



PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE
ESCUELA DE INGENIERIA

ANÁLISIS DE SINERGIAS EN LA MINERÍA DE LA REGIÓN DE ANTOFAGASTA

GERARDO ENRIQUE OSORIO LUNA

Tesis para optar al grado de
Magister en Ciencias de la Ingeniería

Profesor Supervisor:
GUSTAVO LAGOS CRUZ COKE

Santiago de Chile, Julio, 2018

© 2018, Gerardo Osorio Luna



PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE
ESCUELA DE INGENIERIA

ANÁLISIS DE SINERGIAS EN LA MINERÍA DE LA REGIÓN DE ANTOFAGASTA

GERARDO ENRIQUE OSORIO LUNA

Tesis presentada a la Comisión integrada por los profesores:

GUSTAVO LAGOS CRUZ-COKE

JUAN CARLOS SALAS MORALES

JUAN DAVID RAYO CALDERON

GLORIA ARANCIBIA HERNÁNDEZ

Para completar las exigencias del grado de
Magíster en Ciencias de la Ingeniería

Santiago de Chile, Julio, 2018

A MI FAMILIA OSORIO-LUNA.

AGRADECIMIENTOS

Agradecer a todos los profesionales y profesores que aportaron en este trabajo, ya sea con información, consejos o simplemente con una grata conversación. A mis profesores más cercanos, Gustavo Lagos, Juan Carlos Salas y Marcos Lima, muchas gracias por todas las herramientas y consejos que me entregaron para sacar adelante esta tesis. En todo momento traté de aprender de ustedes. Muchas gracias a todas las personas que componen el Departamento de Minería de la Pontificia Universidad Católica de Chile, por entregarme un grato lugar y ambiente de trabajo. También agradecer de manera particular a Juan David Rayo, de la empresa JRI Ingeniería, por su gran aporte para el desarrollo de este trabajo. A mis amigos de la universidad, quienes de una u otra forma me ayudaron, con sus conocimientos o compañía, para superar las etapas vividas durante mi tesis. Por nombrar algunos: Miño, Nilza, Nacho, Fran, Domi, William, Carla, Sofy, Paula, Jo, Gianluca, Laura, entre otros. Por último, agradecer a las personas que me han apoyado durante toda mi vida, y que sin su constante soporte esto no sería posible, Mi Familia. Muchas gracias a todos!!

INDICE GENERAL

	Pág.
DEDICATORIA	ii
AGRADECIMIENTOS	iii
INDICE DE TABLAS	vii
INDICE DE FIGURAS.....	ix
RESUMEN.....	xi
ABSTRACT	xii
1 INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 Objetivos	7
1.1.1 Objetivo general.....	7
1.1.2 Objetivos específicos	7
2 CONTEXTO.....	8
2.1 La energía en minería.....	8
2.1.1 Consumo de energía	8
2.1.2 Importancia de la energía eléctrica	10
2.1.3 Mercado eléctrico	10
2.1.4 Transmisión eléctrica.....	11
2.2 Las ERNC en minería	12
2.2.1 Termoeléctricas <i>versus</i> ERNC.....	12
2.2.2 Plantas solares fotovoltaicas	13
2.3 El agua en la minería.....	14
2.3.1 Fuentes de agua.....	14
2.3.2 Derechos de agua	15
2.3.3 Consumo de agua.....	16
2.3.4 Uso de agua de mar.....	18
2.4 Transporte de sólidos	20
2.4.1 Tipos de transporte	20
2.5 El medioambiente en la minería.....	21

2.5.1	Emisiones directas de GEI.....	22
2.5.2	Emisiones indirectas de GEI.....	23
2.5.3	Otras emisiones.....	24
2.5.4	Calentamiento global	24
2.5.5	Depósitos de relave.....	24
3	METODOLOGÍA DE CÁLCULO	27
3.1	Obtención de datos.....	27
3.2	Sistemas de transmisión eléctrica.....	29
3.2.1	Modificación de tendidos eléctricos	30
3.2.2	Construcción de tendidos eléctricos	30
3.3	Planta solar fotovoltaica.....	32
3.4	Sistema de impulsión de agua.....	37
3.4.1	Flujo de alimentación a las plantas concentradoras.....	37
3.4.2	Consumo de agua de las plantas concentradoras.....	39
3.4.3	Costos en el transporte de agua	40
3.5	Concentraducto	46
3.5.1	Costos en el transporte de concentrado	47
3.6	Mineroducto	50
3.6.1	Costos en el transporte de mineral.....	51
3.7	Tranque de relave.....	52
3.8	Emisión de partículas y gases de efecto invernadero.....	53
3.9	Cálculos finales	54
4	RESULTADOS	56
4.1	Cálculo de transmisión eléctrica	56
4.2	Planta solar fotovoltaica.....	59
4.3	Cálculo de los sistemas de impulsión de agua	60
4.4	Cálculo del transporte de concentrado	63
4.5	Cálculo del transporte de mineral	64
4.6	Cálculo de emisiones.....	65
4.7	Otros cálculos.....	67
4.7.1	Holding Tank	67
4.7.2	Canaletas de relave	67
4.8	Resultados finales.....	68

4.8.1	Resultados finales a 20 años	69
5	DISCUSIÓN Y ANÁLISIS	73
5.1	Transmisión eléctrica	73
5.2	Impulsión de agua	73
5.3	Transporte de concentrado	75
5.4	Mineroducto	76
5.5	Resultados finales.....	77
5.6	Discusión.....	78
6	CONCLUSIONES	82
	BIBLIOGRAFÍA	85
	A N E X O S	94
	ANEXO A: CAPACIDAD INSTALADA EN EL SING.....	95
	ANEXO B: DERECHOS DE AGUA.....	96
	ANEXO C: TRANQUE TALABRE	98
	ANEXO D: UBICACIÓN PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA	100
	ANEXO E: TIPOS DE PANELES FOTOVOLTAICOS.....	101
	ANEXO F: UBICACIÓN ACUEDUCTOS	103
	ANEXO G: CARACTERÍSTICAS ACUEDUCTOS	105
	ANEXO H: PROBABILIDAD Y TIEMPO DE FALLA DE LOS DUCTOS	107
	ANEXO I: UBICACIÓN CONCENTRADUCTOS	109
	ANEXO J: CARACTERÍSTICAS CONCENTRADUCTOS.....	110
	ANEXO K: DIMENSIONES <i>HOLDING TANKS</i>	112
	ANEXO L: UBICACIÓN MINERODUCTOS.....	112
	ANEXO M: CARACTERÍSTICAS MINERODUCTOS	113
	ANEXO N: DIMENSIONES CANALETAS DE RELAVE	114
	ANEXO O: EMISIÓN DE PARTÍCULAS.....	115
	ANEXO P: AHORROS A 25 AÑOS	115

INDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla 2-1: Consumo mundial promedio de energía por fuente agua	10
Tabla 2-2: Faenas mineras que utilizan agua de mar desalada	19
Tabla 2-3: Depósitos de relaves por región en Chile	25
Tabla 3-1: Características de los tendidos eléctricos al 2017	29
Tabla 3-2: Valores de a , b y ΔT	35
Tabla 3-3: Costos en inversión de acueductos	40
Tabla 3-4: Estaciones de impulsión por escenario	44
Tabla 3-5: Costos en inversión de concentraductos	47
Tabla 3-6. Estaciones disipadoras	48
Tabla 4-1: Tendedos eléctricos para plantas concentradoras.....	57
Tabla 4-2: Resultados tendidos eléctricos.....	58
Tabla 4-3: Consumo energético durante el día, por escenario	59
Tabla 4-4: Resultados plantas solares fotovoltaicas.....	59
Tabla 4-5: Flujo de agua recuperado por faena.....	60
Tabla 4-6: Costo por fallas en cada escenario.....	61
Tabla 4-7: Resultados acueductos	62
Tabla 4-8: Costos por falla en cada escenario.....	63
Tabla 4-9: Resultados concentraductos.....	63
Tabla 4-10: Resultados mineroductos.....	65
Tabla 4-11: Emisiones de CO ₂ eq (kton/año) por cada escenario.....	66
Tabla 4-12: <i>CAPEX holding tanks</i>	67
Tabla 4-13: Resultados canaletas de relave	67
Tabla 4-14: Resultados totales	68
Tabla 4-15: Costos totales económicos en 20 años.....	69
Tabla 4-16: Costos diferenciales en 20 años	70
Tabla 4-17: Costos no económicos en 20 años	70
Tabla 4-18: Costos diferenciales no económicos en 20 años.....	70
Tabla 4-19: Resumen de los costos diferenciales	71
Tabla 5-1: Variación en los ahorros por los acueductos	74
Tabla 5-2: Variación en los ahorros por los concentraductos	75
Tabla 5-3: Ahorro energético por cada escenario	78
Tabla B-1: Valores derechos de agua, fuente subterránea (Espinoza, 2013).....	96
Tabla B-2: Valores derechos de agua, fuente superficial (Espinoza, 2013)	97
Tabla G-1: Escenario Base.....	105
Tabla G-2: Escenario 1 (Sinergia Lineal)	105
Tabla G-3: Escenario 2 (Sector Spence)	106
Tabla G-4: Escenario 3 (Sector María Elena).....	106
Tabla H-1: Probabilidad de falla (anual) y tiempo de reparación acueductos (días) (Rayo, 2017)	107

Tabla H-2: Probabilidad de falla (anual) y tiempo de reparación concentraductos (días) (Rayo, 2017).....	108
Tabla J-1: Escenario Base	110
Tabla J-2: Escenario 1 (Sinergia Lineal).....	111
Tabla J-3: Escenario 2 (Sector Spence)	111
Tabla J-4: Escenario 3 (Sector María Elena)	111
Tabla M-1: Escenario 2 (Sector Spence)	113
Tabla M-2: Escenario 3 (Sector María Elena)	113
Tabla O-1: Resumen de emisiones durante la construcción de ductos	115
Tabla P-1: Ahorros en un periodo de 25 años.....	115

INDICE DE FIGURAS

Figura 1-1: Ubicación faenas en estudio	2
Figura 1-2: Factores de evaluación en cada escenario	5
Figura 1-3: Escenario Base	5
Figura 1-4: Escenario 1 (Sinergia Lineal).....	6
Figura 1-5: Escenario 2 (Distrito Spence).....	6
Figura 1-6: Escenario 3 (Distrito María Elena).....	7
Figura 2-1: Consumo de energía <i>versus</i> producción de cobre (Calvo et al, 2016)	9
Figura 2-2: Transmisión eléctrica en Chile	11
Figura 2-3: Consumo (l/seg) de agua de la minería del cobre	17
Figura 2-4: Consumo de agua por las distintas áreas de la minería	18
Figura 2-5: Días de calificación ambiental 1997-2015 (Zegarra, 2016).....	22
Figura 2-6: Toneladas de relave depositadas por década en Chile (Rayo et al, 2017)	25
Figura 3-1: Costo de inversión de tendidos eléctricos	31
Figura 3-2: Superficie utilizada por tendidos eléctricos	31
Figura 3-3: Costo de inversión plantas fotovoltaicas.....	36
Figura 4-1: Consumo eléctrico de minas en estudio	56
Figura 4-2: CAPEX y OPEX de los tendidos eléctricos por faena.....	58
Figura 4-3: Consumo de agua de las minas en estudio	60
Figura 4-4: Flujo de agua impulsado desde la costa hacia cada faena por escenario	61
Figura 4-5: CAPEX y OPEX de los acueductos por faena	62
Figura 4-6: CAPEX y OPEX de los concentraductos por faena.....	64
Figura 4-7: CAPEX y OPEX de los mineroductos por faena.....	65
Figura 4-8: Emisiones de CO ₂ eq (kton /año) por cada faena en cada escenario.....	66
Figura 4-9: CAPEX y OPEX total de cada faena en cada escenario	68
Figura 4-10: Costo por libra y por tonelada de cobre por faena	69
Figura 4-11: Ahorros económicos.....	71
Figura 4-12: Ahorros en emisiones de CO ₂ eq.....	72
Figura 4-13: Ahorros en superficie utilizada	72
Figura A-1: Capacidad energética del SING (Generadoras de Chile, 2017)	95
Figura C-1: Ubicación tranque Talabre y otras localidades (Barros y Pereira, 2013)	98
Figura C-2: Rango de emisiones tranque Talabre (Barros y Pereira, 2013)	99
Figura D-1: Planta Solar Fotovoltaica.....	100
Figura E-1: Panel fijo horizontal (Martínez y Molina, 2017)	101
Figura E-2: Panel con seguimiento en eje horizontal (Martínez y Molina, 2017).....	101
Figura E-3: Panel con seguimiento en eje horizontal (Martínez y Molina, 2017).....	102
Figura E-4: Panel con seguimiento en eje vertical (Martínez y Molina, 2017)	102
Figura E-5: Panel con seguimiento en dos ejes (Martínez y Molina, 2017)	103
Figura F-1: Escenario Base	103
Figura F-2: Escenario 1 (Sinergia Lineal).....	104
Figura F-3: Escenario 2 (Sector Spence)	104
Figura F-4: Escenario 3 (Sector María Elena)	105
Figura I-1: Escenario Base	109

Figura I-2: Escenario 1 (Sinergia Lineal).....	109
Figura I-3: Escenario 2 (Sector Spence)	110
Figura I-4: Escenario 3 (Sector María Elena)	110
Figura K-1: <i> Holding tank</i>	112
Figura L-1: Escenario 2 (Sector Spence)	112
Figura L-2: Escenario 3 (Sector María Elena)	113
Figura N-1: Canaleta Spence	114
Figura N-2: Canaleta Radomiro	114
Figura N-3: Canaleta El Abra	114

RESUMEN

Las sinergias entre operaciones y/o proyectos mineros se han convertido en una alternativa atractiva para la minería chilena, debido al gran número de faenas que se encuentran cercanas entre sí. El presente trabajo busca probar que, mediante aquellas sinergias, específicamente en la región de Antofagasta, es posible lograr ahorros en costos de inversión y operación, superficie utilizada, emisión de gases de efecto invernadero, e incluso mejorar la relación con las comunidades.

Los proyectos estudiados son de Spence, Radomiro Tomic y El Abra, tres minas de óxidos de cobre ubicadas en la región de Antofagasta. Estas fueron explotadas desde fines de los 90, y bajo dichos óxidos poseen yacimientos hipógenos, los que serán explotados utilizando plantas concentradoras. Para ello, se evaluó el escenario base y tres escenarios de sinergias. El primero, que es el actual, sin aprovechamiento de sinergias; el escenario N°1, con una línea de alimentación de energía eléctrica y agua, y de descarga de concentrado, y tres tranques de relave independientes; el escenario N°2, similar al escenario N°1, pero las tres plantas ubicadas en el sector de Spence, y con un tranque de relave común; el escenario N°3, similar al escenario N°2, pero las tres plantas ubicadas en el sector de María Elena. Para cada escenario se evaluó la construcción de una planta fotovoltaica para su suministro eléctrico. Finalmente, se calculó los costos y beneficios económicos y ambientales de la sinergia de todos los factores mencionados.

De los resultados se concluye que los tres escenarios de sinergias entregan ahorros económicos totales de un 21 a un 30% respecto al escenario base. El factor de mayor relevancia en estos ahorros corresponde a los acueductos. Por otro lado, los tres escenarios reducen su superficie entre un 5 y 32% con respecto al escenario base. Todos estos ahorros fueron obtenidos en un periodo de evaluación de 20 años.

Los mayores desafíos para lograr sinergias entre proyectos son las diversas estrategias de inversión y, posiblemente las diferentes culturas de las empresas. Ello genera desconfianza entre las compañías, incluso entre faenas pertenecientes al mismo grupo minero, lo que dificulta iniciativas relacionadas con sinergias.

Palabras Claves: sinergia, cobre, región de Antofagasta, Spence, R. Tomic, El Abra

ABSTRACT

The synergies between mining operations and/or projects have become an attractive alternative for Chilean mining, due to the large number of mines close to each other. This work seeks to prove that through those synergies, specifically in Antofagasta's region, is possible to save in investment and operation costs, surface used, and greenhouse gas emissions generated, and even improve the relationship with communities.

The projects in study are from Spence, Radomiro Tomic y El Abra, three oxide copper's mines located in Antofagasta's region. These were exploited since the end of 90's, and under those oxides copper, mines have hypogenic deposits, which will be exploited using concentrator plants. For this, the base scenario and three synergy scenarios were evaluated. The first one, that is original without use of synergies; scenario N°1 with a feeding line of electric energy and water, and a discharge line of concentrate, and three independent tailings dams; scenario N°2 is like scenario N°1, but the three concentrator plants are in Spence's sector and a common tailing dam; scenario N°3 is like scenario N°2, but the three concentrator plants are in María Elena's sector. For each one of the scenarios, the construction of a photovoltaic plant for the electrical supply was evaluated. Finally, economic and environmental costs and benefits of synergy of all mentioned factor were calculated.

It concludes from results that three synergy scenarios obtain total economic saving between 21 and 30%, with respect to baseline scenario. The most relevant factor in economic savings corresponds to water pipelines. On the other hand, the three scenarios reduce their surfaces between 5 and 32%, with respect to baseline scenario. All these savings were obtained in a 20 years evaluation period.

The biggest challenges to achieve synergies between projects are the various investment strategies and, possibly different cultures of companies. It generates distrust between companies, even between mines belonging to the same mining group, which hinders initiatives related to synergies.

Key Words: synergy, copper, Antofagasta's region, Spence, R. Tomic, El Abra

1 INTRODUCCIÓN

La segunda región de Antofagasta es una de las localidades más congestionada por la minería en Chile. Esta situación podría ir en aumento, dado que la inversión en proyectos mineros en la región crecerá un 50,8% en los próximos 10 años (Cochilco, 2017e), por lo que surge la necesidad de descongestionar esta. En 2017, una de las soluciones más atractivas para disminuir la congestión, es la utilización de infraestructura compartida entre las faenas mineras. Sin embargo, el mayor atractivo para las mineras de concretar dichas fusiones tiene relación con reducir sus costos de inversión y operación, aprovechando economías de escala. Algunos ejemplos de sinergias concretadas en minería son, los proyectos de El Morro y Relincho (Nueva Unión, 2017), y las minas, Esperanza y El Tesoro.

Las mineras Spence, Radomiro Tomic y El Abra se encuentran ubicadas en la región de Antofagasta, donde la minería del cobre es el principal impulsor económico, contribuyendo en más del 65% del producto interno bruto (PIB) regional, obteniendo un ingreso per cápita superior al promedio del país (Gironás et al., 2015). Al 2017, las tres faenas en estudio procesan minerales oxidados de cobre en sus respectivas plantas hidrometalúrgicas, no obstante, las reservas de óxido han comenzado a agotarse, dando paso a los minerales hipógenos, de sulfuro de cobre. Es por ello, que las tres faenas poseen en su cartera de proyectos la construcción de una planta concentradora, para procesar los minerales sulfurados, una planta desalinizadora de agua, junto con su sistema de impulsión, y la ampliación de sus líneas eléctricas.

De acuerdo con las evaluaciones de impacto ambiental de las faenas en estudio, las capacidades de procesamiento de las plantas hidrometalúrgicas son de 61, 158 y 125 kilo toneladas por día (ktpd), para Spence, Radomiro Tomic y El Abra, respectivamente. Las fuentes de agua desde donde se abastecen las plantas son, el Salar de Atacama para Spence, Salar de Ollagüe para R. Tomic, y Salar de Ascotán para El Abra. Para el suministro eléctrico, Spence obtiene la energía desde la subestación (S/E) Encuentro,

mientras que las otras dos faenas desde la S/E Crucero, y las tres faenas utilizan tendidos eléctricos de tensión 220kV. Ambas subestaciones se ubican en el sector de María Elena. Respecto a los cátodos electro-obtenidos, Spence y R. Tomic los envían al puerto de Mejillones, mientras que El Abra utiliza el puerto de Antofagasta. Para transportar los cátodos desde las faenas a los puertos, las tres faenas utilizan el Ferrocarril Antofagasta-Bolivia (FCAB), y R. Tomic también utiliza camiones.

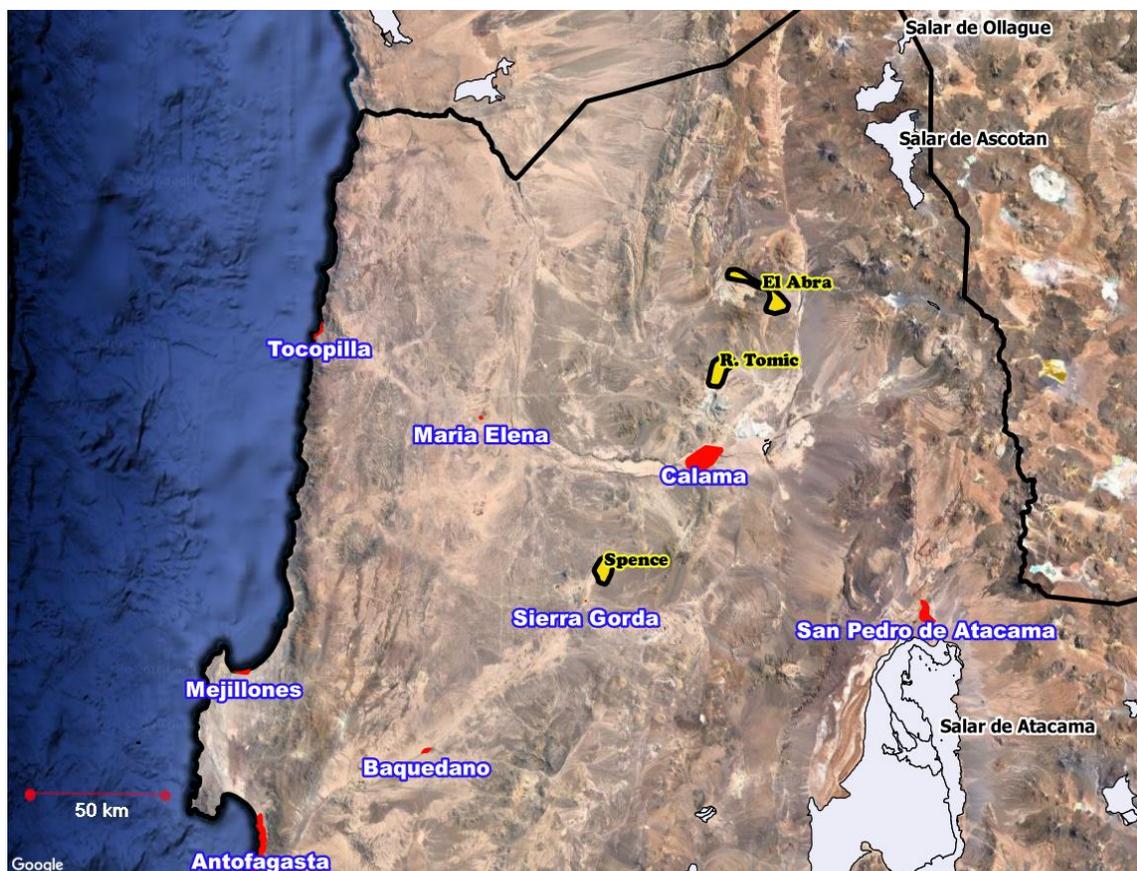


Figura 1-1: Ubicación faenas en estudio

Al evaluar la construcción de una planta concentradora de cobre, se debe tener en cuenta los insumos que estas necesitan, dado que, además del uso intensivo de energía, poseen un mayor consumo de agua por tonelada de cobre producido, en comparación con una planta hidrometalúrgica (Cochilco, 2017a; Lagos et al., 2018). La importancia del

suministro eléctrico y de agua radica en su alto costo, lo que podría limitar el desarrollo de estas faenas (Northey et al., 2014).

Uno de los estudios eléctricos que se realizó en esta tesis, es sobre las capacidades de transmisión de los tendidos eléctricos existentes de las tres faenas, y si estos eran capaces de transmitir la energía que las plantas concentradoras y los sistemas de transporte requieren. En caso de no ser capaces, se evaluaron las posibles modificaciones de los tendidos, para que estos puedan cumplir con el suministro eléctrico.

Además, se estudió el tipo de fuente energética que abastecería a los sistemas de transporte y las plantas concentradoras. Debido al bajo coste y alto potencial de crecimiento, se evaluó el suministro eléctrico desde una planta solar fotovoltaica, ubicada en el sector de La Negra, Antofagasta.

Para el transporte de agua desalinizada, se evaluó la utilización de acueductos, por lo que se estudió el tamaño y ubicación de estos, además de la cantidad de estaciones de impulsión, y la potencia requerida por ellas. También se evaluó el caso en que las faenas no utilicen agua continental, y solo se abastezcan de agua desalinizada. Del mismo modo se consideraron ductos para el transporte de concentrado y mineral.

Con todos los factores mencionados, se evaluaron tres escenarios de sinergias que se compararon con el escenario base, con el fin de identificar los que son económica y/o técnicamente viables, y los que logran generar reducciones de costos, de superficie utilizada y/o de emisiones medioambientales. El escenario base considera que cada faena construye su planta concentradora cercana a su mina; utiliza su propio tendido eléctrico para el suministro energético; y construye su propio acueducto, concentraducto y depósito de relave. El escenario 1 al igual que el escenario base, considera que las plantas concentradoras se ubican cercanas a cada mina, no obstante, se abastecen de agua a través de un acueducto compartido, que descarga el agua en orden de cercanía a la costa, en Spence, R. Tomic y El Abra; para el suministro de energía se comparten los

tendidos eléctricos; y para el transporte de concentrado se comparte un concentraducto que comienza en El Abra, y luego pasa por R. Tomic y Spence, hasta llegar al puerto de Mejillones; y se mantiene la construcción independiente de los tranques de relaves.

Los escenarios 2 y 3 difieren de los anteriores, pero tienen similitudes entre ellos, pues ambos consideran ubicar las tres plantas concentradoras cercanas entre sí. En el escenario 2, las plantas se ubican en el sector de Spence por su mayor cercanía a la costa, y en el escenario 3, en el sector de María Elena, por su ubicación más céntrica respecto a las tres faenas en estudio. Los tendidos eléctricos son compartidos, al igual que los acueductos y concentraductos. Ambos ductos, llegan hasta el puerto de Mejillones para el escenario 2, y hasta el puerto de Tocopilla para el escenario 3. Dado que en ambos escenarios las plantas concentradoras se ubican alejadas de las minas, se consideró la construcción de mineroductos para enviar el mineral desde el proceso de molienda en las minas, a la flotación en las concentradoras. Ambos escenarios consideran la construcción de un solo tranque de relave compartido por las tres faenas. Cabe destacar, que este estudio tiene un valor demostrativo de lo que se podría lograr en caso de que se aprovecharan las sinergias consideradas.

Una de las ventajas de realizar sinergias en la minería chilena, es que los procesos y tecnologías utilizadas por las distintas mineras tienen características similares. Todo ello induce a que se contraten proveedores, incluso empresas contratistas comunes por las faenas. Además, el tamaño de la minería chilena y las potenciales economías de escala que se pueden generar, impulsarían comportamientos de colaboración con el fin de aumentar la productividad, disminuir los costos, y a su vez, mejorar la posición competitiva del país con relación a otros países productores. La eficiencia colectiva y los beneficios mutuos, generalmente, son mayores a la suma de los beneficios individuales (Lima y Meller, 2003).

En base a lo mencionado, se propone como hipótesis principal de este trabajo, que mediante la sinergia de operaciones y/o proyectos mineros, específicamente los

proyectos hipógenos de Spence, R. Tomic y El Abra, se puedan lograr economías de escala, reduciendo los costos en inversión y operación, emisiones de gases de efecto invernadero, superficie utilizada e incluso se podría mejorar la relación con las comunidades, dado el potencial descongestionamiento de la región. Por otra parte, dichos ahorros en costos podrían significar que las inversiones se materializaran más temprano, favoreciendo el desarrollo económico del país.

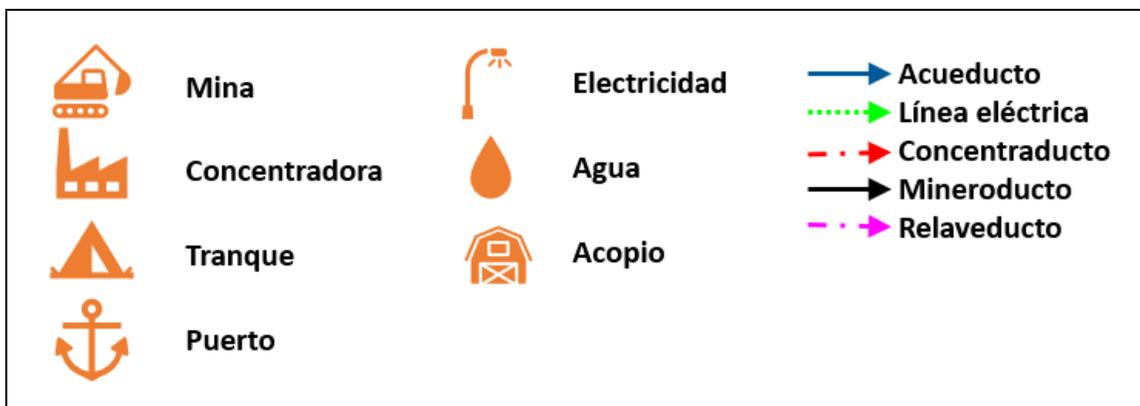


Figura 1-2: Factores de evaluación en cada escenario

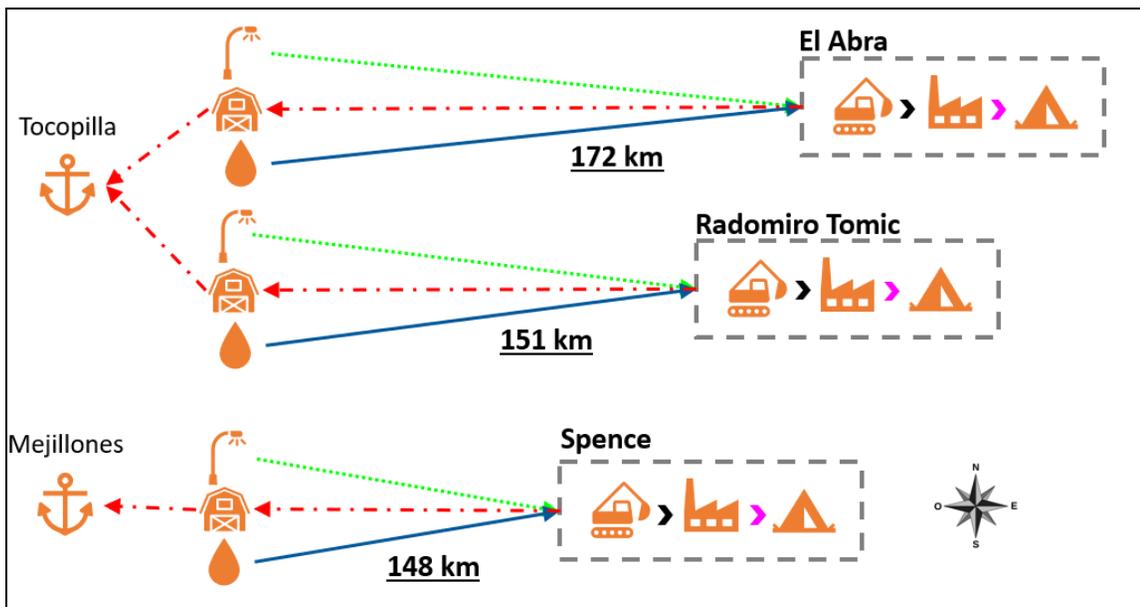


Figura 1-3: Escenario Base

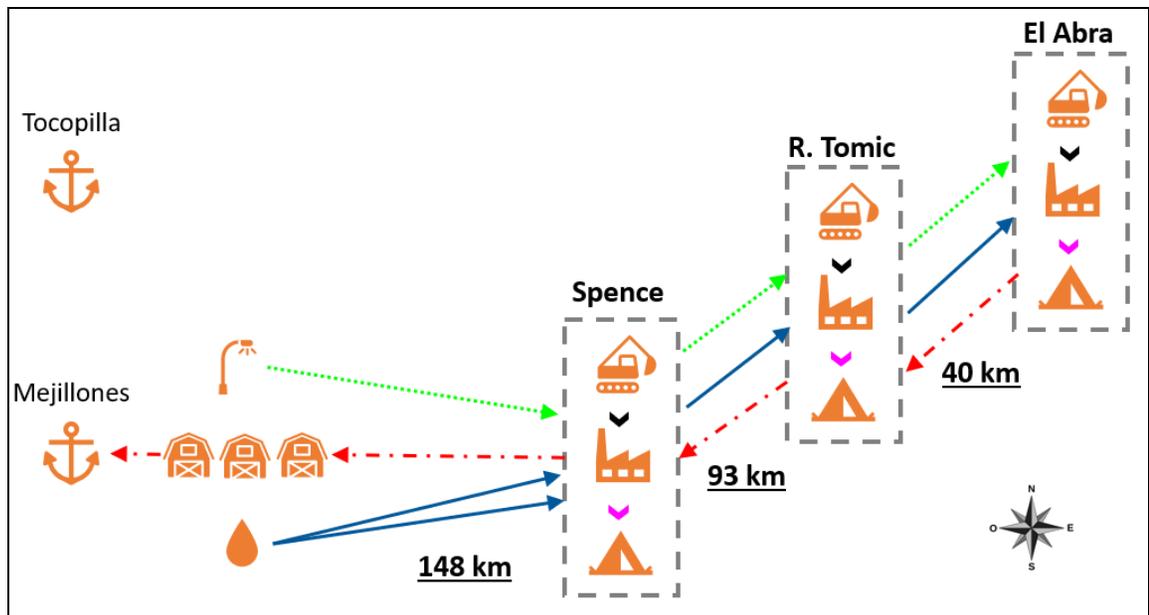


Figura 1-4: Escenario 1 (Sinergia Lineal)

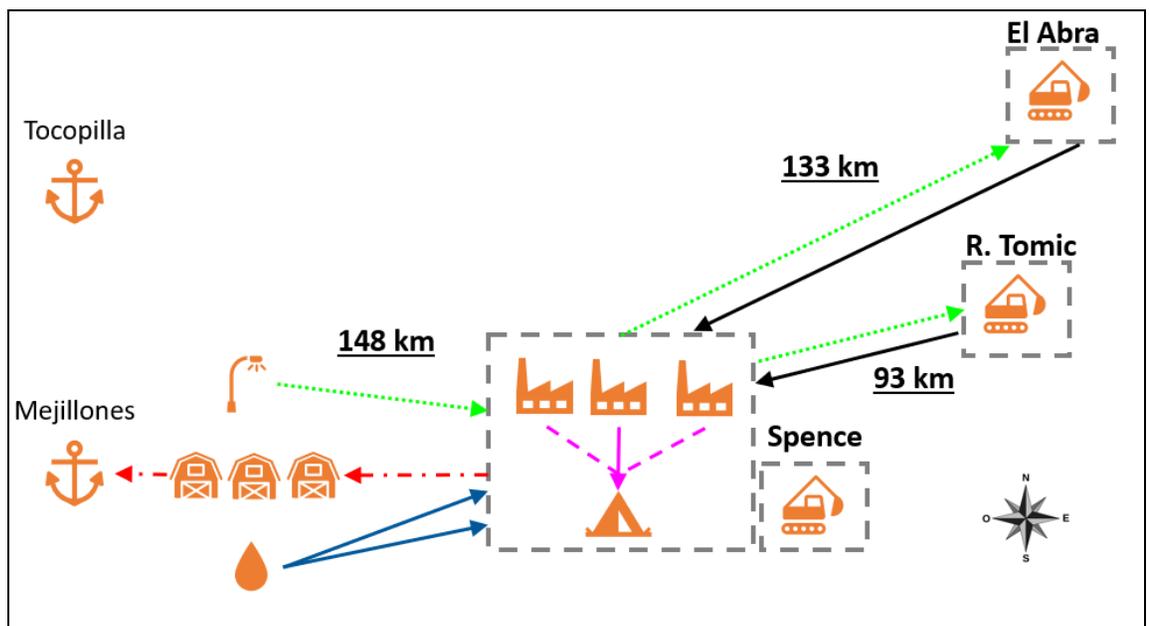


Figura 1-5: Escenario 2 (Distrito Spence)

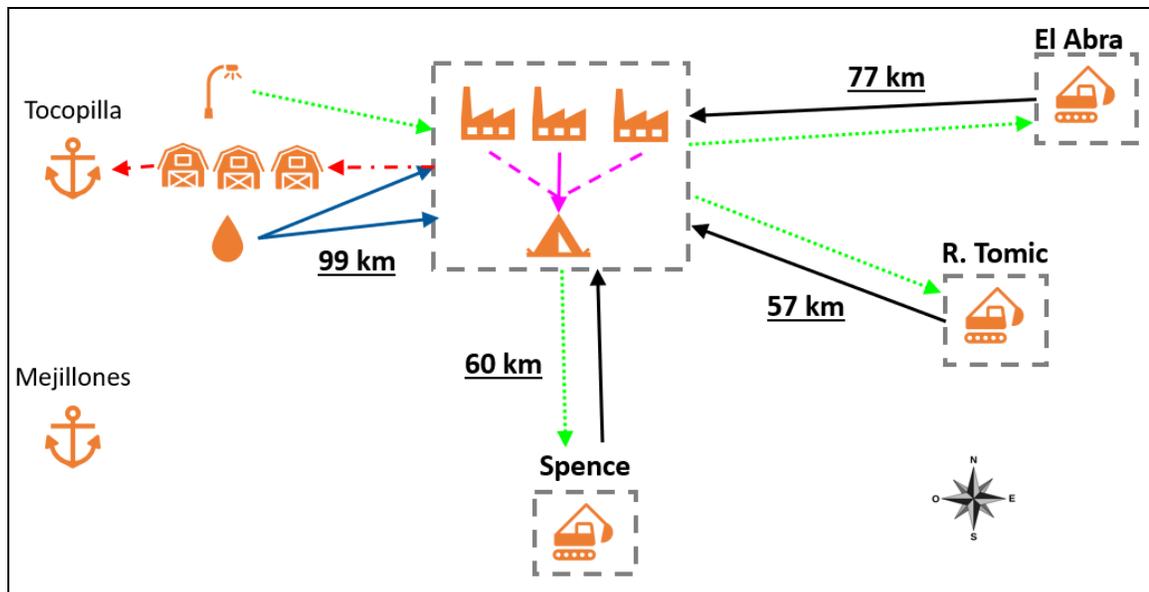


Figura 1-6: Escenario 3 (Distrito María Elena)

1.1 Objetivos

1.1.1 Objetivo general

Evaluar los costos y beneficios económicos y ambientales que podrían generarse si se concretan acuerdos entre varias operaciones o proyectos en la región de Antofagasta. De esta manera, el Estado podría generar incentivos para que ocurrieran dichos acuerdos.

1.1.2 Objetivos específicos

- a) Demostrar que las sinergias no solo producen beneficios para las mineras, sino que también para las comunidades y para el Estado.
- b) Calcular la reducción de emisiones directas e indirectas.

2 CONTEXTO

2.1 La energía en minería

Durante el año 2016, el consumo total de energía (electricidad y quema de combustible) de la minería del cobre representó un 12% del total país, donde el 52,4% correspondió a energía eléctrica y el resto al uso de combustibles, principalmente diésel (Cochilco, 2017d). Este consumo va en aumento, puesto que la mayoría de las minas en Chile, sobre todo durante 2017, se encuentran extrayendo mineral desde lo profundo de los yacimientos, donde disminuyen las leyes de cobre y aumenta la dureza del material, lo que acrecienta las exigencias del proceso de conminución. Además, implica que las distancias a recorrer por los camiones sean más extensas (Lagos, 2013a).

2.1.1 Consumo de energía

En la región de Antofagasta, donde se ubican las minas en estudio, el principal suministro de energía corresponde a la energía eléctrica entregada por el SING y, en segundo lugar, los combustibles como el diésel. En particular, esta región tuvo un consumo energético de 25.783 GWh durante 2016, lo que representa un aumento en su consumo del 6,3% respecto a 2015 (Cochilco, 2017d). Durante el mismo año, esta región representó un 52% del consumo nacional de energía eléctrica en el rubro de la minería, y según proyecciones de Cochilco, se espera que al año 2027, Antofagasta siga siendo la región de mayor consumo con un 49% del total nacional (Cochilco, 2017g).

La energía eléctrica consumida por las plantas concentradoras es altamente superior a la consumida por las plantas hidrometalúrgicas, para generar la misma cantidad de cobre. El consumo específico de energía eléctrica varía entre 1,4 y 5,6 MWh/ton de cobre para las plantas concentradoras, y entre 0,2 y 3,9 MWh/ton de cobre para las plantas hidrometalúrgicas (Northey et al, 2013).

En el año 2016, la energía eléctrica consumida por el proceso de concentración alcanzó un 55% del total de electricidad consumida por la minería del cobre, mientras que el proceso de hidrometalurgia solo un 22% (Cochilco, 2017d). Según proyecciones, esta diferencia de consumo entre ambos procesos aumentaría a 2027, alcanzando un 68% el primero, y un 7% el segundo (Cochilco, 2017g). La principal razón de que el consumo de este último disminuya bruscamente, es debido a la reducción de minerales lixiviables (óxidos de cobre) disponibles (Cochilco, 2017f). Mientras que lo contrario sucede con las concentradoras, puesto que el aumento de procesamiento de cobre primario de baja ley provocará un mayor consumo energético (Harmsen et al., 2013). De hecho, a nivel mundial en la minería del cobre, la ley del mineral disminuyó en un 25% desde 2005 al 2016, mientras que el consumo mundial de energía eléctrica por tonelada de cobre producida aumentó en un 53% (Calvo et al, 2016).

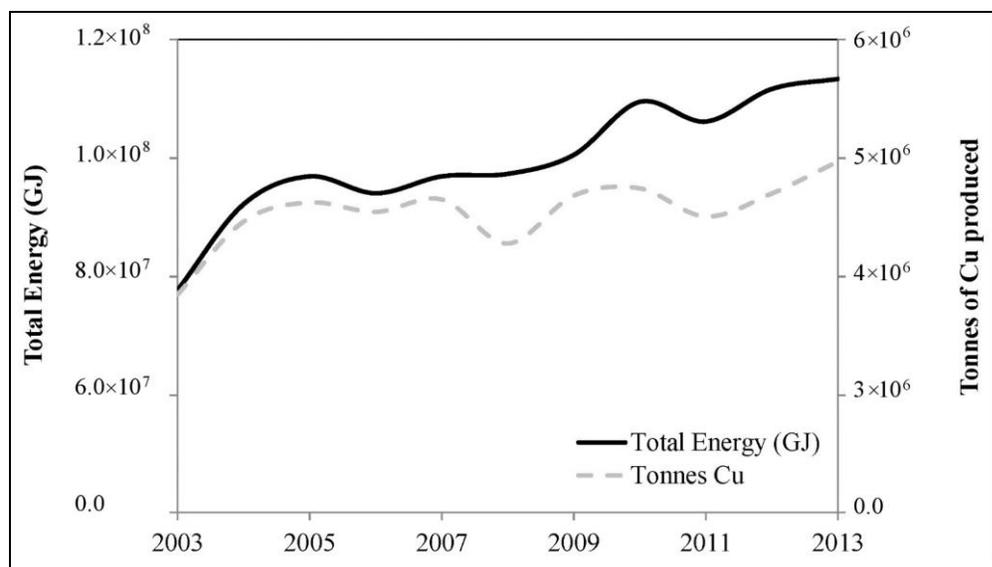


Figura 2-1: Consumo de energía *versus* producción de cobre (Calvo et al, 2016)

Según algunos autores, una posible solución al consumo energético sería controlar el tamaño y el contenido de mineral que entra a las plantas, lo que podría mejorar entre un 5 y un 10% la eficiencia energética (Bureau of Mines, 1982). De todas maneras, se debe destacar que la producción de cobre en sí es intensiva en el uso de energía, de hecho, se

encuentra ubicada en el tercer lugar del consumo específico de energía (SEC) de los 5 metales básicos (aluminio, cobre, hierro, zinc y plomo) (Alvarado et al., 1999).

2.1.2 Importancia de la energía eléctrica

El 97,8% y el 84,1% de la energía que abastece a las plantas concentradoras y a las plantas hidrometalúrgicas, respectivamente, corresponde a energía eléctrica (Cochilco, 2017c). De ahí surge la relevancia de la electricidad en las plantas procesadoras de cobre. Esta dependencia por la electricidad se acrecienta en proyectos que consideran el uso de agua de mar para su operación, debido a que los sistemas de impulsión son intensivos en el consumo energético, siendo esta una de las principales desventajas del uso de este recurso (Ferro y Lentini, 2015). Se espera, que el consumo eléctrico nacional por parte de los procesos de desalación y/o impulsión de agua de mar en minería, aumente cerca de 3,2 veces entre el periodo 2016-2027 (Cochilco, 2017g). En la siguiente tabla se muestra el consumo energético promedio para la extracción y transporte de las distintas fuentes de agua (World Economic Forum, 2008):

Tabla 2-1: Consumo mundial promedio de energía por fuente agua

Fuente	kWh por 1.000 m³ de agua
Agua superficial	0 – 2.400
Agua subterránea (40 m de profundidad)	450 – 1.550
Agua subterránea (120 m de profundidad)	820 – 1.920
Agua de mar desalinizada	3.600 – 4.500

2.1.3 Mercado eléctrico

En el mercado eléctrico se pueden diferenciar dos tipos de clientes, los no regulados o libres y los regulados. Los primeros, son aquellos cuya potencia es de al menos 500 kW, mientras que los segundos, poseen una potencia inferior a esa. Sin embargo, clientes entre 500 kW y 2.000 kW pueden optar por ser regulados (Central Energía, 2017). Los clientes libres, como las empresas mineras, negocian libremente los precios con las generadoras eléctricas, fijando las condiciones del contrato de suministro (*Power*

Purchase Agreements, PPA). Otra opción es que ellos generen su propia energía de manera parcial o completa.

2.1.4 Transmisión eléctrica

La transmisión eléctrica en Chile opera de la siguiente forma (Empresas eléctricas A.G., 2016):

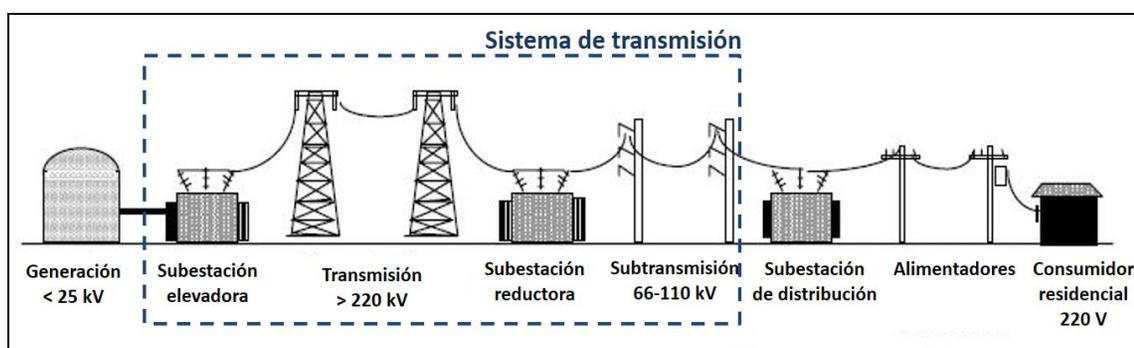


Figura 2-2: Transmisión eléctrica en Chile

En los tendidos eléctricos existen dos tipos de estructuras, de suspensión, utilizados en los tramos rectos de la línea, y de anclaje, ubicados en los quiebres de línea, como cruces de carretera o ferrocarriles. La electricidad que transportan los tendidos se hace a través de conductores, los que en su mayoría son de aluminio, o con inclusiones de otros materiales que le otorguen mayor resistencia. La corriente que fluye por los conductores puede ser de dos formas, continua o alterna. Casi la totalidad de las redes eléctricas actuales utilizan corriente alterna (Bustelo, 2014).

Si un tendido eléctrico utiliza corriente alterna, tendrá tres conductores por cada circuito que posea el tendido. Utilizar dos circuitos en vez de uno, le entrega mayor seguridad al sistema, dado que en caso de que falle uno, el tendido puede seguir operando con el otro circuito. La presencia de dos circuitos no significa que los dos funcionen de forma paralela a máxima capacidad, sino que la corriente se distribuye entre los seis conductores. Sin embargo, utilizar un tendido de doble circuito implica mayor inversión.

Lo mismo ocurre con el sistema de corriente continua, pero en este caso, se posee un conductor por cada circuito.

Los principales costos y gastos que se incurren en la construcción de un tendido eléctrico son (Rudnick, 1999): inversión en líneas, subestaciones, protecciones, transformadores; operaciones y mantenimiento; y costos de servicios complementarios. En las situaciones en que exista un tendido eléctrico que deba ser modificado, se debe crear una declaración en vez de una evaluación de impacto ambiental, pues la superficie y/o potenciales efectos ambientales de la línea, ya han sido aprobados previamente. La ventaja de esto es que el periodo de revisión de una declaración es inferior al de una evaluación ambiental (Covarrubias y Eguiguren, 2008).

2.2 Las ERNC en minería

Se entiende por ERNC, a todas a aquellas fuentes energéticas en que el uso del recurso primario no provoca agotamiento ni consumo de este (Mainstream, 2017). Los tipos de ERNC son, solar, geotérmica, biomásica, eólica, marina e hidroeléctrica (ODEPA, 2017). Las tres minas en estudio se ubican en el norte de Chile, específicamente en el desierto de Atacama, donde se percibe uno de los niveles de radiación más altos de la Tierra, permitiéndoles aprovechar de sobremanera la energía solar (Araya et al., 2015). En esta zona, el uso de energía solar se observa como una opción atractiva para reducir las emisiones de GEI producidas en la generación eléctrica (Chudinzow et al., 2017). Esto se alinea con los objetivos del país, que pretenden reducir las emisiones de GEI por generación eléctrica en un 30% para 2030, en comparación con el año 2007 (ClimateScope, 2016).

2.2.1 Termoeléctricas *versus* ERNC

Durante 2010, la generación de energía eléctrica emitió cerca de 32,5 millones de toneladas de CO₂eq, las que corresponden al 26% del total de las emisiones de Chile de ese año (Ingenieros, 2011). En gran medida, la magnitud de estas emisiones se debió a la

cantidad de centrales térmicas del país. La dependencia de fuentes térmicas aún no se ha erradicado, pues al año 2017, se encuentran instalados 22.840 MW de potencia entre el SIC y el SING, de los cuales un 56,6% proviene de centrales térmicas convencionales, y solo un 11,9% de ERNC (Generadoras de Chile, 2017). De todas maneras, este porcentaje ha disminuido desde el año 2010, en que las termoeléctricas representaban un 62% de la potencia instalada del país (Ingenieros, 2011).

La disponibilidad de las termoeléctricas, solo se ve afectada por fallas o trabajos de mantenimiento, en cambio, las ERNC dependen de la disponibilidad del recurso natural. Esto genera una ventaja comparativa por parte de las termoeléctricas, en cuanto a la seguridad de generación eléctrica ofrecida (Ingenieros, 2011). Esta confianza se ve reflejada en la matriz energética del SING, donde el 96% de esta, proviene de la combustión de combustibles fósiles (Generadoras de Chile, 2017). En Anexo A, se encuentra la capacidad instalada del SING en 2017 de las distintas fuentes energéticas.

2.2.2 Plantas solares fotovoltaicas

En el año 2014, de la energía suministrada por el SING a las mineras, solo un 1% tenía su origen en plantas fotovoltaicas, mientras que el 98% provenía de fuentes térmicas (Chudinzow et al., 2017). No obstante, este comportamiento ha comenzado a cambiar, pues durante el 2015, Chile fue el segundo país de Latinoamérica que más potencia de energía solar inyectó al sistema eléctrico, con 305 MW (ClimateScope, 2016). La relación entre las ERNC y el rubro minero ya existe, hay plantas solares que abastecen específicamente a operaciones mineras. Así es el caso de la planta solar fotovoltaica Calama 3 que abastece a la mina Chuquicamata, y la planta termosolar Pampa Elvira que abastece a la mina Gabriela Mistral.

Las plantas de generación eléctrica que utilizan como base la radiación del sol, son las fotovoltaicas y termosolares. La eficiencia de conversión de radiación solar a energía eléctrica es cercana al 16%, para ambas (Martínez, F. y Molina, A., 2017; Madridsolar, 2012). El funcionamiento de la planta fotovoltaica consiste en el aprovechamiento de la

radiación del sol sobre materiales semiconductores, los que consecuentemente generan corriente continua. Es por ello, que este tipo de planta solo puede generar electricidad mientras se perciba luz del sol. A su vez, dado que estas generan corriente continua, se requiere la construcción de un inversor que cambie el tipo de corriente a alterna, para de esta forma poder inyectarla al sistema eléctrico. Sin embargo, estas plantas tienen un bajo costo de inversión y mantenimiento. Por otro lado, las plantas termosolares concentran la energía del sol para obtener energía térmica, la que es usada para producir vapor y hacer operar una turbina que genera electricidad. Este tipo de planta es capaz de almacenar el calor, por lo que puede generar electricidad, aunque no perciba luz del sol (Rejano, 2014).

2.3 El agua en la minería

En el ámbito del agua existen dos grandes desafíos asociados a la minería: primero, asegurar el flujo de agua necesario para abastecer a las plantas hidrometalúrgicas y concentradoras; y segundo, reducir el consumo de agua, motivado principalmente por la conciencia social y ambiental existente en el siglo XXI. Respecto al último punto, Oscar Landerretche, presidente del Directorio de Codelco, indica que la escasez hídrica que vive Chile es provocada por varios factores como, la disminución de las reservas de agua continental; el mayor consumo por crecimiento de las ciudades; la necesidad de expandir la frontera agrícola; y las múltiples necesidades para el desarrollo minero (Landerretche, 2016). Específicamente en el norte de Chile, la extracción de agua subterránea ha afectado severamente la seguridad hídrica de las poblaciones (Willaarts et al., 2014).

2.3.1 Fuentes de agua

Las fuentes de agua con que se abastece la minería son continental, oceánica y recirculada. Estas se desglosan de la siguiente manera (Lagos, 2018b):

$$W_{continental} = W_{superficial} + W_{subterránea} + W_{adquirida_terceros} \quad (2.1)$$

$$W_{oceánica} = W_{mar} + W_{desalada} \quad (2.2)$$

$$W_{reposición} = W_{continental} + W_{oceánica} \quad (2.3)$$

$$W_{total} = W_{reposición} + W_{recirculada} \quad (2.4)$$

De manera más detallada:

- Agua total: corresponde al flujo que necesita el proceso productivo, el que puede provenir de distintas fuentes.
- Agua recirculada: es el flujo de agua que se recupera de los distintos procesos. Las principales recuperaciones se producen desde el concentrado de cobre y desde los espesadores de relave.
- Agua oceánica: es aquella proveniente del mar, la que puede ser usada de forma salada o desalada.
- Agua superficial: es aquella que se encuentra naturalmente a la vista del hombre y puede ser corriente o detenida.
- Agua subterránea: es aquella almacenada en acuíferos o embalses subterráneos, oculta en la tierra.
- Agua adquirida a terceros: es aquella que se compra a entes que posean derechos de agua, y se les paga a ellos por el uso de esta.

2.3.2 Derechos de agua

Algo en común que poseen las fuentes de agua superficial y subterránea es que, para la extracción de ambas se necesitan derechos de agua. Estos derechos se clasifican en (Ministerio de Obras Públicas, 2010):

- 1 Consuntivos/no consuntivos: el primero, faculta al titular a consumir o no totalmente el agua. El segundo está obligado a restituir el agua que utilice.
- 2 De ejercicio permanente/eventual: el primero, faculta al dueño a extraer el agua que necesita. El segundo, lo faculta a extraer agua en épocas en que exista un flujo sobrante, después de que aquel que tenga los derechos de ejercicio permanente ya haya extraído.
- 3 De ejercicio continuo/discontinuo/alternado: el primero, permite utilizar agua de forma ininterrumpida las 24 horas del día; el segundo, solo permite extraer agua en determinados periodos, y el tercero, distribuye el flujo entre dos o más personas que se turnan sucesivamente.

Según datos entregados por la Superintendencia de Servicios Sanitarios de Chile, la minería es uno de los rubros que menos derechos de agua posee a nivel nacional. El área agropecuaria forestal es la mayor poseedora de derechos con un 78% del total, el área industrial con un 12%, y la minería con solo un 4% (Espinoza, 2013). Pese a poseer menos derechos, el impacto que provoca la minería en el consumo de agua es relevante en el norte de Chile, considerando la escasez hídrica de la zona (Embid y Martín, 2017). En Anexo B se muestran los valores de algunos derechos de agua subterránea y superficial a nivel nacional durante el año 2012.

2.3.3 Consumo de agua

La región que tuvo el mayor consumo de agua en 2016 fue la de Antofagasta, la que a su vez produjo más del 50% del cobre en Chile (Cochilco, 2017b). Se espera que el liderazgo en el consumo se mantenga hasta el año 2027 (Cochilco, 2017h). La proporción de agua total consumida por el sector minero en esta región representa cerca del 60%, mientras que el otro 40%, se reparte entre los sectores agrícola y urbano (Gironás et al., 2015). A continuación, se muestra el consumo de agua de la industria minera del cobre, separado por fuentes, desde el año 2012 al 2016 (Cochilco, 2017b):

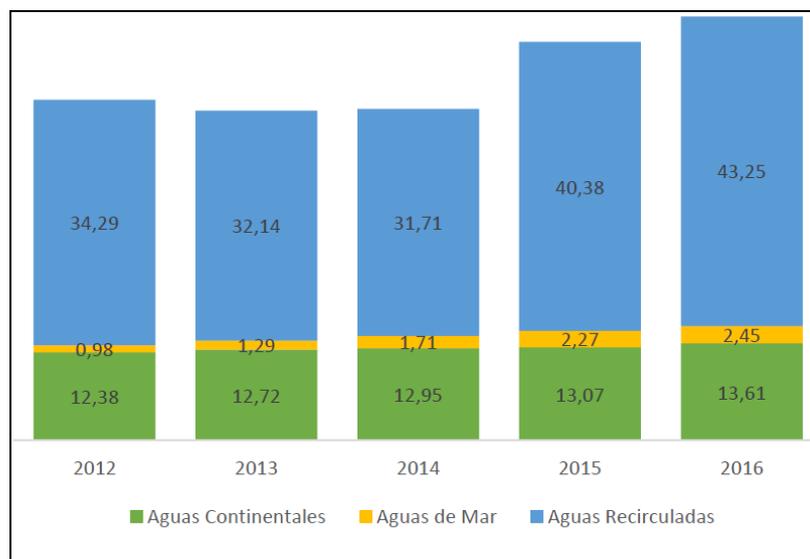


Figura 2-3: Consumo (l/seg) de agua de la minería del cobre

Del gráfico se observa que el consumo de agua continental se ha mantenido relativamente constante en los últimos años, mientras que el agua de mar y reciclada han comenzado a crecer. Respecto al agua continental, durante 2016 la región de Antofagasta representó el 40% del consumo de esta, respecto al consumo nacional de la minería del cobre (Cochilco, 2017b). También se observa que más del 70% del agua utilizada en 2016 es reciclada. Efectivamente, desde el año 2000 al 2015 la eficiencia en el uso de agua mejoró más en la minería que en cualquier otra industria del país, debido en gran medida, a que este recurso se ha vuelto cada vez más costoso (Lagos, 2016). En la mayoría de los casos en que las faenas no reciclan agua, se debe a que no les resulta técnica o económicamente factible.

En la industria minera del cobre, las plantas concentradoras son el sector que más consume agua, con más del 71% del total, y casi 5 veces lo que consumen las plantas hidrometalúrgicas (Cisternas et al., 2013). De ahí nace la necesidad de que las tres faenas en estudio requieran la construcción de una planta desaladora que abastezca a sus plantas concentradoras. En la Figura 2-4, se muestra el consumo de agua de las distintas áreas mineras durante 2016 (Cochilco, 2017b).

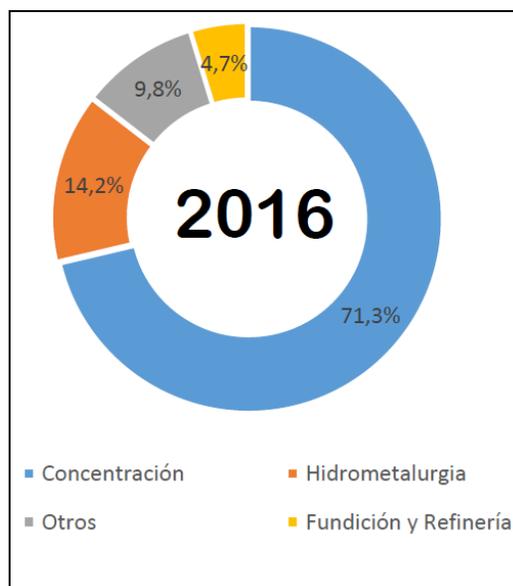


Figura 2-4: Consumo de agua por las distintas áreas de la minería

2.3.4 Uso de agua de mar

Cabe destacar, que casi el 97% del agua existente en la Tierra es aportada por los océanos, mientras que el agua de ríos, lagos y napas subterráneas representa un 1% del total (Cisternas et al., 2016). Sin embargo, las mineras en Chile se abastecen en su mayoría, a través de fuentes distintas al océano. El uso de agua nueva en el norte del país debiera comenzar a provenir desde el océano, dado que las autoridades no otorgarán nuevos permisos de agua continental, ni para expansiones o nuevas operaciones mineras (Lagos et al., 2018).

Las regiones de Antofagasta y Atacama son las únicas donde hay faenas que utilizan agua de mar para sus procesos (Cisternas et al., 2016). Para 2027 se espera que el 46% de toda el agua consumida por la minería del cobre provenga desde el mar, y el 90% del total, sea utilizada para procesar minerales sulfurados (Cochilco, 2017h). Del mismo modo, existen faenas que se abastecen de agua comprada al FCAB (Ferrocarril Antofagasta-Bolivia), y la ventaja de comprar agua por este medio, es evitar la inversión en instalaciones para la extracción y transporte de agua. Las principales mineras que son

clientes del FCAB son Escondida, Sierra Gorda, Gaby, Chuquicamata y Zaldivar (FCAB, 2016).

Una de las ventajas comparativas que tiene el agua de mar frente al agua continental, es que no se requiere de derechos de agua para su extracción. En la minería, este tipo de agua puede ser utilizada de forma directa (salada), o pasar por un proceso previo de desalación. Esta decisión trae consigo distintos escenarios, porque si se usa de forma directa, implica que se deben adaptar los procesos a las características del agua de mar, además de preocuparse por el efecto de corrosión en los acueductos. Este efecto es producido por los altos niveles de cloro que contiene el agua de mar, además de poseer altos niveles de calcio, los que se acumulan en las paredes del ducto reduciendo el diámetro de este con el tiempo.

Por otro lado, si se usa de forma desalada, implica un alto costo en inversión y operación de la planta desaladora, además de generar un desecho desde el proceso de desalación llamado salmuera, una solución con salinidad 1,5 a 2,5 veces la del mar. No obstante, según algunos estudios, esta puede ser comercializada para la lixiviación de caliche (CICITEM, 2015). Algunas faenas que utilizan o proyectan utilizar agua de mar, en Chile y en el mundo son (Cisternas et al., 2016):

Tabla 2-2: Faenas mineras que utilizan agua de mar desalada

Planta	País	Metal	Estado	Tecnología
Proyecto El Bole	México	cobre, cobalto, cinc, manganeso	Operación	Lixiviación
Mount Keith	Australia	níquel	Operación	Flotación
Sierra Gorda	Chile	cobre, molibdeno	Operación	Flotación, Lixiviación
Batu Hijau	Indonesia	cobre, oro	Operación	Flotación
Bevderley Uranium Mine	Australia	uranio	Operación	Lixiviación in-situ
Proyecto Antucoya	Chile	cobre	Proyecto	Lixiviación
Minera Las Luces	Chile	cobre	Operación	Flotación
Minera Algorta Norte S.A.	Chile	cobre	Operación	Lixiviación

2.4 Transporte de sólidos

La pulpa de mineral o pulpa minera es una mezcla de partículas sólidas en un medio líquido transportante. La mayor diferencia de este fluido con el agua es que este último es un líquido monofásico (con propiedades homogéneas), que puede escurrir a todo régimen de velocidad, mientras que la pulpa requiere de cierta velocidad mínima para poder fluir. En caso contrario, las partículas sedimentan en el ducto, lo bloquean y el sistema falla. Esta velocidad se puede lograr con una determinada pendiente de inclinación, o con el uso de bombas (Abulnaga, 2002). Chile tiene una ventaja comparativa respecto a esto, pues posee una gran diferencia de cota entre la costa y las faenas, y una baja distancia entre las mismas, por lo que se logran construir ductos con pendientes favorables.

2.4.1 Tipos de transporte

Existen tres formas de transportar mineral: por presión (ductos), por superficie libre (canaleta), o por correas transportadoras. El uso de correas y ductos se puede utilizar cuando las condiciones del terreno no son propicias para poder mover el fluido por gravedad. De todas maneras, los ductos pueden transportar mineral mediante la gravedad o con el uso de bombas. Además, tienen la capacidad de transportar pulpas de mineral, a diferencia de las correas. Mientras que el uso de canaleta se puede utilizar solo en caso de que las condiciones del terreno lo permitan.

Los ductos tienen la desventaja de que entregan baja flexibilidad al proceso, dado que se debe mantener un determinado flujo constante para que el bombeo sea eficiente. Sin embargo, la ventaja radica en que este tipo de transporte es capaz de vencer obstáculos geográficos. Por otro lado, las canaletas tienen más flexibilidad en su llenado, pues el fluido fluye a medida que se deposita, pero no puede vencer obstáculos geográficos, a menos que se incurra en altos costos. También, posee mayor facilidad para la realización de inspecciones y/o mantenciones (Nielsen, 2014).

Un ejemplo del uso de canaletas en minería es la canaleta utilizada para el traslado de mineral desde la planta de Sewell a la planta Colón, ambas pertenecientes a la mina El Teniente. Este transporte es posible debido a la diferencia de cota entre ambas plantas, donde Colón está a una menor cota que Sewell. Otro uso, es para la descarga de relaves, solo en los casos en que el tranque se encuentre a una cota inferior de la planta concentradora.

Respecto al uso de correas, específicamente los sistemas de correas regenerativas tienen la ventaja de generar su propia electricidad, similar al sistema utilizado por la mina Los Pelambres. Este es un sistema utilizado para transportar material seco colina abajo que, debido al efecto de la gravedad, la correa debe ser frenada, por lo que, en vez de botar esta energía en forma de calor, esta se transfiere a un sistema eléctrico. Sin embargo, el problema del uso de correas es la baja flexibilidad que le genera al proceso (Olivares, 2014).

2.5 El medioambiente en la minería

Los proyectos mineros en Chile han debido enfrentarse constantemente a distintas barreras para llevar a cabo su funcionamiento, pero variados estudios muestran que la mayoría de los conflictos asociados a la industria extractiva son causados por problemas medioambientales (Valor Minero, 2015). Esta problemática se puede reflejar en el aumento casi exponencial de la duración de la evaluación de Estudios de Impacto Ambiental (EIA), desde 1997 al 2015, donde la duración promedio anual de los estudios fue de 193 y 857 días, respectivamente (Zegarra, 2016). Esto en parte se debe a la complejidad de abordar las mayores preocupaciones de las comunidades aledañas. No obstante, las soluciones de estos obstáculos han sido abordadas en un sinnúmero de estudios.



Figura 2-5: Días de calificación ambiental 1997-2015 (Zegarra, 2016)

2.5.1 Emisiones directas de GEI

Se entiende por GEI (Gases de Efecto Invernadero), a todo gas que se acumula en la atmosfera de la Tierra y absorbe la radiación del sol, reteniendo el calor allí. En Chile, las emisiones de GEI han aumentado en un 58,2% desde el año 1990 al 2010, en que el principal causante de este aumento ha sido la minería del cobre (SNI, 2014). Estas emisiones pueden ser clasificadas en directas, si son generadas por las mismas mineras, o indirectas, si son generadas en la producción de la electricidad consumida por las mineras (Lagos et al., 2018). En 2015, la minería del cobre reportó una emisión directa total de 5,7 millones de toneladas de CO₂eq, siendo la región de Antofagasta la con mayor emisión, con un 56,9% del total. El proceso de mina rajo es el de mayor aporte a estas emisiones con 4,45 millones de toneladas. Al 2015, estas emisiones en mina rajo han aumentado en un 209% respecto al año 2001, mientras que el aumento de las emisiones totales es de un 95,8% respecto al mismo año (Cochilco, 2016c). Según Alvarado, las emisiones se definen mediante la siguiente fórmula (Alvarado et al., 2002):

$$\begin{aligned}
 \text{Emisión} \left(\frac{\text{ton de GEI}}{\text{año}} \right) &= \text{Nivel de actividad} \left(\frac{\text{ton de producto}}{\text{año}} \right) \\
 & * \text{Consumo específico de energía} \left(\frac{\text{MJ de combustible}}{\text{ton de producto}} \right) \\
 & * \text{Coeficiente de emisión} \left(\frac{\text{ton de GEI}}{\text{MJ de combustible}} \right)
 \end{aligned} \tag{2.5}$$

Cabe destacar que las emisiones de GEI por tonelada de material tratado se han mantenido prácticamente constantes en los últimos 15 años. En cambio, si este indicador se midiera en términos de cobre contenido, ha habido un crecimiento del 190% desde 2010 al 2015 (Lagos, 2016). Además, se espera que aumente el uso de combustible por tonelada de cobre producido, debido a las mayores distancias a recorrer por los camiones en las minas a cielo abierto, lo que provocará mayores emisiones de GEI (Lagos et al., 2018).

2.5.2 Emisiones indirectas de GEI

En el año 2015, las emisiones indirectas o de alcance 2 en la minería del cobre, alcanzaron los 13,9 millones de toneladas de CO₂eq a nivel nacional, lo que representa un aumento del 28,7% respecto al año 2010. El proceso con mayores emisiones fue el de las plantas concentradoras, con un total de 6,6 millones de toneladas, lo que representa un aumento del 57% respecto al mismo año (Cochilco, 2016d). Este aumento de emisiones en las concentradoras se debe en su mayoría al aumento del consumo eléctrico, principalmente en las etapas de chancado y molienda. Esto es producto de la mayor dureza y volumen del mineral procesado, sumado a la caída en las leyes (Cochilco, 2017d), las que desde 2005 al 2016 han decaído en un 25% (Calvo et al., 2016). La región con mayores emisiones indirectas es la de Antofagasta, con un 66% del total de la minería del cobre (Cochilco, 2016d). No obstante, se espera que las emisiones indirectas de GEI por tonelada de cobre disminuyan con la fusión de los sistemas eléctricos del SING y SIC. Esto, dado que cerca del 65% de la producción de cobre

utiliza la red del SING, la que en su mayoría utiliza combustibles fósiles para su generación (Lagos et al., 2018).

2.5.3 Otras emisiones

Una de las emisiones de gases de la minería del cobre, son las de SO₂, provocadas por el consumo de diésel. Estas representan cerca del 10% del total nacional de las emisiones de SO₂ de los consumidores estacionarios de energía (Alvarado et al, 1999). No obstante, de acuerdo con la proyección de reducción en el consumo de combustible, y de aumento en la eficiencia eléctrica, las emisiones proyectadas de SO₂ se reducirán a un 8% de las emisiones nacionales para 2020 (Alvarado et al., 2002).

2.5.4 Calentamiento global

Una forma de cómo se podrían reducir las emisiones en la minería, es disminuyendo el uso de combustibles fósiles. Otra forma de lograrlo es cambiar el tipo de fuente energética, por una con menores emisiones de GEI. De esta forma, se podrían reducir las emisiones directas e indirectas, además de ayudar a frenar el cambio climático (Nordhaus, 2008). El aumento de la temperatura de la Tierra entre $0,6 \pm 0,2$ °C en los últimos 100 años, se ha debido al efecto directo de las emisiones de GEI (Caroca et al., 2005). Específicamente, el CO₂ es el gas con mayor efecto proporcional en el calentamiento global, siendo responsable del 65% de este fenómeno. Además, dadas las menores leyes de cobre proyectadas para 2020, se espera que este calentamiento siga en aumento, debido al mayor consumo de energía (Chudinzow, 2017). Otra consecuencia que ha causado la caída en las leyes corresponde al aumento en un 86% de la generación de relaves de cobre entre 2000 y 2015 en Chile (Lagos, 2016).

2.5.5 Depósitos de relave

En Chile, la minería metálica que genera relaves ha sido principalmente la minería del cobre y del oro, y en menor escala, la minería del hierro y del zinc (Sernageomin, 2016). En 2015, se generaron aproximadamente 527 millones de toneladas de relaves de cobre,

los que fueron depositados en distintos depósitos de relaves (Lagos, 2016). Como se muestra en la siguiente figura, se espera que, en la década del 2010 en Chile se depositen cerca de 2.000 Mton de relave más que en la década anterior (Rayo et al, 2017):

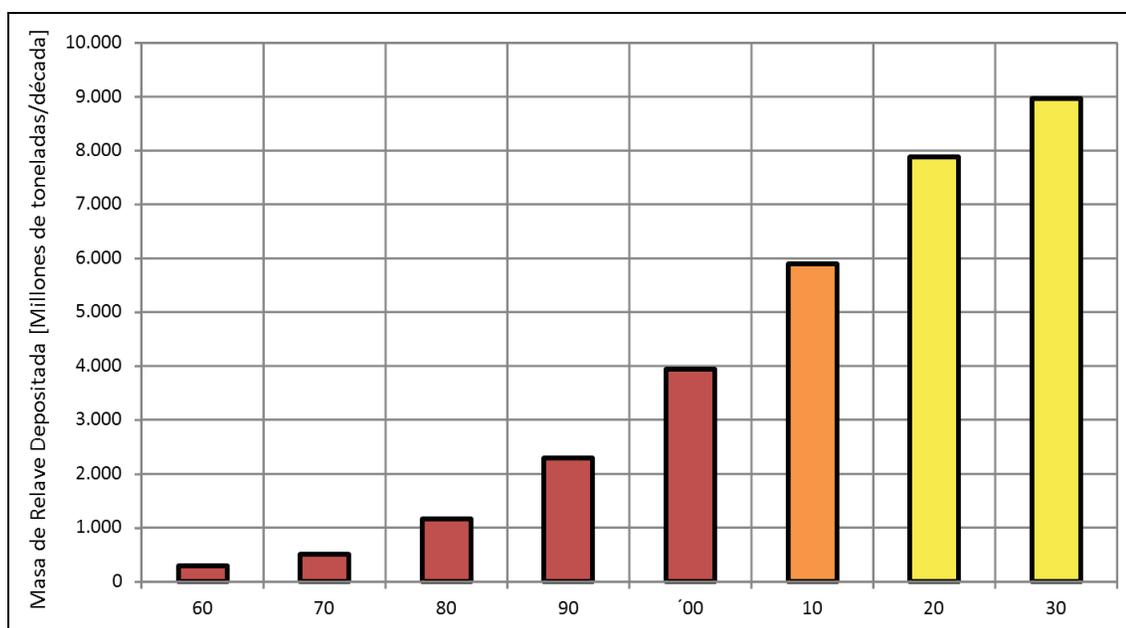


Figura 2-6: Toneladas de relave depositadas por década en Chile (Rayo et al, 2017)

Por otro lado, se estimó que la superficie utilizada por 11 tranques de relave de cobre, fue de 17,9 mil hectáreas, con un crecimiento aproximado de casi mil hectáreas por año (Lagos, 2016). Cabe destacar, que estos 11 depósitos albergan los desechos del 96% de la producción en Chile en 2015. Sin embargo, según el Catastro Nacional de Depósitos de Relaves, en Chile existen 696 depósitos de relaves. A continuación, se desglosa la cantidad existente por región (Sernageomin, 2016):

Tabla 2-3: Depósitos de relaves por región en Chile

Distribución regional de los 696 depósitos de relaves en el Catastro Nacional de Depósitos de Relaves									
Región	I	II	III	IV	V	RM	VI	VII	XI
Cantidad	7	43	158	365	73	24	18	3	5

En el siglo XX es probable que no se haya tenido una mayor preocupación por los desechos mineros, o por un desarrollo sustentable del negocio. Un ejemplo de esto se produjo en la mina El Salvador, donde los relaves de cobre se depositaban en el río Salvador, que desemboca en la bahía de Chañaral (Maksaev, 2001). Resaltar que, en los últimos 90 años han ocurrido más de 10 desastres significados, los que han significado pérdidas humanas y materiales (Rayo et al, 2017). Sin embargo, en 2017, las empresas mineras deben preocuparse por la seguridad de sus tranques, los que deben cumplir con requisitos legales ambientales, como el Decreto Supremo 48 del Ministerio de Minería (2007), que tiene relación con el diseño, construcción, operación y cierre de los tranques (Sernageomin, 2016).

Un tranque en la región de Antofagasta que ha debido enfrentar constantes problemas con las comunidades, corresponde al tranque Talabre, perteneciente a Codelco. Estos problemas se han debido a que el tranque se ubica a menos de 5 km de las comunidades indígenas de Licanantay de San Francisco de Chiu-Chiu (Barros y Pereira, 2013). A medida que transcurren los años, la cantidad de desechos generados por año aumenta, producto de las bajas leyes de cobre, lo que resulta en una mayor superficie utilizada por el tranque año a año. El tranque también colinda al sur con la ciudad de Calama, al oeste con el Geoglífico Talabre, y se encuentra rodeado por el río El Loa, principal río de la región. Cabe destacar que, en 1973, el tranque tenía un área aproximada de 26 km², mientras que al año 2013 alcanzó los 65 km² (Barros y Pereira, 2013). En Anexo C, se encuentran imágenes de la superficie del relave, junto con los territorios mencionados.

Es probable que los problemas territoriales en la minería se mantengan, pues al 2017, cerca de la mitad de la superficie disponible en Chile, está concesionada para proyectos mineros. A nivel nacional, la región con mayores concesiones para la minería es la de Antofagasta, con cerca del 90% de su superficie disponible (Minería Chilena, 2017). Mientras que, en esta misma región, el uso de superficie para otras actividades económicas como la frutícola, alcanza solo el 0,008% de la región (Comisión Nacional de Riego, 2000).

3 METODOLOGÍA DE CÁLCULO

El estudio considera el escenario base de las mineras al año 2017, y otros tres escenarios de estudio. Todos se desarrollan en un periodo de evaluación de 20 años. El supuesto principal de este estudio, considera que las tres plantas concentradoras comienzan a operar el año 2017, solo con el fin de realizar los cálculos, dado que los tres proyectos no poseen una fecha determinada para su puesta en marcha. Para los cálculos económicos, se consideró una tasa de descuento del 8%. Cabe destacar, que a través del PPI (*Producer Price Index*), se utilizaron los valores en dólares con base 2017.

Esta sección aborda la elaboración de cada uno de los escenarios, los que consideran los factores con mayor probabilidad de ser compartidos por las faenas, como las plantas concentradoras, transmisión eléctrica, transporte de agua, de concentrado y de mineral, tranques de relave, y suministro eléctrico desde una planta solar fotovoltaica.

Cabe destacar, que cualquier supuesto considerado en esta tesis que se aleje en cierta medida de la realidad, no genera problema en los resultados y conclusiones de este estudio, dado que es un análisis comparativo entre alternativas, y en ningún caso pretende obtener costos absolutos de cada proyecto.

3.1 Obtención de datos

La información de los insumos y características operacionales de las plantas hidrometalúrgicas se obtuvo desde las Evaluaciones de impacto ambiental (EIA) de las faenas, las que fueron presentados al Servicio de Evaluación Ambiental (SEA). Los EIA se presentaron como, “Proyecto Spence”, Mina el Abra” y “Proyecto Mina Radomiro Tomic”, en los años 2002, 1994 y 1995 respectivamente. Estos se descargaron desde el sistema electrónico del SEA¹, sitio virtual donde se pueden descargar distintos EIA y Declaraciones de impacto ambiental (DIA) de proyectos en Chile.

¹ Servicio de Evaluación Ambiental: <http://www.sea.gob.cl/>

La información de los proyectos hipógenos en estudio se obtuvo desde los EIA de estos proyectos; de los informes de las carteras de proyectos 2016-2025 y 2017-2026 realizados por Cochilco (Cochilco, 2016b; Cochilco, 2017a); y de un informe de proyectos mineros realizado por la empresa Goldman Sachs (Goldman Sachs, 2016). Para analizar el comportamiento de los tranques de relaves, se utilizó un catastro de tranques de relave en Chile, realizado por Sernageomin (Sernageomin, 2016).

Desde el sistema electrónico del Centro de Despacho Económico de Carga del SING (CDEC-SING)¹ se descargaron los contratos de suministros eléctricos de las faenas en estudio, actualizados al 2017. Para los valores referenciales sobre costos de los tendidos eléctricos, se utilizó información entregada por la empresa de transmisión eléctrica Transelec (Aravena, 2017), junto con un *benchmark* de tendidos eléctricos en Chile.

El suministro eléctrico de los cuatro escenarios proviene desde una fuente de ERNC, específicamente desde una planta solar fotovoltaica. Por ende, fue necesario evaluar la radiación del lugar geográfico donde esta se ubicó. Para ello, se utilizaron los datos entregados por el *software* Explorador Solar creado por la Universidad de Chile para el Ministerio de Energía. Del mismo modo, se realizó un *benchmark* sobre detalles técnicos y económicos de proyectos de plantas fotovoltaicas en Chile.

Por otro lado, desde el sistema electrónico de la Dirección General de Aguas (DGA)² se obtuvo los permisos de aguas pertenecientes a las mineras, actualizados al 2017. Mientras que, para valores referenciales de costos de inversión y operación de ductos, se utilizó información entregada por la empresa consultora JRI Ingeniería (Rayo, 2017). También, del SEA electrónico se descargaron proyectos de acueductos, concentraductos y mineroductos, de los que se obtuvo información sobre costos, superficie utilizada, y potenciales emisiones de polvo y GEI.

¹ CDEC-SING: <https://www.coordinador.cl/>

² Dirección General de Aguas: <http://www.dga.cl/>

Finalmente, se utilizó el programa QGIS 2.18.7, en conjunto con Geoportales o Visores de Mapas, del Ministerio de Bienes Nacionales¹ y de la Comisión Nacional de Energía² para identificar de forma geoespacial la potencial ubicación de las infraestructuras, además de conocer la superficie disponible al 2017 en la región de Antofagasta.

3.2 Sistemas de transmisión eléctrica

Con los datos del CDEC-SING se obtuvo el consumo eléctrico al 2017 de las mineras, que abarca los sectores mina, planta hidrometalúrgica y servicios. Mientras que, en los EIA de las plantas hidrometalúrgicas, se detallan las especificaciones técnicas de los tendidos eléctricos, y la S/E a la que están conectados. Con aquellas especificaciones, y utilizando la Ley de Ohm ($P=V*I$), que indica que la potencia es igual al voltaje multiplicado por la corriente, fue posible determinar la potencia máxima que los tendidos podían transmitir. A continuación, se indican las principales características de los tendidos eléctricos originales de las tres faenas:

Tabla 3-1: Características de los tendidos eléctricos al 2017

Mina	Tipo conductor	Corriente máx. (a 75°C)	kV	Subestación (S/E)	Distancia S/E a mina
Spence	ACAR-950 MCM	1.045	2x220	Encuentro	77 km
R. Tomic	ACAR-1100 MCM	1.130	2x220	Crucero	80 km
El Abra	ACAR-1250 MCM	1.235	2x220	Crucero	101 km

Para proyectar el consumo eléctrico de las plantas concentradoras, se calculó en función de la capacidad productiva de las plantas concentradoras, y de un factor de consumo promedio de este tipo de planta. Este último se obtuvo desde evidencia histórica de las plantas concentradoras, el que indica que el consumo promedio de estas plantas es de 1,4

¹ Visor del Ministerio de Bienes Nacionales: <http://www.geoportal.cl/Visor/>

² Geoportal CNE: <http://energiamaps.cne.cl/>

a 5,6 MWh/ton Cu (Northey et al., 2013). Con ello, el consumo eléctrico se calculó utilizando la siguiente ecuación:

$$\text{Consumo eléctrico (MWh)} = \text{Producción de Cu (ton)} * FC \left(\frac{\text{MWh}}{\text{ton}} \right) \quad (3.1)$$

3.2.1 Modificación de tendidos eléctricos

Con la proyección del consumo eléctrico de cada faena, y la potencia máxima que pueden transmitir los tendidos eléctricos base, fue posible determinar si las mineras necesitaban o no, aumentar la potencia de transmisión de sus tendidos. Para ello, se comparó la potencia máxima que podían transmitir los conductores del tendido base, con la potencia que requieren las plantas concentradoras. Los principales cambios en los tendidos para aumentar su capacidad de transmisión son, cambios de conductor, levantamiento de torres, adición de un conductor y aumento de la tensión de voltaje.

Para evaluar los costos de inversión de los escenarios en que, si era necesario un cambio de infraestructura, se realizó un *benchmark* de 8 proyectos en Chile relacionados al aumento de tensión de tendidos eléctricos, obtenidos desde el SEIA electrónico. De cada proyecto estudiado, se utilizó la inversión y la longitud de la línea que sería modificada, y con ello, se determinó un factor de costo de inversión por kilómetro de línea modificada. Finalmente, con todos los parámetros calculados, se obtuvo un costo de inversión promedio de 238 MUS\$/km de tendido modificado.

3.2.2 Construcción de tendidos eléctricos

Debido a la utilización de acueductos, concentraductos y/o mineroductos, fue necesario evaluar la construcción de nuevas líneas eléctricas para abastecer a los sistemas de transporte. Para calcular el costo en inversión y superficie a utilizar por los nuevos tendidos, se realizó un *benchmark* de 27 proyectos de tendidos eléctricos en Chile obtenidos desde el SEIA. La información que se utilizó fue el costo de inversión, longitud y superficie utilizada por cada línea eléctrica. Con ello, se obtuvieron los

siguientes gráficos de costo de inversión y superficie utilizada, ambas variables dependientes de la longitud de la línea:

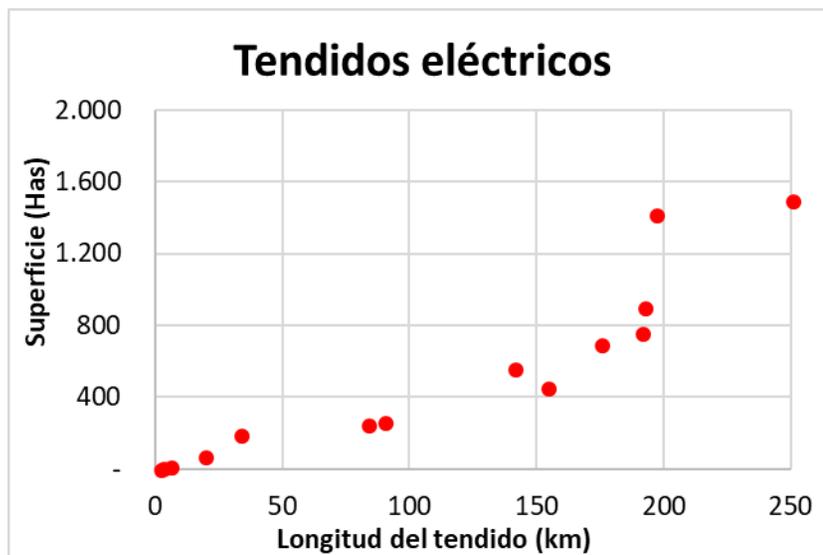


Figura 3-1: Costo de inversión de tendidos eléctricos

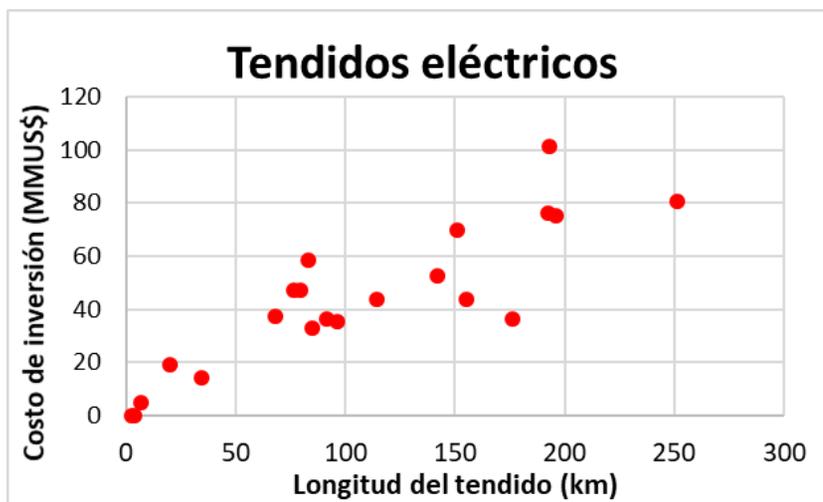


Figura 3-2: Superficie utilizada por tendidos eléctricos

Con estos gráficos, se determinaron las funciones de regresión que tuvieran mayor ajuste a los datos, obteniéndose los siguientes modelos de regresión para el costo de inversión y superficie utilizada:

$$CAPEX = 0,8933 * Longitud^{0,848} \quad (3.2)$$

$$Superficie = 3,5204 * Longitud^{1,046} \quad (3.3)$$

Por otro lado, para calcular los costos en operación de las líneas eléctricas, se utilizó un supuesto entregado por Jorge Aravena, Ingeniero Civil Industrial de la Pontificia Universidad Católica de Chile y actualmente encargado de evaluar proyectos de transmisión eléctrica en Transelec, que en base a evidencia histórica de tendidos eléctricos, un correcto estimador para el *OPEX*, es un 3% anual del valor de la inversión de la línea (Aravena, 2017). Esto coincide con los COMA (costos de operación y mantenimiento) utilizados por otros estudios de tendidos eléctricos, específicamente relacionados al SING (Silva, 2013).

3.3 Planta solar fotovoltaica

El suministro eléctrico de las plantas concentradoras y de los sistemas de transporte, se consideró desde una fuente de energía renovable no convencional, específicamente desde una planta solar fotovoltaica, ubicada en el sector de La Negra, cercano a Antofagasta (ver Anexo D). Dado que esta solo puede generar electricidad durante el día, se estudió la construcción de una planta fotovoltaica con la capacidad para generar la energía que consumen durante ese periodo de tiempo, las concentradoras y los sistemas de transporte de agua, concentrado y mineral.

De acuerdo con la ubicación de la planta, junto con la información del Ministerio de Energía, las horas promedio al día en que pueden generar energía los paneles solares es 12 horas. Mientras que, para suplir el requerimiento energético del resto del día, se consideró la compra de esta al sistema eléctrico del SING.

Para determinar la capacidad de generación de cada planta, se necesitaron algunos parámetros como, la radiación del lugar, velocidad del viento, sombra, presencia de nubes y temperatura, las que afectan directa o indirectamente a la generación de la

planta. Aquella información se obtuvo desde el *software* Explorador Solar¹, perteneciente al Ministerio de Energía, donde los datos se generaron en distintos laboratorios solares que poseen a lo largo del país.

Para cada escenario se evaluó la construcción de una planta fotovoltaica con distintas capacidades. La potencia que deben generar las plantas se estimó en base al requerimiento energético de los distintos escenarios. Este requerimiento está en función de las plantas concentradoras y los sistemas de transporte.

$$Potencia = Pot_{concentradora} + Pot_{ductos} \quad (3.4)$$

Sin embargo, la capacidad de instalación de las plantas fotovoltaicas se debe sobreestimar, dada su baja eficiencia e intermitente generación eléctrica, producida por la variabilidad de la radiación solar. Cabe destacar, que se consideró una fracción del 100% de paneles utilizando el área de estudio, y una eficiencia nominal de los paneles del 16% (Martinez, 2017).

Las ecuaciones que se utilizaron en estos cálculos se basaron en el modelo utilizado por la herramienta PVWatts (Dobos, 2014), desarrollada por el Laboratorio Nacional de Energías Renovables. Este modelo indica que la potencia generada por las plantas fotovoltaicas se expresa así:

$$P_{DC}(kW) = \begin{cases} \frac{I_{poa}}{I_0} * P_{DCO} * (1 + \gamma(T_c - T_0)), & I_{poa} \geq 125\left(\frac{W}{m^2}\right) \\ \frac{0,008 * (I_{poa})^2}{I_0} * P_{DCO} * (1 + \gamma(T_c - T_0)), & I_{poa} < 125\left(\frac{W}{m^2}\right) \end{cases} \quad (3.5)$$

La potencia requerida P_{DC} , representa el requerimiento de las concentradoras y los sistemas de transporte. Las demás variables corresponden a la radiación incidente efectiva I_{poa} ; temperatura de la celda fotovoltaica T_c ; radiación de referencia $I_0=1.000$ (w/m^2); temperatura de referencia $T_0=25^\circ C$; capacidad del sistema P_{DCO} ; y el coeficiente de temperatura de la celda a máxima potencia γ , que depende de la celda utilizada, y

¹ Explorador Solar: <http://ernc.dgf.uchile.cl:48080/termico>

para este estudio se utilizó una celda con $\gamma=0,45$ ($\%/^{\circ}C$) (Coradir S.A., 2014). Todas las variables mencionadas se explican a continuación.

La radiación incidente efectiva I_{poa} corresponde a la radiación que llega a los paneles, considerando las potenciales pérdidas por reflexión o difusión de los rayos solares. Esta depende de la radiación directa del sol DIR_{inc} , la radiación difusa del sol DIF_{inc} , la radiación difusa reflejada desde el suelo DIF_{suelo} , y un módulo de pérdidas por reflexión IAM . Esta se calcula como:

$$I_{poa} = DIR_{inc} * IAM + DIF_{inc} + DIF_{suelo} \quad (3.6)$$

El módulo IAM tiene relación con las pérdidas por reflexión de la radiación con la superficie de los paneles. Estas dependen del ángulo de incidencia θ , de los rayos solares con el panel. Este módulo se define como la razón entre la transmitancia del ángulo de incidencia y la transmitancia de un rayo normal al sol ($\theta=0^{\circ}$). La transmitancia es la fracción de luz que pasa a través de una muestra, y se expresa así:

$$IAM = \frac{\tau(\theta)}{\tau(0^{\circ})} \quad (3.7)$$

Por otro lado, las radiaciones directas y difusas varían según el ángulo de inclinación del panel con respecto al suelo (b) y con respecto a los rayos del sol (θ). En caso de que el panel se mantenga fijo, el ángulo θ va a cambiar en cada instante en que el sol se mueva, en cambio, si es un panel con seguimiento en dos ejes, este ángulo vale 90° , y si se usa seguimiento en un eje, los valores se obtienen de la literatura (Lorenzo y Narvarte, 2008). En Anexo E, se encuentran imágenes de los tipos de paneles. Para este estudio se consideraron paneles con seguimiento en dos ejes. Las radiaciones se definen así:

$$DIR_{inc} = DNI * \cos(\theta) \quad (3.8)$$

$$DIF_{inc} = DIF_{hor} * 0,5(1 + \cos(b)) \quad (3.9)$$

$$DIF_{suelo} = GLB_{hor} * 0,5 * albedo(1 + \cos(b)) \quad (3.10)$$

El factor DNI corresponde a la radiación directa normal a los paneles, DIF_{hor} es la radiación difusa de forma horizontal, GLB_{hor} es la radiación total de forma horizontal, y el *albedo* corresponde al porcentaje de radiación reflejada, respecto a la radiación total que incide en el panel. Estos datos fueron obtenidos desde el *software* Explorador Solar el que posee datos de la radiación promedio desde el año 2004 al 2016, de la zona geográfica donde se ubican los paneles, que en este caso es en La Negra, Antofagasta.

Otro factor que también determina la potencia a generar por las plantas es la temperatura de las celdas fotovoltaicas. Para determinar esta, se utilizó el modelo de temperatura de Sandia (Boyson et al, 2004). En este se indica que la temperatura de la celda T_c , depende de la temperatura del panel T_p , de la radiación incidente I_{poa} , de la velocidad del viento V , del material del panel y de las condiciones de ventilación de la instalación. Esta última varia si el panel está instalado sobre una superficie como un techo o pared, o sobre una estructura aislada en altura, la que permite una mejor ventilación del panel. Dado que se trata de un sistema con dos ejes de seguimiento, se consideró un montaje aislado.

$$T_p = I_{poa} e^{a+bV} \quad (3.11)$$

$$T_c = T_p + \frac{I_{poa}}{I_o} \Delta T \quad (3.12)$$

El valor de los parámetros a , b y ΔT , dependen del tipo de estructura. Pero en vista de ser un sistema aislado, los valores son los siguientes:

Tabla 3-2: Valores de a , b y ΔT

Parámetro	Valor
a	-3,47
b	-0,0594
ΔT	3

Por último, la capacidad del sistema P_{DCO} es cuánta potencia genera el arreglo fotovoltaico en condiciones estándar, es decir, con una radiación incidente de $1.000 \text{ (W/m}^2\text{)}$, una temperatura de celda de 25°C y una eficiencia nominal de las celdas. Para este estudio se utilizó una celda con eficiencia de $\epsilon = 17,4\%$ (Coradir S.A., 2014). La capacidad del sistema depende de la eficiencia y del área que cubran las celdas:

$$P_{DCO}(\text{kW}) = \text{Área} * \epsilon * 1 \left(\frac{\text{kW}}{\text{m}^2} \right) \quad (3.13)$$

Reemplazando todas las ecuaciones anteriores en la Ecuación 3.5, es posible despejar el área ocupada por los paneles fotovoltaicos. Una vez calculado este valor, fue posible determinar la capacidad de instalación de la planta.

Por último, se realizó un *benchmark* de 35 proyectos de plantas solares fotovoltaicas en Chile, y se modeló el costo de inversión en función de la potencia instalada de la planta. Se obtuvo el siguiente gráfico para el costo de inversión:

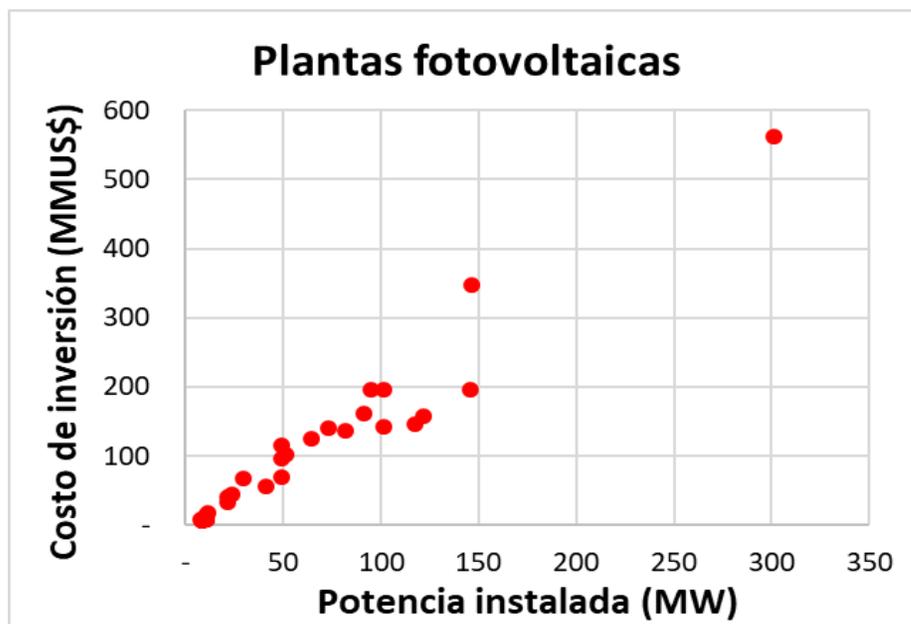


Figura 3-3: Costo de inversión plantas fotovoltaicas

Con estos datos, se determinó la función de regresión que tuviera mayor ajuste a los datos, obteniéndose el siguiente modelo:

$$CAPEX = 1,658 * Potencia^{1,0221} \quad (3.14)$$

Por otro lado, para los costos en operación, específicamente costos en mantenimiento, se utilizó el supuesto de 30 US\$/kW de potencia instalada, en función de evidencia histórica de plantas solares fotovoltaicas, parámetro que fue proporcionado por un experto en el tema (Heyer, 2017).

3.4 Sistema de impulsión de agua

Desde los EIA de las plantas hidrometalúrgicas se obtuvo el consumo de agua que posee cada faena. Por otro lado, desde el sistema electrónico de la Dirección General de Aguas, se obtuvo una base de datos del 2017 en la que se indican todos los permisos de extracción de agua que posee cada faena. Entonces, con el valor del flujo total de agua que tiene permitido extraer cada faena, y el consumo de su respectiva planta hidrometalúrgica, se calculó el caudal de agua que no está siendo utilizado por cada faena y que está disponible para su uso, utilizando la siguiente ecuación:

$$\begin{aligned} \text{Flujo de agua disponible (lt)} \\ = \text{Permisos de agua(lt)} - \text{Consumo planta hidrometalúrgica(lt)} \end{aligned} \quad (3.15)$$

3.4.1 Flujo de alimentación a las plantas concentradoras

En esta tesis, no se consideró la adquisición de nuevos permisos de agua, sino que se evaluó alimentar a las plantas concentradoras con el flujo de agua que no estaba siendo utilizado por las plantas hidrometalúrgicas. Esto, debido a la situación actual del país respecto al déficit de agua en las regiones del norte. De todas maneras, más adelante se sensibilizó esta condición, en que las mineras no hicieran uso de permisos de agua, y el abastecimiento total de agua de las plantas concentradoras provenga de agua desalinizada. Se debe destacar que para los escenarios 2 y 3, en que las plantas concentradoras se encuentran alejadas de las minas, no se consideró la utilización de estos flujos disponibles de agua.

Otra fuente de agua considerada para abastecer a las plantas concentradoras es el flujo de agua recuperado desde los espesadores de relave. En el EIA de la planta concentradora de Spence, se indica el caudal de agua que se recupera desde los espesadores de relave. Dado que en el EIA de los otros proyectos no se indica el flujo de agua a recuperar, se calculó este flujo asumiendo que las tres faenas recuperan la misma proporción de agua respecto a su consumo total. Para determinar el flujo, se utilizó la siguiente ecuación, donde el índice “i” corresponde a las minas R. Tomic o El Abra:

$$Agua\ recuperada_i \left(\frac{l}{seg} \right) = \frac{Consumo_i \left(\frac{l}{seg} \right) * Agua\ recuperada_{Spence} \left(\frac{l}{seg} \right)}{Consumo_{Spence} \left(\frac{l}{seg} \right)} \quad (3.16)$$

También se consideró como fuente de alimentación, el flujo de agua recuperado desde la pulpa de concentrado. Para calcular este caudal se realizaron los siguientes balances de masa y de agua, considerando que el porcentaje de sólidos (S) de la pulpa de concentrado antes de filtrar es de 63%, y el porcentaje de humedad (H) de la pulpa de concentrado después de filtrar es de 9%. Esto coincide con el % de sólidos antes de filtrar mencionado por Wills de 55-65%, mientras que para la pulpa después de filtrar, un % de sólidos de 90-95% (Wills, 2006).

→ Balance de Masa:

$$Concentrado * \%S_{antes\ de\ filtrar} = Concentrado\ filtrado * (1 - \%H_{después\ de\ filtrar}) \quad (3.17)$$

→ Balance de Agua:

$$\begin{aligned} Concentrado * \%H_{antes\ de\ filtrar} \\ = Concentrado\ filtrado * \%H_{después\ de\ filtrar} + Agua\ recuperada \end{aligned} \quad (3.18)$$

3.4.2 Consumo de agua de las plantas concentradoras

Para proyectar el consumo de agua que tendrán las plantas concentradoras, se hizo en función de la capacidad productiva de cada planta, y de un factor de consumo promedio asociado a este tipo de planta. Este factor se generó en función de evidencia histórica de las plantas concentradoras, que indica que el consumo promedio de estas plantas es de 0,5 m³/ton de mineral procesado (Cochilco, 2017b). Con ello, el consumo se calculó utilizando la siguiente ecuación:

$$\text{Consumo de agua} \left(\frac{\text{m}^3}{\text{día}} \right) = \text{Capacidad de producción} \left(\frac{\text{ton}}{\text{día}} \right) * FC \left(\frac{\text{m}^3}{\text{ton}} \right) \quad (3.19)$$

Finalmente, con la proyección del consumo de agua de las plantas concentradoras, y considerando los flujos de agua desde las distintas fuentes mencionadas, se calculó el caudal de agua desalada que se requiere para cumplir con el consumo de las plantas concentradoras. Esto se calculó de la siguiente forma:

$$\begin{aligned} \text{Agua desalinizada} \left(\frac{\text{l}}{\text{seg}} \right) &= \text{Consumo de agua concentradoras} \left(\frac{\text{lt}}{\text{seg}} \right) \\ &- \left[\text{Flujo desde espesadores de relave} \left(\frac{\text{l}}{\text{seg}} \right) \right. \\ &+ \left. \text{Flujo desde concentrado} \left(\frac{\text{l}}{\text{seg}} \right) \right] \\ &- \text{Flujo desde permisos de agua} \left(\frac{\text{l}}{\text{seg}} \right) \end{aligned} \quad (3.20)$$

Dado que se consideró solo el transporte de agua hacia el sector donde está la planta concentradora, para los escenarios 2 y 3, en que el proceso de molienda está alejado de la concentradora, se estudió la necesidad de construir un sistema adicional de impulsión de agua para el sector de molienda. Sin embargo, resultó que con los permisos originales de agua, era posible abastecer el consumo de agua que requiere el proceso de molienda en cada escenario (Cochilco, 2017b).

3.4.3 Costos en el transporte de agua

Para evaluar los costos de inversión de los sistemas de impulsión, se utilizaron los costos unitarios referenciales, entregados por Juan David Rayo, perteneciente a la empresa JRI Ingeniería¹ (Rayo, 2017). Cabe destacar, que se calculó un sistema para impulsar agua desde el puerto hacia la concentradora, y desde los espesadores de relave hacia la misma. Para todos los escenarios, se consideró que los espesadores se ubicaban a 500 m de distancia de la planta concentradora y a una cota de 50 m más abajo. Los costos unitarios referenciales se muestran a continuación:

Tabla 3-3: Costos en inversión de acueductos

Ítem	Valor	Unidad	Descripción
Costo tubería acero instalada	5,7	US\$/kg	No incluye obras civiles (movimientos de tierra y obras de arte). Incluye costos indirectos del contratista de construcción
Costo estación impulsión agua	1.800	US\$/hp	Incluye obras civiles y estructurales, equipos, <i>pipng</i> , electricidad e instrumentación. Incluye costos indirectos contratista de construcción
Adicional por Costo Indirecto del proyecto. Ingeniería, gestión de compras fletes, administración construcción, EIA y costos del dueño	25	%	Incremento sobre el Costo Directo Total Calculado
Adicional por Contingencias	30	%	Incremento sobre el Costo Directo + Costo indirecto Total Calculado

El costo de inversión abarca el costo de las tuberías, más el costo de las estaciones de impulsión, además de un porcentaje de costos indirectos y un porcentaje de contingencias. Así, el costo de inversión se calculó de la siguiente forma:

¹ JRI Ingeniería: <http://www.jri.cl/web-jri/>

$$CAPEX = [(C_{ducto} + C_{est.bombeo}) * (1 + C_{indirectos})] * (1 + Contingencias) \quad (3.21)$$

Para calcular el costo de la tubería, fue necesario estimar el volumen de esta, y así, determinar los kilogramos de acero que se utilizarían. Para ello, se realizó un *benchmark* de 8 acueductos en Chile, con las principales características de estos. Con esta base, se estimó un factor del tamaño de diámetro de ducto en función del flujo de agua a impulsar, el que resultó de 0,78 (mm/l/seg). Del mismo modo, se determinó un espesor promedio de ducto de 7 mm, y un factor de superficie utilizada por longitud del ducto de 0,86 (has/km). Finalmente, conociendo el flujo de agua a impulsar, y la longitud de cada acueducto para cada faena y escenario, se determinó el diámetro y superficie a utilizar por estos.

Ahora, para determinar el costo de inversión de las estaciones de impulsión de agua, fue necesario calcular la potencia que requieren las estaciones de bombeo. Dado que se está trabajando con un fluido, la potencia necesaria para transportarlo se expresa de la siguiente manera (Mott, 2006):

$$Potencia(W) = \frac{P * Q * g * H}{\eta} \quad (3.22)$$

Donde ρ corresponde a la densidad del fluido (kg/m^3); Q es el caudal o flujo por impulsar (l/seg); H es la altura de la bomba (m); η es la eficiencia de la bomba; y g es la fuerza de gravedad (m/seg^2). De acuerdo con información entregada por JRI Ingeniería (Rayo, 2017), la eficiencia de las bombas centrífugas es en promedio un 75%. Respecto al resto de los factores mencionados, la única incógnita es la altura de bomba, que representa la presión que es capaz de aumentar la bomba, medido a través de la altura máxima que podría impulsar un fluido en una posición vertical. Esta se puede definir así (Mott, 2006):

$$H(m) = \frac{1}{\rho * g} (P_s - P_e) + \frac{1}{2 * g} (V_s^2 - V_e^2) + (Z_s - Z_e) + H_f \quad (3.23)$$

Esta ecuación, considera las diferencias de presión, velocidad y altura, al inicio y final del ducto. No obstante, se asumió que las presiones y las velocidades, al inicio y final del ducto son similares, por lo que la ecuación queda expresada así:

$$H(m) = (Z_s - Z_e) + H_f \quad (3.24)$$

Se observa que la altura de bomba H , depende de la diferencia de cota, y del factor H_f que corresponde a la caída de presión del ducto. Esta caída se puede deber a dos efectos esencialmente, a las pérdidas de presión por fricción o roce, y a las pérdidas por singularidades. La primera corresponde al roce del fluido con el ducto, debido a las características reológicas del primero, mientras que la segunda, tiene relación con los cambios de dirección que experimente el fluido en el ducto (codos, bifurcaciones, acoplamientos). La ecuación de la caída de presión es la siguiente (Janna, 2014):

$$H_f(m) = \frac{\Delta P_f}{\rho * g} \quad (3.25)$$

El factor ΔP_f corresponde a la suma de los dos tipos de pérdidas, expresadas de la siguiente manera (Janna, 2014):

Pérdidas por fricción:
$$\Delta P_f \left(\frac{kg}{m * seg^2} \right) = f * \frac{1}{2} * \rho * V^2 * \frac{L}{D} \quad (3.26)$$

Pérdidas por singularidades:
$$\Delta P_f \left(\frac{kg}{m * seg^2} \right) = K * \frac{1}{2} * \rho * V^2 \quad (3.27)$$

Para el estudio de esta tesis se asumieron solo pérdidas por fricción, debido a que las pérdidas por singularidades en general son menores, además de no conocer con exactitud el recorrido que seguirán los ductos. De la Ecuación 3.26, ρ es la densidad del fluido; V^2 es la velocidad al cuadrado del fluido; L es el largo del ducto; D es el diámetro del ducto; y f es el factor de fricción, adimensional, que puede ser calculado de diferentes formas según la literatura, pero en general, dependerá si es un flujo laminar o turbulento. Por ende, para determinar el tipo de flujo, se calculó el número de Reynolds, expresado así:

$$Re = \frac{V * D * \rho}{\mu} \quad (3.28)$$

Para calcular este número es necesario el diámetro del ducto (D), la velocidad (V), la densidad (ρ) y la viscosidad dinámica del fluido (μ). Como el fluido a transportar es agua, los valores de densidad y viscosidad se obtienen de la literatura, por lo que la única incógnita es la velocidad del fluido. Sin embargo, esta se puede despejar desde la ecuación de continuidad de flujo:

$$Q \left(\frac{m^3}{seg} \right) = V * A \quad (3.29)$$

Al conocer el flujo a impulsar y el área del ducto, es posible calcular la velocidad del fluido para todos los escenarios. Una vez calculada la velocidad, se obtuvo el número de Reynolds, el que resultó ser superior a 4.500 para todos los escenarios, por lo que se considera un flujo turbulento. Con estos resultados es posible calcular el factor de fricción f , y en este caso, se utilizó el método de Haaland (Ortiz et al, 2010):

$$f = \left[-0,782 * \ln \left(\frac{6,9}{Re} + \left(\frac{\epsilon}{3,7 * D} \right)^{1,11} \right) \right]^{-2} \quad (3.30)$$

El factor ϵ corresponde al factor de rugosidad del material del ducto, y como en este trabajo se consideró una tubería de acero, entonces el factor es 5×10^{-5} m (Haestad, 2006). Una vez calculado el factor de fricción f , es posible reemplazar este valor en la Ecuación 3.26, y obtener la pérdida por fricción (ΔPf). Luego, se reemplazó en la Ecuación 3.25 para obtener la caída de presión (Hf). Finalmente, con ese valor se calculó la altura de bomba (H), que es el factor que faltaba en la Ecuación 3.22 para calcular la potencia que necesita el sistema de impulsión.

Posteriormente, con el valor de la potencia y utilizando la Tabla 3-3, se calculó el costo en inversión de las estaciones de impulsión. Mientras que para estimar la cantidad de estaciones promedio que se necesitan, se utilizó el *benchmark* de los 8 acueductos mencionados anteriormente, respecto a las distancias y diferencias de cota entre estaciones, además de las pendientes promedio entre las mismas. Además, utilizando la

misma base de datos, y los EIA de las faenas en estudio, se determinó el potencial posicionamiento de los acueductos para los distintos escenarios. Las ubicaciones geográficas consideradas se encuentran en Anexo F.

Tabla 3-4: Estaciones de impulsión por escenario

Estaciones de impulsión	Spence	R. Tomic	El Abra	Total
Escenario Base	5	5	6	16
Escenario 1	5	3	4	12
Escenario 2	7	-	-	7
Escenario 3	6	-	-	6

Las estaciones para el escenario base, corresponden a impulsar agua desde el puerto a cada faena. En el escenario 1, las estaciones de R. Tomic, corresponden al tramo entre Spence y R. Tomic, y las de El Abra, al tramo entre esta y R. Tomic, mientras que las de Spence, desde el puerto a esta última. Finalmente, las estaciones del escenario 2 y 3, corresponden a los tramos entre el puerto de Mejillones y Spence, y entre el puerto de Tocopilla y el sector de María Elena, respectivamente. Por último, cada faena en todos los escenarios posee una estación de impulsión para recuperar el agua desde los espesadores de relave.

En cuanto a los costos de operación, se consideró un costo en mantenimiento igual al 3% anual de la inversión de la estructura, similar a lo utilizado en los tendidos eléctricos. También se consideraron los costos asociados al suministro eléctrico que requieren las estaciones de impulsión. Para el costo de la energía se consideró un costo diferenciado para el día y la noche, de acuerdo con la información entregada por el sistema electrónico del Centro de despacho económico de carga del Sistema interconectado del Norte Grande (CDEC-SING). Se consideró como base una S/E ubicada en el sector de La Negra en Antofagasta, lugar donde se estudió ubicar la planta solar fotovoltaica. La S/E se llama “Tap Off El Negro”, y se utilizó los costos marginales promedios del año 2016, que son 48,6 y 76,4 US\$/MWh, para el costo marginal de día y de noche, respectivamente (Coordinador Eléctrico Nacional, 2017). Finalmente, el *OPEX* de los acueductos se definió de la siguiente manera:

$$OPEX = C_{mant.} + C_{energía} + C_{detención} \quad (3.31)$$

El último factor considerado en el *OPEX* está relacionado con el costo de detener la operación de la planta debido a algún tipo de falla del ducto, lo que se traduce en dejar de producir concentrado de cobre. Cabe destacar que, para cada faena se consideró la construcción de piscinas de emergencias, las que se utilizan en los casos en que el ducto se detenga. En el EIA de la planta concentradora de Spence, se indica el tamaño esperado de la piscina de emergencia, la que podría mantener el abastecimiento de agua durante aproximadamente 1 hora y 20 minutos. Mientras tanto, para estimar el tamaño de las piscinas para R. Tomic y El Abra, se asumió de un tamaño proporcional al consumo de agua de cada planta concentradora. Para ello se utilizó la siguiente ecuación, siendo el subíndice “i” representativo a cada faena:

$$Tamaño\ piscina_i (m^3) = \frac{Consumo_i \left(\frac{l}{seg} \right) * Tamaño\ piscina_{Spence} (m^3)}{Consumo_{Spence} \left(\frac{l}{seg} \right)} \quad (3.32)$$

Finalmente, para calcular el costo de detención de la planta, se consideraron las probabilidades de ocurrencia y los tiempos de reparación de las distintas fallas, y un precio del metal de 3,1 US\$/lb. Los tipos de fallas considerados son bloqueo, rotura natural y rotura operacional. La probabilidad de ocurrencia de estas, junto con el tiempo de reparación, se obtuvo de información entregada por JRI Ingeniería sobre un estudio de mercado realizado por esta misma a distintos ductos. Estos valores se encuentran en Anexo H. Entonces, considerando el tiempo de reparación del ducto para cada tipo de falla, y el tiempo en que se puede utilizar la piscina de emergencia, se calculó el tiempo en que la planta deberá dejar de operar por falta de suministro de agua.

$$Tiempo\ sin\ agua_i (hr) = Tiempo\ reparación_i (hr) - Tiempo\ piscina (hr) \quad (3.33)$$

El subíndice *i* en la ecuación anterior y en las siguientes ecuaciones, representa los tipos de fallas considerados en este trabajo. Entonces, determinando las horas en que la planta

se queda sin agua, se calculó la cantidad de concentrado que se dejará de producir debido a que la planta se encuentra detenida. Para ello se utilizó la siguiente ecuación:

$$\begin{aligned} \text{Concentrado sin producir}_i \left(\frac{\text{ton}}{\text{año}} \right) \\ = \frac{\% \text{falla}_i}{\text{año}} * \text{Producción de concentrado} \left(\frac{\text{ton}}{\text{hr}} \right) \\ * \text{Tiempo sin agua}_i \text{ (hr)} \end{aligned} \quad (3.34)$$

El cálculo de las producciones de concentrado se explicará en el siguiente ítem. Posteriormente, se calculó la cantidad de fino de cobre que se dejaría de producir debido a la falla, y para esto se consideró una ley aproximada del concentrado del 30%:

$$\begin{aligned} \text{Fino de Cu sin producir}_i \left(\frac{\text{ton}}{\text{año}} \right) \\ = \text{Concentrado sin producir}_i \left(\frac{\text{ton}}{\text{año}} \right) * \text{Ley del concentrado (\%)} \end{aligned} \quad (3.35)$$

Por último, el costo de detener la planta debido a las fallas del ducto corresponderá a la suma del fino de cobre que se dejaría de producir debido a todas las potenciales fallas:

$$\begin{aligned} \text{Costo de detención} \left(\frac{\text{US\$}}{\text{año}} \right) \\ = \sum_i \left[\text{Fino de Cu sin producir}_i \left(\frac{\text{ton}}{\text{año}} \right) * 3,1 \left(\frac{\text{US\$}}{\text{lb}} \right) * 2.204,6 \left(\frac{\text{lb}}{\text{ton}} \right) \right] \end{aligned} \quad (3.36)$$

3.5 Concentraducto

La capacidad de procesamiento de las plantas concentradoras se obtuvo desde los EIA respectivos de cada faena, en conjunto con las carteras de proyectos mineros 2016-2025 y 2017-2026 realizadas por Cochilco (Cochilco, 2016b; Cochilco, 2017a). Para calcular el flujo de concentrado que se envía desde las concentradoras al puerto, se hizo en función de la capacidad productiva y la generación de relave de cada planta, de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} \text{Flujo de concentrado (ktpd)} \\ = \text{Capacidad de producción (ktpd)} - \text{Generación de relave (ktpd)} \end{aligned} \quad (3.37)$$

3.5.1 Costos en el transporte de concentrado

Para evaluar el costo de inversión de los sistemas de transporte de pulpa de concentrado, se utilizó los costos unitarios referenciales, entregados por Juan David Rayo, perteneciente a la empresa JRI Ingeniería (Rayo, 2017), que se muestran a continuación:

Tabla 3-5: Costos en inversión de concentraductos

Ítem	Valor	Unidad	Descripción
Costo tubería acero instalada	5,7	US\$/kg	No incluye obras civiles (movimientos de tierra y obras de arte). Incluye costos indirectos del contratista de construcción
Costo estación impulsión concentrado (bombas Desplazamiento positivo)	5.000	US\$/hp	Incluye obras civiles y estructurales, equipos, <i>piping</i> , electricidad e instrumentación. Incluye costos indirectos contratista de construcción
Costo global estación disipadora	450.000	US\$/Pulgada	Incluye obras civiles y estructurales, equipos, <i>piping</i> , electricidad e instrumentación. Incluye costos indirectos contratista de construcción
Adicional por Costo Indirecto del proyecto. Ingeniería, gestión de compras fletes, administración construcción, EIA y costos del dueño	25	%	Incremento sobre el Costo Directo Total Calculado
Adicional por Contingencias	30	%	Incremento sobre el Costo Directo + Costo indirecto Total Calculado

El costo de inversión abarca el costo de las tuberías, de las estaciones de impulsión, de las estaciones disipadoras, además de un costo indirecto y un porcentaje de contingencias. Por lo tanto, el costo de inversión se calculó de la siguiente forma:

$$CAPEX = [(C_{ducto} + C_{est.bombeo} + C_{est.disi.}) * (1 + C_{indirectos})] * (1 + Contingencias) \quad (3.38)$$

A diferencia de los acueductos, en los concentraductos se adiciona el costo de las estaciones disipadoras. Estas estaciones tienen como objetivo disipar la presión extra que se genera por la diferencia de cota positiva, entre la entrada y salida del fluido en el ducto. La principal estructura de estas estaciones, son los anillos cerámicos, que tienen la función de estrangular el flujo y de esa forma disipar energía. Mientras que para estimar la cantidad promedio de estaciones disipadoras y de impulsión que se necesitan, se realizó un *benchmark* de 5 ductos de pulpa en Chile, con las principales características de distancias y diferencias de cota entre estaciones, además de las pendientes promedio entre las mismas. Utilizando la misma base de datos, y los EIA de las faenas en estudio, se determinó la potencial ubicación de los concentraductos para los distintos escenarios. El posicionamiento considerado de los ductos se encuentra en Anexo I.

Tabla 3-6. Estaciones disipadoras

Estaciones disipadoras	Spence	R. Tomic	El Abra	Total
Escenario base	2	3	3	8
Escenario 1	2	2	2	6
Escenario 2	2	-	-	2
Escenario 3	2	-	-	2

Las estaciones disipadoras para el escenario base, corresponden a las estaciones entre cada faena y su respectivo puerto de descarga. En el escenario 1, las estaciones de R. Tomic, corresponden al tramo entre R. Tomic y Spence; las de El Abra, al tramo entre esta y R. Tomic; y las de Spence, al tramo entre esta y el puerto de Mejillones. Finalmente, las estaciones disipadoras del escenario 2 y 3, corresponden a los tramos entre el sector de Spence y el puerto de Mejillones, y entre el sector de María Elena y el puerto de Tocopilla, respectivamente.

Para calcular el costo de las estaciones disipadoras y el costo de la tubería, fue necesario calcular el volumen de esta, y así, determinar los kilogramos de acero que se utilizarían en el concentraducto. Para ello, se utilizó el *benchmark* de los 5 ductos de pulpa mencionado anteriormente, con las principales características de estos. Con esta base, se

estimó un parámetro de diámetro de ducto en función del flujo de concentrado a enviar a puerto, el que resultó en promedio de 0,79 (mm/ton/hr). Del mismo modo, se determinó un espesor promedio de ducto de 9 mm, y un factor de superficie utilizada por longitud de ducto, de 1,99 (has/km). En este caso se utilizó un espesor de ducto de 9 mm, mayor al de los acueductos, debido a la mayor abrasión que genera la pulpa en el ducto.

Mientras que, para calcular el costo de las estaciones de impulsión, se hizo de forma similar al cálculo de los acueductos. Pero la diferencia radica en que, al ser otro fluido, las características reológicas cambian, como la densidad y la viscosidad dinámica, además del caudal a transportar. Cabe destacar que las estaciones de impulsión no se consideraron en todos los tramos de estudio, debido a que en la mayoría no son necesarias por la pendiente favorable que tiene el ducto en su recorrido, por ende, solo se utilizó estaciones disipadoras.

Para los escenarios 1, 2 y 3, en que se comparten concentraductos, se evaluó la construcción de *holding tanks*, con capacidades de 3.700 m³, similar en dimensión a los utilizados en la mina Los Bronces. Estos están ubicados en las faenas en las que llega concentrado desde otras faenas, y son utilizados para recibir el producto, y luego poder enviarlo en el siguiente concentraducto. Las dimensiones de estos están en Anexo K.

Por otro lado, para los costos en mantenimiento, se asumió el mismo supuesto de los acueductos, del 3% anual de la inversión. Para los costos operacionales, se consideró el costo energético de las estaciones de impulsión, utilizando los mismos precios marginales de día y noche que para los acueductos. Por último, se consideró los costos de detención del ducto, resultando la ecuación del *OPEX* de la siguiente manera:

$$OPEX = C_{mant.} + C_{energía} + C_{detención} \quad (3.39)$$

En este caso, el costo de detención de los concentraductos está relacionado con dejar de enviar concentrado a través del ducto y utilizar un medio de transporte alternativo, como camiones. Los tipos de falla considerados son los mismos que para los acueductos, pero

la diferencia radica en que la probabilidad de ocurrencia de las fallas por bloqueo es cerca de 100 veces mayor, y por rotura 10 veces mayor, en los concentradores. Esto en base a información entregada por JRI Ingeniería (Rayo, 2017). Las probabilidades de falla y los tiempos de reparación de estos ductos están en Anexo H.

El primer paso fue calcular la cantidad de concentrado que se enviaría por camiones debido a cada tipo de falla, y para ello se utilizó la siguiente ecuación:

$$\begin{aligned} \text{Concentrado por camión}_i \left(\frac{\text{ton}}{\text{año}} \right) \\ = \text{Producción} \left(\frac{\text{ton}}{\text{hr}} \right) * \frac{\% \text{falla}_i}{\text{año}} * \text{Tiempo de reparación}_i (\text{hr}) \end{aligned} \quad (3.40)$$

El subíndice i representa los distintos tipos de fallas. Por último, para calcular el costo por falla del ducto se utilizó el costo de transporte por camiones indicado por Gustavo Lagos, especialista del departamento de Minería de la Pontificia Universidad Católica de Chile. El costo indicado corresponde a 50 US\$/ton, considerando un 9% de humedad del material (Lagos, 2018a). El costo de detención corresponde a la suma total del tonelaje que sería enviado por camiones debido a las distintas fallas, multiplicado por el costo de transporte por camión:

$$\begin{aligned} \text{Costo de detención} \left(\frac{\text{US\$}}{\text{año}} \right) \\ = \sum_i \left[\text{Concentrado por camión}_i \left(\frac{\text{ton}}{\text{año}} \right) \right. \\ \left. * \text{Costo por transporte} \left(\frac{\text{US\$}}{\text{ton}} \right) \right] \end{aligned} \quad (3.41)$$

3.6 Mineroducto

La construcción de mineroductos solo es considerada por los escenarios 2 y 3. En el escenario 2, El Abra y Radomiro Tomic, deben enviar su mineral al sector de Spence, dado que allí se ubican las tres plantas concentradoras, mientras que en el escenario 3, las tres faenas deben enviar su mineral al sector de María Elena. Se consideró que las

pulpas de mineral generadas en el proceso de molienda, y que son enviadas a las plantas concentradoras, poseen un porcentaje de sólidos del 63% (Wills, 2006).

Los cálculos se hicieron de forma similar a los concentraductos, solo que en este caso se utilizó un *benchmark* de los mineroductos de Los Bronces y Andina. Con estos datos, se calculó un factor promedio de milímetros de ducto por toneladas de mineral transportadas, resultando un factor de 0,17 (mm/ton/hr). Entonces, conociendo la capacidad de procesamiento de las concentradoras y, por ende, las toneladas por hora de mineral que las plantas necesitan, se logró determinar el diámetro de los mineroductos.

3.6.1 Costos en el transporte de mineral

Para calcular el costo de inversión se utilizó la Tabla 3-5, y se utilizó la misma metodología utilizada para los concentraductos, considerando costo de los ductos, de las estaciones de impulsión y disipadoras. Para ello, se utilizó el espesor promedio de los ductos de pulpa de 9 mm, y superficie promedio a utilizar de 1,99 (has/km). Mientras que, para determinar el recorrido de los mineroductos, se priorizó que estos se desplacen por sectores donde exista una red vial o red eléctrica. La ubicación de estos se encuentra en Anexo L.

En el cálculo del *OPEX* también se utilizó la misma metodología de los concentraductos, para los costos en mantenimiento y costos energéticos. Para el costo de detención por falla de los ductos, se debe destacar que las probabilidades de falla son idénticas a la de los concentraductos, por el tipo de fluido que se desea transportar. Sin embargo, en este caso, al no poder enviar mineral a las plantas concentradoras, la planta no producirá concentrado de cobre, y por consiguiente no podrá despachar este producto al puerto. Por ello, el primer paso fue calcular la cantidad de concentrado que se dejaría de enviar a puerto debido a la falla del ducto:

$$\begin{aligned}
 & \text{Concentrado sin producir}_i \left(\frac{\text{ton}}{\text{año}} \right) \\
 &= \frac{\% \text{falla}_i}{\text{año}} * \text{Producción de concentrado} \left(\frac{\text{ton}}{\text{hr}} \right) \\
 & * \text{Tiempo de reparación}_i (\text{hr})
 \end{aligned} \tag{3.42}$$

El subíndice i representa los distintos tipos de fallas. Posteriormente, se calculó la cantidad de fino de cobre que se dejaría de enviar al puerto, utilizando una ley promedio de concentrado del 30%:

$$\begin{aligned}
 & \text{Fino de Cu sin producir}_i \left(\frac{\text{ton}}{\text{año}} \right) \\
 &= \text{Concentrado sin producir}_i \left(\frac{\text{ton}}{\text{año}} \right) * \text{Ley del concentrado} (\%)
 \end{aligned} \tag{3.43}$$

Por último, para determinar el costo por falla del ducto se consideró un precio del metal de 3,1 US\$/lb, y corresponde a la suma total de fino de cobre que no sería enviado al puerto debido a todos los tipos de falla, multiplicado por su precio:

$$\begin{aligned}
 & \text{Costo de detención} \left(\frac{\text{US\$}}{\text{año}} \right) \\
 &= \sum_i \left[\text{Fino de Cu sin producir}_i \left(\frac{\text{ton}}{\text{año}} \right) * 3,1 \left(\frac{\text{US\$}}{\text{lb}} \right) * 2.204,6 \left(\frac{\text{lb}}{\text{ton}} \right) \right]
 \end{aligned} \tag{3.44}$$

3.7 Tranque de relave

Para estudiar el comportamiento de los tranques que almacenarán los desechos de las concentradoras, se utilizó un catastro de depósitos de relave de cobre realizado por el Sernageomin el año 2016 (Sernageomin, 2016). En este, se entrega variada información histórica de distintos depósitos, desde el año 2000 al 2015, como por ejemplo las toneladas de relave acumuladas, las toneladas de relave generadas anualmente por las mineras, la capacidad de almacenamiento de cada tranque, entre otras.

Posteriormente, se midió para distintos años la superficie utilizada por los tranques, utilizando la herramienta de Google Earth. Algunos de ellos son, Laguna Seca, Ovejería, El Mauro, Esperanza, Pampa Pabellón, Carén y Las Tórtolas. Con los valores de las

superficies, se creó una base de datos de las hectáreas utilizadas por cada tranque en distintos años, junto con las toneladas de relave acumuladas durante esos períodos. Con ello, se logró proyectar y estudiar el potencial comportamiento de los tranques de las distintas faenas. Se obtuvieron los siguientes modelos de regresión para los casos en que se construyen 3 tranques separados, y 3 tranques juntos:

$$3 \text{ tranques separados} \rightarrow \text{Superficie} = 524,32 * \text{Relave}^{0,283} \quad (3.45)$$

$$3 \text{ tranques juntos} \rightarrow \text{Superficie} = 386,15 * \text{Relave}^{0,27} \quad (3.46)$$

Ambos modelos dependen de la generación de relave que tengan las concentradoras, y para proyectar esta cantidad de relave, se utilizó como factor de generación entre un 97 y 98% del material procesado en las plantas concentradoras (Poblete, 2012). Cabe destacar, que los 4 escenarios generan en total la misma cantidad de relave, sin embargo, el escenario base y 1, consideran la construcción de un tranque por cada faena, mientras que los escenarios 2 y 3, consideran solo uno para las tres faenas.

Para el transporte de relave, se consideró una canaleta de hormigón, similar a lo que indican los EIA de los proyectos en estudio, con dimensiones que se muestran en Anexo N, las que varían de acuerdo con la cantidad de relave que genera cada planta concentradora. La canaleta se desplaza entre los espesadores y el tranque de relave. Para el precio del hormigón, se utilizó el valor entregado por la empresa Melón¹. Cabe destacar que, para todos los escenarios se consideró que el tranque se ubica a 8 km de los espesadores, y a una cota de 50 m más abajo.

3.8 Emisión de partículas y gases de efecto invernadero

De acuerdo con los *benchmark* que se estudiaron respecto a las emisiones de partículas durante la operación de acueductos, concentraductos, mineroductos y tendidos eléctricos, se indicó que estas son mínimas, y en ningún caso tienen un potencial de

¹ Melón: <http://www.melon.cl/>

volverse peligrosas o dañinas. No obstante, según lo indicado en el EIA llamado “Abastecimiento de agua Proyecto Sierra Gorda”, se producen emisiones de material particulado de 2,5 y 10 micrones, durante la construcción del ducto. Los parámetros de emisión son 0,04 y 0,11 (kg/día/km) de MP2,5 y MP10, respectivamente. Utilizando esa información, se estimó las potenciales emisiones que se podrían generar durante la construcción de acueductos, concentraductos y mineroductos. Además, según lo informado en los EIA de los proyectos en estudio, se consideró un tiempo medio de construcción de los ductos de dos años. Las potenciales emisiones de partículas generadas se encuentran en Anexo O.

Respecto a las emisiones directas de GEI, según los estudios de *benchmark* realizados, se indicó que las emisiones son mínimas, y no poseen potencial de volverse peligrosas, tanto en la construcción como durante la operación, de ductos y tendidos eléctricos. En cambio, sí se producen emisiones indirectas de GEI, al considerar el consumo energético de las plantas concentradoras, y los sistemas de impulsión de agua, concentrado y mineral. Cabe recordar que el suministro de energía durante el día provendrá desde una planta solar fotovoltaica, la cual no genera emisiones medioambientales. Por lo tanto, para calcular las emisiones de GEI generadas por el consumo energético durante la noche, se consideró el factor promedio anual de emisiones de CO₂eq del 2016, de la matriz energética del SING, el que es 0,77 tonCO₂eq/MWh (Ministerio de Energía, 2017). Se consideró la matriz del SING dado que esta es la que abastece a la región de Antofagasta.

3.9 Cálculos finales

Para calcular el costo total de cada escenario, se proyectaron los costos operacionales de los tendidos eléctricos, del transporte de agua, concentrado y mineral, y de las plantas solares fotovoltaicas en un periodo de 20 años. Luego, esos flujos se descontaron con una tasa del 8%, y se le agregó la inversión correspondiente a cada escenario.

Los mismos factores que se utilizaron para calcular el costo de cada escenario, se usaron para evaluar la superficie utilizada por cada escenario. Además, a ello se le agregó la superficie de los tranques de relave.

Por último, para calcular las emisiones de GEI indirectas de cada escenario, se consideró la energía requerida por cada uno, y se multiplicó por el promedio anual de emisiones de CO₂eq de la matriz del SING del 2016, de 0,77 tonCO₂eq/MWh (Ministerio de Energía, 2017). Volver a recordar que solo se consideró las emisiones provocadas por el consumo energético durante la noche, dado que durante el día se suministrará energía desde una planta solar fotovoltaica, la cual no genera emisiones.

4 RESULTADOS

4.1 Cálculo de transmisión eléctrica

Para determinar si es necesario un cambio en los sistemas de transmisión de las faenas, primero, se analizó el consumo de las plantas hidrometalúrgicas, y la proyección de consumo de las plantas concentradoras de cada faena:

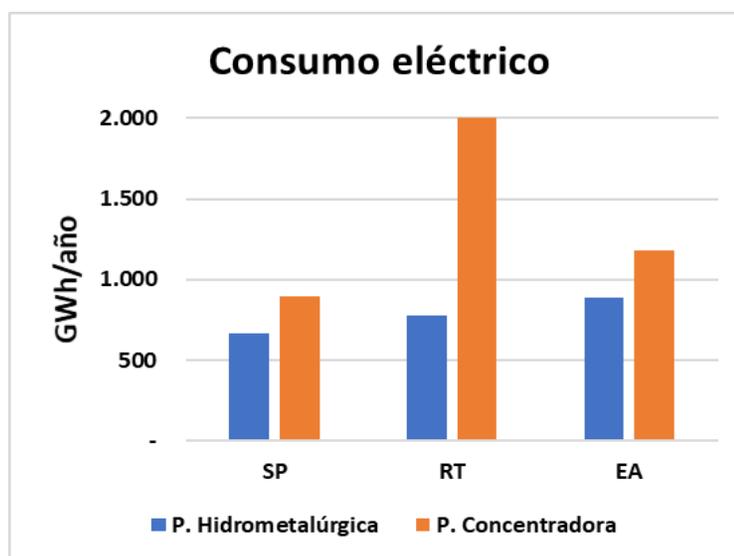


Figura 4-1: Consumo eléctrico de minas en estudio

Se puede observar que las concentradoras poseen un mayor requerimiento que las plantas hidrometalúrgicas y, como consecuencia, ciertas faenas deben aumentar la capacidad de su tendido eléctrico base para poder transmitir este aumento de demanda. Estas modificaciones son:

- En el escenario base y 1, R. Tomic debe aumentar la tensión de su tendido eléctrico, debido a que la capacidad máxima de transmisión que posee su tendido base es menor a la energía que requiere la planta concentradora.

- En el escenario 2, Spence debe aumentar la tensión de su tendido eléctrico, dado que este se utiliza para el suministro eléctrico de las tres plantas concentradoras, y con la capacidad base de línea eléctrica, no es posible suplir este requerimiento.
- En el escenario 3, las tres plantas concentradoras se ubican en el sector de María Elena, y dado que parte de los tendidos eléctricos base de El Abra y R. Tomic están construidos en este sector, se modificó uno de ellos, en este caso el de R. Tomic. La modificación del tendido fue solo en el tramo entre la S/E y las plantas concentradoras, y se realizó para abastecer a las 3 plantas concentradoras.

Los costos en inversión y operación, y la superficie utilizada por los tendidos eléctricos que abastecen a las plantas concentradoras en los distintos escenarios, se muestra a continuación:

Tabla 4-1: Tendidos eléctricos para plantas concentradoras

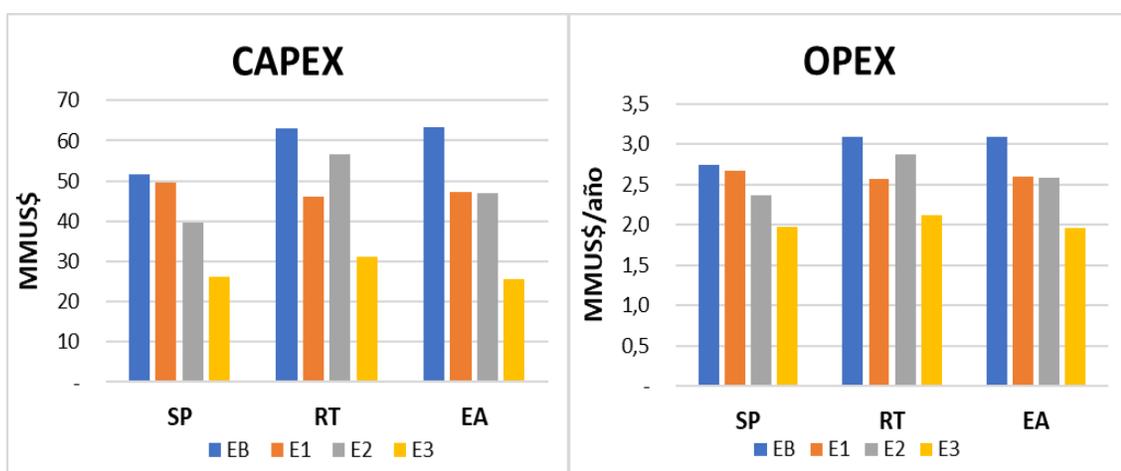
	CAPEX (MMUS\$)		OPEX (MMUS\$/AÑO)		SUPERFICIE (HAS)	
ESCENARIO BASE	19		4,13		1.127	
	AHORRO		AHORRO		AHORRO	
ESCENARIO 1	0	0%	0,00	0%	0	0%
ESCENARIO 2	1	5%	0,00	0%	7	1%
ESCENARIO 3	13	68%	0,39	9%	119	11%

Cabe destacar que los costos en inversión corresponden al costo de modificar los tendidos eléctricos base, no consideran la construcción de nuevos tendidos. Las columnas que dicen ahorro son la cantidad y porcentaje de ahorro de cada escenario respecto al escenario base. Ahora, a los resultados anteriores, se deben agregar los costos y superficie causados por la construcción de nuevos tendidos eléctricos. Estos son necesarios para abastecer a los sistemas de transporte de agua, concentrado y mineral. Con ello, la tabla resumen queda de la siguiente forma:

Tabla 4-2: Resultados tendidos eléctricos

	CAPEX (MMUS\$)		OPEX (MMUS\$/AÑO)		SUPERFICIE (HAS)	
ESCENARIO BASE	172		8,73		2.186	
	AHORRO		AHORRO		AHORRO	
ESCENARIO 1	28	16%	0,90	10%	33	2%
ESCENARIO 2	29	17%	0,92	11%	40	2%
ESCENARIO 3	89	52%	2,67	31%	919	42%

En la Tabla 4-2 se muestran los costos y ahorros como un total respecto a cada escenario. Del mismo modo, se estudió los costos de cada faena, en cada escenario. Para los escenarios 1, 2 y 3, en que las empresas comparten infraestructura, se evaluó el requerimiento energético de cada faena, y en base a esta, se determinó que porcentaje del total de los costos le corresponde a cada una. Para el escenario base ello no fue necesario, dado que cada faena construye y/o modifica de forma independiente sus tendidos eléctricos. El *CAPEX* y *OPEX* de cada faena en cada escenario se muestra a continuación:

Figura 4-2: *CAPEX* y *OPEX* de los tendidos eléctricos por faena

4.2 Planta solar fotovoltaica

Para cada escenario se evaluó la construcción de una planta solar fotovoltaica con diferentes capacidades de generación, de acuerdo con el requerimiento energético de cada escenario. Sin embargo, como se mencionó anteriormente, este tipo de planta no puede generar energía durante la noche, por lo que se evaluaron plantas con capacidades para abastecer la demanda energética del día de cada escenario. Aquella demanda es la siguiente:

Tabla 4-3: Consumo energético durante el día, por escenario

	EB	E1	E2	E3
MW	394	317	284	286

El consumo energético de cada escenario incluye el requerimiento de las plantas concentradoras, y de los distintos sistemas de transporte. Los resultados en inversión, costos de operación, reducción de GEI y superficie utilizada, para cada planta fotovoltaica se muestran en la Tabla 4-4. La columna de ahorro de CO₂eq, corresponde a la reducción de emisiones producida por reemplazar el suministro eléctrico desde la matriz del SING, por una planta solar fotovoltaica.

Tabla 4-4: Resultados plantas solares fotovoltaicas

	CAPEX (MMUS\$)		OPEX (MMUS\$/AÑO)		SUPERFICIE (HAS)		Ahorro CO₂eq (kton/año)
ESCENARIO BASE	3.875		64		1.324		2.636
	AHORRO		AHORRO		AHORRO		
ESCENARIO 1	760	20%	13	20%	259	20%	2.121
ESCENARIO 2	1.080	28%	18	28%	369	28%	1.902
ESCENARIO 3	1.061	27%	18	28%	363	27%	1.914

4.3 Cálculo de los sistemas de impulsión de agua

Para el abastecimiento de agua de las plantas concentradoras, se consideró el suministro de agua desalada, de los permisos de agua que no utilizan las plantas hidrometalúrgicas de cada faena, además de las recuperaciones desde el relave y concentrado. Cabe recordar que no se consideró el uso de nuevos permisos de agua. El requerimiento de agua de las plantas procesadoras de cada faena se muestra a continuación:

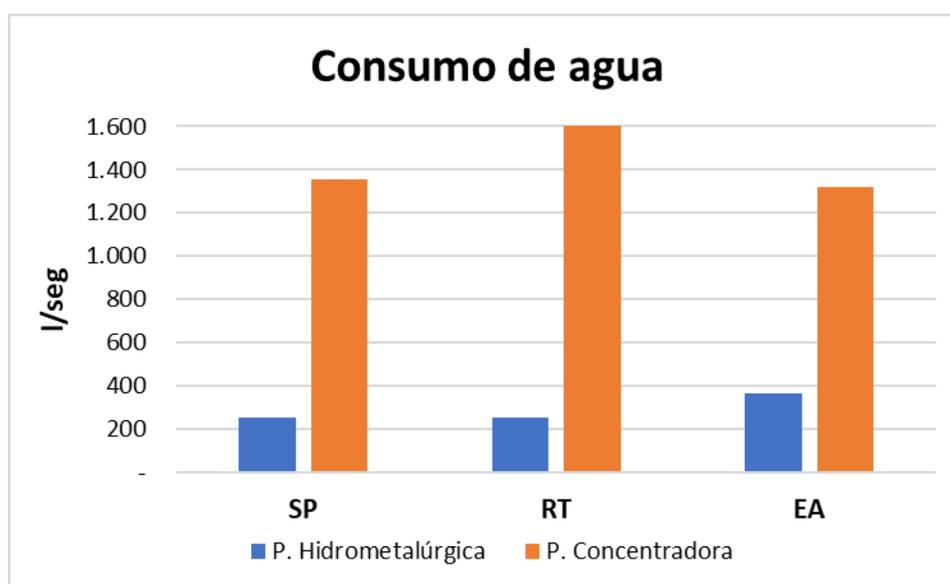


Figura 4-3: Consumo de agua de las minas en estudio

El uso de los permisos de agua, para alimentar a las plantas concentradoras, solo se consideró en los escenarios en que estas se ubican cercanas a su respectiva mina. Dado que la logística e infraestructura para el transporte de esta ya se encuentra definida por cada faena. Este es el caso de los escenarios base y 1. Por otro lado, las recuperaciones de agua desde el relave y concentrado, para cada faena son las siguientes:

Tabla 4-5: Flujo de agua recuperado por faena

l/seg	Spence	R. Tomic	El Abra
Espesador de relave	354	426	345
Pulpa de concentrado	15	18	27

Considerando que el proceso de recuperación de agua desde la pulpa de concentrado se realiza en el puerto, se calculó el flujo de agua que se impulsa desde la costa, considerando agua desalada y recuperada. El caudal que impulsa cada faena en cada escenario es:

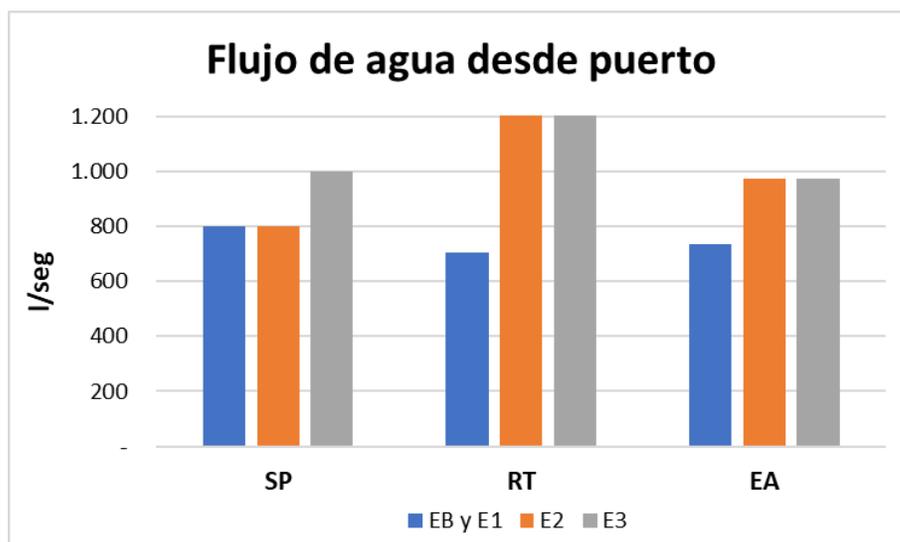


Figura 4-4: Flujo de agua impulsado desde la costa hacia cada faena por escenario

Los ductos poseen probabilidades de sufrir determinadas fallas, y en caso de ocurrir, se debe considerar el tiempo de reparación de estas. Los costos asociados a estas fallas tienen relación con dejar de producir cobre durante el tiempo de reparación. Cabe destacar que, para aquellas situaciones, se consideró el uso de piscinas de emergencias, no obstante, este flujo también se podría agotar. Considerando las probabilidades y los tiempos de reparación de cada falla, además del tiempo de agotamiento de cada piscina de emergencia, se obtuvieron los siguientes costos por falla del ducto para cada escenario:

Tabla 4-6: Costo por fallas en cada escenario

	EB	E1	E2	E3
MMUS\$/año	12,1	38,8	8,5	8,5

Considerando los costos por falla de la Tabla 4-6, más los costos de los acueductos y sus respectivos sistemas de impulsión, además de la superficie utilizada por todos ellos, se obtuvieron los siguientes resultados:

Tabla 4-7: Resultados acueductos

	CAPEX (MMUS\$)		OPEX (MMUS\$/AÑO)		SUPERFICIE (HAS)	
ESCENARIO BASE	1.594		225		408	
	AHORRO		AHORRO		AHORRO	
ESCENARIO 1	332	21%	48	21%	100	25%
ESCENARIO 2	653	41%	131	58%	215	53%
ESCENARIO 3	854	54%	144	64%	278	68%

Para evaluar los costos de cada faena en los escenarios en que se comparte infraestructura, se ponderaron los costos en función del flujo de agua que requiere cada faena. Respecto a los costos relacionados a la recuperación de agua desde los espesadores de relave, se consideró que cada faena posee su propio sistema de transporte. El *CAPEX* y *OPEX* de cada faena por escenario, se muestra a continuación:

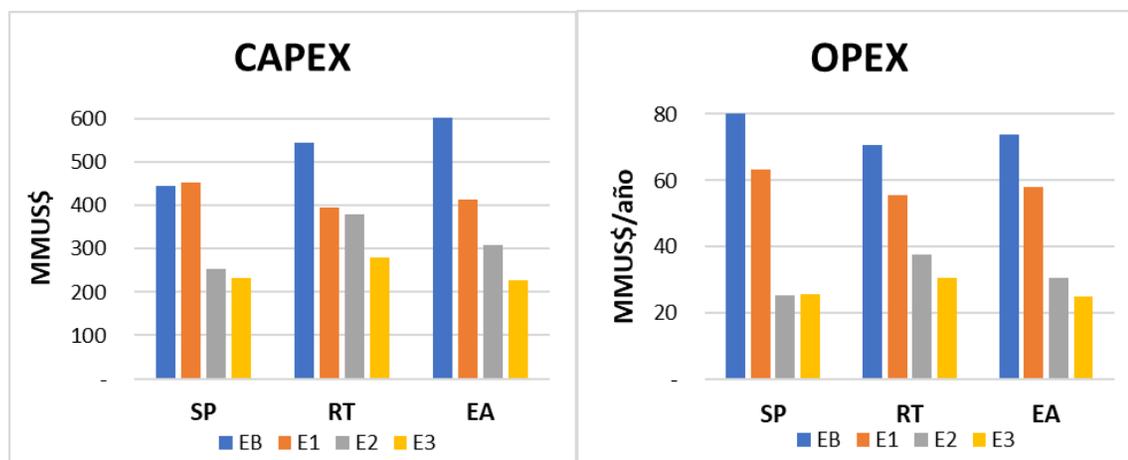


Figura 4-5: *CAPEX* y *OPEX* de los acueductos por faena

4.4 Cálculo del transporte de concentrado

El flujo de concentrado que cada faena envía a los distintos puertos no varía con los escenarios, se mantiene constante. Estos valores son 175, 206 y 313 ton/hr para Spence, R. Tomic y El Abra, respectivamente.

En los concentraductos, la probabilidad de falla por bloqueo es cerca de 100 veces mayor que en los acueductos, y por rotura, 10 veces mayor. Sin embargo, para el caso en que falle el concentraducto se consideró un transporte alternativo para trasladar el concentrado, como es el uso de camiones. Los camiones se utilizarán durante el periodo de tiempo que tarde la reparación del ducto. Por ende, dado que no se dejará de enviar concentrado a puerto, estos costos de falla serán inferiores al de los acueductos. Los costos de falla para cada escenario son:

Tabla 4-8: Costos por falla en cada escenario

	EB	E1	E2	E3
MMUS\$/año	0,4	1,1	0,4	0,4

Entonces, considerando aquellos costos, más los costos operacionales y de inversión, y la superficie utilizada por los concentraductos, se obtuvo los siguientes resultados:

Tabla 4-9: Resultados concentraductos

	CAPEX (MMUS\$)		OPEX (MMUS\$/AÑO)		SUPERFICIE (HAS)	
ESCENARIO BASE	364		35		937	
	AHORRO		AHORRO		AHORRO	
ESCENARIO 1	34	9%	14	40%	378	40%
ESCENARIO 2	168	46%	23	66%	642	69%
ESCENARIO 3	223	61%	26	74%	740	79%

Para determinar los costos en inversión y operación de cada faena, en los escenarios en que se comparten concentrados, se ponderó en base al tonelaje de concentrado que envía cada faena al puerto. El *CAPEX* y *OPEX* por faena y escenario es:

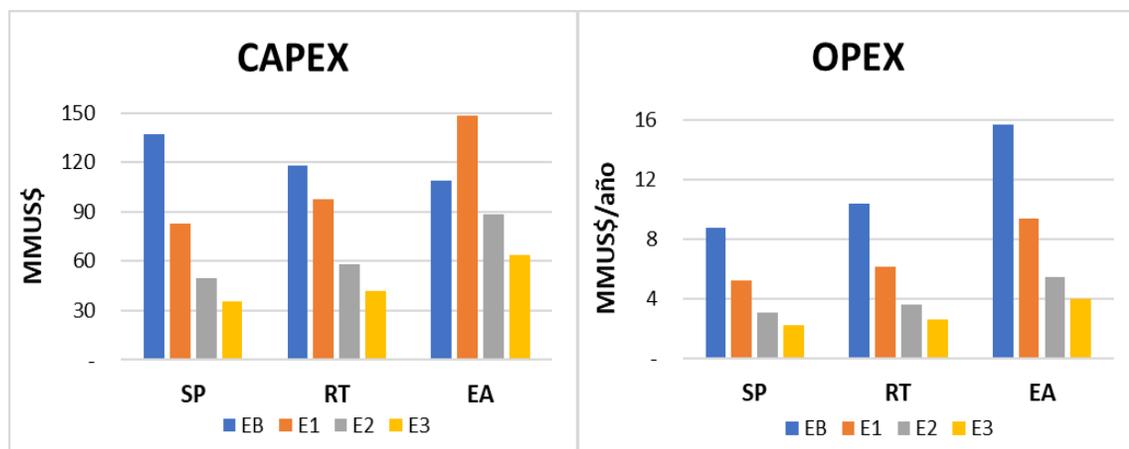


Figura 4-6: *CAPEX* y *OPEX* de los concentrados por faena

4.5 Cálculo del transporte de mineral

Cabe recordar que los escenarios 2 y 3 consideran que el proceso de chancado y de molienda SAG, se hace en las cercanías del sector mina, mientras que la molienda por bolas y el proceso de flotación, en el sector de Spence y María Elena, respectivamente. En cambio, los escenarios base y 1, consideran que todos los procesos se hacen en la cercanía del rajo de cada faena. Es por ello, que el cálculo para transportar mineral solo realizó para los escenarios 2 y 3, dado que estos consideran mineroductos para transportar su respectiva pulpa de mineral.

Al igual que los concentrados, los mineroductos poseen probabilidades de fallas similares. Los costos asociados a estas fallas son de 15,8 MMUS\$/año, para el escenario 2, y de 21,1 MMUS\$/año, para el escenario 3. Para estos costos, al igual que para los acueductos, se consideró que durante el tiempo de reparación de este, no se podrá enviar concentrado a puerto dado que no se posee mineral para su procesamiento. Finalmente,

considerando la superficie utilizada por los mineroductos, y los costos de inversión y operación asociados, se obtiene la siguiente tabla resumen:

Tabla 4-10: Resultados mineroductos

	CAPEX (MMUS\$)	OPEX (MMUS\$/AÑO)	SUPERFICIE (HAS)
OPCIÓN 2	704	41	450
OPCIÓN 3	725	58	386

No se consideró compartir los mineroductos por las faenas en ningún escenario, por ende, para calcular los costos asociados a cada faena, no se realizó algún tipo de ponderación. Entonces, los costos de inversión y operación, por faena y escenario, son los siguientes:

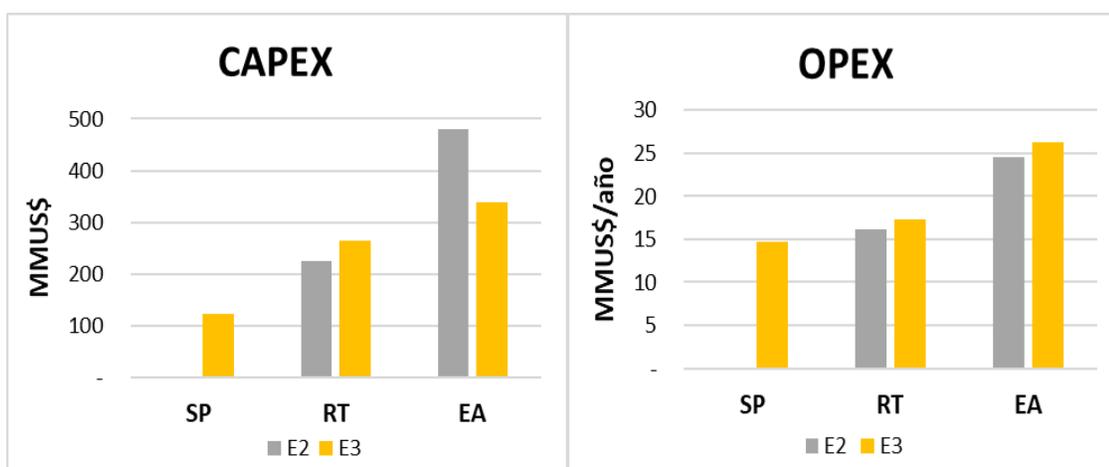


Figura 4-7: CAPEX y OPEX de los mineroductos por faena

4.6 Cálculo de emisiones

Para calcular las emisiones indirectas de GEI de los distintos escenarios, se consideró la energía que utiliza cada escenario durante la noche, dado que el abastecimiento durante el día desde la planta solar fotovoltaica no genera emisiones. El consumo energético se multiplicó por el factor promedio de emisión de GEI, de la matriz energética del SING

durante el año 2016. Este factor de emisión está en unidades de CO₂eq, el que abarca la totalidad de los gases de efecto invernadero. Los resultados obtenidos son:

Tabla 4-11: Emisiones de CO₂eq (kton/año) por cada escenario

	MW	CO ₂ eq (kton/año)	Ahorro (kton/año)
EB	392	2.636	
E1	316	2.121	515
E2	283	1.902	734
E3	285	1.914	722

Para determinar las emisiones indirectas de GEI de cada faena en los distintos escenarios, se ponderó en función de la energía que estas requieren, considerando las plantas concentradoras y los sistemas de transporte. A continuación, los resultados:

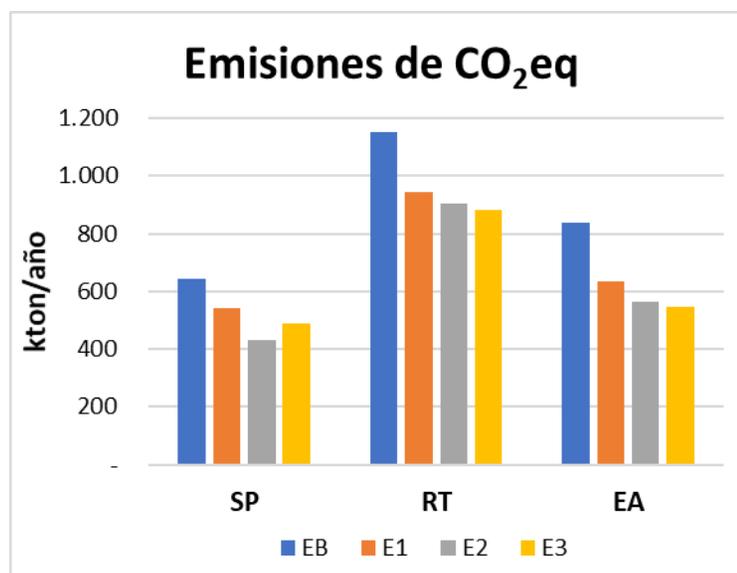


Figura 4-8: Emisiones de CO₂eq (kton /año) por cada faena en cada escenario

Por otro lado, las emisiones de partícula de cada escenario solo se producen durante la etapa de construcción de los ductos, pues durante la operación, éstas son consideradas despreciables. Sin embargo, estas son mínimas, y el valor de estas se encuentran en Anexo O.

4.7 Otros cálculos

4.7.1 Holding Tank

En los escenarios en que se comparten ductos de pulpa se evaluó la construcción de *holding tanks*. Para el escenario 1 se consideró uno ubicado en el sector de R. Tomic, y otro en Spence; para el escenario 2, se consideraron dos ubicados en el sector de Spence; y para el escenario 3, también se consideraron dos, pero ubicados en el sector de María Elena. El material de construcción de los *holding tanks* es hormigón, y el diseño de estos se encuentra en Anexo K. Para evaluar el costo de inversión de estos se utilizó el precio de hormigón que posee la empresa Melón. Por ende, teniendo el costo del hormigón y el tamaño de los *holding tanks*, se calculó los siguientes costos de inversión para cada escenario:

Tabla 4-12: CAPEX *holding tanks*

	E1	E2	E3
CAPEX (MMUS\$)	0,35	0,35	0,35

4.7.2 Canaletas de relave

Para enviar relave desde los espesadores a los tranques, se evaluó la construcción de canaletas de hormigón. Para calcular el costo de inversión de estos, se consideró el precio del hormigón de la empresa Melón, y el diseño de las canaletas que se muestran en Anexo N. Cabe destacar que, para todos los escenarios, se consideró que cada faena posee su propia canaleta. Por ello, es que los resultados en costos de inversión y superficie utilizada son los mismos para todos los escenarios. Estas canaletas no poseen costos operacionales para su funcionamiento, la pulpa de relave escurre por estas.

Tabla 4-13: Resultados canaletas de relave

Costo (MMUS\$)	5,8
Superficie (has)	13,0

4.8 Resultados finales

Finalmente, sumando los costos de inversión y operación, superficie utilizada y emisiones de GEI, de los tendidos eléctricos, planta fotovoltaica, acueductos, concentraductos, mineroductos, *holding tanks*, canaletas de relave y tranques de relave, se obtuvieron los siguientes resultados para cada escenario:

Tabla 4-14: Resultados totales

	CAPEX (MMUS\$)		OPEX (MMUS\$/AÑO)		SUPERFICIE (HAS)		CO2eq (kton/año)	
ESCENARIO BASE	6.022		332		4.868		2.636	
	AHORRO		AHORRO		AHORRO		AHORRO	
ESCENARIO 1	1.153	19%	76	23%	770	16%	515	20%
ESCENARIO 2	1.225	20%	132	40%	816	17%	734	28%
ESCENARIO 3	1.502	25%	131	40%	1.914	39%	722	27%

Considerando los resultados de la Tabla 4-14, se evaluó los costos de inversión y operación de cada faena en cada escenario. Los resultados son los siguientes:

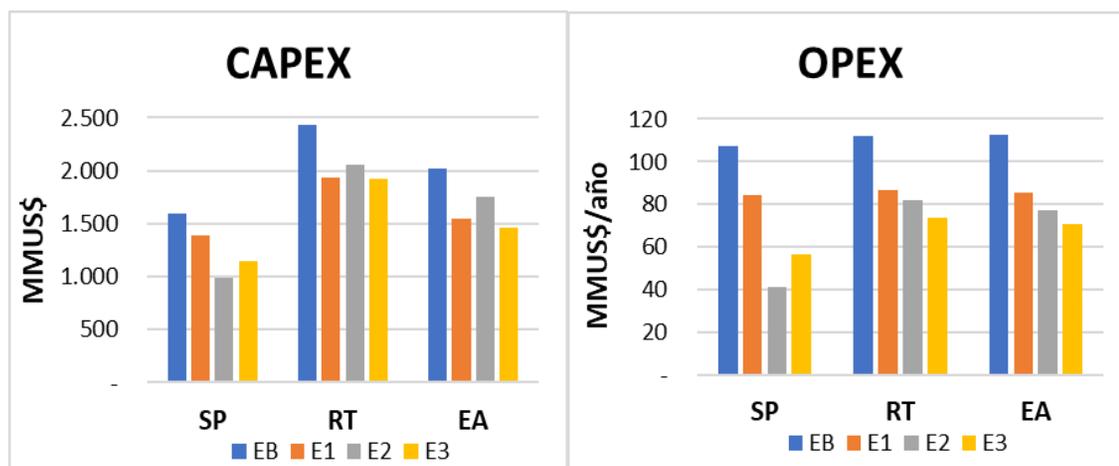


Figura 4-9: CAPEX y OPEX total de cada faena en cada escenario

Posteriormente, con la producción de cobre de las distintas faenas en estudio, que es la misma en los distintos escenarios, y con los costos operacionales calculados, se estimó el costo por libra y por tonelada de cobre, que tiene cada faena en cada escenario. En los gráficos siguientes se muestran los resultados:

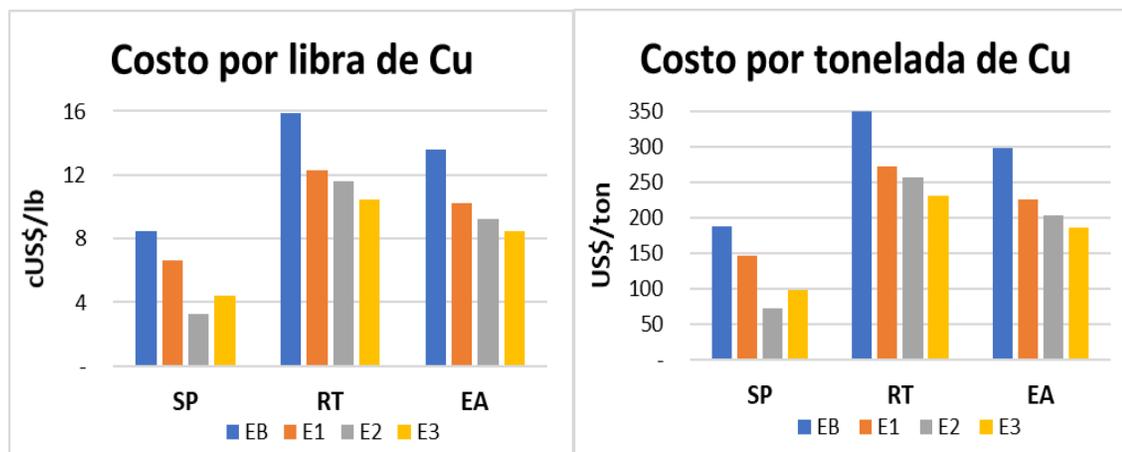


Figura 4-10: Costo por libra y por tonelada de cobre por faena

4.8.1 Resultados finales a 20 años

Los costos económicos calculados se proyectaron en un periodo de 20 años, y se consideró una tasa de descuento del 8%, obteniéndose los siguientes costos totales y costos diferenciales respecto al escenario base:

Tabla 4-15: Costos totales económicos en 20 años

	COSTOS TOTALES			
	EB	E1	E2	E3
CAPEX (MMUS\$)	6.022	4.869	4.797	4.520
OPEX (MMUS\$)	3.526	2.718	2.126	2.127
VPN (MMUS\$)	9.548	7.588	6.923	6.648

Tabla 4-16: Costos diferenciales en 20 años

	COSTOS DIFERENCIALES					
	E1		E2		E3	
CAPEX (MMUS\$)	-1.153	19%	-1.225	20%	-1.502	25%
OPEX (MMUS\$)	-807	23%	-1.400	40%	-1.398	40%
VPN (MMUS\$)	-1.960	21%	-2.625	27%	-2.900	30%

Por otro lado, también se proyectó la superficie utilizada y las emisiones de GEI a 20 años. La superficie utilizada aumenta con los años en todos los escenarios, esto se debe netamente al crecimiento de los tranques de relave, dado que el terreno ocupado por las estructuras fijas evaluadas no aumenta con el tiempo. Mientras que las emisiones de GEI se generan en función del consumo eléctrico de las faenas. Las emisiones y superficies totales y diferenciales respecto al escenario base son las siguientes:

Tabla 4-17: Costos no económicos en 20 años

	COSTOS EN SUP. Y EMISIONES			
	EB	E1	E2	E3
Superficie (Has)	12.673	11.903	9.800	8.702
CO2eq (kton)	52.721	42.421	38.047	38.280

Tabla 4-18: Costos diferenciales no económicos en 20 años

	COSTOS DIFERENCIALES					
	E1		E2		E3	
Superficie (Has)	-770	6%	-2.873	23%	-3.971	31%
CO2eq (kton)	-10.300	20%	-14.674	28%	-14.440	27%

Ahora, considerando los costos diferenciales económicos y no económicos de los 3 escenarios de sinergia, se obtiene la siguiente tabla resumen:

Tabla 4-19: Resumen de los costos diferenciales

	COSTOS DIFERENCIALES					
	E1		E2		E3	
VPN (MMUS\$)	-1.960	21%	-2.625	27%	-2.900	30%
Superficie (Has)	-770	6%	-2.873	23%	-3.971	31%
CO2eq (kton)	-10.300	20%	-14.674	28%	-14.440	27%

Por último, se analizaron los ahorros económicos y no económicos de cada faena en cada escenario, y se obtuvieron los siguientes gráficos:

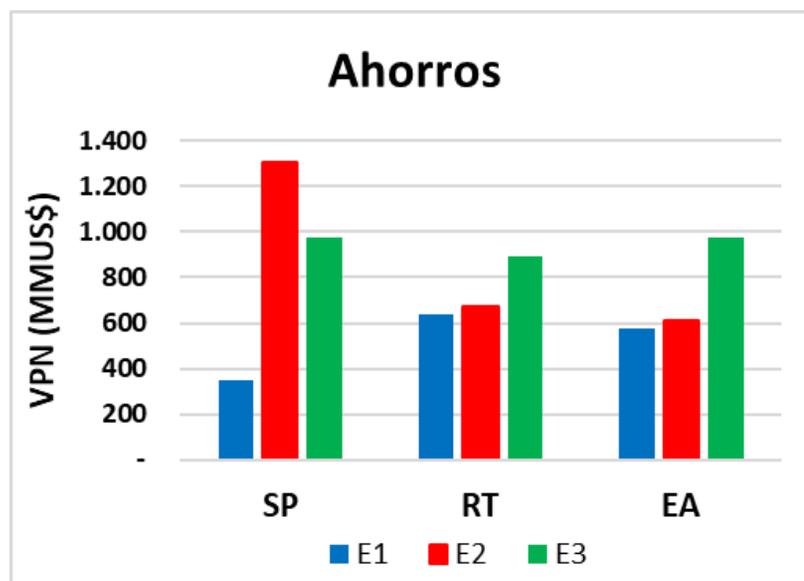


Figura 4-11: Ahorros económicos

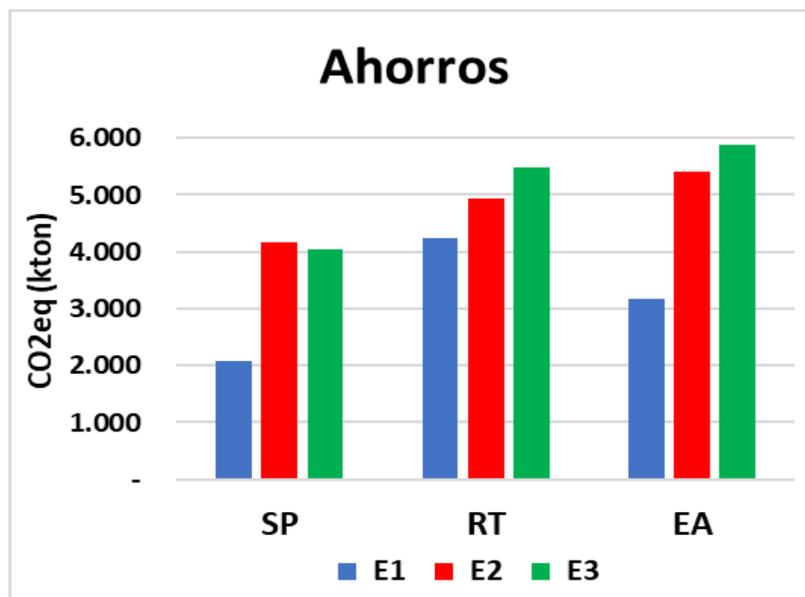


Figura 4-12: Ahorros en emisiones de CO₂eq

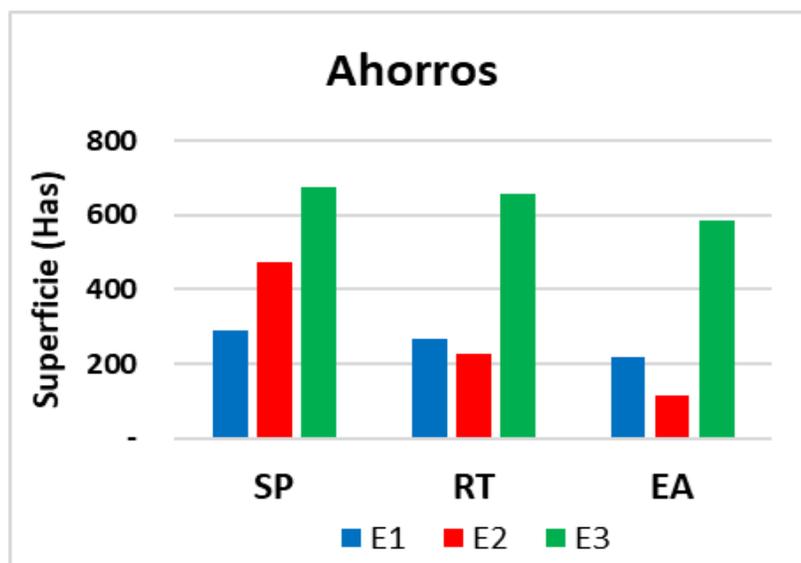


Figura 4-13: Ahorros en superficie utilizada

5 DISCUSIÓN Y ANÁLISIS

5.1 Transmisión eléctrica

Al observar los ahorros económicos y de superficie de los tendidos eléctricos en la Tabla 4-2, se puede apreciar que estos son similares en el escenario 1 y 2, y son mayores en el escenario 3. La similitud entre los dos primeros se debe a que ambos deben construir nuevos tendidos eléctricos, por un lado, el escenario 2 lo requiere para el transporte de mineral desde R. Tomic y El Abra a Spence; mientras que el escenario 1 lo requiere para transportar agua y concentrado, hacia y desde las tres minas.

La ventaja del escenario 3 es que no requiere construir nuevos tendidos eléctricos para los sistemas de transporte de mineral como el escenario 2, pues los tendidos eléctricos base de cada faena, se ubican entre las minas y el sector de María Elena. Mientras que, para el transporte de agua y concentrado, si requiere construir nuevos tendidos, pero solo en el tramo desde el puerto de Tocopilla al sector de María Elena. Esta ventaja se refleja en mayores ahorros económicos y de superficie, respecto al escenario base.

Por otro lado, los costos operacionales de los tendidos eléctricos son los que influyen en menor medida a los costos totales de los escenarios, dado que estos son solo costos asociados a mantenimientos o supervisiones preventivas, y sus valores son bajos.

5.2 Impulsión de agua

De los resultados de los acueductos mostrados en la Tabla 4-7, se observa que en los tres escenarios sinérgicos se generan ahorros superiores al 20%, en los costos de inversión y operación, además de la superficie utilizada. Cabe destacar que los acueductos son el factor que generan, en cantidad, los mayores ahorros económicos.

Dentro del abastecimiento de agua de las plantas concentradoras, se consideró el uso de los derechos de agua que no utilizan las plantas hidrometalúrgicas durante el año 2017. Sin embargo, se estudió la situación en que las mineras no utilicen agua continental

(superficial o subterránea). Así, el único suministro de agua, para todos los escenarios sería desde el mar, además de las recuperaciones de agua desde el relave y concentrado.

Considerando esta situación, las estructuras que se ven modificadas son los acueductos y sistemas de impulsión, pues deben aumentar su tamaño, además de requerir mayor energía para impulsar este mayor flujo de agua. A continuación, se muestra cómo variarían los ahorros económicos, de superficie y de emisiones de cada escenario:

Tabla 5-1: Variación en los ahorros por los acueductos

	AHORROS					
	E1		E2		E3	
	C/permisos	S/permisos	C/permisos	S/permisos	C/permisos	S/permisos
VPN (MMUS\$)	21%	13%	27%	22%	30%	26%
Superficie (Has)	6%	6%	23%	23%	31%	31%
CO2eq (kton)	20%	4%	28%	10%	27%	10%

En la Tabla 5-1, se comparan los ahorros de cada escenario respecto al escenario base, en los casos con y sin la utilización de permisos de agua. Se observa que los ahorros económicos disminuyen en todos los escenarios, pero estos siguen existiendo. Los menores ahorros económicos se deben a un mayor costo de inversión y de operación de los ductos.

El aumento en los costos de inversión se debe principalmente al aumento en el tamaño de los ductos, lo que implica un mayor gasto en acero. Los ahorros disminuyen más en el escenario 1, debido a que la longitud total de los ductos a utilizar en este escenario es superior a la de los escenarios 2 y 3. Por otro lado, el aumento en los costos de operación se debe al mayor requerimiento energético para impulsar el mayor flujo de agua. Nuevamente, esto afecta en mayor medida al escenario 1, dado que debe impulsar agua a una mayor distancia que los otros dos escenarios de sinergia.

Los menores ahorros en emisiones se deben principalmente a que, al requerir mayor energía para impulsar agua, se generan mayores emisiones de GEI. Sin embargo, a pesar

de que todos los escenarios disminuyen sus ahorros en comparación con el escenario base, siguen siendo económicamente y ambientalmente, mejores que el escenario base. Por último, la variación en la superficie utilizada es prácticamente nula, pues el ensanchamiento de los ductos no afecta en mayor escala al terreno.

5.3 Transporte de concentrado

De los resultados de los concentraductos mostrados en la Tabla 4-9, se observa que en los tres escenarios de sinergias se producen ahorros superiores al 40% en los costos operacionales y superficie utilizada. No así, para los costos en inversión donde el valor de este es muy similar entre el escenario base y 1.

En los tres escenarios sinérgicos se consideró que las tres faenas, enviarían su concentrado al mismo puerto. Los puertos utilizados por los escenarios 1, 2 y 3, son Mejillones para los dos primeros y Tocopilla para el último. No obstante, se evaluó la situación en que las faenas no envíen su concentrado al mismo puerto, y mantengan como puerto de descarga aquel considerado en el escenario base. Se analizó esta opción, debido a que es probable que, por contratos comerciales las faenas no puedan enviar su concentrado a cualquier puerto. Los puertos considerados en el escenario base son Tocopilla para R. Tomic y El Abra, y Mejillones para Spence. A su vez, dado que R. Tomic y El Abra envían su concentrado al mismo puerto, se evaluó la utilización de un concentraducto compartido por ambas faenas, y de dos independientes. La variación en los ahorros, debido a esta nueva situación, es la siguiente:

Tabla 5-2: Variación en los ahorros por los concentraductos

	AHORROS							
	E1		E2			E3		
	Puerto sinergia	Puerto original	Puerto sinergia	Puerto original	Puerto original (RT-EA)	Puerto sinergia	Puerto original	Puerto original (RT-EA)
VPN(MMUS\$)	21%	19%	27%	23%	25%	30%	25%	26%
Superficie(Has)	6%	3%	23%	18%	20%	31%	27%	28%
CO2eq(kton)	20%	14%	28%	21%	21%	27%	24%	24%

En la tabla se indican los ahorros obtenidos respecto al escenario base, considerando los casos en que se utilizan los puertos comunes para todas las faenas (puerto de sinergia), y en los que se utilizan los puertos del escenario base (puerto original). Los escenarios 2 y 3 se dividen en dos categorías; las columnas que tienen paréntesis entre las faenas RT-EA, son los escenarios en que ambas comparten concentraducto; y las columnas sin paréntesis, consideran el uso individual de concentraductos.

La reducción en los ahorros económicos se debe a la mayor cantidad de concentraductos, estaciones disipadoras y de impulsión que se deben construir. Además, debido al aumento de infraestructura, también se ven reducidos los ahorros en superficie. Mientras que, el aumento de emisiones se debe a la mayor cantidad de estaciones de impulsión, dado que estas requieren energía, por lo que se generan más emisiones de GEI.

Se puede observar que, en los escenarios 2 y 3, aquellas opciones que consideran la construcción de concentraductos independientes, poseen menores ahorros que en los casos en que R. Tomic y El Abra comparten ductos.

De la tabla, se concluye que incluso si las faenas decidieran enviar su concentrado a distintos puertos, los tres escenarios en estudio mantienen ahorros, tanto económicos como de superficie respecto al escenario base.

5.4 Mineroducto

Los resultados indicaron que los costos en inversión y operación del escenario 3, son superiores al escenario 2. Esto se debe a que este último, considera la construcción de dos mineroductos, y el escenario 3 construye tres. Sin embargo, la superficie utilizada por los mineroductos del escenario 2 es superior, pues la distancia total, desde R. Tomic y El Abra al sector de Spence, es mayor a la distancia total desde las tres faenas a María Elena.

5.5 Resultados finales

Los resultados finales indican que el escenario 3, posee los mayores ahorros en inversión, con un 25% respecto al escenario base, y le sigue el escenario 2, con un 20%. Esta tendencia se mantiene en los costos operacionales, puesto que el escenario 2 y 3, poseen los mayores ahorros con un 40% respecto al escenario base. En el *OPEX* y el *CAPEX*, los factores de mayor impacto son los acueductos, plantas fotovoltaicas y mineroductos. Sin embargo, el escenario base y 1, no consideran la construcción de mineroductos, dado que la planta concentradora se ubica cerca de la mina. Este factor, permite que se equiparen los costos económicos entre ambos escenarios y los otros dos.

Al proyectar los flujos económicos a un periodo de 20 años, se observa que los escenarios con mayores ahorros son el escenario 2 y 3, con un 27 y un 30%, respectivamente, respecto al escenario base. Ambos ahorros superan los 2.600 MMUS\$. La principal razón, de que estos escenarios posean mayores ahorros, se debe a los menores costos operacionales.

Por otro lado, al proyectar la superficie utilizada por los tres escenarios, se obtiene que los ahorros oscilan entre las 770 y 3.970 hectáreas, lo que equivalen entre 1.000 y 5.400 canchas de fútbol. Esto demuestra que las fusiones de proyectos estructurales reducen la superficie utilizada, siendo un factor que se podría valorizar, generando mayores ahorros económicos para los distintos escenarios. Los tranques de relave, son el factor que genera mayores ahorros en superficie, principalmente en la reducción de tres tranques a uno, considerado en los escenarios 2 y 3.

El mayor ahorro de emisiones de CO₂eq se produce en el escenario 2, con cerca de 15.000 kton de CO₂eq en un periodo de 20 años. La reducción de emisiones de GEI, se debe netamente al menor requerimiento energético de los escenarios sinérgicos. Esta menor demanda energética también se puede medir en función del consumo promedio de hogares en Chile, el que es de ~2 GWh por hogar (Acciona, 2017). Estos ahorros respecto al escenario base, para cada escenario son los siguientes:

Tabla 5-3: Ahorro energético por cada escenario

AHORRO	GWh	Hogares Chilenos
Escenario 1	672	325.833
Escenario 2	957	464.202
Escenario 3	942	456.820

5.6 Discusión

La literatura internacional sobre aprovechamiento de sinergias entre proyectos mineros es escasa, y cuando existe es muy reciente. Para que existan sinergias es necesario que los proyectos u operaciones se encuentren en la misma zona geográfica, de tal forma que sea atractivo compartir infraestructura e instalaciones. El caso extremo de sinergia podría darse cuando no sólo se cumplen las condiciones anteriores, sino que además el yacimiento es el mismo, o bien los yacimientos están ubicados en forma contigua (casos de Andina y Los Bronces (Spiess, 2017)).

Hay varias regiones en el mundo con una alta densidad de actividad minera. Desde luego, Arizona y Nevada en los Estados Unidos, Moquegua en Perú (minas de Toquepala, Cuajone y Quellaveco), Antofagasta y Atacama en Chile.

Hay numerosos casos en Chile y en el exterior en que resulta evidente que el uso de sinergias habría tenido beneficios económicos, ambientales y sociales. Ejemplos de ello son Quellaveco y Toquepala en el sur del Perú, Andina y Los Bronces en Chile Central, y Escondida y Zaldívar en la región de Antofagasta. En ninguno de estos casos se explotaron las sinergias en forma sistemática.

Las condiciones del mercado influyen el comportamiento de las empresas para aprovechar sinergias. En periodos en que el precio del cobre es bajo, las inversiones se hacen menos viables económicamente y es ahí cuando es más probable que se generen aprovechamiento de sinergias. Surge la iniciativa por reducir costos y detener o reducir la inversión de nuevos proyectos. No obstante, cuando los periodos son de precios altos,

que es lo que comenzó a suceder a fines del 2017, se crea un comportamiento usualmente opuesto, las empresas perciben que solas pueden llevar adelante proyectos.

En Chile se ha comenzado a explotar, en los últimos cinco años, algunas sinergias entre minas ya en operación y entre proyectos mineros. En el proyecto Nueva Unión ubicado en el valle del Huasco, por ejemplo, se fusionaron los proyectos de El Morro y Relincho, ambas pertenecientes a distintas empresas mineras, Goldcorp y Teck respectivamente. En un principio, El Morro tuvo oposición de parte de las comunidades, debido principalmente al tranque de relave, lo que no permitió que este proyecto comenzara su etapa de construcción. Relincho, por otra parte, no avanzó a la etapa de factibilidad, debido a la incertidumbre del mercado y por problemas con su suministro eléctrico. Finalmente, ambos proyectos se unieron explotando sinergias, disminuyendo su costo total de inversión previsto en cerca de un 50% (Nueva Unión, 2017) y generando ventajas ambientales respecto a la realización de los dos proyectos por separado. Lo anterior demuestra que concretar la unión de proyectos mineros, puede lograr que proyectos que, por sí solo no son rentables, en conjunto se conviertan en uno rentable.

Otro ejemplo de sinergia minera aprovechada corresponde a la unión administrativa de las minas El Tesoro y Esperanza, ambas pertenecientes al grupo minero de Antofagasta Minerals, formando el complejo minero Centinela. En este caso, estas dos minas se encontraban en operación al momento de la fusión, sin embargo, utilizaban diferentes procesos dado que extraían distintos minerales, óxidos y sulfuros de cobre, respectivamente. Con esta fusión, se lograron mayores beneficios, aprovechando el know-how, logística, proyectos, valores y gestión de cada una. La cercanía geográfica de ambas faenas fue un factor fundamental para que se lograra aquella sinergia. Justamente la cercanía entre faenas es la mayor ventaja comparativa que tiene la región de Antofagasta para concretar sinergias, sumado a la favorable diferencia de cota versus distancia a la costa que poseen la mayoría de los yacimientos en Chile, en comparación con otros países mineros.

Las sinergias solo se pueden concretar con la colaboración entre las distintas empresas, compartiendo los activos y recursos, integrando las cadenas de valor y/o alineando las propuestas de valor (Londoño-Correa y Rivas, 2017).

Además de los ejemplos anteriores, las sinergias generadas al fusionar dos o más proyectos permiten una mayor estandarización de los procesos en cuestión, ahorrando costos de inversión y de operación. También, el hecho de ubicar las plantas procesadoras cercanas geográficamente aumenta la disponibilidad de equipos para el procesamiento de mineral, en caso de que un equipo falle, dado que las plantas poseen equipos similares. Esto, siempre y cuando se respeten los tiempos y capacidades de operación de cada faena.

Entre los beneficios más importantes de aprovechar sinergias entre proyectos se cuentan los ambientales, ya que el aprovechamiento de instalaciones en común ahorra territorio, racionaliza el uso del espacio, permite con frecuencia elegir ubicaciones que reducen los impactos ambientales, por ejemplo, emisión de polvo a partir de tranques de relave y botaderos de estéril. Ello está en consonancia con la regla no escrita que indica que los proyectos mineros, además de crear valor económico para la empresa, deben crear valor social y ambiental positivo, como una forma de recompensar a la comunidad por los impactos negativos generados. El aprovechamiento de sinergias contribuye a cambiar la imagen de las empresas involucradas, ya que las comunidades locales observan que las compañías se están esforzando en reducir los impactos ambientales. Ello es vital, dado que en la actualidad no basta que la Evaluación de Impacto Ambiental (EIA) haya sido aprobado para que el proyecto vaya adelante, además hay que lograr que no tenga reclamaciones ante la autoridad administrativa y recursos ante el poder judicial (Lagos, 2013b).

Los beneficios observados al aprovechar las sinergias son, muchas veces, altamente visibles, no así los obstáculos que hay para lograrlas. Entre estos se cuenta, posiblemente en primer lugar, las diversas culturas empresariales. Estas han probado ser inmiscibles

en muchos casos en los terrenos reconocidos para la competencia, específicamente, los planes de producción, el uso de recursos, los costos, algunas tecnologías, las políticas comerciales, distribución de dividendos, de inversión, etc. Los terrenos en que hubo colaboración, por ejemplo, a través de organizaciones empresariales (en Chile el Consejo Minero y la Sonami), fueron los temas ambientales, capacitación, e incluso ciertas áreas de la innovación.

Uno de los mayores obstáculos para poder llevar a cabo la unión de proyectos es, que estos no comiencen al mismo tiempo, tanto así que hasta ahora no se encontró evidencia que se hayan creado dichas uniones en estas circunstancias.

El comportamiento poco colaborativo ocurre incluso en países mineros vecinos como Chile y Perú, los que en conjunto producen cerca del 40% del cobre mundial (Cochilco, 2016a).

Una de las alternativas para colaborar en proyectos que comienzan en distintos tiempos es tercerizar los servicios que no son propios de la minería, como el suministro de energía, de agua, entre otros. El que las empresas estén dispuestas a comprar estos servicios, o cualquier otro tipo, a una empresa ajena a la cultura minera, permitiría esquemas más eficientes, y soluciones más globales y económicas a las problemáticas o desafíos que surgen.

El Estado podría jugar un papel importante en el aprovechamiento de sinergias, generando políticas de Estado para incentivarlas. Un tipo de incentivo podría ser, por ejemplo, reducir los tiempos de revisión de los DIA o EIA, priorizando la revisión de proyectos sinérgicos frente a otros no sinérgicos. Los incentivos que se pueden utilizar son múltiples y deben ser materia de estudios que permitan estimar los costos y beneficios de cada uno.

6 CONCLUSIONES

Los escenarios de sinergia que se evaluaron en esta tesis consideran los siguientes factores: transmisión eléctrica, transporte de agua, de concentrado y mineral, plantas concentradoras, plantas solares fotovoltaicas y tranques de relave. Para los cálculos se utilizaron como faenas de estudio, los proyectos hipógenos de Spence, Radomiro Tomic y El Abra.

Entre las sinergias económicas estudiadas, los mayores ahorros se generan en los costos de inversión, seguido por los costos de operación. La reducción en costos se debe en mayor medida al efecto de los acueductos y plantas fotovoltaicas. Cabe destacar, que la reducción de impactos ambientales no fue valorizada económicamente. Entre ellos se consideran el menor uso de superficie, menos emisiones de partículas y de GEI. Esto indica que los ahorros económicos para las tres faenas, producidos por las sinergias, podrían ser aún mayores.

Al evaluar los costos en un periodo de evaluación de 20 años, y utilizando una tasa de descuento del 8%, se observa que las mayores reducciones se obtienen en el escenario 3, con un 30% de ahorro en el valor presente neto (VPN) de los costos, en comparación con el escenario base. En segundo lugar, el escenario 2 con un 27%, y por último el escenario 1 con un 21% de ahorro. Las sinergias evaluadas en estos tres escenarios entregan un ahorro económico sobre el 20% en 20 años, un valor a destacar, de acuerdo con los elevados flujos de dinero con que se opera en minería. Además, al observar los resultados individuales de las faenas en cada escenario, en todos se obtienen ahorros para las tres faenas, en comparación con el escenario base.

La superficie utilizada es otro factor que se ve altamente reducido debido a la fusión de proyectos. En el escenario 3, se produce el mayor ahorro con un 31% respecto al escenario base, y le sigue el escenario 2 con un 23%. Estas reducciones se deben principalmente al ahorro territorial de los tranques de relave, seguido por los tendidos eléctricos. Cabe recordar que los escenarios 2 y 3 consideran la opción de construir solo

un tranque de relave en vez de tres. Con el fin de dimensionar la magnitud de estos ahorros, la superficie reducida por el escenario 3 es equivalente a más de 50 veces el terreno utilizado por el Parque O'Higgins; el escenario 2, a 36 veces; y el escenario 1, a casi 10 veces.

La reducción de superficie no juega un rol económico para las empresas en la actualidad, debido a la forma como se valorizan los terrenos, por lo que la reducción de esta variable no resulta ser un incentivo para ellas. No obstante, esta falta de incentivo por parte de las empresas podría cambiar en el futuro, constituyendo un criterio que el Estado podría utilizar como incentivo para la unión de proyectos. En cambio, para las comunidades aledañas este ahorro territorial si resulta ser atractivo, al considerar la menor cantidad de terreno que sería ocupado con infraestructura o desechos mineros.

Respecto a la reducción de emisiones de GEI, en el escenario 2 se generan los mayores ahorros, emitiendo cerca de 14.600 kton de CO₂eq menos que el escenario base, representando un 28% de ahorro, y un ahorro similar se genera en el escenario 3, con un 27% respecto al escenario base. Esta reducción de emisiones se debe netamente al menor consumo energético que poseen los escenarios sinérgicos. Consecuentemente, en el escenario 2 es donde se reduce en mayor medida el consumo energético, siendo esta reducción equivalente al consumo de casi 500 mil hogares en Chile.

Al observar los resultados económicos de los tres escenarios de sinergias, en todos se obtienen ahorros respecto al escenario base, por lo que la elección del escenario que genere mayores beneficios a las empresas podría no ser evidente. Sin embargo, en el caso que las mineras posean restricciones de superficie o de contaminación ambiental, los escenarios que se deben priorizar son el 2 y el 3, dado que estos poseen los mayores ahorros en superficie y en emisiones de GEI. Esto indica que ambos escenarios son los que entregan los mejores resultados, tanto económicos como ambientales.

La sinergia de proyectos mineros estratégicos como la impulsión de agua, transmisión eléctrica, transporte de concentrado y mineral, plantas fotovoltaicas y uso de tranques de

relave, trae consigo beneficios económicos y ambientales. Ello indica que los beneficios generados por las sinergias no solo benefician a las empresas mineras, en el ámbito económico, sino que también reducen el impacto al medio ambiente. Las menores emisiones y superficie utilizada son los beneficios más importantes para las comunidades y el Estado, pues son beneficios sociales. De esta forma, es posible indicar que existen mejores formas de llevar a cabo los proyectos con relación a las prácticas actuales.

Aparte de las sinergias estudiadas, existen otras potenciales sinergias, mejoras u optimizaciones, en las etapas de construcción y operación de los distintos procesos. Incluso entre los mismos factores estudiados en esta tesis, como es el caso del consumo de energía y el uso de agua (Barret et al., 2014). Además, como futuras líneas de investigación, se podría valorizar económicamente la reducción de los impactos ambientales, ya sean las emisiones medioambientales o la superficie utilizada, esto provocaría que los beneficios económicos aumenten; también se podrían analizar sinergias en otras áreas de la minería como en las fundiciones, refinerías, puertos, entre otros; y por último, realizar el estudio de sinergias en faenas con alto potencial de poder concretarse como por ejemplo, Andina y Los Bronces o Collahuasi y Quebrada Blanca.

BIBLIOGRAFÍA

Abulnaga, B. E. (2002). *Slurry Systems Handbook*. New York: McGraw-Hill Professional, 800 p.

Acciona (2017). *Planta fotovoltaica El Romero Solar*. Santiago, Chile. Obtenido de Acciona: <http://www.acciona.cl/proyectos/energia/fotovoltaica/planta-fotovoltaica-el-romero-solar/>

Alvarado, S., Barrios, A., Jaques, I. y Maldonado, P. (2002). *Long term energy-related environmental issues of copper production*. *Energy*, 27 (2002) 183-196.

Alvarado, S., Jaques, I. y Maldonado, P. (1999). *Energy and environmental implications of copper production*. *Energy*, 24 (1999) 307-316.

Aravena, J. (2017). Comunicación personal de Jorge Aravena, empresa Transelec, el 22 de mayo del 2017. Santiago, Chile.

Araya, F., Ferrada, P., Fuentealba, E., Marzo, A., Parrado, C. y Portillo, C. (2015). *Photovoltaic performance and LCoE comparison at the coastal zone of the Atacama Desert, Chile*. *Energy Conversion and Management*, 95 (2015) 181-186.

Barros, A. y Pereira, G. (2013). *El impacto del tranque de Talabre en la comunidad Lickanantai de San Francisco de Chiu-Chiu*. Informe pericial. Atacama, Chile. 65 p. European Research Council.

Boyson, W. E., King, D. L. y Kratochvil, J. A. (2004). *Photovoltaic array performance model*. Informe inédito. California, Estados Unidos. 43 p. Sandia National Laboratories.

Bureau of Mines (1982). *Energy use in the copper industry*. Estados Unidos. Universidad de Princeton, 1(1982) 151-158.

Bustelo, D. (2014). *Corriente alterna vs corriente continua*. Informe inédito. Sevilla, España. Obtenido de Abengoa: <http://www.laenergiadelcambio.com/corriente-alterna-vs-corriente-continua>

Calvo, G., Mudd, G., Valero, A. y Valero, A. (2016). *Decreasing ore grades in global metallic mining: a theoretical issue or a global reality?*. Resources, 5 (2016) 36-49.

Caroca, C., Lobos, G., Marchant, C. y Vallejos, B. (2005). *El Mercado de los Bonos de Carbono “bonos verdes”: Una Revisión*. Revista Interamericana de Ambiente y Turismo, 1 (2005) 42-52.

Central Energía (2017). *Glosario del mercado eléctrico*. Informe inédito. Santiago, Chile. Obtenido de Central Energía: <http://www.centralenergia.cl/biblioteca/glosario-mercado-electrico/>

Chudinzow, D., Díaz-Alvarado, F., Díaz-Ferrán, G., Eltrop, L., Haas, J., Kracht, W., Moreno-Leiva, S., Palma-Behnke, R., Román, R. y Telsnig, T. (2017). *Towards solar power supply for copper production in Chile: Assessment of global warming potential using a life-cycle approach*. Journal of Cleaner Production, 164 (2017) 242-249.

CICITEM (2015). *Boletín Abril 2015*. Informe inédito. Santiago, Chile. 12 p. Obtenido del Centro de Investigación Científico Tecnológico para la Minería: http://www.cicitem.cl/boletin/Boletin_Abril_2015.pdf

Cisternas L., Donoso, M., Gálvez, E.D. y Robles, P.A (2013). *Particle size effect on the efficient use of wáter and energy in mineral concentration process*. Industrial and Engineering Chemistry Research, 52 (2013) 17686-17690.

Cisternas, L., Gálvez, E., Leyton Y. y Valderrama, J. (2016). *Agua de Mar Atacama: Oportunidades y avances para el uso sostenible de agua de mar en minería*. Chile: RIL Editores, 248 p.

Climatescope (2016). *Latin America & the Caribbean*. Informe inédito. Gran Bretaña. Obtenido de Climatescope: <http://2016.global-climatescope.org/en/region/lac/>

Cochilco (2016a). *Anuario de Estadísticas del Cobre y Otros Minerales 1997-2016*. Santiago, Chile. 168 p. Obtenido de Cochilco: <https://www.cochilco.cl/Paginas/Estadisticas/Publicaciones/Anuario.aspx>

Cochilco (2016b). *Cartera de proyectos 2016-2025*. Santiago, Chile. 81 p. Obtenido de Cochilco: <https://www.cochilco.cl/Paginas/Inicio.aspx>

Cochilco (2016c). *Emisiones de gases de efecto invernadero directos en la minería del cobre al año 2015*. Santiago, Chile. 19 p. Obtenido de Cochilco: <https://www.cochilco.cl/Paginas/Inicio.aspx>

Cochilco (2016d). *Informe sobre las emisiones indirectas de gases de efecto invernadero al 2015*. Santiago, Chile. 20 p. Obtenido de Cochilco: <https://www.cochilco.cl/Paginas/Inicio.aspx>

Cochilco (2017a). *Cartera de proyectos 2017-2026*. Santiago, Chile. 81 p. Obtenido de Cochilco: <https://www.cochilco.cl/Paginas/Inicio.aspx>

Cochilco (2017b). *Consumo de agua en la minería del cobre al 2016*. Santiago, Chile. 48 p. Obtenido de Cochilco: <https://www.cochilco.cl/Paginas/Inicio.aspx>

Cochilco (2017c). *Consumo de energía y recurso hídricos en la minería del cobre al año 2016*. Santiago, Chile. 32 p. Obtenido de Cochilco: <https://www.cochilco.cl/Paginas/Presentaciones/Presentaciones.aspx>

Cochilco (2017d). *Informe consumo de energía de la minería del cobre al año 2016*. Santiago, Chile. 31 p. Obtenido de Cochilco: <https://www.cochilco.cl/Paginas/Inicio.aspx>

Cochilco (2017e). *Inversión minera en Chile*. Santiago, Chile. 30 p. Obtenido de Cochilco: <https://www.cochilco.cl/Paginas/Sala-de-Prensa/Noticias.aspx?ID=171>

Cochilco (2017f). *Proyección de la producción de cobre en Chile 2016 - 2027*. Santiago, Chile. 44 p. Obtenido de Cochilco: <https://www.cochilco.cl/Paginas/Inicio.aspx>

Cochilco (2017g). *Proyección del consumo de energía eléctrica en la minería del cobre 2016-2027*. Santiago, Chile. 35 p. Obtenido de Cochilco: <https://www.cochilco.cl/Paginas/Inicio.aspx>

Cochilco (2017h). *Proyecciones de agua y energía eléctrica en la minería del cobre al 2027*. Santiago, Chile. 20 p. Obtenido de Cochilco: <https://www.cochilco.cl/Paginas/Presentaciones/Presentaciones.aspx>

Coordinador Eléctrico Nacional (2017). *Costo marginal en línea*. Santiago, Chile. Obtenido de Coordinador Eléctrico Nacional: <https://www.coordinador.cl/sistema-electrico-nacional/>

Coradir S.A. (2014). *Panel Solar Fotovoltaico, CORA-250 MW*. Informe inédito. Argentina. 4 p. Obtenido de Coradir: <https://www.coradir.com.ar/producto/detalle/panel-solar-cora250w>

Covarrubias, A., Eguiguren, P. (2008). *Eficiencia de las COREMA en la Calificación Ambiental. Serie Informe Medio Ambiente (SIMA)*. Santiago, Chile. Informe Medio Ambiente, 14 (2008) 1-28.

Dobos, A. P. (2014). *PVWatts version 5 manual*. Estados Unidos. 20 p. National Renewable Energy Laboratory. Obtenido de NREL: <https://www.nrel.gov/>

Embid, A. y Martín, L. (2017). *El nexo entre el agua, la energía y la alimentación en América Latina y el Caribe*. Santiago, Chile. Recursos Naturales e Infraestructura, 71 p. Chile: Cepal editores.

Espinoza, M. (2013). *Valor de los derechos de agua: Incidencia en las tarifas de agua potable*. Santiago, Chile. 35 p. Obtenido de Superintendencia Servicios Sanitarios de Chile: <http://www.siss.cl/577/w3-channel.html>

FCAB (2016). *Operaciones y clientes*. Santiago, Chile. Obtenido de Ferrocarril de Antofagasta Bolivia: <https://www.fcab.cl/empresas/operaciones/>

Ferro, G. y Lentini, E. (2015). *Eficiencia energética y regulación económica en los servicios de agua potable y alcantarillado*. Santiago, Chile. Recursos Naturales e Infraestructura, 70 p. Chile: Cepal editores.

Generadoras de Chile (2017). *Boletín del Mercado Eléctrico, Sector Generación*. Santiago, Chile. 27 p. Obtenido de Generadoras de Chile: <http://generadoras.cl/documentos>

Gironás, J., Meza, F., Oertel, M., Poblete, D., Suárez, F. y Vicuña, S. (2015). *Water–food–energy nexus in Chile: the challenges due to global change in different regional contexts*. Santiago, Chile. *Water International*, 40 (2015) 839-855.

Goldman Sachs (2016). *Supply wave needs demand to get on board*. *Copper* 85. 196 p.

Haestad Methods Water Solutions (2006). *Computer Applications in Hydraulic Engineering*. 396 p. Gran Bretaña: Bentley Institute Press, 7ed.

Harmsen, J., Patel, M. y Roes, A. (2013). *The impact of copper scarcity on the efficiency of 2050 global renewable energy scenarios*. *Energy*, 50 (2013) 62-73.

Heyer, E. (2017). Comunicación personal de Ernesto Heyer, empresa Pattern Energy, en el rubro de las ERNC, el 10 de octubre del 2017. Santiago, Chile.

Ingenieros (2011). *La era de las termoeléctricas*. Santiago, Chile. *Revista del Colegio de Ingenieros de Chile A.G*, 1 (2011) 25-27.

Janna, W. (2014). *Design of fluid thermal systems*. 656 p. USA: Cengage Learning, 4ed.

Lagos, G. (2013a). *Energía, piedra de tope de la minería en Chile*. Santiago, Chile. Obtenido de Gustavo Lagos: <http://www.gustavolagos.cl/publicaciones.html>

Lagos, G. (2013b). *Minería y medio ambiente*. Santiago, Chile. Obtenido de Gustavo Lagos: <http://www.gustavolagos.cl/publicaciones.html>

Lagos, G. (2016). *La huella ambiental de la minería del cobre: Un balance 2000-2015*. Santiago, Chile. Obtenido de Gustavo Lagos: <http://www.gustavolagos.cl/publicaciones.html>

Lagos, G. (2018a). Comunicación personal de Gustavo Lagos, especialista del departamento de Minería de la Pontificia Universidad Católica de Chile, el 2 de marzo del 2018. Santiago, Chile.

Lagos, G., Jara, J., Peters, D. y Videla, A. (2018b). *The effect of mine aging on the evolution of environmental footprint indicators in the Chilean copper mining industry 2001-2015*. *Journal of Cleaner Production*, 174 (2018) 389-400.

Landerretche, O. (2016). *¿Para qué una política minera?*. Informe inédito. Santiago, Chile. Obtenido de Voces Mineras: http://vmmm.cl/?page_id=139

Lima, M. y Meller, P. (2003). *Análisis y evaluación de un cluster minero en Chile*. Santiago, Chile. 316 p. Departamento de Ingeniería Industrial, Pontificia Universidad Católica de Chile.

Londoño-Correa, D. y Rivas, L. (2017). *Revisión del tema de sinergias corporativas: origen, resultados y beneficiarios*. *Estudios Gerenciales*, 33 (2017) 153-162.

Lorenzo, E. y Narvarte, L. (2008). *Tracking and ground cover ratio*. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 16(2008) 703-714.

Madridsolar (2012). *Guía técnica de la energía Solar Termoeléctrica*. Madrid, España. 320 p. Obtenido de Fernercom: <https://www.fenercom.com/pdf/publicaciones/Guia-tecnica-de-la-energia-solar-termoelectrica-fenercom-2012.pdf>

Mainstream (2017). *Qué es ERNC*. Santiago, Chile. Obtenido de Mainstream Renewable Power: <http://mainstreamrp.cl/tecnologia/que-es-ernc/>

Maksaev, V. (2001). *Impacto ambiental de la actividad minera*. Informe inédito. Santiago, Chile. 5 p. Obtenido de Centro de Computación Universidad de Chile: <https://www.cec.uchile.cl/>

Martínez, F. y Molina, A. (2017). *Modelo de generación fotovoltaica*. Informe inédito. Santiago, Chile. 14 p. Departamento Geofísica, Universidad de Chile.

Minería Chilena (2017). *Concesiones mineras superan el 100% del territorio disponible en dos regiones del país*. Santiago, Chile. Obtenido de Minería chilena: <http://www.mch.cl/>

Ministerio de Energía (2017). *Inventario de emisiones de GEI para pymes*. Santiago, Chile. Obtenido de Ministerio de Energía: <http://huelladecarbono.minenergia.cl/emision-para-el-sing>

Ministerio de Obras Públicas (2010). *Derechos de agua: Solicitud, regularización, mecanismos de protección*. Informe inédito. Santiago, Chile. 16 p. Obtenido de Dirección de obras públicas: <http://www.doh.gov.cl/Paginas/default.aspx>

Mott, R. (2006). *Mecánica de fluidos*. 644 p. México: Pearson Education, 6ed.

Nielsen, L. (2014). *Efecto de curvas en canales abiertos sobre el flujo de relaves*. Santiago, Chile. 80 p. Tesis de título de Ingeniería Civil Mecánica, Universidad de Chile.

Nordhaus, W. (2008). *A question of balance*. 256 p. Reino Unido: Yale University Press.

Northey, S., Haque, N. y Mudd, G. (2013). *Using sustainability reporting to assess the environmental footprint of copper mining*. Journal of Cleaner Production, 40(2013) 118-128.

Northey, S., Mohrb, S., Mudda, G.M., Wenga, Z. y Giurcob, D. (2014). *Modelling future copper ore grade decline based on a detailed assessment of copper resources and mining*. Resources, Conservation and Recycling, 83(2014) 190-201.

Nueva Unión (2017). *Descripción del proyecto*. Santiago, Chile. Obtenido de Nueva Unión: <http://www.nuevaunion.cl/nuestro-proyecto>

ODEPA (2017). *Energías renovables no convencionales*. Santiago, Chile. Obtenido de Ministerio de Agricultura: <http://www.odepa.cl/sub-intra-sectorial/energias-renovables-no-convencionales/>

Olivares, I. (2014). *Estudio de la fluidodinámica de relaves de diferentes concentraciones en cajones de distribución*. Santiago, Chile. 137 p. Tesis de título de Ingeniería Civil Mecánica, Universidad de Chile.

Ortiz, L., Cabanillas, D. y Fierro, R. (2010). *Equilibrio hidráulico en sistemas de bombeo minero: estudio de caso*. Revista chilena de ingeniería, 18(2010) 335-342.

Poblete, A. (2012). *Potencial de recuperación energética en relaves de la gran minería del cobre*. Santiago, Chile. 131 p. Tesis de título de Ingeniería Civil Eléctrica, Universidad de Chile.

Rayo, J.D. (2017). Comunicación personal de Juan David Rayo, empresa JRI Ingeniería, especialista en ingeniería para minería, el 1 de agosto del 2017. Santiago, Chile.

Rayo, J.D., Encina, V. y Rayo, J.C. (2017). *Wasteless Mining*. Santiago, Chile. 9 p. 5th International Seminar on Environmental Issues in Mining.

Rejano, L. (2014). *Diferencias entre energía termosolar y fotovoltaica*. Informe inédito. Obtenido de Abengoa: <http://www.laenergiadelcambio.com/diferencias-entre-energia-termosolar-y-fotovoltaica-2#comment-36799>

Rudnick, H. (1999). *Remuneración de la red*. Informe inédito. Santiago, Chile. 84 p. Obtenido de Departamento Ingeniería Eléctrica, Pontificia Universidad Católica de Chile: <http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/creg/rudnick.pdf>

Sernageomin (2016). *Geoquímica de Superficie de Depósitos de Relaves de Chile*. Santiago, Chile. 10 p. Obtenido de Sernageomin:

<http://www.sernageomin.cl/sernageomin-presenta-registro-geoquimico-de-los-depositos-de-relaves/>

Silva, C. (2013). *Planificación Central del SING*. Informe inédito. Santiago, Chile. 78 p. Departamento de Ingeniería Eléctrica, Pontificia Universidad Católica de Chile.

SNI (2014). *Inventario nacional de gases de efecto invernadero de Chile, serie temporal 1990-2010*. Santiago, Chile. 202 p. Obtenido de Sistema Nacional de Inventarios de Gases de Efecto Invernadero: <http://www.snichile.cl/documentos>

Spiess, F. (2017). *Distribución y ocurrencia de mercurio en el yacimiento de tipo pórfido cobre-molibdeno río blanco, Región de Valparaíso, Chile*. Santiago, Chile. 96 p. Tesis de título de Geología, Universidad de Chile.

Valor Minero (2015). *Minería Chilena: del crecimiento al desarrollo*. Santiago, Chile. 35 p. Obtenido de Valor Minero: <http://www.valorminero.cl/biblioteca/documentos-valor-minero/>

Willaarts, B., Garrido, A. y Llamas, R. (2014). *Water for Food Security and Well-Being in Latin American and the Caribbean*. 454 p. Estados Unidos: Routledge.

Wills, B. (2006). *An introduction to the practical aspects of ore treatment and mineral recovery*. 456 p. Reino Unido: Butterworth-Heinemann, 7ed.

World Economic Forum (2008). *Thirsty Energy: Water and Energy in the 21st Century*. 53 p. Estados Unidos: Cambridge Energy Research Associates.

Zegarra, L. (2016). *Duración de la evaluación de los estudios de impacto ambiental de los proyectos mineros greenfield en Chile: 1997-2015*. Santiago, Chile. 91 p. Tesis de Magíster en Ingeniería, Pontificia Universidad Católica de Chile.

ANEXOS

ANEXO A: CAPACIDAD INSTALADA EN EL SING

SING	Capacidad [MW]
■ Gas Natural	1.936,5
■ Carbón	2.667,7
■ Fuel Oil	310,2
■ Diesel	174,7
■ Eólico	90,0
■ Diesel + Fuel Oil	40,8
■ Cogeneración	17,5
■ Pasada	10,9
■ Solar	110,5
Total	5.358,7

Figura A-1: Capacidad energética del SING (Generadoras de Chile, 2017)

ANEXO B: DERECHOS DE AGUA

Tabla B-1: Valores derechos de agua, fuente subterránea (Espinoza, 2013)

Acuífero	VAC (UF/l/s)
Acuífero Pampa (I)	912,65
Acuífero Azapa (I)	925,97
Acuífero Lluta (I)	860,34
Acuífero Pica (I)	361,30
Acuífero La Puerta – Mal Paso-Copiapó (III)	202,02
Acuífero Copiapó – Piedra Colgada (III)	151,77
Acuífero Vallenar Bajo (III)	113,05
Acuífero Vallenar Alto (III)	40,37
Acuífero Culebrón Lagunillas - Elqui Bajo (IV)	79,00
Acuífero Choapa Sc Illapel (IV)	206,00
Acuífero Choapa Sc Alto (IV)	206,00
Acuífero Limari Sc Huatalume (IV)	158,00
Acuífero Choapa Sc Canela (IV)	91,00
Acuífero Casablanca (V)	141,89
Acuífero La Ligua (V)	137,94
Acuífero Maipo Desembocadura (V)	50,71
Acuífero Petorca (V)	65,60
Acuífero Puchuncaví (V)	83,22
Acuífero Quillota (V)	75,01
Acuífero Melipilla (RM)	54,41
Acuífero Puangue (RM)	63,26
Acuífero Santiago Central (RM)	96,78
Acuífero Santiago Sur (RM)	60,45
Acuífero Til Til (RM)	78,20
Acuífero Colina Sur (RM)	85,52
Acuífero VI	18,15

Tabla B-1: Valores derechos de agua, fuente superficial (Espinoza, 2013)

Fuentes Superficiales	VAC (UF/l/s)
Río Loa (II)	1.602,00
Río Elqui (Embalse Puclaro) (IV)	120,66
1ª sección Río Aconcagua (V)	107,32
2ª sección Río Aconcagua (V)	81,00
3ª sección Río Aconcagua (V)	28,52
3ª sección Río Maipo (V)	32,13
1ª sección Río Putaendo (V)	57,84
1ª sección Río Maipo (RM)	112,87
Primera Sección Río Cachapoal (UF/l/s)	92,50
Captación Licanheu (Superficial Costero VI)	38,77
Laguna El Ancho (Superficial Costero VI)	38,77
Superficiales con disponibilidad (VII)	-
Río Bio Bio (VIII)	4,38
Superficial Costero Sin disponibilidad (VIII)	16,73
Angol y Collipulli (IX)	13,94
Traiguén y Victoria (IX)	20,82
Curacautín y Lautaro (IX)	7,07
Temuco (Cunco+Freire), Pitrufquén y Toltén (IX)	9,66
Temuco (Vilcun) (IX)	10,72
Pucón (IX)	81,83
Loncoche (IX)	3,98
Puerto Saavedra (IX)	7,74
Superficiales sin disponibilidad (X)	3,98
Superficiales sin disponibilidad (XI)	0,42
Superficiales sin disponibilidad (XII)	5,58

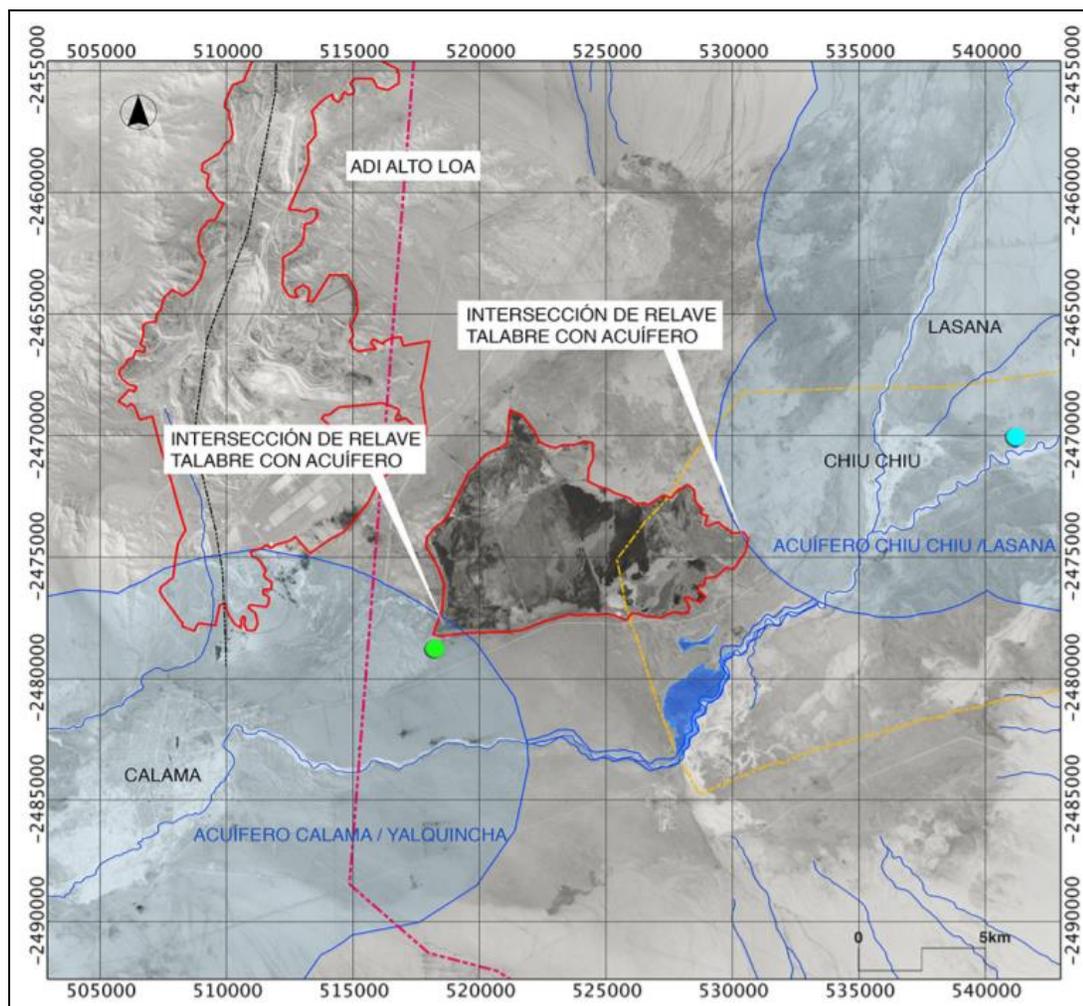
ANEXO C: TRANQUE TALABRE

Figura C-1: Ubicación tranque Talabre y otras localidades (Barros y Pereira, 2013)

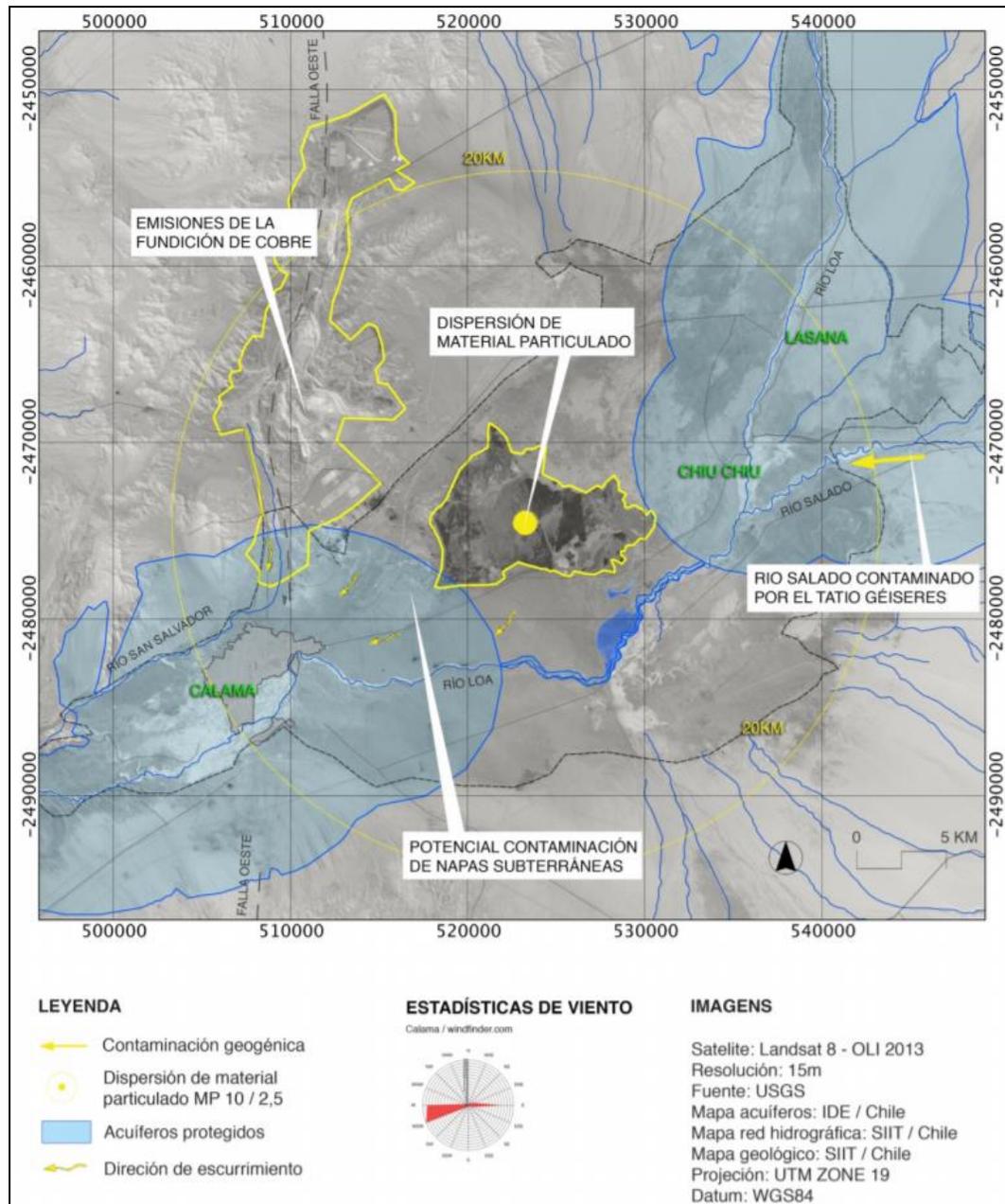


Figura C-2: Rango de emisiones tranque Talabre (Barros y Pereira, 2013)

ANEXO D: UBICACIÓN PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA



Figura D-1: Planta Solar Fotovoltaica

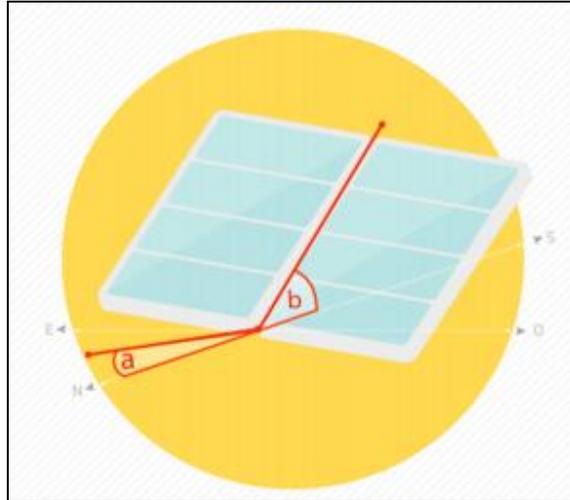
ANEXO E: TIPOS DE PANELES FOTOVOLTAICOS

Figura E-1: Panel fijo horizontal (Martínez y Molina, 2017)

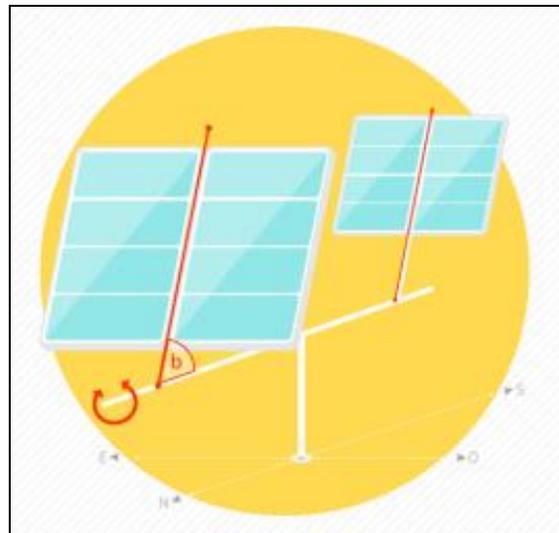


Figura E-2: Panel con seguimiento en eje horizontal (Martínez y Molina, 2017)

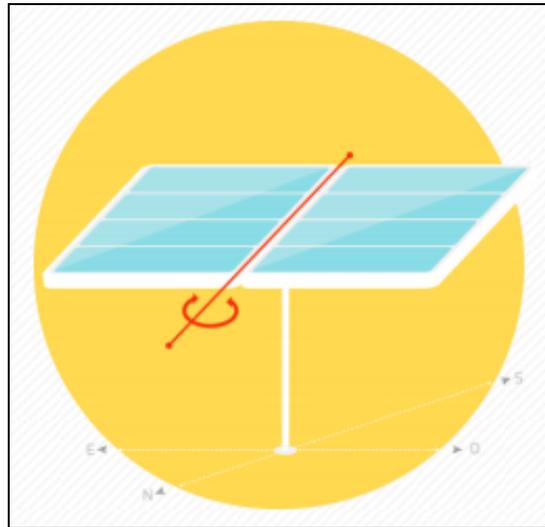


Figura E-3: Panel con seguimiento en eje horizontal (Martínez y Molina, 2017)

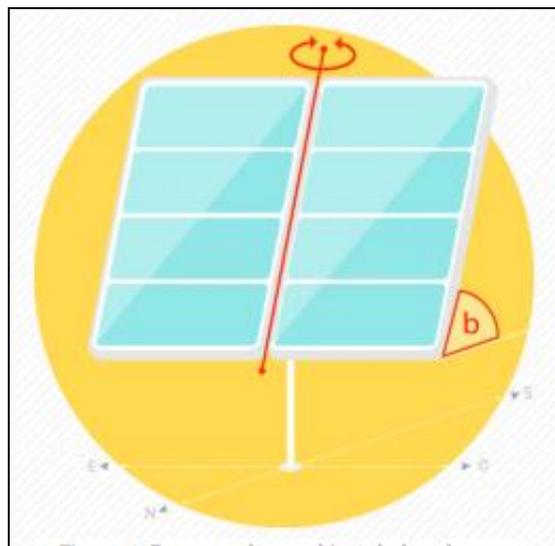


Figura E-4: Panel con seguimiento en eje vertical (Martínez y Molina, 2017)

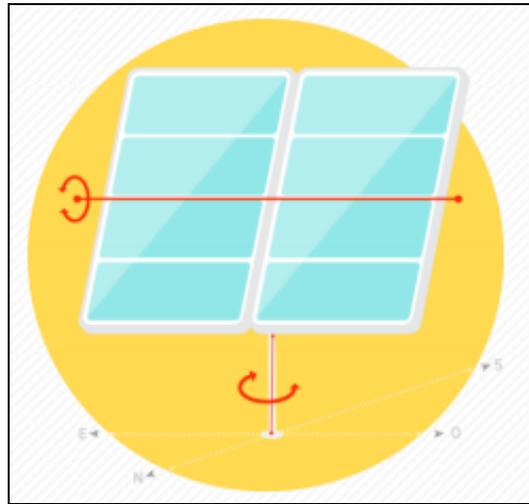


Figura E-5: Panel con seguimiento en dos ejes (Martínez y Molina, 2017)

ANEXO F: UBICACIÓN ACUEDUCTOS

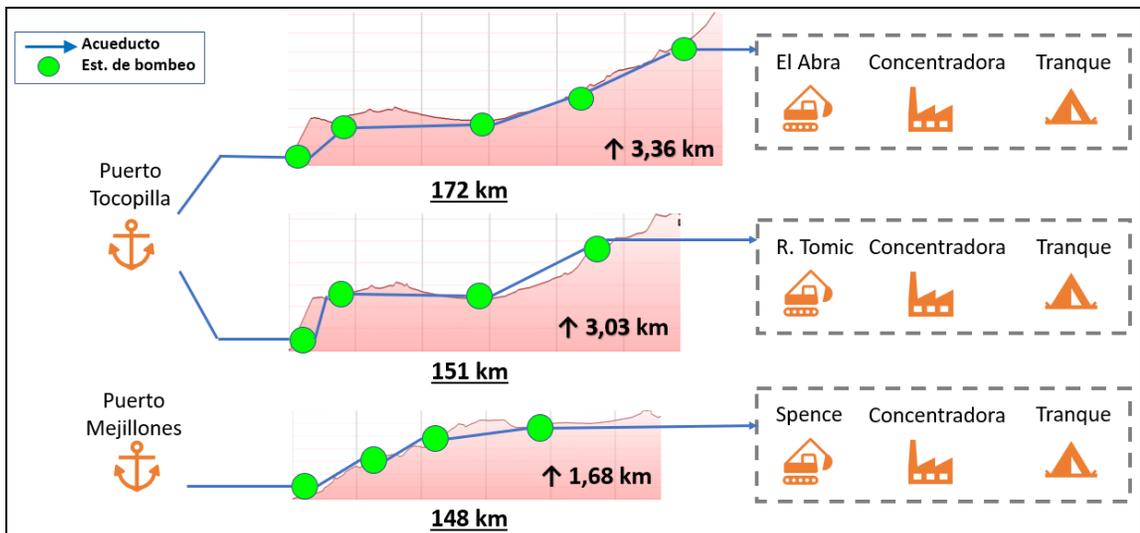


Figura F-1: Escenario Base



Figura F-2: Escenario 1 (Sinergia Lineal)

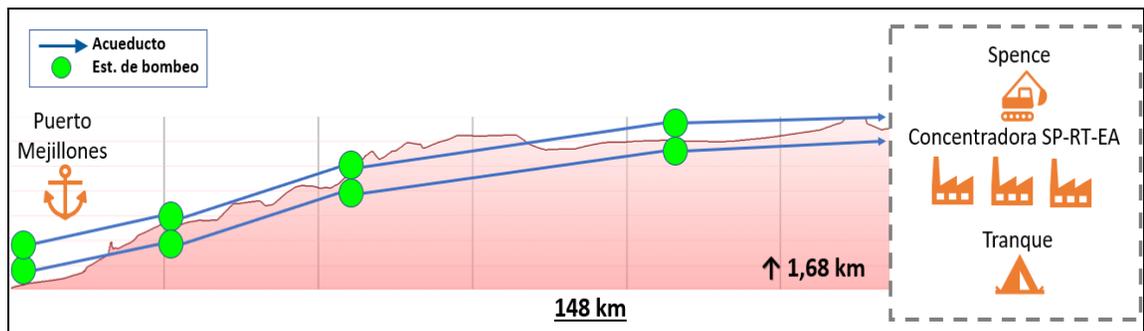


Figura F-3: Escenario 2 (Sector Spence)

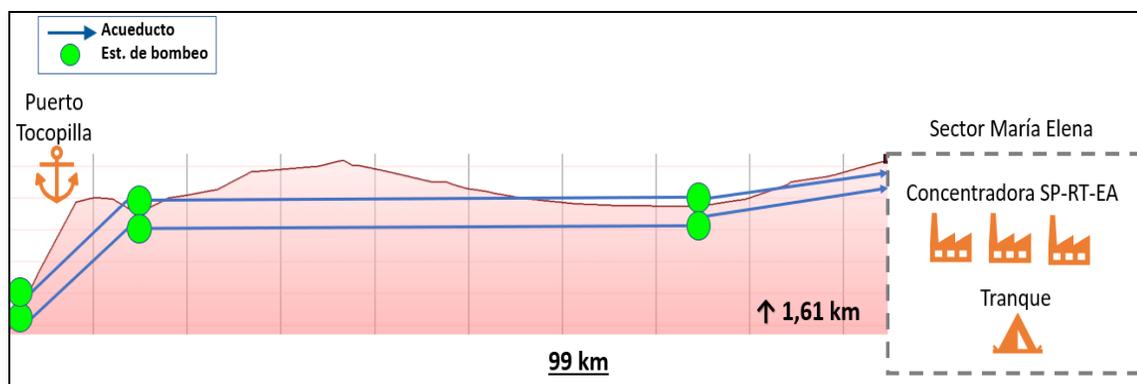


Figura F-4: Escenario 3 (Sector María Elena)

ANEXO G: CARACTERÍSTICAS ACUEDUCTOS

Tabla G-1: Escenario Base

Escenario Base				
ACUEDUCTO	SPENCE	R. TOMIC	EL ABRA	Unidad
Caudal	801	704	734	l/seg
Diámetro tubería	0,62	0,55	0,57	m
Rugosidad acero	0,0001	0,0001	0,0001	m
Densidad agua (20°C)	1.000	1.000	1.000	kg/m ³
Viscosidad dinámica agua (20°C)	0,0010	0,0010	0,0010	kg/(m·s)

Tabla G-2: Escenario 1 (Sinergia Lineal)

Escenario 1				
ACUEDUCTO	SPENCE	R. TOMIC	EL ABRA	Unidad
Caudal	1.120	1.439	734	l/seg
Diámetro tubería	0,87	1,12	0,57	m
Rugosidad acero	0,0001	0,0001	0,0001	m
Densidad agua (20°C)	1.000	1.000	1.000	kg/m ³
Viscosidad dinámica agua (20°C)	0,0010	0,0010	0,0010	kg/(m·s)

Tabla G-3: Escenario 2 (Sector Spence)

Escenario 2		
ACUEDUCTO	SPENCE	Unidad
Caudal	1.490	l/seg
Diámetro tubería	1,16	m
Rugosidad acero	0,0001	m
Densidad agua (20°C)	1.000	kg/m ³
Viscosidad dinámica agua (20°C)	0,0010	kg/(m-s)

Tabla G-4: Escenario 3 (Sector María Elena)

Escenario 3		
ACUEDUCTO	SPENCE	Unidad
Caudal	1.590	l/seg
Diámetro tubería	1,24	m
Rugosidad acero	0,0001	m
Densidad agua (20°C)	1.000	kg/m ³
Viscosidad dinámica agua (20°C)	0,0010	kg/(m-s)

ANEXO H: PROBABILIDAD Y TIEMPO DE FALLA DE LOS DUCTOS

Tabla H-1: Probabilidad de falla (anual) y tiempo de reparación acueductos (días) (Rayo, 2017)

AñosOp.	Bloqueo	Rotura Nat.	Rotura Op.
570	10	16	42
P :	0,018%	2,8%	0,74%
	Tiempo reparación: 7 días por lo menos	Tiempo reparación: 15 días por lo menos	Tiempo reparación: 3 días por lo menos
	<p>Un Bloque de una línea de transporte de pulpa, depende de la longitud del bloqueo y si no se puede destapar con presión, se debe reemplazar el tramo. De forma general se debe considerar lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> - identificar el tramo bloqueado. - disponer de tubería para recambio. - disponer de maquinaria y operadores (contratista) - descubrir la línea. - reemplazar la línea (uniones , soldaduras, pruebas de calidad, protocolos de reinicio, pruebas de estanqueidad o hidráulicas, procesos de Puesta en Marcha) - solicitar permisos para reiniciar operación (Autoridad) - en paralelo a todo lo anterior, realizar limpieza de lo derramado al medio ambiente. 	<p>Una rotura de una línea de transporte de pulpa por evento natural extremo, depende de la longitud del evento natural sobre el ducto, por lo que se debe reemplazar el tramo. De forma general se debe considerar lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> - identificar el tramo siniestrado y evaluar cambio de trazado acelerado. - disponer de tubería para recambio. - disponer de maquinaria y operadores (contrato contratista) - descubrir la línea. - reemplazar la línea (uniones , soldaduras, pruebas de calidad, protocolos de reinicio, pruebas de estanqueidad o hidráulicas, procesos de Puesta en Marcha) - realizar obras de estabilidad de los terrenos comprometidos en el evento natural. - solicitar permisos para reiniciar operación (Autoridad) - en paralelo a todo lo anterior, realizar limpieza de lo derramado al medio ambiente. 	<p>Una rotura de una línea de transporte de pulpa por evento de rotura operacional, depende de poder identificar con rapidez el punto de falla, y reemplazar el tramo. De forma general se debe considerar lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> - identificar el punto siniestrado. - disponer de tubería para recambio. - disponer de maquinaria y operadores (contrato contratista) - descubrir la línea. - reemplazar la línea (uniones , soldaduras, pruebas de calidad, protocolos de reinicio, pruebas de estanqueidad o hidráulicas, procesos de Puesta en Marcha) - solicitar permisos para reiniciar operación (Autoridad) - en paralelo a todo lo anterior, realizar limpieza de lo derramado al medio ambiente.

Tabla H-2: Probabilidad de falla (anual) y tiempo de reparación concentraductos (días)
(Rayo, 2017)

Años Op.	Bloqueo	Rotura Nat.	Rotura Op.
570	10	16	42
P :	1.8%	2.8%	7.4%
	Tiempo reparación: 7 días por lo menos	Tiempo reparación: 15 días por lo menos	Tiempo reparación: 3 días por lo menos
	<p>Un Bloqueo de una línea de transporte de pulpa, depende de la longitud del bloqueo y si no se puede destapar con presión, se debe reemplazar el tramo. De forma general se debe considerar lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> - identificar el tramo bloqueado. - disponer de tubería para recambio. - disponer de maquinaria y operadores (contratista) - descubrir la línea. - reemplazar la línea (uniones , soldaduras, pruebas de calidad, protocolos de reinicio, pruebas de estanqueidad o hidráulicas, procesos de Puesta en Marcha) - solicitar permisos para reiniciar operación (Autoridad) - en paralelo a todo lo anterior, realizar limpieza de lo derramado al medio ambiente. 	<p>Una rotura de una línea de transporte de pulpa por evento natural extremo, depende de la longitud del evento natural sobre el ducto, por lo que se debe reemplazar el tramo. De forma general se debe considerar lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> - identificar el tramo siniestrado y evaluar cambio de trazado acelerado. - disponer de tubería para recambio. - disponer de maquinaria y operadores (contrato contratista) - descubrir la línea. - reemplazar la línea (uniones , soldaduras, pruebas de calidad, protocolos de reinicio, pruebas de estanqueidad o hidráulicas, procesos de Puesta en Marcha) - realizar obras de estabilidad de los terrenos comprometidos en el evento natural. - solicitar permisos para reiniciar operación (Autoridad) - en paralelo a todo lo anterior, realizar limpieza de lo derramado al medio ambiente. 	<p>Una rotura de una línea de transporte de pulpa por evento de rotura operacional, depende de poder identificar con rapidez el punto de falla, y reemplazar el tramo. De forma general se debe considerar lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> - identificar el punto siniestrado. - disponer de tubería para recambio. - disponer de maquinaria y operadores (contrato contratista) - descubrir la línea. - reemplazar la línea (uniones , soldaduras, pruebas de calidad, protocolos de reinicio, pruebas de estanqueidad o hidráulicas, procesos de Puesta en Marcha) - solicitar permisos para reiniciar operación (Autoridad) - en paralelo a todo lo anterior, realizar limpieza de lo derramado al medio ambiente.

ANEXO I: UBICACIÓN CONCENTRADUCTOS

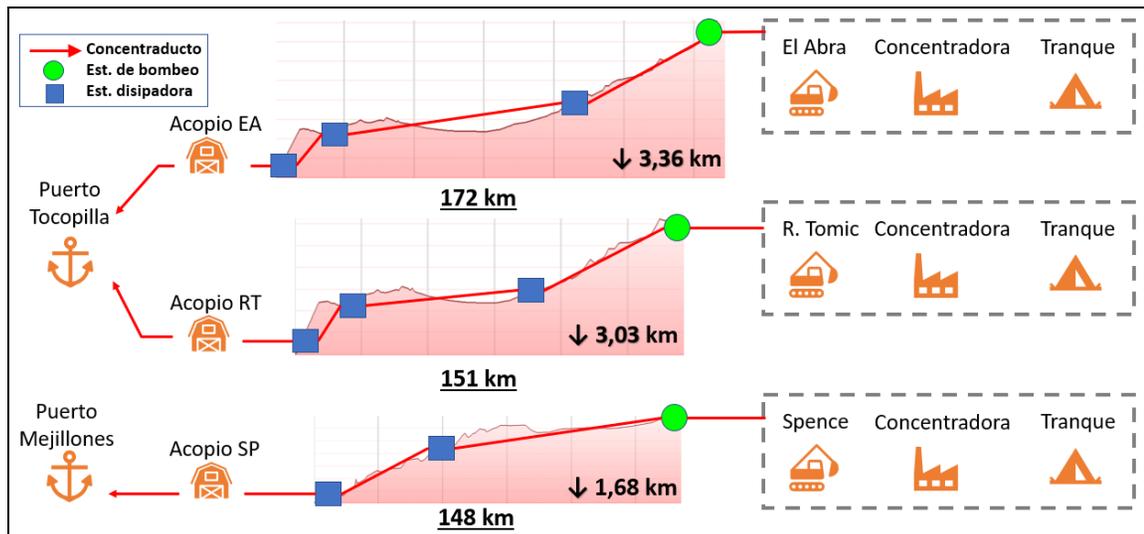


Figura I-1: Escenario Base

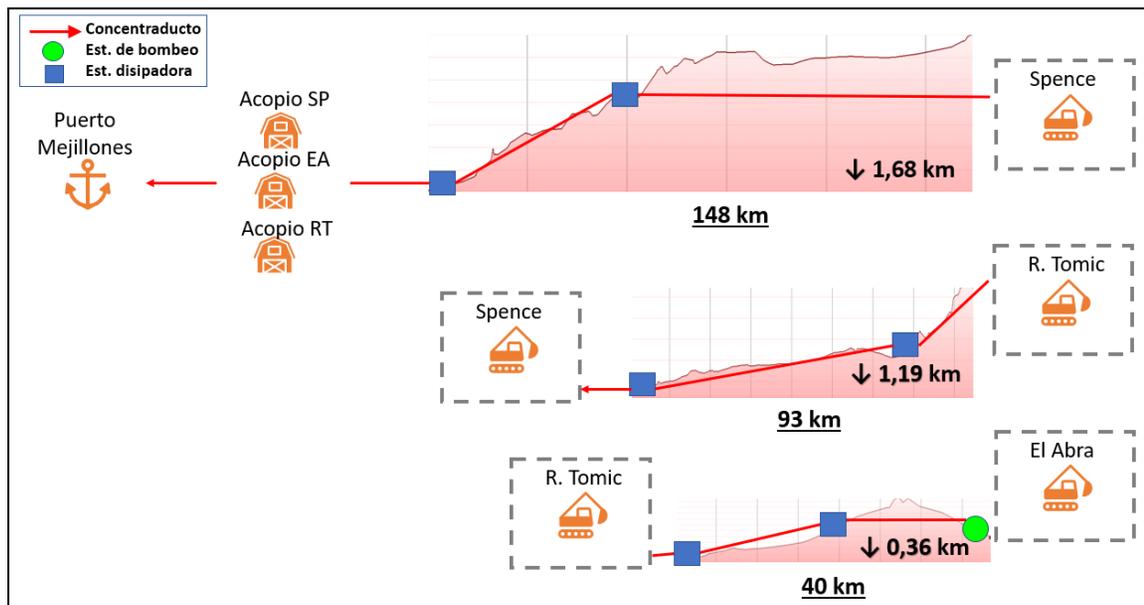


Figura I-2: Escenario 1 (Sinergia Lineal)

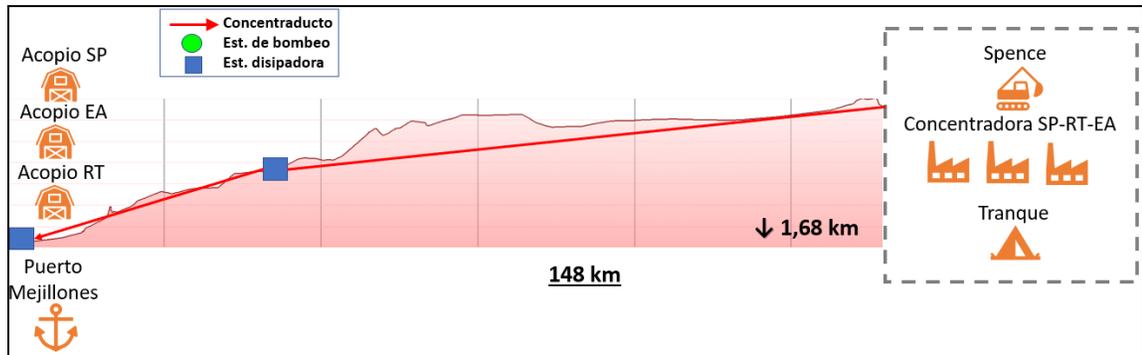


Figura I-3: Escenario 2 (Sector Spence)

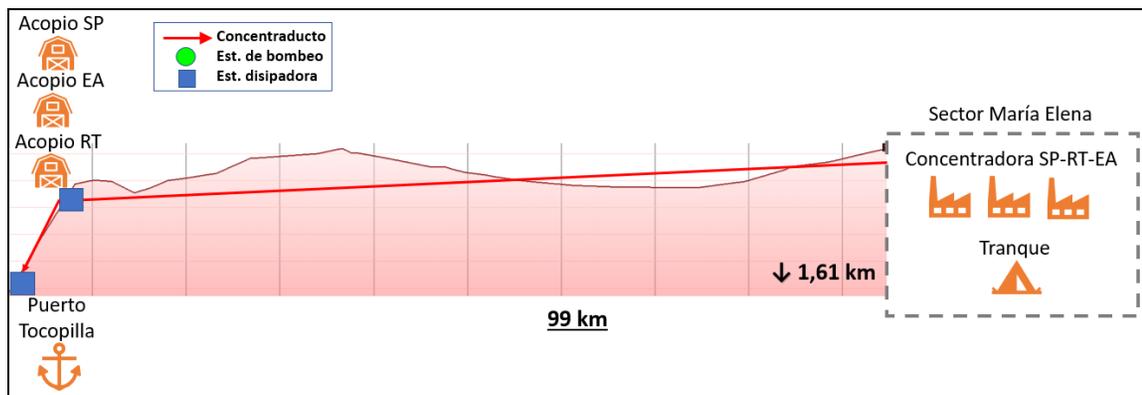


Figura I-4: Escenario 3 (Sector María Elena)

ANEXO J: CARACTERÍSTICAS CONCENTRADUCTOS

Tabla J-1: Escenario Base

Escenario Base				
CONCENTRADUCTO	SPENCE	R. TOMIC	EL ABRA	Unidad
Caudal	175	206	313	ton/hr
Diámetro tubería	0,14	0,16	0,25	m
Rugosidad acero	0,0001	0,0001	0,0001	m
Densidad concen. (20°C)	1.657	1.657	1.657	kg/m ³
Viscosidad dinámica concen. (20°C)	0,0075	0,0075	0,0075	kg/(m-s)

Tabla J-2: Escenario 1 (Sinergia Lineal)

Escenario 1				
CONCENTRADO	SPENCE	R. TOMIC	EL ABRA	Unidad
Caudal	694	519	313	ton/hr
Diámetro tubería	0,55	0,41	0,25	m
Rugosidad acero	0,0001	0,0001	0,0001	m
Densidad concen. (20°C)	1.000	1.000	1.000	kg/m ³
Viscosidad dinámica concen. (20°C)	0,0010	0,0010	0,0010	kg/(m-s)

Tabla J-3: Escenario 2 (Sector Spence)

Escenario 2		
CONCENTRADO	SPENCE	Unidad
Caudal	694	ton/hr
Diámetro tubería	0,55	m
Rugosidad acero	0,0001	m
Densidad concen. (20°C)	1.000	kg/m ³
Viscosidad dinámica concen. (20°C)	0,0010	kg/(m-s)

Tabla J-4: Escenario 3 (Sector María Elena)

Escenario 3		
CONCENTRADO	SPENCE	Unidad
Caudal	694	ton/hr
Diámetro tubería	0,55	m
Rugosidad acero	0,0001	m
Densidad concen. (20°C)	1.000	kg/m ³
Viscosidad dinámica concen. (20°C)	0,0010	kg/(m-s)

ANEXO K: DIMENSIONES *HOLDING TANKS*

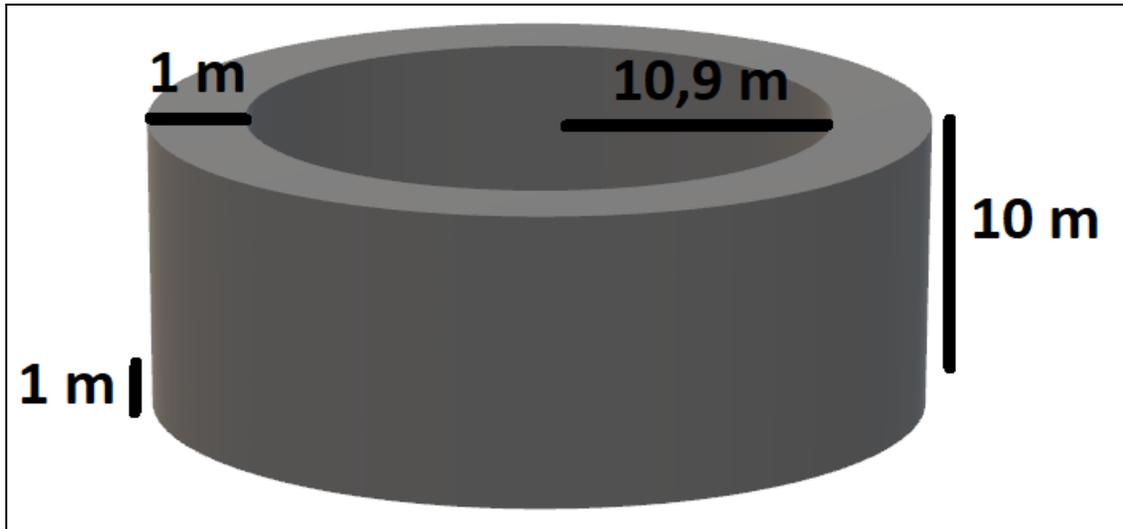


Figura K-1: *Holding tank*

ANEXO L: UBICACIÓN MINERODUCTOS

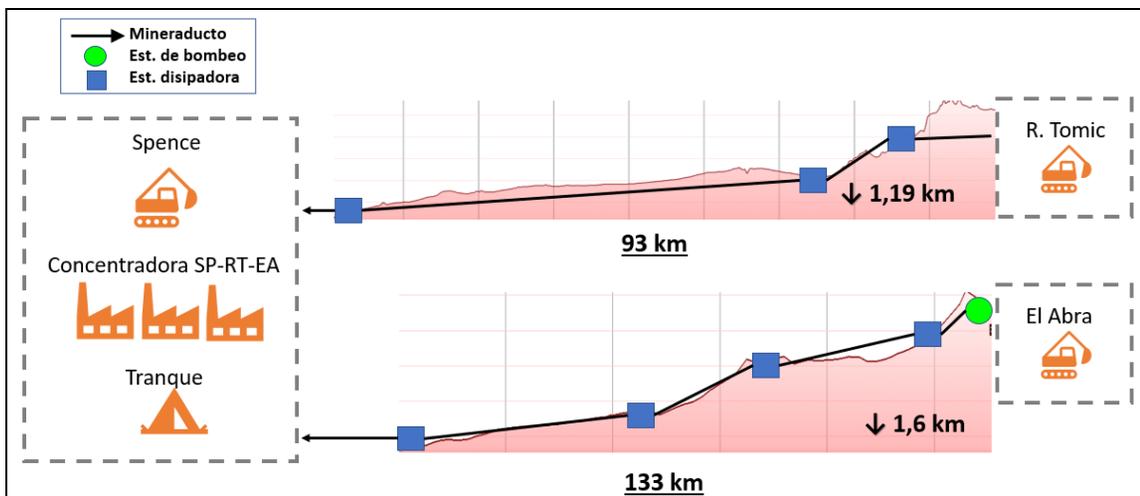


Figura L-1: Escenario 2 (Sector Spence)

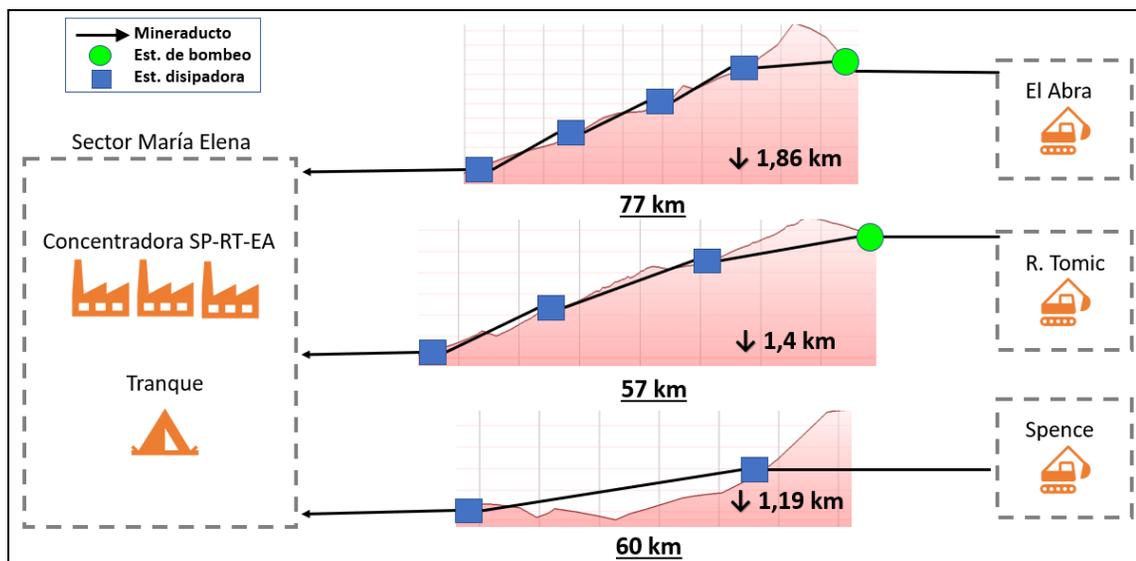


Figura L-2: Escenario 3 (Sector María Elena)

ANEXO M: CARACTERÍSTICAS MINERODUCTOS

Tabla M-1: Escenario 2 (Sector Spence)

Escenario 2			
MINERODUCTO	R. TOMIC	EL ABRA	Unidad
Caudal	4.792	7.292	ton/hr
Diámetro tubería	0,81	1,24	m
Rugosidad acero	0,0001	0,0001	m
Densidad mineral (20°C)	1.657	1.657	kg/m ³
Viscosidad dinámica concen. (20°C)	0,0075	0,0075	kg/(m-s)

Tabla M-2: Escenario 3 (Sector María Elena)

Escenario 3				
MINERODUCTO	SPENCE	R. TOMIC	EL ABRA	Unidad
Caudal	4.063	4.792	7.292	ton/hr
Diámetro tubería	0,69	0,81	1,24	m
Rugosidad acero	0,0001	0,0001	0,0001	m
Densidad mineral (20°C)	1.657	1.657	1.657	kg/m ³
Viscosidad dinámica concen. (20°C)	0,0010	0,0010	0,0010	kg/(m-s)

ANEXO N: DIMENSIONES CANALETAS DE RELAVE

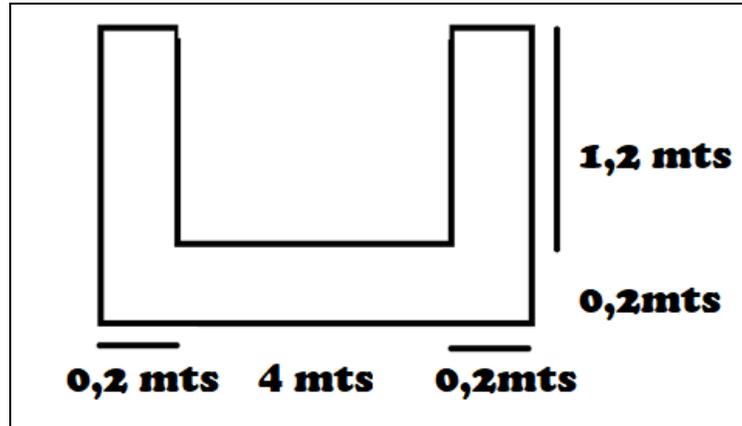


Figura N-1: Canaleta Spence

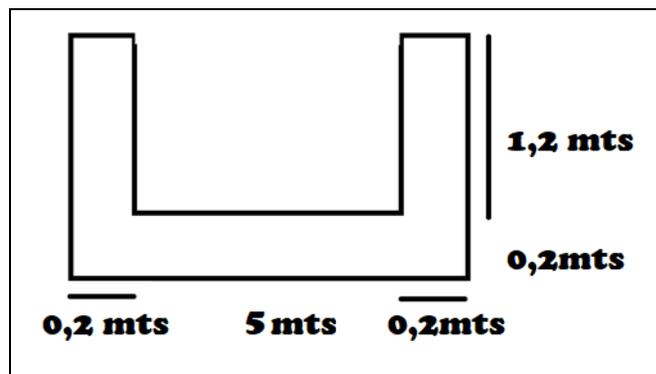


Figura N-2: Canaleta Radomiro

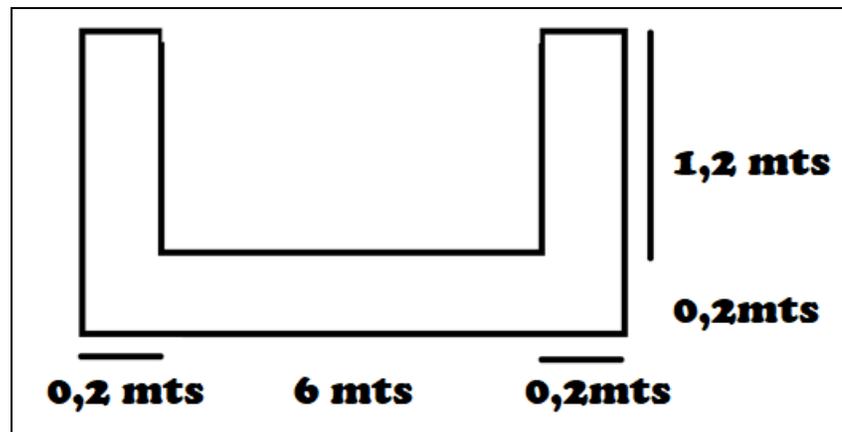


Figura N-3: Canaleta El Abra

ANEXO O: EMISIÓN DE PARTÍCULAS

Tabla O-1: Resumen de emisiones durante la construcción de ductos

	EMISIONES			
	MP10 (ton/año)	Ahorro	MP2,5 (ton/año)	Ahorro
EB	78		30	
E1	52	25	20	10
E2	49	29	19	11
E3	36	41	14	16

ANEXO P: AHORROS A 25 AÑOS

Tabla P-1: Ahorros en un periodo de 25 años

	VPN (MMUS\$)		SUPERFICIE (HAS)		CO2eq (kton)	
ESCENARIO BASE	9.855		14.624		65.901	
	AHORRO		AHORRO		AHORRO	
ESCENARIO 1	2.031	21%	770	5%	12.875	20%
ESCENARIO 2	2.747	28%	3.387	23%	18.342	28%
ESCENARIO 3	3.022	31%	4.485	31%	18.051	27%