



Proyección del consumo de energía eléctrica en la minería del cobre 2019-2030

DEPP /2019

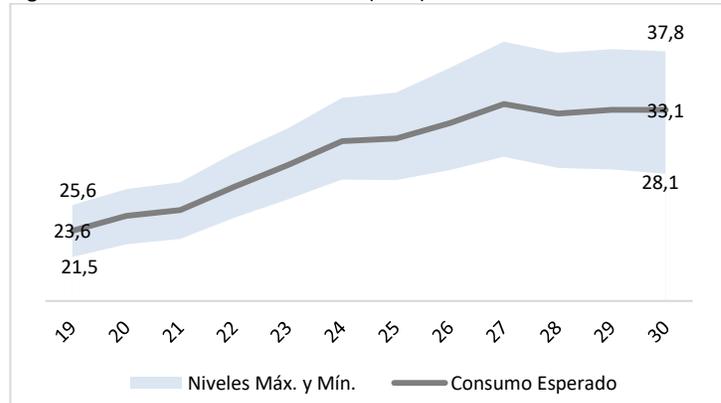
Resumen Ejecutivo

El estudio proyecta el consumo eléctrico de la minería del cobre en el periodo 2019-2030 en base a dos factores: i) la cartera de proyectos y operaciones mineras vigentes, y ii) la proyección de los proyectos futuros. Asimismo, dada la incertidumbre asociada a la producción, las estimaciones de consumo eléctrico se construyen en base a tres escenarios: esperado, máximo y mínimo.

Como ilustra la figura I esperamos que el consumo eléctrico crezca desde 23,6 TWh en 2019 hasta 33,1 TWh en 2030 (~3,1% CAGR). Este crecimiento responde principalmente a un alto consumo en concentración (~4,6% CAGR), proceso que por sí solo consume más de la mitad de la demanda eléctrica agregada.

Se estima que, para satisfacer la demanda esperada, se requeriría agregar una capacidad de generación eléctrica de 1.387 MW en el período 2019 – 2030.

Figura I: Consumo eléctrico nacional (TWh) de la minería del cobre



Fuente: COCHILCO

A nivel regional, vemos que la región de Antofagasta, en línea con su alta producción, seguirá concentrando más de la mitad del uso energético, registrando un incremento del 30% en su consumo al 2030. Atacama por su parte, región que actualmente demanda cerca del 11% del consumo eléctrico cuprífero nacional, verá un aumento del 78% hacia el 2030. Otra región con un alto crecimiento en su demanda es Coquimbo, que aumentará su consumo en un 46% al 2030.

Por otra parte, enfocando el análisis según la condicionalidad de las operaciones vigentes y proyectos, encontramos que si bien al 2019 las operaciones activas concentran prácticamente la totalidad del consumo eléctrico esperado en minería cuprífera, al 2030 los proyectos potenciales, posibles y probables llegan a representar cerca de un cuarto del total. De igual forma, analizando por tipo o propósito del proyecto, vemos que los proyectos de expansión, reposición y los nuevos, en conjunto, adquirirán una importancia creciente pasando de representar un 20% del consumo esperado en 2019 al 62% en 2030. Cabe señalar que los proyectos cupríferos nuevos por sí solos serán responsables del 30% de la demanda eléctrica al 2030.

Por último, al revisar el consumo esperado por procesos, vemos que la Concentradora es por lejos la principal fuente de consumo esperado durante todo el periodo, creciendo desde un 57% del consumo en 2019 al 66% hacia el 2030. El consumo energético para desalación e impulsión de agua de mar es otro proceso para el cual se proyecta un alza importante, pasando del 5% en 2019 al 10% en 2030 (10,3% CAGR), convirtiéndose en el segundo proceso de mayor intensidad de consumo eléctrico. Para el proceso de lixiviación por su parte se proyecta una caída importante desde un 21% del total en 2019 al 8% en 2030, mientras que para el de fundición se estima un leve decrecimiento en la participación, pasando del 7% en 2019 al 6% en 2030. Por último, los procesos de mina subterránea, refiniería y servicios se mantendrán con participaciones relativamente bajas, ninguno de ellos sobrepasando el 4% del consumo durante el periodo de estudio.

Tabla de Contenidos

Resumen Ejecutivo	I
1. Introducción	3
2. Metodología.....	4
2.1. Proyectos considerados.....	4
2.2. Consumo eléctrico por faenas y procesos	4
2.3. Escenarios de consumo eléctrico	5
2.4. Consumo esperado nacional de electricidad en minería del cobre	7
3. Mercado Eléctrico y Sistema Eléctrico Nacional	8
4. Proyección del consumo anual de energía eléctrica 2019 – 2030.....	9
4.1. Proyección a nivel país.....	9
4.2. Proyección de demanda por potencia eléctrica.....	10
4.3. Proyección por regiones	10
5. Análisis del consumo eléctrico esperado según la condicionalidad de los proyectos.....	12
5.1. Análisis a nivel país.....	12
6. Análisis del consumo eléctrico esperado según tipo de proyecto	14
6.1. Análisis a nivel país.....	14
7. Análisis del consumo eléctrico esperado según proceso	16
7.1. Distribución del consumo eléctrico esperado a nivel país	16
8. Comentarios finales.....	18
9. Anexos	20
9.1. Anexos capítulo 2: Metodología	20
9.1.1. Proyectos mineros considerados en la proyección de energía	20
9.1.2. Detalle de la metodología de cálculo del consumo esperado de electricidad en plantas desaladoras y Sistemas de impulsión.....	24
9.2. Anexo con cifras de proyección de consumo esperado de electricidad 2019– 2030 en diferentes categorías	26
9.2.1. Proyección global.....	26
9.2.2. Proyección de consumo de electricidad según procesos	26
9.2.3. Proyección de consumo de electricidad según condición	27
9.2.4. Proyección de consumo de electricidad por tipo de proyecto	27
9.2.5. Proyección de consumo de electricidad por regiones	28



1. Introducción

La energía eléctrica es un insumo estratégico para la minería del cobre, dado que se requiere en sus diversos procesos productivos y servicios. De acuerdo a estimaciones de COCHILCO a diciembre 2018, su uso representa alrededor del 9% de los costos operacionales (incluyendo la depreciación) de la gran minería del cobre nacional. Su impacto en el consumo eléctrico del país también es significativo. En promedio, en los últimos 15 años la minería del cobre ha tenido una participación de un tercio en el consumo nacional de energía eléctrica, situación que se puede explicar en gran parte por tres tendencias que han presionado al alza el consumo. A saber:

- Caída progresiva en las leyes de cobre, lo que responde al envejecimiento de las minas y al incremento en la dureza del mineral. Esta situación ha significado que las empresas tengan que extraer grandes y crecientes volúmenes de mineral para lograr mantener los niveles de producción de cobre fino esperados, situación que conlleva un incremento en el uso de energía en procesos como chancado y molienda.
- Creciente uso de agua de mar, dadas las restricciones para el abastecimiento de agua a través de fuentes continentales y también debido a la preponderancia creciente en la producción de concentrados, que es intensiva en recursos hídricos. Como el agua de mar debe ser impulsada desde la costa a las faenas mineras, se hace intensiva en energía eléctrica.
- Enfoque en la producción de concentrados de cobre, proceso que tiene un uso intensivo de energía eléctrica. En consecuencia, se prevé que la demanda de energía eléctrica también se incrementará en los próximos años.

En este contexto, considerando las tendencias mencionadas, COCHILCO realiza su estimación de consumo de energía eléctrica en minería del cobre hasta el 2030, año en que podría estar en operación gran parte de la actual cartera de proyectos. Así, se muestran los resultados para el periodo 2019-2030 identificando los siguientes factores:

- Consumo eléctrico esperado según tipo de proyecto, sea de carácter Nuevo, Expansión, Reposición u Operación.
- Consumo eléctrico esperado según procesos, sea Concentradora, Lixiviación, Fundición, Refinería, Agua de Mar, Mina Rajo, Mina Subterránea o Servicios.

En cada caso, se realiza un análisis tanto a nivel nacional como regional y se entregan proyecciones con valores esperados así como los límites mínimos y máximos estimados.



2. Metodología

2.1. Proyectos considerados

La proyección de consumo eléctrico en minería del cobre considera faenas mineras actualmente en operación, proyectos mineros en etapa de construcción y proyectos de inversión con posibilidades de concretarse durante el periodo 2019-2030, en base al informe *Inversión En La Minería Chilena - Cartera de Proyectos 2019-2030* publicado por COCHILCO en diciembre de 2019. Asimismo, también se consideran proyectos y operaciones mineras de oro y de hierro que tendrían una coproducción significativa de cobre en el periodo mencionado.

En paralelo a lo anterior, atendiendo al creciente uso de agua de mar, la proyección de consumo eléctrico considera la operación actual y la entrada en operación de plantas de desalación e impulsión de agua de mar durante el periodo.

2.2. Consumo eléctrico por faenas y procesos

Desde 1991 COCHILCO calcula los coeficientes de consumo unitario de energía por faena y por procesos en base a datos operacionales provistos por las empresas mineras del país. A partir de esta información, se proyectan de forma determinística los coeficientes para el periodo 2019-2030. Para esto, se realiza una regresión normal-log basada en los consumos unitarios observados durante el periodo 2001-2018. Los resultados de dicha extrapolación se muestran en la Tabla 1.

Cabe señalar que la construcción de los coeficientes involucra dos supuestos:

- El consumo unitario de energía eléctrica por procesos es creciente en el tiempo debido principalmente al envejecimiento de las minas y a menores leyes de mineral a procesar.
- No habrá cambios tecnológicos que incidan significativamente en los procesos mineros. Es decir, no se abordan posibles avances en eficiencia energética que puedan implementarse a futuro tanto en operaciones existentes como en proyectos nuevos, lo que incidiría en un menor consumo de electricidad.

Tabla 1: Proyección de consumos unitarios de electricidad por procesos 2019 – 2030

PROCESOS	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Mina Rajo KWh/ TMF Cu	189,1	190,0	191,0	191,9	192,7	193,5	194,3	195,1	195,8	196,5	197,2	197,8
Mina Subterránea KWh/ TMF Cu	621,4	627,1	632,6	637,8	642,8	647,5	652,1	656,5	660,7	664,7	668,7	672,5
Concentradora KWh/TMF Cu	3161,1	3194,2	3225,6	3255,6	3284,3	3311,7	3338,1	3363,3	3387,7	3411,1	3433,8	3455,6
Fundición KWh/TM Conc. Proce.	341,9	327,3	327,2	327,1	327,0	327,0	326,9	326,8	326,8	326,7	326,6	326,6
Refinería KWh/ TMF Cu	368,1	368,7	369,2	369,7	370,2	370,7	371,1	371,5	372,0	372,3	372,7	373,1
LX/SX/EW KWh/ TMF Cu	3319,3	3334,1	3348,1	3361,4	3374,2	3386,4	3398,2	3409,4	3420,3	3430,7	3440,8	3450,6
Servicios KWh/ TMF Cu	164,2	164,7	165,1	165,5	165,9	166,2	166,6	166,9	167,2	167,5	167,8	168,1

Fuente: COCHILCO.



Se debe acotar además que a partir del año 2011, los coeficientes unitarios de energía en Servicios incorporan el consumo de electricidad por concepto de uso de agua de mar, por tanto, el pronóstico de este ítem se realiza sobre coeficientes estimados para el periodo 2001-2010, con el fin de no hacer una doble proyección respecto a uso de agua de mar, que en este informe está como ítem aparte.

Con respecto a los procesos de desalación e impulsión para el uso de agua de mar, se utiliza la metodología descrita en el informe *Proyección del Consumo de Agua en la Minería del Cobre en Chile 2017-2028* para efectuar los cálculos de la potencia y energía eléctrica a consumir en plantas desaladoras y sistemas de impulsión de agua de mar.

2.3. Escenarios de consumo eléctrico

Dada las múltiples condiciones de variabilidad en la producción y consumo existentes, se definen tres escenarios, cada uno con distintos supuestos:

- **Escenario de consumo eléctrico máximo:** considera que todas las operaciones continúan según lo planificado y los proyectos posibles, potenciales y probables se ponen en marcha en las fechas y de acuerdo a las capacidades productivas estimadas actualmente por sus titulares.
- **Escenario de consumo eléctrico más probable:** considera que las operaciones no alcanzan los resultados planificados por los titulares en tanto que existen riesgos considerables de sufran retrasos y variaciones a la baja en su producción real con respecto a lo planificado.
- **Escenario de consumo eléctrico mínimo:** ajusta el escenario más probable con cifras inferiores dentro de un criterio técnico razonable.

Luego, para cada escenario se estima el consumo de electricidad a ocupar en cada faena y proceso. Esto se puede representar de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$Cons_{ijkt} = ProdEst_{ijt} PONDProd_{ikt} CoefUnit_{jt}$$

Donde,

- $Cons_{ijkt}$: Consumo de electricidad (en TWh) en la faena i , en el proceso j , de acuerdo a la condición/estado k del proyecto, en el año t .
- t : Periodo considerado (años 2019 – 2030).
- i : Faena minera considerada.
- j : Proceso minero considerado.
- k : Condición/estado del proyecto minero considerado¹.
- $ProdEst_{ijt}$: Capacidad de procesamiento estimada según diseño en la faena i , en el proceso j , y la condición/estado k del proyecto en el periodo t .
- $PONDProd_{ikt}$: Ponderador de la producción estimada en base a información histórica según la condición de un proyecto k en una faena minera i en el periodo t . $PONDProd_{ikt} \in (0,1]$
- $CoefUnit_{jt}$: Consumo unitario estimado de electricidad en el proceso j en el periodo t . Estos son los valores reportados en la tabla 1.

¹ Las condiciones/estados de los proyectos que se establecen en el presente informe son: Base, Probable, Posible-factibilidad, Potencial-factibilidad y Potencial-prefactibilidad.



La modelación de las variaciones en cada escenario depende de la variable $PondProd_{ikt}$. Como sus valores fluctúan entre 0 y 1, mientras mayor sea $PondProd_{ikt}$, mayor será el consumo de energía. Así, en el escenario de consumo *máximo*, donde no hay riesgos de producción ni retrasos, todas las ponderaciones son equivalentes a 1, mientras que en los escenarios *más probable* y *mínimo* son consecuentemente inferiores.

Para visualizar lo anterior, en la tabla 2 se ilustra la matriz de ponderadores de producción para el caso *más probable*. Este consumo se calcula sobre el supuesto que los proyectos mineros sufren retrasos en su ejecución y variaciones en su producción estimada respecto de la real. Para modelar este efecto se construyó un vector de ponderadores de producción determinísticos en base a información histórica en la ejecución de proyectos mineros, según condición y fecha de puesta en marcha. El cálculo de los vectores corresponde al promedio ponderado de las razones de producción real sobre la producción proyectada en faenas mineras de igual condición y estado.

Tabla 2: Ponderadores determinísticos de producción futura probable

Condición/estado del proyecto	Año planificado del proyecto											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Potencial/Prefactibilidad	0,16	0,28	0,32	0,37	0,42	0,45	0,49	0,55	0,69	0,70	0,71	0,80
Potencial/Factibilidad	0,32	0,37	0,42	0,45	0,49	0,55	0,69	0,70	0,71	0,80	0,80	0,83
Posible/Factibilidad	0,49	0,55	0,69	0,70	0,71	0,80	0,80	0,83	0,84	0,84	0,85	0,88
Probable	0,71	0,80	0,80	0,83	0,84	0,84	0,85	0,88	0,92	0,92	0,92	0,93
Base	0,83	0,84	0,84	0,85	0,88	0,92	0,92	0,92	0,93	0,93	0,93	0,93

Fuente: COCHILCO.

En la tabla 3 se ilustra la matriz de ponderadores de producción para el caso mínimo. Este cálculo se basa en que los proyectos mineros presentes en la cartera de inversiones sufren retrasos más allá de los previstos, por ejemplo variaciones en las condiciones macroeconómicas, retrasos en la aprobación de permisos, retrasos en la ingeniería, etc.

Tabla 3: Ponderadores determinísticos de producción futura mínima

Condición/estado del proyecto	Año planificado del proyecto											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Potencial/Prefactibilidad	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
Potencial/Factibilidad	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32
Posible/Factibilidad	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49
Probable	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71
Base	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84

Fuente: COCHILCO.

De esta manera, se determinó un vector de ponderadores producción mínimo de los proyectos mineros según su condición en base a la información histórica de COCHILCO y juicio de experto. Para esto, primero se efectuó el cálculo de los vectores correspondiente al promedio ponderado de las razones de producción real sobre la producción proyectada en faenas mineras de igual condición y estado. En segunda instancia, estos valores fueron nuevamente ponderados por valores menores a la unidad según juicio de experto, con motivo de determinar valores mínimos realistas, de acuerdo a la condición del proyecto. Para este caso del escenario mínimo, se consideró un mayor retraso en las decisiones de inversión para los proyectos en las categorías posibles y potencial, lo que si bien no elimina los proyectos, los deja con una menor probabilidad de materialización.



2.4. Consumo esperado nacional de electricidad en minería del cobre

Finalmente, una vez estimados los consumos *máximo*, *mínimo* y *más probable*, se estima el consumo esperado para cada faena y proceso considerado a través de una simulación de Montecarlo en función de los valores encontrados. De tal forma, el consumo anual queda representado como:

$$C_t = \sum_i \sum_j \beta_{ijkt} (Cons_{ijkt}^{max}, Cons_{ijkt}^{MP}, Cons_{ijkt}^{min})$$

Donde,

- C_t : Consumo de electricidad (en TWh) en minería del cobre en el año t .
- $Cons_{ijkt}^{max}, Cons_{ijkt}^{MP}, Cons_{ijkt}^{min}$: Consumo máximo, más probable y mínimo (en TWh) respectivamente en la faena i , en el proceso j , de acuerdo a la condición/estado k del proyecto, en el año t .



3. Mercado Eléctrico y Sistema Eléctrico Nacional

El mercado eléctrico en Chile, desde el lado de la oferta de energía, está compuesto por tres sectores cuyas actividades hacen posible la disposición de la energía eléctrica en los distintos puntos del mercado. La interconexión física de los componentes de cada uno de estos sectores se denomina sistema eléctrico:

Generación: sector que tiene como función la producción de la energía eléctrica a través de distintas tecnologías tales como la hidroeléctrica, termoeléctrica, eólica, solar, entre otras.

Transmisión: sector que tiene como función la transmisión, en niveles altos de voltaje, la energía producida a todos los puntos del sistema eléctrico.

Distribución: sector que tiene como función el distribuir, en niveles de voltaje más reducidos que los de Transmisión, la energía desde un cierto punto del sistema eléctrico a los consumidores regulados que este sector atiende.

Estas actividades son desarrolladas por completo por empresas privadas, las que realizan las inversiones necesarias dentro de la normativa específica que rige para cada uno de estos sectores. Así, los sectores de transmisión y distribución se desarrollan dentro de un esquema de sectores regulados, por la característica de monopolio que tienen ambos sectores, mientras que Generación lo hace bajo reglas de libre competencia.

Dentro de las características de los sistemas eléctricos en el territorio nacional, está que el mercado eléctrico chileno está compuesto por tres sistemas independientes: el Sistema Eléctrico Nacional (SEN, que cubre desde Arica por el norte, hasta la isla de Chiloé por el sur), el Sistema de Aysén (SEA, que cubre la Región de Aysén del General Carlos Ibañez del Campo), y el Sistema de Magallanes (SEM, que cubre la Región de Magallanes y de la Antártica Chilena).

La minería del cobre chilena, ubicada en el norte y centro sur del país se abastece del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Este nace en el año 2017, en el momento en que los dos principales sistemas de energía en el país: el Sistema Interconectado Norte Grande (SING) y el Sistema Interconectado Central (SIC), se unifican. Por las características de la geografía nacional, es un sistema único en cuanto a longitud, alcanzando los 3.100 km y abarcando casi la totalidad del territorio nacional, desde la ciudad de Arica por el norte, hasta la Isla de Chiloé, en el sur. Este sistema está conformado por un conjunto de instalaciones de centrales eléctricas generadoras, líneas de transporte, subestaciones eléctricas y líneas de distribución, interconectadas entre sí, que permite generar, transportar y distribuir energía eléctrica, cuya capacidad instalada de generación sea igual o superior a 200 Megawatt, todo ello dirigido ahora por un solo organismo coordinador el Coordinador Eléctrico Nacional. En relación a la ampliación de las capacidades de generación local y/o transmisión de electricidad, se han impulsado una serie de proyectos enfocados a optimizar la operación del SEN, lo que hará posible ampliar las capacidades actuales y contar con menores precios de suministro.

Con el sistema interconectado el país puede optimizar el uso de los recursos de generación ya disponibles y permitirá hacer un mayor aprovechamiento de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) como la eólica, solar y geotérmica, que tienen un alto potencial en el norte del país, pero presentan características disímiles en cuanto a su patrón de generación.



4. Proyección del consumo anual de energía eléctrica 2019 – 2030

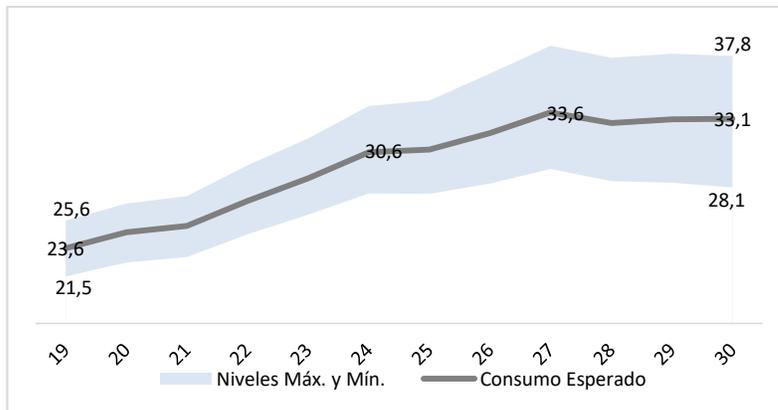
Cabe señalar y tomando en cuenta lo expuesto en capítulo anterior sobre el sistema eléctrico Nacional que de ahora en adelante corresponde ya a este estudio de proyecciones de electricidad referirse a un sistema único de energía en tanto que las distintas operaciones mineras podrán utilizar energía de distintas fuentes y zonas geográficas.

En este capítulo se muestra el resultado global de la proyección del consumo de energía eléctrica en la minería del cobre en el período 2019 – 2030. El consumo esperado se acompaña de los escenarios de consumo máximo y mínimo, según se explicó en la metodología.

4.1. Proyección a nivel país

La Figura 1 proyecta el consumo futuro esperado así como sus límites máximos y mínimos para cada año de estudio. Durante el periodo completo, el consumo eléctrico esperado crecería desde 23,6 TWh hasta 33,1 TWh (~3,1% CAGR). Sin embargo, el crecimiento no es uniforme. En efecto, se aprecia un crecimiento esperado relativamente alto hasta el 2024, año en que alcanzaría 30,6 TWh (~5,4% 2019-2024 CAGR), para luego crecer con menor rapidez hasta el 2027, año en que se esperan 33,6 TWh (~3,1% 2024-2027 CAGR), para luego decrecer levemente hasta 33,1 TWh hacia el 2030 (~-0,4% 2027-2030 CAGR).

Figura 1: Consumo eléctrico (TWh) nacional de la minería del cobre, 2019 – 2030



Fuente: COCHILCO.

Este mayor crecimiento hacia el 2024 se explica principalmente por una menor incertidumbre con respecto a los proyectos a ejecutar. Por otra parte, el menor crecimiento esperado en el periodo 2027-2030 se explica por la menor probabilidad de materialización asignada de los proyectos que actualmente no están en operación como por una menor producción en las operaciones ya existentes.

En la tabla 4 a continuación se ilustra el crecimiento estimado en consumo eléctrico y producción de cobre mina a nivel nacional 2029-2030, dividiendo el periodo en intervalos trianuales previamente considerados en los tres escenarios de análisis: máximo, esperado y mínimo. Se puede ver con claridad como los requerimientos proyectados de energía eléctrica son progresivamente mayores a las variaciones esperadas en producción de cobre mina, en otras palabras, con el paso del tiempo, se requerirá de más electricidad para producir la misma cantidad de cobre.

Tabla 4: Variación (%) del consumo eléctrico y producción cobre mina en Chile, 2019 – 2030

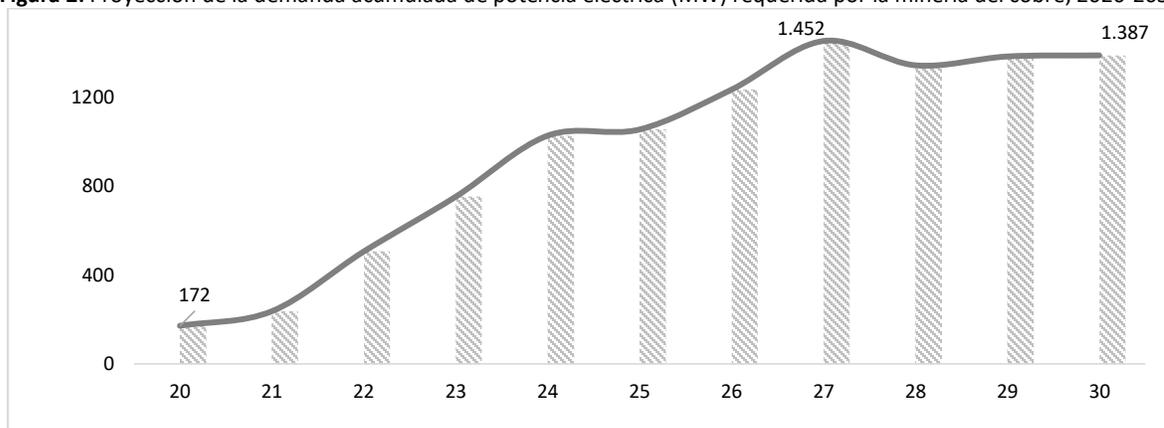
Escenario	Variable	19-21	22-24	25-27	28-30
Máximo	Consumo energía eléctrica	7,0	14,8	11,7	0,3
	Producción cobre mina	2,6	12,9	10,6	-1,2
Esperado	Consumo energía eléctrica	6,9	13,3	8,9	0,9
	Producción cobre mina	2,5	11,3	7,6	-0,5
Mínimo	Consumo energía eléctrica	6,7	12,3	6,7	-1,6
	Producción cobre mina	2,3	10,3	5,4	-3,2

Fuente: COCHILCO.

Esta situación responde a razones estructurales tales como envejecimiento de las minas, caída en las leyes del mineral, decaimiento de los minerales oxidables –lo que a su vez conduce a una producción más enfocada en concentrados y por ende del proceso de concentración, que es altamente intensivo en electricidad y agua- y mayor uso de agua de mar. Estas causas estructurales se discutirán más adelante.

4.2. Proyección de demanda por potencia eléctrica

En la Figura 2 se ilustra la proyección de demanda acumulada de potencia eléctrica requerida para satisfacer el consumo eléctrico esperado de la minería del cobre² durante el periodo 2020-2030. En general la potencia será creciente hasta el año 2027, disminuyendo levemente hacia el 2028, para luego moderarse hacia el 2030. En suma, se requerirá agregar una capacidad de generación eléctrica de 1.387 MW al fin del periodo de estudio.

Figura 2: Proyección de la demanda acumulada de potencia eléctrica (MW) requerida por la minería del cobre, 2020-2030

Fuente: COCHILCO.

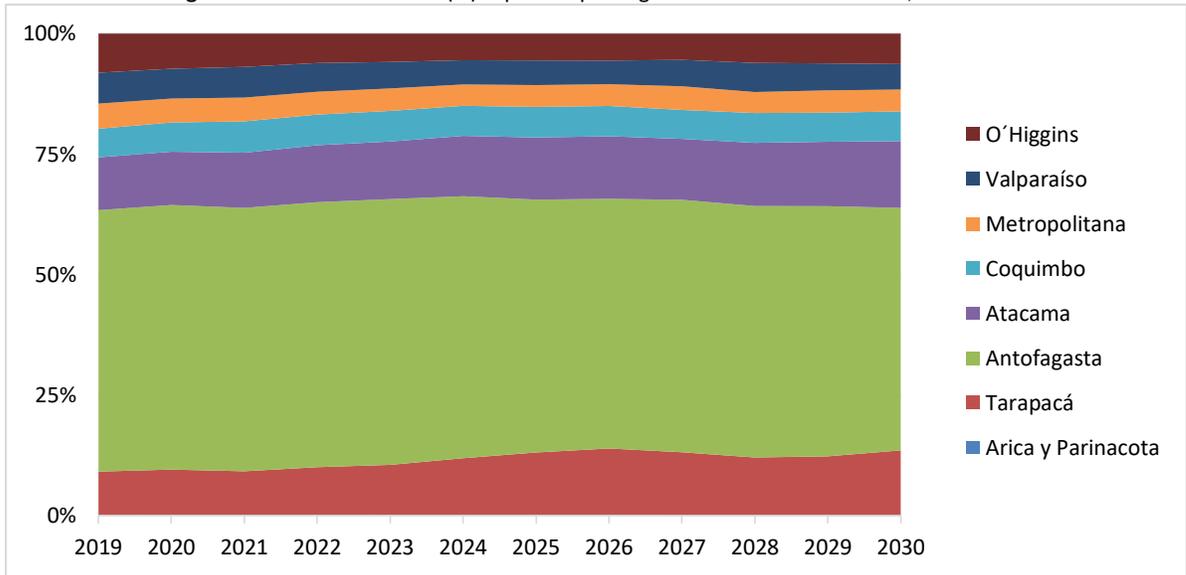
4.3. Proyección por regiones

La Figura 3 ilustra las participaciones de consumo energético en minería por región durante el periodo de estudio. La región de Antofagasta, es la región que concentra la mayor parte de la producción de cobre del país y consecuentemente es la que más consume energía eléctrica,

² Los incrementos anuales de energía eléctrica proyectada se convierten en demanda de potencia de generación asumiendo que las centrales de generación debieran tener en promedio un factor de carga mínimo del 78,7% (6,9 Giga Watts-hora de energía útil por cada Mega Watt de potencia), considerando que la central debe disponer de tiempo de mantención regular, de potencia en giro, además que parte de la energía generada se auto consume en la central y otra parte se disipa en la transmisión (Fuente: Coordinación Eléctrica nacional).

concentrando al 2019 más de la mitad del uso de energía, con 12,8 TWh representando un 54 % de la demanda eléctrica cuprífera nacional, porcentaje que se espera que caiga hasta un 50% hacia el 2030. Le siguen las regiones de Atacama con 2,6 TWh (11% de participación), que crecería a 4,6 TWh al 2030 (13%); Tarapacá con 2,1 TWh (9,0%), que crecería hasta 4,5 TWh al 2030 (14%); y O'Higgins con 1,9 TWh (8%), que crecería levemente hasta 2,1 TWh al 2030 (6%).

Figura 3: Consumo eléctrico (%) esperado por región de la minería del cobre, 2019-2030



Fuente: COCHILCO.

Para los escenarios mínimo y máximo, el patrón de participación a nivel nacional en la proyección del consumo de energía eléctrica en estos dos casos es básicamente el mismo que en la proyección del consumo esperado. En consecuencia, en ambos casos las regiones de Antofagasta y Atacama liderarán la demanda de energía eléctrica (véase tablas 16 y 18 del Anexo).



5. Análisis del consumo eléctrico esperado según la condicionalidad de los proyectos

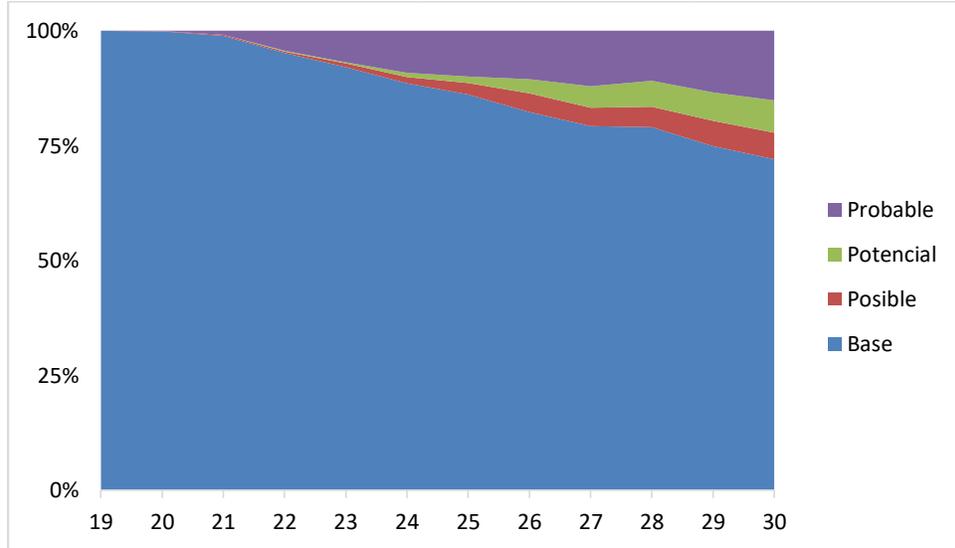
Como vimos previamente en la metodología, el consumo eléctrico esperado tiene su base más cierta en las actuales operaciones y en los proyectos ya en construcción. En cambio, el consumo eléctrico futuro que tendrían los proyectos que aún no cuentan con la decisión de construirse tiene un grado de incertidumbre creciente en el tiempo, por lo que su magnitud depende de posibles retrasos en su ejecución así como de eventuales mermas de producción respecto a lo planificado.

En este contexto, este capítulo se destina al análisis del consumo eléctrico esperado de los proyectos mineros de cobre según la condicionalidad de su ejecución.

5.1. Análisis a nivel país

Dada la construcción metodológica y considerando que el nivel de incertidumbre es creciente en el tiempo, la relevancia de los proyectos que aún no cuentan con la decisión de construirse será mayor conforme aumentan los años. Así, como se aprecia en la Figura 4, durante el periodo 2019-2021 se espera que prácticamente la totalidad del consumo energético proyectado en minería provenga de operaciones y proyectos ya en construcción (base). En relación a los proyectos probables, posibles y potenciales, vemos que progresivamente adquirirán una mayor relevancia hasta representar un 28,0% del consumo esperado total al 2030.

Figura 4: Proyección del consumo eléctrico nacional esperado de la minería (%) según condicionalidad, 2019-2030



Fuente: COCHILCO.

En la tabla 5 se ilustra numéricamente la proyección de la figura 4. Al observar el período 2019-2030 completo, el consumo eléctrico esperado de las operaciones en condición base tiene leves variaciones durante el período de análisis, creciendo sólo un 1,3%. Ahora bien, dividiendo en subperíodos, vemos que al 2024 crece un 15,2% para luego decrecer progresivamente año a año hasta el 2030 (con la excepción de 2027). La razón de este declive radica en el cierre de plantas hidrometalúrgicas en el próximo decenio, pasando de 31 operaciones a solo 19 activas hacia el 2030.



En tanto en el mediano plazo y más al largo plazo, a partir de 2024, la demanda eléctrica crece por la puesta en marcha de los proyectos probables, posibles, potenciales que se hacen más relevantes a una tasa anual compuesta de crecimiento del 17,6%. Estos proyectos en su conjunto demandarán crecientemente energía que al año 2030 alcanzará los 9,3 TWh, correspondiente al 28,0% del consumo esperado total.

Tabla 5: Proyección del consumo eléctrico nacional esperado (TWh) según la condicionalidad de operaciones y proyectos de la minería del cobre, 2019-2030

Condición	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Base	23,56	24,71	24,92	25,74	26,47	27,14	26,56	26,39	26,61	25,94	24,79	23,87
Posible	0,00	0,02	0,06	0,08	0,24	0,42	0,77	1,31	1,34	1,46	1,82	1,91
Potencial	0,00	0,00	0,00	0,05	0,07	0,28	0,44	0,99	1,57	1,86	2,04	2,34
Probable	0,01	0,02	0,23	1,18	1,98	2,81	3,08	3,39	4,06	3,58	4,45	5,02
Total	23,6	24,8	25,2	27,1	28,8	30,6	30,8	32,1	33,6	32,8	33,1	33,1

Fuente: COCHILCO.

Puesto que los proyectos probables, posibles y potenciales están en estudio, en el corto plazo debe quedar definida la modalidad contractual para el abastecimiento eléctrico. Así, un aspecto relevante a acotar, es que resultará fundamental la activa participación de la nueva oferta que se generará por los proyectos de generación eléctrica en desarrollo dentro del SEN, donde las ERNC jugarán un papel crecientemente importante.



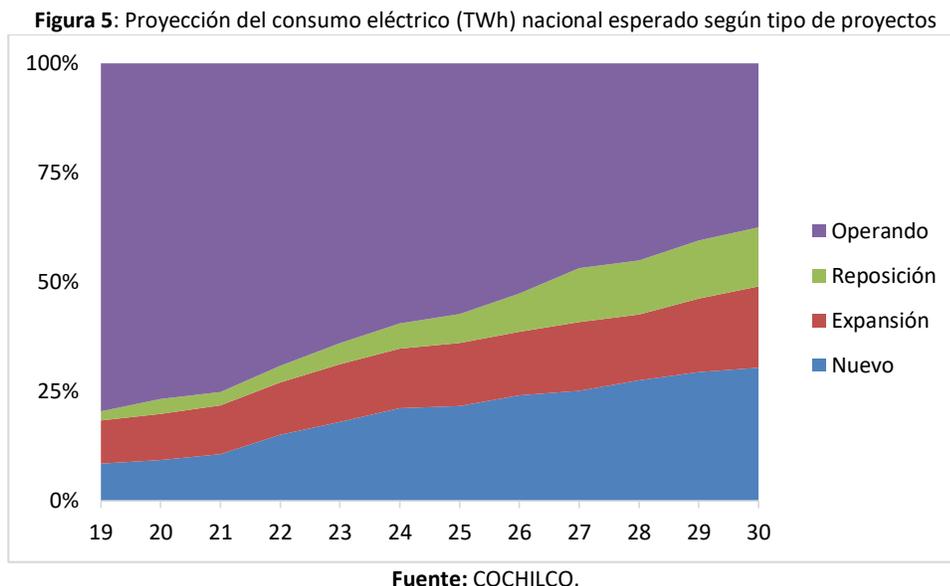
6. Análisis del consumo eléctrico esperado según tipo de proyecto

El presente capítulo está destinado a analizar la distribución del consumo eléctrico esperado entre las operaciones vigentes y los proyectos según su tipo, es decir, el propósito que tienen las compañías por emprenderlos. Es así como algunos proyectos son de reposición, para recuperar su capacidad productiva que se hubiere visto disminuida por efecto del deterioro de su base mineral, otros son de expansión para sustentar su competitividad vía aumento de escala de producción y los nuevos proyectos, cuyo desarrollo parte prácticamente de cero.

6.1. Análisis a nivel país

La Figura 5 y la tabla 6 muestran el consumo eléctrico esperado de la minería del cobre nacional, distribuido por operaciones y tipos de proyectos. Se puede observar que las operaciones vigentes irán decreciendo en el tiempo, en tanto los proyectos de expansión, reposición y particularmente los nuevos comienzan a adquirir una importancia creciente en este período de análisis 2019-2030.

Al 2019 las operaciones vigentes representan el 79,6% del consumo de energía eléctrica, con 18,7 TWh. Este consumo se mantiene relativamente estable hasta el 2022 para posteriormente decrecer paulatinamente, llegando a 12,4 TWh al 2030, lo que representará el 37,5% del consumo de energía eléctrica minera a dicho año.



En paralelo, para algunas de las actuales operaciones se contemplan proyectos de reposición o de expansión, que en su conjunto permiten esperar una demanda adicional de 10,6 TWh (32,1% del total) al 2030 desde los niveles actuales de 2,8 TWh en 2019 (12,0%).

En tanto se proyecta que los proyectos nuevos pasen de representar el 8,5% del consumo esperado en 2019 al 30,4% en 2030. Así, en términos absolutos esto implica pasar desde 2,0 TWh a 10,1 TWh entre los años considerados.

Tabla 6: Proyección del consumo eléctrico nacional esperado (TWh) por tipo de proyectos, 2019-2030

Tipo	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Nuevo	2,0	2,3	2,7	4,1	5,2	6,5	6,7	7,7	8,4	9,0	9,7	10,1
Expansión	2,3	2,6	2,8	3,2	3,8	4,2	4,4	4,7	5,3	4,9	5,6	6,2
Reposición	0,5	0,8	0,8	1,0	1,4	1,8	2,0	2,8	4,1	4,1	4,4	4,5
Operando	18,7	19,0	18,9	18,7	18,4	18,2	17,7	16,9	15,7	14,8	13,4	12,4
Total	23,6	24,8	25,2	27,1	28,8	30,6	30,8	32,1	33,6	32,8	33,1	33,1

Fuente: COCHILCO.

Cabe destacar la importancia estratégica de los proyectos nuevos, que son los más relevantes en términos de consumo energético detrás de aquellos que ya están operando y que serán los que enfrenten el mayor grado de incertidumbre en su desarrollo debido a las eventuales complejidades en su construcción y también dada la obtención de los permisos necesarios para darles inicio.

Asimismo es importante señalar que estos proyectos serán los que tienen mayor oportunidad de uso de energía sustentable, tanto por incorporación de ERNC directamente en los procesos mineros y/o en términos de eficiencia energética, donde la innovación energética es más barata y factible que para proyectos actualmente operando o en los que ya se tomaron las decisiones de diseño y construcción, ello podría permitir disminuir costos de producción futuros por ejemplo aplicando nuevas tecnologías, mejorando procesos, etc. y/o bien tomar la eficiencia energética desde un comienzo como variable de la toma de decisión de la faena, tanto por cuidar el medio ambiente como por productividad (obtener más productos a menor costo).



7. Análisis del consumo eléctrico esperado según proceso

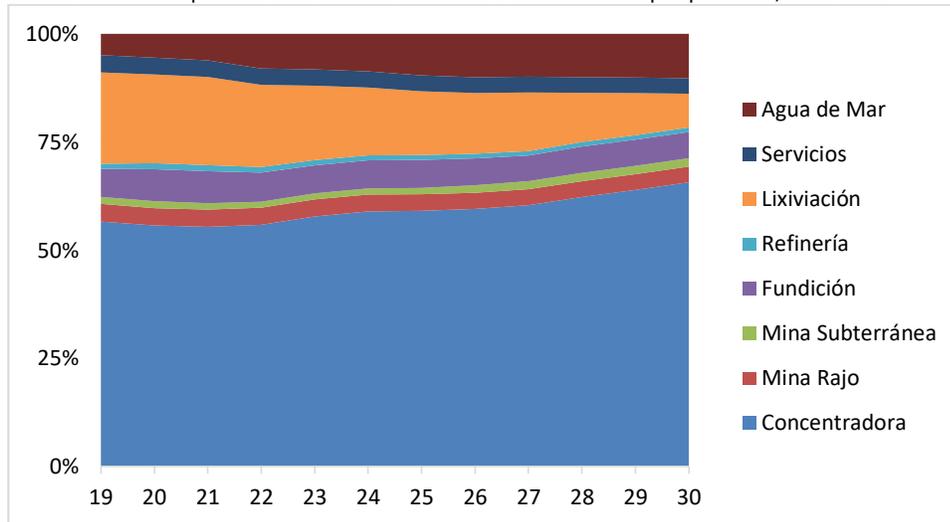
Para efectos del análisis de consumo eléctrico, COCHILCO divide la minería del cobre en ocho procesos intensivos en energía eléctrica: uso de agua de mar (desalación y/o impulsión), minería subterránea, minería a rajo abierto, lixiviación (Lx-Sx-Ew), concentradora, fundición, refinera y servicios. Considerando que cada uno emplea cantidades diferentes de energía, resulta útil desagregarlos para comprender su evolución futura.

Como se mencionó en la metodología, la proyección esperada de consumo se basa en dos supuestos. Primero, no habrá cambios tecnológicos disruptivos en minería que incidan significativamente en los procesos mineros. Segundo, el consumo unitario de energía eléctrica por procesos es creciente en el tiempo debido principalmente al envejecimiento de las minas y a menores leyes del mineral.

7.1. Distribución del consumo eléctrico esperado a nivel país

El resultado a nivel país del consumo eléctrico esperado por proceso se muestra en la en la Figura 6.

Figura 6: Consumo eléctrico esperado de la minería del cobre a nivel nacional por procesos, 2019-2030



Fuente: COCHILCO.

Para el 2019 se estima que el mayor consumo de energía eléctrica provenga de la Concentradora con 13,3 TWh, lo que representa el 56,6% de la energía eléctrica demandada. Hacia el 2030, la demanda de electricidad de este proceso se incrementará llegando a 21,8 TWh, representando el 65,7%. Esto se debe a que gran parte de los proyectos de expansión y nuevos están enfocados en la obtención de concentrados de cobre y también debido a las menores leyes, lo que implica que haya una mayor cantidad de mineral a procesar.

Esto se explica principalmente por la alta producción esperada de concentrados, la cual crecería en alrededor de un 48% en la próxima década, con un incremento estimado de 76% en el procesamiento de mineral de la planta concentradora³.

³ "Proyección de producción esperada de cobre 2019 – 2030", COCHILCO, 2019

Otro factor relacionado al aumento de la participación de la Concentradora es el declive en la producción esperada de cátodos SxEw, lo que se refleja en que los procesos de lixiviación experimentarán una caída desde 5,0 TWh en 2019 a 2,6 TWh en 2030, pasando de representar un 21,1% a un 7,8% del total al final del periodo de estudio. Ello se debe a que la producción esperada de cátodos SxEw decrecería en el período, dado el progresivo agotamiento de recursos limitables y el consecuente cierre de operaciones hidrometalúrgicas.

Los procesos de fundición no experimentarán un cambio significativo, fluctuando entre un consumo esperado de energía eléctrica de 1,5 TWh (6,5% del total) a 2,0 TWh (6,0% del total) hacia el fin periodo, lo que equivale a un crecimiento en consumo de energía del 18% entre 2019 y 2030. En líneas generales hay estabilidad en la producción de las principales fundiciones del país con la excepción de Potrerillos de Codelco, para la cual se estima un alza de alrededor de dos tercios en su consumo eléctrico durante el intervalo 2019-2030 y a la nueva producción esperada del proyecto de modernización de la fundición Hernán Videla Lira llamado Nueva Paipote. Cabe señalar que si bien se observa un cambio en la estructura productiva de cobre en Chile (mayor producción de concentrados vs menor producción cátodos SxEw), no es esperable que esto se traduzca en un aumento similar en la producción de las Fundiciones.

Por último, los procesos de mina subterránea, refinería y servicios se mantendrán con participaciones relativamente marginales, con ninguno sobrepasando el 4% del consumo eléctrico esperado durante todo el periodo de estudio.

Un ítem que ha tenido y seguirá cobrando una importancia creciente en el consumo eléctrico en el norte del país es el uso de agua de mar, lo que conlleva la desalinización y especialmente la impulsión del agua a las faenas mineras. Esto responde al aumento de operaciones de concentración, proceso altamente intensivo en el uso de agua, insumo particularmente escaso en Antofagasta y Atacama. En efecto, COCHILCO en su estudio de “Proyección de consumo de agua en la minería del cobre 2019-2030” estima que el consumo de agua de mar crezca en un 156% entre 2019 y 2030, pasando de un consumo estimado de agua de mar de 4,3 m³/seg a 11,0 m³/seg⁴. A partir de lo anterior, se espera que el consumo eléctrico requerido para desalación e impulsión de agua de mar crezca en un 193,5%, pasando de un consumo eléctrico estimado de 1,2 TWh a 3,4 TWh entre los años considerados. Con esto, se proyecta que a fines del periodo el agua de mar será el proceso de mayor intensidad en consumo energético después de la Concentradora.

⁴ Este aumento es impulsado fuertemente por la región de Antofagasta, particularmente entre 2019 y 2024, periodo en el cual se espera la puesta en marcha o ampliación de varias plantas desaladoras, tales como las de Escondida EWS inaugurada a principios de 2018, Planta desaladora Distrito Norte de Codelco, la ampliación de tuberías para Distrito Centinela de Antofagasta Minerals y el uso de agua de mar para expansión de Sierra Gorda de KGHM, para el periodo 2025-2030 se espera la entrada de proyectos como El Abra Mil Project que utilizaría agua desalinizada y el proyecto Marimaca que también tiene en sus planes el uso de agua de mar. En segundo lugar se proyecta que la región de Atacama tenga un crecimiento importante a partir de 2023, destacando los proyectos Santo Domingo de Capstone Mining, Nueva Unión de Goldcorp y Teck, y el proyecto Diego de Almagro, junto con los ya existentes como la ampliación de la planta desaladora de Mantos Copper. En Tarapacá se espera la puesta en marcha de la planta desaladora de Collahuasi, mientras que en Coquimbo se espera el proyecto de infraestructura complementaria de Los Pelambres de Antofagasta Minerals.



8. Comentarios finales

La minería de cobre ha sido y es clave para el crecimiento económico de Chile. Sin embargo, la industria minera se enfrenta a una serie de desafíos estructurales e importantes que deberá afrontar, desde las minas que envejecen hasta las mayores demandas sociales para un uso más eficiente de los recursos en pro del cuidado al medio ambiente. En efecto, la minería ya es responsable de alrededor de un tercio del consumo eléctrico en Chile y las proyecciones estiman que experimentaría un crecimiento de 41% hacia el 2030. Esta alza responde principalmente a las siguientes causas de índole estructural. A saber:

- El alto crecimiento esperado en la producción esperada de concentrados en desmedro de cátodos electro-obtenidos (46% de crecimiento versus 53% de decrecimiento respectivamente en el periodo 2019-2030), situación que se atribuye al progresivo decaimiento de las reservas de minerales oxidables del país. Una producción enfocada en concentrados supone una mayor intensidad en el uso de plantas concentradoras, proceso que es altamente intensivo en energía eléctrica. En efecto, uso de energía eléctrica a partir de este proceso aumentará de 13,3 TWh en 2019 a 21,8 TWh en 2030, representando un crecimiento compuesto anual de 4,6%.
- El proceso de Concentradora, además de ser intensivo en electricidad, también lo es en otro recurso clave que es particularmente escaso en las zonas norteñas del país: el agua. De esta forma, las operaciones mineras de Antofagasta y Atacama han recurrido progresivamente al uso de agua marítima, para lo cual se requieren en algunos casos su desalación y en todos la impulsión hacia las faenas. Precisamente este proceso de impulsión tiende a ser particularmente intensivo en energía eléctrica, lo que vuelve a implicar un mayor uso de este recurso. De esta manera, vemos que el consumo eléctrico asociado al uso de agua de mar crecería de 1,2 TWh en 2019 a 3,4 TWh en 2030, representando un crecimiento compuesto anual de 10,3%.
- El envejecimiento de las minas y la continua caída en las leyes minerales supone un mayor mineral a procesar y consecuentemente un mayor uso del proceso de Concentradora.

A raíz de las crecientes demandas energéticas de la minería del cobre nacional y considerando la alta importancia económica que tiene este sector para el país, se hace necesario contar con la infraestructura necesaria para satisfacer la demanda esperada de manera segura y a precios competitivos. En este escenario, tanto el Estado como agentes privados han logrado avanzar en mejoras significativas.

- En primer lugar, se destaca la creación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), que abarcará casi la totalidad del territorio nacional, y que una vez esté en funcionamiento en toda su capacidad (se espera al 2019), repercutirá en menores costos, además de optimizar el uso de los recursos de generación ya disponibles, permitirá hacer un mayor aprovechamiento de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) como la eólica, solar y geotérmica, que tienen un alto potencial en el norte del país, pero presentan características disímiles en cuanto a su patrón de generación y habrá una mayor capacidad de compensación con energía hidráulica (proveniente de las regiones centro y del sur, lo que antiguamente estaba cubierto por el SIC), ante las posibles variaciones inherentes a la energía solar o eólica.



- En línea con lo anterior, en 2016 se promulgó la Ley de Transmisión Eléctrica, con la cual se han generado cambios significativos en el mercado así como en la dinámica de licitaciones para la provisión de energía eléctrica. De este modo, actualmente hay una mayor cantidad de proveedores, lo que se traduce en menores precios de la energía a clientes regulados, situación que eventualmente repercutirá en los grandes contratos mineros fijados a largo plazo. Al mismo tiempo se ha favorecido la integración de las ERNC. El nuevo marco legal dado por esta ley ya mostró resultados positivos, con un fuerte incremento de adjudicación de proyectos de ERNC en las licitaciones de 2016 y 2017.
- En los últimos años el Estado ha trabajado en el diseño de una Ley de Eficiencia Energética. Esta Ley apunta a tres objetivos clave: la implementación de un sistema de gestión de energía en cada sitio de empresas con altos consumos de energía, el establecimiento de un plan anual de eficiencia energética con metas concretas de reducción en el tiempo, y la contratación de auditorías energéticas técnicas externas de carácter periódico que validen y verifiquen las medidas de eficiencia energética identificadas, evaluadas e implementadas, junto a los ahorros logrados. Cabe destacar que en el año 2015 la gran minería de cobre aceptó realizar auditorías en eficiencia energética en el contexto de la elaboración del borrador de propuesta de esta ley por parte del Ministerio de Energía. Como resultado, el sector minero de cobre proporcionó información estratégica importante de eficiencia energética que mostró ahorros potenciales en el consumo energético.

En paralelo a los puntos anteriores, el país debe continuar haciendo frente a los desafíos en capital humano capacitado en ERNC y otras materias energéticas, así como implementar sistemas de gestión de energía y promover e implementar la innovación tecnológica.

Con todo, considerando los puntos anteriores, si bien los desafíos en demanda energética siguen siendo crecientes, la matriz energética ha obtenido avances importantes que permiten anticipar mejoras en la seguridad del suministro eléctrico a costos progresivamente menores, situación que mejorará la posición competitiva de la industria cuprífera nacional.



9. Anexos

9.1. Anexos capítulo 2: Metodología

9.1.1. Proyectos mineros considerados en la proyección de energía

Tabla 7: Operaciones y proyectos considerados en la proyección

Propiedad	Mina	Sector	Región	Tipo	Condición	Producto
Mantos Copper	Mantos Blancos	Gran Min Cu	Antofagasta	Operando	Base	Conc.
Mantos Copper	Desemb. Mantos Blancos	Gran Min Cu	Antofagasta	Expansión	Probable	Conc.
Mantos Copper	Desarrollo Mantoverde	Gran Min Cu	Atacama	Nuevo	Posible	Conc.
Anglo American	El Soldado	Gran Min Cu	Valparaíso	Operando	Base	Conc.
Anglo American	Los Bronces	Gran Min Cu	Metropolitana	Operando	Base	Conc.
AMSA	Esperanza	Gran Min Cu	Antofagasta	Operando	Base	Conc.
AMSA	Actualización Esperanza	Gran Min Cu	Antofagasta	Expansión	Base	Conc.
AMSA	Esperanza Sur	Gran Min Cu	Antofagasta	Nuevo	Probable	Conc.
AMSA	Encuentro Sulfuros	Gran Min Cu	Antofagasta	Nuevo	Probable	Conc.
AMSA	Los Pelambres	Gran Min Cu	Coquimbo	Operando	Base	Conc.
AMSA	Los Pelambres Amp. Marginal I	Gran Min Cu	Coquimbo	Expansión	Probable	Conc.
AMSA	Los Pelambres Amp. Marginal II	Gran Min Cu	Coquimbo	Expansión	Posible	Conc.
BHP Billiton	Escondida	Gran Min Cu	Antofagasta	Operando	Base	Conc.
BHP Billiton	Escondida OGP I	Gran Min Cu	Antofagasta	Expansión	Base	Conc.
BHP Billiton	Extensión Los Colorados	Gran Min Cu	Antofagasta	Expansión	Probable	Conc.
BHP Billiton	Spence Growth Option	Gran Min Cu	Antofagasta	Nuevo	Posible	Conc.
Capstone Mining	Santo Domingo	Gran Min Cu	Atacama	Nuevo	Probable	Conc.
CODELCO	Chuqui Rajo	Estatal	Antofagasta	Operando	Base	Conc.
CODELCO	Chuqui Subte	Estatal	Antofagasta	Reposición	Base	Conc.
CODELCO	RT Sulfuros Fase I	Estatal	Antofagasta	Operando	Base	Conc.
CODELCO	RT Sulfuros Fase II	Estatal	Antofagasta	Nuevo	Base	Conc.
CODELCO	Ministro Hales	Estatal	Antofagasta	Nuevo	Base	Conc.
CODELCO	Ministro Hales Subte	Estatal	Antofagasta	Nuevo	Potencial	Conc.
CODELCO	Salvador	Estatal	Atacama	Operando	Base	Conc.
CODELCO	Rajo Inca	Estatal	Atacama	Expansión	Potencial	Conc.
CODELCO	Andina	Estatal	Valparaíso	Operando	Base	Conc.
CODELCO	Andina Exp. Fase II	Estatal	Valparaíso	Expansión	Potencial	Conc.
CODELCO	El Teniente	Estatal	O'Higgins	Operando	Base	Conc.
CODELCO	Nuevo Nivel Mina y Otros Proy	Estatal	O'Higgins	Reposición	Base	Conc.
Collahuasi	Collahuasi	Gran Min Cu	Tarapacá	Operando	Base	Conc.
Collahuasi	Collahuasi Opt. 170 ktpd	Gran Min Cu	Tarapacá	Expansión	Probable	Conc.
Freeport McMoRan	El Abra Mill Project	Gran Min Cu	Antofagasta	Nuevo	Potencial	Conc.
GLENORE-XSTRATA	Altos de Punitaqui	Med Min Cu	Coquimbo	Operando	Base	Conc.
KGHM INT.	Sierra Gorda Concentrados	Gran Min Cu	Antofagasta	Nuevo	Base	Conc.
KGHM INT.	Sierra Gorda Expansión 230 ktpd	Gran Min Cu	Antofagasta	Expansión	Posible	Conc.
Lunding Mining	Ojos del Salado	Med Min Cu	Atacama	Operando	Base	Conc.
Lunding Mining	Candelaria	Gran Min Cu	Atacama	Operando	Base	Conc.
Lunding Mining	Candelaria 2030	Gran Min Cu	Atacama	Reposición	Probable	Conc.
Pan Pacific Copper	Caserones Concentrados	Gran Min Cu	Atacama	Nuevo	Base	Conc.
Teck	Andacollo Hipógeno	Gran Min Cu	Atacama	Operando	Base	Conc.
Teck	Quebrada Blanca Hipógeno	Gran Min Cu	Tarapacá	Nuevo	Potencial	Conc.
Teck - Gold Corp	NuevaUnión Fase 1	Gran Min Cu	Atacama	Nuevo	Potencial	Conc.
Teck - Gold Corp	NuevaUnión Fase 2	Gran Min Cu	Atacama	Nuevo	Potencial	Conc.
Andes Iron	Dominga	Hierro	Coquimbo	Nuevo	Posible	Conc.
Amerigo Res.	Valle Central - Relaves frescos	Med Min Cu	O'Higgins	Operando	Base	Conc.
Amerigo Res.	Valle Central - Colihues	Med Min Cu	O'Higgins	Operando	Base	Conc.
Amerigo Res.	Valle Central Exp. (Cauquenes)	Med Min Cu	O'Higgins	Expansión	Base	Conc.
CEM San Andrés	San Andrés	Med Min Cu	Atacama	Operando	Base	Conc.
Cerro Dominador	Faride	Med Min Cu	Antofagasta	Operando	Base	Conc.
Cerro Negro	Cerro Negro	Med Min Cu	Valparaíso	Operando	Base	Conc.
COEMIN	Carola	Med Min Cu	Atacama	Operando	Base	Conc.
COPEC	Diego de Almagro Sulf.	Med Min Cu	Atacama	Nuevo	Probable	Conc.



Copper Bay	Playa Verde	Med Min Cu	Atacama	Nuevo	Probable	Conc.
Don Alberto	Planta Las Vacas	Med Min Cu	Coquimbo	Operando	Base	Conc.
ENAMI	Matta	Med Min Est Cu	Atacama	Operando	Base	Conc.
ENAMI	Vallenar	Med Min Est Cu	Atacama	Operando	Base	Conc.
ENAMI	Delta	Med Min Est Cu	Coquimbo	Operando	Base	Conc.
Hot Chili	Productora	Med Min Cu	Atacama	Nuevo	Potencial	Conc.
Las Cenizas	Cabildo	Med Min Cu	Valparaíso	Operando	Base	Conc.
Las Cenizas	Taltal	Med Min Cu	Antofagasta	Operando	Base	Conc.
LA PATAGUA	Peumo y Don Jaime	Med Min Cu	Valparaíso	Operando	Base	Conc.
LINDEROS	Linderos	Med Min Cu	Coquimbo	Operando	Base	Conc.
NITTETSU Mining	Atacama Kozan	Med Min Cu	Atacama	Operando	Base	Conc.
PUCOBRE	San José	Med Min Cu	Atacama	Operando	Base	Conc.
PUCOBRE	El Espino Conc	Med Min Cu	Coquimbo	Nuevo	Probable	Conc.
San Gerónimo	Planta Talcuna	Med Min Cu	Coquimbo	Operando	Base	Conc.
SCM Tambillos	Tambillos	Med Min Cu	Coquimbo	Operando	Base	Conc.
Talcuna	Talcuna	Med Min Cu	Coquimbo	Operando	Base	Conc.
Mantos Copper	Mantos Blancos	Gran Min Cu	Antofagasta	Operando	Base	SxEw
Mantos Copper	Mantoverde	Gran Min Cu	Atacama	Operando	Base	SxEw
Anglo American	El Soldado	Gran Min Cu	Valparaíso	Operando	Base	SxEw
AMSA	Encuentro Óxidos	Gran Min Cu	Antofagasta	Reposición	Base	SxEw
AMSA	Michilla	Med Min Cu	Antofagasta	Operando	Base	SxEw
AMSA	Tesoro	Gran Min Cu	Antofagasta	Operando	Base	SxEw
AMSA	Antucoya	Gran Min Cu	Antofagasta	Nuevo	Base	SxEw
AMSA	Zaldivar	Gran Min Cu	Antofagasta	Operando	Base	SxEw
BHP Billiton	Cerro Colorado	Gran Min Cu	Tarapacá	Operando	Base	SxEw
BHP Billiton	Spence	Gran Min Cu	Antofagasta	Operando	Base	SxEw
BHP Billiton	Escondida Óxidos	Gran Min Cu	Antofagasta	Operando	Base	SxEw
BHP Billiton	Escondida Biolix.	Gran Min Cu	Antofagasta	Operando	Base	SxEw
CODELCO	Mina Sur Chuqui y Otros	Estatal	Antofagasta	Operando	Base	SxEw
CODELCO	R.Tomic Óxidos	Estatal	Antofagasta	Operando	Base	SxEw
CODELCO	Gabriela Mistral	Estatal	Antofagasta	Operando	Base	SxEw
Collahuasi	Collahuasi SxEw	Gran Min Cu	Tarapacá	Operando	Base	SxEw
Freeport McMoRan	El Abra	Gran Min Cu	Antofagasta	Operando	Base	SxEw
GLENCORE-XSTRATA	Lomas Bayas HEAP	Gran Min Cu	Antofagasta	Operando	Base	SxEw
KGHM Int.	Sierra Gorda Óxidos	Gran Min Cu	Antofagasta	Nuevo	Probable	SxEw
KGHM Int.	Franke	Med Min Cu	Antofagasta	Operando	Base	SxEw
KGHM Int.	Franke - Continuidad Op.	Med Min Cu	Antofagasta	Reposición	Base	SxEw
Pan Pacific Copper	Caserones	Gran Min Cu	Atacama	Nuevo	Base	SxEw
Teck	Quebrada Blanca	Gran Min Cu	Tarapacá	Operando	Base	SxEw
Teck	Andacollo Óxidos	Gran Min Cu	Coquimbo	Operando	Base	SxEw
Teck	Andacollo Lix Ripios	Gran Min Cu	Coquimbo	Reposición	Probable	SxEw
CEMIN	Dos Amigos	Med Min Cu	Atacama	Operando	Base	SxEw
CEMIN	Catemu	Med Min Cu	Valparaíso	Operando	Base	SxEw
COPEC	Diego de Almagro Óxidos	Med Min Cu	Atacama	Nuevo	Posible	SxEw
Haldeman	Sagasca	Med Min Cu	Tarapacá	Operando	Base	SxEw
Haldeman	Sagasca cont. Operacional	Med Min Cu	Tarapacá	Reposición	Probable	SxEw
Las Cenizas	Taltal Óxidos	Med Min Cu	Antofagasta	Operando	Base	SxEw
PUCOBRE	El Espino Oxidos	Med Min Cu	Coquimbo	Nuevo	Probable	SxEw
Pampa Camarones	Pampa Camarones	Med Min Cu	Arica y Parinacota	Nuevo	Base	SxEw
CODELCO	TTE. Recuperación Cu	Estatal	O'Higgins	Operando	Base	SxEw
ENAMI	Planta Matta	Med Min Est Cu	Atacama	Operando	Base	SxEw
ENAMI	Planta Vallenar	Med Min Est Cu	Atacama	Operando	Base	SxEw
ENAMI	Planta El Salado	Med Min Est Cu	Atacama	Operando	Base	SxEw
ENAMI	Planta J.A. Moreno (Taltal)	Med Min Est Cu	Antofagasta	Operando	Base	SxEw
Mantos de la Luna	Mantos de Luna	Med Min Cu	Antofagasta	Operando	Base	SxEw
PUCOBRE	Pucobre	Med Min Cu	Atacama	Operando	Base	SxEw
Vecchiola	Tres Valles	Med Min Cu	Coquimbo	Operando	Base	SxEw
Tocopilla	Tocopilla	Med Min Cu	Antofagasta	Operando	Base	SxEw
Glencore	GLENCORE / Altonorte	Gran Min Cu	Antofagasta	Operando	Base	Conc.
CODELCO	Chuquicamata	Estatal	Antofagasta	Operando	Base	Conc.
CODELCO	Potrillo	Estatal	Atacama	Operando	Base	Conc.
ENAMI	Hernán Videla Lira	Estatal	Atacama	Operando	Base	Conc.
Anglo American	Chagres	Privada	Valparaíso	Operando	Base	Conc.

CODELCO	Ventanas	Estatal	Valparaíso	Operando	Base	Conc.
CODELCO	El Teniente	Estatal	O'Higgins	Operando	Base	Conc.
Mantos Copper	Desarrollo Mantoverde	Gran Min Cu	Atacama	Nuevo	Potencial	Conc.
AMSA	Centinela (Esperanza)	Gran Min Cu	Antofagasta	Operando	Base	Conc.
AMSA	Centinela (Act. Esperanza)	Gran Min Cu	Antofagasta	Expansión	Base	Conc.
AMSA	Esperanza Sur	Gran Min Cu	Antofagasta	Nuevo	Posible	Conc.
AMSA	Encuentro Sulfuros	Gran Min Cu	Antofagasta	Nuevo	Potencial	Conc.

Fuente: Inversión en la Minería Chilena - Cartera de Proyectos 2019 -2030, COCHILCO.



Tabla 8: Operaciones y proyectos considerados con uso de agua de mar, total o parcial

Proceso	Propiedad	Mina	Región	Tipo	Condición
Concentrados	Mantos Copper	Desarrollo Mantoverde	Atacama	Nuevo	Probable
Concentrados	AMSA	Esperanza	Antofagasta	Operando	Base
Concentrados	AMSA	Actualización Esperanza	Antofagasta	Expansión	Base
Concentrados	AMSA	Esperanza Sur	Antofagasta	Nuevo	Probable
Concentrados	AMSA	Encuentro Sulfuros	Antofagasta	Nuevo	Probable
Concentrados	AMSA	Los Pelambres	Coquimbo	Operando	Base
Concentrados	AMSA	Los Pelambres Ampliación Marginal I	Coquimbo	Expansión	Base
Concentrados	AMSA	Los Pelambres Ampliación Marginal II	Coquimbo	Expansión	Posible
Concentrados	BHP Billiton	Escondida	Antofagasta	Operando	Base
Concentrados	BHP Billiton	Escondida OGP I	Antofagasta	Expansión	Base
Concentrados	BHP Billiton	Extensión Los Colorados	Antofagasta	Expansión	Base
Concentrados	BHP Billiton	Spence Growth Option	Antofagasta	Nuevo	Base
Concentrados	Capstone Mining	Santo Domingo	Atacama	Nuevo	Probable
Concentrados	CODELCO	RT Sulfuros Fase I	Antofagasta	Operando	Base
Concentrados	CODELCO	RT Sulfuros Fase II	Antofagasta	Nuevo	Posible
Concentrados	Collahuasi	Collahuasi	Tarapacá	Operando	Base
Concentrados	Collahuasi	Collahuasi Optimización 170 ktpd	Tarapacá	Expansión	Probable
Concentrados	Collahuasi	Collahuasi Mod. Cap. Prod. - 210 ktpd	Tarapacá	Expansión	Posible
Concentrados	Freeport McMoRan	El Abra Mill Project	Antofagasta	Nuevo	Potencial
Concentrados	KGHM INT.	Sierra Gorda Concentrados	Antofagasta	Nuevo	Base
Concentrados	KGHM INT.	Sierra Gorda Expansión 230 ktpd	Antofagasta	Expansión	Probable
Concentrados	Lunding Mining	Ojos del Salado	Atacama	Operando	Base
Concentrados	Lunding Mining	Candelaria	Atacama	Operando	Base
Concentrados	Lunding Mining	Candelaria 2030	Atacama	Reposición	Base
Concentrados	Teck	Quebrada Blanca Hipógeno	Tarapacá	Nuevo	Base
Concentrados	Teck - Gold Corp	NuevaUnión Fase 1	Atacama	Nuevo	Potencial
Concentrados	Teck - Gold Corp	NuevaUnión Fase 2	Atacama	Nuevo	Potencial
Concentrados	Teck - Gold corp	NuevaUnión Fase 3	Atacama	Nuevo	Potencial
Concentrados	COPEC	Diego de Almagro Sulf.	Atacama	Nuevo	Probable
Concentrados	Las Cenizas	Taltal	Antofagasta	Operando	Base
LxSx	BHP Billiton	Escondida Óxidos	Antofagasta	Operando	Base
LxSx	BHP Billiton	Escondida Biolix.	Antofagasta	Operando	Base
LxSx	Mantos Copper	Mantoverde	Atacama	Operando	Base
LxSx	AMSA	Encuentro Óxidos	Antofagasta	Reposición	Base
LxSx	AMSA	Otros proyectos Centinela	Antofagasta	Reposición	Probable
LxSx	Haldeman	Michilla Reapertura	Antofagasta	Reposición	Base
LxSx	AMSA	Tesoro	Antofagasta	Operando	Base
LxSx	AMSA	Antucoya	Antofagasta	Nuevo	Base
LxSx	CODELCO	R.Tomic Óxidos	Antofagasta	Operando	Base
LxSx	Collahuasi	Collahuasi SxEw (Continuidad)	Tarapacá	Reposición	Posible
LxSx	Freeport McMoRan	El Abra	Antofagasta	Operando	Base
LxSx	COPEC	Diego de Almagro Óxidos	Atacama	Nuevo	Posible
LxSx	Coro Mining	Marimaca	Antofagasta	Nuevo	Potencial
LxSx	ENAMI	Planta J.A. Moreno (Taltal)	Antofagasta	Operando	Base
LxSx	Las Cenizas	Taltal Óxidos	Antofagasta	Operando	Base
LxSx	Mantos de la Luna	Mantos de Luna	Antofagasta	Operando	Base
LxSx	Pampa Camarones	Pampa Camarones	Arica y Parinacota	Nuevo	Base

Fuente: COCHILCO, 2019.



9.1.2. Detalle de la metodología de cálculo del consumo esperado de electricidad en plantas desaladoras y Sistemas de impulsión

Por la naturaleza de la desalación de agua de mar y su impulsión, sus consumos tienen su propio tratamiento. La metodología implica una estimación de la potencia eléctrica requerida para la planta y para el Sistema de impulsión. Luego, para el cálculo de la energía se asume una tasa promedio de horas diarias donde se aplica la potencia.

a) Los supuestos usados en este ítem son los siguientes:

- Plantas en operación se mantienen según la vida útil de la faena a la que abastecen.
- El caudal de agua desalinizada/impulsada es según la proyección que hace COCHILCO sobre el consumo de agua esperado de cada faena. La capacidad de la planta es lo que es en base a lo informado por las empresas.
- Se considera el mismo caudal para la planta desaladora y para su Sistema de impulsión en los casos que se utilice agua desalada.
- Todos los proyectos en estudio o pre-factibilidad comienzan a operar Inician su actividad en función del inicio en producción del proyecto minero asociado.
- Para el Sistema de impulsión se estimó el consumo energético en base a cota y distancia de la costa dimensionando la cantidad de bombas requeridas.
- Para la planta desaladora se estimó el consumo eléctrico según un factor por m³ de agua a desalinizar.
- Funcionamiento plantas generadoras de 360 días al año y 24 horas al día.
- Energía por m³ necesaria para desalinizar: 3.4KWh/m³.
- Eficiencia bombas de 70%.
- Perdidas de carga horizontal: 0.03 Kwh/(m³/km)
- Consumo energía eléctrica por diferencia de cota: 0.003 Kwh/(m³/m)

b) Cálculo de la potencia:

Se calcula la potencia requerida por las plantas desaladoras y luego la potencia necesaria para la impulsión del agua utilizando las siguientes fórmulas:

Tabla 9: Cálculo de la potencia requerida en la desalación e impulsión de agua

Proceso	Potencia (MW)
Desalación de agua	$4 \frac{KWh}{m^3} \times Q \times \frac{3,6}{1.000}$
Impulsión de agua	$\frac{g \times \rho \times Q \times H}{1.000.000 \times \eta_b \times \eta_m}$

Fuente: COCHILCO.

Donde:

- g: Aceleración de gravedad, la cual es igual a 9,8 (m/s²).
- ρ: Densidad del agua, la cual es igual a 1000 (kg/m³).
- H: Altura (msnm).
- Q: Caudal en metros cúbicos por segundo (m³/s).

- η_b : Rendimiento de bombas (%).
- η_m : Rendimiento del motor (%).

c) Cálculo de la energía eléctrica a consumir, según la siguiente fórmula:

$$Energía (TWh) = \frac{Potencia \times días \times horas}{1.000.000}$$

Donde:

- *Potencia*: está expresada en MW.
- *días*: Se consideraron 360 días de operación en el año
- *horas*: Se consideraron 24 horas de funcionamiento diarias.

d) Generación de escenarios:

Posteriormente se generan escenarios anuales para cada una de las plantas desadoras y Sistemas de impulsión, aplicándoles los mismos ponderadores de los proyectos mineros y además un factor de 100%, 90% y 80% para los escenarios máximo, más probable y mínimo respectivamente, para agregarle variabilidad a la cantidad de días y horas de funcionamiento de las plantas y Sistemas de impulsión.

Con los escenarios generados se aplica el método de Montecarlo explicado en la metodología, obteniendo una distribución probabilística del consumo de energía anual para cada una de las plantas desadoras y Sistemas impulsión. Posteriormente se procedió a calcular el valor esperado de cada una de las distribuciones probabilísticas, tal como se efectuó para la proyección de consumo de electricidad por parte de los procesos mineros.

El valor esperado del consumo eléctrico por este concepto es sumable al valor esperado del consumo minero propiamente tal.



9.2. Anexo con cifras de proyección de consumo esperado de electricidad 2019– 2030 en diferentes categorías

9.2.1. Proyección global

Tabla 10: Consumo máximo, mínimo y esperado (TWh) de la minería del cobre en Chile, 2019-2030

Escenario	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Consumo máximo	25,6	26,9	27,4	29,7	31,7	34,1	34,5	36,5	38,5	37,6	37,9	37,8
Consumo esperado	23,6	24,8	25,2	27,1	28,8	30,6	30,8	32,1	33,6	32,8	33,1	33,1
Consumo mínimo	21,5	22,5	22,9	24,6	26,0	27,6	27,6	28,4	29,4	28,5	28,4	28,1

Fuente: COCHILCO.

9.2.2. Proyección de consumo de electricidad según procesos

Tabla 11: Consumo máximo de electricidad (TWh) en la minería del cobre por proceso, 2019-2030

Proceso	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Concentradora	14,5	15,0	15,2	16,7	18,4	20,2	20,5	21,9	23,6	23,7	24,4	24,9
Mina Rajo	1,1	1,1	1,1	1,2	1,2	1,3	1,3	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
Mina Subte.	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7
Fundición	1,7	2,0	2,0	2,0	2,0	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
Refinería	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Lixiviación	5,4	5,5	5,6	5,6	5,4	5,2	5,0	5,0	5,1	4,2	3,6	2,9
Servicios	1,0	1,0	1,1	1,1	1,2	1,3	1,3	1,3	1,4	1,4	1,4	1,4
Agua de Mar	1,3	1,5	1,7	2,4	2,6	3,0	3,3	3,7	3,8	3,8	3,9	3,9
Total	25,6	26,9	27,4	29,7	31,7	34,1	34,5	36,5	38,5	37,6	37,9	37,8

Fuente: COCHILCO.

Tabla 12: Consumo esperado de electricidad (TWh) en la minería del cobre por proceso, 2019-2030

Proceso	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Concentradora	13,3	13,8	14,0	15,1	16,6	18,1	18,2	19,1	20,3	20,4	21,2	21,8
Mina Rajo	1,0	1,0	1,0	1,1	1,1	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
Mina Subte.	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Fundición	1,5	1,8	1,9	1,8	1,9	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Refinería	0,3	0,3	0,4	0,3	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4
Lixiviación	5,0	5,1	5,1	5,1	4,9	4,8	4,5	4,5	4,6	3,7	3,2	2,6
Servicios	0,9	1,0	1,0	1,0	1,1	1,1	1,1	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
Agua de Mar	1,2	1,4	1,5	2,2	2,4	2,7	3,0	3,2	3,3	3,3	3,3	3,4
Total	23,6	24,8	25,2	27,1	28,8	30,6	30,8	32,1	33,6	32,8	33,1	33,1

Fuente: COCHILCO.



Tabla 13: Consumo eléctrico mínimo (TWh) en la minería del cobre por proceso, 2019-2030

Proceso	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Concentradora	12,2	12,6	12,7	13,8	15,1	16,3	16,3	16,9	17,7	17,7	18,1	18,4
Mina Rajo	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	1,1	1,1	1,1	1,1	1,0	1,0	1,0
Mina Subte.	0,3	0,4	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6
Fundición	1,4	1,6	1,7	1,6	1,7	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
Refinería	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Lixiviación	4,5	4,6	4,7	4,7	4,5	4,3	4,0	4,0	4,0	3,3	2,8	2,2
Servicios	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	1,1	1,0	1,0	1,0
Agua de Mar	1,1	1,2	1,4	2,0	2,1	2,4	2,6	2,8	2,9	2,8	2,8	2,8
Total	21,5	22,5	22,9	24,6	26,0	27,6	27,6	28,4	29,4	28,5	28,4	28,1

Fuente: COCHILCO.

9.2.3. Proyección de consumo de electricidad según condición

Tabla 14: Consumo eléctrico esperado (TWh) en la minería del cobre por condicionalidad, 2019–2030

Condición	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Base	23,6	24,7	24,9	25,7	26,5	27,1	26,6	26,4	26,6	25,9	24,8	23,9
Posible	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,4	0,8	1,3	1,3	1,5	1,8	1,9
Potencial	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,3	0,4	1,0	1,6	1,9	2,0	2,3
Probable	0,0	0,0	0,2	1,2	2,0	2,8	3,1	3,4	4,1	3,6	4,4	5,0
Total	23,6	24,8	25,2	27,1	28,8	30,6	30,8	32,1	33,6	32,8	33,1	33,1

Fuente: COCHILCO.

9.2.4. Proyección de consumo de electricidad por tipo de proyecto

Tabla 15: Consumo eléctrico esperado (TWh) en la minería del cobre por tipo de proyecto, 2019–2030

Tipo	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Nuevo	2,0	2,3	2,7	4,1	5,2	6,5	6,7	7,7	8,4	9,0	9,7	10,1
Expansión	2,3	2,6	2,8	3,2	3,8	4,2	4,4	4,7	5,3	4,9	5,6	6,2
Reposición	0,5	0,8	0,8	1,0	1,4	1,8	2,0	2,8	4,1	4,1	4,4	4,5
Operando	18,7	19,0	18,9	18,7	18,4	18,2	17,7	16,9	15,7	14,8	13,4	12,4
Total	23,6	24,8	25,2	27,1	28,8	30,6	30,8	32,1	33,6	32,8	33,1	33,1

Fuente: COCHILCO.



9.2.5. Proyección de consumo de electricidad por regiones

Tabla 16: Proyección consumo eléctrico máximo (TWh) de la minería del cobre por región, 2019–2030

Región	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Arica y Parinacota	0,02	0,04	0,04	0,04	0,04	0,03	0,03	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00
Tarapacá	2,31	2,51	2,47	2,97	3,32	4,05	4,58	5,02	4,91	4,38	4,53	4,94
Antofagasta	13,95	14,78	14,98	16,27	17,31	18,21	17,72	18,78	20,06	19,64	19,64	19,05
Atacama	2,80	2,97	3,18	3,59	3,91	4,61	4,82	5,13	5,22	5,23	5,45	5,57
Coquimbo	1,51	1,64	1,80	1,88	2,06	2,17	2,21	2,27	2,26	2,27	2,21	2,26
Metropolitana	1,32	1,32	1,34	1,42	1,49	1,52	1,55	1,61	1,86	1,62	1,70	1,65
Valparaíso	1,63	1,65	1,73	1,74	1,70	1,66	1,70	1,69	2,20	2,35	2,20	2,04
O'Higgins	2,06	1,94	1,88	1,78	1,84	1,83	1,87	1,95	2,03	2,17	2,22	2,27
Total País	25,6	26,9	27,4	29,7	31,7	34,1	34,5	36,5	38,5	37,6	37,9	37,8

Fuente: COCHILCO.

Tabla 17: Proyección consumo eléctrico esperado (TWh) de la minería del cobre por región, 2019–2030

Región	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Arica y Parinacota	0,02	0,04	0,04	0,04	0,03	0,03	0,03	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00
Tarapacá	2,14	2,33	2,28	2,69	3,00	3,62	4,02	4,45	4,42	3,97	4,08	4,49
Antofagasta	12,78	13,58	13,77	14,87	15,85	16,66	16,18	16,61	17,59	17,12	17,18	16,67
Atacama	2,58	2,74	2,88	3,20	3,43	3,84	3,97	4,16	4,24	4,30	4,42	4,59
Coquimbo	1,40	1,50	1,64	1,72	1,83	1,91	1,96	2,02	2,02	2,03	2,00	2,05
Metropolitana	1,23	1,23	1,24	1,28	1,34	1,36	1,39	1,45	1,65	1,43	1,53	1,50
Valparaíso	1,51	1,53	1,60	1,61	1,58	1,54	1,57	1,57	1,84	1,98	1,85	1,75
O'Higgins	1,91	1,80	1,74	1,65	1,69	1,69	1,72	1,79	1,83	1,99	2,04	2,09
Total País	23,6	24,8	25,2	27,1	28,8	30,6	30,8	32,1	33,6	32,8	33,1	33,1

Fuente: COCHILCO.

Tabla 18: Proyección del consumo eléctrico mínimo (TWh) de la minería del cobre, 2019–2030

Región	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Arica y Parinacota	0,01	0,04	0,04	0,03	0,03	0,03	0,02	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00
Tarapacá	1,94	2,11	2,07	2,48	2,77	3,32	3,60	3,94	3,85	3,46	3,52	3,80
Antofagasta	11,70	12,39	12,55	13,55	14,37	15,07	14,58	14,78	15,54	14,99	14,84	14,27
Atacama	2,35	2,49	2,62	2,87	3,06	3,34	3,43	3,52	3,55	3,55	3,59	3,63
Coquimbo	1,27	1,36	1,49	1,56	1,65	1,71	1,73	1,76	1,76	1,76	1,73	1,76
Metropolitana	1,11	1,11	1,13	1,17	1,20	1,22	1,24	1,28	1,45	1,25	1,32	1,27
Valparaíso	1,36	1,38	1,45	1,45	1,42	1,39	1,42	1,42	1,59	1,69	1,56	1,42
O'Higgins	1,73	1,63	1,57	1,49	1,54	1,53	1,56	1,64	1,70	1,81	1,86	1,90
Total País	21,5	22,5	22,9	24,6	26,0	27,6	27,6	28,4	29,4	28,5	28,4	28,1

Fuente: COCHILCO.



Este trabajo fue elaborado en la
Dirección de Estudios y Políticas Públicas por

Rosana Brantes Abarca
Analista de Estrategias y Políticas Públicas

Andrés González Eyzaguirre
Analista de Estrategias y Políticas Públicas

Víctor Garay Lucero
Director de Estudios y Políticas Públicas (S)

Diciembre / 2019

