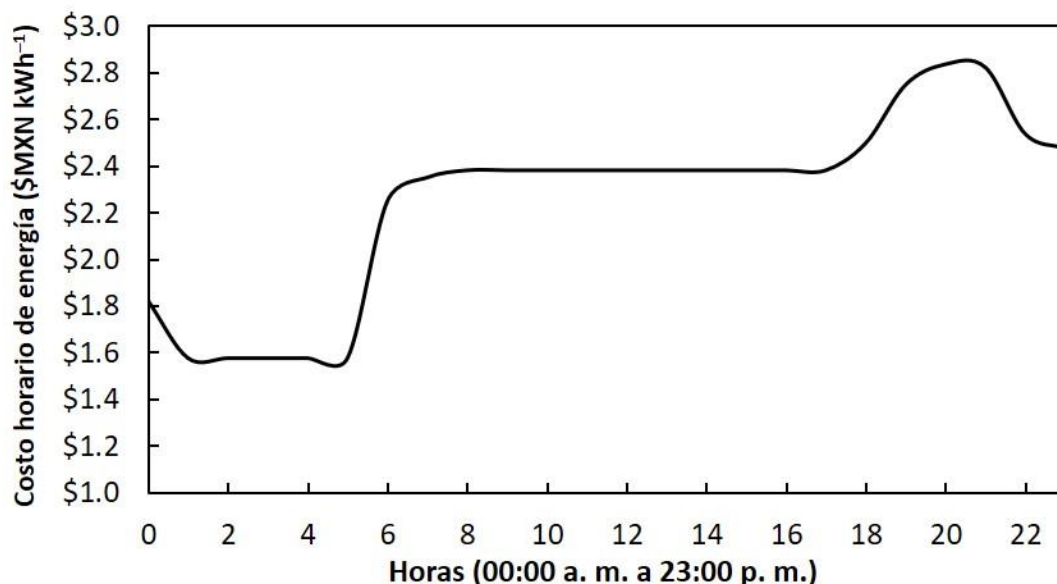


Figura 22. Costo promedio por kilowatt-hora vs hora de consumo

4.3 Variabilidad económica por factor de potencia

El impacto económico en el costo de energía eléctrica para una planta minera con un consumo promedio de 5,572,417 kWh al mes en función del factor de potencia (FP) general del complejo minero se muestra en la figura 23. Se observa que para un factor de potencia de 85%, el costo de la energía se incrementa en 8.21% y 3.86%, cuando el FP se reduce a 75% y 80%, respectivamente. Contrariamente, el costo total de la energía eléctrica se reduce 3.38%, 4.64% y 5.8%, cuando el factor de potencia se incrementa a 90%, 95% y 100%, respectivamente. Esto representa un ahorro al mes entre \$1.4 a \$1.6 millones de MXN, cuando una planta minera con consumo de energía semejante y un factor de potencia entre 95% y 99%. Igualmente, si una planta tiene una demanda de 7,893 kW semejante a La Colorada y un FP de 85%, y requiere incrementar su FP a 95% mediante bancos de

capacitores, le supondría una inversión aproximada de \$1,325,335 MXN con un tiempo de recuperación de 1 mes.

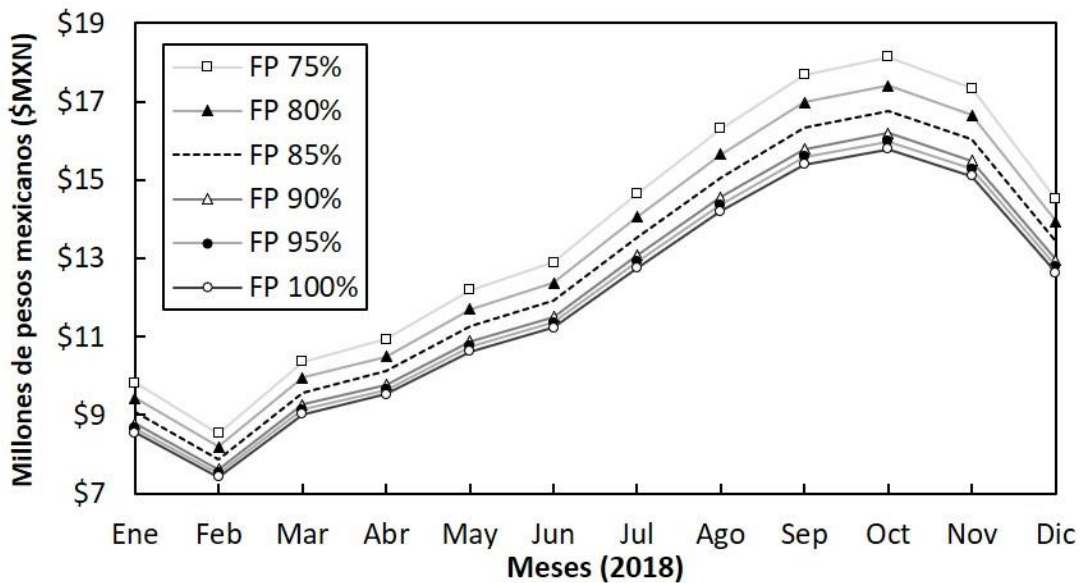


Figura 23. Costo mensual promedio de la energía eléctrica vs factor de potencia

4.4 Consumo de energía eléctrica en molino

El consumo de energía eléctrica por la operación de un molino de bolas promedio en la industria minera se muestra en la figura 24, donde se muestra el consumo de energía eléctrica en kilowatt-hora (kWh) durante un día de operación en función de: porcentaje de sólidos en molino (%), velocidad crítica (%), volumen de llenado de carga y bolas (%) y densidad de mineral ($t\ m^{-3}$). Además del consumo de energía a condiciones bajas, medias y altas de operación del molino. Se observa que el consumo de energía eléctrica durante un día por la operación del molino a condiciones bajas de operación puede ser de 7,900 kWh y a condiciones altas 11,300 kWh. En condiciones medias de operación, el consumo es de 9,687 kWh y se observa que por la variación de la densidad del mineral de 2.61 a $3.19\ t\ m^{-3}$ y porcentaje de sólidos de 75% a 80%, la variación en el consumo de energía eléctrica es en promedio menor al 2%. Paralelamente, la energía puede incrementarse hasta en 10.34% si el molino opera a una velocidad crítica de 80% (19.87 rpm) o 4.6% si opera a un 40% de volumen de llenado de carga y bolas. Esto se debe a que, a

mayor porcentaje de carga y velocidad crítica, es mayor el momento de fuerza y aceleración requeridas por el eje de trabajo del motor, lo cual demandará un mayor consumo de energía eléctrica para realizar la rotación del molino y su carga.

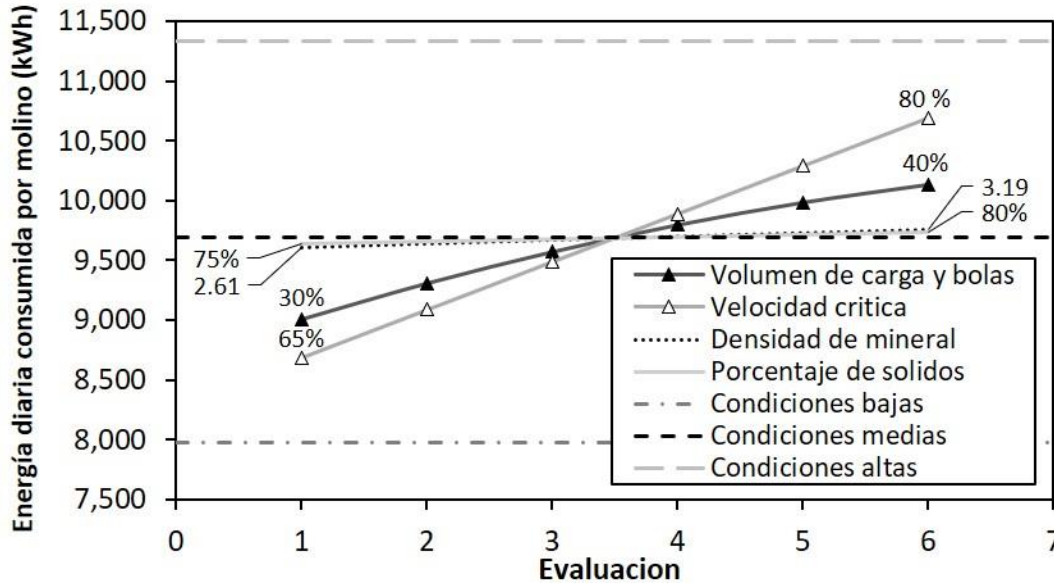


Figura 24. Energía eléctrica diaria consumida por molino de bolas vs condiciones de operación

Variabilidad del costo de la energía eléctrica en molino

El impacto económico por la energía eléctrica consumida por un molino de bolas de tamaño promedio en función de sus condiciones operativas se muestra en la figura 25, donde se muestra el costo total promedio en MXN por un consumo anual de 3,419,737.53 kWh de energía eléctrica realizado por un molino, así como la variación cuando las condiciones operativas se modifican. Los parámetros considerados fueron: velocidad crítica (%), porcentaje de sólidos en molino (%), volumen de llenado de carga y bolas, así como densidad aparente del mineral ($t\ m^{-3}$). Se observa que un molino de bolas en condiciones medias de operación, puede consumir en promedio entre 2.8 y 4 millones de kilowatts-hora de energía eléctrica al año, lo que representa un gasto económico promedio al día de \$21,797 MXN y un aproximado anual de \$7.7 millones MXN. No obstante, a una velocidad crítica de

80% y un volumen de llenado de carga y bolas de 40%, el costo anual de la energía se incrementa a \$8.5 millones MXN.

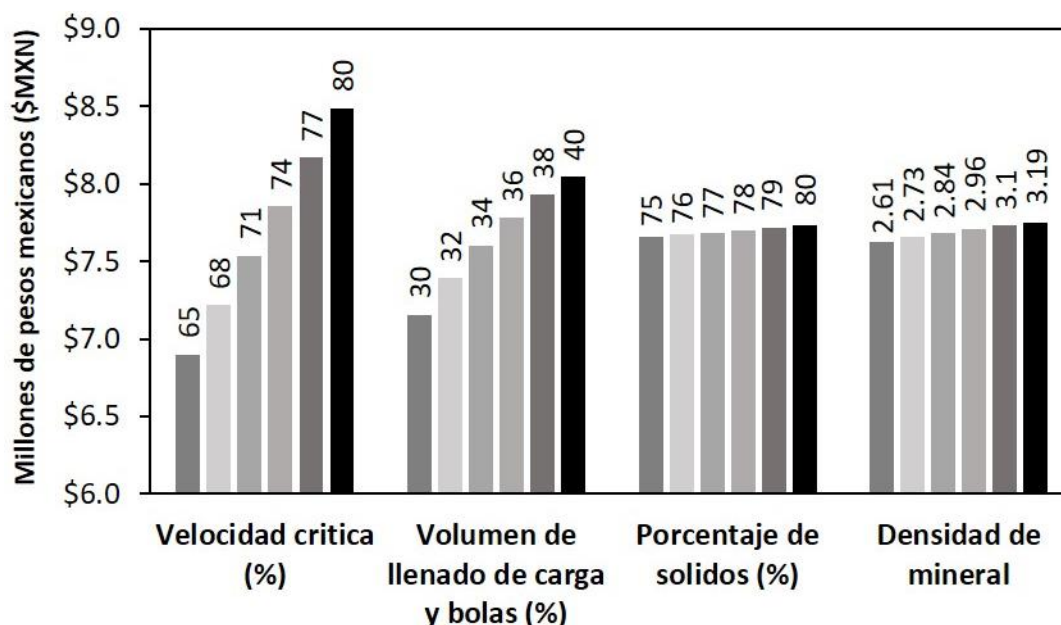


Figura 25. Influencia económica por la energía consumida por molino de bolas y sus condiciones de operación

4.5 Influencia geográfica en el costo de energía eléctrica

Finalmente es importante resaltar el costo de energía en función de la zona geográfica. Si bien este apartado no incluye la operación de un molino, es importante estimar el costo de acuerdo con las características de las zonas de estudio. La influencia en el costo de la energía eléctrica en función de la ubicación geográfica de las plantas mineras de México en las entidades federativas de Zacatecas, Durango, Sonora, Chihuahua y Guerrero, así como las regiones con menor costo de la energía se muestran de la figura 26 a 30.

En el estado de Zacatecas existen 16 plantas mineras activas y las tarifas regionales Bajío, Jalisco y Golfo Centro corresponden a un costo alto, bajo y menor de \$2.34 , \$2.32 y \$2.21 MXN por kilowatt-hora, respectivamente. En la figura 26, se muestran la ubicación de las plantas y la variación del precio de la energía en el estado, se observa que en la mayoría de los municipios donde se ubican el 87.5% de las plantas, reciben la tarifa predominante Bajío con el costo de energía más alto.

Mientras que el municipio de Apulco y algunas zonas del municipio de Nochistlán de Mejía reciben un costo de 0.85% menor con respecto a la tarifa predominante. Asimismo, en las zonas de los municipios de Mazapil y Concepción del Oro, donde se ubican las plantas Peñasquito (GoldCorp), minera Tayahua (Frisco) y mina Aranzazu (JDS Mining Energy & Mining Inc.), reciben un costo 5.55% menor respecto a la tarifa predominante; en donde Plantas I son: Unidad Sabinas, Del Toro y La Colorada (Pan American Silver Corp), y Plantas II son: Unidad Vetagrande (Grupo Texzac), El Compas, Francisco I. Madero y Cozamin.

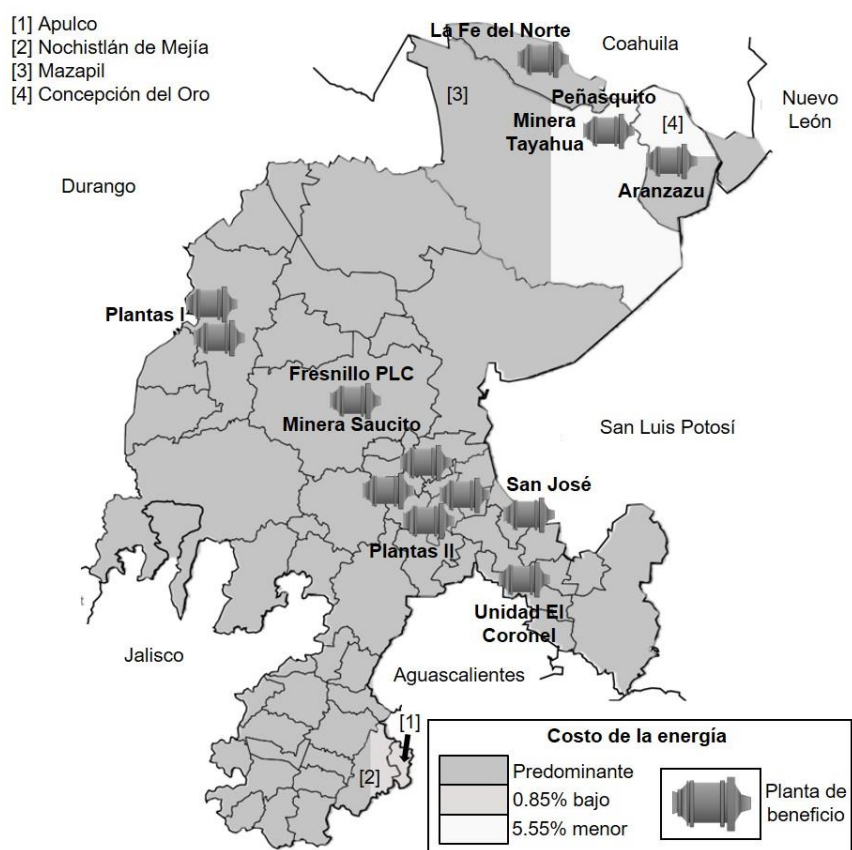


Figura 26. Variación de costos de energía eléctrica en Zacatecas

En el estado de Durango existen 26 plantas mineras activas y las tarifas regionales son Bajío, Norte y Noroeste, correspondientes a un costo alto, medio y bajo de \$2.34, \$2.14 y \$2.11 MXN por kilowatt-hora, respectivamente. En la figura 27 se muestran la ubicación de las plantas y la variación del precio de la energía en el

estado. Para la mayoría de municipios donde se ubican el 96.15% de las plantas, la tarifa predominante es Norte con un costo medio por energía eléctrica, mientras que algunas zonas del municipio de Tamazula donde se ubica la planta La Dura (minera El Alizal), reciben un costo 1.64% menor con respecto a la tarifa predominante. Asimismo, los municipios de Guadalupe Victoria y algunos zonas del municipio General Simón Bolívar reciben el precio más alto de la energía, equivalente a un costo 9.16% mayor respecto a los municipios con costo predominante; en donde Plantas I son: El Rosario, La Ojeda, Los Coroneles y Ciénega de Nuestra Señora, Plantas II: El Herrero, La Prieta y Santa Rita, Plantas III: El Roble, Labri, y Velardeña (Ing. Cesar Villaseñor y Golden Minerals Company), así como Plantas IV: Barradon (Ing. Cesar Loera y Guanaceví de Endeavour Silver y Minera San Rafael & Fanny).

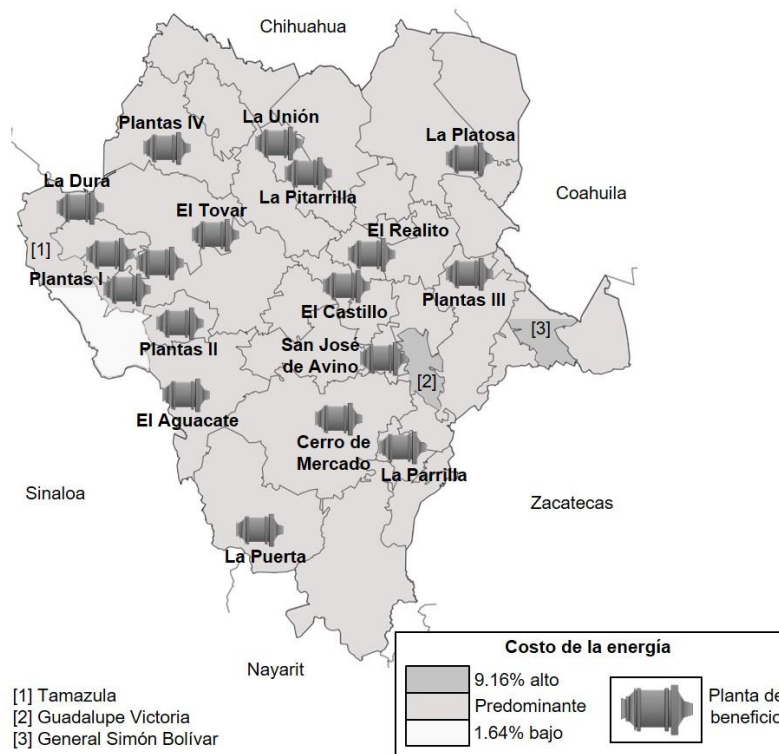


Figura 27. Variación de costos de energía eléctrica en Durango

En el estado de Sonora existen 23 plantas mineras activas y las tarifas regionales son Noroeste y Baja California, correspondientes a un costo alto y bajo de \$2.11 y

\$1.69 MXN por kilowatt-hora, respectivamente. En la figura 28 se muestran la ubicación de las plantas y la variación del precio de la energía en el estado, la mayoría de los municipios donde se ubican el 100% de las plantas reciben la tarifa predominante Noroeste con un costo de energía alto, mientras que en el municipio de San Luis Río Colorado y algunas zonas del municipio Puerto Peñasco, reciben un costo 19.84% menor con respecto a la tarifa predominante en el resto de municipios; en donde Plantas I son: Milpillas, María y Cananea, así como Plantas II: Tetuachi, Mercedes, Cerro Prieto, San Francisco, El Boludo y Cerro Colorado.

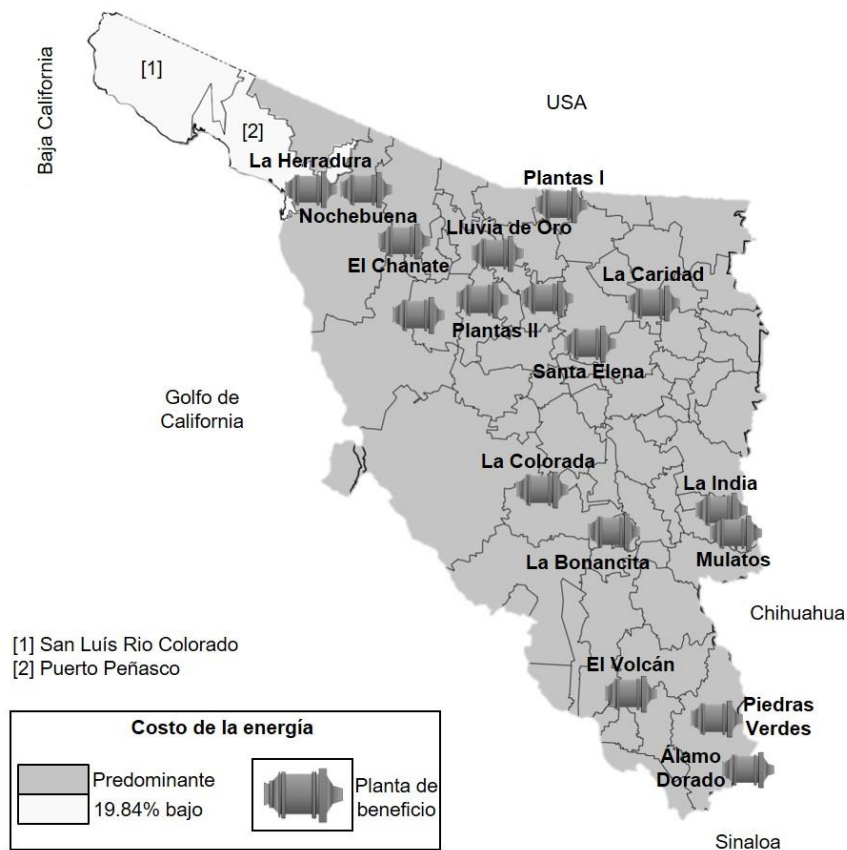


Figura 28. Variación de costos de energía eléctrica en Sonora

En el estado de Chihuahua existen 39 plantas mineras activas y la tarifa es la regional Norte, correspondiente a un costo de \$2.14 MXN por kilowatt-hora. La figura 29 muestra que todos los municipios y plantas mineras en Chihuahua reciben

un costo de energía bajo con respecto al resto de los estados mineros. Igualmente, se observa que la mayoría de las plantas se concentran en los municipios de San Francisco del Oro, Santa Barbara, Matamoros, Hidalgo del Parral, Allende, Moris, Ocampo y Temósachic; en donde Plantas I son: Unidad minera Luis Escudero y Dr. Raymundo, Transformaciones y Servicios Metalúrgicos, CIA Minera San Francisco del Oro, Joaquín Chávez, Grupo Minero Lozoya, Grupo LLVA Mineros Constructores, Planta Dolores, Minera M4-AT, Grupo GORMINMET, Unidad Santa Barbara de Minerales Metálicos del Norte, Minera Vesper, Grupo Minero Recompensa I y II, Oscar Delgado (Martes 13) y Salvador Chávez, así como Plantas II: Procesadora de Minerales del Real del Majalca, Luis Rascón, Grupo COANZAMEX, Maquiladora KGUY, Luis Medrano, Planta Ocampo de CIA Minera San Francisco del Oro, Planta Ocampo I y II de Agnico Eagle México y Unidad Concheño de minera Real de Ángeles.

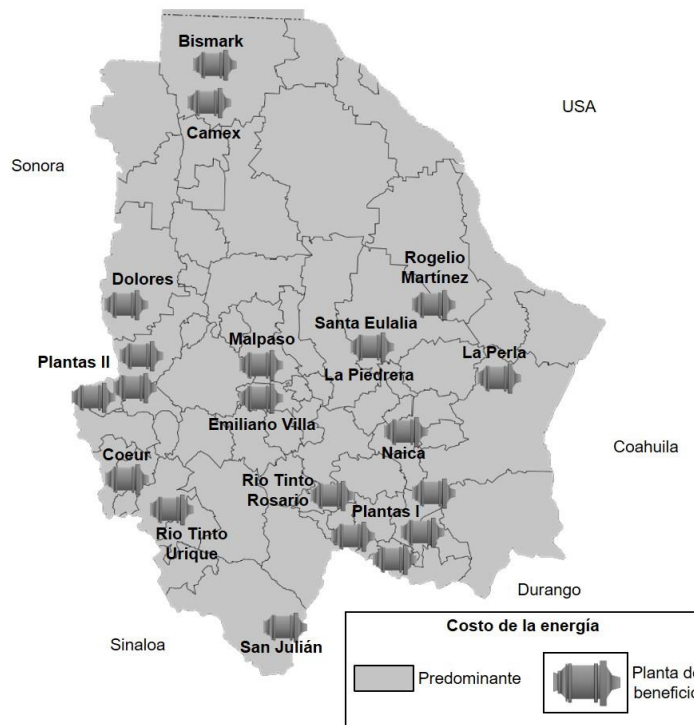


Figura 29. Variación de costos de energía eléctrica en Chihuahua

En el estado de Guerrero existen 6 plantas mineras activas y las tarifas regionales son Centro Sur, Centro Oriente y Centro Occidente, correspondientes a un costo alto, medio y bajo de \$2.33, \$2.30 y \$2.28 MXN por kilowatt-hora, respectivamente. La figura 30 muestra que el 100% de las plantas reciben la tarifa predominante Centro Sur con el costo de la energía más alto, a excepción de los municipios de Atenango del Río, Xochihuehuetlán y Huamuxtitlán, los cuales reciben un precio 1.29% bajo con respecto a los municipios con tarifa predominante. Asimismo, algunas zonas de los municipios de La Unión de Isidoro Montes de Oca y Coahuayutla de José María Izazaga, reciben un costo 2.15% menor con respecto a los municipios con alto costo predominante en el Estado.

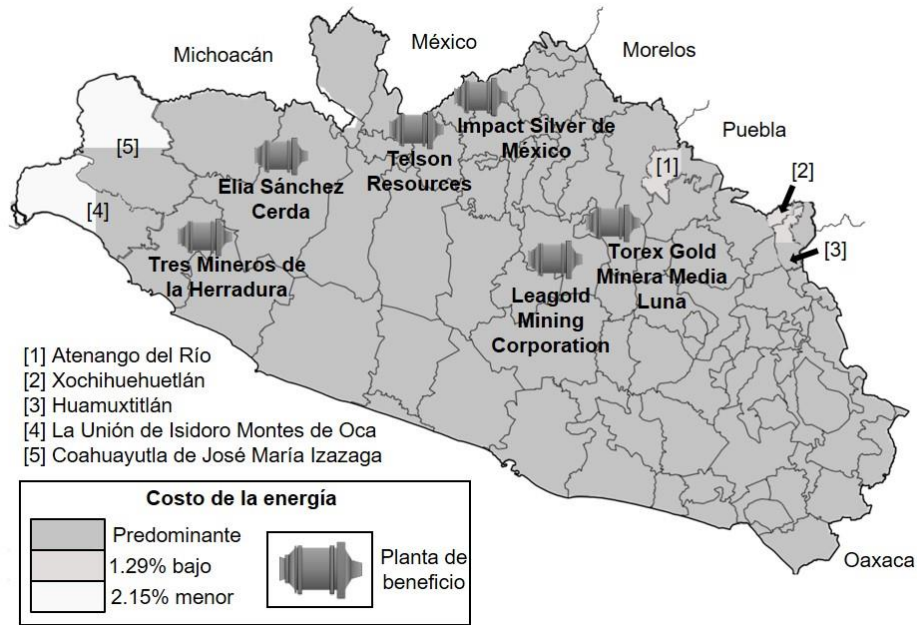


Figura 30. Variación de costos de energía eléctrica en Guerrero

Conclusiones

- Mediante la herramienta informática COSEMIN, se logró estimar que el costo en energía eléctrica por el consumo de 66,869,000 kWh año⁻¹ de una planta de beneficio de minerales con minado subterráneo de mineral de plata y capacidad de procesamiento 1,800 t d⁻¹, es entre \$141 y \$156 millones MXN.
- Con el uso de COSEMIN se logró determinar que el costo de energía promedio para una planta minera en los estados de Zacatecas, Durango, Chihuahua, Sonora y Guerrero es de \$2.25 MXN kWh⁻¹. En Zacatecas el costo es 7.34% mayor con respecto a la media, en Guerrero 3.56% mayor, en Sonora 6.22% menor, y en Durango y Chihuahua 4.89% menor. Así como, existen municipios con costos de energía menores al precio predominante en cada estado.
- Se estimó que, el costo de la energía anual en plantas mineras se incrementó en promedio 35% del 2017 al 2018. Así como, en septiembre y octubre el costo fue 89.67% mayor con respecto a enero, febrero y marzo; por esta razón, se puede anticipar el costo mensual por la energía consumida de una planta mediante COSEMIN.
- Se logró determinar que, programar los días de paro de planta en miércoles, jueves y viernes con respecto a domingos, puede representar un ahorro de hasta 0.56% en el gasto anual por la energía eléctrica.
- Se identificó que, realizar la puesta en marcha de los motores eléctricos en una planta minera entre 1:00 a. m. y 5:00 a. m. con respecto entre 7:00 a. m. a 5:00 p. m., representará un ahorro económico en energía de 33.77% en la misma proporción en el pico de potencia que presenten sus sistemas.
- Se logró estimar que, si una planta minera mejora su factor de potencia de 85% a 90%, el gasto en energía se reduce en 3.38%; a 95% se reduce 4.64% y a un factor de 100% disminuye 5.8%. Así como, para incrementar el factor de 85% a

95% mediante bancos de capacitores, requerirá una inversión estimada de 10.56% del gasto eléctrico promedio de un mes y el tiempo de recuperación sería de aproximadamente 31 días.

- Se determinó que, un molino de bolas de diámetro y longitud efectiva de 2.9 y 3 m, respectivamente, puede tener un consumo diario de energía eléctrica de 9,687 kWh con un costo promedio de \$21,797 MXN. Así como, operar un molino de bolas en condiciones de baja carga con respecto en alta carga, podría representar un ahorro anual de hasta \$2.4 millones MXN.
- Se logró identificar que, desde que se mina hasta que se procesa un mineral, se destina en promedio un total de 30.12 kWh t⁻¹ con un costo en energía de \$67.77 MXN t⁻¹. Así como, de acuerdo con el índice de trabajo promedio, el costo en energía para moler un mineral de plomo es de \$26.1 MXN t⁻¹, zinc \$27.08 MXN t⁻¹, cobre \$29.44 MXN t⁻¹, plata \$37.94 MXN t⁻¹ y oro \$33.58 MXN t⁻¹.

Referencias

- [1] INEGI, “Estadística Mensual de la Industria Minerometalúrgica,” 2019.
- [2] CAMIMEX, “Informe Anual 2018,” México, 2018.
- [3] S. de I. Energética and D. G. de P. e I. Energéticas, “Balance Nacional de Energía: Importación de energía,” México, 2017.
- [4] S. de I. Energética and D. G. de P. e I. Energéticas, “Capacidad instalada de la industria eléctrica,” México, 2017.
- [5] I. México, “Histórico de precios del diésel,” 2018.
- [6] D. G. für I. Zusammenarbeit and F. M. for E. C. and Development, “GIZ International Fuel Prices 2018 / 19,” 2018.
- [7] C. R. de Energía, “Índices de Referencia de Precios de Gas Natural,” México, 2018.
- [8] P. Mexicanos, “Precio al público de productos petrolíferos,” México, 2019.
- [9] SENER, “Precios medios de energía eléctrica por tarifa,” *Sistema de información Energética*, 2019.
- [10] U. S. D. of Energy and O. of E. E. and R. Energy, “ENERGY AND ENVIRONMENTAL PROFILE OF THE U.S. MINING INDUSTRY,” *J. Clean. Prod.*, vol. 84, no. 1, pp. 1–213, 2002.
- [11] I. Peñoles, “Informe de desarrollo sustentable 2018,” México, 2018.
- [12] P. A. Silver, “Sustainability report 2018,” Canada, 2018.
- [13] E. H. Mathews and M. Den Boef, “Implementation of DSM strategies at the Kopanang Mine,” *J. Energy South. Africa*, vol. 16, no. 2, pp. 68–73, 2005.
- [14] R. G. Votteler and A. C. Brent, “A literature review on the potential of renewable electricity sources for mining operations in South Africa,” *J.*

- Energy South. Africa*, vol. 27, no. 2, pp. 1–21, 2016.
- [15] M. Steinman and M. Wafforn, “TECHNICAL REPORT PRELIMINARY ECONOMIC ANALYSIS FOR THE EXPANSION OF THE LA COLORADA MINE,” México, 2013.
- [16] D. Duquette, L. Grondin, P. Matte, and C. Prince, “PINOS ALTOS GOLD-SILVER MINING PROJECT CHIHUAHUA STATE, MEXICO TECHNICAL REPORT ON THE MINERAL RESOURCES AND RESERVES,” Quebec, 2009.
- [17] Fresnillo, “Full Year 2017 Preliminary Results,” México, 2018.
- [18] Fresnillo, “Financial results for the year ended 31 December 2018,” México, 2019.
- [19] F. M. S. Corp., “Form 40-F of First Majestic Silver Corp.,” British Columbia, Canada, 2018.
- [20] R. Davidson *et al.*, “Property Morelos NI 43-101 Technical Report,” Mexico, 2018.
- [21] CostMine, “Free Data for Mine Cost Estimates. Mining Cost Service: Electric Power,” 2007. .
- [22] M. Frisco, “Reporte Anual 2017,” México, 2017.
- [23] M. Frisco, “Reporte Anual 2018,” México, 2018.
- [24] C. F. de Electricidad, “ANEXO B DEL ACUERDO A/058/2017,” México, 2017.
- [25] CONACYT, “RADIOGRAFÍA DE LA ENERGÍA EN BAJA CALIFORNIA,” 2018. .
- [26] J. Alvarez and F. Valencia, “Made in Mexico: Energy reform and manufacturing growth,” *Energy Econ.*, vol. 55, pp. 253–265, 2016.
- [27] R. Cabezas, “Manual de eficiencia energética para minería,” UNIVERSIDAD

- DE CHILE, 2016.
- [28] S. Tarasiewicz and P. Radziszewski, "Comminution energetics part III: Bond's law and breakage energy," *Mater. Chem. Phys.*, vol. 25, no. 1, pp. 21–25, 1990.
- [29] R. P. King, "5 - Comminution operations," in *Modeling and Simulation of Mineral Processing Systems*, R. P. King, Ed. Oxford: Butterworth-Heinemann, 2001, pp. 127–212.
- [30] Fred C. Bond, "Crushing and Grinding Calculations.pdf." *British Chemical Engineering*, pp. 378–385, 1961.
- [31] B. A. Wills and J. A. Finch, "Chapter 5 - Comminution," in *Wills' Mineral Processing Technology (Eighth Edition)*, Eighth Edi., B. A. Wills and J. A. Finch, Eds. Boston: Butterworth-Heinemann, 2016, pp. 109–122.
- [32] Doering, "Grinding Media size formula," Germany.
- [33] Tenova, "Tenova Bateman Mills (SAG, AG, Rod, Ball). Optimal solutions for Comminution," Germany.
- [34] N. L. Weiss, *SME Mineral Processing Handbook*, First Edit. New York, 1985.
- [35] Outokumpu, "The Science of Comminution," no. March, p. 1, 2011.
- [36] M. Lindqvist and C. M. Evertsson, "Linear wear in jaw crushers," *Miner. Eng.*, vol. 16, no. 1, pp. 1–12, 2003.
- [37] A. Jankovic, "8 - Developments in iron ore comminution and classification technologies," L. B. T.-I. O. Lu, Ed. Woodhead Publishing, 2015, pp. 251–282.
- [38] Y. Peng *et al.*, "Friction and wear of liner and grinding ball in iron ore ball mill," *Tribol. Int.*, vol. 115, pp. 506–517, 2017.
- [39] R. Hogg and D. W. Fuerstenau, *POWER RELATIONSHIPS FOR TUMBLING MILLS.*, vol. 252. 1972.

- [40] C. C. Harris and N. Arbiter, "Grinding Mill Operation and Scale-up: Theory and Equations," *Miner. Process. Extr. Metall. Rev.*, vol. 1, no. 3–4, pp. 249–263, 1985.
- [41] J. E. S epulveda, "Dimensionamiento y optimización de plantas concentradoras mediante técnicas de modelaci n matem tica," *CIMM*, 1986.
- [42] ABB, *Low voltage motors Motor guide*, no. February. 2014.
- [43] WEG, "Specification of electric motors," Brazil, 2016.
- [44] A. Hughes, *Electric Motor and Drives*, Third., vol. 53, no. 9. ELSEVIER, 2006.
- [45] Jesús Fernández Hernández, "Cálculo simplificado del valor medio y eficaz de una forma de onda," México, 2007.
- [46] R. Singh and A. Singh, "Energy loss due to harmonics in residential campus — A case study," 2010, pp. 1–6.
- [47] F. O. Igbinovia, G. Fandi, Z. M ller, J.  vec, and J. Tlusty, "Cost implication and reactive power generating potential of the synchronous condenser," *Proc. 2nd Int. Conf. Intell. Green Build. Smart Grid, IGBSG 2016*, no. July 2018, 2016.
- [48] H. O. Mirzamani and A. L. Choobari, "Study of Harmonics Effects on Performance of Induction Motors," *Electr. Eng.*, vol. 2, 2004.
- [49] O. E. Faduyile, "Effect of harmonics on the efficiency of a three phase energy efficient and standard motors," The University of Tennessee, 2009.
- [50] J. D. Arcila, "Armónicos en sistemas eléctricos," 2014.
- [51] Y. El-Ibiary, "An Accurate Low-Cost Method for Determining Electric Motors' Efficiency for the Purpose of Plant Energy Management," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 39, no. 4, pp. 1205–1210, 2003.
- [52] C. M. Burt, X. Piao, F. Gaudi, B. Busch, and N. N. Taufik, "Electric motor efficiency under variable frequencies and loads," *J. Irrig. Drain. Eng.*, vol.

- 134, no. 2, pp. 129–136, 2008.
- [53] M. Manrique, “Desequilibrio de tensiones,” 2008. [Online]. Available: https://unac.edu.pe/documentos/organizacion/vri/cdcitra/Informes_Finales_Investigacion/Agosto_2011/MURILLO MANRIQUE_FIEE/Desequilibrios de tensiones. [Accessed: 07-Feb-2019].
- [54] J. Seymour and T. Horsley, “Los siete tipos de problemas en el suministro eléctrico,” 2010.
- [55] J. Bouchard, G. LeBlanc, M. Levesque, P. Radziszewski, and D. Georges-Filteau, “Breaking down energy consumption in industrial grinding mills,” *Proc. 2017-49th Annu. Can. Miner. Process. Oper. Conf.*, no. March, pp. 25–35, 2017.
- [56] M. C. Fuerstenau, K. N. Han, and E. Principles, “Principles of Mineral Processing,” vol. 18, no. June, p. 87335, 2005.
- [57] M. van de Vijfeijken, A. Filidore, M. Walbert, and A. Marks, “COPPER MOUNTAIN: OVERVIEW ON THE GRINDING MILLS AND THEIR DUAL PINION MILL DRIVES,” Canada, 2011.
- [58] CRE, “Certificados de Energías Limpias CEL,” México, 2017.
- [59] C. de D. del H. C. de la Unión, *Ley de Industria Electrica*, no. Ley de Industria Electrica. México: Secretaría General, 2014, pp. 1–71.
- [60] E. Pérez-Denicia, F. Fernández-Luqueño, D. Vilariño-Ayala, L. Manuel Montaña-Zetina, and L. Alfonso Maldonado-López, “Renewable energy sources for electricity generation in Mexico: A review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 78, no. July 2016, pp. 597–613, 2017.
- [61] T. W. Bank, “Photovoltaic Electricity Potential,” *Global Solar Atlas*. SOLARGIS, 2019. [Online]. Available: <https://solargis.com/maps-and-gis-data/download/mexico>. [Accessed: 01-Dec-2019].
- [62] J. Kang, Y. Liu, S. A. Khoso, Y. Hu, W. Sun, and R. Liu, “Significant

- improvement in the scheelite heating flotation with sodium sulfide,” *Minerals*, vol. 8, no. 12, 2018.
- [63] T. Flynn, D. Trexler, and J. L. Hendrix, “Application of Geothermal Energy to Mineral Processing: Cyanide Heap-Leaching of Low-Grade Gold Ore,” in *Energy and Mineral Potential of the Central American-Caribbean Region*, R. L. Miller, G. Escalante, J. A. Reinemund, and M. J. Bergin, Eds. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 1995, pp. 277–282.
- [64] A. N. Montejo, R. B. Pool, and B. E. Morales, “Análisis teórico y experimental de un sistema de almacenamiento de energía renovable en forma de hidrógeno,” Universidad de Quintana Roo, 2016.
- [65] R. Barbosa, V. M. Sanchez, B. Escobar, J. C. Cruz, and H. Toral-Cruz, “Sizing of a solar-hydrogen power source for a portable emergency communication system: Case study of hurricanes in Cancun, Mexico,” *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 40, no. 48, pp. 17361–17370, 2015.
- [66] E. I. A. (EIA), “Cost and Performance Characteristics of New Generating Technologies,” *Annu. Energy Outlook 2019*, vol. 2019, no. January, pp. 1–3, 2019.
- [67] R. Fu, D. Feldman, and R. Margolis, “U.S. Solar Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2018,” *Natl. Renew. Energy Lab.*, pp. 1–47, 2018.
- [68] IFC, “Utility-Scale Solar Photovoltaic Power Plants. A Project Developer’s Guide,” United States, 2015.
- [69] SMA Solar Technology AG, “Planning of a PV Generator. Planning Guidelines,” Germany, 2013.
- [70] IRENA, “Renewable Power Generation Costs in 2018,” Germany, 2018.
- [71] World Nuclear Association, “Comparison of Lifecycle Greenhouse Gas Emissions of Various Electricity Generation Sources,” *WNNA Rep.*, p. 10, 2011.

- [72] CAMIMEX, "Informe Anual 2019," México, 2019.
- [73] A. P. Society, "Energy Units," 2019.
- [74] Macrotrends, "US Dollar Peso Exchange Rate (USD MXN) - Historical Chart," 2019.
- [75] X-RATES, "Mexican Peso per 1 US Dollar Monthly average," 2019.

Anexos

Anexo 1: Equivalencia energética e intercambio de divisas monetarias

Tabla 16. Equivalencias energéticas por combustible (modificado de [73])

Energético	Unidad	=	Joules (J)
Electricidad	1 kWh	=	3,600,000.00
Diésel	1 l	=	39,100,000.00
Gas Natural	1 m ³	=	38,399,313.05
Combustóleo	1 bbl	=	6,180,406,821.08
Carbón	1 ton	=	3,698,889,436,402.83
Gas LP	1 l	=	25,400,000.00
Gasolina	1 l	=	34,889,297.49

Tabla 17. Intercambio de divisas de dólar estadounidense y dólar canadiense a pesos mexicanos (modificado de ([74], [75])

Costo del dólar estadounidense respecto al peso mexicano (\$USD/\$MXN)						
Año:	2007	2011	2013	2016	2017	2018
Enero	-	\$12.14	\$12.70	\$18.01	\$21.34	\$18.95
Febrero	-	\$12.06	\$12.70	\$18.46	\$20.30	\$18.64
Marzo	-	\$12.00	\$12.51	\$17.64	\$19.31	\$18.62
Abril	-	\$11.70	\$12.20	\$17.49	\$18.73	\$18.36
Mayo	-	\$11.64	\$12.28	\$18.11	\$18.78	\$19.51
Junio	-	\$11.81	\$12.94	\$18.67	\$18.17	\$20.28
Julio	-	\$11.67	\$12.76	\$18.57	\$17.84	\$19.05
Agosto	-	\$12.23	\$12.89	\$18.49	\$17.80	\$18.84
Septiembre	-	\$12.99	\$13.07	\$19.19	\$17.82	\$19.02
Octubre	-	\$13.46	\$12.99	\$18.95	\$18.81	\$19.14
Noviembre	-	\$13.70	\$13.06	\$20.07	\$18.95	\$20.23
Diciembre	-	\$13.76	\$13.00	\$20.52	\$19.20	\$20.12
Promedio:	10.93	\$12.43	\$12.76	\$18.68	\$18.92	\$19.23
Costo del dólar canadiense respecto al peso mexicanos (\$CAD/\$MXN)						
Promedio:	\$10.22	-	-	-	-	-

Anexo 2: Circuitos de molienda en plantas mineras

En los procesos de molienda no se obtiene un tamaño homogéneo de partícula de mineral, sino una distribución de diversos tamaños. Para que el tamaño de mineral sea el adecuado para los procesos posteriores de la planta, se diseñan las etapas de molienda en circuitos de tipo directo cerrado y cerrado inverso. Estos circuitos se caracterizan por la clasificación o separación de tamaños de partícula de mineral mediante hidrociclones, los cuales operan gracias al tránsito de la pulpa del mineral, la aceleración y separación centrífuga que se genera en el interior de estos sistemas, provocando que las partículas de mayor tamaño o pulpa más espesa se descarguen en la parte inferior o bajoflujo del hidrociclón (ápex), y las partículas más pequeñas se descarguen por la parte superior del hidrociclón (sobreflujo o rebose o vortex). Para implementar correctamente estos sistemas se requiere simular y considerar condiciones específicas de operación como: carga circulante, presión en los hidrociclones, porcentaje de sólidos y abertura del ápex, por mencionar algunos.

El circuito directo cerrado (figura 31) generalmente se utiliza en la etapa de molienda primaria y clasifica el tamaño de partícula de mineral en la descarga del molino. Posteriormente, el mineral que no cumple con el tamaño de partícula es expulsado por el ápex de los hidrociclones y reingresa al mismo molino para ser remolido.

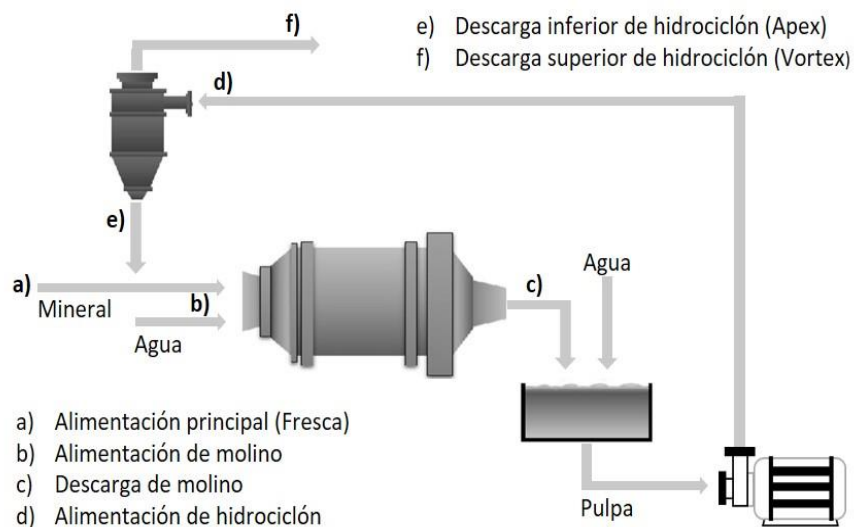


Figura 31. Diagrama de molienda en circuito directo cerrado

El circuito cerrado inverso que se muestra en la figura 32, generalmente se utiliza en etapas de molienda secundaria proveniente de un circuito de tipo directo abierto, y se caracteriza por preclasificar el tamaño de partícula de mineral antes de ingresar al molino. Posteriormente, el mineral en la descarga del molino reingresa al banco de hidrociclones para ser reclasificado y el tamaño adecuado de partícula pueda ser expulsado por el vortex.

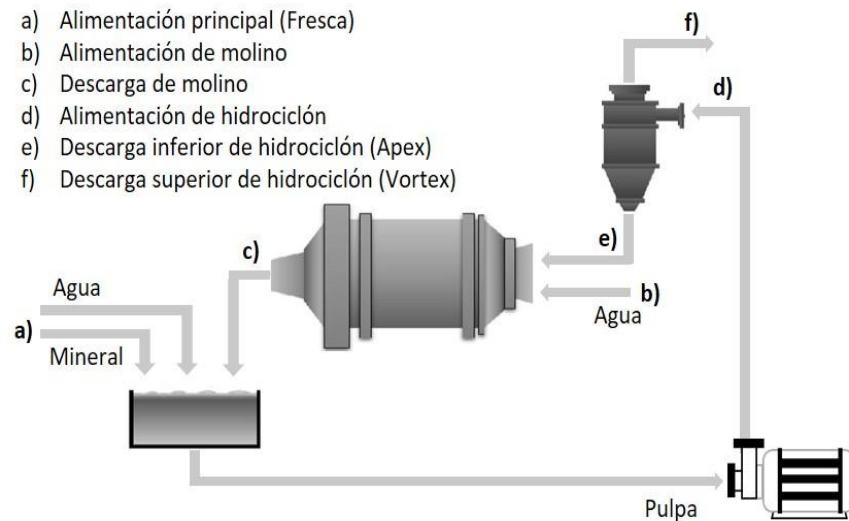


Figura 32. Diagrama de molienda en circuito cerrado inverso

Anexo 3**MANUAL
DE
COSEMIN**

Indice	Página
Descripción	104
Descarga	104
Instalación	104
Secciones	105
Instrucciones de estimación	106
Paso 1: Seleccionar ubicación y fecha de operación de planta minera ...	107
Paso 2: Ingresar consumo de energía eléctrica	108
Paso 3: Realizar estimación económica	112
Paso 4: Analizar los resultados obtenidos	114
Actualización	115
Recomendaciones	121

Descripción de COSEMIN

La herramienta computacional de acceso libre Costos Electricos de Minería (COSEMIN), es un instrumento de estimación económica de los costos de energía eléctrica de una planta minera instalada en México. La programación de la herramienta se basa en la metodología, tarifas y ecuaciones matemáticas utilizadas por la Comisión Federal de Electricidad para cobrar la energía a la industria minera y utiliza las funciones matemáticas, macros y lenguaje Basic de Visual Basic para aplicaciones del programa Microsoft Excel para automatizar el proceso de cálculo y estimación.

Descarga

Para obtener la herramienta computacional COSEMIN de la entidad federativa de Zacatecas, Durango, Sonora, Chihuahua y Guerrero se pueden utilizar las siguientes opciones: 1) el CD o disco con la herramienta puede ser encontrado en el respaldo trasero de la tesis “Estrategias de reducción de costos asociados al cobro de la energía eléctrica consumida por la industria minera de Zacatecas, Durango, Sonora, Chihuahua y Guerrero”; 2) puede solicitar COSEMIN enviando un correo electrónico a la dirección: mineraeficiente@gmail.com, proporcionando el nombre de la institución o usuario que lo solicita, así como las intenciones de uso como: académico, investigación, industrial y/o análisis financiero; 3) Puede descargar el programa en la siguiente dirección web:

<https://drive.google.com/drive/folders/1EbwtYMLM-vbX0SnkxfiVFfa8JFjwzVEHs?usp=sharing>

Instalación

Para realizar la instalación de la herramienta computacional del estado de su preferencia, se recomienda trasladar los archivos Excel mediante COPIAR y PEGAR en la ubicación de su preferencia en su PC. Paso seguido, se requiere abrir el

archivo con nombre COSEMIN - Entidad Federativa [V1.0] con extensión xlsx en la plataforma de Microsoft Excel en Sistemas Operativos Windows. Finalmente, el programa Excel solicitará su autorización para habilitar los macros de COSEMIN, para realizarlo, seleccione con el click izquierdo de su mouse en el recuadro Habilitar contenido como se muestra en la figura 1.

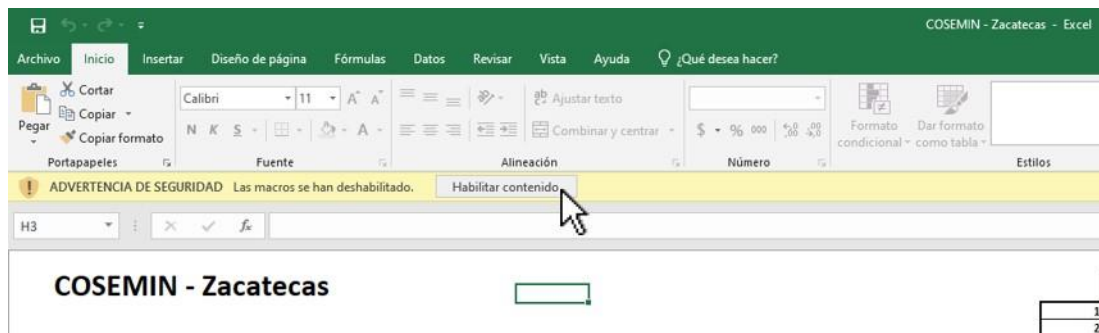


Figura 1. Habilitar macros de COSEMIN

Secciones de COSEMIN

Sección 1: Consumo de energía eléctrica y costo preliminar

En la figura 2 se muestra la ventana principal de COSEMIN, donde se ingresa la información del consumo de energía eléctrica y donde se obtiene la estimación preliminar de los costos económicos de energía, así como los apartados que estructuran la sección. En el Apartado 1 se señala el nombre de la entidad federativa a la cual corresponde el programa. Apartado 2 son las ventanas para la delimitación del área de trabajo de las tarifas horarias de energía en función del año, mes, municipio y división tarifaria geográfica, la cual puede encontrarse en una póliza de factura de CFE o estimarse en función de la división predominante en la región como se muestra en la tesis “Estrategias de reducción de costos asociados al cobro de la energía eléctrica consumida por la industria minera de Zacatecas, Durango, Sonora, Chihuahua y Guerrero”. Apartado 3 es el apartado donde se ingresan los datos del consumo de energía eléctrica para la estimación económica y donde observa el costo preliminar por la energía. En Apartado 4 se encuentra la información de año, municipio, mes, número de día, división tarifaria y fechas según la entidad federativa

del programa. Apartado 5 son las tarifas horarias de 00:00 a. m. a 11:00 p. m. con código de colores en función de la elevación del costo para todos los días y meses de los municipios y divisiones tarifarias en el estado. Apartado 6 son las pestañas de Excel que delimitan la ventana de estimación preliminar del costo de energía y la sección de estimación total de factura por el costo de la energía eléctrica.



Figura 2. Secciones de Ventana 1: Estimación preliminar de costos de energía

Sección 2: Estimación total de factura por la energía eléctrica consumida

En la figura 3 se muestra la ventana de estimación del costo total por la energía eléctrica consumida y los apartados que estructuran la sección. En el Apartado 1 se ingresan las tarifas eléctricas en función de la división tarifaria geográfica y mes de cálculo, así como las condiciones eléctricas de la planta minera. El Apartado 2 muestra el desglose del resultado de la estimación del costo total por la energía eléctrica consumida. Apartado 3 son las tarifas eléctricas fijas para el cobro de energía en función del mes y división tarifaria de estimación.

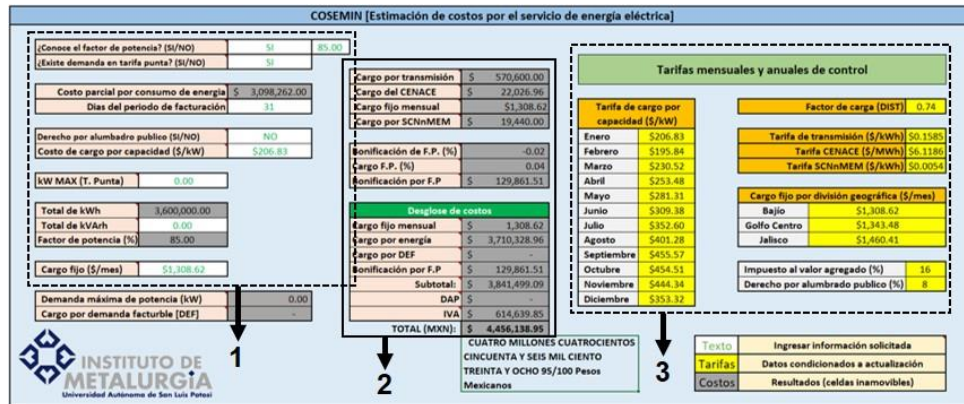


Figura 3. Secciones de Ventana 2: Estimación de costos por el servicio de energía

Instrucciones de estimación

Paso 1: Seleccionar ubicación y fecha de operación de planta minera

Para seleccionar la ubicación geográfica donde se ubica el complejo minero y la fecha en la que se requiere realizar la estimación de costos eléctricos, se comienza en ubicar las ventanas de filtro para delimitación de datos (figura 4).



Figura 4. Ventanas de segmentación de datos sin selecciones

Seguidamente, en cada ventana se selecciona con el botón izquierdo del mouse el año, municipio, mes, división tarifaria geográfica y día exacto de estimación, no obstante, se recomienda hacer la estimación para todos los días del mes seleccionado como se muestra en la figura 5. En forma de ejemplo se seleccionó el año 2018, el municipio de Chalchihuites, el mes de marzo y la división tarifaria regional Bajío y se mantuvo todos los días del mes delimitado. Si no encuentra el municipio, mes o día puede usar la barra de desplazamiento en el lateral derecho

de cada ventana de filtro. Así mismo, puede usar los iconos de *Borrar filtro* para seleccionar nuevamente todas las opciones de la ventana o el icono de *Selección múltiple* para seleccionar múltiples opciones en cada ventana. Igualmente se pueden realizar múltiples selecciones presionando y manteniendo el botón CTRL de su teclado y seleccionando con el botón izquierdo de su mouse cada opción de las ventanas filtro.

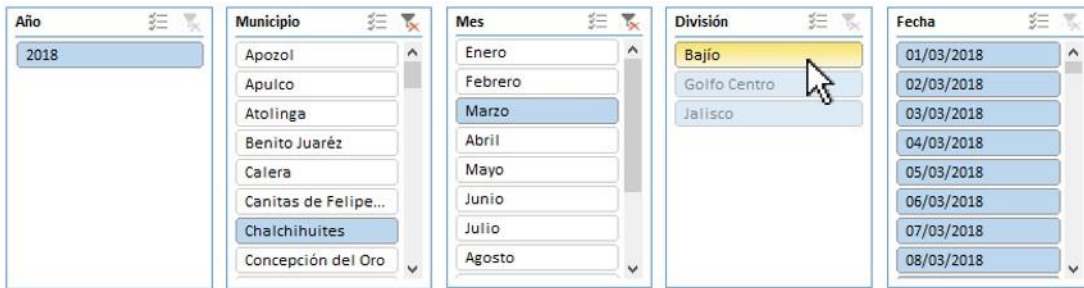


Figura 5. Ventanas de segmentación de datos con ejemplo de selección

Paso 2: Ingresar consumo de energía eléctrica

Para ingresar el consumo de energía eléctrica de la planta minera, proceda a activar la ventana para ingresar los datos correspondientes. Seleccione con el botón izquierdo del mouse el botón *Ejecutar* de COSEMIN como se muestra en la figura 6.

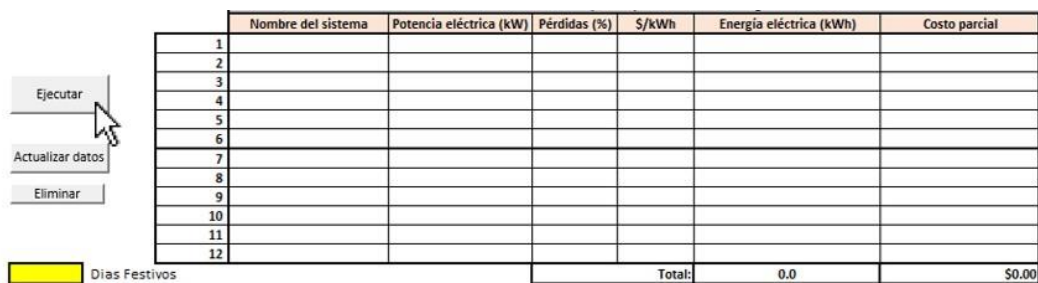


Figura 6. Ejecutar ventana para ingresar consumo de energía

Consecuentemente, se abrirá la ventana de ingreso de energía como se muestra en la figura 7. Donde los botones de pestañas *Sección 1* y *Sección 2* separan 2 ventanas internas para ingresar 12 consumos distintos de energía, el botón *Calcular*

es para ingresar los datos de consumo de energía eléctrica de cada fila, así como el botón *Recuperar* es para obtener los datos previamente almacenados después de haber cerrado la ventana.

Nombre del sistema	Potencia eléctrica (kW)	Motor trifásico	Pérdidas estimadas	Factor de utilización	Horas de operación
Sistema 1	0	0	0	100	<input type="text"/> <input type="button" value="Calcular"/>
Sistema 2	0	0	0	100	<input type="text"/> <input type="button" value="Calcular"/>
Sistema 3	0	0	0	100	<input type="text"/> <input type="button" value="Calcular"/>
Sistema 4	0	0	0	100	<input type="text"/> <input type="button" value="Calcular"/>
Sistema 5	0	0	0	100	<input type="text"/> <input type="button" value="Calcular"/>
Sistema 6	0	0	0	100	<input type="text"/> <input type="button" value="Calcular"/>

Figura 7. Ventana para ingresar condición eléctrica y horas de operación

En la ventana de Condición eléctrica y horas de operación, la columna de: **Potencia eléctrica** es donde se ingresa la potencia en kilowatts (kW) o caballos de potencia (hp) que se requiere para hacer la estimación de costos; **Motor trifásico** es para indicar si la potencia eléctrica que se ingresó está en unidad de caballos de potencia y provienen directamente de un motor eléctrico trifásico, si requiere activarlo cambie el número de la celda de 0 a 1; **Pérdidas estimadas** son las pérdidas aproximadas en porcentaje (%) ya sea de la planta minera o del motor eléctrico; **Factor de utilización** es la fracción de tiempo estimado en porcentaje (%) que operó una planta minera o un motor en función de las horas de operación que se hayan especificado y la columna de **Horas de operación** son las horas totales que ha operado una planta minera o un motor eléctrico durante un periodo de tiempo.

Paso seguido, se ingresan los datos del sistema a realizar la estimación, se selecciona mediante el botón izquierdo de su mouse la celda donde desea ingresar los datos, paso seguido se ingresa la información mediante el teclado de su PC y se selecciona la pestaña derecha en la celda de Horas de operación.

Como ejemplo, en la figura 8 se observa que primero se suministró el nombre de Mina de COSEMIN para identificar la planta minera o proyecto en el que se realizará la estimación de costos, seguidamente se ingresó 5000 en la potencia eléctrica, debido a que se consideró que es la demanda de potencia promedio de la planta minera durante un mes. Esta potencia puede ser medida mediante instrumentación eléctrica como un registrador de potencia operando por un periodo de un mes o también puede estimarse por la medición de un día normal de operación de planta, así como por la potencia registrada en previas facturas de cobro de CFE. Paso seguido, se mantuvo 0 en la celda de motor eléctrico y en pérdidas estimadas, debido a que se está analizando una planta minera completa y las pérdidas que pudieran existir ya están absorbidas en el valor de la potencia eléctrica promedio ingresada. Seguidamente se ingresó 100 en la celda de factor de utilización, debido a que todo el tiempo que se va a ingresar en la celda de horas de operación, es el tiempo preciso que se conoce operó la planta minera.

The screenshot shows a software window titled "COSEMIN [Condición eléctrica y horas de operación]". It features a tabbed interface with "Sección 1" and "Sección 2" tabs. The main area contains a table for data entry:

Nombre del sistema	Potencia eléctrica (kW)	Motor trifásico	Pérdidas estimadas	Factor de utilización	Horas de operación	Calcular
Mina de COSEMIN	5000	0	0	100		Calcular
Sistema 2	0	0	0	100		Calcular
Sistema 3	0	0	0	100		Calcular
Sistema 4	0	0	0	100		Calcular
Sistema 5	0	0	0	100		Calcular
Sistema 6	0	0	0	100		Calcular

At the bottom of the window, there is a "Recuperar" button and the logo of the Instituto de Metalurgia, Universidad Autónoma de San Luis Potosí.

Figura 8. Ventana con ejemplo de datos ingresados de consumo de energía

Después de seleccionar la pestaña de horas de operación, se abrirá una ventana como la que se muestra en la figura 9 y se recomienda ajustar el campo de visión en la pantalla del PC, mediante la barra de desplazamiento en la esquina inferior derecha de la ventana de Excel. Paso seguido, con el botón izquierdo del mouse se selecciona y se mantiene presionado, la celda de la hora de inicio de operación de la planta o sistema y sin dejar de presionar el botón se arrastra la flecha del mouse hasta la última hora de operación y se presiona la tecla Enter. Igualmente, se puede realizar múltiples selecciones de celdas, presionando y manteniendo la tecla CTRL y repitiendo el proceso de selección anterior.

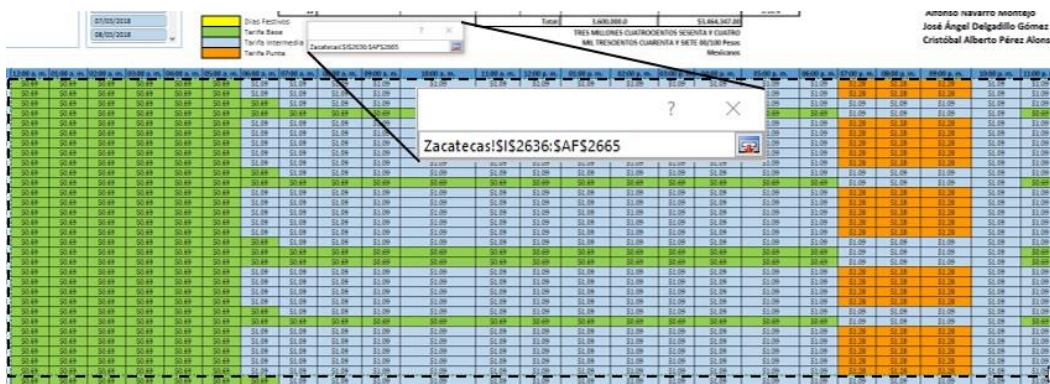


Figura 9. Selección de horas de operación y consumo de energía

Paso seguido, se procede a seleccionar el botón *Calcular* y después el botón cruz de *Cerrar* de la ventana de Condición eléctrica y horas de operación. Posteriormente, se procede a ubicar la tabla de Costo parcial por consumo de energía eléctrica como se muestra en la figura 10, donde se observa la potencia eléctrica suministrada, pérdidas ingresadas, energía eléctrica consumida durante el periodo de operación, distribución porcentual de la energía en relación de los sistemas eléctricos que se hayan ingresado, así como el costo parcial total por la energía, en función de las horas, días y meses que se hayan seleccionado en la celda de Horas de operación; En el caso del ejemplo mostrado, se seleccionó como horas de operación de las 12:00 a. m. del 01 de marzo del 2018 hasta las 11:00 p. m. del 30 de marzo del mismo año, dejando el 31 de marzo como día de paro de planta.

Costo parcial por consumo de energía eléctrica							
	Nombre del sistema	Potencia eléctrica (kW)	Pérdidas (%)	\$/kWh	Energía eléctrica (kWh)	Costo parcial	Distribución (%)
1	Mina de COSEMIN	5000	0.00	692.87	3600000.00	\$3,464,347.00	100.00%
2							0.00%
3							0.00%
4							0.00%
5							0.00%
6							0.00%
7							0.00%
8							0.00%
9							0.00%
10							0.00%
11							0.00%
12							0.00%
Total:					3,600,000.0	\$3,464,347.00	

TRES MILLONES CUATROCIENTOS SESENTA Y CUATRO MIL TRESCIENTOS CUARENTA Y SIETE 00/100 Pesos Mexicanos

Figura 10. Tabla de costo parcial por el consumo de energía eléctrica

Paso 3: Realizar estimación económica

Para realizar la estimación económica por el consumo de energía eléctrica, proceda a cambiar la ventana de COSEMIN mediante la pestaña de *Energía* en la esquina inferior izquierda de Excel, como se muestra en la figura 11.

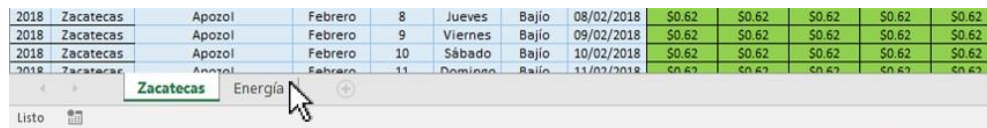


Figura 11. Cambio de ventana en pestaña de energía

Posteriormente, se mostrara la ventana de Estimación de costos por el servicio de energía eléctrica como se muestra en la figura 12, con las tarifas mensuales y cargos fijos por division geografica del año 2018.

COSEMIN [Estimación de costos por el servicio de energía eléctrica]

¿Conoce el factor de potencia? (SI/NO)	SI	0.00
¿Existe demanda en tarifa punta? (SI/NO)	SI	
Costo parcial por consumo de energía	\$	-
Días del periodo de facturación	3	
Derecho por alumbrado público (SI/NO)	NO	
Costo de cargo por capacidad (\$/kW)	\$0.00	
kW MAX (T. Punta)	0.00	
Total de kWh	0.00	
Total de kWh	0.00	
Factor de potencia (%)	0.00	
Cargo fijo (\$/mes)	\$0.00	
Demanda máxima de potencia (kW)	0.00	
Cargo por demanda facturable (DEF)	\$	-

Cargo por transmisión	\$	-
Cargo del CENACE	\$	-
Cargo fijo mensual	\$	0.00
Cargo por SCN/MEM	\$	-
Bonificación de F.P. (%)	0.00	
Cargo F.P. (%)	0.00	
Bonificación por F.P.	\$	-

Desglose de costos	
Cargo fijo mensual	\$ -
Cargo por energía	\$ -
Cargo por DEF	\$ -
Bonificación por F.P.	\$ -
Subtotal:	\$ -
DAP	\$ -
IVA	\$ -
TOTAL (MXN):	\$ -

Tarifas mensuales y anuales de control	
Tarifa de cargo por capacidad (\$/kW)	Factor de carga (DIST) 0.74
Enero \$206.83	Tarifa de transmisión (\$/MWh) \$0.1585
Febrero \$195.84	Tarifa CENACE (\$/MWh) \$6.1186
Marzo \$230.52	Tarifa SCN/MEM (\$/MWh) \$0.0054
Abril \$253.48	
Mayo \$281.31	Cargo fijo por división geográfica (\$/mes)
Junio \$309.38	Bajo \$1,308.62
Julio \$352.60	Golfo Centro \$1,343.48
Agosto \$401.28	Jalisco \$1,460.41
Septiembre \$455.57	
Octubre \$494.51	Impuesto al valor agregado (%) 16
Noviembre \$444.34	Derecho por alumbrado público (%) 8
Diciembre \$353.32	

00/100 Pesos Mexicanos

Texto: Ingresar información solicitada
 Tarifas: Datos condicionados a actualización
 Costos: Resultados (celdas inamovibles)

Figura 12. Ventana de estimación de costos por el servicio de energía eléctrica

Paso seguido, ingrese la información solicitada en la sección con celdas de color blanco y letras verdes como se muestra en la figura 13; En cada celda con marca roja puede encontrar una nota con instrucciones o información respectivamente.

¿Conoce el factor de potencia? (SI/NO)	SI	0.00
¿Existe demanda en tarifa punta? (SI/NO)	SI	
Costo parcial por consumo de energía	\$	-
Días del periodo de facturación	1	
Derecho por alumbrado publico (SI/NO)	NO	
Costo de cargo por capacidad (\$/kW)	\$0.00	
kW MAX (T. Punta)	0.00	
Total de kWh	0.00	
Total de kVArh	0.00	
Factor de potencia (%)	0.00	
Cargo fijo (\$/mes)	\$0.00	
Demanda máxima de potencia (kW)	0.00	
Cargo por demanda facturable [DEF]	\$	-

Figura 13. Ingresar datos de condiciones eléctricas

Como ejemplo, en la figura 14 se observa que se ingresó la palabra SI en la pregunta: ¿Conoce el factor de potencia? y posteriormente en la celda paralela se escribió 95. En caso de responder NO, se debe ingresar el total de energía eléctrica reactiva o kilovoltamperios reactivos-hora (kVArh) en la celda correspondiente, y esta puede ser medida con un analizador de redes eléctricas durante un mes normal de operación del sistema que se analiza o estimarse mediante la medición de un día normal de operación y multiplicarse por el número de días que abarque la estimación y consumo de energía eléctrica, así como por el valor publicado en previas facturas de CFE. Paso seguido, en la pregunta ¿Existe demanda en tarifa punta? se respondió SI debido a que existió un consumo de energía eléctrica durante el horario con tarifa alta de CFE. Así como se ingresó 31 en los días del periodo de facturación, debido a que son los días totales del mes marzo y que son los días que tomará CFE para cobrar la energía eléctrica. Seguidamente, la celda de Derecho por alumbrado público se respondió NO, debido a que la mayoría de las

plantas mineras no se beneficia de las luminarias de los municipios donde se encuentran instaladas. Paso seguido, en la celda de Costo de cargo por capacidad (\$/kW) y Cargo fijo (\$/mes) se ingresó la tarifa \$230.52 y \$1308.62 respectivamente, debido a que corresponden al mes de marzo y tarifa Bajío, las cuales pueden encontrarse en las celdas amarillas de la sección derecha de la ventana. Finalmente, en kW MAX (T. Punta) se ingresó el valor de 5000, ya que se consideró como la potencia promedio requerida por la planta durante todas las horas de operación.

¿Conoce el factor de potencia? (SI/NO)	SI	95.00
¿Existe demanda en tarifa punta? (SI/NO)	SI	
Costo parcial por consumo de energía	\$	3,464,347.00
Dias del periodo de facturación		31
Derecho por alumbrado publico (SI/NO)	NO	
Costo de cargo por capacidad (\$/kW)		\$230.52
kW MAX (T. Punta)		5000.00
Total de kWh		3,600,000.00
Total de kVArh		0.00
Factor de potencia (%)		95.00
Cargo fijo (\$/mes)		\$1,308.62

Figura 14. Datos de condiciones eléctricas como ejemplo para estimación

Paso 4: Analizar los resultados obtenidos

En la figura 15 se puede observar la sección con los resultados obtenidos de la estimación económica por el consumo de energía eléctrica en función de los datos ingresados en la herramienta computacional. Se debe resaltar que cada apartado o desglose se describe en la tesis anteriormente mencionada y que los datos y tarifas incluidas en el programa se basan en información oficial del 2018 de CFE. Debido a esto, para realizar una estimación con mayor precisión se recomienda actualizar los datos como se describe a continuación.

Cargo por transmisión	\$ 570,600.00	
Cargo del CENACE	\$ 22,026.96	
Cargo fijo mensual	\$1,308.62	
Cargo por SCNnMEM	\$ 19,440.00	
Bonificación de F.P. (%)		
Bonificación de F.P. (%)	0.01	
Cargo F.P. (%)	-0.03	
Bonificación por F.P	-\$ 67,977.18	
Desglose de costos		
Cargo fijo mensual	\$ 1,308.62	
Cargo por energía	\$ 4,076,413.96	
Cargo por DEF	\$ 1,152,600.00	
Bonificación por F.P	-\$ 67,977.18	
Subtotal:	\$ 5,162,345.40	
DAP	\$ -	
IVA	\$ 825,975.26	
TOTAL (MXN):	\$ 5,988,320.66	
CINCO MILLONES NOVECIENTOS OCHENTA Y OCHO MIL TRESCIENTOS VEINTE 66/100 Pesos Mexicanos		

Tarifa de capacidad
Enero
Febrero
Marzo
Abril
Mayo
Junio
Julio
Agosto
Septiembre
Octubre
Noviembre
Diciembre

Figura 15. Ejemplo de resultados de estimación por el consumo de energía eléctrica

Actualización

Para actualizar la base de datos de COSEMIN y realizar una estimación económica por el consumo de energía eléctrica más precisa para meses de años posteriores, así como estimar la próxima factura de energía eléctrica que le podría llegar a una planta minera en el mismo mes del año en curso, debe seleccionar con el botón izquierdo del mouse el botón *Actualizar datos* en la ventana de Consumo de energía eléctrica y costo preliminar como se muestra en la figura 16. Posteriormente, se abrirá un ventana como se muestra en la figura 17, donde se observa que en la parte superior se encuentran las pestañas con las divisiones tarifarias regionales del estado y meses, así como celdas para ingresar información como: año, municipio, costo horario (base, intermedio y punta) y cargo por capacidad, los cuales tiene que llenar con la información solicitada como se indica a continuación.

	Nombre del sistema	Potencia eléctrica (kW)	Pérdidas (%)	S/kWh	Energía eléctrica (kWh)	Costo parcial
1						
2						
3						
4						
5						
6						
7						
8						
9						
10						
11						
12						
	Total:				0.0	\$0.00

Ejecutar

Actualizar datos

Eliminar


Días Festivos

Figura 16. Ejecutar ventana para actualizar datos

COSEMIN [Actualizar tarifas horarias] X

Bajo | Golfo Centro | Jalisco

	Año	Municipio	Costo horario			Cargo por capacidad	
			Base	Intermedia	Punta		
Enero	2020		0.0000	0.0000	0.0000	000.00	Cargar
Febrero	2020		0.0000	0.0000	0.0000	000.00	Cargar
Marzo	2020		0.0000	0.0000	0.0000	000.00	Cargar
Abril	2020		0.0000	0.0000	0.0000	000.00	Cargar
Mayo	2020		0.0000	0.0000	0.0000	000.00	Cargar
Junio	2020		0.0000	0.0000	0.0000	000.00	Cargar
Julio	2020		0.0000	0.0000	0.0000	000.00	Cargar
Agosto	2020		0.0000	0.0000	0.0000	000.00	Cargar
Septiembre	2020		0.0000	0.0000	0.0000	000.00	Cargar
Octubre	2020		0.0000	0.0000	0.0000	000.00	Cargar
Noviembre	2020		0.0000	0.0000	0.0000	000.00	Cargar
Diciembre	2020		0.0000	0.0000	0.0000	000.00	Cargar



INSTITUTO DE METALURGIA
Universidad Autónoma de San Luis Potosí

Figura 17. Ventana para actualizar tarifas horarias de COSEMIN

Seleccione la pestaña con la división tarifaria geográfica que corresponde a la planta minera o sistema que requiere hacer una actualización de datos. Paso seguido, ubique la fila con el mes que requiere actualizar la información, e ingrese mediante el teclado de su PC el año de los datos que va a ingresar, posteriormente mediante el mouse seleccione el botón con triangulo invertido en la celda de municipio.

Seguidamente, seleccione el municipio correspondiente de la ventana con el listado de municipios que aparecerá; si no encuentra el municipio correspondiente desplace hacia abajo la barra lateral derecha de la ventana o escriba mediante su teclado el nombre del municipio pertinente.

Paso seguido, ingrese mediante su teclado numérico el costo o tarifa horaria en las celdas de las columnas Base, Intermedia, Semipunta y Punta, según corresponda. Las tarifas las puede encontrar en el portal web oficial de CFE como se muestra en la figura 18, siguiendo la cadena de búsqueda: CFE > Industria > Conoce tu tarifa > Consulta tu tarifa > DIST o mediante la siguiente dirección web:

<https://app.cfe.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/TarifasCREIndustria/Tarifas/DemandalIndustrialSub.aspx>

CFE > Industria > Conoce tu tarifa > Consulta tu tarifa

Tarifa DIST

Consultar tarifas de: 2020 ▼

Demanda industrial en subtransmisión

1.- Aplicación

Esta tarifa se aplicará a los servicios que destinen la energía a cualquier uso, suministrados en alta tensión, nivel subtransmisión, y que por las características de utilización de su demanda soliciten inscribirse en este servicio, el cual tendrá vigencia mínima de un año.

2.- Cuotas aplicables en el mes de -- Selecciona un mes -- ▼ de 2020.

2.1 Identifica tu región tarifaria

-- Seleccione un Estado -- ▼

-- Seleccione un Municipio/Delegación -- ▼

-- Seleccione una División -- ▼

Figura 18. Búsqueda de tarifas horarias de CFE

Posteriormente en cada barra de búsqueda seleccione con el botón izquierdo del mouse: el año, mes, estado, municipio y división tarifaria geográfica en función de los datos que requiera actualizar en COSEMIN. De ejemplo, en la figura 19 se

muestra la búsqueda de tarifas para un año posterior al ejemplo mostrado en la figura 5 en las instrucciones de estimación de este manual.

[CFE](#) > [Industria](#) > [Conoce tu tarifa](#) > [Consulta tu tarifa](#)

Tarifa DIST

Consultar tarifas de: 2019 ▼

Demanda industrial en subtransmisión

1.- Aplicación

Esta tarifa se aplicará a los servicios que destinen la energía a cualquier uso, suministrados en alta tensión, nivel subtransmisión, y que por las características de utilización de su demanda soliciten inscribirse en este servicio, el cual tendrá vigencia mínima de un año.

2.- Cuotas aplicables en el mes de MARZO ▼ de 2019.

2.1 Identifica tu región tarifaria

ZACATECAS	▼
CHALCHIHUITES	▼
BAJÍO	▼

Figura 19. Ejemplo de búsqueda de tarifas horarias de CFE para actualización

El portal web mostrará las tarifas correspondientes en una tabla como la que se muestra en la figura 20, las cuales debe transcribir mediante el teclado numérico en COSEMIN como se muestra en la figura 21.

Bajío

Tarifa	Descripción	Int. Horario	Cargo	Unidades	MAR-19
DIST	Demanda industrial en subtransmisión	-	Fijo	\$/mes	1,353.12
		Base	Variable (Energía)	\$/kWh	0.9806
		Intermedia	Variable (Energía)	\$/kWh	1.5989
		Punta	Variable (Energía)	\$/kWh	1.8954
		Semipunta	Variable (Energía)	\$/kWh	0.0000
		-	Capacidad	\$/kW	357.05

Figura 20. Ejemplo de tabla de tarifas para actualización

COSEMIN [Actualizar tarifas horarias] X

Bajo | Golfo Centro | Jalisco

	Año	Municipio	Costo horario			Carga por capacidad	Cargar
			Base	Intermedia	Punta		
Enero	2020		0.0000	0.0000	0.0000	000.00	Cargar
Febrero	2020		0.0000	0.0000	0.0000	000.00	Cargar
Marzo	2019	Chalchihuites	0.9806	1.5989	1.8954	357.05	Cargar
Abril	2020		0.0000	0.0000	0.0000	000.00	Cargar
Mayo	2020		0.0000	0.0000	0.0000	000.00	Cargar
Junio	2020		0.0000	0.0000	0.0000	000.00	Cargar
Julio	2020		0.0000	0.0000	0.0000	000.00	Cargar
Agosto	2020		0.0000	0.0000	0.0000	000.00	Cargar
Septiembre	2020		0.0000	0.0000	0.0000	000.00	Cargar
Octubre	2020		0.0000	0.0000	0.0000	000.00	Cargar
Noviembre	2020		0.0000	0.0000	0.0000	000.00	Cargar
Diciembre	2020		0.0000	0.0000	0.0000	000.00	Cargar




Figura 21. Ejemplo de ingreso de datos de actualización

Paso seguido, seleccione el botón *Cargar* y cierre la ventana de actualización mediante el botón cruz de *Cerrar*. Los datos cargados se habrán actualizado y en la ventana de años de segmentación de datos aparecerá el año que se haya ingresado como se muestra en la figura 22.

Año	Municipio	Mes	División	Fecha
2018	Chalchihuites	Marzo	Bajo	01/03/2018
2019	Apozol	Enero	Golfo Centro	02/03/2018
	Apulco	Febrero	Jalisco	03/03/2018
	Atolinga	Abril		04/03/2018
	Benito Juárez	Mayo		05/03/2018
	Calera	Junio		06/03/2018
	Canitas de Felipe...	Julio		07/03/2018
	Concepción del Oro	Agosto		08/03/2018

Figura 22. Ventana filtro con selección de datos actualizados

Posteriormente, la tarifa en la fila con nombre Cargo Fijo (\$/mes) de la figura 20 anteriormente mostrada en la tabla del portal web de CFE, ingréselo en la ventana Estimación de costos por el servicio de energía eléctrica de la pestaña Energía en la sección de Tarifas mensuales y anuales de control en la parte derecha de la ventana. La tarifa de transmisión (\$/kWh), tarifa CENACE (\$/MWh) y tarifa SCNNMEM (\$/kWh) se pueden encontrar de forma más accesible en el buscador web de su preferencia realizando la búsqueda: Diario Oficial de la Federación + Tarifa de Transmisión de CFE / Tarifa CENACE / Servicios Conexos no Incluidos en el MEM + año, como ejemplo: Diario Oficial de la Federación Tarifa de Transmisión 2019. En la figura 23 se muestra cómo podría encontrar las tarifas de interés, así como una señalización de la cual debe ingresar en COSEMIN; La figura se realizó en base a las tarifas publicadas en 3 documentos oficiales diferentes.

Tarifas de transmisión de energía eléctrica pesos /kWh		
Nivel de tensión	Generadores Generadores interconectados	Consumidores Servicio de suministro
Tensión \geq 220 kV	0.0580	0.0730
Tensión < 220 kV	0.1051	0.1663

Tarifas de operación del Centro Nacional de Control de Energía pesos/MWh	
Generadores	Cargas
\$3.0451	\$7.7602

Categorías		Tarifas Reguladas 2018				
		Transmisión	Distribución	Operación del CENACE	Operación del Suministrador Básico	Servicios conexos no MEM
Categoría tarifaria	Unidades					
DIST	\$/mes	1,966.14				
	\$/kWh Base	0.1441		0.0075		0.0054
	\$/kWh Intermedio	0.1441		0.0075		0.0054

Figura 23. Formato de tarifas eléctricas para ejemplo de actualización

Paso seguido, el factor de carga DIST puede encontrarlo en la parte inferior del portal web de CFE como se mostró en la figura 20 en función del documento Anexo Único del Acuerdo publicado en el año de búsqueda. Asimismo, se puede modificar el Impuesto al valor agregado (IVA) y el derecho por alumbrado público (DAP) si lo requiere y si el municipio de la planta minera se encuentra en una zona económica especial. De ejemplo, en la figura 24 se muestra la sección de tarifas mensuales y anuales de control actualizadas respecto a las tarifas de 2018 incluidas en COSEMIN como se mostró en la figura 12. Finalmente, puede realizar la estimación económica como indica el manual.

Tarifas mensuales y anuales de control	
Tarifa de cargo por capacidad (\$/kW)	
Enero	\$206.83
Febrero	\$195.84
Marzo	\$357.05
Abril	\$253.48
Mayo	\$281.31
Junio	\$309.38
Julio	\$352.60
Agosto	\$401.28
Septiembre	\$455.57
Octubre	\$454.51
Noviembre	\$444.34
Diciembre	\$353.32
Factor de carga (DIST) 0.74	
Tarifa de transmisión (\$/kWh) \$0.1663	
Tarifa CENACE (\$/MWh) \$7.7602	
Tarifa SCNnMEM (\$/kWh) \$0.0054	
Cargo fijo por división geográfica (\$/mes)	
Bajío	\$1,353.12
Golfo Centro	\$1,343.48
Jalisco	\$1,460.41
Impuesto al valor agregado (%) 16	
Derecho por alumbrado publico (%) 8	

Figura 24. Ejemplo de tarifas de control actualizadas

Recomendaciones

Para la correcta operación de COSEMIN se recomienda:

- Mantenga abierto solo un programa COSEMIN y cierre otros archivos Excel que puedan contener programación macros.
- No ingresar caracteres especiales como: %, \$, @, /, *, - y ,.
- No utilizar la opción de copiar y pegar de datos.
- Actualizar todas las tarifas eléctricas antes de cada estimación.
- Reconocer y referenciar la autoría de los desarrolladores de COSEMIN.