



UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN - CHILE
FACULTAD DE INGENIERÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

Conexión de parques fotovoltaicos de alta potencia a sistemas de distribución de grandes complejos mineros

Tesis presentada a la Escuela de Graduados de la Universidad de Concepción para optar al grado de Magíster en Ingeniería Eléctrica

Por: Daniel Ernesto Hoffmann Decker
Profesor guía: Dr. Luis Morán Tamayo

Concepción, marzo de 2024

© 2024, Daniel Ernesto Hoffmann Decker. Se autoriza la reproducción total o parcial, con fines académicos, por cualquier medio o procedimiento, incluyendo siempre la cita bibliográfica del presente documento y su autor.

Conexión de parques fotovoltaicos de alta potencia a sistemas de distribución de grandes complejos mineros

Daniel Ernesto Hoffmann Decker

Una Tesis del

Departamento de Ingeniería Eléctrica

Presentada en Cumplimiento Parcial de los Requerimientos del Grado de Magíster en ciencias con Mención en Ingeniería Eléctrica de la Dirección de Postgrado de la Universidad de Concepción, Chile

Marzo 2024

© Daniel Ernesto Hoffmann Decker, 2024

Resumen

En el contexto de una creciente preocupación por la sostenibilidad ambiental y el concepto emergente de "cobre verde", nace el Decreto 2 del Ministerio de Minería como estrategia o política Nacional Minera 2050, destacando la importancia de la minería en la economía chilena y la necesidad de adaptarse a las demandas de sostenibilidad, cambio climático, desafíos sociales, culturales y energéticos. Para esto, se enfatiza en la importancia de la innovación tecnológica, en particular, la integración de sistemas de energía renovable para satisfacer las crecientes demandas energéticas de forma sostenible. No obstante, esta integración plantea desafíos que hace necesario evaluar la factibilidad técnica y económica de la conexión de sistemas de generación de alta potencia. Para el caso de los complejos mineros, esto implica analizar diversos factores, como los impactos sobre la calidad de suministro eléctrico o costos asociados a la implementación.

Bajo este contexto, el objetivo de esta tesis es evaluar la factibilidad técnica y económica de integrar parques fotovoltaicos de alta potencia a los sistemas de distribución de grandes complejos mineros. La metodología implementada considera el estudio de patrones de consumo y fallas eléctricas, además del análisis de criterios de diseño y de ubicación de los sistemas PV al interior de los complejos mineros. Esto se demuestra con simulaciones estáticas y dinámicas del sistema eléctrico que permiten evaluar el impacto de los parques fotovoltaicos en la calidad del suministro y operación del sistema eléctrico, finalizando con un análisis de factibilidad económica.

Los resultados obtenidos confirman la hipótesis de que la conexión de parques solares de alta potencia mejora la operación y calidad de los sistemas de distribución en complejos mineros. El principal aporte de este trabajo es demostrar que la conexión de sistemas PV permite optimizar la regulación de tensión y aumentar la continuidad del servicio en caso de fallas, aspectos clave para la operación eficiente y confiable de los complejos mineros. En particular, la generación fotovoltaica centralizada o conectada directamente a las subestaciones principales con control de reactivos tipo Volt-VAR, ha demostrado ser efectiva para regular el voltaje cerca de las cargas críticas del sistema. Además, la evaluación económica resalta la viabilidad económica de la integración fotovoltaica, alineándose con las metas de sostenibilidad y responsabilidad ambiental de la industria, ofreciendo ahorros significativos en costos energéticos y un corto periodo de recuperación de la inversión, destacando como una solución para los desafíos técnicos y medioambientales de la gran minería del cobre.

Tabla de Contenidos

LISTA DE TABLAS	VIII
LISTA DE FIGURAS	XI
ABREVIACIONES	XV
1. INTRODUCCIÓN	1
1.1. INTRODUCCIÓN GENERAL	1
1.2. HIPÓTESIS DE TRABAJO	3
1.3. OBJETIVOS	3
1.3.1. Objetivo General	3
1.3.2. Objetivos Específicos	3
1.4. ALCANCES Y LIMITACIONES	4
1.5. TEMARIO Y METODOLOGÍA	4
1.6. TRABAJOS PREVIOS	5
1.6.1. Criterio de diseño y operación de sistemas fotovoltaicos	5
1.6.2. Control de inversores e inyección de reactivos para sistemas fotovoltaicos	12
1.6.3. Integración de BESS	17
1.6.4. Efectos de contaminación por material particulado en paneles fotovoltaicos	18
1.7. DISCUSIÓN BIBLIOGRÁFICA	19
2. CARACTERÍSTICAS DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN Y DE LA DEMANDA EN SISTEMAS MINEROS	23
2.1. INTRODUCCIÓN	23
2.2. CARACTERÍSTICAS DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN Y SUS PRINCIPALES CARGAS ELÉCTRICAS	23
2.2.1. Procesos comunes: perforación, tronadura, carguío, transporte y chancado	24
2.2.2. Procesos productivos para óxidos	28
2.2.3. Procesos productivos para sulfuros	31
2.3. ESTUDIO DE LA DEMANDA ASOCIADOS A LOS PROCESOS MÁS IMPORTANTES	33
2.3.1. Área mina	35
2.3.2. Planta de cátodos	36

2.3.3.	Planta concentradora.....	37
2.4.	CARACTERIZACIÓN DE LAS FALLAS MÁS FRECUENTES.....	39
2.5.	DISCUSIÓN Y CONCLUSIONES	45
3.	CARACTERÍSTICAS DEL PARQUE FOTOVOLTAICO.....	46
3.1.	INTRODUCCIÓN	46
3.2.	CRITERIOS DE DISEÑO Y EMPLAZAMIENTO.....	48
3.3.	DIMENSIONAMIENTO	51
3.4.	MECANISMOS Y PUNTOS DE OPERACIÓN DE LOS INVERSORES	54
3.5.	DISCUSIÓN Y CONCLUSIONES	58
4.	OPERACIÓN DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN CONECTADOS A PARQUES FOTOVOLTAICOS DE ALTA POTENCIA.....	59
4.1.	INTRODUCCIÓN	59
4.2.	CONSIDERACIONES TÉCNICAS DE LA SIMULACIÓN	59
4.2.1.	Validación del software a utilizar.....	59
4.2.2.	Modelo del sistema de transmisión y distribución.....	61
4.2.3.	Modelo de sistema fotovoltaico.....	64
4.2.4.	Mecanismo de control del inversor.....	71
4.2.5.	Definición de escenarios.....	73
4.3.	RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES	76
4.3.1.	Funcionamiento del sistema.....	76
4.3.2.	Operación en régimen permanente	79
4.3.3.	Operación dinámica.....	82
4.4.	EVALUACIÓN ECONÓMICA	88
4.4.1.	Valores típicos de producción y precios del cobre	88
4.4.2.	Precio de la indisponibilidad por fallas eléctricas.....	90
4.4.3.	Costo de la inversión	91
4.4.4.	Precio de la energía.....	92
4.4.5.	Ahorro total y periodo de recuperación de la inversión.....	93
4.5.	DISCUSIÓN Y CONCLUSIONES	96

5.	CONCLUSIONES	98
5.1.	SUMARIO	98
5.2.	CONCLUSIONES	99
5.3.	TRABAJO FUTURO.....	102
REFERENCIAS 104		
A.	REGISTROS DE POTENCIA EN ALIMENTADORES PRINCIPALES	108
A.1.	REGISTROS EN PLANTA CONCENTRADORA	108
A.2.	REGISTROS EN PLANTA DE CÁTODOS	126
A.3.	REGISTROS EN ÁREA MINA	135
B.	RESULTADOS DE SIMULACIONES.....	137
B.1.	SIMULACIONES EN RÉGIMEN ESTACIONARIO (FLUJOS DE POTENCIA).....	137
B.2.	SIMULACIONES EN RÉGIMEN TRANSITORIO	141
B.2.1	Resultados de simulaciones transitorias en planta de cátodos	141
B.2.2	Resultados de simulaciones transitorias en planta concentradora.....	146



Lista de Tablas

Tabla 2.1: Valores mínimo, promedio, máximo y a plena carga de la potencia aparente y factor de potencia de los registros del área mina.....	36
Tabla 2.2: Valores mínimo, promedio, máximo y a plena carga de la potencia aparente y factor de potencia de los registros de la planta de cátodos.....	37
Tabla 2.3: Valores mínimo, promedio, máximo y a plena carga de la potencia aparente y factor de potencia de los registros de la planta concentradora.....	38
Tabla 2.4: Descripción de los tipos de perturbaciones identificadas.....	40
Tabla 2.5: Tipo, cantidad y duración de perturbaciones registradas en el año 2022.....	40
Tabla 2.6: Tipo, cantidad y duración de fallas con operación de protecciones registradas en el año 2022.....	41
Tabla 2.7: Tipo de perturbación según su ubicación.....	41
Tabla 2.8: Tipo de fallas con operación de protecciones según su ubicación.....	42
Tabla 4.1: Radiación global en W/m ² de la ubicación analizada según mes y hora.....	69
Tabla 4.2: Valores de potencia ajustados en los distintos sistemas PV, además del escenario, ubicación, tag asignado y respectivos puntos de conexión.....	75
Tabla 4.3: Detalle de las perturbaciones a simular.....	76
Tabla 4.4: Resultados promedios del comportamiento de los voltajes, capacidades y pérdidas del sistema para los escenarios sin generación (S/G), con generación centralizada (C/G Centr.) y con generación distribuida (C/G Distr.) en estado estacionario.....	80
Tabla 4.5: Variaciones porcentuales de los escenarios con generación versus el escenario base sin generación de los voltajes, capacidades y pérdidas del sistema para los escenarios sin generación (S/G), con generación centralizada (C/G Centr.) y con generación distribuida (C/G Distr.) en estado estacionario.....	80
Tabla 4.6: Resultado del comportamiento de los voltajes para los escenarios sin generación (S/G), con generación centralizada (C/G Centr.) y con generación distribuida (C/G Distr.) durante la caída de tensión generada por la falla externa en t=180 ms.....	83

Tabla 4.7: Resultado del comportamiento de los voltajes para los escenarios sin generación (S/G), con generación centralizada (C/G Centr.) y con generación distribuida (C/G Distr.) durante el alza de tensión generada por desconexión de los molinos externa en t=180 ms.....	84
Tabla 4.8: Resultado del comportamiento de los voltajes para los escenarios sin generación (S/G), con generación centralizada (C/G Centr.) y con generación distribuida (C/G Distr.) durante la caída de tensión generada por la falla en área seca en t=180 ms.	84
Tabla 4.9: Variaciones porcentuales de los voltajes en los escenarios con generación centralizada (C/G Centr.) y con generación distribuida (C/G Distr.) versus el escenario base sin generación ante la caída de tensión por la falla externa.....	84
Tabla 4.10: Variaciones porcentuales de los voltajes en los escenarios con generación centralizada (C/G Centr.) y con generación distribuida (C/G Distr.) versus el escenario base sin generación ante el alza de tensión por la desconexión de los molinos.....	85
Tabla 4.11: Variaciones porcentuales de los voltajes en los escenarios con generación centralizada (C/G Centr.) y con generación distribuida (C/G Distr.) versus el escenario base sin generación ante la caída de tensión por la falla en área seca.	85
Tabla 4.12: Costo anual asociado a las fallas según su ubicación y tipo.	91
Tabla 4.13: Precio de nudo de corto plazo para las principales subestaciones del norte de Chile.....	93
Tabla 4.14: Montos anuales de ahorro monetario en USD por concepto de energía y mitigación de fallas en la planta de cátodos y concentradora, considerando la operación del sistema PV al 80 y 100% de su capacidad.	94
Tabla 4.15: Periodo de recuperación de la inversión en la planta de cátodos y concentradora, considerando la operación del sistema PV al 80 y 100% de su capacidad.	95
Tabla B.1: Valores de voltaje en pu obtenidos del análisis estacionario (flujos de potencia) de las principales barras del sistema para escenarios sin generación (S/G), con generación conectada solo a la S/E principal (C/G centr.) y con generación distribuida (C/G distr.).	137
Tabla B.2: Capacidades de las líneas eléctricas en % obtenidas del análisis estacionario (flujos de potencia) para escenarios sin generación (S/G), con generación conectada solo a la S/E principal (C/G centr.) y con generación distribuida (C/G distr.).....	137

Tabla B.3: Pérdidas de las líneas eléctricas en kW obtenidas del análisis estacionario (flujos de potencia) para escenarios sin generación (S/G), con generación conectada solo a la S/E principal (C/G centr.) y con generación distribuida (C/G distr.)..... 138

Tabla B.4: Capacidades de los transformadores en % obtenidas del análisis estacionario (flujos de potencia) para escenarios sin generación (S/G), con generación conectada solo a la S/E principal (C/G centr.) y con generación distribuida (C/G distr.)..... 139

Tabla B.5: Pérdidas de los transformadores en kW obtenidas del análisis estacionario (flujos de potencia) para escenarios sin generación (S/G), con generación conectada solo a la S/E principal (C/G centr.) y con generación distribuida (C/G distr.)..... 139

Tabla B.6: Potencias entregadas por los arreglos fotovoltaicos obtenidas del análisis estacionario (flujos de potencia) para escenarios sin generación (S/G), con generación conectada solo a la S/E principal (C/G centr.) y con generación distribuida (C/G distr.)..... 140



Lista de Figuras

Fig. 2.1: Foto aérea del área mina con sus alimentadores principales en media tensión (amarillo) y circuito loop mina (naranja).....	27
Fig. 3.1: Máximo perfil de potencia activa y reactiva de operación de inversores según NTSyCS, artículo 3-9. Fuente: NTSyCS.....	47
Fig. 3.2: Curvas de operación de inversores con distintos mecanismos de control.....	56
Fig. 4.1: Diagramas simplificados del sistema eléctrico modelado.....	63
Fig. 4.2: Registros de potencia total de la planta concentradora.....	64
Fig. 4.3: Imagen satelital de complejo minero tomado como ejemplo. Incluye planta de cátodos, concentradora y área mina.....	66
Fig. 4.4: Emplazamiento propuesto para el parque fotovoltaico en la planta de cátodos y sus respectivos alimentadores.....	67
Fig. 4.5: Emplazamiento propuesto para el parque fotovoltaico en la planta concentradora y sus respectivos alimentadores.....	68
Fig. 4.6: Producción de energía en GWh del complejo fotovoltaico al ser operado al 100% y 80% de su capacidad.....	70
Fig. 4.7: Esquema de control del generador estático.....	71
Fig. 4.8: Diagrama de bloques del controlador PID.....	72
Fig. 4.9: Perfil o zona de no-desconexión para sistemas de generación fotovoltaicos. Fuente: NTSyCS.....	73
Fig. 4.10: Comportamiento del voltaje en 23 kV de la S/E principal de la planta concentradora durante transiente externo.....	78
Fig. 4.11: Comportamiento de la potencia inyectada por el parque fotovoltaico en 23 kV hacia la S/E principal de la planta concentradora durante transiente externo.....	78
Fig. 4.12: Comportamiento de las corrientes de eje directo y cuadratura inyectada por el parque fotovoltaico en 23 kV hacia la S/E principal de la planta concentradora durante transiente externo.....	78

Fig. 4.13: Valores de producción anual promedio en kTon de cobre según minera. Fuente: Servicio Nacional de Geología y Minería.	89
Fig. 4.14: Tendencia del precio del cobre en USD/lb en los últimos 5 años. Fuente: Comisión Chilena del Cobre.	90
Fig. A.1: Registros de potencia total en planta concentradora.....	108
Fig. A.2: Registros de potencia alimentador de chancado primario y correa overland.	109
Fig. A.3: Registros de potencia en alimentador del sistema de correas de molienda y Stockpile. ..	110
Fig. A.4: Registros de potencia en alimentador del cicloconvertor del molino SAG.....	111
Fig. A.5: Registros de potencia en alimentador del centro de control y servicios auxiliares del molino SAG y chancador de pebbles.....	112
Fig. A.6: Registros de potencia en alimentador del cicloconvertor del molino bolas #1.	113
Fig. A.7: Registros de potencia en alimentador del centro de control y servicios auxiliares de molino bolas #1.....	114
Fig. A.8: Registros de potencia en alimentador del cicloconvertor del molino Bolas #2.	115
Fig. A.9: Registros de potencia en alimentador del centro de control y servicios auxiliares del molino bolas #2.....	116
Fig. A.10: Registros de potencia en alimentador del primer alimentador en media tensión de remolienda y flotación.....	117
Fig. A.11: Registros de potencia en 2do alimentador en media tensión de remolienda y flotación.	118
Fig. A.12: Registros de potencia en alimentador del primer alimentador en baja tensión de remolienda y flotación.....	119
Fig. A.13: Registros de potencia en el segundo alimentador en baja tensión de remolienda y flotación.	120
Fig. A.14: Registros de potencia en alimentador de la planta de filtros y sistemas críticos.	121
Fig. A.15: Registros de potencia en alimentador de la planta de espesadores de Cu/Mo.....	122
Fig. A.16: Registros de potencia en alimentador de la planta de molibdeno.....	123

Fig. A.17: Registros de potencia en alimentador de bombas de agua de proceso y espesamiento de relaves.....	124
Fig. A.18: Registros de potencia en alimentador de distribución de relaves y recuperación de aguas.	125
Fig. A.19: Registros de potencia total en planta de cátodos.	126
Fig. A.20: Registros de potencia en alimentador rectificador #1.....	127
Fig. A.21: Registros de potencia en alimentador rectificador #2.....	128
Fig. A.22: Registros de potencia en alimentador rectificador #3.....	129
Fig. A.23: Registros de potencia en alimentador de piscinas, manejo de soluciones y áreas comunes.	130
Fig. A.24: Registros de potencia en 1er alimentador de área seca.....	131
Fig. A.25: Registros de potencia en 2do alimentador de área seca.....	132
Fig. A.26: Registros de potencia en alimentador de piscinas, manejo de soluciones, apilamiento de mineral, retiro y disposición de ripios y pilas de lixiviación.....	133
Fig. A.27: Registros de potencia en alimentador de áreas comunes.	134
Fig. A.28: Registros de potencia en 1er alimentador área mina.	135
Fig. A.29: Registros de potencia en segundo alimentador área mina.	136
Fig. B.1: Valores de voltaje en barra 220 kV de la S/E principal durante perturbaciones para escenarios sin generación (S/G), con generación conectada solo a la S/E principal (C/G centr.) y con generación distribuida (C/G distr.).....	141
Fig. B.2: Valores de voltaje en barra 23 kV de la S/E principal durante perturbaciones para escenarios sin generación (S/G), con generación conectada solo a la S/E principal (C/G centr.) y con generación distribuida (C/G distr.).....	142
Fig. B.3: Valores de voltaje en 23 kV en punto de conexión del parque fotovoltaico en área húmeda durante perturbaciones para escenarios sin generación (S/G), con generación conectada solo a la S/E principal (C/G centr.) y con generación distribuida (C/G distr.).....	143

Fig. B.4: Valores de voltaje en 23 kV en punto de conexión del parque fotovoltaico en área de lixiviación durante perturbaciones para escenarios sin generación (S/G), con generación conectada solo a la S/E principal (C/G centr.) y con generación distribuida (C/G distr.). 144

Fig. B.5: Valores de voltaje en 23 kV en punto de conexión del parque fotovoltaico en área de instalaciones comunes durante perturbaciones para escenarios sin generación (S/G), con generación conectada solo a la S/E principal (C/G centr.) y con generación distribuida (C/G distr.)..... 145

Fig. B.6: Valores de voltaje en barra 220 kV de la S/E principal durante perturbaciones para escenarios sin generación (S/G), con generación conectada solo a la S/E principal (C/G centr.) y con generación distribuida (C/G distr.)..... 146

Fig. B.7: Valores de voltaje en barra 23 kV de la S/E principal durante perturbaciones para escenarios sin generación (S/G), con generación conectada solo a la S/E principal (C/G centr.) y con generación distribuida (C/G distr.)..... 147

Fig. B.8: Valores de voltaje en 23 kV en punto de conexión del parque fotovoltaico en área de chancado comunes durante perturbaciones para escenarios sin generación (S/G), con generación conectada solo a la S/E principal (C/G centr.) y con generación distribuida (C/G distr.)..... 148

Fig. B.9: Valores de voltaje en 23 kV en punto de conexión del parque fotovoltaico en área de distribución de relaves durante perturbaciones para escenarios sin generación (S/G), con generación conectada solo a la S/E principal (C/G centr.) y con generación distribuida (C/G distr.)..... 149

Fig. B.10: Valores de voltaje en 23 kV en punto de conexión del parque fotovoltaico en área de espesadores de relaves durante perturbaciones para escenarios sin generación (S/G), con generación conectada solo a la S/E principal (C/G centr.) y con generación distribuida (C/G distr.)..... 150

Abreviaciones

Mayúsculas

ACAR	Conductor de aluminio desnudo reforzado, del inglés Aluminum Conductor Alloy Reinforced
APC	A plena carga
BESS	Sistemas de almacenamiento de energía con baterías, del inglés Battery Energy Storage System
CAPEX	Gastos en capital, del inglés capital expenditure
CNE	Comisión Nacional de Energía
COCHILCO	Comisión Chilena del Cobre
DCS	Sistemas de control distribuido, del inglés distributed control system
EW	Electrodeposición, del inglés electrowinning
IEC	Comisión Electrotécnica Internacional, del inglés International Electrotechnical Commission
IEEE	Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos, del inglés Institute of Electrical and Electronics Engineers
IGBT	Transistor bipolar de puerta aislada, del inglés insulated-gate bipolar transistor
LCOE	Coste energético nivelado, del inglés levelized cost of electricity
NTSyCS	Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio
OPEX	Gastos operativos, del inglés operational expenditures
PCC	Punto de conexión común
PIB	Producto interno bruto
PMG	Pequeños Medios de Generación
PMGD	Pequeños Medios de Generación Distribuidos
PNECP	Precio de Nudo de Corto Plazo
PNP	Precio de nudo promedio
PRI	Periodo de recuperación de la inversión
PV	Fotovoltaico, del inglés photovoltaic
SAG	Semiautógeno
SE o S/E	Subestación
SEM	Sistema eléctrico de la mina
SEN	Sistema eléctrico nacional
SERNAGEOMIN	Servicio Nacional de Geología y Minería

SSAA	Servicios auxiliares
ST	Sistema de Transmisión
STATCOM	Compensador síncrono estático, del inglés static synchronous compensator
SX	Extracción por solvente, del inglés solvent extraction
TIR	Tasa Interna de Retorno
VAN	Valor Actual Neto

Minúsculas

gpl	Gramos por litro
pu	Por unidad



1. Introducción

1.1. Introducción General

Durante la década de los 90, la minería del cobre desempeñó un papel fundamental en el crecimiento de la economía chilena. La producción de cobre experimentó un crecimiento anual promedio cercano al 6%, lo que generó un significativo incremento en la contribución de la minería al Producto Interno Bruto (PIB) nacional. Además, los esfuerzos de exploración se intensificaron, lo que llevó a un aumento en las reservas conocidas y en la superficie total de concesiones mineras, pasando de 4 a 8.4 millones de hectáreas en ese período [1].

Sin embargo, a partir del inicio del siglo XXI, la industria minera se enfrentó a diversos desafíos. Por un lado, diversas crisis económicas en Asia, Europa y Estados Unidos generaron una marcada volatilidad en los precios del cobre y otros minerales en el mercado internacional, al tiempo que los insumos esenciales como el agua y la energía experimentaron un encarecimiento significativo. Como resultado, la industria minera se vio obligada a reforzar sus estrategias de gestión para reducir costos y mantener su eficiencia productiva [2].

Además de los desafíos económicos mencionados, la industria minera del cobre en Chile también se ha enfrentado a la creciente demanda y preocupación por la sostenibilidad ambiental. En este contexto, ha surgido la noción de "cobre verde", que se refiere a la producción de cobre con prácticas y estándares que minimizan el impacto ambiental y promueven el desarrollo sostenible. El concepto de cobre verde abarca más que simplemente la reducción de emisiones y la gestión responsable de los recursos naturales. También implica la adopción de tecnologías y procesos más eficientes en términos energéticos y de uso del agua, así como el cumplimiento de estándares laborales y sociales adecuados. Su objetivo es disminuir la huella de carbono de la industria minera, mejorar la gestión del agua y los residuos, y fomentar una mayor transparencia y trazabilidad en la cadena de suministro.

En este sentido, el Decreto 2 del Ministerio de Minería (Política Nacional Minera 2050) enfatiza en la relevancia estratégica de la minería en la economía de Chile, mencionando que para alcanzar un desarrollo sostenible, Chile necesita enfocarse en varios aspectos: las realidades de los mercados mundiales, las demandas de electromovilidad y descarbonización energética, las estrategias de mitigación y adaptación al cambio climático, la productividad minera y las características de los

yacimientos, el estrés hídrico, las consecuencias culturales, ambientales y sociales en las comunidades, y el fortalecimiento institucional para abordar desafíos nuevos y existentes [3].

La adopción del cobre verde implica enfrentar desafíos significativos, como inversiones en tecnología y cambios en los procesos de producción convencionales. Como resultado, la industria minera del cobre en Chile está en proceso de transformación hacia prácticas más sostenibles y responsables. Este cambio busca respaldar la credibilidad en la producción de cobre verde y facilitar su comercialización a nivel internacional. Esta transformación no solo responde a las demandas actuales, sino que también representa una oportunidad para fortalecer la competitividad de la industria y contribuir al desarrollo económico y social del país, en armonía con el medio ambiente. Ante estos nuevos escenarios, la industria minera ha tenido que replantear sus estrategias y enfoques, buscando un equilibrio entre el desarrollo económico y la sostenibilidad social y ambiental.

Otro de los desafíos importantes ha sido el agotamiento de los recursos en los complejos mineros y sus faenas que han estado en operación durante varias décadas. Este agotamiento se refleja en la disminución de la ley de los depósitos minerales, lo que implica la necesidad de mover una mayor cantidad de material y enfrentar crecientes dificultades en su procesamiento. Como resultado, las metas de las compañías mineras no solo se centran en aumentar la producción, sino también en mantener sus capacidades productivas de manera estable.

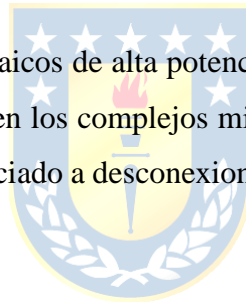
Bajo estos nuevos objetivos, se ha despertado un creciente interés y una necesidad de impulsar la innovación tecnológica en los procesos productivos de la industria minera. En este contexto, una opción sumamente atractiva ha surgido: la integración de sistemas fotovoltaicos (PV) en o cerca de los complejos mineros en el norte de Chile. Estos sistemas aprovechan la abundante radiación solar de la zona y se han convertido en una solución muy prometedora para satisfacer las demandas energéticas de la industria minera.

No obstante, la integración de sistemas PV en los sistemas industriales en el norte de Chile presenta desafíos significativos. Uno de ellos reside en la capacidad de generar la cantidad suficiente de energía para abastecer las demandas industriales, considerando que la producción minera requiere grandes cantidades de energía. Además, la disponibilidad intermitente de la radiación solar plantea la necesidad de desarrollar sistemas de almacenamiento de energía eficientes, como baterías, a fin de asegurar un suministro constante y confiable.

Otro desafío crucial es la integración de los sistemas PV con la infraestructura existente y los procesos de producción de las mineras. Esto implica la coordinación de diferentes sistemas energéticos y la adaptación de las instalaciones industriales para optimizar el aprovechamiento de la energía solar generada. Además, se requiere una detallada planificación para minimizar los impactos en la operación del proceso productivo. La inversión inicial en infraestructura fotovoltaica puede ser considerable, presentando el desafío de identificar modelos de financiamiento y esquemas de incentivos que fomenten la adopción de esta tecnología. A pesar de estos desafíos, la integración de sistemas PV representa una oportunidad para reducir la dependencia de fuentes de energía convencionales, disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero y contribuir a la sostenibilidad ambiental. Al mismo tiempo, permite a las empresas mineras asegurar una rentabilidad a largo plazo, fortalecer su imagen como líderes en responsabilidad social y ambiental dentro de la industria y contribuir a la producción de cobre verde.

1.2. Hipótesis de Trabajo

La conexión de parques fotovoltaicos de alta potencia contribuye a mejorar la operación y la calidad de los sistemas de distribución en los complejos mineros, reduciendo la huella de carbono y minimizando el impacto económico asociado a desconexiones por fallas al asegurar la estabilidad del sistema eléctrico.



1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo General

Evaluar la factibilidad técnica de integrar parques fotovoltaicos de alta potencia a los sistemas de distribución de grandes complejos mineros.

1.3.2. Objetivos Específicos

- i. Analizar el impacto que tiene, desde el punto de vista de la calidad de suministro, conectar parques fotovoltaicos de alta potencia (sobre 10 MW) en la operación de los sistemas de distribución de grandes complejos mineros.
- ii. Analizar la factibilidad que tiene aprovechar la capacidad instalada en inversores de los parques fotovoltaicos, para compensar potencia reactiva y mejorar la regulación de tensión.

- iii. Evaluar el comportamiento del parque fotovoltaicos, frente a perturbaciones transitorias típicas de los sistemas de distribución mineros.
- iv. Analizar las ventajas económicas de la integración de parques fotovoltaicos en los sistemas de distribución mineros, considerando las interrupciones o indisponibilidades causadas por fallas eléctricas.

1.4. Alcances y Limitaciones

En cuanto a los alcances del estudio, se analizará el impacto en la regulación de tensión debido a la conexión de los parques fotovoltaicos de alta potencia. Se examinará la viabilidad de utilizar la capacidad instalada en los inversores para compensar la potencia reactiva y mejorar la regulación de tensión en los sistemas de distribución. Asimismo, se evaluará el comportamiento del parque frente a perturbaciones transitorias típicas en los sistemas de distribución mineros. Por último, se llevará a cabo un análisis económico, considerando los costos de instalación y los posibles beneficios económicos asociados.

Es importante destacar que, aunque existen estudios que analizan los beneficios técnicos y económicos de la conexión de sistemas fotovoltaicos en diferentes tipos de sistemas eléctricos, aún se requiere investigación específica sobre la integración de sistemas PV de alta potencia en grandes complejos industriales y su impacto en la calidad del suministro y la confiabilidad.

1.5. Temario y Metodología

La metodología y estructura de este informe se organizan en cinco capítulos, cada uno abordando distintos aspectos de la integración de parques fotovoltaicos en complejos mineros:

- **Capítulo 1:** Este capítulo establece el marco del estudio, presentando el contexto nacional, los desafíos actuales, y la hipótesis de trabajo. Define los objetivos y realiza una revisión bibliográfica para presentar la línea de investigación, destacando la importancia y la necesidad de investigar la conexión de parques fotovoltaicos de alta potencia en grandes complejos mineros.
- **Capítulo 2:** Se enfoca en las características operativas de las redes de distribución industrial en complejos mineros. Incluye un análisis de los registros reales de potencia de un complejo minero, identificando patrones de consumo eléctrico. Además, se realiza un análisis estadístico de las fallas eléctricas registradas para obtener una mejor comprensión de la operación del

sistema. Esta información es utilizada para identificar puntos críticos de la red en términos de consumo energético y criticidad para el proceso productivo.

- **Capítulo 3:** Aquí se determinan los criterios de diseño y emplazamiento óptimos para los sistemas PV. Se consideran factores como la radiación solar, la contaminación y las limitaciones de espacio, junto con un análisis del dimensionamiento del sistema PV y los mecanismos de control de los inversores.
- **Capítulo 4:** En esta sección se realizan las simulaciones estáticas del sistema eléctrico para evaluar el impacto de la conexión del parque fotovoltaico en la regulación de tensión y la calidad del suministro. Las simulaciones dinámicas analizan la respuesta del sistema de distribución a perturbaciones transitorias típicas. Este capítulo concluye con un análisis de factibilidad económica que contempla los ahorros en costos energéticos, la inversión inicial, el impacto económico de las fallas eléctricas y el periodo de recuperación de la inversión.
- **Capítulo 5:** Se presenta un resumen de los principales resultados y contribuciones de la investigación. Se entregan las conclusiones y se sugieren posibles futuras líneas de investigación.

1.6. Trabajos Previos

Esta sección se centra en proporcionar una visión completa y actualizada de la investigación asociada a la conexión de sistemas PV a sistemas de distribución industriales. Para esto, el estado del arte aborda los enfoques y estrategias utilizados, así como los desafíos y oportunidades asociados. Se revisan investigaciones previas que tratan aspectos técnicos, económicos y ambientales, identificando mejores prácticas y lecciones aprendidas. Este análisis proporciona una base sólida para comprender el contexto actual e identificar áreas de mejora y oportunidades de investigación en el campo, destacando el creciente interés en la industria minera por incorporar fuentes de energía renovable, como la energía solar fotovoltaica. Para una organización ordenada, los artículos se dividen en 4 secciones:

1.6.1. Criterio de diseño y operación de sistemas fotovoltaicos

Esta sección aborda aspectos relacionados con el diseño y la operación de sistemas PV, ofreciendo una visión específica sobre las mejores prácticas y los criterios a considerar en su implementación.

- ♣ J. Gómez-González, J. F., Cañadillas-Ramallo, D., González-Díaz, B., Méndez-Pérez, J. A., Rodríguez, J., Sánchez, J., & Guerrero-Lemus, R. (2018). Reactive power management in photovoltaic installations connected to low-voltage grids to avoid active power curtailment. *Renewable Energy and Power Quality Journal*, 1(16), 5-11. [4]

Este estudio se centra en dos aspectos clave relacionados con la integración de sistemas PV con capacidad de regulación de potencia reactiva en redes de distribución de baja tensión (inferior a 1 kV en España). Los aspectos abordados son los siguientes:

1. Estrategias para maximizar las capacidades de potencia reactiva de los inversores en sistemas PV: Se analizan dos enfoques. El primero consiste en restringir la potencia activa suministrada por el arreglo fotovoltaico, por ejemplo, limitándola al 70% de la potencia nominal. El segundo enfoque implica utilizar inversores sobredimensionados. Estos criterios permiten disponer de capacidad adicional para entregar potencia reactiva en caso de ser necesario, pero pueden tener implicaciones económicas en términos de diseño y operación.
2. Identificación de posibles estrategias de control de potencia reactiva.

Aunque el estudio se enfoca en sistemas de baja tensión, los autores afirman que la efectividad de estas medidas es proporcional a la relación R/X de la red. Dado que las redes de baja tensión suelen tener relaciones R/X más altas, la compensación de potencia reactiva será más efectiva en redes de mayor tensión. Además, se destaca que los mecanismos estudiados pueden ofrecer resultados prometedores para habilitar sistemas de regulación distribuida.

- ♣ Liu, Y. J., Pai, Y. F., Lee, C. C., Lee, Y. D., & Jiang, J. L. (2020, Noviembre). Using Multi-Mode PV-STATCOM System for Steel Plant Power System Voltage Fluctuation Mitigation. In *2020 International Symposium on Computer, Consumer and Control (IS3C)* (pp. 331-334). IEEE. [5]

Este estudio se enfoca en la minimización de las fluctuaciones de voltaje en sistemas industriales mediante el uso de compensadores estáticos sincrónicos (STATCOM) integrados con sistemas PV. El objetivo principal es desarrollar un mecanismo de control eficiente que permita mitigar estas fluctuaciones y garantizar un suministro estable de voltaje. El mecanismo propuesto considera tres escenarios: el uso exclusivo del parque fotovoltaico sin control de reactivos, el uso exclusivo del STATCOM y la combinación de ambos en función de la presencia de caídas o sobretensiones en el punto de común acoplamiento.

Para evaluar el rendimiento del mecanismo de control, se realiza una simulación en un sistema de distribución industrial con niveles de voltaje de 161, 11.4 y 0.4 kV. Los resultados obtenidos demuestran que el sistema PV-STATCOM diseñado es capaz de compensar de manera efectiva las fluctuaciones de voltaje en el alimentador principal durante las diferentes etapas de operación del complejo industrial. Estos resultados validan el rendimiento del sistema propuesto. Al integrar el sistema PV con el STATCOM y utilizar un mecanismo de control para la compensación de reactivos, se logra estabilizar el voltaje y reducir significativamente las fluctuaciones causadas por las variaciones en las cargas del sistema industrial.

- ♣ Faruque, R. B., Scudder, M. F., & Ula, S. (2020, August). Real-world implementation of advanced PV curtailment and reactive power control using non-smart PV inverter: A case study. In 2020 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM) (pp. 1-5). IEEE. [6]

En este estudio, se propone un esquema de control que combina la reducción de potencia activa con la compensación de potencia reactiva en inversores fotovoltaicos. Se plantea que la capacidad de suministro de potencia reactiva de los inversores está limitada por el valor nominal de la potencia aparente. Para abordar esta limitación, se implementó el esquema de control en un sistema de distribución de 12 kV. Los resultados mostraron que la regulación del voltaje se mantuvo en un rango del 1% al ajustar los reactivos, y al reducir la potencia activa a un 70%, la variación de tensión fue del 4.9%. Estos resultados respaldan la viabilidad y eficacia del mecanismo propuesto.

Los inversores fotovoltaicos estudiados cuentan con funciones avanzadas de control de potencia que les permiten ajustar la potencia reactiva, reducir la potencia activa y controlar la inyección de potencia. La interfaz del inversor permite ordenar el suministro de potencia reactiva capacitiva o inductiva mediante el uso del factor de potencia como variable de control. Se evaluó el enfoque de control en un sistema con una carga de 10 MW y un sistema PV de 0.5 MW con capacidad de reactivos de $\pm 5\%$. Los resultados demostraron que el sistema pudo regular la tensión dentro de un rango del 1% al variar la capacidad de generación fotovoltaica y una variación del 4.9% al reducir la potencia activa al 70% de su valor nominal. Estos resultados respaldan la efectividad del esquema de control propuesto.

- ♣ Danbunrungrakul, M., Sriwisutthichai, T., & Srithorn, P. (2022, March). Effect of PV-inverter's Reactive Power Injection and Location on Low-Voltage Distribution Power

Systems. In 2022 International Electrical Engineering Congress (iEECON) (pp. 1-4). IEEE. [7]

Este artículo analiza los efectos de la integración de parques fotovoltaicos en sistemas de distribución de baja tensión. El estudio se centra en el impacto en la carga de los transformadores, las pérdidas asociadas y los perfiles de tensión, considerando arreglos fotovoltaicos dimensionados desde el 0% hasta el 100% de la carga total del sistema. A través de simulaciones en un sistema radial de media y baja tensión, se obtuvieron los siguientes resultados:

- i. Inyectar niveles altos de potencia, equivalentes al consumo total de las cargas (aproximadamente el 100%), aumenta las pérdidas en los transformadores principales. La simulación muestra que la mínima pérdida en los transformadores se alcanza al compensar un 86% de la carga total como potencia activa.
- ii. Operar la inyección del parque fotovoltaico con un factor de potencia unitario resulta en mayores pérdidas a lo largo de la red. Sin embargo, al operar con un factor de potencia de 0.8 en atraso, se logra el mínimo de pérdidas en comparación con otros métodos de operación.
- iii. Al analizar los voltajes en las líneas de alimentación, se observa una mejor regulación de tensión al inyectar potencia con un factor de potencia de 0.5. Por otro lado, operar con un factor de potencia unitario resulta en los voltajes más bajos para distintas cantidades de potencia activa inyectada.
- iv. Se observa una mejora en la regulación de tensión de manera local dependiendo del punto de conexión. La inyección centralizada cerca de los transformadores principales reduce las pérdidas en los transformadores y mejora el voltaje en ese punto. Por otro lado, la inyección distribuida en las líneas permite reducir las pérdidas en el sistema de distribución y mejorar el perfil de tensión en las cargas.

En base a estos resultados, se concluye que la ubicación de los arreglos fotovoltaicos y los métodos de operación de los inversores dependerán del objetivo específico. Si el objetivo es mejorar el perfil de voltaje en las cargas y reducir las pérdidas del sistema de distribución, la inyección distribuida en las líneas es favorable. Por otro lado, si el objetivo es reducir las pérdidas en los transformadores principales, la inyección cerca de estos resulta más adecuada.

- ♣ Bhujade, R., Saha, J., Maharjan, S., Khambadkone, A., Srinivasan, D., & Sundararajan, P. (2022, December). Solar PV Siting Impacts on Annual Load Interruption Cost Due to Voltage

Sags in Industry. In 2022 IEEE International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES) (pp. 1-6). IEEE. [8]

Este documento presenta un análisis del impacto de la ubicación de sistemas PV en la regulación de voltaje para puntos críticos de una red de distribución industrial. Además, examina cómo esta ubicación afecta el costo anual asociado a la desconexión de la carga debido a caídas de voltaje.

El estudio emplea un modelo de red de distribución industrial con 41 barras que cumple con las especificaciones establecidas por la norma IEEE. Este modelo representa una configuración típica de una red de distribución en un entorno industrial y utiliza distintos niveles de voltaje. Se simula el comportamiento de la red utilizando DigSILENT, y se incorpora un modelo de generador estático para los sistemas PV, que permite controlar la generación de potencia reactiva y mantener la estabilidad del voltaje. Los resultados obtenidos revelan que el soporte de energía reactiva proporcionado por los sistemas PV durante las caídas de voltaje ayuda a reducir la desconexión de la carga y, por lo tanto, el costo asociado a dicha desconexión. Específicamente, se observa una reducción significativa en el costo de indisponibilidad de la carga, que oscila entre el 2% y el 12%, dependiendo de la ubicación de los arreglos fotovoltaicos en la red. Por lo tanto, al colocar los sistemas PV en puntos críticos de la red, se puede mejorar la regulación del voltaje y mitigar los efectos adversos de las fluctuaciones en el suministro eléctrico.

- ♣ Arpadžić, A., Šarić, M., Hivziefendić, J., & Avdaković, S. (2020, November). Power system efficiency improvement using solar PV systems. In 2020 International Symposium on Industrial Electronics and Applications (INDEL) (pp. 1-6). IEEE. [9]

En este artículo se examina el efecto de la generación fotovoltaica en las pérdidas asociadas a los flujos de potencia en sistemas de distribución. El enfoque principal es investigar cómo diferentes niveles de generación fotovoltaica afectan las pérdidas en el sistema de transmisión y sus transformadores principales.

Utilizando simulaciones en DigSILENT Power Factory con un modelo de 14 barras basado en el estándar IEEE 14, se realizaron ciclos de 24 horas considerando ocho escenarios de carga diferentes. Los resultados obtenidos revelan que las pérdidas en los sistemas de distribución y los transformadores pueden reducirse hasta alcanzar un punto óptimo, a partir del cual dichas pérdidas aumentan rápidamente. Es importante destacar que este punto óptimo de operación varía según la barra del

sistema eléctrico en la cual se realice el análisis, aunque en general se observa que se logran mínimas pérdidas al operar cerca del 50% de la capacidad del sistema PV. Estos resultados destacan la importancia de optimizar la generación fotovoltaica en relación con las pérdidas en el sistema de distribución y los transformadores. Al operar cerca del punto óptimo identificado, se puede minimizar el impacto en términos de pérdidas de energía, lo que resulta en una mayor eficiencia del sistema.

- ♣ Zhang, Y., Chen, J., & Zhang, Y. (2022, July). Distributed Real-time Voltage Control Strategy Considering Reactive Power Margin and Cost-effectiveness. In 2022 IEEE/IAS Industrial and Commercial Power System Asia (I&CPS Asia) (pp. 817-822). IEEE. [10]

En este documento se presenta una estrategia de control de voltaje en tiempo real para parques fotovoltaicos distribuidos. La estrategia utiliza modelos de margen de potencia reactiva y costo de regulación de voltaje para determinar la inyección óptima de potencia reactiva. Se emplea un sistema discreto para el análisis de flujos de potencia en la red. La estrategia se divide en dos modos: control normal y control de emergencia, que se ajustan en tiempo real según las condiciones de operación y los niveles de tensión. Se realiza una simulación de caso en una red de distribución real en Finlandia para verificar la eficacia de la estrategia y su capacidad para cumplir los objetivos propuestos.

La simulación valida la efectividad de la estrategia propuesta en la entrega de energía hacia la red eléctrica y en el control de voltaje. La estrategia demuestra su capacidad para mantener el voltaje dentro de los rangos permitidos durante el control normal y para activar medidas de emergencia cuando el voltaje se sale de dichos rangos. Estos resultados respaldan la solidez y eficacia de la estrategia propuesta, proporcionando una herramienta útil para el control de parques fotovoltaicos distribuidos y el cumplimiento de los requisitos del suministro de la energía en la red eléctrica.

- ♣ Miranda M., Informe de Memoria de Título, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Concepción (2021). Estrategias de diseño de parques solares fotovoltaicos de alta potencia y su incidencia en el valor del Leverage Cost of Energy. [11]

En este estudio se examinan los criterios de diseño en plantas solares fotovoltaicas de alta potencia (superiores a 10 MW) en Chile, enfocándose en la generación de energía solar fotovoltaica. Se analiza la selección de ubicación para estos parques y las características requeridas, considerando la alta radiación solar de Chile. Se aborda una metodología para estimar los costos de inversión (CAPEX) y operación (OPEX), esencial para calcular el costo promedio de generación de energía eléctrica (LCOE), un indicador clave de la rentabilidad de la inversión. El estudio incluye un análisis

de sensibilidad para evaluar el impacto de diferentes factores en el LCOE. Se revisan distintas tecnologías para construir parques solares fotovoltaicos, evaluando su influencia en el LCOE. Se propone un modelo para predecir el crecimiento del mercado fotovoltaico y se aplica la metodología a un caso práctico en la región de Antofagasta.

Las conclusiones destacan que, aunque los costos de inversión estimados pueden no ser precisos, representan la mejor aproximación disponible. Se concluye que la estrategia más efectiva para reducir el LCOE es cambiar la tecnología de los equipos de generación, optando por módulos fotovoltaicos bifaciales con sistema de seguimiento solar. Esta elección aumenta el rendimiento sin incrementar significativamente el CAPEX, mejorando así la rentabilidad de la inversión en generación fotovoltaica.

- ♣ da Silveira Brito, E. M., Cupertino, A. F., Pereira, H. A., & Mendes, V. F. (2022). Reliability-based trade-off analysis of reactive power capability in PV inverters under different sizing ratio. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 136, 107677. [12]

Este artículo se enfoca en evaluar la confiabilidad de un inversor de un sistema PV monofásico con capacidad de control de potencia reactiva. El análisis se basa en tres casos de estudios en Dinamarca, Brasil y España, evaluando el comportamiento térmico como un indicador de la vida útil de los componentes del inversor. Los resultados muestran una reducción significativa en la vida útil del inversor al realizar la compensación de potencia reactiva, pasando de 40,8 a 12,4 años en el primer caso de estudio, 22,6 a 6,2 años en el segundo, y de 10 a 4,4 años en la tercera medición, respectivamente. El análisis económico revela que la capacidad de potencia reactiva aumenta los costos del sistema debido a los reemplazos de componentes del inversor, lo que puede fomentar que la inyección de potencia reactiva sea utilizada como una función secundaria o auxiliar del inversor. Para mitigar el impacto sobre el inversor, el autor estudia un factor de capacidad de potencia reactiva para limitar la potencia reactiva máxima utilizada en condiciones estacionarias. Sin embargo, se realiza un análisis económico basado en el Costo Nivelado de la Electricidad (LCOE) y se encuentra que la compensación de potencia reactiva aumenta los costos del sistema instalado, indicando que estos costos adicionales pueden reducirse si se realiza una compensación parcial de la potencia reactiva.

Las conclusiones indican que, aunque el sobredimensionamiento del inversor aumenta la energía generada, afecta negativamente la confiabilidad del equipo, existiendo un margen de potencia

reactiva que puede compensarse manteniendo límites de confiabilidad seguros para cada nivel de sobredimensionamiento.

1.6.2. *Control de inversores e inyección de reactivos para sistemas fotovoltaicos*

Aquí se analizan los diferentes enfoques de control utilizados en los inversores fotovoltaicos, centrándose en la inyección de potencia reactiva y su impacto en el rendimiento y la eficiencia de los sistemas PV.

- ♣ Han, R., Xing, L., Zhong, M., Yin, K., & Yang, Y. (2020, May). Research on the Reactive Power Adjusting Ability of PV Inverter and Demonstration Application of PV Power Plant on Rapid Reactive Power Regulation. In 2020 Asia Energy and Electrical Engineering Symposium (AEEES) (pp. 908-913). IEEE. [13]

En este artículo se aborda la combinación de inversores tipo IGBT de parques fotovoltaicos con controladores de potencia reactiva de alta velocidad de regulación. El objetivo principal del estudio es evaluar el desempeño de estos inversores en términos de regulación de potencia reactiva durante la operación del parque fotovoltaico en distintos niveles de generación.

Mediante simulaciones realizadas en el estudio, se concluye que la velocidad de regulación de potencia reactiva de los inversores fotovoltaicos es comparable a la de un compensador estático de reactivos dedicado. Esto implica que los inversores son capaces de ofrecer una respuesta rápida en términos de potencia reactiva para toda la planta fotovoltaica. En el caso específico de un arreglo fotovoltaico de 50 MVA, los inversores logran inyectar la cantidad total de reactivos en tan solo 30 milisegundos. Este resultado es significativo, ya que demuestra que los inversores tipo IGBT utilizados en los parques fotovoltaicos son capaces de regular eficientemente la potencia reactiva, garantizando una rápida respuesta ante cambios en la demanda de reactivos.

- ♣ Aboshady, F. M., Pisica, I., Zobia, A. F., Taylor, G. A., Ceylan, O., & Ozdemir, A. (2023). Reactive Power Control of PV Inverters in Active Distribution Grids with High PV Penetration. IEEE Access. [14]

Esta publicación se centra en el control de potencia reactiva en inversores fotovoltaicos dentro de redes de distribución activas con alta penetración de energía fotovoltaica, enfocado en la inyección o absorción de potencia reactiva con el fin de reducir la pérdida de potencia activa del sistema y solucionar problemas de sobrevoltaje. El controlador diseñado para este propósito ajusta la potencia

reactiva y utiliza un algoritmo de control tipo Volt-VAr en tiempo real. El estudio también examina los métodos de control local, que utilizan medidas como el voltaje y la potencia generada para limitar el aumento de voltaje, destacando en particular los métodos Volt-VAr y Volt-W. Sin embargo, se señala que, a pesar de la viabilidad técnica de estos métodos, no son preferidos desde una perspectiva económica debido a la pérdida de energía activa utilizable. Por otro lado, los métodos de control asistidos por comunicación, que emplean datos de diversas ubicaciones, ofrecen una visión más completa de la red de distribución, pero enfrentan desafíos debido a la necesidad de infraestructuras de comunicación complejas y costosas, así como a elevados requerimientos computacionales. La principal contribución del estudio es el desarrollo de un método de control de potencia reactiva asistido por comunicación para inversores de sistemas PV, que se caracteriza por su rápida capacidad de despacho de potencia reactiva, un sistema de comunicación simple, escalabilidad y flexibilidad. Este enfoque contrasta con los controladores centrales tradicionales al considerar la incertidumbre y diversidad tanto en la generación de PV como en los perfiles de carga, lo que representa una mejora significativa en la eficiencia y la flexibilidad del control de potencia reactiva en sistemas de distribución con alta penetración de energía fotovoltaica.

- ♣ Dhaneria, A. (2020, February). Grid connected PV system with reactive power compensation for the grid. In 2020 IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT) (pp. 1-5). IEEE. [15]

En este trabajo se analizan cuatro métodos para la operación de inversores fotovoltaicos en términos de absorción e inyección de energía reactiva:

- Método de Q constante: Este método establece un punto fijo de consumo o inyección de potencia reactiva, independientemente de la irradiancia y la potencia activa generada por el arreglo fotovoltaico. El valor de potencia reactiva se define por los operadores de la planta en función de la carga.
- Método de fp constante: En este modo, el inversor ajusta su salida de potencia reactiva para mantener un factor de potencia constante predefinido por el usuario. Esto implica una generación de potencia reactiva proporcionalmente constante a la potencia activa.
- Método de fp vs P: En este método, el inversor modifica su factor de potencia en función de la curva característica P-Q y un límite superior de potencia activa. Es decir, el factor de potencia se ajusta cuando la potencia activa generada alcanza un valor predefinido con relación a la capacidad nominal del inversor.

- Método de Q vs Voltaje: También conocido como función Volt-VAr, en este método el inversor proporciona una cantidad de potencia reactiva en función del voltaje en el punto de conexión. El inversor entregará o absorberá potencia reactiva cuando el voltaje se encuentre fuera de un rango de voltaje especificado.

A través de simulaciones de estos esquemas de control, se concluye que pueden ser implementados en el sistema de control de un inversor para regular la potencia reactiva sin causar una caída significativa en la generación de energía activa.

- ♣ Wu, Z., Jiang, D., Chen, N., Yan, H., Sha, J., Zhang, K., & Yuan, K. (2022, July). An Adaptive Voltage Control Strategy by Grid-Connected PV Inverter. In 2022 IEEE/IAS Industrial and Commercial Power System Asia (I&CPS Asia) (pp. 613-618). IEEE. [16]

En este documento se aborda el problema de las variaciones de voltaje causadas por el aumento de la inyección de potencia activa fotovoltaica y las variaciones de carga. Para optimizar la operación en la red, se propone una estrategia adaptativa de reducción de potencia activa y un control de caída de potencia reactiva. En el caso de una capacidad insuficiente del inversor, se ajusta la tensión con el control de la caída de potencia reactiva, utilizando un valor de referencia basado en la amplitud de la tensión. Además, se propone una estrategia de control de voltaje adaptativo para hacer frente a situaciones de exceso de voltaje y cambios en la salida fotovoltaica. Por otro lado, se utiliza la capacidad restante del inversor fotovoltaico para absorber potencia reactiva y reducir aún más las limitaciones impuestas por la carga, liberando la potencia reactiva de la tensión de la red. Cuando el voltaje excede el límite establecido, la estrategia de control de reducción de potencia activa permite al inversor operar en un modelo de generación de potencia constante. El inversor fotovoltaico incluye lazos de control de corriente, potencia activa y potencia reactiva, y el lazo de control de potencia reactiva permite un control independiente de esta última mediante el control de caída de potencia reactiva.

- ♣ Wang, X., Wu, H., Wang, X., Dall, L., & Kwon, J. B. (2022). Transient stability analysis of grid-following VSCs considering voltage-dependent current injection during fault ride-through. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 37(4), 2749-2760. [17]

Este artículo se centra en el análisis de la estabilidad transitoria de los convertidores tipo fuente de voltaje en presencia de condiciones de falla. Los autores proponen un controlador de estados con integrador y examinan los valores óptimos de operación del factor K del controlador para diferentes

tipos de fallas. Al realizar simulaciones del comportamiento del sistema, se llega a la conclusión de que los factores K utilizados en el algoritmo desempeñan un papel crucial tanto en la existencia de los puntos de equilibrio del modelo como en la dinámica transitoria del convertidor durante las fallas en la red. Además, se observa que el valor de la impedancia de la red también afecta al sistema. Dado que la impedancia de la red en un sistema eléctrico real es difícil de determinar y puede variar con el tiempo, se requiere un análisis de sensibilidad para comprender la relación entre los rangos del factor K que aseguran la estabilidad transitoria del sistema y el valor de la impedancia de la red. A través de este análisis, se determina que una mayor impedancia de red provoca mayores variaciones de voltaje en el punto de conexión común (PCC) debido a la corriente inyectada. Esto, a su vez, aumenta el riesgo de inestabilidad transitoria y exige un valor más restringido para el factor K.

- ♣ Wang, L., Yang, J., Zhang, Q., Zhang, D., Huang, Y., Li, W., & Shi, B. (2022, July). Research on Coordinated Reactive Power and Voltage Control Strategy for Regional Power Grids with High Penetration of Renewable Energy. In 2022 IEEE/IAS Industrial and Commercial Power System Asia (I&CPS Asia) (pp. 1160-1165). IEEE. [18]

En este artículo se presenta un modelo de operación para el control de potencia reactiva en plantas de energía renovable, tanto a nivel individual como en coordinación con múltiples plantas. El enfoque del modelo considera varios factores clave, como el voltaje en cada punto de conexión de los parques fotovoltaicos, la distancia entre los parques y el punto de conexión, la potencia instalada o el factor de participación en la generación de la red, la capacidad de reactivos disponibles y la sensibilidad estimada del voltaje.

Con base en estos factores, el autor propone la utilización de un controlador de reactivos basado en el método de dicotomía progresiva para regular las tensiones y obtener los puntos de operación deseados. En el estudio, se compara el rendimiento de este método de control con otros mecanismos, como la ausencia de regulación, el control discreto y un mecanismo de priorización. Los resultados revelan que el método propuesto muestra el menor sobrepaso al regular las tensiones con la inyección de reactivos, lo que demuestra su eficacia en la regulación de voltaje en los parques fotovoltaicos. Esta investigación contribuye al desarrollo de estrategias más eficientes y precisas para el control de potencia reactiva en la generación de energía renovable.

- ♣ Rashid, M., & Knight, A. M. (2020, June). Local power control by LV distributed PV for feeder power factor correction and overvoltage mitigation. In 2020 IEEE/IAS 56th Industrial and Commercial Power Systems Technical Conference (I&CPS) (pp. 1-6). IEEE. [19]

En este documento se presentan dos algoritmos de control local para abordar el impacto del factor de potencia y las variaciones de tensión causadas por la integración creciente de energía fotovoltaica en redes de distribución de baja tensión. El primer algoritmo se enfoca en el control de potencia reactiva para mitigar el efecto sobre el factor de potencia, mientras que el segundo algoritmo se centra en el control de potencia activa para mitigar las variaciones de tensión. Ambos algoritmos pueden activarse de manera simultánea o independiente, y los resultados de simulación demuestran una exitosa mitigación de los problemas en diferentes niveles de demanda de la carga. Los resultados de simulación respaldan la efectividad del algoritmo de control local propuesto en la mitigación de los problemas mencionados.

- ♣ Ceylan, O., Paudyal, S., & Pisicay, I. (2021, July). Analysis of Local and Centralized Control of PV Inverters for Voltage Support in Distribution Feeders. In 2021 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM) (pp. 1-5). IEEE. [20]

En esta publicación se presenta un método centralizado para el control de la potencia activa y reactiva de inversores fotovoltaicos, con el objetivo de mantener el perfil de voltaje en los alimentadores de distribución. El enfoque se basa en la sensibilidad $\Delta V/\Delta P$ y $\Delta V/\Delta Q$. El método propuesto tiene dos componentes principales. En primer lugar, se realiza un control local de la potencia reactiva en cada alimentador, lo que permite ajustar la potencia reactiva inyectada por los inversores fotovoltaicos de manera individualizada. Esto contribuye a mantener un nivel adecuado de voltaje en cada punto de conexión. En segundo lugar, se establece un límite en la potencia activa total de todos los parques fotovoltaicos conectados. Esto se realiza para evitar que la capacidad de los inversores se exceda en situaciones de alta generación y, por lo tanto, garantizar un funcionamiento seguro y estable del sistema.

Para evaluar el desempeño del método, se realiza una simulación en una red de distribución de 12.6 y 0.24 kV con un consumo máximo de 2 MW. Los resultados muestran que, si bien el enfoque basado en la sensibilidad no resuelve por completo los problemas de sobretensión en la red, los sobrevoltajes obtenidos se encuentran cercanos al límite superior establecido por las normas técnicas. Esto indica que el método propuesto es efectivo para controlar el voltaje en la red de distribución,

aunque se requieren ajustes adicionales para abordar de manera más precisa los problemas de sobretensión.

1.6.3. Integración de BESS

En esta sección se exploran las ventajas y los desafíos asociados con la integración de sistemas de almacenamiento de energía, como las baterías, en los sistemas PV, destacando su capacidad para mejorar la estabilidad y la eficiencia del suministro de energía.

- ♣ Tay, F. G., Tudzi, M., Wobil, J., & Effah, F. B. (2022, August). Improved Voltage Control in LV Grid-Connected PV System Using Active Power Curtailment with Battery Energy Storage System. In 2022 IEEE PES/IAS PowerAfrica (pp. 1-5). IEEE. [21]

Este estudio se centra en analizar el impacto de la integración de sistemas PV con sistemas de almacenamiento de energía, específicamente bancos de baterías, en el perfil de voltaje de una red eléctrica de baja tensión. Para lograr esto, se implementa un esquema de control de voltaje basado en la reducción de potencia activa utilizando un controlador tipo Droop en conjunto con el sistema de almacenamiento de energía con batería (BESS). Los resultados obtenidos muestran que la integración de este esquema fotovoltaico con baterías tiene un efecto positivo en el perfil de voltaje de un sistema de distribución, especialmente en escenarios con diferentes niveles de radiación solar y de consumo de potencia por parte de las cargas conectadas. El controlador propuesto demuestra su eficacia al mantener el perfil de voltaje dentro de los límites normativos establecidos incluso en condiciones de alta generación fotovoltaica.

- ♣ Mathew, S. R., & Prince, A. (2022, July). Power Quality Enhancement with Grid Integrated Solar Photovoltaic fed BESS using Unified Power Quality Conditioner. In 2022 Second International Conference on Next Generation Intelligent Systems (ICNGIS) (pp. 1-7). IEEE. [22]

El presente artículo se enfoca en el estudio de un sistema de almacenamiento de energía de batería fotovoltaica junto con compensadores de potencia reactiva y filtros, con el objetivo de asegurar un suministro de energía de calidad. El principal objetivo es evaluar el rendimiento del sistema en condiciones variables de irradiación, fluctuaciones de voltaje en el punto de conexión y desequilibrio de cargas. Para lograr esto, se utilizan compensadores estáticos y restauradores de voltaje dinámicos como subcomponentes del modelo propuesto. Los resultados obtenidos demuestran que el sistema propuesto mantiene un voltaje de enlace de corriente continua constante, incluso frente a cambios en

la irradiancia, variaciones en el punto de conexión y fluctuaciones de carga. Además, se observa que el sistema mitiga eficazmente las variaciones de voltaje mediante la compensación de potencia reactiva. Estos resultados indican que el uso de este tipo de sistemas puede ser una solución eficiente y rentable para garantizar un suministro estable y de calidad en sistemas de generación fotovoltaica distribuida.

- ♣ Ikromi, M., & Dalimi, R. (2020, September). Methodology to Reduce Production Cost by Injecting PV System in Industrial Load Management. In 2020 International Conference on Technology and Policy in Energy and Electric Power (ICT-PEP) (pp. 16-20). IEEE. [23]

En este estudio, se examina el beneficio económico de la integración de energía fotovoltaica en complejos industriales textiles. Se dimensiona un parque fotovoltaico de 4.3 MW conectado al sistema de distribución de un complejo industrial con una potencia instalada de 5.1 MVA, y se simulan tres escenarios distintos. El primer escenario es la conexión directa del sistema PV a la red de distribución. El segundo escenario utiliza un sistema de almacenamiento de energía de 16 MWh para almacenar la energía generada y suministrarla durante los horarios de mayor consumo. El tercer escenario utiliza un BESS de 20 MWh para almacenar la energía generada y realizar la inyección durante la noche. Al considerar los costos reales de operación del complejo industrial, se demuestra que estos escenarios generan beneficios significativos. Se observa un ahorro energético diario del 37%, 46% y 47% en los escenarios i, ii y iii respectivamente. Además, se observa una reducción en el costo de producción del 1.7%, 2% y 2.2% en los mismos escenarios. Estos resultados indican que la incorporación de la energía fotovoltaica ya sea directamente o a través de sistemas de almacenamiento, puede tener un impacto positivo en la eficiencia energética y en la reducción de los costos de producción en los complejos industriales textiles.

1.6.4. Efectos de contaminación por material particulado en paneles fotovoltaicos

Esta sección examina los efectos negativos de la contaminación atmosférica y la acumulación de material particulado en los paneles fotovoltaicos, así como las estrategias para mitigar estos efectos y mantener el rendimiento óptimo de los sistemas.

- ♣ Salamah, T., Ramahi, A., Alamara, K., Juaidi, A., Abdallah, R., Abdelkareem, M. A., ... & Olabi, A. G. (2022). Effect of dust and methods of cleaning on the performance of solar PV module for different climate regions: Comprehensive review. *Science of The Total Environment*, 154050. [24]

En esta investigación se analizó el impacto del polvo en el rendimiento de los módulos fotovoltaicos en diversas regiones climáticas. La acumulación de polvo en los paneles solares tiene dos efectos negativos: reduce la radiación recibida y aumenta la temperatura de las celdas fotovoltaicas. Estos factores conllevan una disminución en la potencia máxima y el voltaje de circuito abierto de los módulos. Es importante destacar que el impacto del polvo varía en función del grado de sombreado y suciedad presentes en la superficie.

Al revisar investigaciones previas en el campo, se encontraron resultados significativos en diferentes entornos. Por ejemplo, en un ambiente marítimo-desértico se observó una tasa mensual de deterioro de la eficiencia del 7%. En áreas desérticas, la limpieza anual de los paneles solares logra reducir la pérdida de energía solar en alrededor del 7%; sin embargo, si los paneles no se limpian adecuadamente, esta cifra puede elevarse hasta el 17%. Asimismo, un estudio realizado en un entorno desértico reveló una reducción de generación de hasta un 22% debido a la acumulación de polvo.

- ♣ Yazdani, H., & Yaghoubi, M. (2022). Dust deposition effect on photovoltaic modules performance and optimization of cleaning period: A combined experimental–numerical study. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 51, 101946. [25]

En este estudio se investigó el efecto de la acumulación de polvo en el rendimiento de los módulos fotovoltaicos en una región semiárida de Irán durante aproximadamente 6 meses. Se realizaron mediciones continuas de la corriente de cortocircuito y la potencia máxima en módulos limpios y polvorientos, y se utilizó la simulación para determinar el intervalo óptimo de limpieza en una planta fotovoltaica a gran escala. Los resultados destacan que, si bien la pérdida de corriente de cortocircuito es indicativa de la acumulación de polvo, la pérdida real de potencia puede ser significativamente diferente en condiciones de baja iluminación y alta densidad de polvo. Durante el período de estudio, se observó una pérdida promedio del 9,4% en la corriente de cortocircuito y del 10,4% en la potencia de salida debido a la suciedad en los módulos fotovoltaicos.

1.7. Discusión Bibliográfica

Respecto al criterio de diseño y operación de sistemas PV, los autores [4] al [12] identifican varios aspectos clave relacionados con la integración de estos sistemas en redes de distribución. Estos estudios abordan temas como minimización de fluctuaciones de voltaje, impacto en los transformadores y pérdidas asociadas, ubicación óptima de los sistemas PV, criterios de diseño, confiabilidad de los inversores y costos de inversión.

En cuanto a la integración de sistemas PV en redes de distribución, en [4] se enfoca en maximizar la capacidad de potencia reactiva de los inversores y propone estrategias de control. Por otro lado, el autor de [7] analiza el impacto en los transformadores, las pérdidas y los perfiles de tensión. Ambos estudios concluyen que la ubicación de los sistemas PV y los métodos de operación dependen de los objetivos específicos, ya sea mejorar el perfil de voltaje, reducir las pérdidas en el sistema de distribución o minimizar las pérdidas en los transformadores principales.

En relación con la minimización de las fluctuaciones de voltaje, [5] propone el uso de STATCOM integrados con sistemas PV para garantizar un suministro estable de voltaje. Los resultados demuestran que esta combinación puede mitigar eficazmente las fluctuaciones de voltaje en sistemas industriales. Además, el autor de [6] destaca la importancia de la regulación de potencia reactiva en inversores fotovoltaicos y propone un esquema de control que combina la reducción de potencia activa con la compensación de potencia reactiva, mostrando su viabilidad y eficacia para mantener la regulación del voltaje en un rango aceptable.

En términos de ubicación óptima de sistemas PV, en [8] se destaca la importancia de colocarlos en puntos críticos de la red para mejorar la regulación del voltaje y reducir los costos asociados a la desconexión de la carga debido a caídas de voltaje. Por otro lado, el autor de [11] realiza un análisis detallado de criterios de diseño y costos de inversión en plantas fotovoltaicas de alta potencia, considerando aspectos como la radiación solar, el clima, la topografía y los riesgos ambientales y sociales, cuyo objetivo es optimizar la rentabilidad de los proyectos fotovoltaicos en Chile.

En cuanto a la confiabilidad de los inversores en sistemas PV, el autor de [12] evalúa el impacto de la compensación de potencia reactiva en la vida útil del inversor. Se observa una reducción significativa en la vida útil cuando se realiza la compensación de potencia reactiva, pero se propone utilizar un factor de capacidad de potencia reactiva para mejorar la confiabilidad. Estos estudios destacan la importancia de la ubicación adecuada de los sistemas PV, la regulación eficiente de la potencia reactiva y la consideración de aspectos económicos y de confiabilidad para lograr una integración exitosa en sistemas PV en complejos mineros.

Las publicaciones [13] - [23] abordan diversos aspectos relacionados con la integración de sistemas PV y su impacto en la operación, regulación y beneficios económicos. Estos estudios ofrecen una visión integral de los desafíos y beneficios asociados con la integración de sistemas PV en distintos contextos.

El autor de [13] destaca el desempeño de los inversores tipo IGBT en la regulación de potencia reactiva en parques fotovoltaicos, demostrando una rápida respuesta en la entrega de potencia reactiva ante cambios en la demanda. Los autores de [15] y [16] se centran en los métodos de control de potencia reactiva en inversores fotovoltaicos, resaltando la importancia de mantener un factor de potencia constante y controlar las variaciones de voltaje en la red de distribución. Por otro lado, [17] analiza la estabilidad transitoria de los convertidores tipo fuente de voltaje durante condiciones de falla, destacando la importancia de los valores óptimos del controlador en la dinámica del sistema.

En [18], se propone un modelo de operación para el control de potencia reactiva en plantas de energía renovable, haciendo hincapié en la eficacia de un controlador de reactivos basado en la regulación de tensiones para mejorar la eficiencia del sistema. [19] propone algoritmos de control local para mitigar el impacto del factor de potencia y las variaciones de tensión en redes de distribución de baja tensión. Por otro lado, el método centralizado presentado en [20] se enfoca en el control de la potencia activa y reactiva de inversores fotovoltaicos para mantener el perfil de voltaje en los alimentadores de distribución, mostrando su efectividad en el control del voltaje.

Los autores de [21] y [22] se centran en el uso de sistemas de almacenamiento de energía, como bancos de baterías, en combinación con sistemas PV, destacando los efectos positivos en la regulación de voltaje, el suministro de energía de calidad y la mitigación de variaciones de voltaje y carga. Por último, [23] examina el beneficio económico de la integración de energía fotovoltaica en complejos industriales textiles, demostrando ahorros significativos en energía y costos de producción. Estos estudios en conjunto resaltan la importancia de la regulación de potencia reactiva, la estabilidad del voltaje, la eficiencia energética y los beneficios económicos en la integración de sistemas PV en complejos mineros.

Por último, los estudios [24] y [25] investigan el impacto de la acumulación de polvo en el rendimiento de los módulos fotovoltaicos. Ambos estudios concluyen que la presencia de polvo en los paneles solares afecta negativamente la eficiencia de la generación de energía solar. El autor de [24] destaca que el polvo reduce la radiación recibida y aumenta la temperatura de las celdas fotovoltaicas, lo que disminuye la potencia máxima y el voltaje de circuito abierto de los módulos. Además, se señala que el impacto del polvo puede variar según el grado de sombreado y suciedad en la superficie de los paneles. Por otro lado, en [25] se realizan mediciones y simulaciones en una región semiárida de Irán para determinar el impacto del polvo en la corriente de cortocircuito y la potencia

máxima de los módulos. Los resultados muestran una pérdida promedio del 9,4% en la corriente de cortocircuito y del 11,6% en la potencia máxima debido a la acumulación de polvo.

La revisión bibliográfica realizada muestra la relevancia actual que tiene la integración de parques fotovoltaicos en sistemas de distribución, demostrando los posibles beneficios de esta integración, como la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, la mejora en la eficiencia energética y la disminución de los costos de energía. Sin embargo, la conexión de parques fotovoltaicos de alta potencia en grandes complejos mineros no ha sido estudiada de manera sistemática. Esta tesis responde a esta necesidad, dada la importancia que tiene la industria minera en Chile y a la confiabilidad necesaria de los sistemas eléctricos de estas operaciones, en donde los evidentes beneficios de la incorporación de generación solar en este contexto no han sido plenamente explorados ni documentados.



2. Características de los sistemas de distribución y de la demanda en sistemas mineros

2.1. Introducción

Este capítulo busca examinar las características de los sistemas eléctricos de distribución y la demanda eléctrica en complejos mineros de cobre. Para esto, se describen las principales cargas eléctricas en plantas concentradoras y de cátodos, analizando registros reales de potencia para una caracterización detallada de estas cargas. También se incluye un estudio de los datos estadísticos de fallas eléctricas en el complejo minero, enfocado en evaluar los impactos de dichas fallas y en identificar áreas críticas susceptibles a perturbaciones del sistema.

El análisis comprende los registros de potencia de los alimentadores de una planta concentradora, una planta de cátodos y el área común de la mina, junto con un análisis estadístico de las fallas. Los resultados obtenidos permiten definir criterios de diseño y ubicación para el parque fotovoltaico, justifican la instalación de sistemas PV y son esenciales para la construcción de modelos de simulación precisos, los cuales evalúan el impacto de la integración de parques fotovoltaicos en la calidad y confiabilidad del suministro eléctrico en los complejos mineros.

2.2. Características de los sistemas de distribución y sus principales cargas eléctricas

Las características de un sistema de distribución eléctrico en un complejo minero están determinadas principalmente por los criterios de diseño establecidos en la etapa de ingeniería. Para asegurar la rentabilidad de la industria, el diseño de sus infraestructuras debe permitir la selección de configuraciones de sistema que, además de ser de bajo costo inicial, contemplen los gastos asociados a la operación, mantenimiento y actualizaciones del sistema. Esto implica garantizar la continuidad del suministro, reducir las pérdidas, facilitar el acceso y mantenimiento del sistema, mantener la calidad de la energía y lograr una operación eficiente a través del dimensionamiento adecuado de la infraestructura eléctrica, considerando también factores externos. Los criterios de planificación abarcan desde la ubicación de las cargas y el patrón de carga con sus variaciones, hasta la identificación de cargas críticas, los planes para el crecimiento futuro de distintas cargas y sistemas, y la interconexión con otros sistemas. Asimismo, la disponibilidad de componentes críticos en el mercado es un factor que considerar, lo que a menudo lleva a que los valores de diseño sean

estandarizados. En este contexto, es importante señalar que, dado que los complejos mineros de cobre se basan en las mismas etapas productivas y están diseñados para niveles parecidos de producción, los sistemas eléctricos de distribución y transmisión tienden a tener diseños y comportamientos similares. Además, comparten sus principales cargas eléctricas, las cuales se detallan en esta sección.

El **proceso de minería del cobre comienza** con la fase de exploración, que tiene como objetivo identificar y evaluar la presencia de yacimientos minerales. Esta etapa involucra el estudio de las características geológicas de una región y la búsqueda de indicios de minerales de cobre. La decisión de avanzar en un proyecto de explotación dependerá de factores como la viabilidad económica, el diseño de la operación y las perspectivas del mercado internacional del cobre. Una vez que se ha confirmado la existencia de un yacimiento de cobre, se procede a su clasificación según las características geológicas. Los yacimientos pueden ser de sulfuros, que contienen combinaciones de cobre, azufre y hierro, o de óxidos, que contienen óxidos de cobre y suelen estar cerca de la superficie. Estas diferencias en la composición mineral determinarán el tipo de procesamiento posterior.

2.2.1. *Procesos comunes: perforación, tronadura, carguío, transporte y chancado*

La **segunda etapa** del proceso minero se enfoca en la extracción del cobre, con el objetivo central de obtener el mineral y transportarlo eficientemente a la planta de procesamiento, donde se separará de otros minerales para obtener cobre de alta pureza. Esta etapa comprende varias fases, que incluyen la perforación para la colocación de explosivos y la extracción de las rocas mineralizadas, la tronadura para fragmentar el macizo rocoso, el carguío de camiones mediante palas y equipos de gran tonelaje, y el transporte de las rocas hacia la planta para su posterior reducción de tamaño. En este proceso, se distinguen principalmente dos métodos de extracción: la extracción subterránea y la extracción a rajo abierto.

La extracción subterránea se utiliza para recuperar el cobre sulfurado ubicado en las capas más profundas de la Tierra, donde no resulta rentable retirar todas las capas de tierra que recubren la roca mineralizada. En lugar de ello, se emplean instalaciones subterráneas como túneles, galerías y rampas para acceder al mineral en lo más profundo del subsuelo. Este método se basa en la detonación controlada de grandes fragmentos de roca, que posteriormente se recolectan y transportan hacia la planta de procesamiento. En Chile, este tipo se encuentra comúnmente en complejos mineros ubicados en la Cordillera de los Andes, como ejemplos notables se encuentran El Teniente y Andina de Codelco.

Por otro lado, la extracción a rajo abierto se lleva a cabo cuando el yacimiento presenta condiciones favorables para extraer el mineral desde la superficie, siendo rentable eliminar la capa estéril que cubre el macizo rocoso mineralizado. Este método se emplea para recuperar el cobre oxidado que se encuentra en las capas más superficiales de la tierra. En la extracción a rajo abierto, se efectúan perforaciones y explosiones controladas en los bancos, que son escalones donde se realiza la extracción. Los fragmentos resultantes se cargan en camiones de gran tonelaje mediante palas de grandes proporciones y se transportan para su procesamiento.

El sistema eléctrico de alimentación de las cargas de la mina generalmente está diseñado en configuración de Loop. Este diseño incluye dos alimentadores aéreos en media tensión hasta 30 kV que se extienden a lo largo del circuito con varios puntos de derivación. Dicha configuración, conocida como loop mina, tiene la responsabilidad de suministrar energía a todas las cargas de esta área. Los alimentadores, equipados con distintos equipos dispuestos tanto en serie como en paralelo hacia las cargas, están conectados en sus extremos, formando el loop. Esta estructura permite seccionar y alimentar las cargas desde cualquiera de los alimentadores, otorgando así flexibilidad a la red para responder ante contingencias o realizar mantenimientos. Las derivaciones de estos alimentadores proporcionan energía a diversas cargas dentro del sistema de la mina como, por ejemplo:

- **Subestaciones móviles:** Estas son las principales cargas del loop mina y su función es reducir los niveles de tensión desde el sistema de distribución en media tensión. Estos niveles de tensión son necesarios para energizar los circuitos que descienden hacia la mina y suministran energía a grandes cargas como palas eléctricas y perforadoras. Generalmente, cada subestación móvil cuenta con potencias de diseño alrededor de los 10 MVA y voltajes en sus secundarios entre 4 y 7 kV. Son capaces de energizar simultáneamente hasta tres o cuatro cargas, como palas y perforadoras. Las longitudes de los cables que van desde la subestación hasta las cargas suelen tener un límite especificado por los fabricantes de las cargas, normalmente no superando los 3 km.
- **Perforadoras eléctricas:** Durante la etapa de perforación, se emplean perforadoras eléctricas para la confección de agujeros en la roca o el mineral. Estas máquinas están equipadas con motores eléctricos que impulsan brocas rotativas con gran precisión y eficiencia. Las perforadoras eléctricas se caracterizan por su conexión directa al sistema de potencia, lo que puede generar corrientes de partida significativas, generando un impacto en la red eléctrica. Sus potencias nominales suelen ser cercanas a los 500 kW.

- **Palas eléctricas:** En la etapa de carguío se utilizan las palas eléctricas de gran tonelaje, destinadas a cargar el mineral o el estéril en camiones de extracción. Estas palas están equipadas con motores eléctricos de alta potencia que operan los brazos y cucharones, permitiendo la recogida y carga de grandes volúmenes de material. Estas palas representan una de las mayores demandas de potencia en las operaciones mineras y, debido a sus sistemas de frenado, son capaces de regenerar potencia hacia la red. Su consumo energético puede variar significativamente según las dimensiones de la pala, con capacidades que oscilan entre 1 y 5 MVA de potencia.
- **Camiones de extracción con mecanismo trolley:** durante la fase de transporte, algunos complejos mineros usan camiones de extracción de alto tonelaje con sistemas trolley para su alimentación eléctrica. Estos camiones están equipados con motores eléctricos que les proporcionan la potencia necesaria para moverse por toda la mina y transportar grandes cargas ya sea mineral o estéril. El sistema trolley implica la utilización de líneas eléctricas aéreas o rieles electrificados que se extienden a lo largo de las rutas de transporte. Los camiones se conectan a estas líneas mediante pantógrafos. Esta solución eléctrica se destaca por su eficiencia energética y su capacidad para reducir las emisiones de gases contaminantes en comparación con los camiones diésel convencionales. El consumo eléctrico de estos camiones varía en función de la marca y modelo del vehículo, el tamaño del complejo minero, la ubicación del sistema de alimentación y la pendiente de las rampas de acceso en la mina, entre otros.
- **Sitios de comunicación:** Los complejos mineros dependen en gran medida de sus sistemas de comunicación, especialmente cuando se consideran los sistemas de control remoto o autónomos, que dependen completamente de estos esquemas. Los sitios de comunicaciones generalmente se alimentan directamente del loop mina mediante transformadores de baja potencia (menores a 1 MVA) y suministran energía a cargas no lineales como antenas.
- **Infraestructura y servicios:** Para minimizar los traslados dentro del área minera y sus alrededores, esta área suele incluir infraestructuras y servicios como casinos, cachimbas de agua, sistemas de bombeo y estaciones de carga de combustible. Estas instalaciones se alimentan en baja tensión directamente desde el circuito del loop mina.

La Fig. 2.1 muestra un ejemplo de emplazamiento del circuito del loop mina, en donde se muestra el circuito en media tensión y la ubicación de las subestaciones móviles.

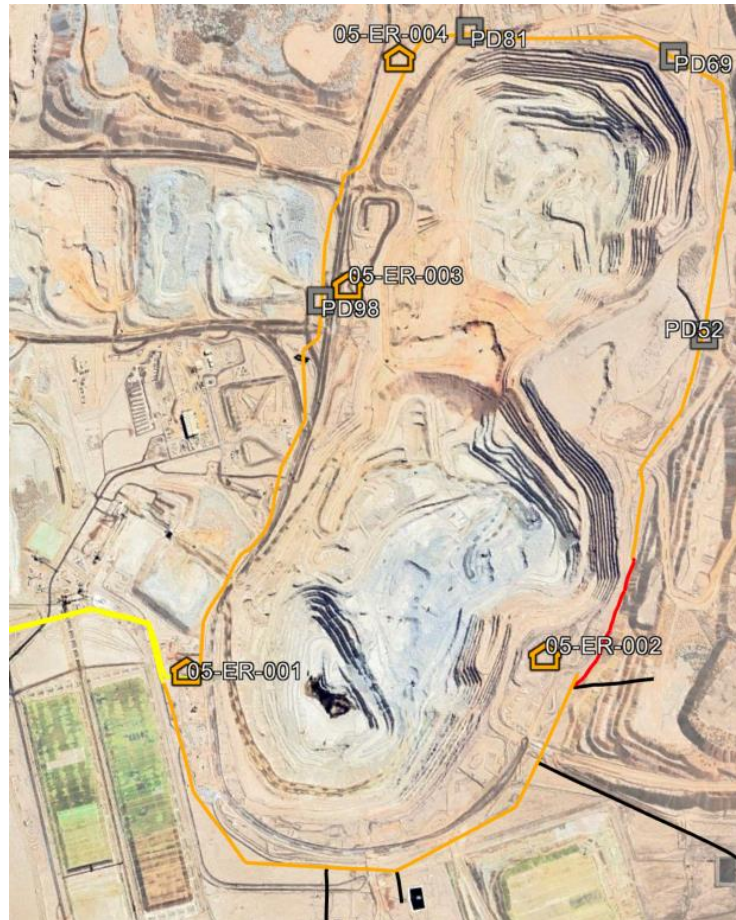


Fig. 2.1: Foto aérea del área mina con sus alimentadores principales en media tensión (amarillo) y circuito loop mina (naranja).

La **tercera etapa** del proceso de obtención del cobre es el chancado, que tiene como objetivo reducir el tamaño de los fragmentos de roca mineralizada a 1/2 pulgada. Este paso es esencial para preparar el material y hacerlo apto para las fases subsiguientes del proceso de producción. El chancado se lleva a cabo mediante el uso de equipos eléctricos de gran envergadura, que trituran las rocas hasta alcanzar el tamaño deseado. No obstante, este proceso no se realiza de manera directa, sino que involucra hasta tres niveles de chancado:

1. Etapa primaria: En esta fase inicial, el chancador reduce el diámetro máximo de los fragmentos a 8 pulgadas.
2. Etapa secundaria: Luego, en la etapa secundaria, se disminuye el tamaño de los fragmentos a 3 pulgadas.
3. Etapa terciaria: Finalmente, en la etapa terciaria, las rocas alcanzan el tamaño de 1/2 pulgada deseado.

Estos equipos reciben material en su parte superior y lo trituran a través de movimientos vibratorios y rotativos, para luego expulsarlo por la parte inferior. La trituración, siendo un proceso de procesamiento de alto volumen, demanda una considerable cantidad de energía, representando uno de los principales consumos en el área seca.

La operación de los chancadores varía considerablemente, influenciada por las fluctuaciones en los niveles del material procesado. Estas variaciones están determinadas por los momentos en que los camiones depositan el material en el chancador. Las potencias nominales de estos equipos fluctúan entre 500 kW y 1 MW, variando según la capacidad de procesamiento requerida y la etapa de chancado implicada, ya sea primario, secundario o terciario.

La fase subsiguiente del proceso productivo depende del tipo de cobre que se esté tratando, ya sea óxido o sulfuro. Dado que estos minerales poseen características diferentes, el tratamiento que se les aplica en las etapas posteriores del proceso también varía.

2.2.2. *Procesos productivos para óxidos*

Tras el chancado que reduce la granulometría del material, sigue el proceso de harneado. Esta etapa se centra en la selección y separación del material triturado según su tamaño. Para ello, se emplean máquinas equipadas con motores vibradores que facilitan esta separación. Una característica importante de este proceso es la capacidad de retornar material de mayor tamaño a las etapas finales de chancado, asegurando así que el tamaño del material sea el adecuado para las etapas subsiguientes.

Posteriormente, se lleva a cabo el proceso de aglomerado, cuyo objetivo es añadir soluciones de sales y ácido sulfúrico al material, optimizando así el proceso siguiente. Durante el aglomerado, se utiliza un tambor aglomerador para mezclar el mineral chancado con las sales y el ácido sulfúrico. El movimiento de este tambor se controla con variadores de frecuencia de alta potencia. A pesar de que estos equipos operan a bajas revoluciones, pueden tener un consumo energético considerable, dependiendo de la capacidad y el diseño específico. Generalmente, este proceso se realiza con tambores de grandes dimensiones que giran a bajas revoluciones, mezclando así el mineral con los aditivos. Estos tambores suelen ser energizados por variadores de frecuencia que oscilan entre 500 y 700 kW, pudiendo operar uno o más tambores en paralelo.

La lixiviación, una de las principales etapas en la producción de minerales de cobre oxidado, es un método hidrometalúrgico que utiliza soluciones líquidas para extraer metales. En este proceso, el material del tambor aglomerador se traslada a áreas destinadas para formar pilas de lixiviación de

6 a 8 metros de altura. Se rocían las rocas con una solución de agua y ácido sulfúrico, iniciando la lixiviación o curado. Un sistema de riego, que incluye aspersores y goteo, asegura una cobertura uniforme. La solución disuelve el cobre de los minerales, creando una emulsión de sulfato de cobre. Las soluciones resultantes se recolectan mediante canaletas y se someten a clarificación y almacenamiento según su calidad. La lixiviación dura entre 45 y 65 días, buscando diluir la mayor cantidad de cobre posible. El material residual, o ripio, puede reutilizarse en otro proceso de lixiviación. Como resultado, se obtienen soluciones con hasta 9 gramos por litro (gpl) de cobre. En los grandes complejos mineros chilenos, estas pilas pueden medir entre 1 y 3 km, implicando un alto consumo energético para el transporte de material y recolección de soluciones.

En este contexto, los sistemas de correas transportadoras representan una carga principal en estas etapas iniciales. Estos sistemas, movidos por motores eléctricos, trasladan grandes volúmenes de mineral de manera continua. La longitud de estas correas y las grandes cargas que transportan requieren motores de alta potencia, resultando en consumos eléctricos significativos. La posición estratégica del chancador primario afecta la longitud de estas correas y, consecuentemente, su consumo energético. La potencia requerida en cada sección varía según la carga diseñada a procesar, las pendientes del terreno y las distancias entre las distintas etapas de procesamiento, oscilando entre 200 kW y 1 MW de potencia nominal.

Otras cargas considerables en la etapa de lixiviación son los mecanismos de apilamiento y extracción, como los puentes apiladores y las rotopalas. Los puentes apiladores, estructuras móviles de gran tamaño, reciben el material a través de correas transportadoras y lo apilan uniformemente sobre el lecho de lixiviación. Estos puentes suelen consistir en largas cintas transportadoras montadas en estructuras capaces de desplazarse sobre rieles o sistemas de orugas, lo que permite una distribución eficiente y uniforme del material. Por otro lado, las rotopalas, utilizadas para la extracción del material post-lixiviación, son equipos de gran tamaño montados sobre rieles y sistemas de orugas. Están equipadas con una rueda giratoria con baldes en su extremo frontal, que excava y transporta el material hacia una cinta transportadora o un vehículo de carga.

Debido a su proximidad en el proceso, tanto los puentes apiladores como las rotopalas suelen compartir los mismos alimentadores eléctricos. En este escenario, los principales consumos eléctricos provienen del sistema de correas que alimenta a estos equipos, seguido por los sistemas motrices tanto de los puentes apiladores como de las rotopalas. La cantidad de energía requerida por estos sistemas varía considerablemente, dependiendo de varios factores como la distancia que deben cubrir, la

longitud de las pilas de lixiviación y las características del terreno. Por lo tanto, la potencia consumida en estas operaciones puede oscilar entre 1 y 5 MW por pila.

La fase final en el área seca, que se ocupa del manejo y procesamiento del material extraído de la mina, es el botadero de rípios. Los rípios, el material residual post-lixiviación rico en ácido sulfúrico y aditivos, requieren un manejo cuidadoso por su impacto ambiental y operativo. Tras la extracción del cobre, estos rípios se retiran de las pilas de lixiviación con el uso de rotopalas. Luego, son transportados a los botaderos mediante un sistema de correas de larga longitud, representando estas correas una carga eléctrica considerable en esta etapa. El esparcidor de rípios, una maquinaria de gran tamaño con funciones similares a los puentes apiladores, tiene como función principal el transporte y dispersión controlada de los rípios, formando nuevas pilas o depositándolos en botaderos específicos. Este equipo, que se mueve gracias a un sistema de cintas transportadoras o mecanismos de descarga, asegura una distribución uniforme del material en las áreas designadas.

Después de completar las etapas de chancado, harneado, aglomerado, apilamiento, lixiviación, extracción y manejo de rípios en la minería del cobre, comienza la etapa conocida como área húmeda. Esta área comprende las últimas dos fases del proceso de extracción de cobre.

La penúltima etapa es la extracción por solvente, un proceso esencial en la producción de minerales de cobre oxidado. Aquí, las soluciones líquidas provenientes de la lixiviación se someten a un procedimiento de limpieza para eliminar residuos sólidos que podrían haber sido arrastrados. Posteriormente, se realiza una purificación utilizando un compuesto de parafina y resina orgánica. Este compuesto es capaz de capturar selectivamente los iones de cobre, aumentando así la concentración del sulfato de cobre de 9 a 45 gpl.

La electroobtención, también conocida como EW, representa la última fase en el proceso de extracción de cobre. Esta etapa, fundamentada en los principios de electrometalurgia, es esencial para la recuperación de cobre puro a partir de las soluciones enriquecidas obtenidas en la etapa de extracción por solvente. Los pasos clave de la electroobtención son:

1. La solución electrolítica, rica en sulfato de cobre y procedente de las etapas de lixiviación y extracción por solvente, se traslada a las celdas electrolíticas o de electroobtención.
2. Dentro de estas celdas, se colocan ánodos (polo positivo) y cátodos (polo negativo).
3. Se aplica una corriente continua entre el ánodo y el cátodo.

4. A través del proceso de electrólisis, los iones de cobre (cationes) en la solución son atraídos hacia el cátodo de carga negativa, donde se depositan.

Tras un ciclo de siete días, durante el cual el cobre se acumula en los cátodos gracias a la acción eléctrica, comienza la fase de cosecha. En esta etapa, se recolectan cátodos de cobre, superando el 99% de pureza. Es relevante mencionar que el proceso de producción de cobre oxidado es más simple y rápido en comparación con el cobre sulfurado, que requiere varias etapas adicionales.

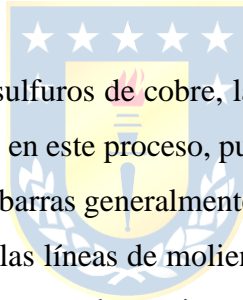
En el área húmeda, conformado por el manejo de soluciones desde las pilas de lixiviación, SX y EW, las principales cargas eléctricas son:

- **Sistema de bombeo de soluciones y reactivos químicos:** este sistema comprende numerosas bombas y compresores que se encargan de mover soluciones de lixiviación, soluciones electrolíticas y reactivos químicos a través de las diversas etapas del proceso. Estos equipos son esenciales para mantener un flujo constante entre los procesos y asegurar los niveles adecuados de solución en las piscinas de SX y EW, así como en los sistemas de almacenamiento intermedios. Las bombas distribuidas en esta área generalmente tienen potencias nominales que van de 100 a 200 kW por equipo.
- **Rectificadores de Electrowinning (EW):** en la electroobtención, se utilizan celdas electrolíticas alimentadas por rectificadores de alta potencia. Estos rectificadores operan a bajos niveles de voltaje DC (entre 500 y 300 V) y altos niveles de corriente DC (de 10 a 30 kA) para depositar el cobre en los cátodos a través de electrólisis. Las potencias de estos rectificadores varían según la capacidad de diseño de procesamiento, pudiendo oscilar entre 10 MW y 25 MW. Comúnmente, dos o tres rectificadores funcionan en paralelo, alimentando distintos circuitos de celdas. Esta configuración en paralelo facilita la extracción continua de cátodos y garantiza un flujo constante en la venta y transporte del cobre. Además, permite realizar mantenimiento en un circuito mientras otro permanece energizado.

2.2.3. *Procesos productivos para sulfuros*

Después del chancado, la **molienda** es la primera etapa en la producción de minerales de cobre sulfurado. En este proceso, los fragmentos de mineral se reducen hasta alcanzar una granulometría fina de 0,18 milímetros. La molienda se realiza de diversas maneras, variando según la tecnología de cada planta minera. Los tres métodos comunes son:

- **Molinos SAG (Semi-Autógenos):** Este método moderno y eficiente recibe el mineral directamente del chancado primario. En los molinos SAG, los cuales se caracterizan por ser de mayores dimensiones y capacidad que los otros molinos, el mineral se mezcla con agua y cal. La reducción del tamaño se logra a través de la acción combinada de partículas de diferentes tamaños y de bolas de acero que caen libremente con la rotación del molino.
- **Molinos de Barras:** Estos molinos contienen barras de acero de 3,5 pulgadas de diámetro. Generalmente, procesan material que proviene del chancado secundario o directamente de un molino SAG. Las barras dentro del molino caen y se mueven libremente, triturando los fragmentos de roca.
- **Molinos de Bolas:** Son grandes molinos llenos de bolas de acero de aproximadamente 3,5 pulgadas de diámetro y 3 kg de peso. El movimiento y choque de estas bolas muelen el material durante unos 20 minutos hasta alcanzar el tamaño deseado de 0,18 milímetros. Al igual que los molinos de barras, el material para estos molinos generalmente proviene de un chancado secundario o de un molino SAG.



En el proceso de tratamiento de sulfuros de cobre, la molienda representa el mayor consumo de energía. Los molinos SAG, utilizados en este proceso, pueden requerir potencias cercanas a los 30 MW. En cambio, los molinos de bolas o barras generalmente alcanzan alrededor de 20 MW. Además, para garantizar una operación eficiente, las líneas de molienda necesitan una variedad de servicios y cargas auxiliares, como bombas y compresores, lo que incrementa aún más la potencia total requerida en este proceso. Comúnmente, las líneas de molienda están configuradas con un molino SAG seguido por dos molinos de bolas o barras en serie. En muchos complejos mineros, la presencia de múltiples líneas de molienda puede elevar la potencia total asociada a esta área por encima de los 100 MW, reflejando la intensidad energética de la molienda en la minería de sulfuros de cobre.

Tras obtener un material finamente molido, el siguiente proceso se realiza en celdas de **flotación**. Aquí, se inyecta aire en una mezcla de mineral y agua para crear burbujas que acumulan el cobre. Los reactivos químicos añadidos tienen funciones específicas: los colectores hacen que las partículas de cobre y molibdeno se adhieran a las burbujas; los depresores impiden que otros minerales lo hagan; los espumantes crean burbujas estables; y otros aditivos, como la cal, regulan el pH de la pulpa. Este proceso se desarrolla en tres fases: la sólida (mineral), la líquida (agua) y la gaseosa (aire). Hay varios tipos de celdas de flotación: mecánicas, neumáticas y de columna. Las burbujas que contienen los minerales deseados suben a la superficie y son recogidas, trasladándose a estanques

especiales. Después de varios ciclos, se obtiene molibdeno y cobre con purezas del 49% y 31%, respectivamente. El proceso de flotación requiere un gran número de celdas, alimentadas por sistemas de bombeo y compresores de 200 kW cada uno en baja tensión.

Los **tranques de relaves** son el destino final del material procesado después de la flotación en la producción de cobre sulfurado en plantas de concentrado. Los tranques de relaves funcionan como estructuras de almacenamiento para los residuos sólidos y el agua de la planta concentradora, desempeñando un papel esencial en la gestión de desechos y en la conservación del agua. En los tranques de relaves, las principales cargas eléctricas están asociadas con los sistemas de bombeo e hidrociclones. Estos sistemas se emplean para la clasificación y separación de partículas en la suspensión líquida, aprovechando las fuerzas centrífugas y la resistencia del fluido, y para distribuir eficientemente el material en los puntos de almacenamiento designados. Además, son fundamentales en la recuperación y recirculación del agua en la etapa final del proceso. Para estas operaciones, se utilizan bombas de alta capacidad, que pueden alcanzar potencias de hasta 1 o 1.5 MW.

La fundición, una etapa con alto consumo energético e impacto ambiental, es una de las fases finales en el procesamiento del sulfuro de cobre. En años recientes, Chile ha priorizado la comercialización de cobre en forma de concentrado, reduciendo así el uso de la fundición. Durante este proceso, el concentrado de cobre se almacena y se analiza para determinar su composición. Luego, se funde a altas temperaturas para separar el cobre de otros minerales. El producto resultante, conocido como "cobre blister", alcanza una pureza del 96%. Este cobre blister se refina posteriormente para obtener ánodos de cobre con una pureza del 99.7%. Mediante electrólisis, estos ánodos se convierten en cátodos de cobre con una pureza del 99.99%. Debido a la tendencia de comercializar directamente el concentrado de cobre obtenido de la flotación, el impacto energético de las etapas finales de fundición y refinación no se considera en esta evaluación energética del proceso.

2.3. Estudio de la demanda asociados a los procesos más importantes

La cuantificación de la demanda energética en las distintas áreas del complejo minero permite identificar los valores típicos de potencia del sistema, enfocándose individualmente en cada etapa del proceso. Este análisis no solo facilita la comprensión de la dinámica operativa del complejo, sino que también establece una base para evaluar el impacto de la integración y el impacto de los sistemas PV. En este caso, esta sección se centra en el análisis de los registros de potencia en las subestaciones principales del complejo, que incluyen tanto la planta concentradora como la de cátodos. Se evalúa la

potencia aparente, activa, reactiva y el factor de potencia en cada uno de los alimentadores de las cargas del sistema, cuyos detalles de consumo de cada área se muestra en el Anexo A. Los objetivos de esta sección son múltiples:

- i. **Justificación de la instalación del sistema fotovoltaico:** mediante el análisis de las demandas energéticas, se identifican las áreas donde los sistemas PV podrían tener un impacto significativo. Este análisis permite evaluar los puntos críticos de la red eléctrica desde el punto de vista de las variaciones de tensión causadas por la conexión o desconexión de las cargas y fallas eléctricas en la red de distribución o transmisión. Los bloques de alta potencia son de particular importancia debido a las posibles variaciones de tensión que pueden surgir en la red eléctrica durante sus desconexiones no controladas. También, algunos procesos pueden ser susceptibles a fallas en el sistema de distribución, lo que justificaría el uso de la generación fotovoltaica como una posible solución técnica para aumentar la confiabilidad del sistema. Además, el estudio facilita la identificación de puntos potenciales para la conexión del sistema PV, considerando las potencias disponibles en los alimentadores y sus dimensionamientos.
- ii. **Dimensionamiento del sistema fotovoltaico:** el conocimiento de las demandas energéticas específicas de cada proceso y del consumo total del complejo es crucial para un dimensionamiento adecuado del sistema PV. Entendiendo el requerimiento energético de cada área o planta, se puede calcular la capacidad necesaria del sistema para satisfacer estas demandas. Esto garantiza que el sistema PV no solo cumpla con los requisitos energéticos del complejo minero, sino que también lo haga de manera estable y económica. Además, si el objetivo es que el sistema PV proporcione energía al complejo sin generar excedentes, es esencial analizar los consumos y variaciones normales del sistema para dimensionarlo correctamente. Este enfoque asegura la generación de energía ajustada a las necesidades sin excedentes.
- iii. **Base para una modelación precisa del sistema eléctrico:** el análisis de las demandas energéticas reales asociadas a los distintos procesos permite identificar patrones en el comportamiento del sistema eléctrico, como variaciones de carga, picos de demanda y tendencias de consumo. Entender estos patrones asegura una integración técnica efectiva del sistema PV y para realizar una modelación precisa del sistema eléctrico del complejo. Esta modelación debe considerar tanto la infraestructura existente como la integración propuesta del sistema PV, con el objetivo de efectuar un análisis que prediga cómo el sistema PV

interactuará y afectará a la red eléctrica existente. Esta modelación permite asegurar que la integración del sistema PV optimice la eficiencia general del sistema eléctrico, minimice riesgos de inestabilidad o sobrecarga y cumpla con los requerimientos operativos y de seguridad, contemplando diversos escenarios y estrategias de integración, estableciendo así la base para una modelación precisa del sistema eléctrico en DigSILENT. Con esto se valida el modelo y se procede a simular la integración de sistemas de generación fotovoltaica, evaluando tanto el comportamiento del sistema como la calidad del suministro, el comportamiento del voltaje y la respuesta del sistema ante desconexiones de cargas críticas.

Para esto, los registros de la planta de cátodos y del área mina corresponden a valores promedio en intervalos de 15 minutos durante un periodo de 33 días. Por otro lado, los registros de la planta concentradora se basan en promedios de intervalos de 5 minutos recopilados durante 14 días. Tras organizar estos datos, se procede al análisis de tendencias con el objetivo de identificar las condiciones normales de operación, estableciendo valores mínimos, promedios, máximos y a plena carga para cada uno de los distintos alimentadores. Cabe señalar que los registros máximos suelen representar condiciones no estacionarias de partidas y los mínimos corresponden a periodos de detenciones del sistema. Esto significa que los valores promedio calculados no siempre reflejan las condiciones normales de operación de la red. Debido a esto, se lleva a cabo un análisis estadístico de los registros mediante histogramas, como se muestra en el anexo A. Este análisis permite definir las condiciones normales de operación a plena carga (APC.) en base a la moda de los registros. Este método permite realizar una modelación más precisa de la red y asegura que los resultados obtenidos reflejen representativamente las condiciones operativas reales.

2.3.1. Área mina

La Tabla 2.1 muestra los valores de potencia aparente y factor de potencia para ambos alimentadores en el área de la mina. El primer alimentador, que es parte del loop de la mina, registra una potencia aparente mayor que el segundo alimentador. Este último suministra energía a la otra mitad del circuito del loop mina y a las operaciones de lixiviación cercanas. La disparidad en la potencia entre los dos alimentadores se debe al mayor número de subestaciones móviles conectadas al primer alimentador. Los registros muestran que la carga es altamente variable, lo que se asocia con el ciclo operativo normal de las palas. Estos equipos tienen consumos eléctricos variables y pueden incluso regenerar energía; por ejemplo, consumen picos de corriente cuando recogen material y

generan energía al frenar el movimiento horizontal. Las Figuras Fig. A.28 y Fig. A.29 muestran la variabilidad de la carga, demostrando el comportamiento dinámico del consumo de energía en esta área operativa.

Tabla 2.1: Valores mínimo, promedio, máximo y a plena carga de la potencia aparente y factor de potencia de los registros del área mina.

Carga/Área	MVA				fp			
	Mín.	Prom.	A.P.C.	Máx.	Mín.	Prom.	A.P.C.	Máx.
Infraestructura mina #1	0,00	2,81	1,35	11,98	0,00	0,87	0,96	1,00
Infraestructura mina #2 y lixiviación	0,00	0,74	0,58	4,49	0,00	0,77	0,96	1,00

2.3.2. Planta de cátodos

En este caso, el sistema de distribución de esta planta se caracteriza por tener centros de cargas lejanos con respecto a la subestación principal, razón por la cual se utilizan pocos alimentadores que entregan energía a distintos puntos y cargas del proceso. La Tabla 2.2 muestra los valores de potencia aparente y factor de potencia para varios alimentadores en la planta de cátodos, resaltando los rectificadores empleados en el proceso de EW. Cada rectificador registra una potencia promedio superior a 16 MVA, con un consumo de 22 MVA en plena carga. En total, estos rectificadores representan más de 60 MVA, lo que constituye cerca del 70% del consumo total de la planta de cátodos, basado en un registro de 86 MVA. Estas cargas no solo son notables por su alta potencia, sino también por su crucial importancia en la producción y su alta sensibilidad a las variaciones de voltaje en el sistema. Dado que los rectificadores constituyen prácticamente la última etapa del proceso en la que se obtienen los cátodos, su funcionamiento es esencial desde el punto de vista productivo, eléctrico y económico. Este paso final en el proceso de producción del cobre mediante plantas de cátodos evidencia la relevancia de mantener un funcionamiento óptimo y estable de estos equipos.

Además, la Tabla 2.2 detalla dos alimentadores del área seca con potencias que suman se a 11 MVA. Por otro lado, hay dos alimentadores dirigidos al área húmeda, que también suman aproximadamente 11 MVA, y un alimentador adicional que provee energía al campamento de faena e instalaciones de oficinas, con una potencia cercana a 1 MVA. En este caso, el sistema de distribución de esta planta se caracteriza por tener centros de cargas lejanos con respecto a la subestación principal, razón por la cual se utilizan pocos alimentadores que entregan energía a distintos puntos y cargas del proceso.

Tabla 2.2: Valores mínimo, promedio, máximo y a plena carga de la potencia aparente y factor de potencia de los registros de la planta de cátodos.

Carga/Área	MVA				fp			
	Mín.	Prom.	A.P.C.	Máx.	Mín.	Prom.	A.P.C.	Máx.
Rectificador #1	0,00	21,49	22,16	22,67	0,53	0,78	0,79	0,81
Rectificador #2	0,00	20,21	22,24	22,72	0,56	0,78	0,78	0,81
Rectificador #3	0,00	16,24	18,50	21,19	0,54	0,74	0,72	0,79
Área seca #1	0,54	4,03	5,30	9,28	0,42	0,85	0,86	1,00
Área seca #2	0,33	4,06	5,80	10,39	0,45	0,73	0,77	0,89
Piscinas, manejo de soluciones y áreas comunes	1,30	4,96	5,04	6,08	0,88	0,91	0,91	0,98
Campamento #1 e instalaciones de oficinas	0,76	1,16	1,18	1,66	0,95	0,98	0,98	1,00
Piscinas, manejo de soluciones, apilamiento de mineral, retiro y disposición de ripios y pilas de lixiviación	2,37	5,11	6,38	7,97	0,54	0,87	0,89	0,96

2.3.3. Planta concentradora

La Tabla 2.3 muestra los valores de potencia aparente y factor de potencia para diversas cargas en la planta concentradora, resaltando el consumo energético de los molinos. El proceso de chancado proporciona material a un molino SAG a través de una correa tipo Overland, con un consumo de 3 MVA. Este molino SAG requiere hasta 36 MVA en plena carga y tiene un factor de potencia de 0,67. Adicionalmente, el molino SAG alimenta a dos molinos de bolas que operan en paralelo, cada uno con un consumo de 25 MVA en plena carga. De manera análoga al proceso de EW en las plantas de cátodos, los molinos SAG y de bolas son notables por su elevado consumo energético, representando hasta el 75% del consumo total de la planta concentradora. Estos molinos son esenciales para la producción de concentrado de cobre. A diferencia de la planta de cátodos, que cuenta con varios buffers operacionales como stockpiles, pilas de lixiviación y estanques que ayudan a mitigar el impacto de las fallas a lo largo de las etapas productivas, el proceso en la planta concentradora es más continuo y delicado en términos de gestión de cargas. Este aspecto se ve acentuado por el hecho de que los molinos son energizados por cicloconvertidores de alta potencia, los cuales son particularmente sensibles a las variaciones de tensión en el sistema eléctrico. Por lo tanto, los molinos no solo representan las cargas de mayor potencia en el proceso de producción de concentrado de cobre, sino que también son críticos para mantener de la estabilidad del sistema eléctrico de la planta y los niveles de producción.

Además, se observa un alto consumo en el proceso de manejo de relaves y tratamiento de aguas. Este requiere transportar el material procesado desde la planta de flotación hasta el tranque de relaves, ubicado a larga distancia. Dicho transporte se lleva a cabo mediante múltiples bombas de alta potencia, cuyo consumo total es de 7,3 MVA.

A diferencia de la planta de cátodos, la planta concentradora se beneficia de tener centros de carga ubicados próximos a la subestación principal. Esto permite una distribución a través de varios alimentadores que suministran energía de forma individual a cada carga del proceso.

Tabla 2.3: Valores mínimo, promedio, máximo y a plena carga de la potencia aparente y factor de potencia de los registros de la planta concentradora.

Carga/Área	MVA				fp			
	Mín.	Prom.	A.P.C.	Máx.	Mín.	Prom.	A.P.C.	Máx.
Cicloconvertor molino SAG	0,00	26,07	36,55	43,85	0,00	0,62	0,67	1,00
Cicloconvertor molino Bolas #1	0,00	17,83	24,65	31,39	0,00	0,75	0,75	1,00
Cicloconvertor molino Bolas #2	0,00	17,47	24,50	30,04	0,00	0,71	0,75	1,00
Alimentador #2 BT remolienda y flotación	0,12	1,66	1,89	2,18	0,59	0,79	0,81	0,95
Planta de filtros y sistemas críticos	0,48	0,88	0,99	1,51	0,84	0,94	0,95	0,99
Centro de control (MCC) molino SAG y chancador de pebbles	0,00	2,66	3,74	10,17	0,00	0,89	0,88	1,00
Centro de control (MCC) molino Bolas #2	0,41	0,54	0,58	0,66	0,76	0,80	0,80	0,84
Alimentador #2 MT remolienda y flotación	0,76	2,32	2,06	5,57	0,37	0,87	0,84	0,96
Planta de espesadores de Cu/Mo	0,00	0,43	0,43	0,57	0,28	0,57	0,60	0,70
Alimentador #1 MT remolienda y flotación	0,45	2,09	1,82	3,85	0,57	0,84	0,76	0,94
Centro de control (MCC) molino Bolas #1	0,22	0,26	0,27	0,29	0,71	0,77	0,77	0,80
Planta de molibdeno	0,19	0,38	0,39	0,92	0,85	0,98	1,00	1,00
Chancado primario y correa Overland	0,00	3,05	4,75	7,46	0,00	0,60	0,72	1,00
Bombas de agua de proceso y espesamiento de relaves	0,25	5,83	7,30	11,72	0,13	0,82	0,81	0,97
Alimentador #1 BT remolienda y flotación	0,98	2,24	2,42	2,65	0,46	0,71	0,71	0,77
Sistema de correas de molienda y Stockpile	0,00	2,02	3,15	3,74	0,59	0,96	0,97	1,00
Distribución de relaves y recuperación de aguas	0,00	0,56	0,89	2,98	0,00	0,83	0,88	1,00

2.4. Caracterización de las fallas más frecuentes

En esta sección se lleva a cabo un análisis de las fallas y perturbaciones en el sistema eléctrico de distribución del complejo minero. Se detallan los tipos de perturbaciones observadas, incluyendo su cantidad, tipo y duración, basándose en los datos recolectados durante el año 2022. También se examina cómo responden las protecciones del sistema ante estas fallas, clasificándolas de acuerdo con la función de protección operada. Además, se clasifican las perturbaciones y fallas según su ubicación en la red eléctrica y el área operativa correspondiente, ya sea la planta de cátodos, la concentradora o el área mina. Esta evaluación y clasificación permite cumplir los siguientes objetivos:

- i. Determinar las fallas más comunes por tipo, ubicación y tiempos de indisponibilidad. Esto provee información para identificar los escenarios más representativos y las fallas críticas del sistema eléctrico en estudio.
- ii. Al identificar el impacto de cada falla, los periodos de indisponibilidad y cuantificar su impacto económico, permite realizar un análisis económico para las distintas fallas, el cual puede ser utilizado como criterio al momento de realizar las evaluaciones técnicas.

Estos objetivos permiten reflejar condiciones reales del sistema para simular escenarios precisos. Esto contribuye significativamente al campo investigativo, especialmente en la evaluación de la integración de parques fotovoltaicos en el sistema eléctrico, enfocándose en aspectos como la estabilidad, regulación de voltaje, respuesta ante fallas y beneficios económicos.

La Tabla 2.4 detalla las clasificaciones utilizadas para el análisis de datos, proporcionando una descripción para cada tipo de perturbación o falla. Es importante destacar que estas perturbaciones corresponden a eventos que afectaron el suministro eléctrico en diferentes niveles de tensión. Por otro lado, la Tabla 2.5 y Tabla 2.6 presentan la cantidad de perturbaciones y fallas registradas en el período estudiado, incluyendo la duración promedio de la indisponibilidad para cada tipo de perturbación. La Tabla 2.7 y Tabla 2.8, por su parte, muestran la cantidad de perturbaciones y fallas segmentadas por la ubicación del evento, identificando cada área específica del complejo, como la planta de cátodos, la concentradora o la mina, y sus respectivas sub-áreas.

Tabla 2.4: Descripción de los tipos de perturbaciones identificadas.

Clasificación de la perturbación	Descripción
Falla de comunicación	Operación de protección o detención del esquema de control por pérdida de enlace de comunicación. Generalmente imputado a área de Distributed Control System (DCS).
Daño cable	Corresponde a una detención repentina o preventiva por la identificación de un conductor dañado.
Detención provisoria	Detención programada de un área para realizar mantenimiento.
Daño a equipo o componente	Equipo o componente del sistema de potencia que no permite operar normalmente. Generalmente corresponde a daños de carros, interruptores o seccionadores identificado durante su energización.
Falla externa	Perturbación en voltaje proveniente de una falla en el sistema de alta tensión fuera del complejo minero.
Falla relé, control o cableado de control	Operación o desconexión de protección o controlador por problemas en el cableado de control y medición. Corresponde en la mayoría de los casos a desconexión de detectores de temperatura tipo resistencia en motores u otros sensores debido a vibraciones.
Falla SSAA	Falla o condición subestándar en el sistema de alimentación de las protecciones y sistemas de control, que deriva en la desconexión de los servicios auxiliares y cargas.
Sin Falla	Error humano que deriva en la desenergización de algún equipo o área.
Operación protección	Operación de protección por alguna de sus funciones.

Tabla 2.5: Tipo, cantidad y duración de perturbaciones registradas en el año 2022.

Tipo de perturbación	Cantidad		Duración de la indisponibilidad		
	Total	%	Total (hrs)	%	Promedio (hrs)
Comunicación	70	13,4%	86,4	7,4%	1,2
Daño cable	14	2,7%	34,6	3,0%	2,5
Detención provisoria	156	29,8%	566,0	48,8%	3,6
Falla equipo/componente	24	4,6%	102,0	8,8%	4,2
Falla externa	1	0,2%	2,0	0,2%	2,0
Falla relé/cableado de control	50	9,6%	55,5	4,8%	1,1
Falla SSAA	13	2,5%	19,8	1,7%	1,5
Operación de protección	193	36,9%	286,2	24,7%	1,1
Sin falla	2	0,4%	7,7	0,7%	3,9
Total	523	-	1160,1	-	-

Tabla 2.6: Tipo, cantidad y duración de fallas con operación de protecciones registradas en el año 2022.

Función de protección operada	Cantidad		Duración de la indisponibilidad		
	Total	%	Total (hrs)	%	Promedio (hrs)
Bloqueo por partidas	5	2,6%	3,8	1,3%	0,8
Cortocircuito / Falla a tierra	55	28,5%	139,3	48,7%	2,5
Desbalance en corriente	7	3,6%	7,4	2,6%	1,1
Falsa operación	20	10,4%	11,6	4,1%	0,6
Sobrecarga	45	23,3%	69,1	24,1%	1,5
Temperatura Equipo	21	10,9%	13,2	4,6%	0,6
Temperatura Motor	32	16,6%	39,0	13,6%	1,2
Variación de tensión	8	4,1%	2,7	0,9%	0,3
Total	193	-	286,2	-	-

Tabla 2.7: Tipo de perturbación según su ubicación.

Área	Sub-área	Cantidad de perturbaciones según tipo								
		Comunicación	Daño cable	Detención provisoria	Falla equipo/componente	Falla externa	Falla relé/cableado de control	Falla SSAA	Operación de protección	Sin falla
Planta de cátodos	Aglomerado	8		7	3		3		8	
	Apilamiento	21	2	34	8		19		33	
	Chancado	3	1	30			4		33	
	Harneros								1	
	EW				2				7	
	Ripios	4	5	12	1		11	1	23	
	S/E Principal	1	1	2					4	
Lixiviación	11					12		4		
Planta concentradora	Molienda	9		36	1			4	22	
	Overland			1					0	
	Chancado	3	3	2				1	7	
	Flotación			3					0	1
Mina	SEM				1				20	
	S/E Mina			2	4		1	2	5	
	Pala	4	1	6	3				8	

Tabla 2.8: Tipo de fallas con operación de protecciones según su ubicación.

Área	Sub-área	Cantidad de fallas con operación de protecciones según tipo							
		Bloqueo por partidas	Cortocircuito / Falla a tierra	Desbalance en corriente	Falsa operación	Sobrecarga	Temperatura Equipo	Temperatura Motor	Variación de tensión
Planta de cátodos	Aglomerado	1		1	4	2			
	Apilamiento		9	1	4	4	6	8	1
	Chancado	2	2	1	2	17		9	
	Harneros			1					
	EW		2				3	1	1
	Ripios	2	5		1	1	2	9	3
	S/E Principal		4						
Planta concentradora	Lixiviación			2		5		1	
	Molienda		6		3	4	3	3	3
	Overland								
	Chancado		4				2	1	
Mina	Flotación								
	SEM		20						
	S/E Mina				1	4			
	Pala		1		5	2			

Al analizar los datos recopilados, se identifican los siguientes patrones y tendencias claves:

- i. La perturbación más frecuente es la falla con activación de protecciones, registrándose 193 veces en un año. Esto es seguido por detenciones temporales debido a mantenimiento programado, con 156 ocurrencias en el mismo periodo. Por otro lado, fallas externas provenientes del sistema eléctrico nacional y errores humanos impactando la red son menos comunes, con solo 1 y 2 incidencias respectivamente en el año.
- ii. Destaca que casi el 50% del tiempo de indisponibilidad de la red se debe a detenciones temporales por mantenimientos. Este porcentaje iguala la suma de todas las demás perturbaciones y fallas. Considerando que las indisponibilidades causadas por fallas en componentes, protecciones, servicios auxiliares y sistemas de comunicación constituyen solo el 33% del total, se puede inferir que existe una estrategia de mantenimiento efectiva implementada en el sistema.
- iii. Se observa que las fallas en equipos y componentes presentan el mayor tiempo promedio de indisponibilidad, con 4,2 horas. Estas fallas suelen estar relacionadas con daños en carros,

interruptores, seccionadores o componentes del sistema de distribución. Esta duración elevada se debe a la complejidad involucrada en la reparación de estos equipos.

- iv. En cuanto a las fallas con operaciones de protecciones, se identifica que las más comunes son las condiciones de sobrecorriente, incluyendo cortocircuitos con 55 eventos y sobrecargas con 45 eventos. Los cortocircuitos, en particular, resultan en los mayores periodos de indisponibilidad debido a los trabajos necesarios de reparación.
- v. En términos de ubicación, se destaca que el área seca en la planta de cátodos y la molienda de la concentradora acumulan la mayor cantidad de indisponibilidades. Esto se asocia principalmente con las detenciones temporales para mantenimiento, lo que refleja la frecuencia de estas actividades en dichas áreas.
- vi. En lo que respecta a la distribución de fallas por ubicación, se observa una acumulación significativa en la planta de cátodos, particularmente en el área de apilamiento (33), chancado (33) y manejo de ripios (23). En la planta concentradora, las áreas más afectadas son la molienda (22) y el Sistema Eléctrico de la Mina o SEM (20).

Se concluye que la naturaleza de las fallas varía según cada área, influenciada por las condiciones operativas específicas. Por ejemplo, en las áreas de apilamiento y mina, las fallas por cortocircuito son comunes, atribuibles al uso de cables tripolares móviles que están altamente expuestos a condiciones externas. En el chancado, las sobrecargas ocurren frecuentemente debido a la dureza del material procesado. Estas observaciones demuestran la relación directa entre las condiciones operativas y los tipos de fallas experimentadas en diferentes áreas del complejo minero.

También es importante destacar que el impacto de las diversas fallas o perturbaciones en el sistema eléctrico varía significativamente. Las fallas con mayor impacto se caracterizan por:

1. Interrupciones en componentes o secciones críticas de la planta que provocan detenciones de grandes bloques de carga. Estas fallas suelen afectar los procesos aguas arriba, especialmente en situaciones donde no existe un buffer operacional como stockpile, pilas de lixiviación o estanques de electrolito. Se manifiestan como efectos de detención en cascada. Comúnmente, se presentan en áreas como la seca (apilamiento y sistemas de correas) en la planta de cátodos, o en áreas de flotación o molinos de bolas en la planta concentradora. Dichas fallas obligan a detener de inmediato los procesos aguas arriba para prevenir sobrecargas en equipos o atascos en las correas, facilitando así su posterior energización. Este fenómeno resulta en la detención de grandes bloques de carga, lo que a menudo conduce a sobretensiones significativas debido

a la reducción del flujo de potencia activa en el sistema de transmisión. Los cambiadores de tap de los transformadores no están diseñados para regular el voltaje con la rapidez necesaria, lo que puede provocar la desconexión de cargas más sensibles a las variaciones de tensión. Esto, sumado a las detenciones previas, puede derivar en una detención casi total de la planta.

2. Los cortocircuitos en el sistema de transmisión o en el sistema interno de distribución que causan caídas de tensión transitorias significativas (menores a 0.8 pu) también presentan un alto impacto. Aunque estas fallas no siempre conllevan una desconexión directa de cargas, pueden afectar a equipos que son altamente sensibles a variaciones de tensión, incluso si estas variaciones son de muy corta duración. Un ejemplo son los molinos de bolas y SAG. Debido a sus sistemas de control altamente sensibles y al ser cargas de alto potencia, suelen desconectarse ante variaciones de tensión del orden de 0.85 pu o menos, incluso durante cortas duraciones (~200 ms). Esta desconexión, controlada por el control del cicloconvertor, suele afectar a todos los molinos simultáneamente debido a sus mismos niveles de sensibilidad. En el sistema analizado, esto equivale a una desconexión de alrededor de 80 MVA, generando un impacto por sobretensión similar al descrito en el punto anterior.

En el sistema eléctrico de un complejo minero, las fallas más significativas, que incluyen tanto detenciones de grandes bloques de carga como cortocircuitos que generan caídas de tensión transitorias, afectan considerablemente la producción. Estas situaciones no solo causan interrupciones inmediatas en procesos críticos, sino que también pueden producir una serie de problemas en cascada, llevando en casos extremos a una detención casi total de la planta. El análisis muestra que no siempre son las fallas más frecuentes las que tienen un mayor impacto en la producción. Por ejemplo, ciertas fallas en el sistema de distribución de la mina pueden ser mitigadas gracias a la redundancia o al uso de múltiples palas para continuar con el carguío. Sin embargo, fallas menos comunes, como las perturbaciones en la tensión del sistema eléctrico nacional, aunque ocurren raramente, pueden tener un efecto mucho más severo en la producción y, consecuentemente, un impacto económico mayor.

2.5. **Discusión y Conclusiones**

Esta sección concluye que, en base a la revisión de los registros de potencia y datos estadísticos de fallas, los circuitos de EW en la planta de cátodos y los molinos en la concentradora son las cargas eléctricas más relevantes del sistema. Estos componentes no solo son esenciales para mantener la operación eléctrica, sino que también son vitales para la producción de cátodos y concentrado de cobre. Interrupciones o fallas en estos puntos críticos pueden afectar la eficiencia de producción. Además, estas cargas muestran una alta sensibilidad a perturbaciones eléctricas y altos impactos al momento de tener desconexiones no controladas, donde la desconexión puede provocar sobretensiones que afectan a otras cargas. Por lo tanto, los circuitos de EW y los molinos son fundamentales no solo para las operaciones de producción de cátodos y concentrado de cobre, sino también para el mantenimiento de la estabilidad del sistema eléctrico en los complejos mineros. Cualquier fallo o deficiencia en estas áreas críticas puede tener consecuencias importantes en la producción total y la eficiencia energética del complejo.

Además, la hipótesis indica que la integración de fuentes de energía renovable en puntos estratégicos de la red eléctrica reduce la dependencia de los sistemas eléctricos externos. Esta integración tiene el potencial de disminuir la probabilidad de interrupciones y fluctuaciones en el suministro eléctrico, abordando así un desafío común en los sistemas mineros donde las fallas son frecuentes y tienen un impacto significativo en las operaciones. Por lo tanto, se identifica que las cargas de EW y molinos son críticas y que la integración de sistemas PV emerge como una solución altamente atractiva para garantizar la continuidad del servicio y mantener condiciones óptimas en la red eléctrica. El análisis estadístico de fallas realizado en esta sección respalda esta conclusión, destacando que la integración de sistemas PV no solo fomentaría la independencia de la red eléctrica externa, sino que también la selección de la ubicación óptima de inyección de potencia aumentaría la estabilidad de la red frente a las condiciones identificadas, contribuyendo de manera sustancial a la eficiencia y sostenibilidad de las operaciones mineras.

3. Características del Parque Fotovoltaico

3.1. Introducción

Este capítulo aborda la descripción de las principales características de los parques fotovoltaicos, centrándose en criterios de diseño, emplazamiento y dimensionamiento para su conexión en sistemas de distribución de media tensión en grandes complejos mineros. Si bien el objetivo principal de este capítulo no reside en el diseño de sistemas PV en sí, es crucial entender estos criterios y características operativas para modelar el sistema correctamente.

También es crucial considerar que, desde una perspectiva regulatoria, los sistemas PV se clasifican según su tipo de conexión a la red eléctrica y la potencia que entregan a esta como excedentes de generación. Según el Decreto 88 del Ministerio de Energía, esta clasificación depende de si están conectados a instalaciones de una empresa distribuidora o a instalaciones que usen bienes nacionales de uso público, y si los excedentes de potencia suministrables al sistema son menores o iguales a 9 MW. Dado que los sistemas PV estudiados en esta tesis se clasifican exclusivamente como generación para autoconsumo y están conectados a los sistemas de distribución propios de la compañía minera, no se encuadran dentro del marco regulatorio definido para instalaciones fotovoltaicas que inyectan potencia al sistema eléctrico nacional, como lo hacen los Pequeños Medios de Generación (PMG) o los Pequeños Medios de Generación Distribuidos (PMGD). Estas categorías se aplican a generadores que contribuyen energía al sistema eléctrico nacional, lo cual difiere de los sistemas PV destinados al autoconsumo en instalaciones mineras que operan bajo un conjunto diferente de regulaciones y consideraciones.

Por ejemplo, la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS) especifica límites máximos para la inyección o absorción de potencia reactiva en parques fotovoltaicos, como se muestra en la Fig. 3.1. Sin embargo, estos requerimientos normativos se aplican explícitamente a sistemas de generación conectados a redes de transmisión. En contraste, los sistemas de autoconsumo privado no están obligados a cumplir con estos criterios técnicos. Esta distinción proporciona a las empresas mineras la oportunidad de adoptar una serie de principios operativos ventajosos, siempre que se adhieran al principio fundamental de autoconsumo.

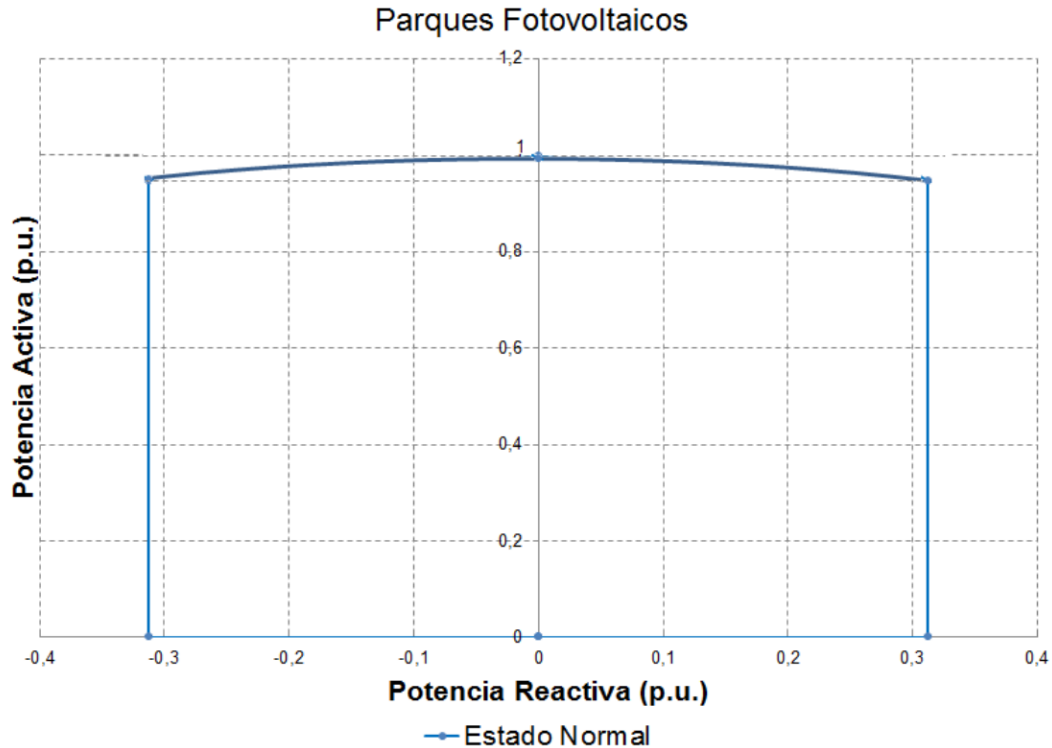


Fig. 3.1: Máximo perfil de potencia activa y reactiva de operación de inversores según NTSyCS, artículo 3-9. Fuente: NTSyCS.

En este contexto, se debe considerar que estos sistemas PV no deben inyectar potencia a la red eléctrica a través del sistema de transmisión. Esta restricción responde a la preferencia de las compañías mineras de evitar alteraciones en los contratos existentes y eludir la entrada al mercado de generación eléctrica. La inyección de energía al sistema podría generar costos elevados en negociaciones de modificaciones de contratos y no garantiza beneficios económicos por los gastos operacionales asociados. En este contexto, la entrada de estos parques fotovoltaicos busca minimizar las modificaciones en los contratos de suministro eléctrico. Debido a los altos niveles de potencia consumida, estos contratos se negocian directamente con empresas generadoras al ser clientes libres. Por lo tanto, la generación fotovoltaica se enfoca en disminuir la demanda energética a largo plazo. Esta estrategia justifica la no modificación de los acuerdos vigentes, incluso frente a un crecimiento orgánico del complejo minero y un incremento en el consumo eléctrico.

Debido a esto, para el adecuado dimensionamiento del sistema PV se destaca la importancia del análisis sobre los patrones de consumo y su variabilidad, discutido en el capítulo anterior. Se debe garantizar que el sistema opere bajo la modalidad de autoconsumo, evitando la exportación de energía al Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Por lo tanto, este capítulo se enfoca en evaluar las condiciones

de consumo energético del complejo minero como base para calcular con precisión los niveles de generación requeridos por el sistema PV que se integrará al complejo, además de los criterios base de diseño y emplazamiento.

3.2. Criterios de diseño y emplazamiento

La evaluación adecuada de sistemas PV en complejos mineros está regida por criterios de diseño que se ven influenciados fundamentalmente por tres factores [11]: la rentabilidad económica del proyecto, la disponibilidad de un terreno adecuado para la instalación y las características topológicas, operativas y ambientales del terreno. Estos elementos aseguran que todas las decisiones y soluciones adoptadas estén orientadas a optimizar la operación del parque fotovoltaico y maximizar el retorno de la inversión inicial. En este contexto, la selección del emplazamiento para la planta fotovoltaica se convierte en un aspecto crítico, que debe considerar una serie de restricciones y criterios. Dentro del ámbito minero, la elección del emplazamiento debe contemplar no solo las condiciones topológicas y operativas del sitio, sino también aspectos relacionados con el impacto ambiental y las necesidades logísticas propias de los complejos mineros. Los principales criterios y consideraciones para tener en cuenta son:

1. **Niveles de contaminación:** La presencia de material particulado en el aire en la ubicación seleccionada puede afectar negativamente tanto la rentabilidad como la eficiencia en la conversión de energía del parque. Este factor crítico obstaculiza la captación solar óptima, llevando a un incremento en los costos de mantenimiento. La necesidad de limpiar con mayor frecuencia los paneles fotovoltaicos para remover el polvo y las partículas acumuladas es una respuesta directa a este desafío, lo que a su vez implica un aumento en los costos operativos del sistema. Investigaciones como las presentadas en [24] y [25] han abordado específicamente el impacto de la acumulación de polvo en el rendimiento de los módulos fotovoltaicos. El autor de [24] revela cómo el polvo reduce la radiación solar recibida y eleva la temperatura de las celdas fotovoltaicas, resultando en una disminución de la potencia máxima. Además, en [25], utiliza mediciones y simulaciones para determinar el impacto del polvo en la corriente de cortocircuito y la potencia máxima de los módulos fotovoltaicos. Los hallazgos indican una pérdida promedio del 9.4% en la corriente de cortocircuito y del 11.6% en la potencia máxima debido a la acumulación de polvo. Ambas publicaciones evidencian la importancia de considerar los niveles de contaminación ambiental en la selección de emplazamientos para

parques fotovoltaicos en complejos mineros, con el fin de asegurar la eficiencia y rentabilidad del sistema. Debido a esto, puntos de alta contaminación al interior del complejo, como la mina, puntos de recorrido de camiones de extracción, chancado y molienda, son puntos que se debe evitar para el emplazamiento, tomando en consideración el sentido del viento.

2. **Disponibilidad y cercanía a la red eléctrica existente:** La capacidad y proximidad de esta conexión son factores clave que inciden directamente en el costo de inversión del proyecto. Es vital seleccionar una ubicación donde la infraestructura de red existente sea capaz de soportar la carga adicional generada por el parque fotovoltaico, sin la necesidad de realizar modificaciones costosas o extensas. Además, la cercanía a la red eléctrica trae beneficios económicos, reduciendo los costos asociados a la transmisión de energía y minimizando las pérdidas durante la distribución. Otro aspecto para considerar es el dimensionamiento del sistema, el cual está limitado por la capacidad de los conductores aguas arriba del punto de conexión. Esto es especialmente relevante en el diseño de sistemas distribuidos que entregan energía en múltiples puntos del sistema.
3. **Riesgos medioambientales y sociales:** Este análisis debe realizarse al inicio del proyecto, dado que factores como los cauces de agua y descubrimientos arqueológicos pueden limitar la disponibilidad de ciertos emplazamientos. Cada proyecto requiere un estudio de impacto ambiental detallado, que tiene como objetivo principal evitar daños a hábitats naturales, flora y fauna protegidas. En este sentido, la normativa sugiere la selección de sitios para la instalación de paneles solares que estén alejados de áreas ecológicamente sensibles, priorizando zonas con un impacto ambiental reducido, como las áreas desérticas. Además, es fundamental minimizar la contaminación y asegurar el respeto hacia las áreas de relevancia para las comunidades indígenas y sectores urbanos aledaños, evitando cualquier intervención en sitios de valor cultural o patrimonial. La consideración cuidadosa de estos aspectos medioambientales y sociales no solo cumple con las obligaciones éticas y reglamentarias, sino que también fomenta la sostenibilidad a largo plazo del proyecto fotovoltaico, asegurando su aceptación y viabilidad dentro del contexto minero.
4. **Área disponible:** La capacidad máxima de potencia que puede alcanzar el parque está intrínsecamente ligada no solo a la elección de la tecnología y su eficiencia, sino también al espacio físico disponible para la instalación de los paneles solares. El tamaño y las características del área asignada para el parque fotovoltaico son determinantes en el potencial de producción energética. Una extensión de terreno limitada puede imponer restricciones

significativas en la cantidad de energía que se puede generar, impactando directamente en la rentabilidad económica de la planta.

5. **Radiación solar:** La radiación solar es el factor esencial al determinar la ubicación de una planta solar fotovoltaica, especialmente en complejos mineros. El rendimiento económico y la eficiencia en la producción de energía de la instalación están directamente relacionados con la intensidad de la radiación solar recibida por unidad de área. Áreas con alta irradiación solar, como el desierto de Atacama que registra niveles de hasta 7.5 kWh/m²/día, son ideales, ya que permiten maximizar la generación de energía y, por lo tanto, aumentar la rentabilidad de la planta y la potencia total a generar.
6. **Características topográficas:** Idealmente, un terreno con pendiente mínima es preferible, ya que facilita la maximización de la eficiencia de los paneles solares. Un terreno plano no solo reduce los costos asociados con la nivelación y preparación del sitio, sino que también permite una disposición más compacta y eficiente de las filas de paneles solares, evitando el sombreado y maximizando la captación solar. En casos donde no se dispone de un terreno completamente plano, una alternativa viable es seleccionar un sitio con una pendiente suave, orientada hacia el ecuador. La inclinación de esta pendiente no debe exceder la máxima utilizada habitualmente en instalaciones fotovoltaicas con estructuras fijas e inclinadas. Esta orientación y pendiente pueden contribuir a una mayor captación de la radiación solar, compensando parcialmente la limitación topográfica.
7. **Clima:** Se busca un clima con mínimas variaciones estacionales, donde la temperatura y los niveles de polución sean estables, ya que estos factores influyen notablemente en el rendimiento de la instalación. Es crucial tener en cuenta que los módulos fotovoltaicos experimentan una reducción en su eficiencia, aproximadamente del 0.5%, por cada grado centígrado que exceda su temperatura operativa estándar [24]. Además, las condiciones climáticas del lugar deben evaluarse en términos de riesgos naturales, como las inundaciones. Idealmente, el riesgo de inundación en la zona seleccionada para el parque fotovoltaico debe ser inexistente o extremadamente bajo, para evitar posibles daños a la infraestructura y asegurar una operación continua y segura del parque.
8. **Disponibilidad de infraestructuras básicas:** El agua es necesaria tanto para el consumo humano por parte del personal de la planta como para la limpieza periódica de los módulos fotovoltaicos, una práctica esencial para mantener la eficiencia de la instalación. En situaciones donde el acceso al agua es restringido o limitado, se puede ver un incremento significativo en

los costos operativos (OPEX) del parque fotovoltaico. Esto se debe a que sería necesario contemplar y presupuestar el costo adicional del suministro de agua para cubrir estas necesidades esenciales.

9. **Accesibilidad:** Se busca que la ubicación elegida no presente barreras significativas para el acceso del personal y el transporte de materiales. Una ubicación con acceso restringido o complicado podría requerir la construcción adicional de caminos o carreteras, lo que incrementaría los costos del proyecto. Además, también se debe garantizar el tránsito vehicular necesario para las labores de mantenimiento y operación de la planta solar. Una planificación adecuada que contemple la accesibilidad desde las etapas iniciales del proyecto ayuda a evitar gastos imprevistos y asegura una operatividad eficiente a lo largo del ciclo de vida del parque fotovoltaico.

3.3. Dimensionamiento

La adopción de fuentes de energía renovable, como los sistemas PV, ofrece la ventaja adicional de disminuir las pérdidas tanto en el flujo de potencia de alta tensión como en el sistema de distribución de media tensión. Esta mejora en la eficiencia se acentúa cuando los sistemas PV funcionan de manera distribuida, optimizando así la gestión de la energía [7].

Adicionalmente, la integración de sistemas PV en los complejos mineros conlleva ahorros considerables en términos de las modificaciones y expansiones necesarias en los contratos de compra de energía. Estos contratos suelen incrementar su costo debido al aumento en la demanda energética de los complejos mineros, impulsada por la extracción de minerales más duros, en mayores profundidades y con menores leyes de cobre. Así, un correcto dimensionamiento de los sistemas PV no solo favorece la sostenibilidad energética, sino que también se alinea con un enfoque de reducción de costos y mejora de la eficiencia operativa a largo plazo, adaptándose a las necesidades energéticas en constante cambio del sector minero.

Además, la implementación de un sistema eléctrico en complejos mineros que se alimenta predominantemente de energía renovable y minimiza las pérdidas en el sistema de transmisión, faculta a las empresas mineras a establecerse como consumidoras legítimas de energía eléctrica renovable. Este posicionamiento es crucial en un entorno donde muchas empresas mineras optan por adquirir energía renovable mediante contratos directos con productores, proclamándose como entidades 'verdes' en términos de su consumo energético. Sin embargo, es importante reconocer que esta

autodenominación puede no ser completamente precisa, dado que muchas veces persiste una dependencia de la red eléctrica tradicional, aun mayoritariamente vinculada a los combustibles fósiles.

En este sentido, la integración de sistemas PV en los complejos mineros va más allá de contribuir a una imagen ecológica; representa un verdadero compromiso con la sostenibilidad energética. A pesar de que la adquisición de energía renovable fomenta la implementación de fuentes de energía alternativas, no asegura que la energía utilizada en el lugar de consumo provenga exclusivamente de estas fuentes renovables. Esto se debe a la variedad de productores de energía que aportan a la red, complicando la identificación de la fuente específica de la energía utilizada en un lugar determinado. Por tanto, el desarrollo y la implementación de sistemas PV en los complejos mineros no solo refuerzan la independencia y sostenibilidad energética de la empresa, sino que también promueven una mayor transparencia y coherencia entre las políticas de sostenibilidad proclamadas y las fuentes energéticas efectivamente utilizadas.

En el ámbito específico de los complejos mineros, el dimensionamiento adecuado de los sistemas PV se centra en reducir el flujo de potencia en el sistema de transmisión de alta tensión. El objetivo es ajustar la potencia instalada del sistema PV para que se alinee con el consumo energético total del complejo minero. Este objetivo de diseño implica una selección de ubicaciones para la instalación de los sistemas PV, las cuales deben no solo cumplir con los criterios de diseño y emplazamiento indicados en la sección anterior, sino también tener la capacidad de suministrar toda la potencia requerida por el complejo. Este enfoque asegura que los sistemas PV no solo sean eficientes y aporte a la sostenibilidad, sino que también sean viables y coherentes con las necesidades energéticas específicas del complejo minero.

Aunque este planteamiento puede parecer sencillo en teoría, en la práctica, encontrar un lugar que no solo sea lo suficientemente amplio para satisfacer las altas demandas de potencia, sino que también cumpla con todos los requisitos normativos y ambientales, representa un desafío considerable. Este reto es aún mayor al tener en cuenta la elevada presencia de contaminantes en el ambiente típicos de las zonas mineras, lo que puede afectar la eficiencia y viabilidad de los sistemas PV. Por lo tanto, la tarea de identificar emplazamientos óptimos para estos sistemas requiere una evaluación que considere tanto las necesidades energéticas del complejo minero como las condiciones ambientales y geográficas específicas del lugar.

Adicionalmente y como se indicó en la introducción, un aspecto crucial al dimensionar sistemas PV en complejos mineros es asegurarse de que la potencia del sistema no sobrepase la demanda energética total del complejo. El propósito detrás de esto es prevenir un flujo de energía desde el complejo hacia la red de alta tensión, evitando así la necesidad de realizar cambios significativos en los contratos existentes y en la clasificación del sistema PV que se va a implementar. El objetivo central es lograr un nivel óptimo de autoconsumo, donde la energía generada por el sistema PV sea utilizada íntegramente por el complejo minero, maximizando así su eficiencia energética.

En este contexto, se considera crucial establecer un margen entre la potencia máxima que se puede instalar y la demanda energética actual del complejo minero. Este margen permite gestionar adecuadamente las fluctuaciones normales en el consumo de energía, evitando la necesidad de desconectar o redirigir la energía generada por el sistema PV. Esta consideración es especialmente relevante en la implementación de sistemas de almacenamiento de energía, como los sistemas de almacenamiento en baterías. Estos sistemas permiten almacenar cualquier excedente de energía generada, lo cual es vital para mantener un equilibrio entre la producción y el consumo de energía, asegurando así una gestión energética eficiente y sostenible en el complejo minero.

Además, es vital mantener una capacidad extra para inyectar potencia reactiva en la red eléctrica. Esta capacidad es clave para optimizar los flujos de potencia y mejorar la eficiencia y estabilidad del sistema eléctrico en general. Tener la capacidad de ajustar la potencia reactiva es particularmente útil en complejos mineros, donde las fluctuaciones de carga son habituales.

Dada la importancia de estos aspectos, se hace necesario considerar la reducción de la potencia a instalar o la aplicación del concepto de “Curtailment” o vertimiento de energía. Este enfoque implica deliberadamente limitar la potencia generada por debajo del potencial máximo, con el objetivo de equilibrar la oferta y demanda de energía y adaptarse a las limitaciones en la capacidad de transmisión. En escenarios donde la generación de energía es tan elevada que podría exceder la capacidad de la red eléctrica, los operadores pueden verse forzados a restringir el suministro para evitar sobrecargas. La gestión efectiva del vertimiento permite no solo evitar la transferencia de energía excesiva hacia el sistema de transmisión, sino también optimizar la generación de energía. La distribución de esta energía puede ser administrada durante periodos sin generación solar mediante el uso de sistemas de almacenamiento de energía en baterías. Además, es crucial mantener un margen de potencia disponible que pueda ser utilizada como potencia reactiva durante contingencias, como fallas u otras situaciones imprevistas. Esta capacidad de respuesta rápida y adaptativa no solo mejora la eficiencia

del sistema PV, sino que también contribuye a la estabilidad y confiabilidad general de la red eléctrica en el complejo minero.

Debido a esto, es fundamental el manejo adecuado de cargas críticas de alta potencia en el diseño de sistemas PV para complejos mineros. Equipos como molinos en plantas concentradoras y rectificadores en procesos de EW que utilizan electrónica de potencia, son especialmente sensibles a las variaciones de tensión. Dada su alta demanda de potencia activa, estos equipos son susceptibles a desconexiones ante eventos como cortocircuitos, que causan caídas de tensión, frecuentemente por debajo del 80% de la tensión nominal y durante varios ciclos. Por lo tanto, la planificación y el diseño de los sistemas PV deben considerar estas sensibilidades para asegurar una operación continua en el complejo minero.

Adicionalmente, después de despejar una falla y desconectar estas grandes cargas, es normal que la reducción en la potencia activa provoque aumentos significativos en la tensión, que no son corregidos de manera inmediata ni por los cambiadores de tap de los transformadores principales ni por sistemas tradicionales de compensación de potencia reactiva, como bancos de condensadores o filtros armónicos. Esta situación puede resultar en la desconexión de otras cargas en las plantas debido a la sobretensión, llevando potencialmente a una paralización total de las operaciones en el complejo minero. Este escenario resalta la importancia de un diseño de sistema PV que no solo se ajuste a las demandas energéticas del complejo, sino que también sea capaz de manejar con eficacia las variaciones extremas de carga y tensión.

Tomando en consideración todos estos factores, en la sección 4.2 se presenta un ejemplo de análisis realizado para el dimensionamiento del sistema PV.

3.4. Mecanismos y puntos de operación de los inversores

En esta sección se analizan los mecanismos de control para la operación de inversores, centrados en el control de la potencia reactiva. El objetivo de este mecanismo es utilizar una fracción de la potencia total o aparente del sistema PV como potencia reactiva, lo que permite regular la tensión en el punto de conexión del parque fotovoltaico o en varios puntos de una red distribuida. Durante una caída de tensión, el parque puede inyectar potencia reactiva (operar con factor de potencia capacitivo) para elevar la tensión y en casos de sobretensión puede absorber reactivos (operar con factor de potencia inductivo).

Las publicaciones analizadas en la discusión bibliográfica cubren desde la eficiencia de inversores hasta estrategias de control en redes de distribución. Estos estudios se concentran en los mecanismos de control que definen los puntos o áreas de operación en la curva P-Q de un inversor, controlando el ángulo de disparo de estos equipos para determinar el factor de potencia. La inyección de potencia reactiva también se utiliza para minimizar las pérdidas eléctricas en la red, siendo especialmente efectiva en grandes sistemas de distribución con alta densidad de inyección por sistemas PV. Los principales mecanismos de control evaluados, cuyas curvas características de operación del inversor se muestran en la Fig. 3.2, son:

- **Potencia reactiva fija:** En este modo, el inversor opera con una potencia reactiva (Q) fija, independientemente de la irradiación solar y la potencia activa generada por el panel fotovoltaico. En este caso, el inversor entrega o absorbe una cantidad fija de potencia reactiva establecida, limitada solo por la máxima potencia del equipo. El valor de la potencia reactiva es previamente definido, basado en un análisis horario de cargas cercanas al punto de inyección.
- **Factor de potencia fijo:** El inversor varía la potencia reactiva para mantener un factor de potencia (fp) constante definido por el usuario en base a la potencia total o aparente (S) generada, manteniendo una proporción fija entre la potencia reactiva y la potencia activa (P). Las publicaciones recomiendan que el factor de potencia sea ajustado entre 0.8 (inductivo o capacitivo) y 1. Este modo puede implicar la limitación de la potencia real de salida durante periodos de alta irradiación para factores de potencia menores a 1. Durante estos períodos, la compensación de potencia reactiva puede ser suprimida para aprovechar al máximo la capacidad de generación de potencia activa de los paneles solares.
- **Factor de potencia vs potencia activa:** En este modo, el inversor varía su factor de potencia según una curva característica de potencia activa, en donde se suele variar el factor de potencia cuando la potencia activa de salida alcanza un valor predefinido, como el 50% de la salida nominal del inversor.
- **Potencia reactiva vs voltaje:** También conocido como función Volt-VAR, el inversor proporciona una cantidad de potencia reactiva como función del voltaje en el punto de inyección. Siguiendo una curva característica, el inversor entrega o absorbe potencia reactiva cuando el rango operativo de voltaje está fuera del rango de voltaje especificado. Si el voltaje está entre, por ejemplo, 0.95 y 1.05 respectivamente, el inversor opera con un factor de

potencia unitario sin compensación de potencia reactiva. Si el voltaje cae o aumenta, el inversor entregará o absorberá potencia reactiva respectivamente.

- **Potencia activa vs voltaje:** También conocido como función Volt-W, opera de manera similar que el mecanismo Volt-VAr, entregando una cantidad de potencia activa como función del voltaje en el punto de inyección. El control Volt-W, conocido como vertimiento de potencia activa, suele ser más efectivo en sistemas de distribución con alta relación R/X. Sin embargo, el vertimiento de potencia activa, aunque técnicamente factible, no es preferido económicamente debido a la pérdida de energía activa utilizable

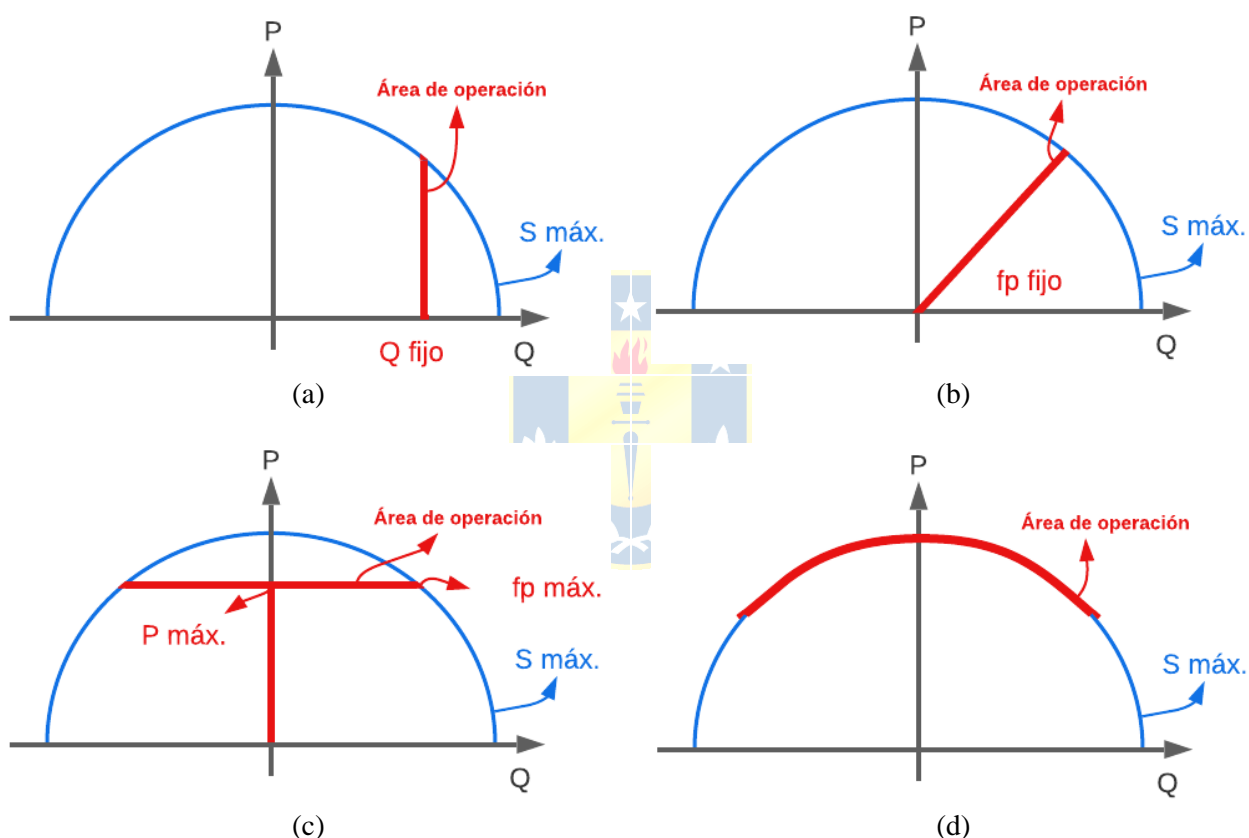


Fig. 3.2: Curvas de operación de inversores con distintos mecanismos de control. Mecanismo de control tipo (a) Q fijo, (b) fp fijo, (c) fp vs P y (d) Volt-VAr.

Al evaluar los mecanismos de control en los inversores de parques fotovoltaicos, se observa una amplia gama de posibles combinaciones de curvas y puntos de operación. Estos ajustes permiten adaptarse a diversos requerimientos de la red o a las necesidades operativas del sistema PV, facilitando la creación de curvas de operación basadas en distintas variables del sistema. Según lo definido en la sección de dimensionamiento, es esencial mantener un margen entre la potencia máxima generable y la demanda energética actual, especialmente en aplicaciones como complejos mineros. Este margen

permite manejar las fluctuaciones habituales en el consumo de energía, evitando la desconexión o redirección innecesaria de la energía generada por el sistema PV. Además, proporciona capacidad adicional para la inyección de potencia reactiva en la red eléctrica.

La capacidad de inyectar potencia reactiva, como se ha demostrado en estudios previos, es crucial para optimizar la estabilidad del sistema eléctrico. La gestión de la potencia mediante vertimiento no solo evita la transferencia energía hacia el sistema de transmisión, sino que también optimiza la estabilidad de la red eléctrica en media tensión. En este contexto, cobra relevancia la implementación de sistemas de almacenamiento de baterías. Estos sistemas permiten el almacenamiento del excedente de energía generada, lo cual es vital para mantener un equilibrio entre producción y consumo de energía, asegurando así una gestión energética eficiente en el complejo minero.

Las publicaciones más recientes se centran en evaluar mecanismos de "control inteligente" en parques fotovoltaicos. Estos mecanismos implican un control unificado de varios parques conectados en distintos puntos de la misma red de distribución, permitiendo que cada parque opere en puntos específicos de sus curvas de capacidad para optimizar los flujos de potencia en la red eléctrica. El control local de potencia se basa en medidas locales como el voltaje y/o la potencia generada, utilizando métodos como Volt-VAr o Volt-W. Aunque este enfoque es óptimo para sistemas PV aislados, puede generar problemas de operación cuando se encuentra cerca de otros sistemas PV con controles similares. Este fenómeno, similar al "Ghosting" observado en transformadores en paralelo, implica que distintos parques fotovoltaicos operen de manera independiente, inyectando factores de potencia opuestos para regular localmente el voltaje. Esto puede afectar negativamente a la red eléctrica, alejando los puntos de operación de sus óptimos y aumentando las pérdidas del sistema.

Por otro lado, el control asistido por sistemas de comunicación, como el descrito en [14], emplea datos recopilados de múltiples ubicaciones a través de canales de comunicación. Este enfoque puede ser centralizado, con datos procesados en una subestación central, lo que permite tomar decisiones de control más efectivas y óptimas. Se logra una coordinación entre dispositivos convencionales y los inversores inteligentes. Sin embargo, este tipo de control requiere una infraestructura de comunicación más compleja y costosa, y no siempre puede adaptarse rápidamente a variaciones en el sistema en tiempo real.

3.5. **Discusión y Conclusiones**

La selección adecuada del sitio y el diseño óptimo del parque fotovoltaico son fundamentales para maximizar la eficiencia y el rendimiento del sistema. Este capítulo aborda los criterios técnicos, geográficos, ambientales y regulatorios que son esenciales en para la ubicación y configuración de estos sistemas. Para esto, se evalúa la potencia y tamaño idóneo del parque fotovoltaico en base al estudio de la demanda energética del complejo minero, asegurando la correcta operación del sistema como autoconsumo. El correcto dimensionamiento es vital para cumplir con las necesidades energéticas del complejo, manteniendo el sistema en régimen de autoconsumo y evitando así una exportación no deseada de energía. Este enfoque estratégico no solo optimiza el uso de la energía generada, sino que también previene posibles complicaciones regulatorias y contractuales. Así mismo, se evalúan las características técnicas y operativas de los inversores fotovoltaicos necesarios para la operación de este sistema. La adecuada selección y configuración de estos equipos es clave para garantizar tanto la estabilidad del sistema como la confiabilidad de la red ante perturbaciones. En este contexto, se examinan diversas opciones de control para estos equipos, destacando la eficacia del mecanismo de control tipo Volt-VAr.

En base a estos análisis, destaca la relevancia de un enfoque estratégico en el diseño y la operación de parques fotovoltaicos dentro de complejos mineros, en base a registros como los analizados en el capítulo anterior. Esta metodología asegura la implementación de un sistema PV eficiente, confiable y perfectamente adaptado a las especificidades y requisitos del complejo minero, optimizando así su desempeño y contribución al comportamiento eléctrico del sitio.

4. Operación de los sistemas de distribución conectados a parques fotovoltaicos de alta potencia

4.1. Introducción

El objetivo principal del capítulo es evaluar tanto las implicaciones técnicas como las ventajas operativas y económicas de conectar parques fotovoltaicos a sistemas de distribución en grandes complejos mineros. Se busca estudiar cómo estos sistemas pueden mejorar la calidad del suministro eléctrico y la continuidad del servicio, especialmente en situaciones de fallas eléctricas, así como también cuantificar los beneficios económicos y la viabilidad de tales integraciones. Para esto, el capítulo incluye una revisión de los aspectos técnicos fundamentales como la validación de software de simulación, modelos de transmisión y distribución, y mecanismos de control de inversores en parques fotovoltaicos. Los resultados se obtienen mediante simulaciones estáticas y dinámicas para evaluar el comportamiento de los sistemas de distribución bajo diferentes escenarios de generación y condiciones de falla. Además, se presenta un análisis económico que abarca los ahorros en costos energéticos, la inversión inicial y el impacto económico de las fallas eléctricas. Con esto, el capítulo proporciona una evaluación completa de cómo la energía fotovoltaica puede ser utilizada en el sector minero, contribuyendo a la eficiencia operativa y económica.

4.2. Consideraciones técnicas de la simulación

4.2.1. Validación del software a utilizar

Esta sección se busca validar los modelos matemáticos empleados por el software DIgSILENT PowerFactory, una herramienta para la modelación de grandes redes eléctricas. La precisión de este software y sus modelos es esencial y constituye un requisito para el correcto análisis de los datos obtenidos de las simulaciones. DIgSILENT ha desarrollado estos modelos en PowerFactory utilizando lenguajes de programación avanzados como DSL o C++. Estos sistemas se basan en modelos matemáticos y abordan una amplia gama de componentes de la red eléctrica y tipos de simulaciones, que incluyen flujos de potencia, análisis de cortocircuitos, simulaciones de eventos transitorios, evaluaciones económicas, etc.

Los modelos matemáticos se basan en una variedad de estándares, guías técnicas y publicaciones científicas actualizadas, incluyendo, pero no limitándose a:

- IEEE Std. 141 (Red Book): "IEEE Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants".
- IEEE Std. 242 (Buff Book): "IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems".
- IEEE Std. C37: "IEEE Std. For High, Medium and Low Voltage Circuit Breakers, Switchgear, Relays, Substations and Fuses"
- IEEE Std. 946: "IEEE Recommended Practice for the Design of DC Auxiliary Power Systems for Generating Stations".
- IEC 1000-3-6: "Electromagnetic Compatibility (EMC) - Part 3: Limits - Section 6: Assessment of Emission Limits for Distorting Loads in MV and HV Power Systems".
- IEC 61660-1: "Short-circuit Currents in D.C. Auxiliary Installations in Power Plants and Substations".
- IEC 61363-1: "Electrical Installations of Ships and Mobile and Fixed Offshore Units - Part 1: Procedures for Calculating Short-Circuit Currents in Three-Phase A.C.".
- IEC 60076-5: "Power Transformers - Part 5: Ability to Withstand Short Circuit".
- IEC 60909: "Short-circuit Currents in Three-phase A.C. Systems".
- IEC 1000-4-15: "Electromagnetic Compatibility (EMC) - Part 4: Testing and Measurement Techniques- Section 15: Flickermeter - Functional and Design Specifications".
- Cigre Working Group 33.02: "Guidelines for Representation of Network Elements When Calculating Transients".

Estas referencias ofrecen un fundamento válido y actualizado para la validación de los modelos matemáticos utilizados en DIgSILENT PowerFactory, garantizando su precisión y fiabilidad para estudios de simulación de la red eléctrica.

Adicionalmente, existen publicaciones específicas que se enfocan en validar los modelos matemáticos de este software. Por ejemplo, el autor de [26] compara los cálculos de flujo de potencia y análisis de calidad de suministro realizados manualmente con los realizados por PowerFactory, utilizando como caso de estudio una red de distribución industrial. Los resultados se contrastaron con mediciones reales en industrias chilenas de celulosa, ofreciendo una verificación práctica de la precisión del software.

Otra publicación relevante es [27], donde se muestra la implementación y verificación de modelos genéricos de sistemas PV, desarrollados por el Western Electricity Coordinating Council (WECC) de los Estados Unidos, en PowerFactory. Este trabajo se centra en plantas fotovoltaicas de gran escala conectadas a redes de distribución o transmisión. Los modelos PV fueron sometidos a pruebas y validaciones usando la herramienta Renewable Energy Model Validation (REMV) del Electric Power Research Institute (EPRI), que cumple con las especificaciones de WECC. La herramienta REMV, validada a su vez con mediciones reales, permitió evaluar el comportamiento dinámico de los modelos ante variaciones de voltaje y frecuencia. Los resultados de estas simulaciones corroboraron que los modelos PV genéricos, tal como se implementan en PowerFactory, se alinean perfectamente con la herramienta REMV y, por ende, representan de manera precisa las especificaciones del modelo WECC.

4.2.2. Modelo del sistema de transmisión y distribución

El modelo del complejo minero empleado en las simulaciones se ha desarrollado usando DigSILENT para evaluar el comportamiento eléctrico del complejo tanto en condiciones estacionarias como transitorias, con y sin integración de un sistema PV. Este modelo se basa en los datos reales de diseño y mediciones de potencia del complejo, detalladas previamente en la sección 2.3. Como resultado, ofrece una representación precisa del sistema de distribución eléctrica, que incluye el sistema en alta tensión, la planta concentradora y la planta de cátodos.

El sistema eléctrico de alta tensión, presentado de forma simplificada en la Fig. 4.1(a), incluye un modelo equivalente de Thevenin que representa el resto de la red de sistema eléctrico nacional. Este modelo se centra en una subestación eléctrica de 220 kV, simulada para operar en condiciones normales con una tensión de 1.044 pu y una capacidad de cortocircuito de 10669 MVA, con una relación X/R de 16. Desde aquí se conecta el circuito simple de 220 kV que abarca 70 km, utilizando un cable de calibre 950 MCM tipo ACAR, el cual conecta la S/E de la planta concentradora con el resto de la red eléctrica. Este circuito en 220 kV incluye una S/E de derivación donde se conecta un parque eólico, representando una configuración común en los sistemas de alta tensión en el norte de Chile.

La S/E de la planta concentradora dispone de cuatro paños de alta tensión. El primer paño, L1, establece la conexión con la red del sistema eléctrico nacional. Los paños T1 y T2 se encargan de alimentar los transformadores principales que a su vez suministran energía al sistema de distribución

en media tensión de la planta. El último paño, L2, conduce hacia la S/E de la planta de cátodos, ubicada a 5 km de distancia. En la planta concentradora, cada transformador principal se conecta a una barra, y estas barras están acopladas en condiciones normales, garantizando la configuración n-1 de los transformadores ante posibles fallas.

Por su parte, la S/E de la planta de cátodos incluye tres paños. El primero, L1, proporciona conexión con la planta concentradora y alimenta la totalidad de la planta de cátodos. Los paños T1 y T2 vinculan los transformadores principales al sistema de distribución en media tensión de la planta de cátodos. A diferencia de la planta concentradora, esta S/E opera con una única barra en media tensión a la cual se conectan los transformadores principales.

Los sistemas de distribución en media tensión de las plantas concentradora y de cátodos se muestran simplificados en las figuras Fig. 4.1(b) y Fig. 4.1(c) respectivamente. En este caso, se muestran las cargas como modelos simplificados, en donde cada alimentador representa los niveles de potencia evaluados en la sección 2.3. Debido a que se muestra un modelo simplificado, el modelo real utilizado para las simulaciones cuenta con una representación completa de cada alimentador y de todas las cargas, representando con mayor detalle todo el sistema de distribución y de las cargas de alta potencia. Este modelo detallado permite evaluar la conexión del sistema PV en distintos puntos de la red de distribución, simular fallas en distintos puntos y niveles de tensión, además de analizar el comportamiento en todos los puntos de la red eléctrica de manera exacta y representativa.

Los sistemas de distribución en media tensión de las plantas concentradora y de cátodos se muestran de manera simplificada en las Fig. 4.1(b) y Fig. 4.1(c) respectivamente. En estas representaciones, cada alimentador muestra sus cargas como modelos simplificados, reflejando los niveles de potencia analizados en la sección 2.3. Aunque estos esquemas son simplificaciones, el modelo real empleado en las simulaciones incorpora una representación detallada de cada alimentador y de todas las cargas, representando con mayor precisión el sistema de distribución completo y todas las cargas de alta potencia. Este modelo detallado sirve para evaluar la integración del sistema PV en diferentes puntos de la red de distribución. Permite simular fallas en diversos puntos y niveles de tensión, además de analizar de forma precisa y representativa el comportamiento en todos los puntos de la red eléctrica.

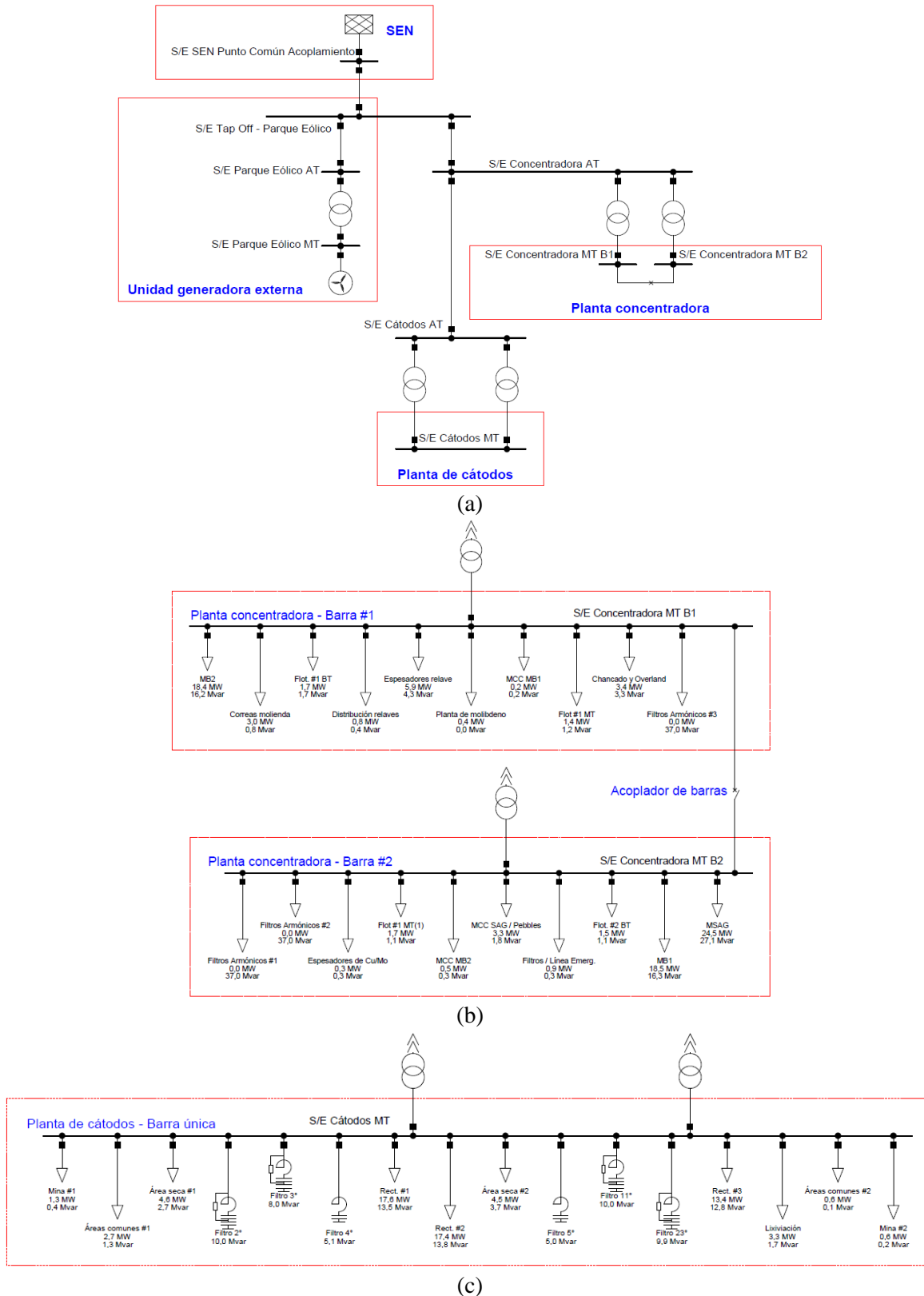


Fig. 4.1: Diagramas simplificados del sistema eléctrico modelado.

(a) Sistema de transmisión y S/E principales en alta tensión, (b) S/E principal de planta concentradora y (c) S/E principal de planta de cátodos.

4.2.3. Modelo de sistema fotovoltaico

Esta sección evalúa las ubicaciones y capacidades de instalación para el sistema PV usado en las simulaciones. Para esto, se analizan las potencias, opciones de ubicación y puntos de conexión, basándose en los criterios de diseño y dimensionamiento establecidos en la sección 3.2. El primer paso implica examinar las condiciones normales de operación de la planta y sus potencias totales. En este caso, se simula el sistema operando a plena carga, con la planta de cátodos consumiendo 86 MW y la planta concentradora 88 MW, ambos con sistemas de compensación pasiva de reactivos para mantener un factor de potencia unitario.

En base a estos valores y, para garantizar un flujo de potencia constante desde el sistema de alta tensión hacia el de media tensión, el dimensionamiento y la potencia máxima del complejo fotovoltaico se limita al 90% del consumo normal de ambos complejos. Siguiendo este criterio, se dimensionan ambos sistemas PV con una capacidad de 80 MVA para cada planta.

Para validar el dimensionamiento propuesto, se examinan los registros de consumo total de la planta concentradora, mostrados en la Fig. 4.2. Los datos muestran consumos mínimos, promedios y máximos de 69,9 MVA, 89.7 MVA y 93.8 MVA respectivamente. Dada esta variabilidad, y considerando que el sistema PV se dimensionó para una potencia de 80 MW, se sugiere establecer el punto de operación en el 80% de la capacidad de potencia activa. Este nivel se alinea con el 70% de vertimiento propuesto por el autor de [4]. Esta elección garantiza que el parque fotovoltaico opere siempre en régimen de autoconsumo, incluso ante fluctuaciones en el consumo, como se observa en la Fig. 4.2.

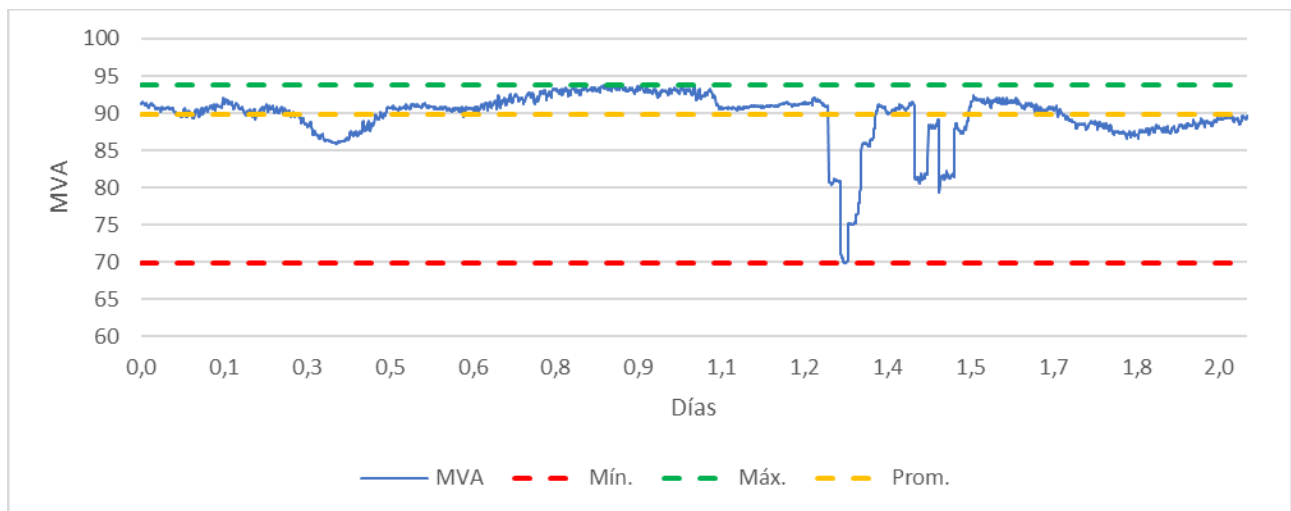
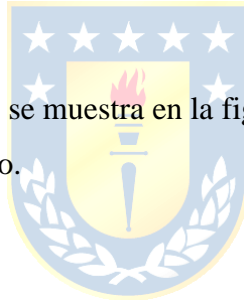


Fig. 4.2: Registros de potencia total de la planta concentradora.

Luego, para determinar la ubicación y conexión óptimas de los sistemas PV, se evalúan emplazamientos siguiendo los siguientes criterios:

- **Distancia de puntos de contaminación:** Se seleccionan ubicaciones distantes de principales fuentes de contaminación, como el área mina y sus circuitos de camiones, chancado primario, Stockpile, entre otros. Además, se buscan lugares opuestos a la dirección del viento respecto a los puntos de emisión de material particulado, para minimizar la contaminación.
- **Disponibilidad de terreno:** Se identifican áreas disponibles en ambas plantas, libres de infraestructuras existentes o futuros proyectos, como botaderos de ripios o expansiones del tranque de relave. Estas áreas deben ser suficientemente grandes para satisfacer la demanda evaluada.
- **Proximidad a la red eléctrica existente:** Se priorizan áreas cercanas a las subestaciones existentes para facilitar la conexión a la red eléctrica.
- **Características topográficas:** Se prefieren terrenos con baja pendiente para evitar sombreado y maximizar la captación solar.

El sistema tomado como ejemplo se muestra en la figura 4.2, en donde se indican cada una de las principales áreas del complejo minero.



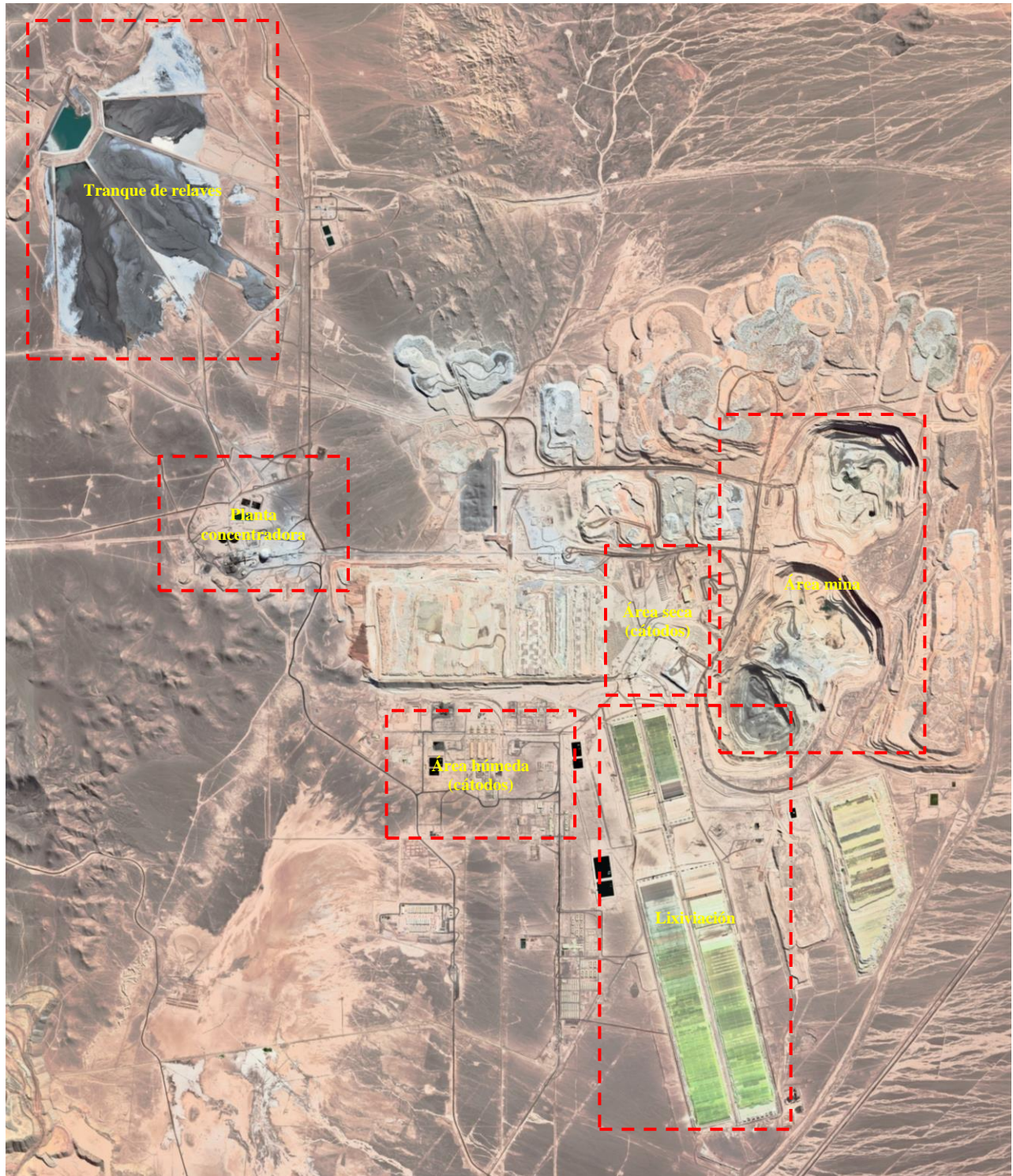


Fig. 4.3: Imagen satelital de complejo minero tomado como ejemplo. Incluye planta de cátodos, concentradora y área mina.

Basándose en los criterios de diseño y emplazamiento establecidos, así como en la topología real del complejo minero utilizado como referencia, se eligen los emplazamientos ilustrados en las Fig. 4.4 y Fig. 4.5. Estas ubicaciones fueron seleccionadas para optimizar la integración del sistema

PV en la infraestructura existente, considerando factores como la proximidad a las subestaciones eléctricas, la disponibilidad de terreno, la minimización de la contaminación y las características topográficas del sitio.

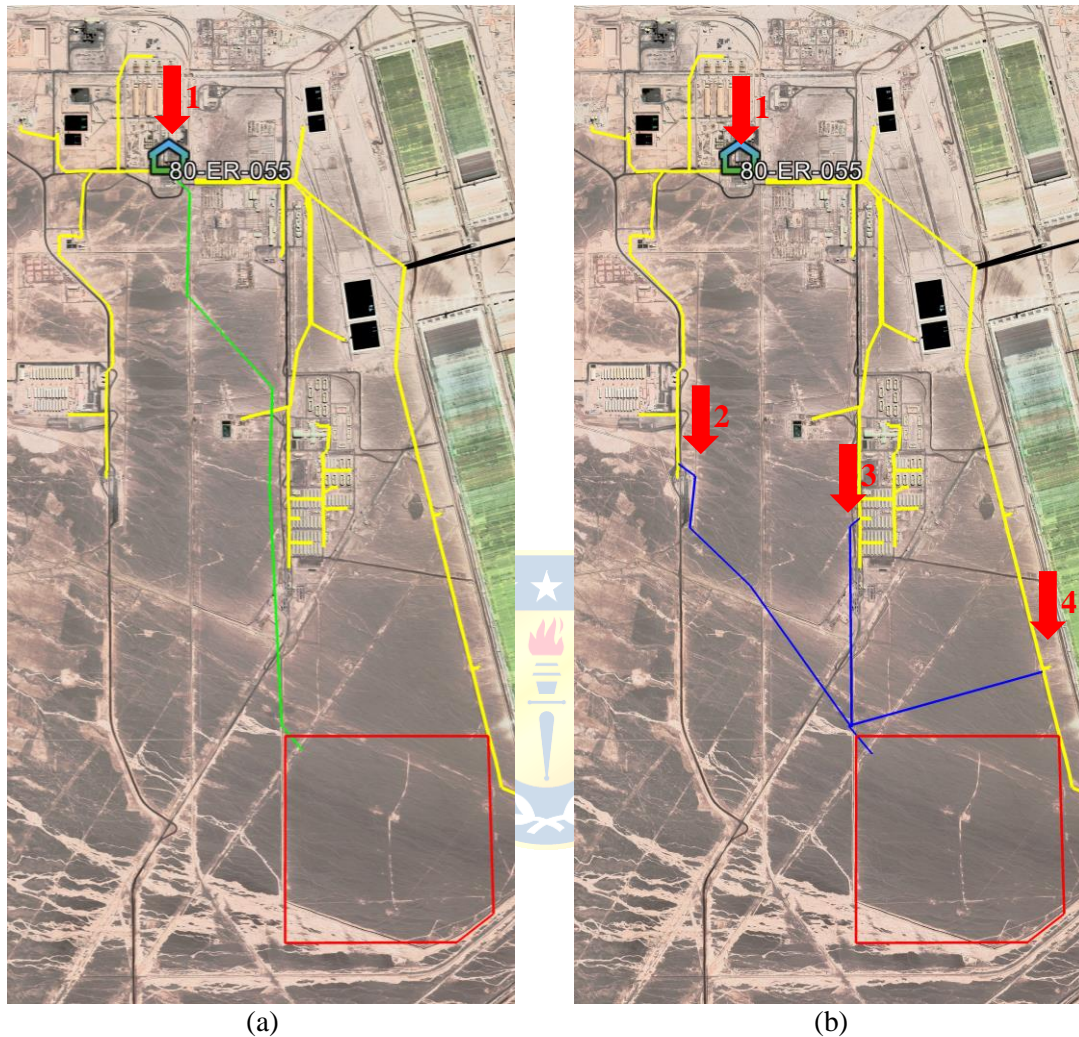


Fig. 4.4: Emplazamiento propuesto para el parque fotovoltaico en la planta de cátodos y sus respectivos alimentadores.

(a) Opción propuesta para sistema de conexión directa a la S/E principal y (b) opción distribuida.

En la Fig. 4.4 se describen los dos métodos propuestos para integrar el sistema PV en la red de distribución de la planta de cátodos, utilizando un área de 0.94 km², demarcada por el polígono rojo. La primera opción, ilustrada en la figura (a), propone una conexión directa del sistema PV a la subestación eléctrica principal de la planta de cátodos, identificada como indicador #1. Esta conexión se realizaría mediante la instalación de un nuevo alimentador de 4 km.

La segunda opción, mostrada en la figura (b), muestra una distribución de potencia a través de múltiples conexiones, utilizando líneas en color azul para indicar las propuestas de conexión a los

alimentadores existentes, marcados en amarillo. Las conexiones específicas incluyen el punto de conexión #2, asociado al alimentador con una capacidad de 11.9 MVA del área húmeda, a través de un nuevo alimentador de 3 km; el punto de conexión #3, ligado al alimentador con una capacidad de 7.5 MVA del campamento principal, mediante un nuevo alimentador de 2.8 km; y el punto de conexión #4, para el alimentador con una capacidad de 7.5 MVA de las bombas de lixiviación, a través de un nuevo alimentador de 0.8 km.

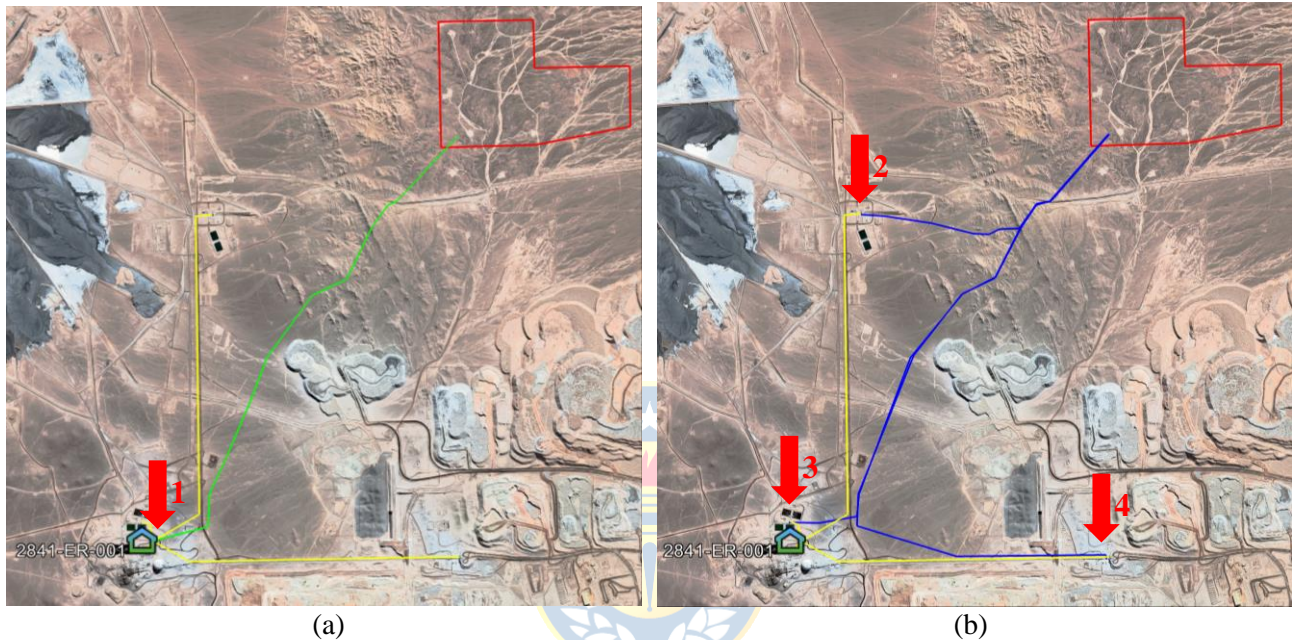


Fig. 4.5: Emplazamiento propuesto para el parque fotovoltaico en la planta concentradora y sus respectivos alimentadores.

(a) Opción propuesta para sistema de conexión directa a la S/E principal y (b) opción distribuida.

Al igual que en la planta de cátodos, la Fig. 4.5 muestra dos alternativas para la integración del sistema PV en la red de distribución de la planta concentradora, utilizando un área designada de 1,32 km², marcada por un polígono rojo. La primera opción, mostrada en la figura (a), propone una conexión directa del sistema PV a la subestación principal de la planta concentradora, identificada como indicador #1. Esta conexión implicaría la instalación de un nuevo alimentador de 6,4 km.

La segunda opción, mostrada en la figura (b), presenta una distribución de la potencia a través de varias conexiones. Se emplean líneas en color azul para señalar las conexiones propuestas a los alimentadores existentes, identificados en color amarillo. Estas conexiones específicas incluyen el punto de conexión #2, asociado al alimentador del proceso de distribución de relaves con una capacidad de 14,9 MVA, a través de un nuevo alimentador de 4,5 km; el punto de conexión #3, al alimentador del proceso de espesadores de relaves con una capacidad de 14,9 MVA, utilizando un

nuevo alimentador de 6,1 km; y el punto de conexión #4, destinado a los alimentadores del chancador primario con una capacidad de 17,5 MVA, mediante un nuevo alimentador de 6 km.

Una vez definida la ubicación de los parques fotovoltaicos y sus posibles puntos de conexión, para evaluar la capacidad de generación de potencia se requiere analizar la radiación de la ubicación. Una estimación precisa de la capacidad de generación energética de una planta solar depende del conocimiento de los datos de radiación del lugar de emplazamiento. En este contexto, se utiliza información obtenida del Explorador Solar de la Universidad de Chile y el Ministerio de Energía [28]. En la Tabla 4.1, se presenta la radiación global en W/m² del sector analizado, desglosada por mes y hora, y representada mediante un mapa de calor. Esta visualización permite identificar claramente los patrones de radiación solar a lo largo del día y a lo largo del año. De acuerdo con estos datos, la radiación promedio en las horas con incidencia solar (06:00 a 19:00 hrs) es de 535,1 W/m²m con noviembre como el mes con la radiación máxima, alcanzando 1098,8 W/m².

Tabla 4.1: Radiación global en W/m² de la ubicación analizada según mes y hora.

	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00
Enero	0,0	0,0	69,4	312,8	568,1	792,8	960,7	1015,5	1047,4	997,8	851,8	640,1	422,1	185,5	18,6	0,0
Febrero	0,0	0,0	44,3	285,4	545,9	782,4	944,3	1002,7	1032,7	995,0	843,9	644,2	424,7	194,5	11,4	0,0
Marzo	0,0	0,0	38,5	309,9	582,1	820,4	940,7	999,2	1021,8	1036,2	897,1	689,0	434,4	176,2	0,1	0,0
Abril	0,0	0,0	5,5	303,4	576,9	806,7	909,1	928,9	957,8	973,6	845,9	630,8	368,3	95,8	0,0	0,0
Mayo	0,0	0,0	0,0	282,2	542,0	741,4	822,2	856,9	895,7	880,4	770,5	570,6	325,0	8,1	0,0	0,0
Junio	0,0	0,0	0,0	230,3	498,8	698,2	780,2	819,6	834,0	808,2	743,3	555,5	320,2	0,0	0,0	0,0
Julio	0,0	0,0	0,0	221,6	494,0	707,6	780,8	816,9	837,3	815,5	762,8	579,4	343,3	36,4	0,0	0,0
Agosto	0,0	0,0	1,2	274,4	544,3	765,1	869,1	880,3	891,7	893,7	836,9	642,7	387,0	99,0	0,0	0,0
Septiembre	0,0	0,0	80,2	372,3	642,1	863,4	945,1	868,0	962,6	991,7	881,5	650,9	384,0	106,9	0,0	0,0
Octubre	0,0	0,4	154,6	433,9	700,2	915,8	1003,6	1017,1	1060,2	1021,5	863,1	635,2	364,0	96,6	0,0	0,0
Noviembre	0,0	9,3	168,8	439,0	694,8	904,7	1008,4	1064,6	1098,8	1014,6	847,9	625,1	364,6	105,0	0,6	0,0
Diciembre	0,0	7,6	123,6	377,8	630,0	838,9	979,0	1039,6	1071,6	987,6	841,5	638,7	395,1	145,4	12,5	0,0

Considerando los niveles de radiación y las superficies disponibles, se determina que las áreas de 0.94 km² y 1.32 km² para la planta de cátodos y la planta concentradora respectivamente, son adecuadas para alcanzar los niveles de potencia requeridos. Utilizando herramientas proporcionadas por el Explorador Solar, se estiman capacidades instaladas máximas de 105 MW y 150 MW en las áreas asignadas para la planta de cátodos y la planta concentradora, respectivamente.

Tras confirmar que las áreas evaluadas pueden generar la potencia necesaria para satisfacer las demandas del complejo minero, se utiliza el mismo Explorador Solar para analizar el comportamiento del sistema PV propuesto en dichas ubicaciones. Los resultados de esta simulación, que considera el

complejo fotovoltaico operando tanto al 100% como al 80% de su capacidad, se presentan en la Fig. 4.6. Este análisis permite evaluar el impacto del vertimiento de potencia activa y su posible utilización como potencia reactiva en situaciones de contingencia, permitiendo así la evaluación rendimiento del sistema bajo diferentes escenarios operativos.

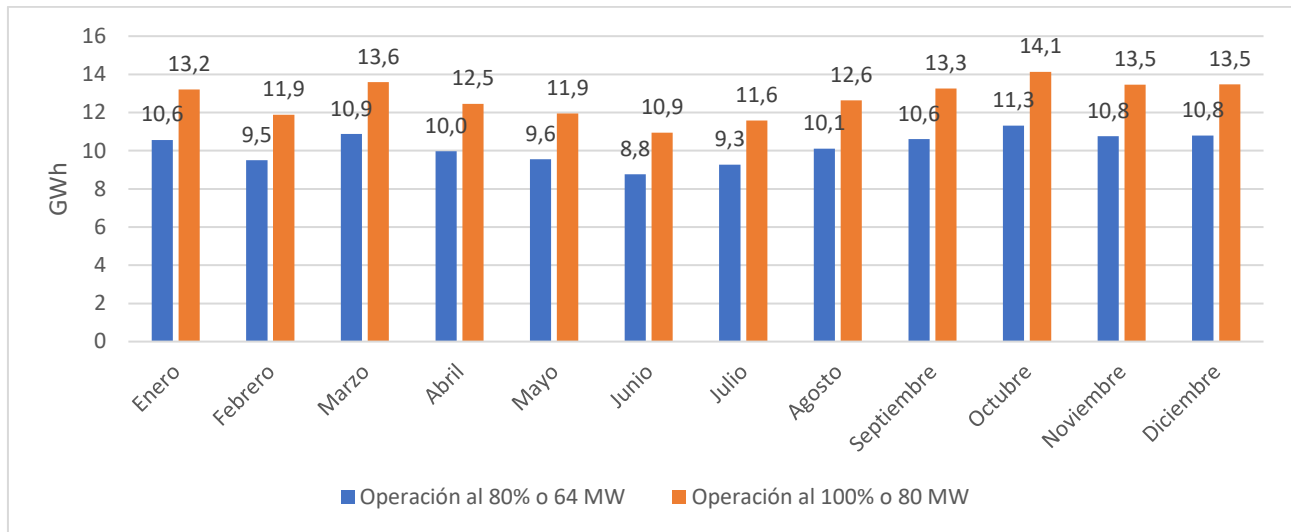


Fig. 4.6: Producción de energía en GWh del complejo fotovoltaico al ser operado al 100% y 80% de su capacidad.

Al considerar los niveles de generación al 100% y 80% de la capacidad de la potencia total del parque fotovoltaico, se obtienen niveles de generación de 152,56 y 122,05 GWh al año respectivamente para cada parque fotovoltaico. El análisis de ahorro energético para cada planta considerando 22 días de indisponibilidad y mantenimiento de distintas áreas al año es el siguiente:

- **Planta de Cátodos:** Con un consumo de 86,44 MVA o 711,57 GWh al año, operar el complejo fotovoltaico de 80 MW al 100% y 80% de su capacidad resultaría en una reducción del consumo energético anual de 21,4% y 17,2%, respectivamente.
- **Planta Concentradora:** Teniendo en cuenta un consumo de 88,2 MVA o 726,06 GWh al año, la operación del complejo fotovoltaico de 80 MW al 100% y 80% de su capacidad representa una disminución del consumo energético anual de 21,0% y 16,8%, respectivamente.

Estos resultados permiten afirmar que la adopción de soluciones fotovoltaicas en la industria minera no solo es técnicamente factible, sino también beneficioso desde el punto de vista de la eficiencia energética y la sostenibilidad. Esta implementación puede alinear a la industria minera con objetivos más amplios de reducción de emisiones y sostenibilidad ambiental, apoyando así la hipótesis

de que los parques fotovoltaicos representan una solución viable y efectiva para los desafíos energéticos en complejos mineros.

4.2.4. Mecanismo de control del inversor

Para esta simulación, se emplea el modelo de generador estático de DIgSILENT. Este modelo representa un equivalente de fuente de voltaje o corriente que se caracteriza por ser no-rotatorio o sin inercia, entregando potencia de manera fija o variable en función de distintos parámetros operativos. Se puede configurar para mantener un voltaje constante en una barra específica o para asegurar un factor de potencia fijo en un alimentador determinado. El esquema de control del generador estático para los distintos modos de operación, como el factor de potencia o el voltaje, se ilustra en la Fig. 4.7. Además, el modelo ofrece la flexibilidad de ser configurado ya sea como una fuente de voltaje con una impedancia intercalada entre la fuente y el punto de conexión, o como una fuente de corriente que regula la corriente en el eje directo y de cuadratura.

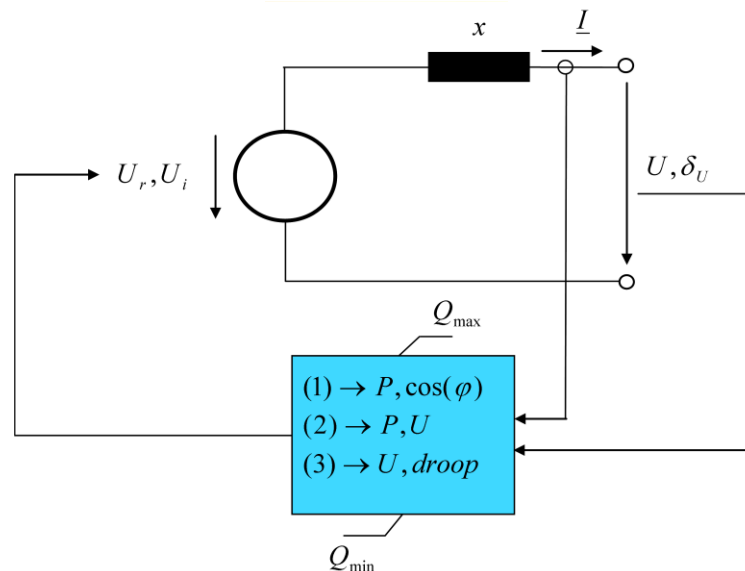


Fig. 4.7: Esquema de control del generador estático.

En la simulación, el control de voltaje se efectúa de forma local, ajustando la salida de potencia reactiva del generador para alcanzar el voltaje deseado en su terminal. Según lo definido en la sección anterior, la potencia activa despachada se fija en el 80% de la capacidad del parque fotovoltaico, lo que corresponde a 64 MW. La potencia reactiva disponible se incrementará o disminuirá según sea necesario hasta lograr el punto de ajuste de voltaje o hasta alcanzar el límite de potencia reactiva, que es equivalente a la máxima potencia aparente del equipo. El modelo integra un controlador tipo PID. En este caso, el controlador, cuyo diagrama de bloques se muestra en la Fig. 4.8, utiliza el voltaje de

la barra a la que está conectado el sistema PV como señal de entrada, monitoreando simultáneamente las corrientes y potencias generadas por el parque fotovoltaico. El voltaje medido en la barra se compara con un voltaje de referencia, configurado como 1.0 pu. Este control permite ajustar la potencia reactiva disponible del sistema PV para regular la tensión, siendo la corriente de cuadratura la variable de salida o controlable del diagrama de control.

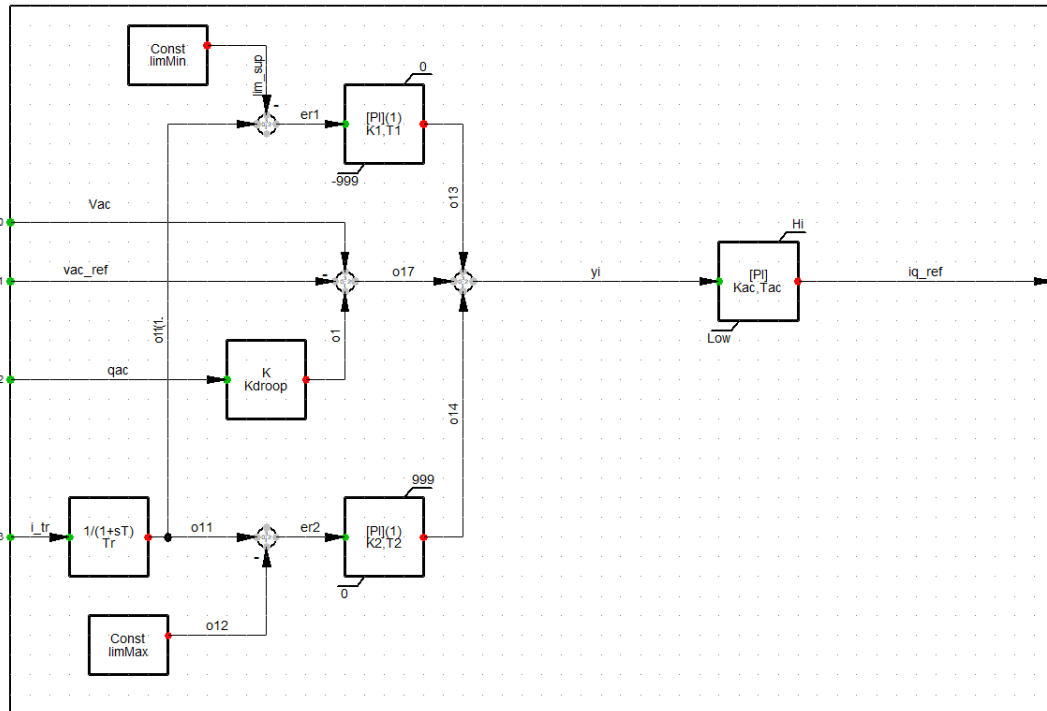


Fig. 4.8: Diagrama de bloques del controlador PID.

El modelo incluye consideraciones sobre los límites mínimos de regulación de tensión para garantizar la continuidad operativa del sistema PV. Según la NTSyCS, en su artículo 3-8, se establece que, en caso de variaciones de tensión en el Sistema de Transmisión (ST) debido a eventos como cortocircuitos monofásicos, bifásicos, trifásicos u otros, las unidades de un parque eólico o fotovoltaico deben estar diseñadas para asegurar su permanencia conectadas al sistema. Esto se aplica cuando la tensión fase-tierra en el punto de conexión a la red de las fases afectadas se encuentre dentro de un rango específico, conocido como la zona de no-desconexión. La normativa específica que las tensiones en las fases no afectadas por el evento no deben exceder los máximos de servicio. La Fig. 4.9 muestra esta zona de no-desconexión, delineando los rangos de tensión en los que el sistema PV debe mantenerse operativo y conectado, incluso en situaciones de inestabilidad o perturbaciones en la red eléctrica.

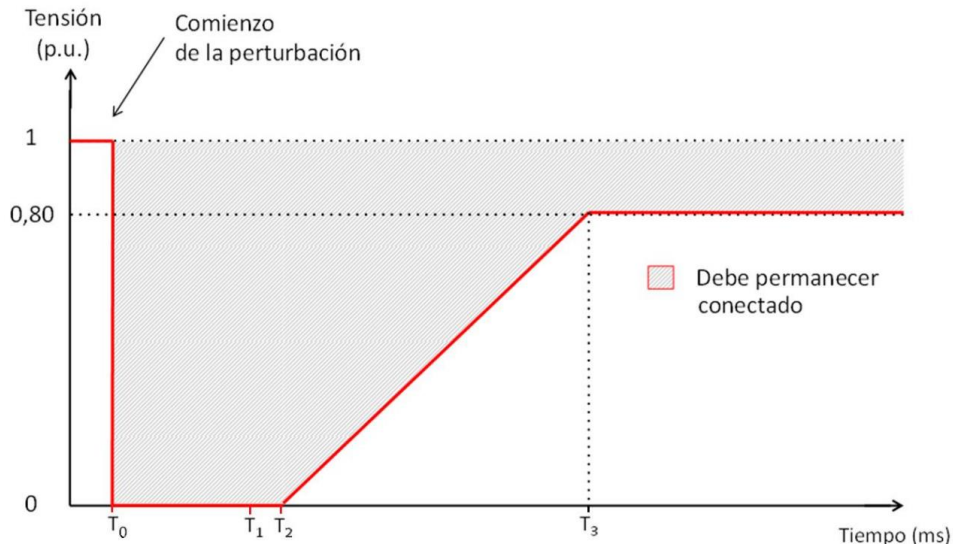


Fig. 4.9: Perfil o zona de no-desconexión para sistemas de generación fotovoltaicos. Fuente: NTSyCS.

Donde:

$T_0 = 0 \text{ ms}$: Tiempo de inicio de la falla

T_1 : Tiempo máximo de despeje de falla establecido en el Artículo 5-40, según el nivel de tensión del punto de conexión

$T_2 = T_1 + 20 \text{ ms}$

$T_3 = 1000 \text{ ms}$

4.2.5. Definición de escenarios

Se establecen los escenarios para las simulaciones, que abarcan tanto las condiciones de generación como los eventos a simular. Las condiciones operativas de la planta están definidas por su funcionamiento estándar.

- En la planta de cátodos, se incluye la conexión de tres rectificadores de EW y la operación habitual del complejo, que comprende las áreas de mina, seca y húmeda. Aquí, la compensación de potencia reactiva llega hasta su capacidad máxima, alcanzando 48 MVAr, y la demanda total es de 86 MVA con un factor de potencia inductivo de 0.966.
- En el caso de la planta concentradora, se considera el funcionamiento a plena capacidad del molino SAG y dos molinos de bolas, además del resto del área de procesos. Se utilizan 9 de los 12 filtros armónicos disponibles para la compensación de reactivos, sumando 80.4 MVAr.

El consumo total en esta parte del complejo es de 88.2 MVA, con un factor de potencia inductivo de 0.999.

Estas condiciones operativas, que incluyen el nivel de potencia consumida, las cargas conectadas y los sistemas de compensación de reactivos activos, se mantienen invariables en todas las simulaciones, sean estas estáticas o dinámicas.

Respecto a los escenarios de generación fotovoltaica, se simulan tres escenarios.

1. **Sin generación:** Se asume la operación normal de la planta con la energía proveniente exclusivamente de la red eléctrica. Este escenario es utilizado como línea base para comparar el comportamiento del sistema en condiciones de carga estándar, sin la influencia de sistemas de generación adicionales.
2. **Con generación centralizada:** En este escenario, los parques fotovoltaicos de la planta de cátodos y de la planta concentradora están conectados a sus respectivas subestaciones principales. Cada parque fotovoltaico, con una capacidad de 80 MVA, opera al 80% de su potencia aparente total, lo que equivale a 64 MW de potencia activa fija. Adicionalmente, la gestión de la potencia reactiva se realiza mediante los inversores de cada parque para mantener el voltaje en la barra de la subestación principal en 1 pu. Las conexiones de los parques fotovoltaicos a las subestaciones de la planta de cátodos y concentradora se realizan a distancias de 4,0 y 6,4 km respectivamente, utilizando un doble circuito con conductores de calibre 1270 MCM.
3. **Con generación distribuida:** Este escenario utiliza el mismo espacio asignado para los parques fotovoltaicos en las plantas de cátodos y concentradora que en el escenario de generación centralizada. Sin embargo, en esta configuración, cada parque se divide en cuatro secciones, conectándose en diferentes puntos de la red eléctrica. Para la planta de cátodos y concentradora, los puntos de conexión fueron detallado en la Fig. 4.4 y Fig. 4.5 respectivamente. Se ajusta la potencia máxima de cada sección del parque fotovoltaico para no exceder el 80% de la capacidad de los conductores del circuito al cual se conectan. Debido a las limitaciones de potencia en estos puntos de conexión (por ejemplo, en cátodos: 10 MVA en el área húmeda, 6 MVA en lixiviación y 5 MVA en áreas comunes), la potencia restante del parque fotovoltaico (59 MVA en el caso mencionado) se conecta directamente a la subestación eléctrica principal. Esta configuración representa un modo híbrido de conexión,

con la premisa de mejorar el perfil de voltaje en los distintos puntos de conexión de las secciones del parque fotovoltaico a la red existente.

El detalle de las potencias definidas, puntos de conexión y nombres asignados a los parques fotovoltaicos se muestra en la Tabla 4.2.

Tabla 4.2: Valores de potencia ajustados en los distintos sistemas PV, además del escenario, ubicación, tag asignado y respectivos puntos de conexión.

Escenario	Ubicación	Punto de conexión	Tag sistema PV	MVA máx.	MW despachados	MVAr disponibles (\pm)
C/G Centr.	Cátodos	S/E Principal	PV Cát. Centr.	80,0	64,0	48,0
	Concentradora	S/E Principal	PV Conc. Centr.			
C/G Distr.	Cátodos	S/E Principal	PV Cát. Distr. 1	59,0	47,2	35,4
		Área Húmeda	PV Cát. Distr. 2	10,0	8,0	6,0
		Área Lixiviación	PV Cát. Distr. 3	6,0	4,8	3,6
		Áreas comunes	PV Cát. Distr. 4	5,0	4,0	3,0
	Concentradora	S/E Principal	PV Conc. Distr. 1	44,0	35,2	26,4
		Distribución de relaves	PV Conc. Distr. 2	12,0	9,6	7,2
		Espesadores relaves	PV Conc. Distr. 3	10,0	8,0	6,0
		Chancado primario	PV Conc. Distr. 4	14,0	11,2	8,4

Respecto a las perturbaciones a simular, se considera lo expuesto en la sección 2.4 (Caracterización de las fallas más frecuentes). La selección de fallas a simular se basa en la frecuencia de ocurrencia versus el impacto en la red eléctrica. Se priorizan aquellas fallas de alto impacto, especialmente las que afectan al voltaje de manera considerable aguas arriba del sistema, como las subestaciones eléctricas principales de las plantas de cátodos y concentradora, y fallas externas que puedan influir en la red de alta tensión.

La importancia de estas perturbaciones radica en su proximidad a las cargas críticas del proceso, como las naves de EW en la planta de cátodos o los molinos en la planta concentradora. Estas son cargas particularmente sensibles a las variaciones de voltaje, y mantener un voltaje estable en estos puntos es crucial para el funcionamiento óptimo del sistema y el proceso. Por lo tanto, se seleccionan perturbaciones que representan un riesgo significativo para estas áreas críticas, con el fin de evaluar y mejorar la estabilidad de la red eléctrica frente a estos eventos.

Siguiendo estos criterios establecidos, se identifican las siguientes perturbaciones para su simulación:

- **Cortocircuito en alta tensión y sistema de distribución:** Aunque es un evento de ocurrencia relativamente baja, es significativo debido a su impacto en el voltaje, afectando cargas sensibles como los molinos o naves de EW. Se simula el peor escenario, una falla en el sistema de 220 kV paralelo a la planta, que provoca una caída momentánea de voltaje impactando ambas plantas.
- **Planta de cátodos - desconexión del área seca:** La mayoría de las perturbaciones identificadas se deben a fallas de cortocircuito en los puentes apiladores del área seca. Estas fallas son frecuentes debido al uso de cables a nivel de piso, que tienen una alta exposición y derivan en la detención no controlada del área completa (correas, chancadores, etc.). Esta detención puede causar sobretensiones que, a su vez, pueden llevar a la desconexión de la nave de EW.
- **Planta concentradora - desconexión de molinos:** Los molinos, siendo la principal carga en media tensión de la planta concentradora y dependientes de un conjunto de cargas auxiliares, son especialmente vulnerables. Fallas en diversos puntos del sistema suelen resultar en la desconexión del molino SAG y un molino de bolas. Esta desconexión puede causar una sobretensión significativa, afectando al resto de las cargas del sistema.

El detalle de estos eventos se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 4.3: Detalle de las perturbaciones a simular.

Ubicación de la perturbación		Tipo	Inicio (ms)	Despeje (ms)
Externa	Sist. 220 kV, S/E de derivación	Cortocircuito trifásico franco	50	190
Planta concentradora	Molino SAG y Molino Bolas 1 y 2	Desconexión no controlada	50	-
Planta cátodos	Área Seca	Cortocircuito monofásico franco y posterior desconexión no controlada	50	190

4.3. Resultados de las simulaciones

4.3.1. Funcionamiento del sistema

En esta sección se muestra el funcionamiento de uno de los parques fotovoltaicos ante la perturbación definida en la sección anterior, correspondiente al cortocircuito trifásico en un punto del sistema de alta tensión en paralelo a las plantas, provocando una disminución de tensión en todas las fases hasta 0.76 pu. La Fig. 4.10 muestra la variación de voltaje en las barras de media tensión de la

S/E principal de la planta concentradora, evidenciando la caída de tensión a los 50 ms y el posterior incremento debido al despeje de la falla.

Previo a la falla, el sistema PV opera a 64 MW y -8,5 MVar (equivalente a 65 MVA o 81% de su capacidad máxima), regulando el voltaje en su punto de conexión, como se muestra en la Fig. 4.11. Durante la falla, el control de los inversores detecta la disminución de tensión en la barra de la S/E principal, incrementando la inyección de potencia reactiva a un ritmo de 2 MVar por ms. Este ajuste lleva el sistema a su límite operativo en aproximadamente 20 ms. Con la tensión reducida, el parque mantiene una inyección de 45,4 MVar, logrando elevar la tensión a 0,85 pu, un aumento cercano al 10% en comparación con los niveles anteriores a la activación del sistema de compensación.

La Fig. 4.12 muestra las corrientes de eje directo y de cuadratura, reflejando el comportamiento del sistema de control del parque fotovoltaico, donde la corriente de cuadratura es la variable de salida o controlable. Antes de la falla, las corrientes de eje directo y de cuadratura se mantenían en 0,8 y 0,11 pu, respectivamente, con un funcionamiento a factor de potencia inductivo para disminuir levemente el voltaje en el punto de medición. Durante la falla, el control de los inversores ajusta la corriente de cuadratura a -0,6 pu, permitiendo la inyección de potencia reactiva para aumentar la tensión.

Posterior al despeje de la falla, cuando el voltaje se eleva, el sistema de compensación de reactivos se mantiene operando al máximo durante el instante de despeje, elevando la tensión por encima de su valor normal (respuesta es característica de sistemas de compensación de reactivos). En contraste, ante variaciones de tensión causadas por desprendimientos de carga sin recuperación inmediata, el sistema de compensación mantiene sus parámetros operativos hasta que se ajusten los cambiadores de tap de los transformadores principales o hasta la desconexión de sistemas de compensación pasivos de reactivos, regulando así el voltaje de manera más gradual.

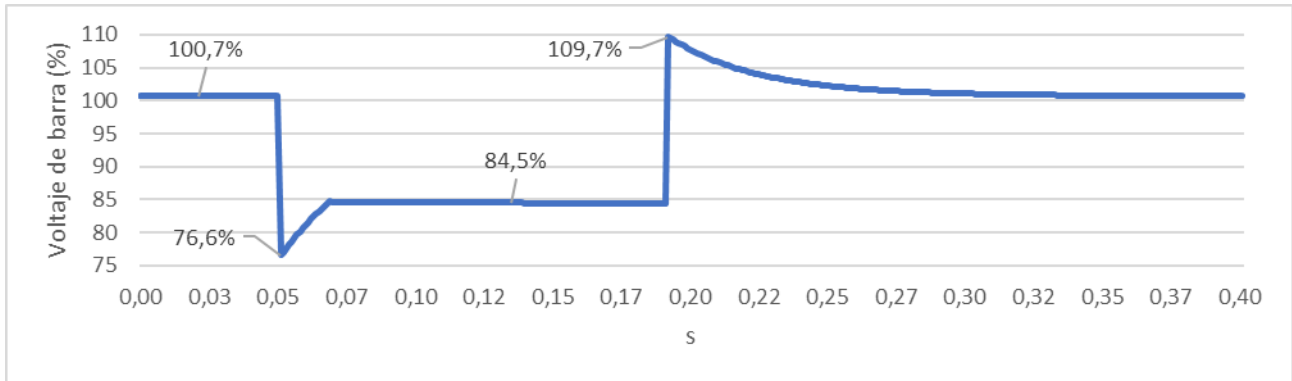


Fig. 4.10: Comportamiento del voltaje en 23 kV de la S/E principal de la planta concentradora durante transiente externo.

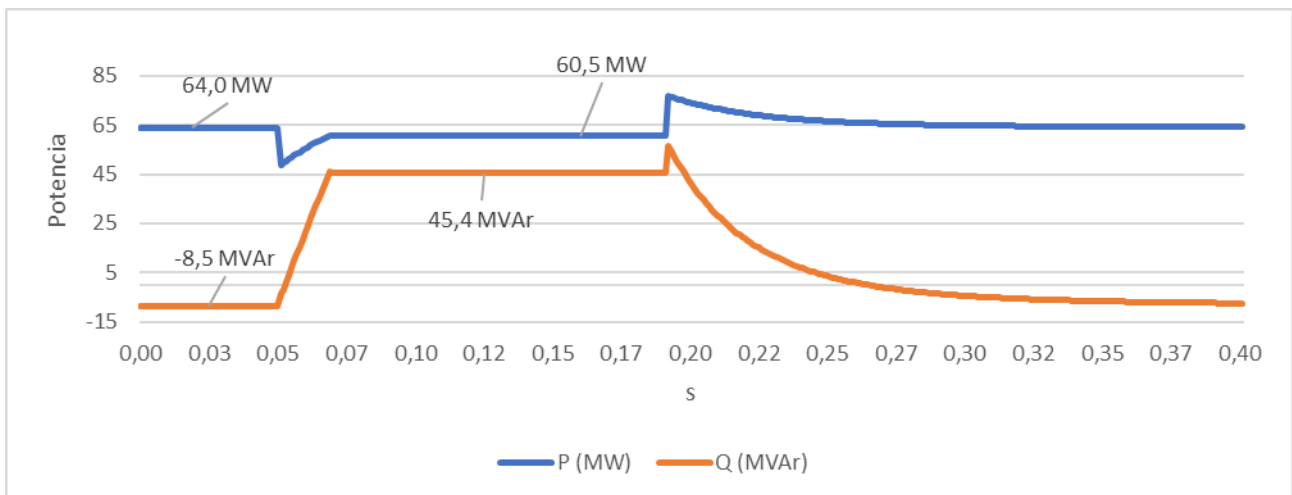


Fig. 4.11: Comportamiento de la potencia inyectada por el parque fotovoltaico en 23 kV hacia la S/E principal de la planta concentradora durante transiente externo.

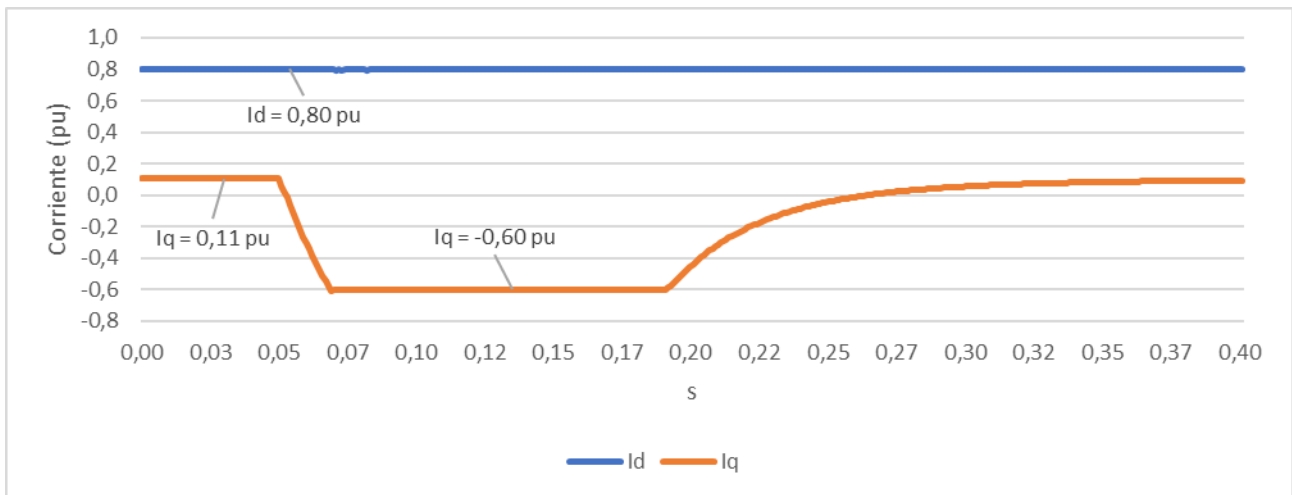


Fig. 4.12: Comportamiento de las corrientes de eje directo y cuadratura inyectada por el parque fotovoltaico en 23 kV hacia la S/E principal de la planta concentradora durante transiente externo.

Esta simulación prueba la eficacia del sistema de control tipo Volt-VAr implementado en los inversores, demostrando la capacidad de respuesta adecuada ante perturbaciones significativas, como el cortocircuito trifásico analizado. Además, demuestra el beneficio de disponer de capacidad de potencia reactiva para la regulación de tensión ante perturbaciones transitorias, evidenciado por el comportamiento del parque fotovoltaico durante la falla y el posterior despeje. Los inversores, al ajustar la inyección de potencia reactiva con rapidez, contrarrestan la caída de tensión, asegurando así la estabilidad del sistema eléctrico. Esta estabilidad es crucial para mantener la continuidad del servicio, minimizando impactos económicos y protegiendo los equipos de fluctuaciones potencialmente dañinas en la tensión.

4.3.2. Operación en régimen permanente

En esta sección se muestran y analizan los resultados del comportamiento de la red en estado estacionario para los escenarios descritos en el punto 4.2.5 (sin generación, con generación PV conectada solo a la S/E principal en media tensión y con generación conectada a distintos puntos del sistema de distribución en media tensión). El enfoque se centra en evaluar variables clave de la red, como el voltaje en las barras, el factor de utilización y las pérdidas en líneas y transformadores. Los valores y resultados detallados para cada punto del sistema se encuentran en el anexo B.1.

La Tabla 4.4 resume el comportamiento de estas variables, presentando valores mínimos, promedios, máximos y totales (en el caso de las pérdidas) para los escenarios sin generación (S/G), con generación centralizada (C/G Centr.) y con generación distribuida (C/G Distr.). Adicionalmente, la

Tabla 4.5 compara estos escenarios con y sin generación PV, mostrando las variaciones porcentuales con respecto al escenario base sin generación.

Tabla 4.4: Resultados promedios del comportamiento de los voltajes, capacidades y pérdidas del sistema para los escenarios sin generación (S/G), con generación centralizada (C/G Centr.) y con generación distribuida (C/G Distr.) en estado estacionario.

		S/G	C/G Centr.	C/G Distr.
Voltaje en las barras (pu)	Mín.	0,977	0,979	0,978
	Prom.	0,996	0,998	0,996
	Máx.	1,031	1,035	1,034
Capacidad de la línea (%)	Prom.	28,9	26,6	37,4
	Máx.	67,0	66,9	79,1
Pérdidas en las líneas (kW)	Prom.	87,6	13,0	20,8
	Máx.	1600,0	193,9	215,9
	Total	2979,0	440,5	708,1
Capacidad de los transformadores (%)	Prom.	37,7	24,2	24,4
	Máx.	79,4	48,3	48,4
Pérdidas en los transformadores (kW)	Mín.	9,7	9,8	9,7
	Prom.	84,7	59,4	58,2
	Máx.	232,4	154,6	152,5
	Total	1016,0	713,0	699,0

Tabla 4.5: Variaciones porcentuales de los escenarios con generación versus el escenario base sin generación de los voltajes, capacidades y pérdidas del sistema para los escenarios sin generación (S/G), con generación centralizada (C/G Centr.) y con generación distribuida (C/G Distr.) en estado estacionario.

	C/G Centr.	C/G Distr.
Voltaje en las barras	0,2%	0,0%
Capacidad de la línea	-8,0%	29,6%
Pérdidas en las líneas	-85,2%	-76,2%
Capacidad de los transformadores	-35,6%	-35,2%
Pérdidas en los transformadores	-29,8%	-31,2%

El detalle del comportamiento de las distintas variables estudiadas se comenta a continuación:

- **Voltaje de barra:** se observa que no existen diferencias considerables en el comportamiento promedio del voltaje del sistema, debido a que, para el análisis estacionario, son los cambiadores de tap de los transformadores principales los encargados de regular adecuadamente la tensión. Además, se le suma el hecho de que es poco común que estos sistemas de distribución presenten problemas de regulación de tensión en las barras principales del sistema, razón por la cual no se observa una mejora considerable al momento de contar con generación distribuida.
- **Capacidad de la línea:** los resultados de esta variable dependen del escenario simulado. En el caso de contar con generación centralizada, se observa una disminución promedio de un 8% en todo el sistema, determinado principalmente por las líneas de

alta tensión y la disminución en el flujo de potencia a través de ellas debido a la inyección de potencia de manera local. Por el otro lado, el escenario con generación distribuida muestra un aumento de casi un 30% en el uso de la capacidad de las líneas, debido a que una fracción importante de la potencia inyectadas del sistema PV es a través de distintos puntos del sistema de distribución, limitándose a la misma capacidad de sus líneas de distribución en media tensión, incluso incluyendo la disminución en el sistema de transmisión.

- **Pérdidas en las líneas:** debido a que las principales pérdidas se observan en el sistema de transmisión, la disminución en los flujos de potencia en este punto del sistema permite reducir considerablemente las pérdidas totales en los dos escenarios con generación PV. Sin embargo, y por los mismos argumentos entregados en el punto anterior, el sistema de generación centralizada resalta como la mejor opción, ya que la opción de generación distribuida aumenta las pérdidas en el sistema de distribución en media tensión donde inyecta su potencia.
- **Capacidad y pérdidas en los transformadores:** se muestra un comportamiento parejo en los dos escenarios con generación mostrando reducciones de la utilización y pérdidas, debido a que están netamente asociado a la reducción de los flujos de potencia de los transformadores principales al inyectar energía en el sistema de media tensión. Esto se justifica ya que la inyección de generación es al nivel de tensión de distribución sin pasar por otros transformadores del sistema, afectando solo lo que se encuentra aguas arriba del punto de inyección.
- **Disminución del uso del cambiador de tap:** en el norte de Chile, la inyección de energías renovables con ciclos diarios provoca fluctuaciones de voltaje en los sistemas de transmisión. Los cambiadores de tap, que ajustan el bobinado de alta tensión basándose en el voltaje de referencia del secundario en media tensión, normalmente realizan operaciones debido a las variaciones de voltaje en alta tensión y su correlación con el voltaje en media tensión, especialmente en condiciones sin variación de carga o compensación de reactivos. Al integrar un control de voltaje en el secundario mediante la compensación de reactivos, se espera que los parques fotovoltaicos regulen eficazmente el voltaje en media tensión, resultando en menos operaciones del cambiador de tap en el primario. Este efecto tiene implicancias importantes en términos de mantenimiento y vida útil de los equipos. Aunque los cambiadores de tap están

diseñados para operar bajo carga, las descargas parciales que se producen durante su funcionamiento deterioran el aceite dieléctrico y los contactos, afectando su desempeño y durabilidad. Por lo tanto, la reducción en la cantidad de operaciones del cambiador de tap, facilitada por la compensación de reactivos de los parques fotovoltaicos, podría ser un factor clave para prolongar la vida útil de estos equipos y disminuir los costos de mantenimiento.

4.3.3. Operación dinámica

Las simulaciones dinámicas permiten evaluar el impacto de la conexión de parques fotovoltaicos en la regulación de tensión y calidad del suministro eléctrico, particularmente en sistemas de distribución en entornos mineros, donde son comunes las perturbaciones transitorias. La integración del sistema PV con la infraestructura existente se modela para predecir su interacción y efecto en el sistema eléctrico, buscando optimizar el comportamiento del sistema en su conjunto, minimizar riesgos de inestabilidad y cumplir con los requerimientos operativos y de seguridad en diversos escenarios.

En esta sección, se analizan los resultados de estas simulaciones dinámicas, basándonos en los escenarios y fallas o perturbaciones descritas en las secciones anteriores. Se analiza el comportamiento de los perfiles de voltaje en varios puntos de la red ante fallas eléctricas externas, desconexión de grandes bloques de carga y cortocircuitos en el sistema de distribución. El objetivo es verificar si el sistema PV es capaz de mantener los niveles de voltaje en el sistema eléctrico dentro de un rango que permita operar cargas críticas de la red de forma continua. En particular, se enfoca en garantizar un voltaje estable o dentro de los rangos establecidos en las barras de las subestaciones principales de ambas plantas, dado que las cargas más grandes y sensibles son las naves de EW y los molinos en las plantas de cátodos y concentradora, respectivamente. Estas cargas, al estar conectadas a corta distancia de las subestaciones principales, requieren mantener el voltaje en o por encima de 0.85 pu durante las fallas. Este nivel es el ajuste típico de las protecciones de estos equipos, donde un valor inferior provocaría su desconexión inmediata. Para evaluar esto, se llevan a cabo simulaciones dinámicas de las fallas mencionadas en la Tabla 4.3, examinando el comportamiento del voltaje en distintos puntos de la red.

Las simulaciones comienzan bajo condiciones estacionarias, con el sistema funcionando a plena carga de forma estable. A los 50 ms, se introducen diversas perturbaciones correspondientes a

cada escenario. Los comportamientos de los voltajes frente a estas distintas fallas se grafican en el anexo B.2. En esta sección, para evaluar el comportamiento de la red eléctrica y de los parques fotovoltaicos, las Tabla 4.6 a Tabla 4.8 presentan los valores de voltaje a los 180 ms para las diversas fallas en distintos puntos de la red. Se evalúa en este momento, ya que se considera el punto en el cual el sistema debería haberse estabilizado durante de la falla, con los sistemas de compensación de reactivos ya en su máximo funcionamiento, intentando regular la tensión en sus puntos de control designados. Estos valores permiten evaluar si el comportamiento del voltaje obtenido, tanto con generación como sin ella durante las distintas fallas, es suficiente para garantizar la operación correcta de las cargas críticas del sistema, para así determinar la robustez del sistema eléctrico integrado con la generación fotovoltaica en situaciones de falla o perturbaciones.

Adicionalmente, las Tabla 4.9 a Tabla 4.11 muestran las variaciones porcentuales entre los escenarios con generación centralizada y distribuida, en comparación con el escenario base sin generación. Este análisis permite comparar los resultados obtenidos en los distintos escenarios y evaluar el impacto de la integración de sistemas PV en la calidad del voltaje bajo estas condiciones específicas. Estas comparativas permiten entender cómo la inyección de reactivos del sistema PV modifica la respuesta del sistema eléctrico ante estas fallas, permitiendo así una evaluación del desempeño del sistema bajo variadas condiciones operativas.

Tabla 4.6: Resultado del comportamiento de los voltajes para los escenarios sin generación (S/G), con generación centralizada (C/G Centr.) y con generación distribuida (C/G Distr.) durante la caída de tensión generada por la falla externa en $t=180$ ms.

Ubicación		Voltaje de barra (%)		
		S/G	C/G Centr.	C/G Distr.
Cátodos	Área Húmeda	75,4	85,1	87,1
	Área Lixiviación	75,4	85,0	87,0
	Áreas comunes	75,6	85,2	86,8
	S/E Principal 220 kV	76,5	83,2	83,6
	S/E Principal 23 kV	75,7	85,4	85,9
Concentradora	Chancado	76,6	84,5	88,2
	Distribución de relaves	76,1	84,3	89,2
	Espesador de relaves	76,3	84,4	89,2
	S/E Principal 220 kV	76,6	83,1	83,5
	S/E Principal 23 kV	76,3	84,5	85,6

Tabla 4.7: Resultado del comportamiento de los voltajes para los escenarios sin generación (S/G), con generación centralizada (C/G Centr.) y con generación distribuida (C/G Distr.) durante el alza de tensión generada por desconexión de los molinos externa en t=180 ms.

Ubicación		Voltaje de barra (%)		
		S/G	C/G Centr.	C/G Distr.
Cátodos	Área Húmeda	104,4	99,5	99,9
	Área Lixiviación	104,3	99,4	100,0
	Áreas comunes	104,7	99,7	100,1
	S/E Principal 220 kV	106,6	102,8	103,2
	S/E Principal 23 kV	104,8	99,9	100,2
Concentradora	Chancado	108,2	102,2	102,0
	Distribución de relaves	108,6	102,5	101,6
	Espesador de relaves	108,6	102,5	103,8
	S/E Principal 220 kV	106,7	103,0	103,4
	S/E Principal 23 kV	108,9	102,7	103,9

Tabla 4.8: Resultado del comportamiento de los voltajes para los escenarios sin generación (S/G), con generación centralizada (C/G Centr.) y con generación distribuida (C/G Distr.) durante la caída de tensión generada por la falla en área seca en t=180 ms.

Ubicación		Voltaje de barra (%)		
		S/G	C/G Centr.	C/G Distr.
Cátodos	Área Húmeda	56,0	62,1	64,0
	Área Lixiviación	55,9	62,0	63,9
	Áreas comunes	56,1	62,2	63,6
	S/E Principal 220 kV	79,0	84,3	84,7
	S/E Principal 23 kV	56,1	62,3	62,6
Concentradora	Chancado	80,2	86,9	90,6
	Distribución de relaves	79,9	86,8	91,7
	Espesador de relaves	80,0	86,9	88,1
	S/E Principal 220 kV	80,4	85,6	85,9
	S/E Principal 23 kV	80,1	87,0	88,0

Tabla 4.9: Variaciones porcentuales de los voltajes en los escenarios con generación centralizada (C/G Centr.) y con generación distribuida (C/G Distr.) versus el escenario base sin generación ante la caída de tensión por la falla externa.

Ubicación		Variación C/G Centr.	Variación C/G Distr.
Cátodos	Área Húmeda	12,8%	15,5%
	Área Lixiviación	12,8%	15,5%
	Áreas comunes	12,8%	14,9%
	S/E Principal 220 kV	8,8%	9,3%
	S/E Principal 23 kV	12,8%	13,4%
Concentradora	Chancado	10,4%	15,2%
	Distribución de relaves	10,7%	17,2%
	Espesador de relaves	10,7%	17,0%
	S/E Principal 220 kV	8,5%	9,0%
	S/E Principal 23 kV	10,7%	12,1%

Tabla 4.10: Variaciones porcentuales de los voltajes en los escenarios con generación centralizada (C/G Centr.) y con generación distribuida (C/G Distr.) versus el escenario base sin generación ante el alza de tensión por la desconexión de los molinos.

	Ubicación	Variación C/G Centr.	Variación C/G Distr.
Cátodos	Área Húmeda	-4,7%	-4,4%
	Área Lixiviación	-4,7%	-4,1%
	Áreas comunes	-4,7%	-4,3%
	S/E Principal 220 kV	-3,5%	-3,1%
	S/E Principal 23 kV	-4,7%	-4,4%
Concentradora	Chancado	-5,5%	-5,7%
	Distribución de relaves	-5,7%	-6,4%
	Espesador de relaves	-5,7%	-4,5%
	S/E Principal 220 kV	-3,5%	-3,1%
	S/E Principal 23 kV	-5,7%	-4,6%

Tabla 4.11: Variaciones porcentuales de los voltajes en los escenarios con generación centralizada (C/G Centr.) y con generación distribuida (C/G Distr.) versus el escenario base sin generación ante la caída de tensión por la falla en área seca.

	Ubicación	Variación C/G Centr.	Variación C/G Distr.
Cátodos	Área Húmeda	10,9%	14,3%
	Área Lixiviación	10,9%	14,3%
	Áreas comunes	10,9%	13,5%
	S/E Principal 220 kV	6,7%	7,1%
	S/E Principal 23 kV	10,9%	11,6%
Concentradora	Chancado	8,4%	13,0%
	Distribución de relaves	8,6%	14,8%
	Espesador de relaves	8,6%	10,1%
	S/E Principal 220 kV	6,5%	6,9%
	S/E Principal 23 kV	8,6%	9,9%

Una vez definido los criterios de análisis y presentados los datos, se analiza cada uno de los escenarios:

- **Comportamiento del sistema ante la falla externa:** Este escenario se caracteriza por presentar una caída de tensión en el sistema de transmisión, proveniente de un cortocircuito en alta tensión en las cercanías del complejo minero. En el escenario base sin generación, se registra una caída del voltaje en el sistema eléctrico a un promedio de 75,9% en las distintas barras del sistema en media tensión, lo que resultaría en la desconexión de las cargas críticas en ambas plantas. Sin embargo, al incorporar generación centralizada y distribuida, se observa una mejora significativa en los niveles de tensión. Con generación centralizada, los niveles promedio de tensión aumentan a 84,8%, mientras que con generación distribuida alcanzan un

87,4%. En la planta de cátodos, específicamente en las barras de media tensión de la subestación principal, se observan valores de 85,4% y 85,9% para los escenarios de generación centralizada y distribuida respectivamente. En la planta concentradora, los valores correspondientes son 84,5% y 85,6% en las barras de media tensión de la subestación principal. Estos datos indican un incremento en la tensión promedio de aproximadamente un 11,1% y 13,9% para los escenarios de generación centralizada y distribuida, respectivamente. Aunque los valores en el escenario de generación centralizada están ligeramente por debajo del 85% en algunos puntos, en general, ambos escenarios con generación fotovoltaica muestran una mejora significativa en comparación con el escenario sin generación. Esto indica que la integración de parques fotovoltaicos permite contribuir de manera efectiva a mantener los niveles de tensión dentro de los límites seguros y operativos requeridos, particularmente durante perturbaciones externas.

- **Comportamiento del sistema ante la desconexión de los molinos SAG y bolas 1 y 2:** La desconexión de los molinos SAG y bolas 1 y 2, generalmente causada por fallas en sistemas auxiliares, suele detener el proceso completo por enclavamientos. La desconexión de este bloque de cargas conlleva un incremento instantáneo en los niveles de tensión, lo cual puede impactar negativamente a otras cargas sensibles en la planta concentradora, como el chancador primario y la correa overland, así como a cargas críticas en la planta de cátodos. Los resultados de las simulaciones revelan que en el escenario base sin generación, tras la desconexión de los molinos, el voltaje en el sistema eléctrico asciende a un promedio de 106,8% en el sistema de distribución y 108,9% en las barras de media tensión de la subestación principal de la planta concentradora. Por otro lado, con la implementación de generación centralizada y distribuida, los niveles promedio de tensión se estabilizan en torno al 101,0% y 101,4%, respectivamente. En la planta de cátodos, en las barras de media tensión de la subestación principal, se registran valores de 99,9% y 100,2% para los escenarios de generación centralizada y distribuida, respectivamente. En la planta concentradora, los valores son de 102,7% y 103,9% en las barras de media tensión de la subestación principal para los mismos escenarios. Esto indica una reducción en el aumento de tensión de 5,2% y 4,8% para los escenarios de generación centralizada y distribuida, respectivamente. Esto demuestra cómo la generación fotovoltaica puede ayudar a mitigar las alzas de tensión, proporcionando así una mayor estabilidad y protección a las cargas sensibles en diferentes áreas de las plantas, lo cual es crucial para mantener la operatividad y seguridad en los complejos mineros.

- **Comportamiento del sistema ante la falla en el área seca y su eventual desconexión:** En este caso se trata de una caída de tensión en el sistema de distribución causada por un cortocircuito en el circuito de media tensión del área seca. En el escenario base sin generación fotovoltaica, el voltaje en el sistema eléctrico disminuye a un promedio de 68,0% en las barras del sistema de distribución y a 56,1% en las barras de media tensión de la subestación principal de la planta de cátodos. Esta reducción significativa de tensión llevaría a la desconexión de las cargas críticas en ambas plantas. Sin embargo, la inclusión de generación centralizada y distribuida mejora notablemente los niveles de tensión. Con generación centralizada, el voltaje promedio se eleva a 74,5%, y con generación distribuida, a 76,6%. Estos resultados reflejan un aumento en la tensión promedio de 9,7% y 12,7% para los escenarios de generación centralizada y distribuida, respectivamente. En la planta de cátodos, en las barras de media tensión de la subestación principal, se registran valores de 62,3% y 62,6% para los escenarios de generación centralizada y distribuida, respectivamente. Mientras que, en la planta concentradora, los valores en las barras de media tensión de la subestación principal son de 87,0% y 88,0%. Posterior al despeje de la falla, se genera la desconexión de todo el bloque de cargas del área seca, elevando el voltaje del sistema de distribución. Sin embargo, el sistema PV permite nuevamente regular la tensión obteniendo un promedio de 100,0% en las barras del sistema. La evaluación de estos escenarios sugiere que, aunque la planta de cátodos se vería impactada por esta falla independientemente del escenario de generación, ambos escenarios de generación fotovoltaica permitirían mantener operativa la planta concentradora en caso de cortocircuito en el sistema de distribución de la planta de cátodos. Es importante notar que la falla analizada se simula como una falla franca, un caso de baja ocurrencia, especialmente considerando que el sistema de distribución de la planta de cátodos es principalmente aéreo y sus fallas suelen tener relativamente altos niveles de impedancia. Por lo tanto, este escenario representa la peor condición posible. Además, es importante destacar que todos los escenarios con generación fotovoltaica presentan una mejora significativa en los niveles de tensión comparados con el escenario sin generación.

Esta evaluación dinámica es clave para entender cómo la generación fotovoltaica y la compensación de reactivos pueden interactuar y complementar la red existente, mejorando la confiabilidad del sistema eléctrico frente a perturbaciones transitorias. En todos los escenarios examinados, la incorporación de generación fotovoltaica ya sea de forma centralizada o distribuida,

ha demostrado una mejora significativa en la regulación de tensión. Este aspecto cobra especial relevancia en situaciones de fallas eléctricas y desconexiones de cargas críticas, donde los sistemas PV permiten mantener los niveles de tensión dentro de límites operativos seguros y permitir la continuidad operacional. Aunque hay escenarios en los que los sistemas PV no lograron mantener los niveles de tensión por pequeños márgenes, estas simulaciones representan las condiciones más adversas con cortocircuitos francos. Por lo tanto, se puede inferir que, en condiciones normales, los sistemas PV propuestos podrían mitigar eficazmente los efectos de desconexión. Esto permite concluir que la integración de generación fotovoltaica en los sistemas de distribución eléctrica de plantas mineras no solo es viable, sino también altamente beneficiosa para mejorar tanto la estabilidad y confiabilidad del sistema. La operación dinámica de estos sistemas bajo diferentes condiciones de falla evidencia su capacidad para mantener la continuidad y la calidad del suministro eléctrico, lo cual refuerza la justificación técnica para su integración en las infraestructuras eléctricas existentes.

4.4. Evaluación económica

La evaluación económica, uno de los primeros pasos en la valoración de proyectos de estas características, permite establecer una base para la toma de decisiones técnicas. Esto incluye seleccionar las tecnologías adecuadas, determinar la capacidad de instalación y detectar oportunidades para optimizar la eficiencia y los costos. Dado que estos proyectos implican una inversión inicial considerable, una buena evaluación económica es esencial para justificar esta inversión frente a los beneficios a largo plazo, como el ahorro en costos energéticos y la menor dependencia de energías no renovables.

En este contexto, el objetivo de esta sección es identificar los beneficios económicos que conlleva la integración de sistemas PV en sistemas mineros. Para esto, se evalúa el ahorro energético y la mitigación de impactos productivos debido a fallas eléctricas en las redes. Este análisis se complementa con una comparación de los beneficios obtenidos frente a la inversión inicial, permitiendo identificar el periodo de retorno financiero del proyecto bajo diferentes escenarios. Para cumplir estos objetivos, primero es necesario identificar algunos parámetros del mercado energético y minero.

4.4.1. Valores típicos de producción y precios del cobre

La primera etapa de la evaluación económica implica cuantificar los impactos de las fallas eléctricas en la producción. Para ello, es necesario tipificar los niveles de producción en un periodo

específico y determinar el costo del cobre. Este análisis permitirá cuantificar el impacto económico en términos de la indisponibilidad asociada a las fallas eléctricas y para justificar inversiones como medidas de mitigación, como la integración de sistemas PV, que pueden ofrecer una fuente de energía más confiable y reducir la dependencia de la red eléctrica convencional.

Analizando los datos del Servicio Nacional de Geología y Minería (SERNAGEOMIN), la Fig. 4.13 presenta los niveles de producción promedio de 2020 a 2022 en complejos mineros con producción superior a 60 kTon anuales de cobre, categorizados como grandes complejos mineros. Entre los 18 complejos que cumplen con este criterio, se observa una producción promedio de 262,3 kTon durante el periodo evaluado.

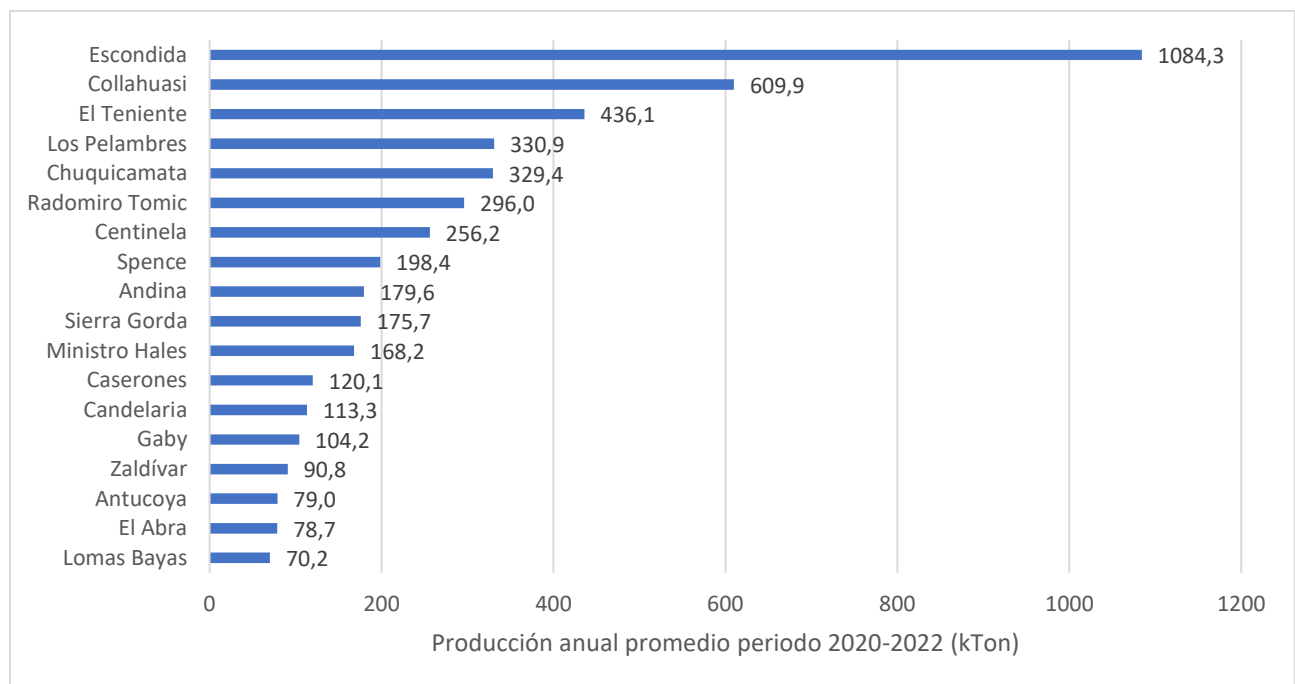


Fig. 4.13: Valores de producción anual promedio en kTon de cobre según minera. Fuente: Servicio Nacional de Geología y Minería.

Para evaluar los costos de indisponibilidad en base a los niveles típicos de producción de cobre en Chile, se considera el precio de 3,41 USD/lb, basado en el precio promedio de los últimos cinco años proporcionado por la Comisión Chilena del Cobre (COCHILCO). Este valor, mostrado por la tendencia de los precios del cobre de la Fig. 4.14, permite calcular los impactos económicos de las interrupciones en la producción.

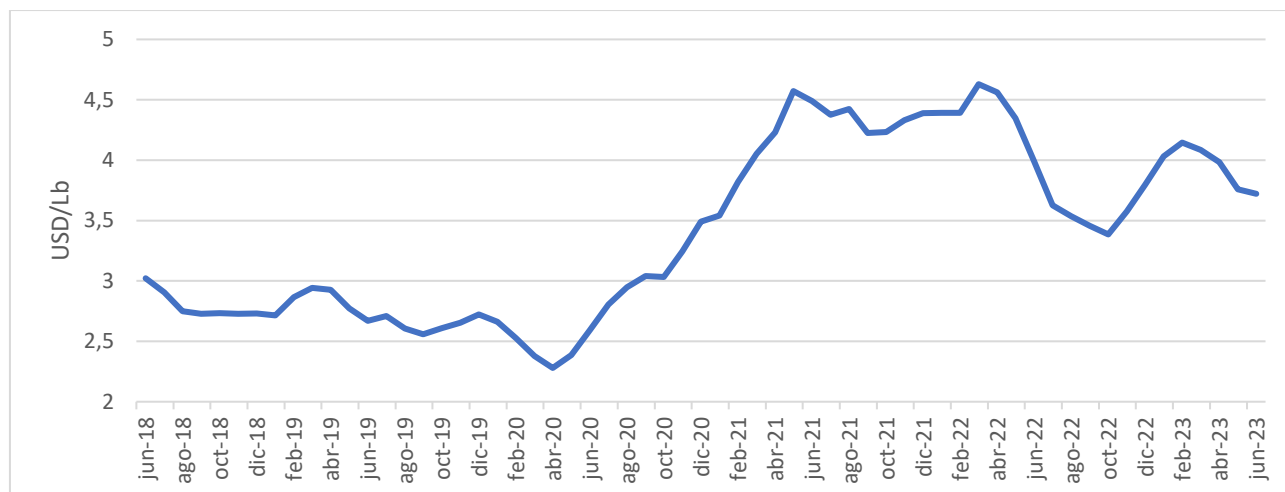


Fig. 4.14: Tendencia del precio del cobre en USD/lb en los últimos 5 años. Fuente: Comisión Chilena del Cobre.

4.4.2. Precio de la indisponibilidad por fallas eléctricas

El cálculo de las pérdidas de producción por indisponibilidad asociado a fallas eléctricas se basa en el promedio anual de producción (262 kTon) y el precio medio del cobre (3,41 USD/lb), determinando así una producción promedio de 29,9 Ton/hora y un costo asociado de 224,89 kUSD/hora. Dado que normalmente se requieren dos o más plantas para alcanzar estos niveles de producción, este costo se divide en función del número de plantas por complejo minero. Para cuantificar el impacto económico de las fallas eléctricas, se utilizan los datos del análisis estadístico de fallas presentado en el capítulo 2. La Tabla 4.12 resume el tipo de falla, su ubicación y su duración media, evaluando su impacto en la producción a través de las cargas críticas, según el tipo de falla definido en el capítulo 2 (cortocircuitos en el sistema de distribución, variaciones de tensión, y fallas externas). Luego, al considerar el costo de producción como indicativo de las pérdidas en caso de indisponibilidad para cada planta (equivalente a la mitad del costo total de producción del complejo), se puede realizar un análisis económico de cada falla. Esto se hace en función de su costo, frecuencia y duración promedio. De esta manera, se evidencia un impacto total de 6,64 MUSD al año en concepto de pérdidas en producción debido a fallas eléctricas.

Tabla 4.12: Costo anual asociado a las fallas según su ubicación y tipo.

Ubicación	Tipo de falla	Ocurrencia (fallas/año)	Duración promedio (hrs)	Costo de producción (USD/hrs)	Costo asociado a la falla (USD)
Concentradora - Molienda	Cortocircuito sistema de distribución	9	2,46	\$ 112.449	\$ 2.489.613
	Variación de tensión	8	1,30		\$ 1.169.466
	Externa	1	1,97		\$ 221.524
Cátodos - EW	Cortocircuito sistema de distribución	5	4,48		\$ 2.518.849
	Variación de tensión	1	0,15		\$ 16.867
	Externa	1	1,97		\$ 221.524
Total					\$ 6.637.842

4.4.3. Costo de la inversión

Para el análisis del costo de la inversión inicial en este sistema, se considera la evaluación realizada en [30]. Mientras que [11] incluye una gama más amplia de factores económicos, [30] se concentra específicamente en el costo de los insumos, sin considerar variables como el precio de los terrenos. Esta diferencia enfoque resulta en variaciones notables en las estimaciones de costo. Por ejemplo, en [11] se reportan valores de inversión iniciales más altos, alcanzando hasta 1.84 MUSD/MW. Esta cifra es considerablemente mayor debido a la inclusión de factores adicionales como los costos de adquisición de terrenos y los intereses financieros. En contraste, la metodología en [30] proporciona una estimación más ajustada a los costos directos de los componentes del sistema PV, ofreciendo una visión más representativa para el contexto de esta investigación, donde se asume que los terrenos ya son propiedad de las empresas mineras y que estas poseen la capacidad de invertir directamente sin necesidad de un financiamiento externo. Esta investigación evalúa proyectos de diversas escalas, desde PMGD de 3 y 9 MW hasta instalaciones de mayor envergadura de 50 y 100 MW. La estimación de costos se basa en datos proporcionados por la Comisión Nacional de Energía (CNE) y referencias internacionales como NREL, IRENA, PVXchange, además de encuestas realizadas por equipos consultores, destacando que los costos de inversión varían significativamente según el tipo de fabricante y el panel solar fotovoltaico elegido. Por ejemplo, a finales de 2018, el costo promedio se situaba en 216 USD/kW para fabricantes de bajo costo y 306 USD/kW para fabricantes mainstream. El estudio indica que el costo unitario en USD/W tiende a disminuir con el aumento de la potencia instalada, indicando que, para sistemas de 50 y 100 MW, los costos unitarios fueron de 742 y 669 USD/kW respectivamente. Utilizando estos datos, se calcula un costo referencial

o de inversión inicial de 54,98 MUSD para un proyecto de 80 MW, correspondiente a un costo unitario de 687,29 kUSD/MW.

4.4.4. Precio de la energía

Para evaluar el costo de compra de energía y el ahorro financiero del proyecto fotovoltaico, se considera el precio de nudo promedio (PNP), que se origina de las modificaciones al marco regulatorio eléctrico introducidas por la Ley 20.018. Los PNP son los precios que las empresas concesionarias de servicio público de distribución deben trasladar a sus clientes regulados. En particular, se toma en cuenta el Precio de Nudo de Corto Plazo (PNECP), que son los precios a nivel de generación-transporte fijados semestralmente en abril y octubre de cada año, según lo estipulado en el Artículo 160 de la Ley. Una característica relevante del Precio de Nudo Promedio es que se define como un precio único para cada distribuidora a nivel de generación-transporte, aplicando un procedimiento de ajuste que impide que el Precio de Nudo Promedio de cualquier distribuidora exceda en más de un 5% el precio promedio de todo el sistema en un punto de comparación. Para el contexto de esta investigación, se evalúa el precio de nudo en las principales subestaciones de alta tensión del norte de Chile. Estos precios son representativos de los costos de transacción de energía para las compañías mineras ubicadas en estas áreas, considerando que siempre tranzan en el mercado energético como clientes libres. Según los datos proporcionados por [31], la Tabla 4.13 muestra estos valores, resultando en un precio promedio de 72,06 USD/MWh. Este precio de nudo permite calcular el ahorro que representaría la generación fotovoltaica en comparación con la compra de energía a precios de mercado. Además, permite analizar la competitividad del proyecto fotovoltaico en términos de potencial retorno de la inversión.

Tabla 4.13: Precio de nudo de corto plazo para las principales subestaciones del norte de Chile

Nudo	Precio Energía USD/MWh
Atacama 220 kV	\$ 73,00
Calama 220 kV	\$ 74,56
Chuquicamata 220 kV	\$ 73,41
Cóndores 220 kV	\$ 73,06
Crucero 220 kV	\$ 71,63
El Cobre 220 kV	\$ 69,97
El Tesoro 220 kV	\$ 70,83
Encuentro 220 kV	\$ 71,95
Laberinto 220 kV	\$ 67,72
Lagunas 220 kV	\$ 74,11
Nueva Victoria 220 kV	\$ 73,65
O'Higgins 220 kV	\$ 67,30
Parinacota 220 kV	\$ 75,55

Con el precio unitario establecido en 72,06 USD/MWh, y basándose en los niveles de generación al 100% y 80% de la capacidad total del parque fotovoltaico, se puede calcular el ahorro anual por generación. Considerando los datos de la sección 4.2.3, los niveles de generación corresponden a 152,56 GWh y 122,05 GWh al año para el 100% y el 80% de la capacidad, respectivamente para cada planta fotovoltaica de 80 MW. Aplicando estos datos, los ahorros anuales por generación serían de 10,99 MUSD y 8,79 MUSD para cada nivel de generación del 100% y 80%, respectivamente. Estos cálculos se obtienen de la multiplicación del precio unitario por MWh por la cantidad total de energía generada al año en cada escenario.

Al ser ahorros significativos, se demuestran el potencial beneficio financiero de los sistemas PV, especialmente en el marco de la industria minera, donde el consumo de energía es considerable. Con estos resultados se evidencia que la reducción de costos mediante la generación de energía fotovoltaica impacta positivamente en la rentabilidad general de los complejos mineros.

4.4.5. Ahorro total y periodo de recuperación de la inversión

Una vez evaluado los niveles de producción, precio del cobre, costo asociado a la indisponibilidad por fallas, costo de la inversión inicial y ahorro por generación, se puede realizar una estimación del periodo de recuperación de la inversión (PRI), el cual se refiere al tiempo que le toma a un negocio recuperar el capital invertido inicialmente. El PRI, también conocido como "Payback Period" en inglés, es un indicador financiero que mide el tiempo que tardará en recuperarse una inversión inicial a través de los flujos de ingresos o ahorros que esta genera. Para calcularlo, cuando

se tiene el monto de la inversión inicial y el ahorro anual generado por dicha inversión, se sigue un proceso relativamente simple, en donde se puede calcular en base a la siguiente ecuación:

$$\text{Periodo de recuperación (años)} = \frac{\text{Inversión inicial (\$)}}{\text{Ahorro anual} \left(\frac{\$}{\text{año}} \right)} \quad (4.1)$$

El método del PRI ofrece una estimación básica del tiempo necesario para recuperar el costo inicial de un proyecto. Aunque no descuenta los flujos de caja futuros, es útil para un análisis económico resumido. Dicho esto, se consideran los ahorros generados tanto por la producción de energía como por la mitigación de fallas eléctricas. La Tabla 4.14 muestra el desglose de estos ahorros, considerando dos escenarios: operar el sistema PV al 100% de su capacidad como potencia activa, y operarlo al 80% de su capacidad, dejando el resto de la potencia disponible para ser utilizada como reactivos. Es importante destacar que el uso de una parte de la potencia para reactivos, en el escenario de operación al 80%, ha demostrado ser efectivo para mitigar los efectos de desconexiones causadas por variaciones de tensión durante fallas eléctricas. Por lo tanto, el beneficio del ahorro por fallas se contempla únicamente en el escenario donde el sistema PV opera al 80%. Este enfoque permite no solo generar ahorros por la producción de energía, sino también reducir los costos asociados a las interrupciones en el suministro eléctrico, lo que representa una doble ventaja para el proyecto.

Tabla 4.14: Montos anuales de ahorro monetario en USD por concepto de energía y mitigación de fallas en la planta de cátodos y concentradora, considerando la operación del sistema PV al 80 y 100% de su capacidad.

Escenario			Ahorro por energía (USD)	Ahorro por fallas (USD)	Ahorro total (USD)
Ubicación	Capacidad				
Planta de cátodos	100%	80 MW	\$ 10.992.857	\$ -	\$ 10.992.857
	80%	64 MW	\$ 8.794.285	\$ 2.757.240	\$ 11.551.526
Planta concentradora	100%	80 MW	\$ 10.992.857	\$ -	\$ 10.992.857
	80%	64 MW	\$ 8.794.285	\$ 3.880.602	\$ 12.674.887

La evaluación de los ahorros generados por el sistema PV en diferentes escenarios de operación muestra resultados significativos. Al operar al 100% de su capacidad como potencia activa, el sistema PV genera un ahorro de 10,99 MUSD anual por planta en concepto de energía. Sin embargo, en este modo no se logra un ahorro por mitigación de fallas, ya que no hay capacidad disponible para la compensación de reactivos. Por otro lado, al operar el sistema al 80% de su capacidad para potencia activa y dedicar la potencia restante a la compensación de reactivos, se observa un ahorro menor en energía, específicamente 8,79 MUSD. No obstante, este escenario ofrece un beneficio adicional

significativo en términos de ahorro por fallas eléctricas: 2,75 MUSD para la planta de cátodos y 3,88 MUSD para la planta concentradora. Por lo tanto, los ahorros totales en este escenario son de 11,55 MUSD y 12,67 MUSD para las plantas de cátodos y concentradora, respectivamente, superando el ahorro del escenario de operación al 100%.

Este hallazgo demuestra que, aunque la generación de energía sea menor, la capacidad de mitigar las fallas de la red eléctrica resulta en un mayor ahorro económico global. La capacidad de compensar reactivos y mitigar fallas eléctricas es especialmente valiosa, ya que previene las desconexiones de cargas críticas y reduce los impactos negativos en la producción. Esto justifica económicamente la decisión de operar con vertimiento de energía, aceptando un ahorro menor por concepto de energía, pero obteniendo mayores beneficios en la mitigación de fallas.

Una vez considerados todos los factores relevantes (los niveles de producción, el precio del cobre, el costo asociado a la indisponibilidad por fallas eléctricas, el costo de la inversión inicial, y los ahorros generados tanto por la generación de energía como por la mitigación de fallas) es posible realizar una estimación del PRI. La Tabla 4.15 presenta esta estimación, determinando el tiempo necesario para que la inversión en el sistema PV se amortice. Este periodo es un factor determinante para los inversores y las partes interesadas, ya que indica la rapidez con la que se puede esperar un retorno sobre la inversión.

Tabla 4.15: Periodo de recuperación de la inversión en la planta de cátodos y concentradora, considerando la operación del sistema PV al 80 y 100% de su capacidad.

Escenario			Inversión inicial (USD)	Ahorro (USD/año)	PRI (años)
Ubicación	Capacidad				
Planta de cátodos	100%	80 MW	\$ 54.983.800	\$ 10.992.857	5,00
	80%	64 MW		\$ 11.551.526	4,76
Planta concentradora	100%	80 MW		\$ 10.992.857	5,00
	80%	64 MW		\$ 12.674.887	4,34

Los datos de la Tabla 4.15 muestran los resultados del PRI para las plantas fotovoltaicas en diferentes escenarios operativos. Los resultados indican que, al operar las plantas fotovoltaicas al 100% de su capacidad en las plantas de cátodos y concentradora y considerar solo el ahorro por energía, se obtiene un PRI de 5,00 años. Este escenario representa la operación máxima del sistema PV enfocada exclusivamente en la generación de energía. Sin embargo, al ajustar la operación del sistema al 80% de su capacidad y utilizar la capacidad restante para la compensación de reactivos, los resultados muestran una reducción significativa en el PRI. En este caso, el factor disminuye a 4,76

años para la planta de cátodos y a 4,34 años para la planta concentradora. Este mejoramiento en el PRI se logra a pesar de la disminución en los ahorros por generación, debido a que se genera menos potencia activa.

Esta capacidad de reducir el PRI operando con vertimiento de potencia activa es un factor sumamente importante, ya que demuestra que la integración de estrategias de mitigación de fallas eléctricas, como la compensación de reactivos, no solo contribuye a la estabilidad y seguridad del sistema eléctrico, sino que también tiene un impacto positivo en la rentabilidad del proyecto, resaltando la importancia de considerar no solo la generación de energía, sino también la calidad y la confiabilidad del suministro eléctrico en la planificación y operación de estos proyectos fotovoltaicos.

4.5. Discusión y Conclusiones

En este capítulo se analiza cómo la incorporación de parques fotovoltaicos de alta potencia impacta en la operación y estabilidad de los sistemas de distribución en complejos mineros, evidenciando la mejora de la calidad del suministro eléctrico, el incremento de la continuidad del servicio ante fallas y los beneficios económicos de esta integración.

Inicialmente, se detallan las consideraciones técnicas de los modelos utilizados para las simulaciones. Estas incluyen la validación del software empleado, la descripción del modelo de transmisión y distribución simulado, el modelo del sistema PV, los mecanismos de control del inversor y la definición de distintos escenarios de generación y fallas. Este proceso permite asegurar la validez del modelo de simulación y la precisión de los resultados obtenidos. Posteriormente, la metodología aplicada a las simulaciones permite evaluar cómo la conexión de parques fotovoltaicos afecta la operación de los sistemas de distribución, con un enfoque en la calidad del suministro y la respuesta a fallas eléctricas.

El análisis estacionario utiliza los flujos de potencia en la simulación de los parques fotovoltaicos conectados al sistema de distribución en distintas configuraciones. Se observa que la integración de estos parques mantiene la estabilidad del voltaje en las barras del sistema de distribución en condiciones estacionarias, sin presentar variaciones significativas respecto al escenario base sin generación. Sin embargo, otras variables como la capacidad de las líneas varían según el tipo de generación. Mientras que la generación centralizada reduce la utilización en un 8%, la generación distribuida incrementa la utilización promedio en un 30%. En ambos escenarios, las pérdidas en las líneas y transformadores disminuyen, siendo más notorio en la generación centralizada. Un beneficio

adicional de integrar parques fotovoltaicos es la reducción en la frecuencia de ajustes necesarios en los cambiadores de tap, lo que lleva a un menor mantenimiento y una mayor durabilidad de estos componentes.

Las simulaciones dinámicas evidenciaron la notable mejora en la regulación de tensión al integrar parques fotovoltaicos ante fallas en distintos puntos del sistema. Esta evaluación dinámica es clave para entender cómo la generación fotovoltaica y la compensación de reactivos pueden interactuar y complementar la red existente, mejorando la confiabilidad del sistema eléctrico frente a perturbaciones transitorias. En todos los escenarios examinados, la incorporación de generación fotovoltaica ya sea de forma centralizada o distribuida, demostró una mejora significativa en la regulación de tensión.

Además de los análisis técnicos, se realizó una evaluación económica para determinar los beneficios financieros de incorporar parques fotovoltaicos en los sistemas de distribución de complejos mineros. Este estudio abordó varios aspectos clave: los ahorros en costos energéticos, la inversión inicial necesaria, el impacto económico de las fallas eléctricas en la producción minera y la rapidez en la recuperación de la inversión inicial. Estos elementos evidencian el valor agregado y la viabilidad económica de integrar parques fotovoltaicos en los sistemas eléctricos de complejos mineros. En términos de ahorros económicos, se evidenció un beneficio significativo derivado de la implementación de parques fotovoltaicos. Por ejemplo, en el escenario donde los parques operan al 80% de su capacidad, se registraron ahorros anuales de 11,55 millones de dólares en la planta de cátodos y 12,67 millones de dólares en la planta concentradora. Estos ahorros muestran la eficacia de los parques fotovoltaicos en reducir los costos energéticos y las pérdidas asociadas a fallas eléctricas. El aspecto más destacado de esta evaluación económica fue el corto periodo de recuperación de la inversión, estimado en menos de cinco años. Este corto periodo de recuperación destaca la viabilidad económica del proyecto, demostrando que la inversión en parques fotovoltaicos no solo es sostenible desde un punto de vista ambiental, sino que también aporta técnicamente a la operación y es financieramente rentable.

5. Conclusiones

5.1. Sumario

La metodología y estructura de este informe, organizada en cinco capítulos, se centró en abordar distintos aspectos de la integración de parques fotovoltaicos en complejos mineros. El primer capítulo estableció el marco del estudio, presentando el contexto nacional, los desafíos actuales y la hipótesis de trabajo. Se definieron los objetivos y se realizó una revisión bibliográfica para enmarcar la línea de investigación, resaltando la necesidad de investigar esta integración de parques fotovoltaicos de alta potencia en grandes complejos mineros.

Luego, se identificaron las características operativas de las redes de distribución industrial en complejos mineros. Se analizaron registros reales de potencia de un complejo minero para identificar patrones de consumo eléctrico y se llevó a cabo un análisis estadístico de las fallas eléctricas registradas, con el objetivo de comprender mejor la operación del sistema.

En la siguiente sección, se determinaron los criterios de diseño y emplazamiento óptimos para sistemas PV, teniendo en cuenta factores como la radiación solar, la contaminación y las limitaciones de espacio. Este análisis incluyó el dimensionamiento del sistema PV en base a los registros analizados y los mecanismos de control de los inversores propuestos.

Las simulaciones estáticas del sistema eléctrico se realizaron para evaluar el impacto de la conexión del parque fotovoltaico en la regulación de tensión y la calidad del suministro. Las simulaciones dinámicas se centraron en analizar la respuesta del sistema de distribución ante perturbaciones transitorias típicas. Este capítulo concluyó con un análisis de factibilidad económica, considerando aspectos como ahorros en costos energéticos, la inversión inicial, el impacto económico de las fallas eléctricas y los periodos de recuperación de la inversión.

En relación con los alcances de este estudio, se analizaron los efectos en la regulación de tensión ante la integración de parques fotovoltaicos de alta potencia, utilizando para ello simulaciones estáticas, dinámicas y económicas. Se emplearon registros reales de potencia y datos estadísticos de fallas eléctricas con el fin de establecer una base técnica validada para el estudio en términos de potencias. Esto permitió evaluar el impacto de las fallas y dimensionar adecuadamente la potencia del sistema PV. Más importante aún, permitió validar la justificación para la instalación de estos sistemas PV en los complejos mineros. La investigación también exploró el uso de la capacidad instalada en

inversores para la compensación de potencia reactiva, con el objetivo de fortalecer las conclusiones y validar la hipótesis planteada al evaluar el comportamiento de los parques fotovoltaicos frente a perturbaciones transitorias típicas en los sistemas de distribución mineros.

Es importante destacar que, a pesar de la existencia de estudios previos sobre los beneficios de integrar sistemas PV en diferentes tipos de redes eléctricas, este estudio se centró específicamente en la incorporación de sistemas PV de alta potencia en grandes complejos mineros del cobre. Se puso especial énfasis en el impacto en la calidad y confiabilidad del suministro eléctrico, centrándose en el análisis de fallas y potencias de las principales cargas del sistema eléctrico, siendo estas cargas críticas por ser las más sensibles a variaciones en la red eléctrica y tener un impacto significativo en la producción final de cobre vendible.

5.2. Conclusiones

En el escenario minero chileno, la industria del cobre enfrenta desafíos significativos en sostenibilidad y responsabilidad ambiental. La creciente demanda por prácticas mineras sostenibles ha impulsado el concepto de "cobre verde", que busca minimizar el impacto ambiental de la minería y fomentar el uso de energías renovables para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. En este contexto, la integración de parques fotovoltaicos de alta potencia en los sistemas de distribución de grandes complejos mineros emerge como una estrategia clave para contribuir a la producción de cobre verde. Esta propuesta no solo explora la utilización del abundante recurso solar en Chile para disminuir la dependencia de energías no renovables, sino que también enfrenta retos técnicos y económicos significativos, destacando la necesidad de evaluar su viabilidad técnica y económica.

El estudio, utilizando la metodología descrita previamente, destaca mediante el análisis de los registros que los rectificadores en el proceso de EW representan más de 60 MVA, aproximadamente el 70% del consumo total de la planta de cátodos. Estas cargas destacan no solo por su elevada potencia, sino también por su importancia en la producción y sensibilidad a variaciones de voltaje en el sistema. De manera análoga al proceso de EW en las plantas de cátodos, en la planta concentradora los molinos SAG y de bolas, responsables de hasta el 75% del consumo energético de la planta, son fundamentales en la producción de concentrado de cobre. A diferencia de la planta de cátodos, que cuenta con buffers operacionales como stockpiles y pilas de lixiviación que ayudan a mitigar el impacto de fallas, la planta concentradora opera de manera más continua y delicada en la gestión de

cargas. A esto se le suma el hecho de que los molinos son impulsados por cicloconvertidores de alta potencia, sensibles a variaciones de tensión en el sistema eléctrico. Por ende, la vital importancia de los rectificadores en la obtención final de cátodos, así como el impacto significativo de los molinos en la producción de concentrado de cobre, resalta la necesidad de mantener un funcionamiento óptimo y estable de estos equipos. También, los altos consumos energéticos y los posibles impactos en otras cargas del sistema en caso de desconexiones descontroladas aumentan la importancia de estas cargas en el proceso de producción de cobre.

Adicionalmente, el análisis estadístico de fallas eléctricas indica que las fallas más significativas, que incluyen desde la detención de grandes bloques de carga hasta cortocircuitos que causan caídas transitorias de tensión, tienen una clara influencia en la producción. Estos eventos no solo provocan interrupciones inmediatas en etapas claves de la producción, sino que también pueden desencadenar una serie de desconexiones que pueden llevar a una paralización casi total de la planta. El análisis también muestra que no siempre son las fallas más frecuentes las que tienen un mayor impacto en la producción. Por ejemplo, ciertas fallas en el sistema de distribución de la mina pueden ser mitigadas gracias a la redundancia o al uso de múltiples palas para continuar con el carguío. Sin embargo, fallas menos comunes, como las perturbaciones en la tensión del sistema eléctrico nacional, aunque ocurren raramente, pueden tener un efecto mucho más severo en la producción y, consecuentemente, un impacto económico mayor.

Para validar los resultados obtenidos de las simulaciones, se llevó a cabo una evaluación de los criterios de dimensionamiento de los parques solares y los mecanismos de control de los inversores. Se determinó la potencia y el tamaño óptimos del parque fotovoltaico basándose en el estudio de la demanda energética del complejo minero. Este dimensionamiento asegura la correcta operación del sistema en régimen de autoconsumo, evitando exportaciones no deseadas de energía. Este enfoque no solo optimiza el uso de la energía generada, sino que también previene posibles complicaciones regulatorias y contractuales.

Además, se analizaron las características técnicas y operativas de los inversores fotovoltaicos necesarios para la operación del sistema. La selección y configuración adecuada de estos equipos permite garantizar tanto la estabilidad del sistema como la confiabilidad de la red eléctrica. En este contexto, se examinaron varias opciones de control para estos inversores, resaltando la eficacia del mecanismo de control tipo Volt-VAr, el cual permite mantener la estabilidad y eficiencia del sistema

PV, contribuyendo de manera significativa a la sostenibilidad y eficiencia operativa del complejo minero.

El modelo desarrollado, basado en registros de potencia y análisis estadístico de fallas, se utilizó para las simulaciones, tanto estacionarias como dinámicas. Los flujos de potencia evidenciaron que la generación centralizada disminuye la utilización de la capacidad de las líneas en un 8%, mientras que la generación distribuida la aumenta en un 30%. Ambos escenarios condujeron a una reducción en las pérdidas de líneas y transformadores, siendo más notable con generación centralizada. Además, la integración de parques fotovoltaicos disminuyó la necesidad de ajustes en los cambiadores de tap, reduciendo el mantenimiento y prolongando su durabilidad.

En el análisis dinámico, en todos los escenarios examinados la inclusión de generación fotovoltaica ya sea centralizada o distribuida, mejoró significativamente la regulación de tensión durante perturbaciones transitorias, tales como fallas eléctricas y desconexiones de cargas críticas. Los sistemas PV demostraron ser efectivos para mantener los niveles de tensión dentro de rangos operativos seguros, contribuyendo a la continuidad operativa a través de la compensación de potencia reactiva. A pesar de que, en ciertos escenarios extremos como cortocircuitos francos, los sistemas PV no lograron mantener completamente los niveles de tensión. Debido a que estas situaciones representan condiciones muy adversas y de baja ocurrencia, se infiere que, bajo condiciones normales de operación, los sistemas PV propuestos permiten mitigar eficientemente los efectos de prácticamente todas las perturbaciones transitorias, reafirmando su valor en la mejora de la estabilidad y eficiencia del sistema eléctrico.

La evaluación económica del estudio destacó los beneficios financieros de integrar parques fotovoltaicos en los sistemas de distribución mineros. Se analizaron varios aspectos, incluyendo ahorros en costos energéticos, inversión inicial, impacto económico de fallas eléctricas en la producción y tiempo de recuperación de la inversión. Con parques operando al 80% de su capacidad, se determinaron potenciales ahorros anuales de 11,55 millones de dólares en la planta de cátodos y 12,67 millones en la planta concentradora. Estos ahorros evidencian la eficiencia de los parques fotovoltaicos en reducir costos energéticos y pérdidas por fallas eléctricas. Además, el periodo de recuperación de la inversión se estimó en menos de cinco años, resaltando la viabilidad económica del proyecto. Esta rápida recuperación, junto con los beneficios ambientales y técnicos, demuestra que la inversión en parques fotovoltaicos es sostenible, rentable y valiosa para la operación minera.

En base a todos estos resultados, se permite comprobar la hipótesis de que la conexión de parques solares de alta potencia mejora la operación y calidad de los sistemas de distribución en complejos mineros. La integración de sistemas PV ha demostrado ser una solución eficaz para optimizar la regulación de tensión y aumentar la continuidad del servicio en caso de fallas, aspectos cruciales para la operación eficiente y sostenible de los complejos mineros. La implementación de generación fotovoltaica ha mostrado una mejora significativa en la estabilidad del voltaje durante perturbaciones transitorias. Particularmente, destaca la opción de la generación fotovoltaica centralizada, conectada directamente a la subestación principal con control de reactivos tipo Volt-VAr. Este mecanismo ha demostrado ser el más efectivo en reducir las pérdidas totales del sistema y en regular el voltaje cerca de las cargas críticas del sistema, como los rectificadores del proceso de EW y los molinos. Además, la evaluación económica del estudio ha evidenciado no solo la viabilidad económica de la integración de parques fotovoltaicos, sino que también contribuye a la reducción de la huella de carbono. Este ahorro se logra mediante la disminución del consumo de energía de la red eléctrica externa, alineándose con las prácticas de sostenibilidad y responsabilidad ambiental que la industria minera busca adoptar. Los parques fotovoltaicos ofrecen ahorros significativos en costos energéticos y un periodo de recuperación de la inversión sorprendentemente corto, resaltando su rentabilidad y responsabilidad ambiental como una solución integral para los complejos mineros.

5.3. Trabajo Futuro

Aunque este estudio abordó diversos aspectos técnicos de la integración de sistemas PV en complejos mineros, se identifican áreas clave para futuras investigaciones:

- **Mecanismos de Control para Inversores:** Se analizaron diversos mecanismos de control basados en literatura previa, empleando el mecanismo de control Volt-VAr por su sólido respaldo técnico. Sin embargo, sería provechoso realizar un estudio comparativo de diferentes mecanismos de control, especialmente enfocados en la gestión de potencia activa durante transitorios en complejos mineros. Esto requeriría un análisis comparativo detallado de estos mecanismos en el mismo entorno eléctrico minero.
- **Integración de BESS, vertimiento de potencia activa y control de reactivos:** Otro aspecto interesante es la exploración del manejo de energía sobrante mediante el vertimiento de energía y su interacción con sistemas de almacenamiento de energía basados en baterías (BESS). Este

análisis se centraría en cómo estas estrategias se complementan, especialmente en el uso de una parte de la potencia como reactivos, en el contexto de complejos mineros.



Referencias

- [1] Historia de la minería en Chile - Ministerio de Minería de Chile, <https://www.minmineria.cl/?casas=historia-de-la-mineria-en-chile>
- [2] Precio de los Metales - Comisión Chilena del Cobre - Ministerio de Minería de Chile, <https://www.cochilco.cl/Paginas/Estadisticas/Bases%20de%20Datos/Precio-de-los-Metales.aspx>
- [3] Ministerio de Minería, Decreto 2 Política Nacional Minera 2050.
- [4] Gómez-González, J. F., Cañadillas-Ramallo, D., González-Díaz, B., Méndez-Pérez, J. A., Rodríguez, J., Sánchez, J., & Guerrero-Lemus, R. (2018). Reactive power management in photovoltaic installations connected to low-voltage grids to avoid active power curtailment. *Renewable Energy and Power Quality Journal*, 1(16), 5-11.
- [5] Liu, Y. J., Pai, Y. F., Lee, C. C., Lee, Y. D., & Jiang, J. L. (2020, November). Using Multi-Mode PV-STATCOM System for Steel Plant Power System Voltage Fluctuation Mitigation. In *2020 International Symposium on Computer, Consumer and Control (IS3C)* (pp. 331-334). IEEE.
- [6] Faruque, R. B., Scudder, M. F., & Ula, S. (2020, August). Real-world implementation of advanced PV curtailment and reactive power control using non-smart PV inverter: A case study. In *2020 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)* (pp. 1-5). IEEE.
- [7] Danbunrungrakul, M., Sriwisutthichai, T., & Srithorn, P. (2022, March). Effect of PV-inverter's Reactive Power Injection and Location on Low-Voltage Distribution Power Systems. In *2022 International Electrical Engineering Congress (iEECON)* (pp. 1-4). IEEE.
- [8] Bhujade, R., Saha, J., Maharjan, S., Khambadkone, A., Srinivasan, D., & Sundararajan, P. (2022, December). Solar PV Siting Impacts on Annual Load Interruption Cost Due to Voltage Sags in Industry. In *2022 IEEE International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES)* (pp. 1-6). IEEE.
- [9] Arpadžić, A., Šarić, M., Hivziefendić, J., & Avdaković, S. (2020, November). Power system efficiency improvement using solar PV systems. In *2020 International Symposium on Industrial Electronics and Applications (INDEL)* (pp. 1-6). IEEE.

- [10] Zhang, Y., Chen, J., & Zhang, Y. (2022, July). Distributed Real-time Voltage Control Strategy Considering Reactive Power Margin and Cost-effectiveness. In 2022 IEEE/IAS Industrial and Commercial Power System Asia (I&CPS Asia) (pp. 817-822). IEEE.
- [11] Miranda M., Informe de Memoria de Título, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Concepción (2021). Estrategias de diseño de parques solares fotovoltaicos de alta potencia y su incidencia en el valor del Leverage Cost of Energy.
- [12] da Silveira Brito, E. M., Cupertino, A. F., Pereira, H. A., & Mendes, V. F. (2022). Reliability-based trade-off analysis of reactive power capability in PV inverters under different sizing ratio. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 136, 107677.
- [13] Han, R., Xing, L., Zhong, M., Yin, K., & Yang, Y. (2020, May). Research on the Reactive Power Adjusting Ability of PV Inverter and Demonstration Application of PV Power Plant on Rapid Reactive Power Regulation. In 2020 Asia Energy and Electrical Engineering Symposium (AEEES) (pp. 908-913). IEEE.
- [14] Aboshady, F. M., Pisica, I., Zobaa, A. F., Taylor, G. A., Ceylan, O., & Ozdemir, A. (2023). Reactive Power Control of PV Inverters in Active Distribution Grids with High PV Penetration. *IEEE Access*.
- [15] Dhaneria, A. (2020, February). Grid connected PV system with reactive power compensation for the grid. In 2020 IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT) (pp. 1-5). IEEE.
- [16] Wu, Z., Jiang, D., Chen, N., Yan, H., Sha, J., Zhang, K., & Yuan, K. (2022, July). An Adaptive Voltage Control Strategy by Grid-Connected PV Inverter. In 2022 IEEE/IAS Industrial and Commercial Power System Asia (I&CPS Asia) (pp. 613-618). IEEE.
- [17] Wang, X., Wu, H., Wang, X., Dall, L., & Kwon, J. B. (2022). Transient stability analysis of grid-following VSCS considering voltage-dependent current injection during fault ride-through. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 37(4), 2749-2760.
- [18] Wang, L., Yang, J., Zhang, Q., Zhang, D., Huang, Y., Li, W., & Shi, B. (2022, July). Research on Coordinated Reactive Power and Voltage Control Strategy for Regional Power Grids with High Penetration of Renewable Energy. In 2022 IEEE/IAS Industrial and Commercial Power System Asia (I&CPS Asia) (pp. 1160-1165). IEEE.

- [19] Rashid, M., & Knight, A. M. (2020, June). Local power control by LV distributed PV for feeder power factor correction and overvoltage mitigation. In 2020 IEEE/IAS 56th Industrial and Commercial Power Systems Technical Conference (I&CPS) (pp. 1-6). IEEE.
- [20] Ceylan, O., Paudyal, S., & Pisciay, I. (2021, July). Analysis of Local and Centralized Control of PV Inverters for Voltage Support in Distribution Feeders. In 2021 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM) (pp. 1-5). IEEE.
- [21] Tay, F. G., Tudzi, M., Wobil, J., & Effah, F. B. (2022, August). Improved Voltage Control in LV Grid-Connected PV System Using Active Power Curtailment with Battery Energy Storage System. In 2022 IEEE PES/IAS PowerAfrica (pp. 1-5). IEEE.
- [22] Mathew, S. R., & Prince, A. (2022, July). Power Quality Enhancement with Grid Integrated Solar Photovoltaic fed BESS using Unified Power Quality Conditioner. In 2022 Second International Conference on Next Generation Intelligent Systems (ICNGIS) (pp. 1-7).
- [23] Ikromi, M., & Dalimi, R. (2020, September). Methodology to Reduce Production Cost by Injecting PV System in Industrial Load Management. In 2020 International Conference on Technology and Policy in Energy and Electric Power (ICT-PEP) (pp. 16-20). IEEE.
- [24] Salamah, T., Ramahi, A., Alamara, K., Juaidi, A., Abdallah, R., Abdelkareem, M. A., ... & Olabi, A. G. (2022). Effect of dust and methods of cleaning on the performance of solar PV module for different climate regions: Comprehensive review. *Science of The Total Environment*, 154050.
- [25] Yazdani, H., & Yaghoubi, M. (2022). Dust deposition effect on photovoltaic modules performance and optimization of cleaning period: A combined experimental–numerical study. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 51, 101946.
- [26] Hoffmann D., Informe de Memoria de Título, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Concepción (2021). Respuesta en frecuencia de los sistemas eléctricos y su efecto en los flujos de corrientes armónicas.
- [27] Lammert, G., Ospina, L. D. P., Pourbeik, P., Fetzer, D., & Braun, M. (2016, July). Implementation and validation of WECC generic photovoltaic system models in DIgSILENT PowerFactory. In 2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM) (pp. 1-5). IEEE.

- [28] Solar, E. (2017). Ministerio de Energía. Explorador Solar. <https://solar.minenergia.cl/>
- [29] MONJE, Alejandra Molina; MARTÍNEZ, Francisco. Modelo de generación fotovoltaica. Ministerio de Energía de Chile, Centro de Energía, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas de la Universidad de Chile, 2017.
- [30] Estudio de determinación de costos por tecnología de generación - Cuarta Emisión. Preparado para la Comisión Nacional de Energía de Chile, diciembre 2019.
- [31] Fijación de precios de nudo promedio del sistema eléctrico nacional, Comisión Nacional de Energía de Chile, agosto 2023.



A. Registros de potencia en alimentadores principales

A.1. Registros en planta concentradora

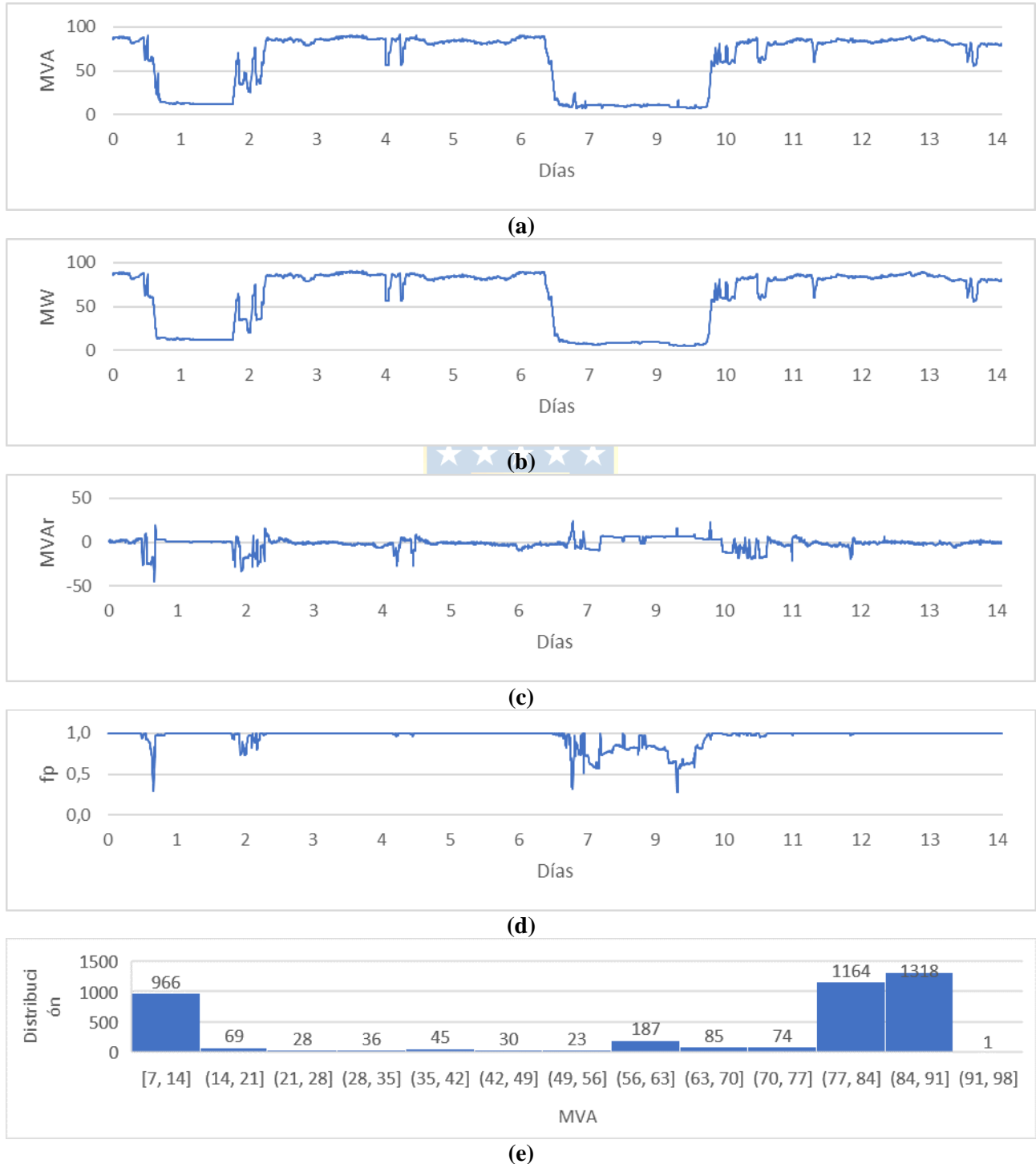
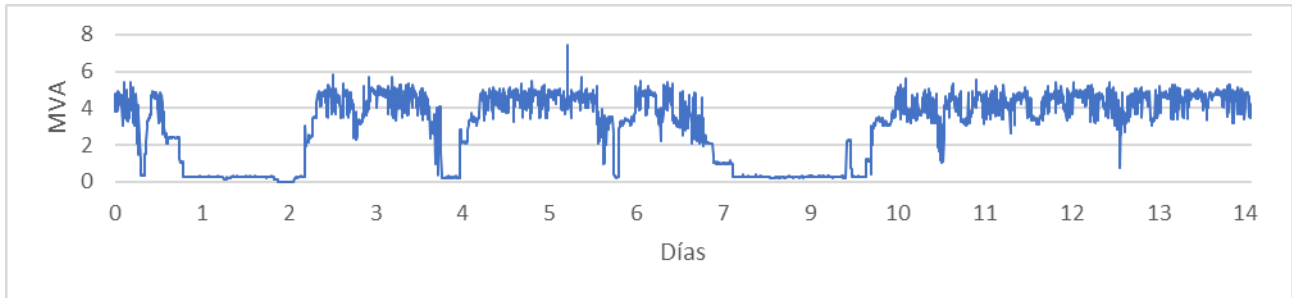
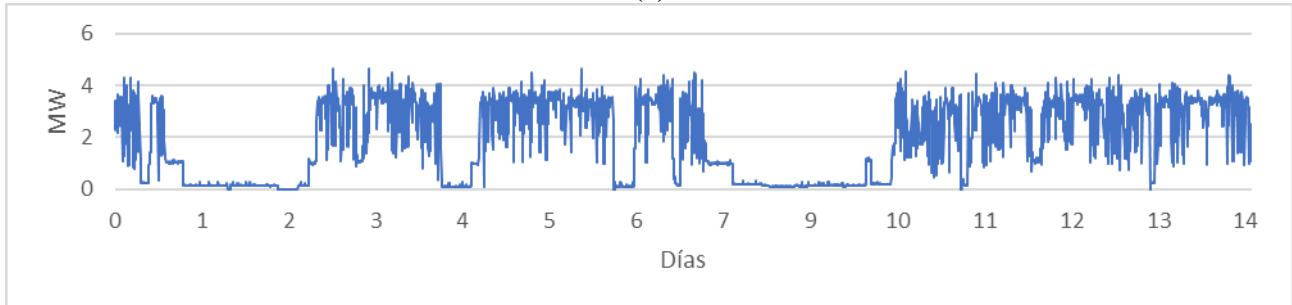


Fig. A.1: Registros de potencia total en planta concentradora.

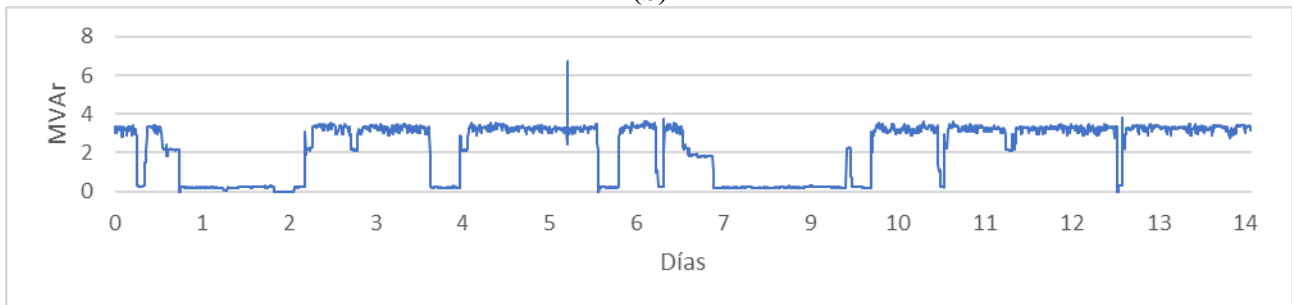
(a) Potencia aparente, (b) potencia activa, (c) potencia reactiva, (d) factor de potencia e (e) histograma de los registros de potencia aparente.



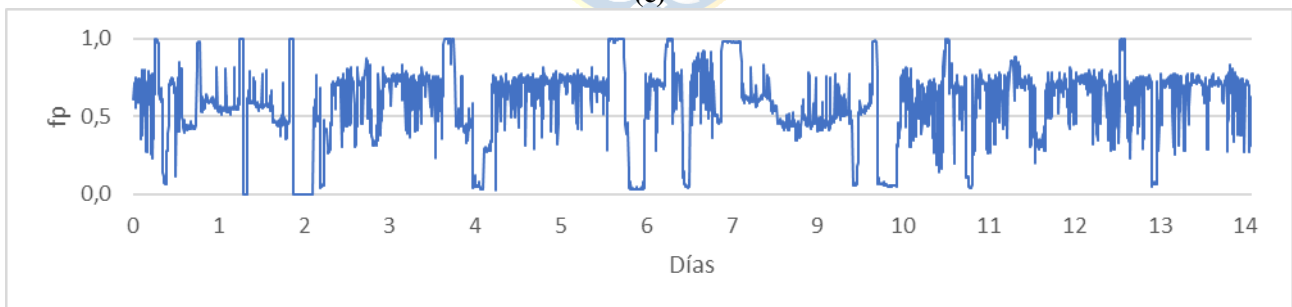
(a)



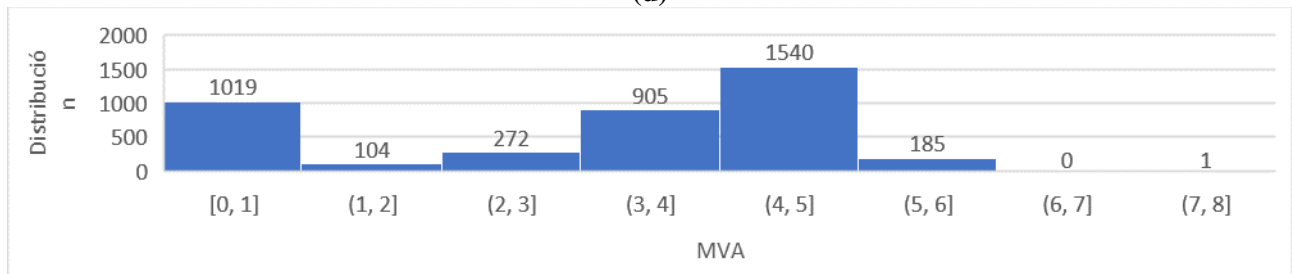
(b)



(c)



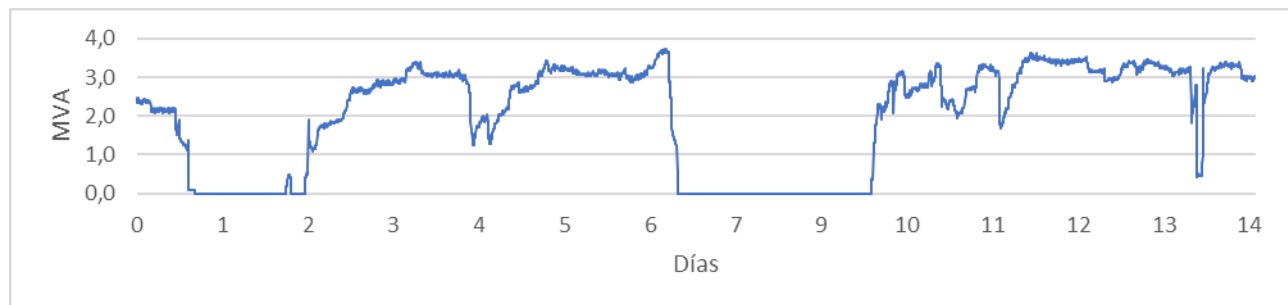
(d)



(e)

Fig. A.2: Registros de potencia alimentador de chancado primario y correa overland.

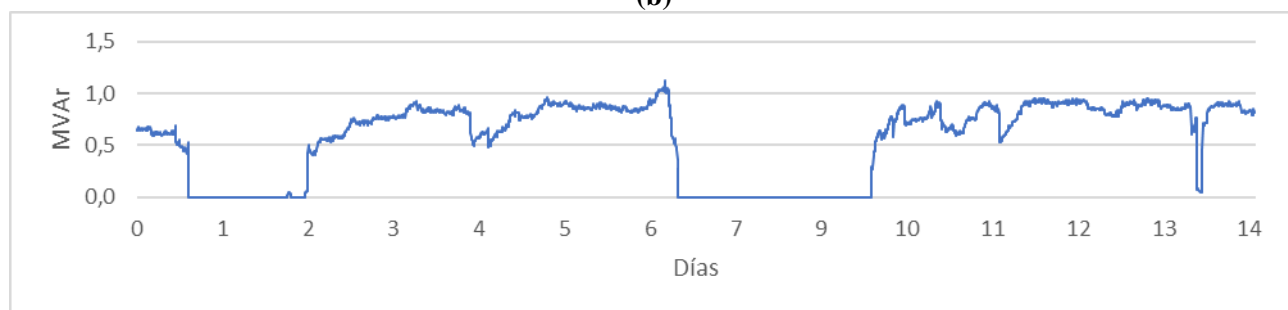
(a) Potencia aparente, (b) potencia activa, (c) potencia reactiva, (d) factor de potencia e (e) histograma de los registros de potencia aparente.



(a)



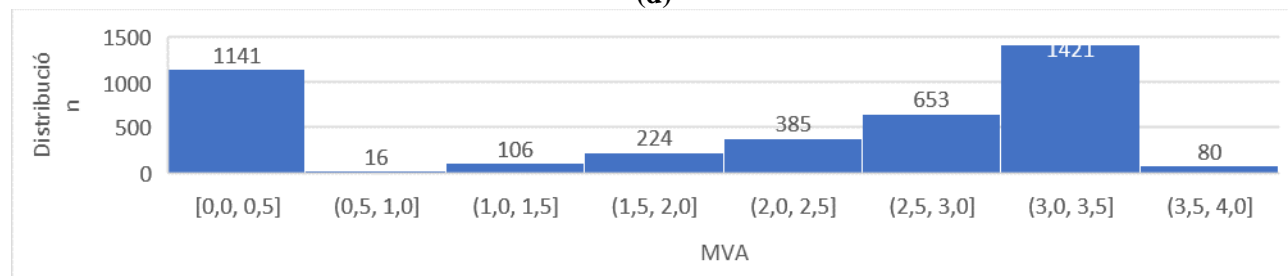
(b)



(c)



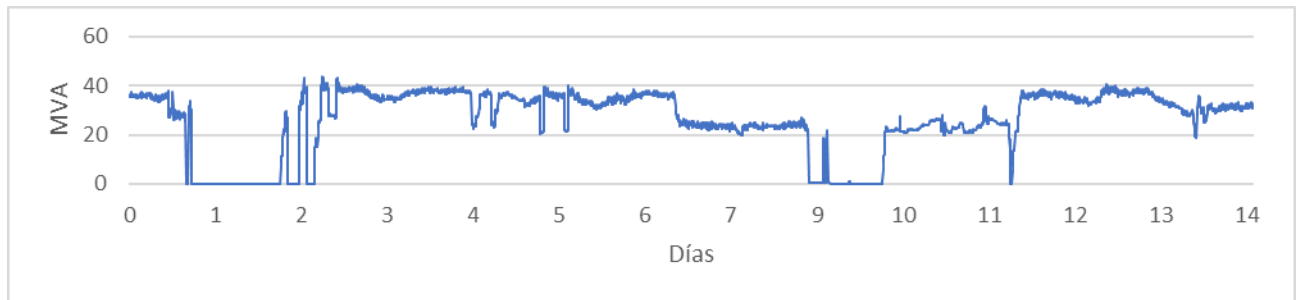
(d)



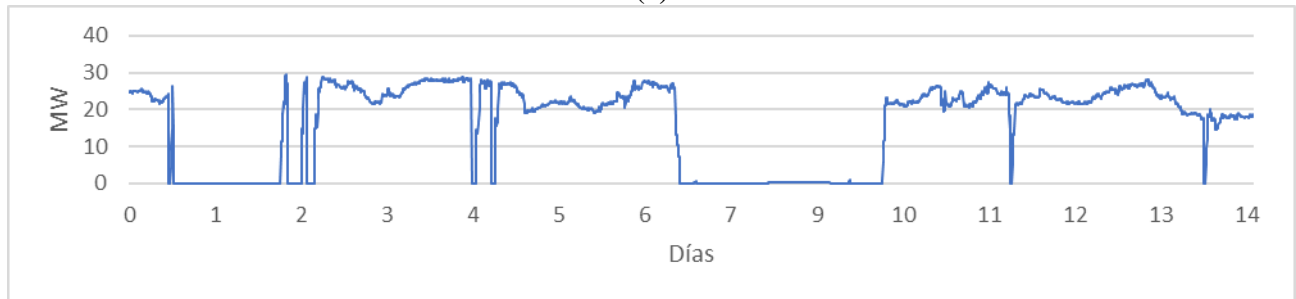
(e)

Fig. A.3: Registros de potencia en alimentador del sistema de correas de molienda y Stockpile.

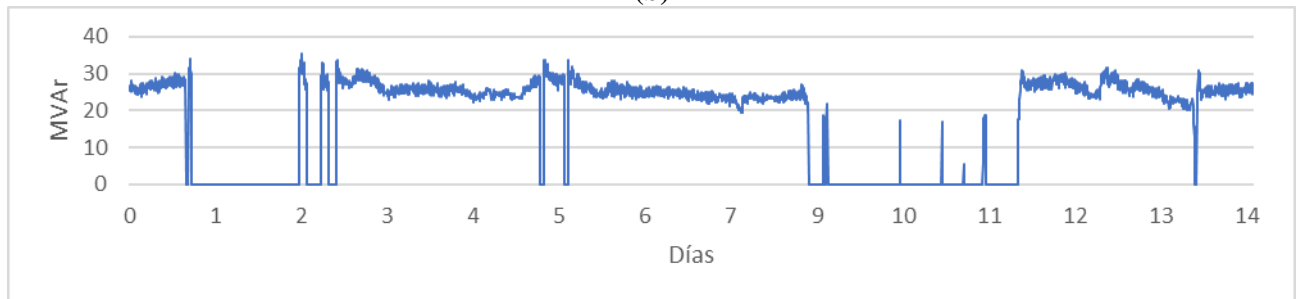
(a) Potencia aparente, (b) potencia activa, (c) potencia reactiva, (d) factor de potencia e (e) histograma de los registros de potencia aparente.



(a)



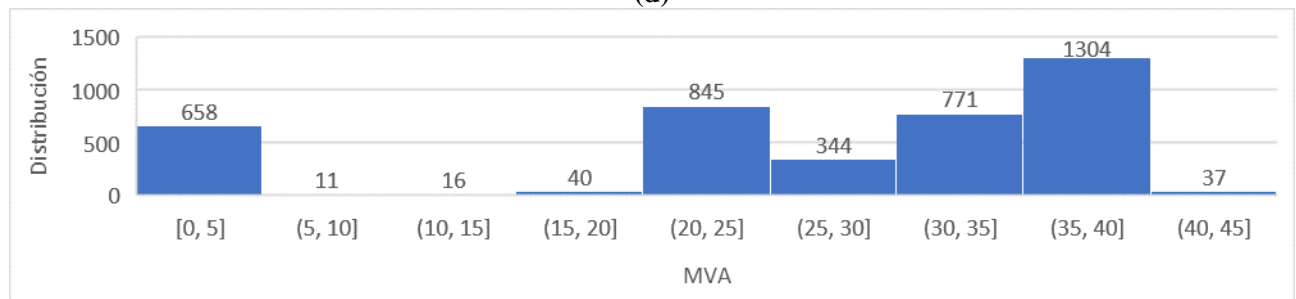
(b)



(c)



(d)



(e)

Fig. A.4: Registros de potencia en alimentador del cicloconvertor del molino SAG.

(a) Potencia aparente, (b) potencia activa, (c) potencia reactiva, (d) factor de potencia e (e) histograma de los registros de potencia aparente.

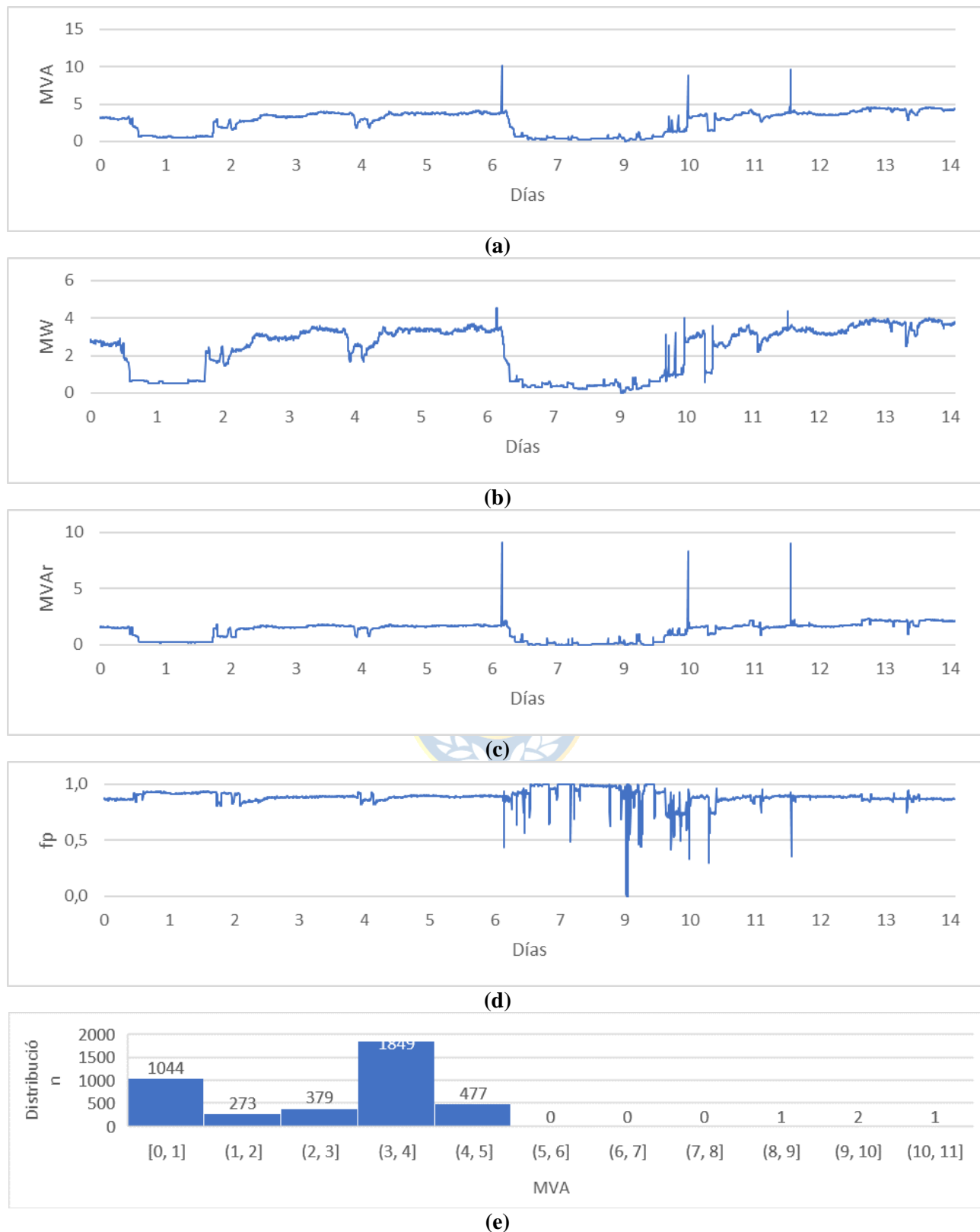
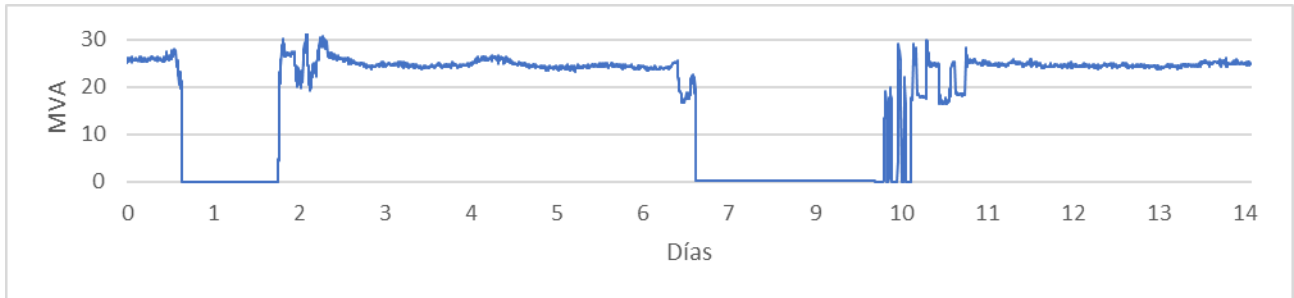
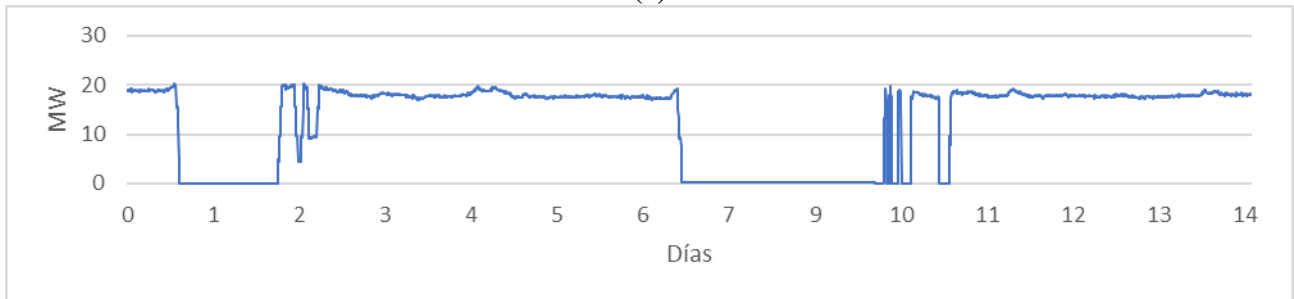


Fig. A.5: Registros de potencia en alimentador del centro de control y servicios auxiliares del molino SAG y chancador de pebbles.

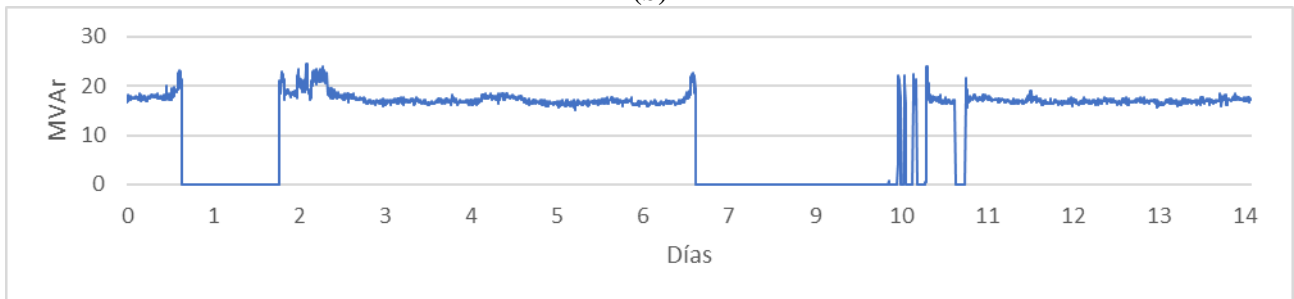
(a) Potencia aparente, (b) potencia activa, (c) potencia reactiva, (d) factor de potencia e (e) histograma de los registros de potencia aparente.



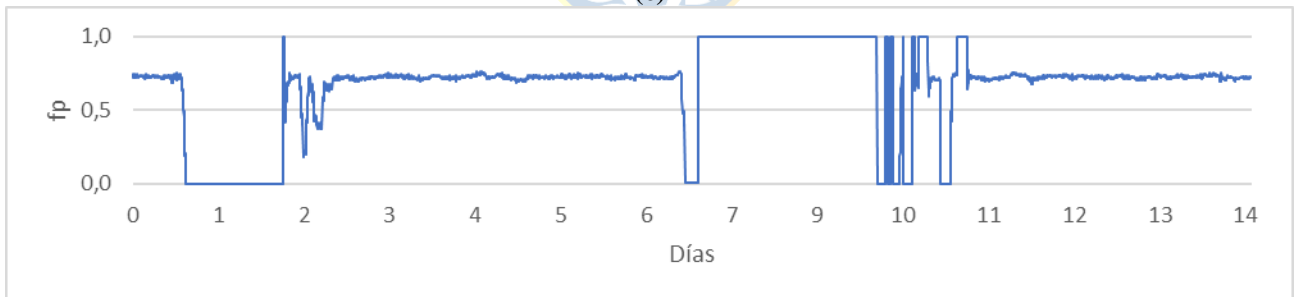
(a)



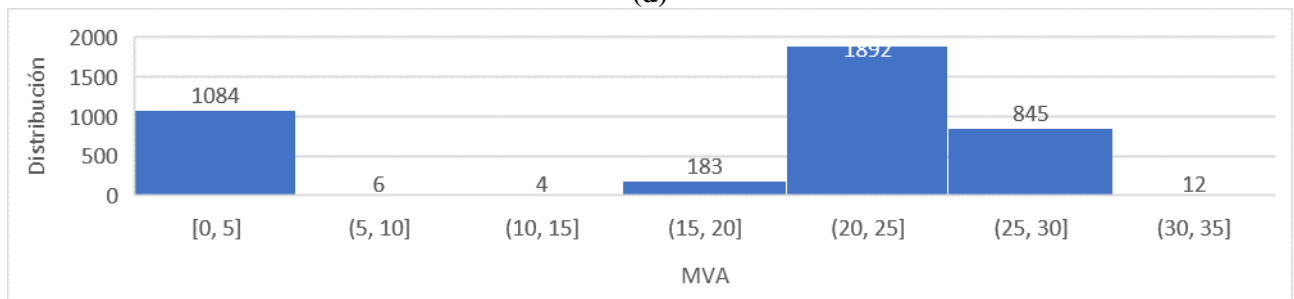
(b)



(c)



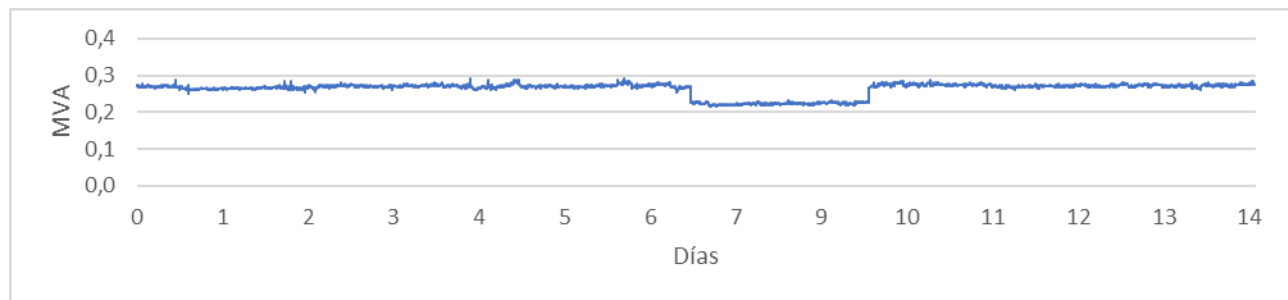
(d)



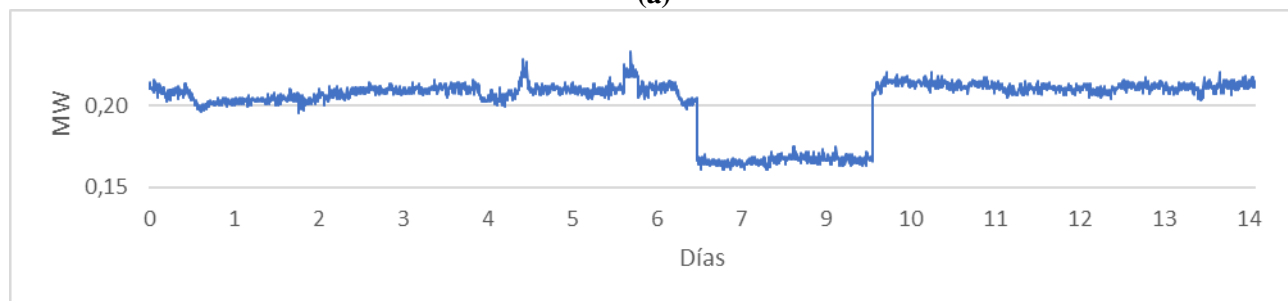
(e)

Fig. A.6: Registros de potencia en alimentador del cicloconvertor del molino bolas #1.

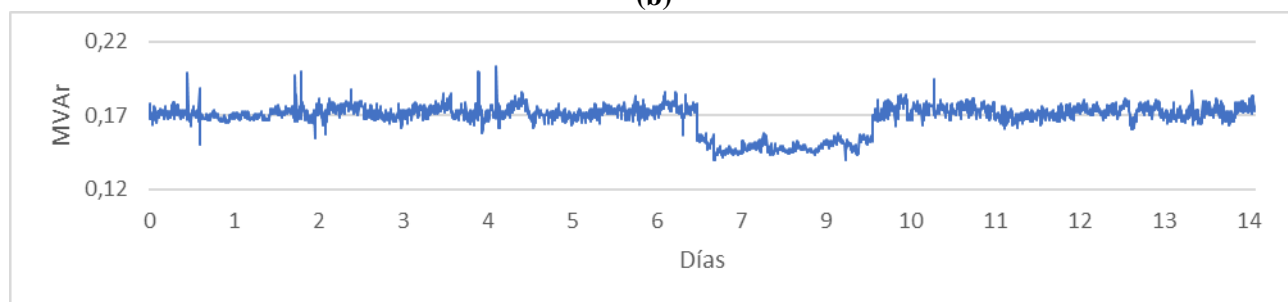
(a) Potencia aparente, (b) potencia activa, (c) potencia reactiva, (d) factor de potencia e (e) histograma de los registros de potencia aparente.



(a)



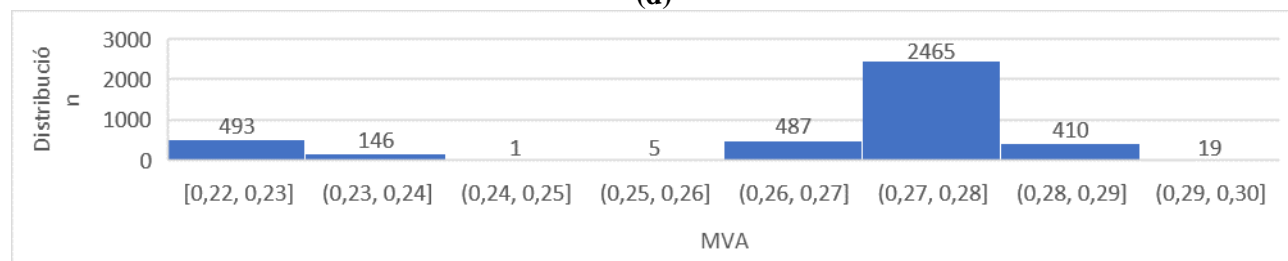
(b)



(c)



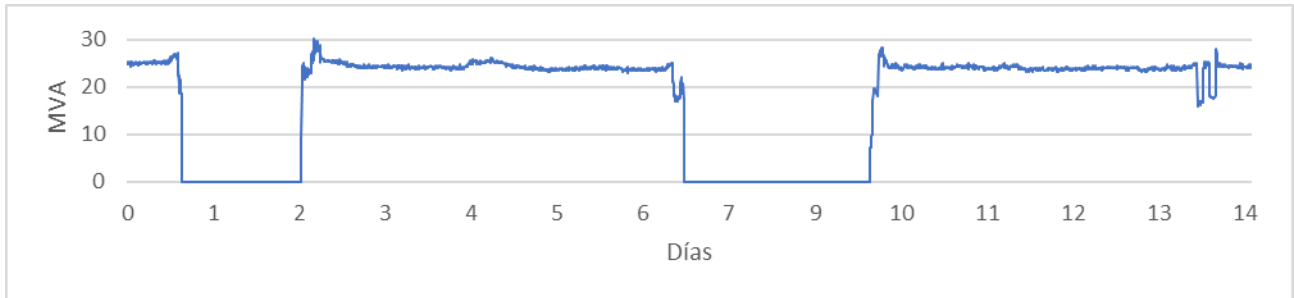
(d)



(e)

Fig. A.7: Registros de potencia en alimentador del centro de control y servicios auxiliares de molino bolas #1.

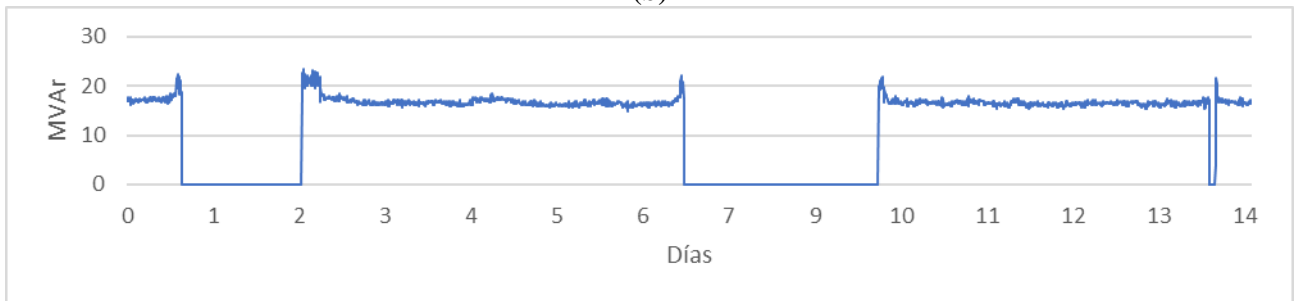
(a) Potencia aparente, (b) potencia activa, (c) potencia reactiva, (d) factor de potencia e (e) histograma de los registros de potencia aparente.



(a)



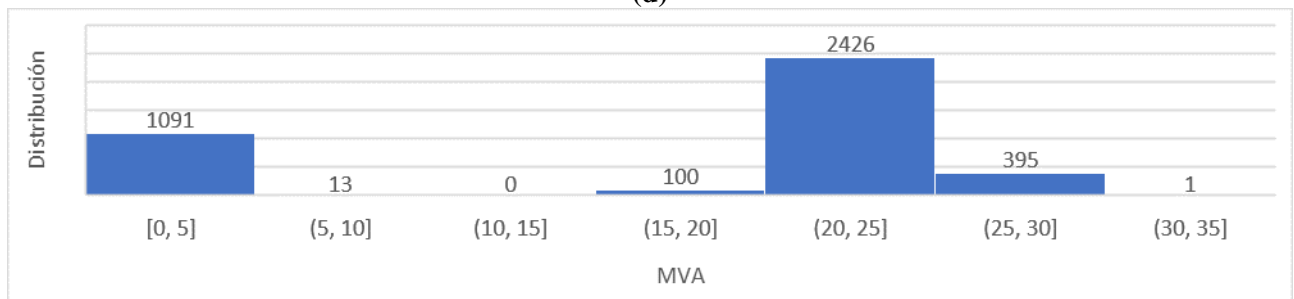
(b)



(c)



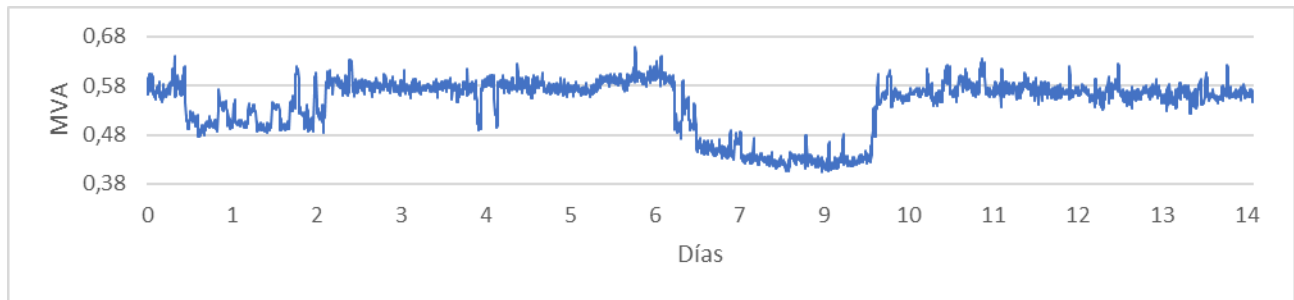
(d)



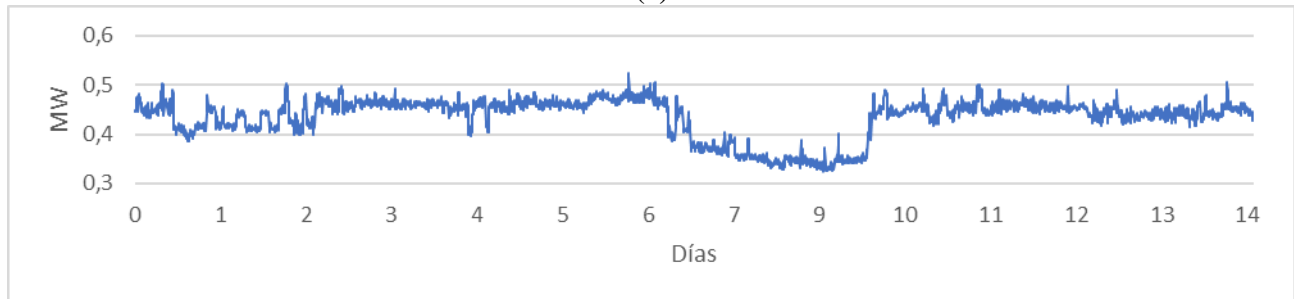
(e)

Fig. A.8: Registros de potencia en alimentador del cicloconvertor del molino Bolas #2.

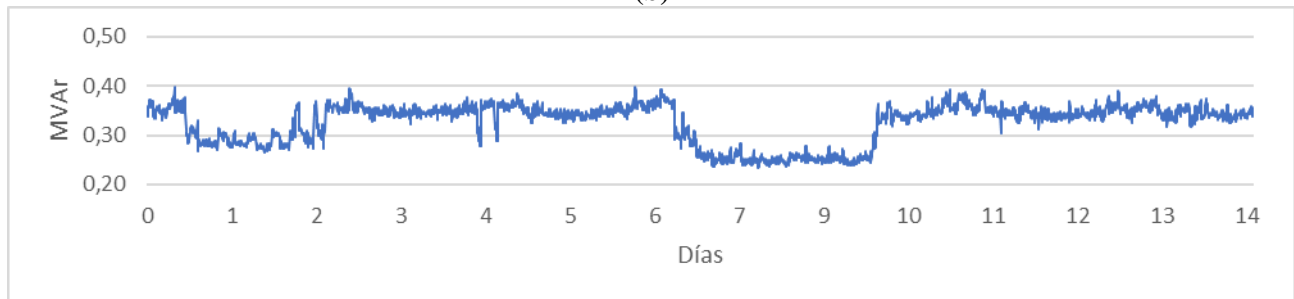
(a) Potencia aparente, (b) potencia activa, (c) potencia reactiva, (d) factor de potencia e (e) histograma de los registros de potencia aparente.



(a)



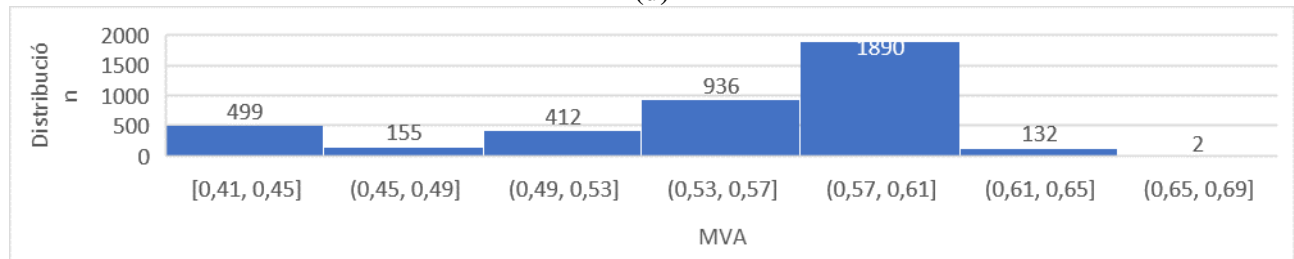
(b)



(c)



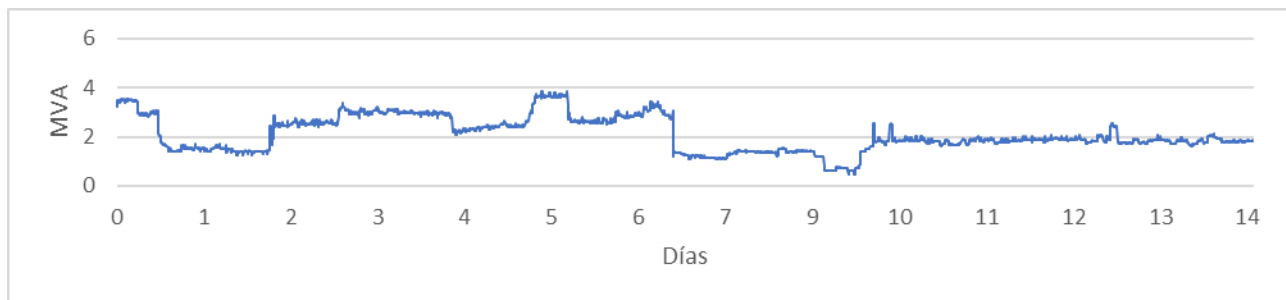
(d)



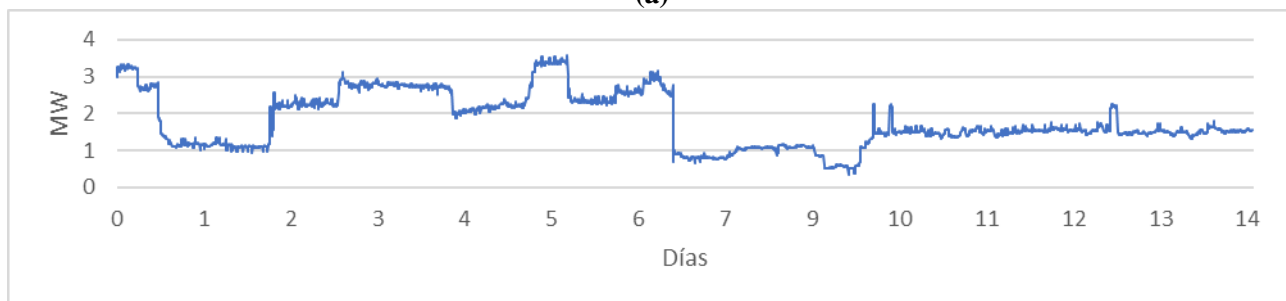
(e)

Fig. A.9: Registros de potencia en alimentador del centro de control y servicios auxiliares del molino bolas #2.

(a) Potencia aparente, (b) potencia activa, (c) potencia reactiva, (d) factor de potencia e (e) histograma de los registros de potencia aparente.



(a)



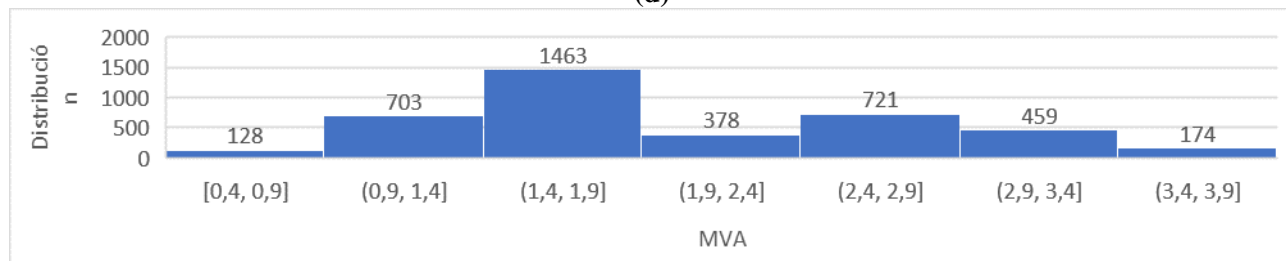
(b)



(c)



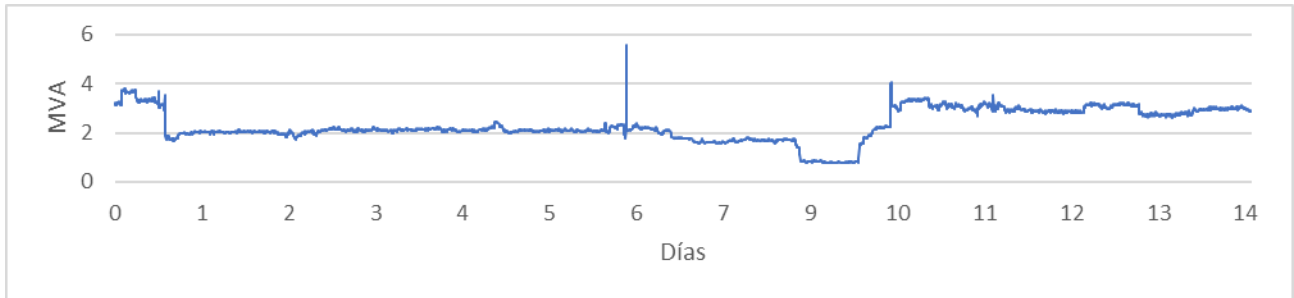
(d)



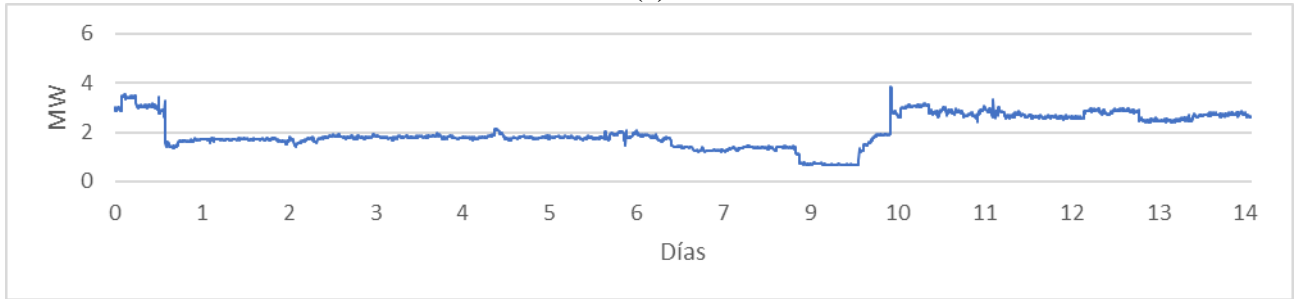
(e)

Fig. A.10: Registros de potencia en alimentador del primer alimentador en media tensión de remolienda y flotación.

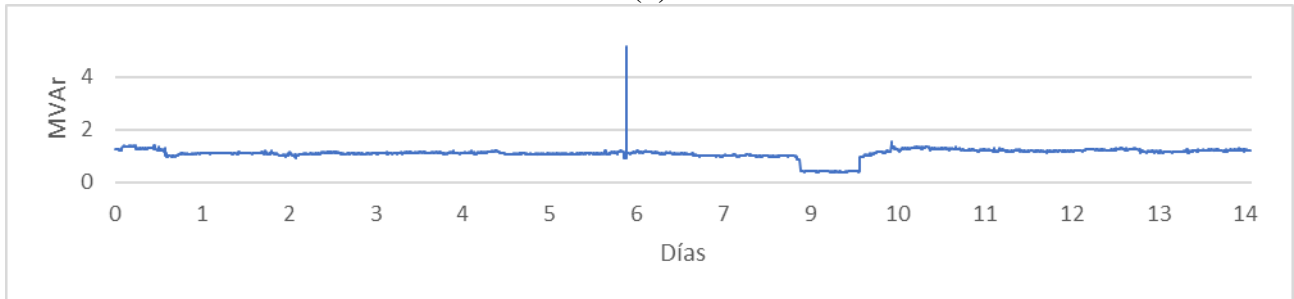
(a) Potencia aparente, (b) potencia activa, (c) potencia reactiva, (d) factor de potencia e (e) histograma de los registros de potencia aparente.



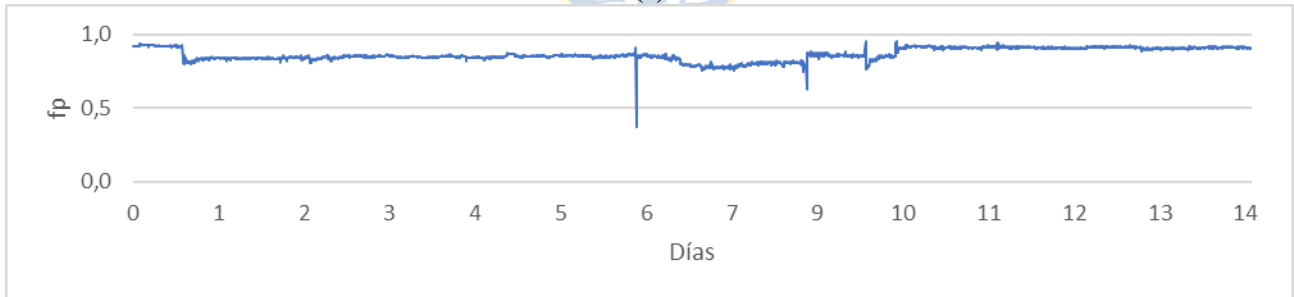
(a)



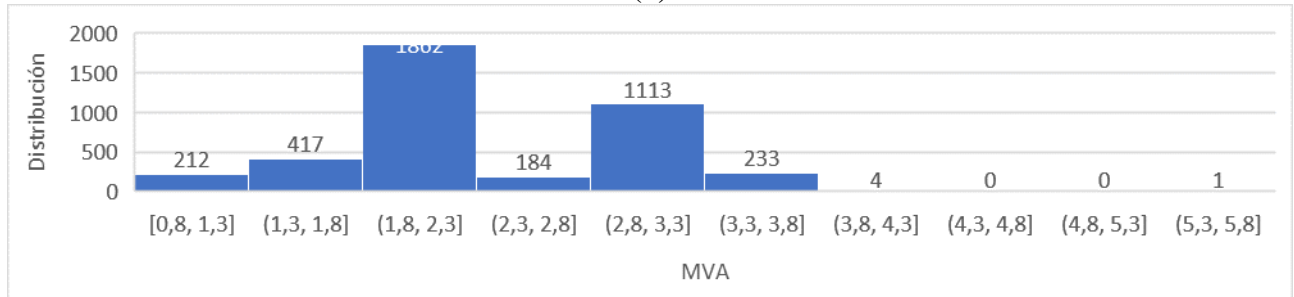
(b)



(c)

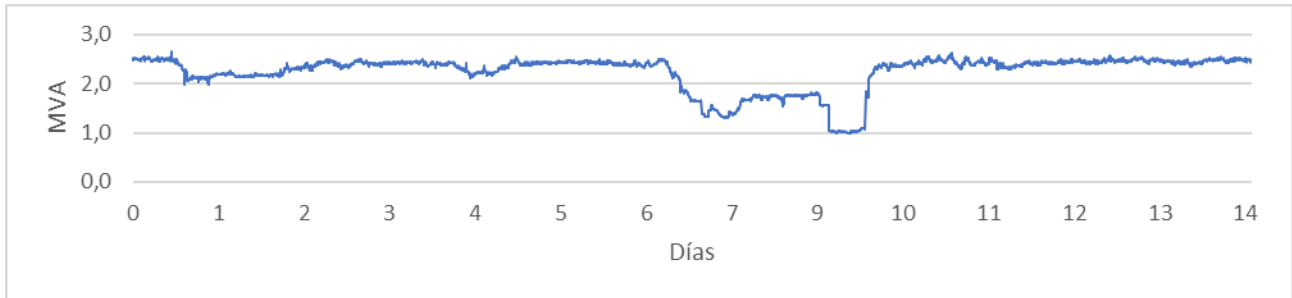


(d)

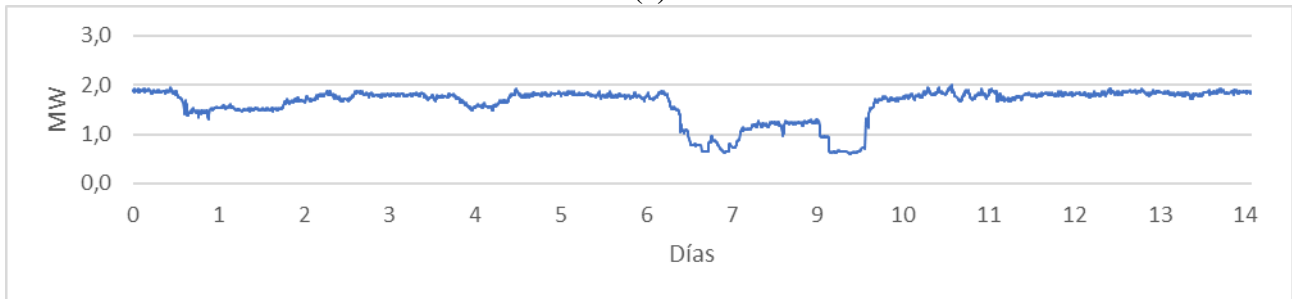


(e)

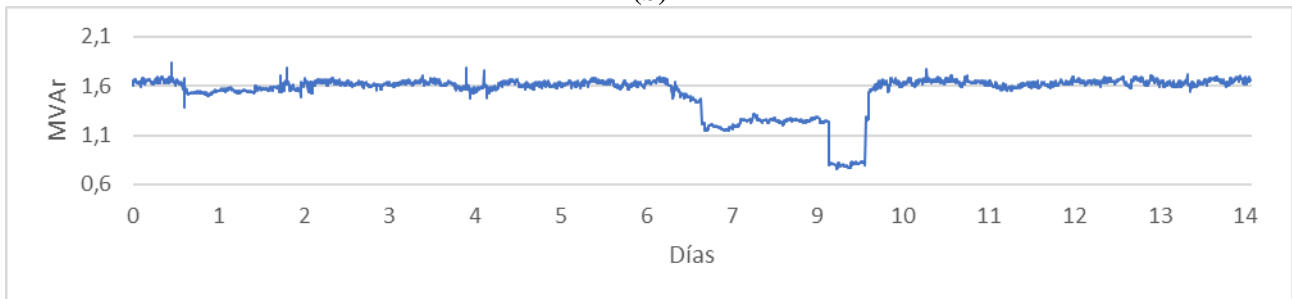
Fig. A.11: Registros de potencia en 2do alimentador en media tensión de remolienda y flotación.
 (a) Potencia aparente, (b) potencia activa, (c) potencia reactiva, (d) factor de potencia e (e) histograma de los registros de potencia aparente.



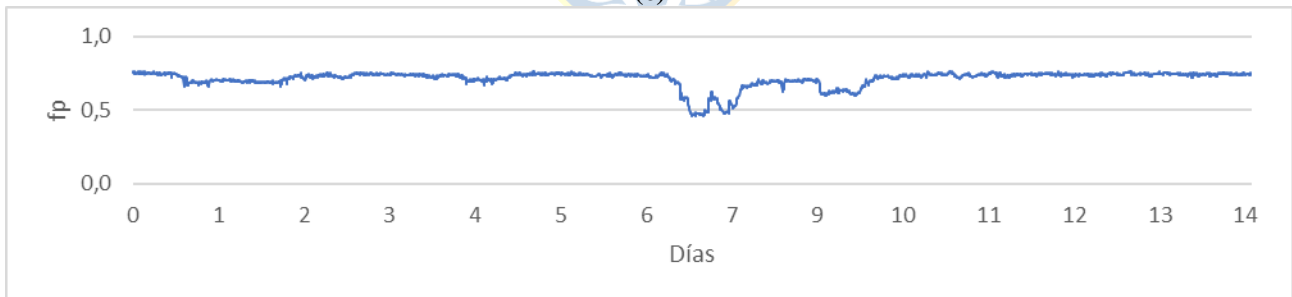
(a)



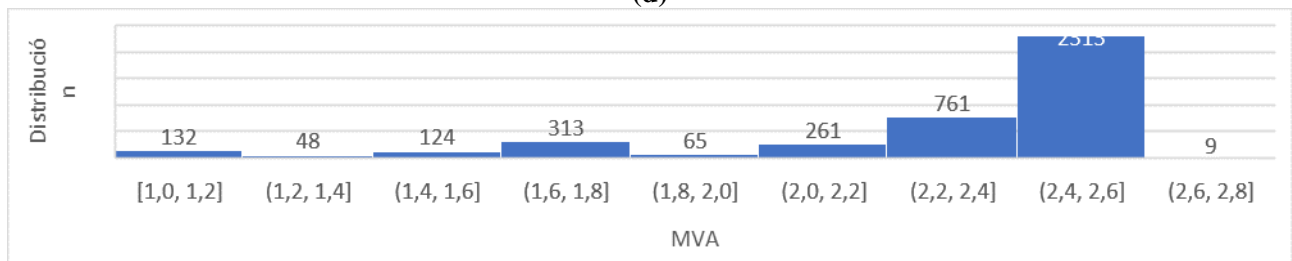
(b)



(c)



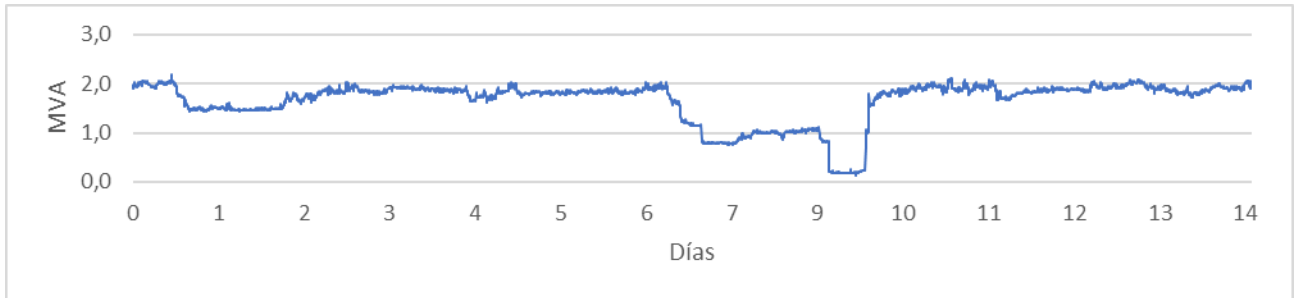
(d)



(e)

Fig. A.12: Registros de potencia en alimentador del primer alimentador en baja tensión de remolienda y flotación.

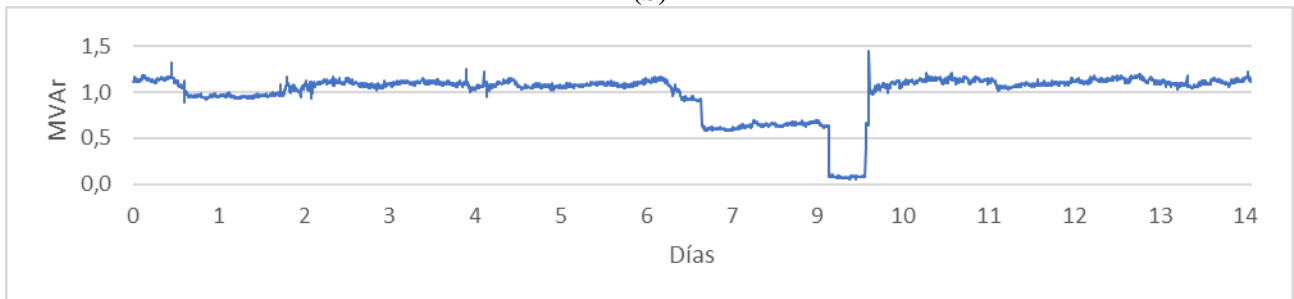
(a) Potencia aparente, (b) potencia activa, (c) potencia reactiva, (d) factor de potencia e (e) histograma de los registros de potencia aparente.



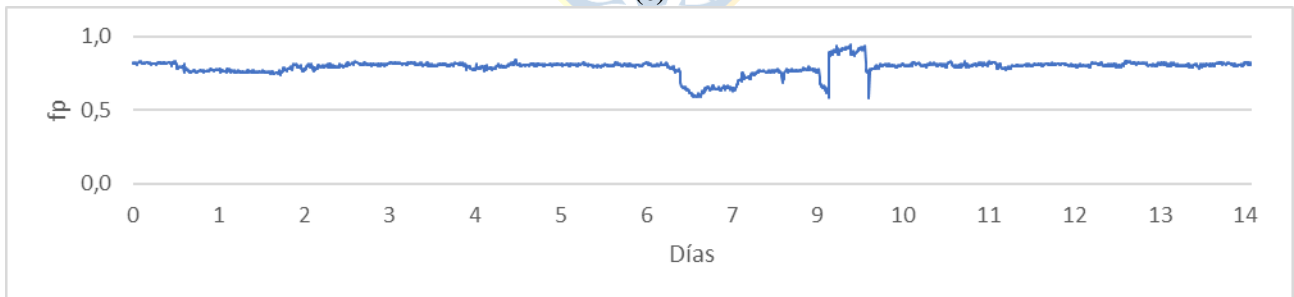
(a)



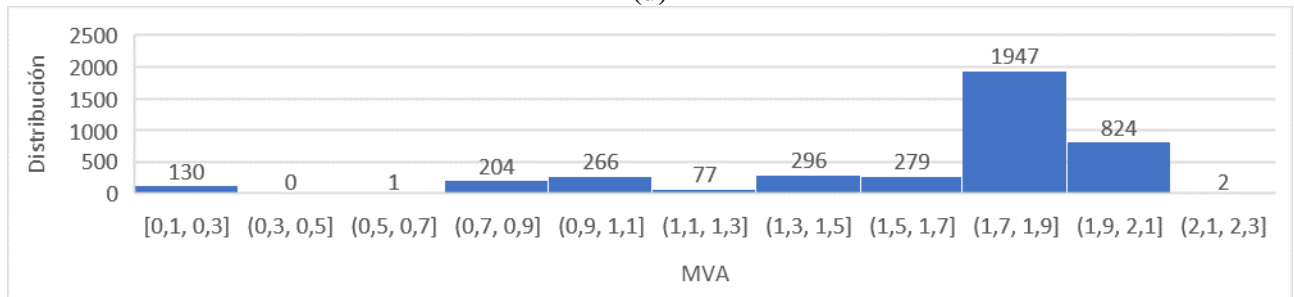
(b)



(c)

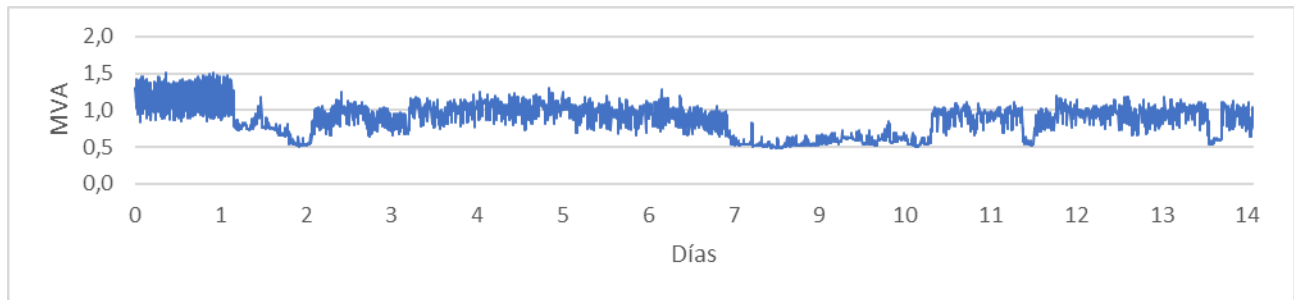


(d)

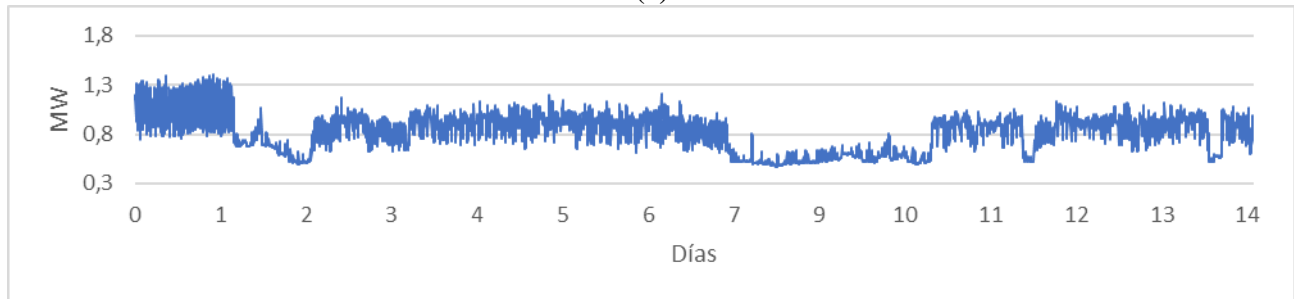


(e)

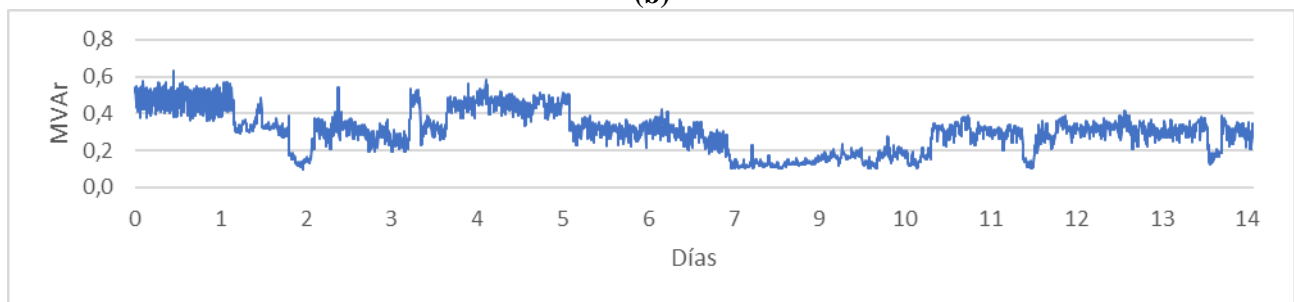
Fig. A.13: Registros de potencia en el segundo alimentador en baja tensión de remolienda y flotación. (a) Potencia aparente, (b) potencia activa, (c) potencia reactiva, (d) factor de potencia e (e) histograma de los registros de potencia aparente.



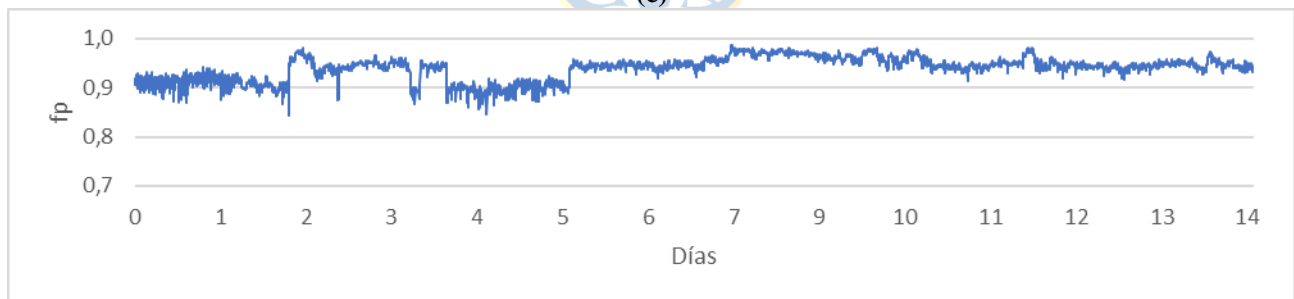
(a)



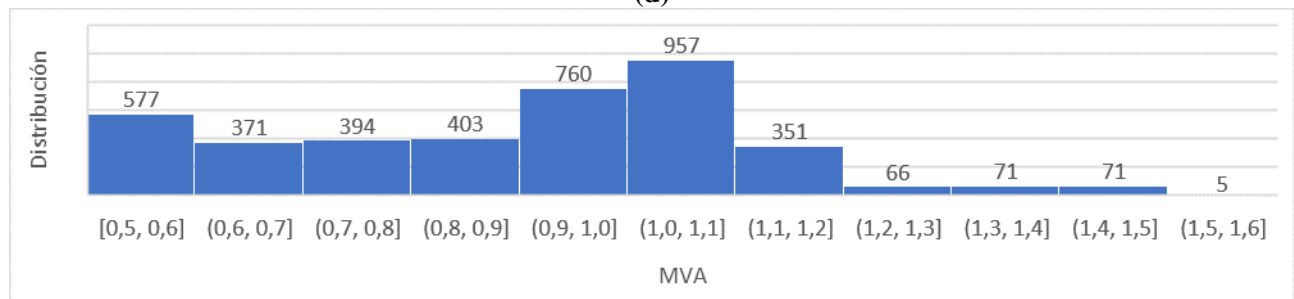
(b)



(c)



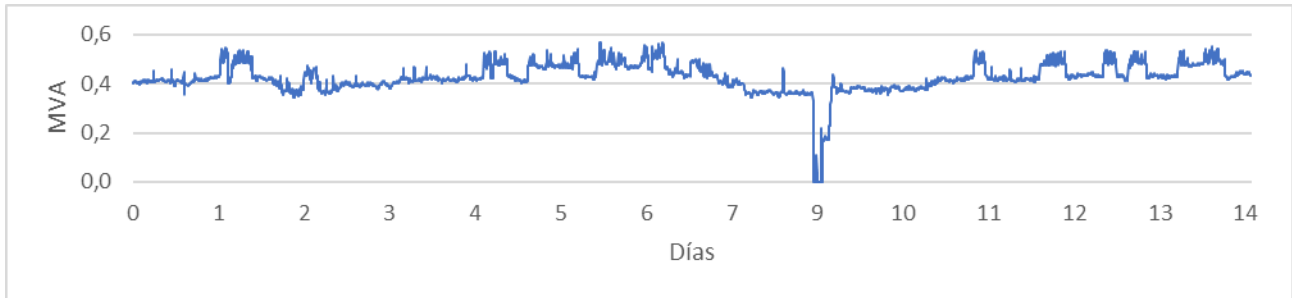
(d)



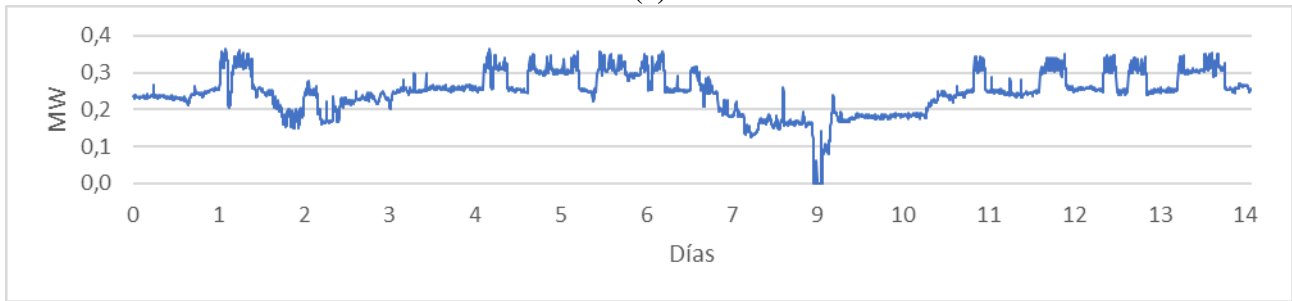
(e)

Fig. A.14: Registros de potencia en alimentador de la planta de filtros y sistemas críticos.

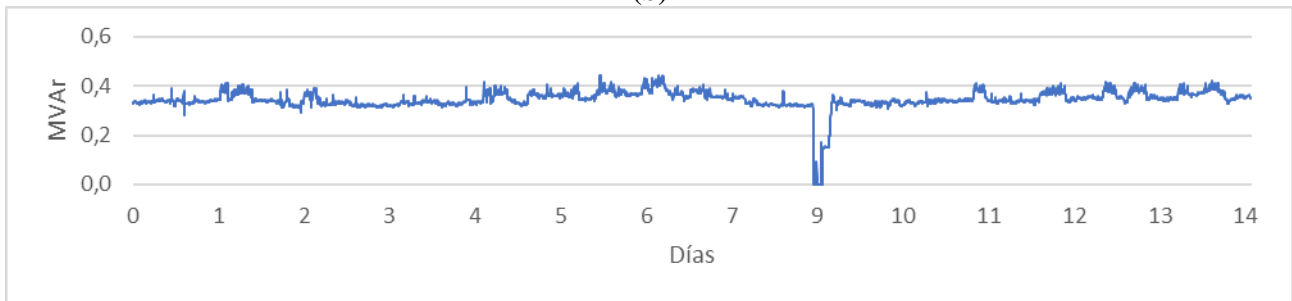
(a) Potencia aparente, (b) potencia activa, (c) potencia reactiva, (d) factor de potencia e (e) histograma de los registros de potencia aparente.



(a)



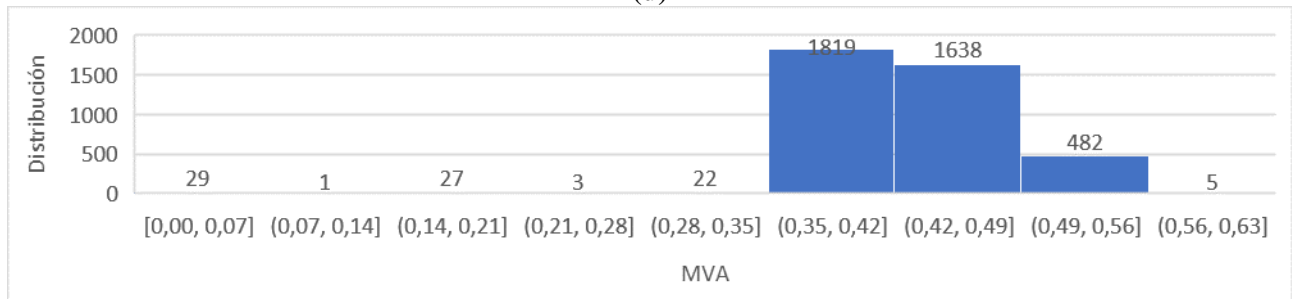
(b)



(c)



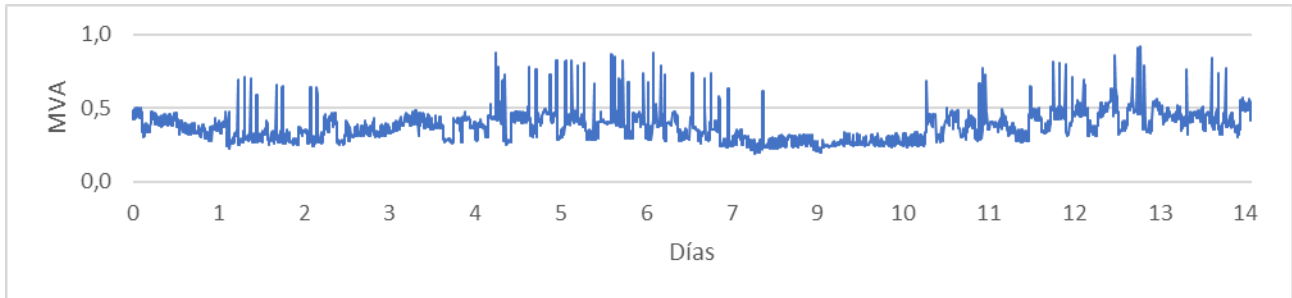
(d)



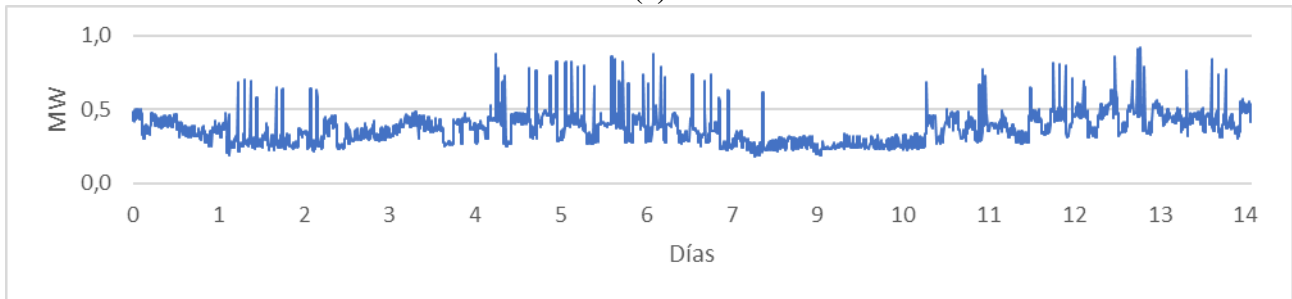
(e)

Fig. A.15: Registros de potencia en alimentador de la planta de espesadores de Cu/Mo.

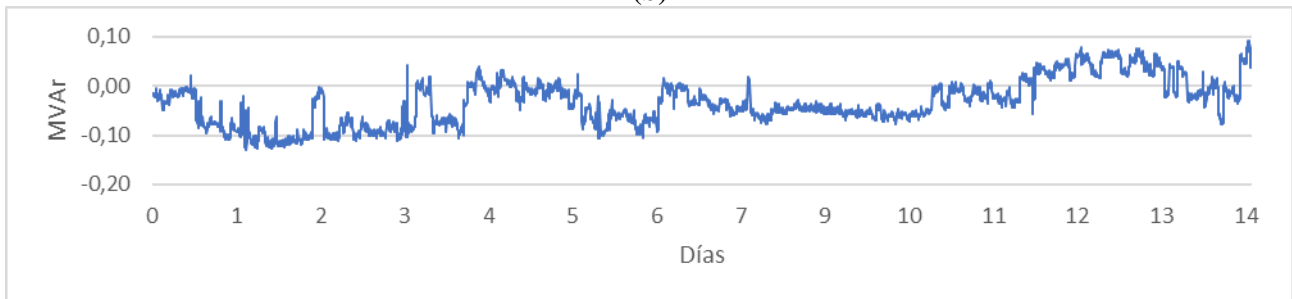
(a) Potencia aparente, (b) potencia activa, (c) potencia reactiva, (d) factor de potencia e (e) histograma de los registros de potencia aparente.



(a)



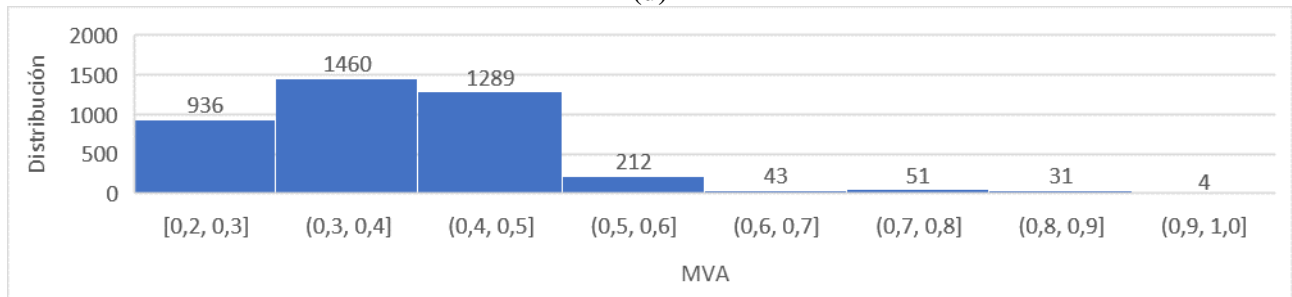
(b)



(c)



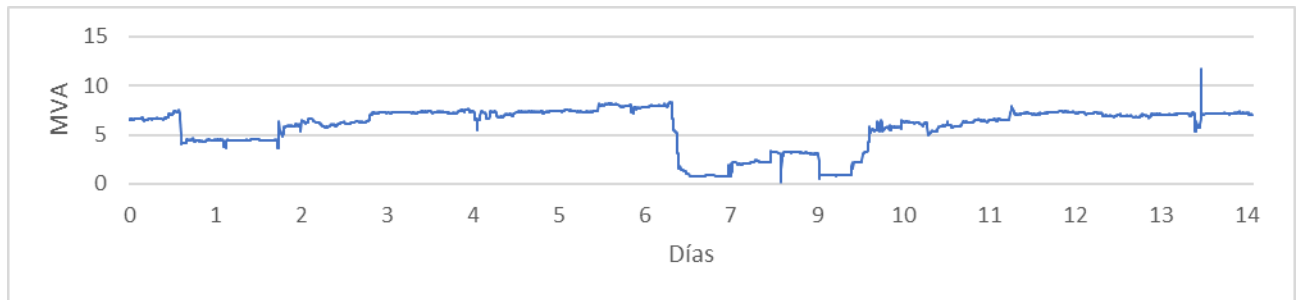
(d)



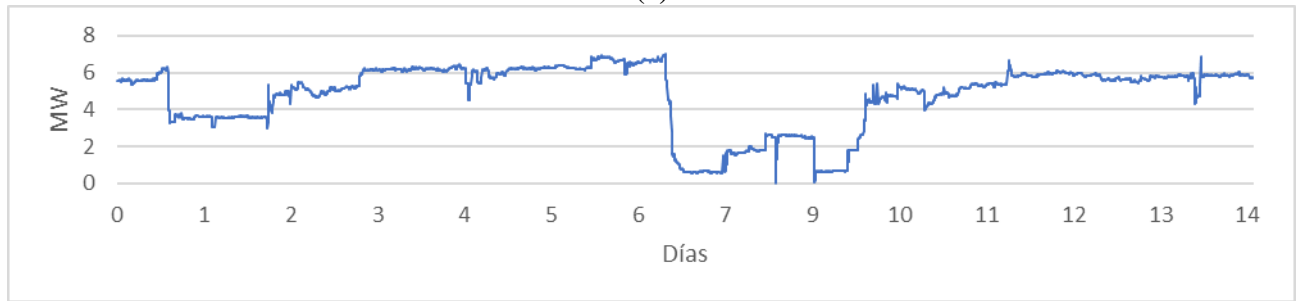
(e)

Fig. A.16: Registros de potencia en alimentador de la planta de molibdeno.

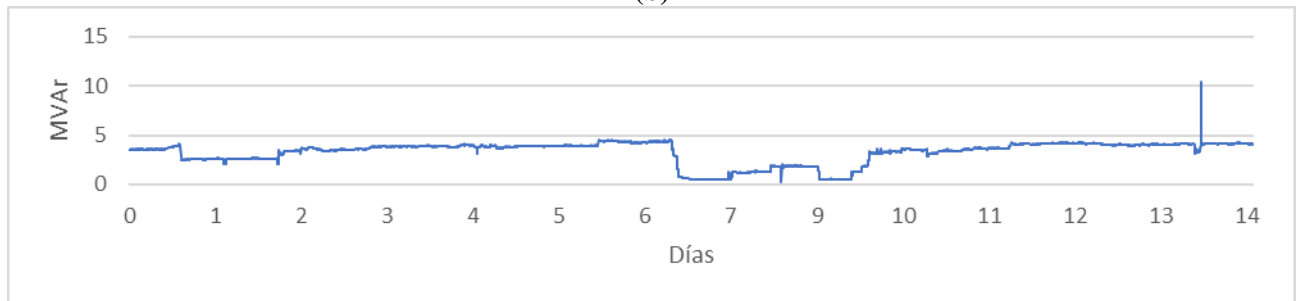
(a) Potencia aparente, (b) potencia activa, (c) potencia reactiva, (d) factor de potencia e (e) histograma de los registros de potencia aparente.



(a)



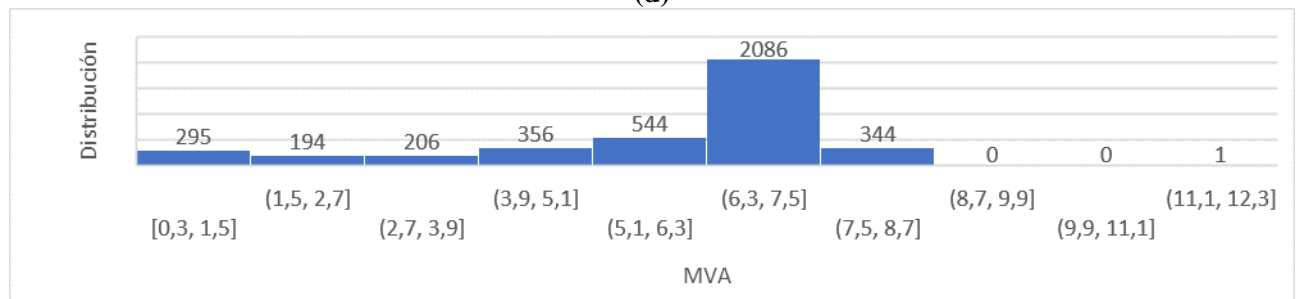
(b)



(c)

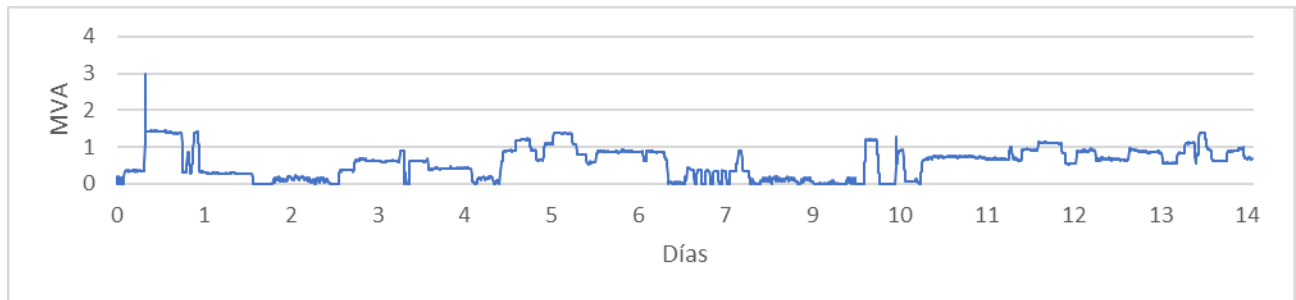


(d)

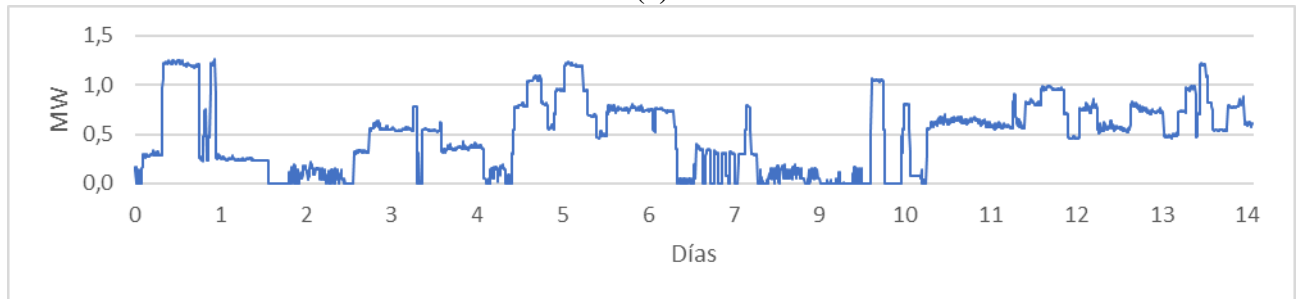


(e)

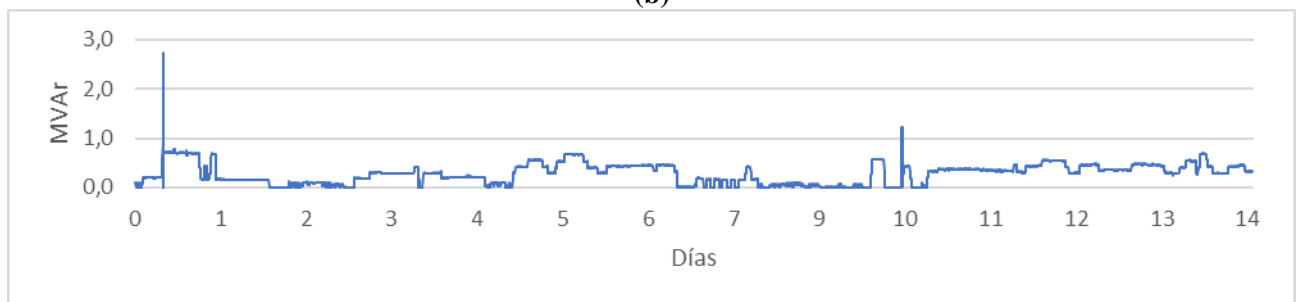
Fig. A.17: Registros de potencia en alimentador de bombas de agua de proceso y espesamiento de relaves. (a) Potencia aparente, (b) potencia activa, (c) potencia reactiva, (d) factor de potencia e (e) histograma de los registros de potencia aparente.



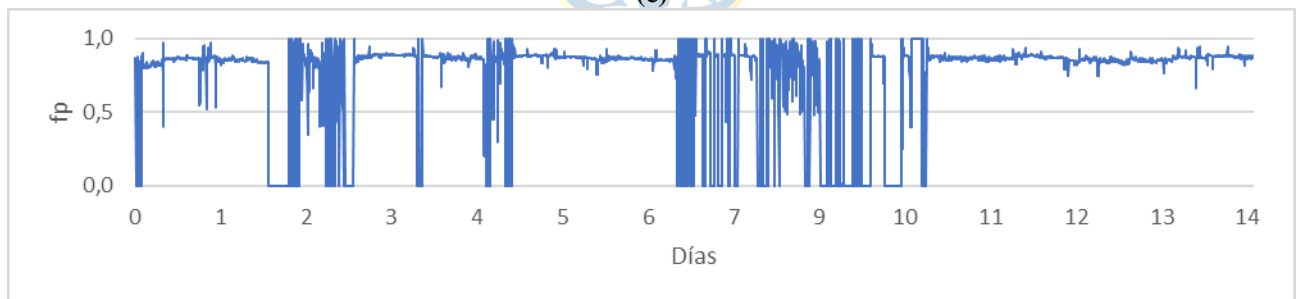
(a)



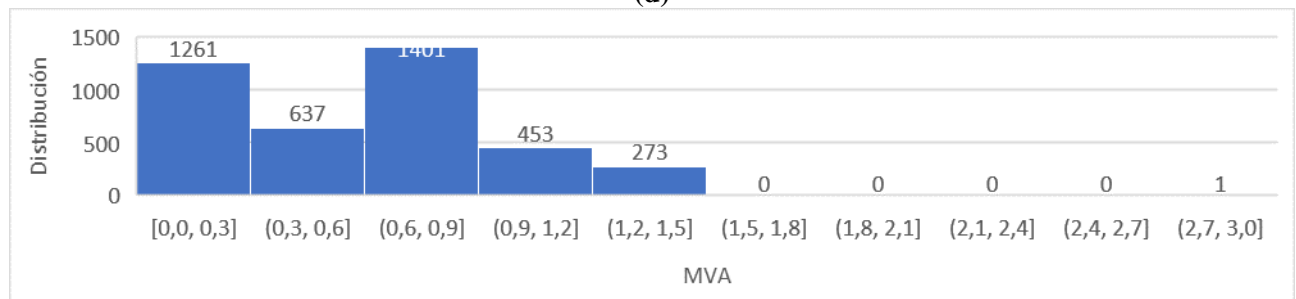
(b)



(c)



(d)



(e)

Fig. A.18: Registros de potencia en alimentador de distribución de relaves y recuperación de aguas. (a) Potencia aparente, (b) potencia activa, (c) potencia reactiva, (d) factor de potencia e (e) histograma de los registros de potencia aparente.

A.2. Registros en planta de cátodos

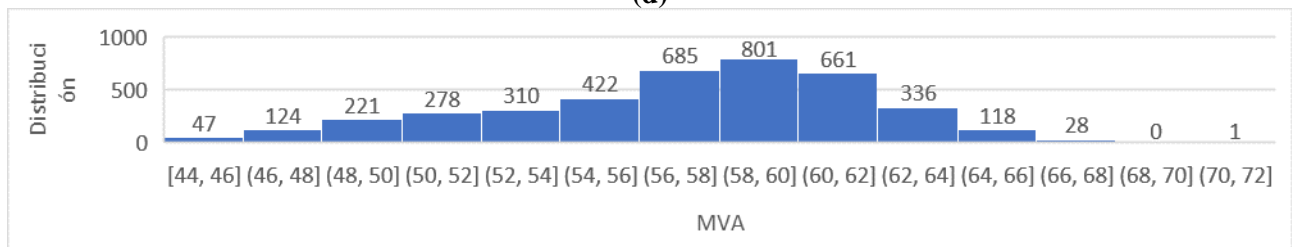
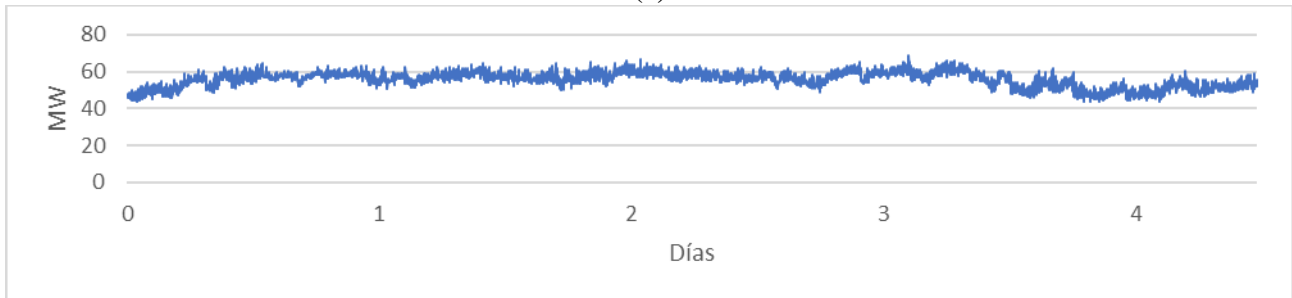
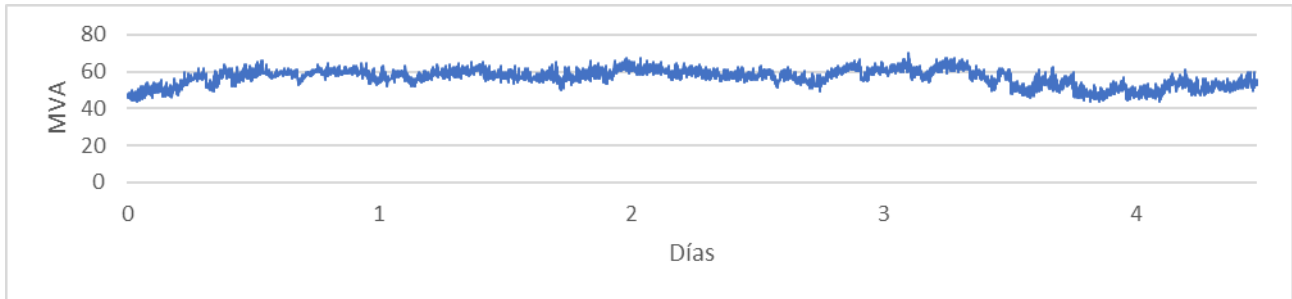


Fig. A.19: Registros de potencia total en planta de cátodos.

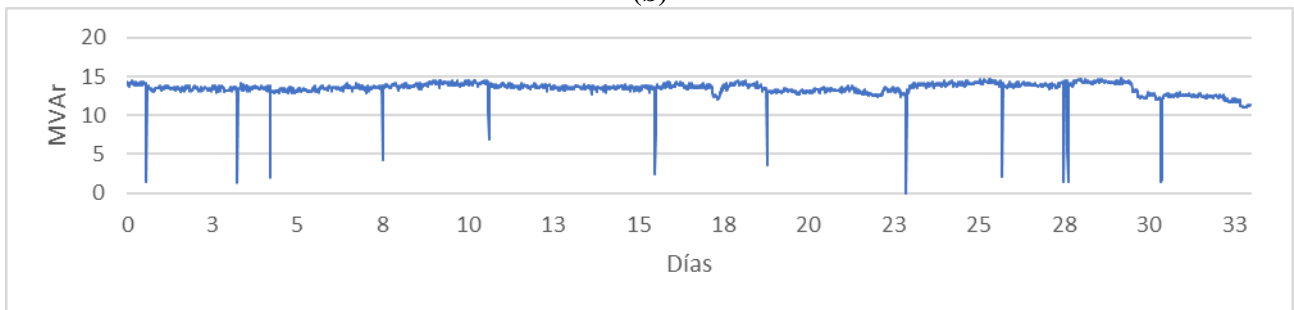
(a) Potencia aparente, (b) potencia activa, (c) potencia reactiva, (d) factor de potencia e (e) histograma de los registros de potencia aparente.



(a)



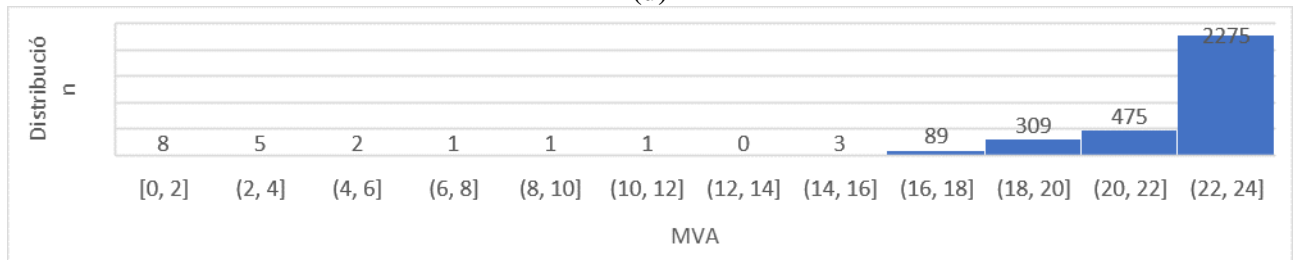
(b)



(c)



(d)



(e)

Fig. A.20: Registros de potencia en alimentador rectificador #1.

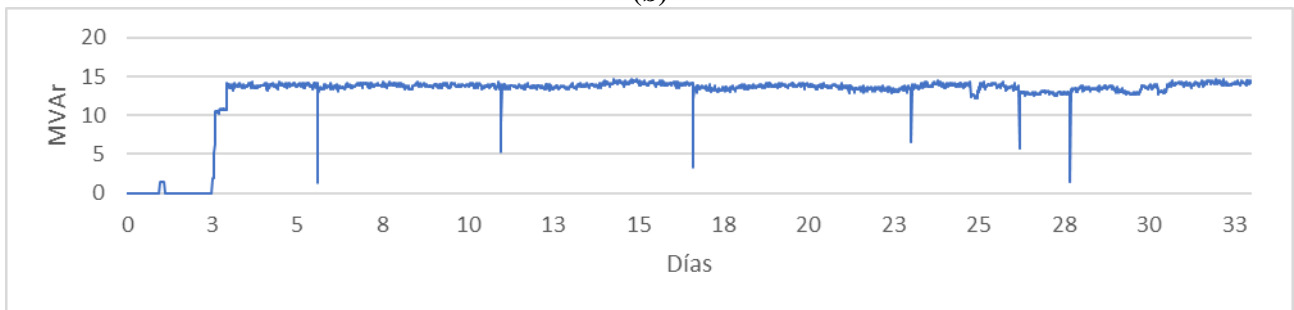
(a) Potencia aparente, (b) potencia activa, (c) potencia reactiva, (d) factor de potencia e (e) histograma de los registros de potencia aparente.



(a)



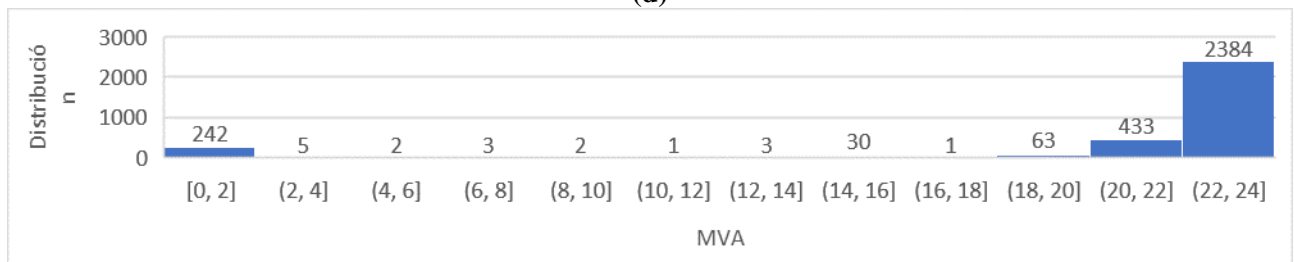
(b)



(c)



(d)



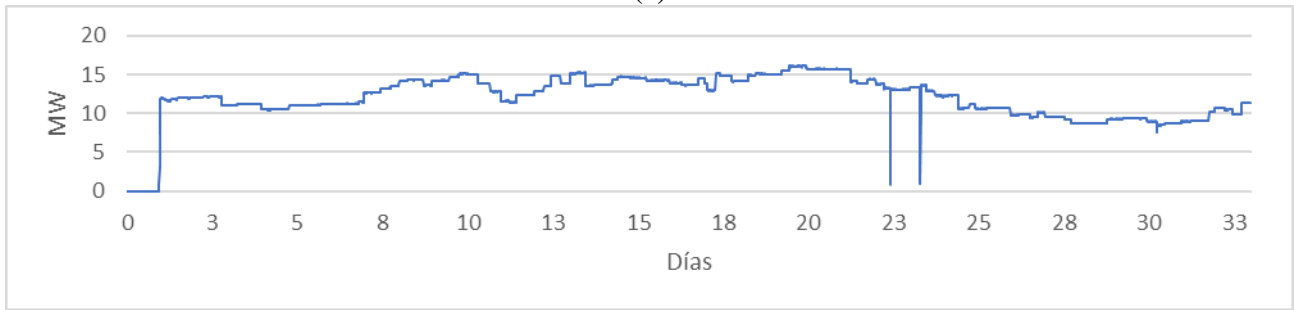
(e)

Fig. A.21: Registros de potencia en alimentador rectificador #2.

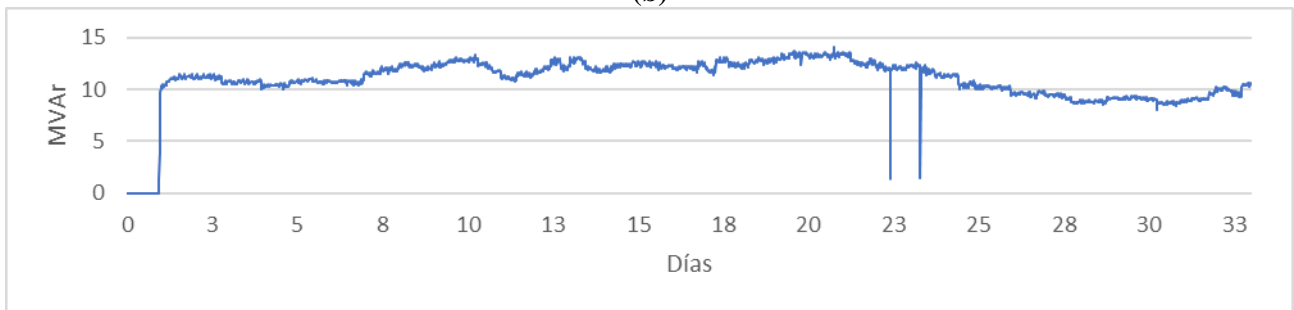
(a) Potencia aparente, (b) potencia activa, (c) potencia reactiva, (d) factor de potencia e (e) histograma de los registros de potencia aparente.



(a)



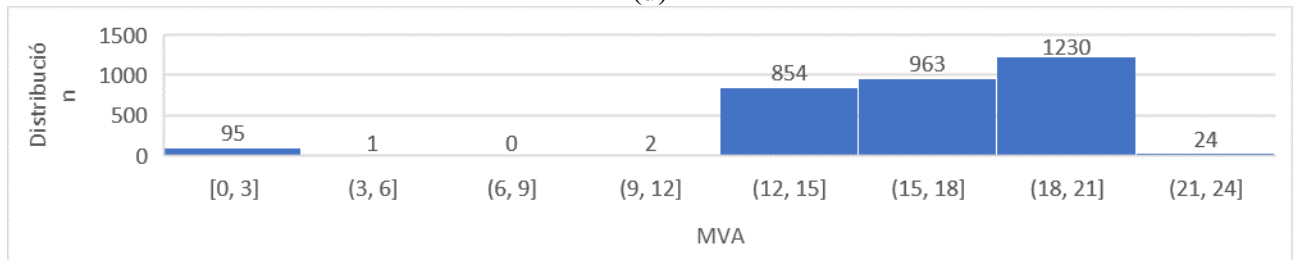
(b)



(c)



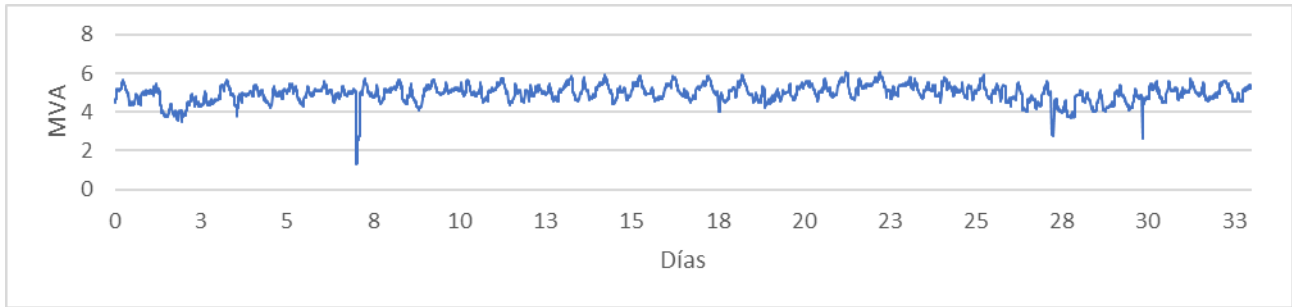
(d)



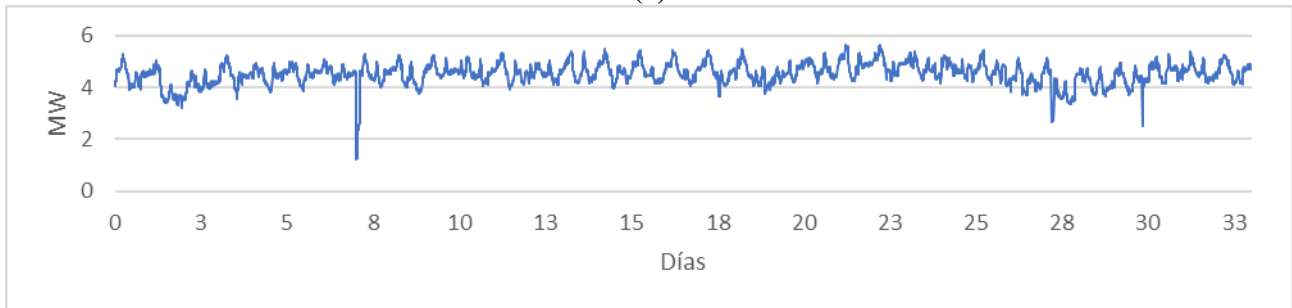
(e)

Fig. A.22: Registros de potencia en alimentador rectificador #3.

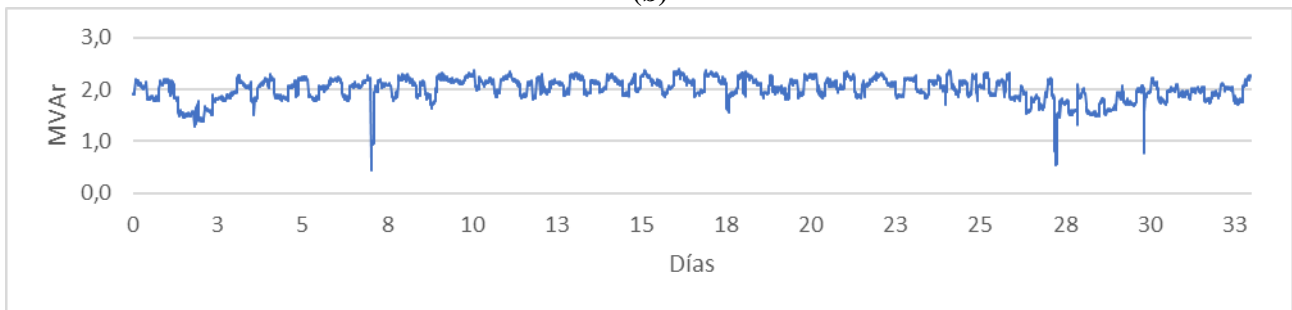
(a) Potencia aparente, (b) potencia activa, (c) potencia reactiva, (d) factor de potencia e (e) histograma de los registros de potencia aparente.



(a)



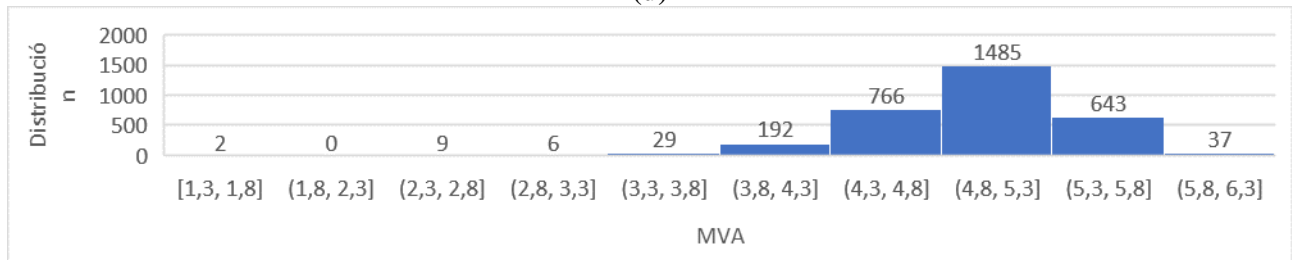
(b)



(c)

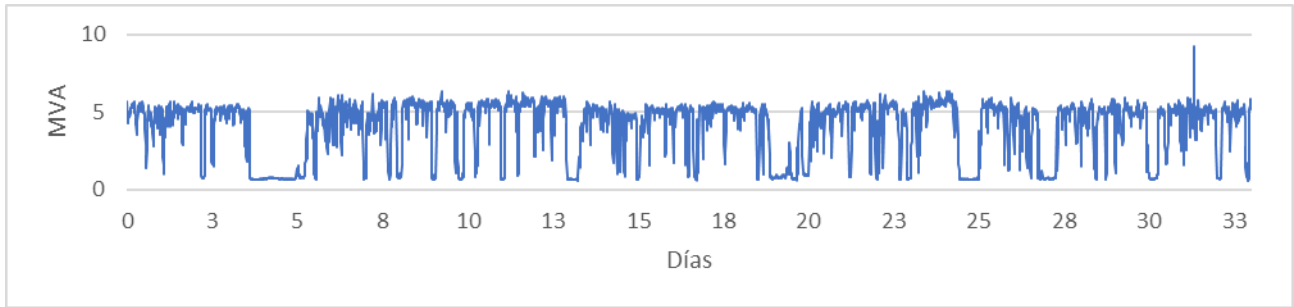


(d)

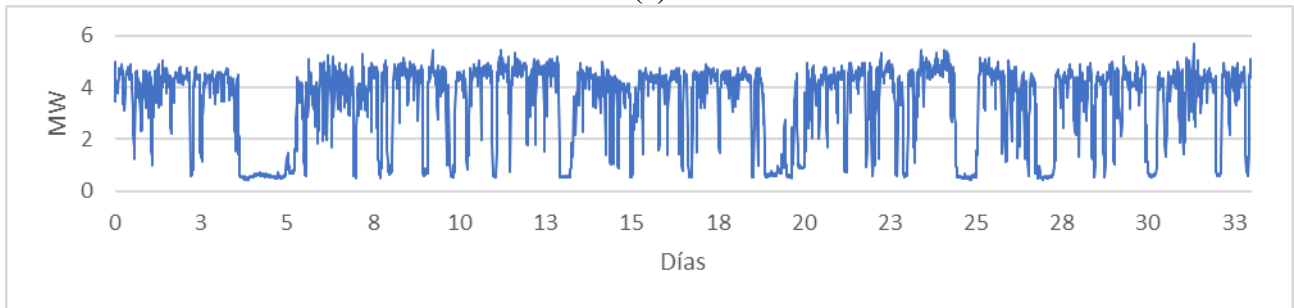


(e)

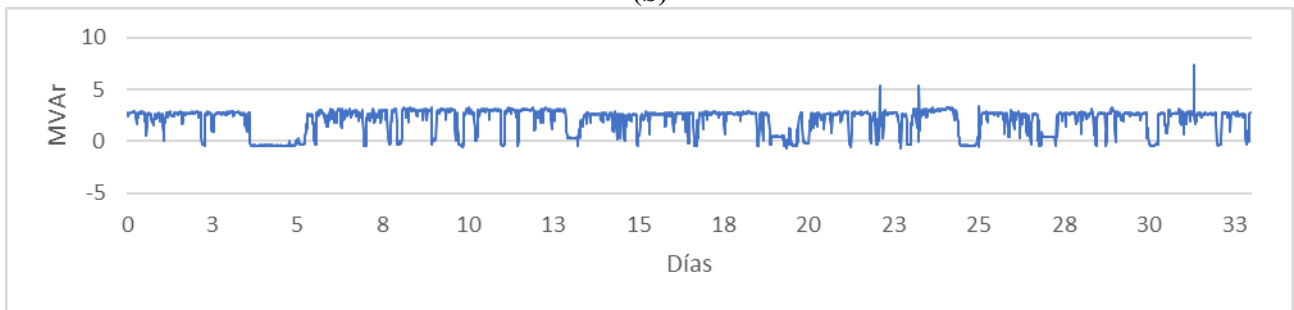
Fig. A.23: Registros de potencia en alimentador de piscinas, manejo de soluciones y áreas comunes. (a) Potencia aparente, (b) potencia activa, (c) potencia reactiva, (d) factor de potencia e (e) histograma de los registros de potencia aparente.



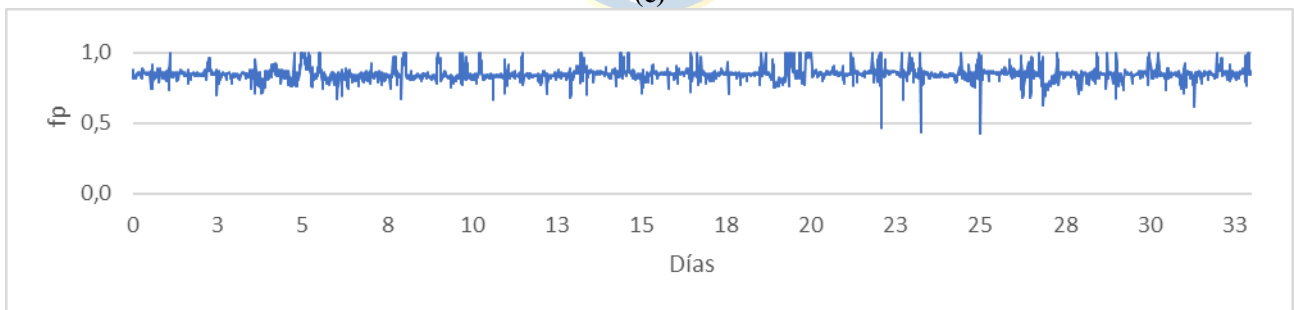
(a)



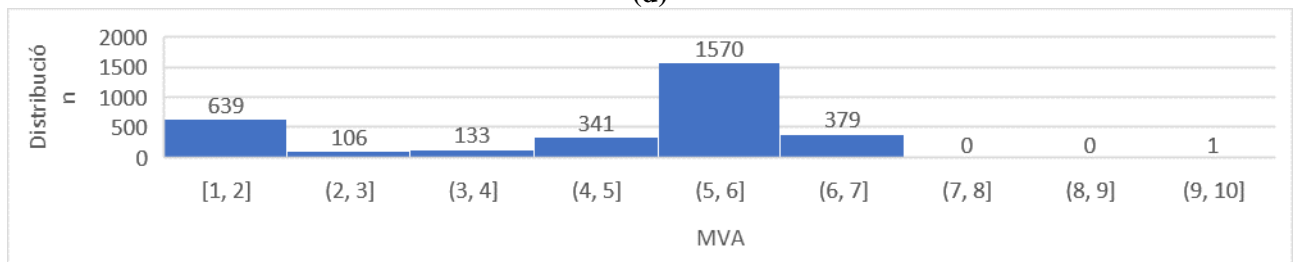
(b)



(c)



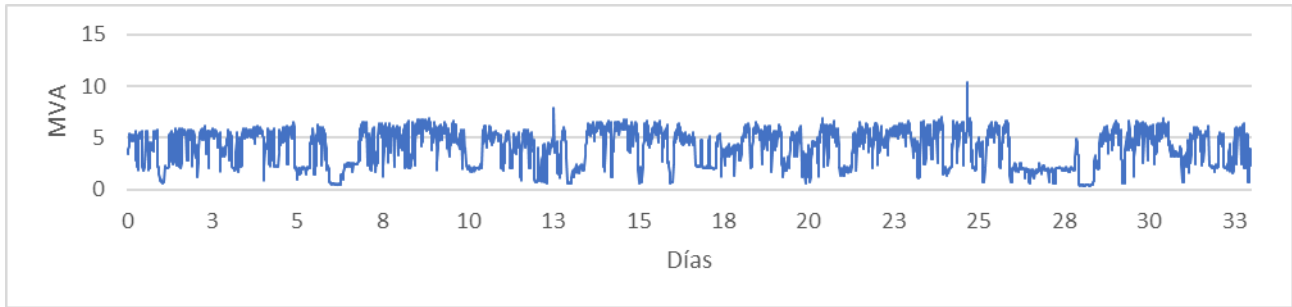
(d)



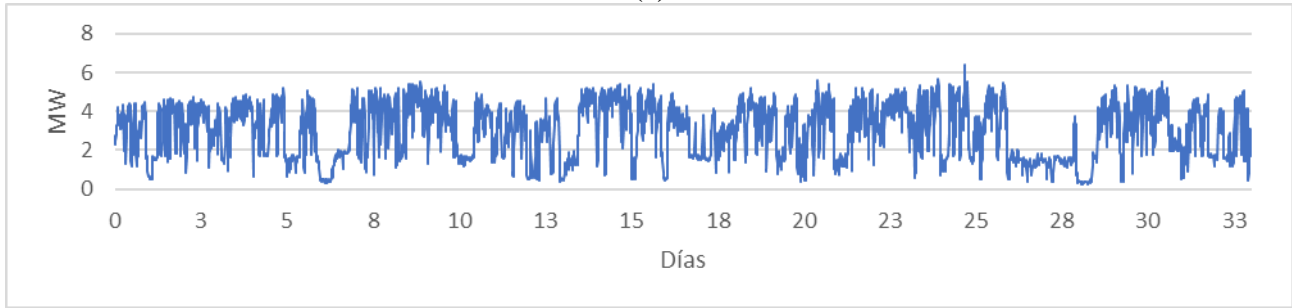
(e)

Fig. A.24: Registros de potencia en 1er alimentador de área seca.

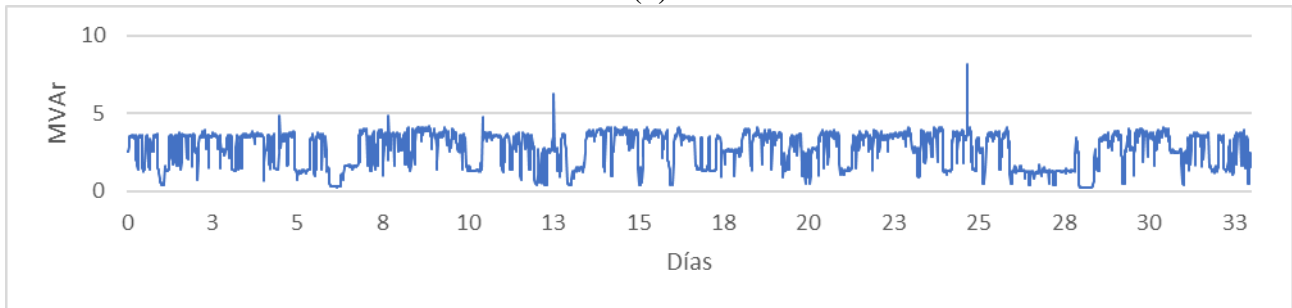
(a) Potencia aparente, (b) potencia activa, (c) potencia reactiva, (d) factor de potencia e (e) histograma de los registros de potencia aparente.



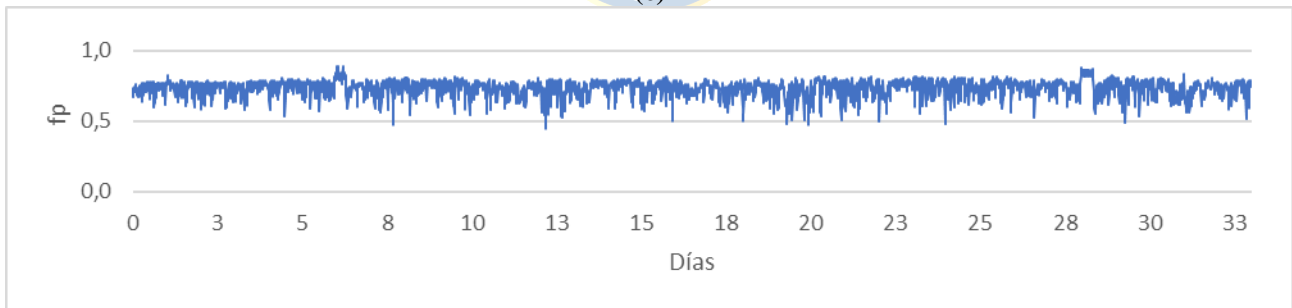
(a)



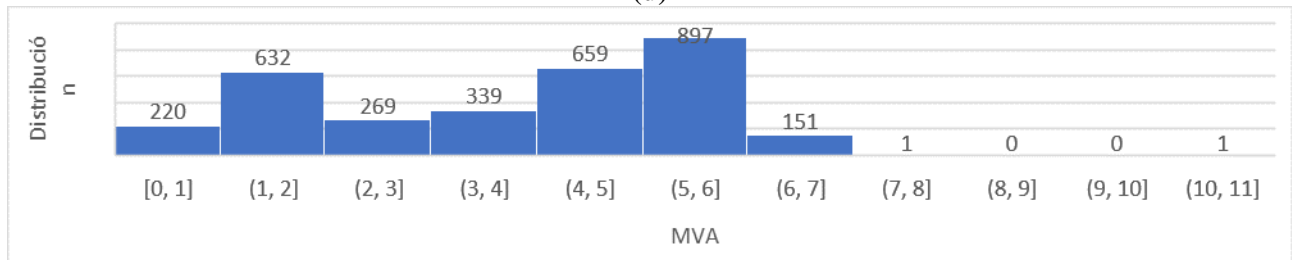
(b)



(c)



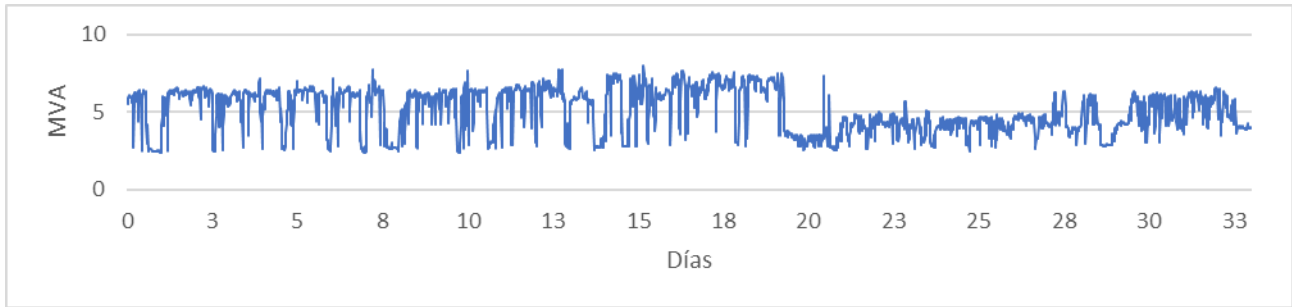
(d)



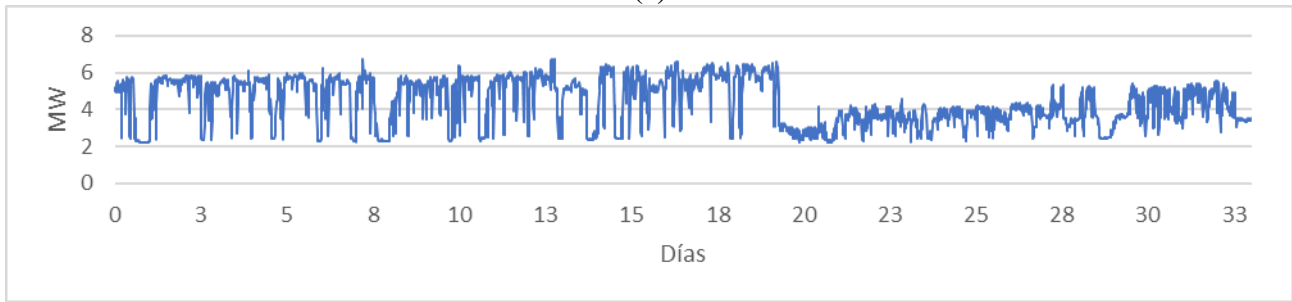
(e)

Fig. A.25: Registros de potencia en 2do alimentador de área seca.

(a) Potencia aparente, (b) potencia activa, (c) potencia reactiva, (d) factor de potencia e (e) histograma de los registros de potencia aparente.



(a)



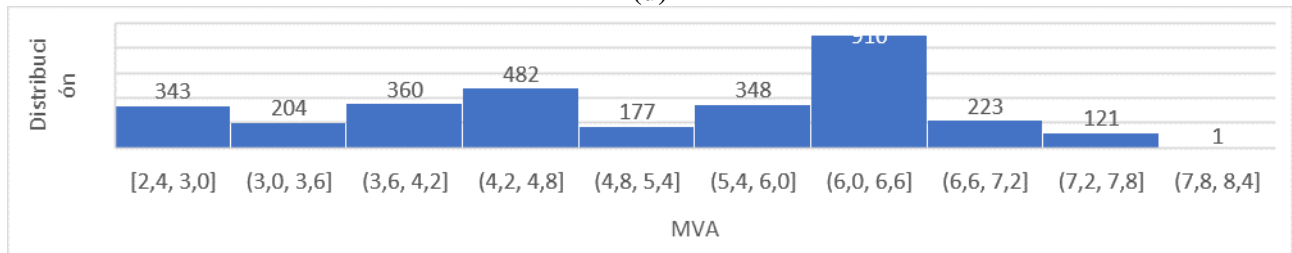
(b)



(c)



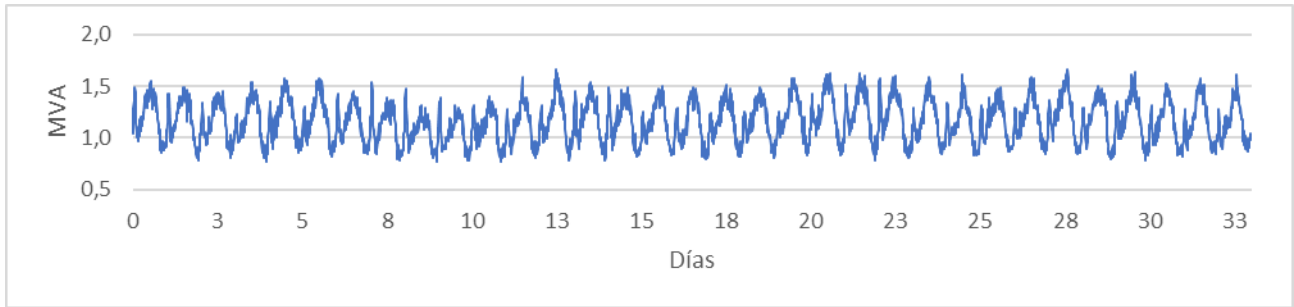
(d)



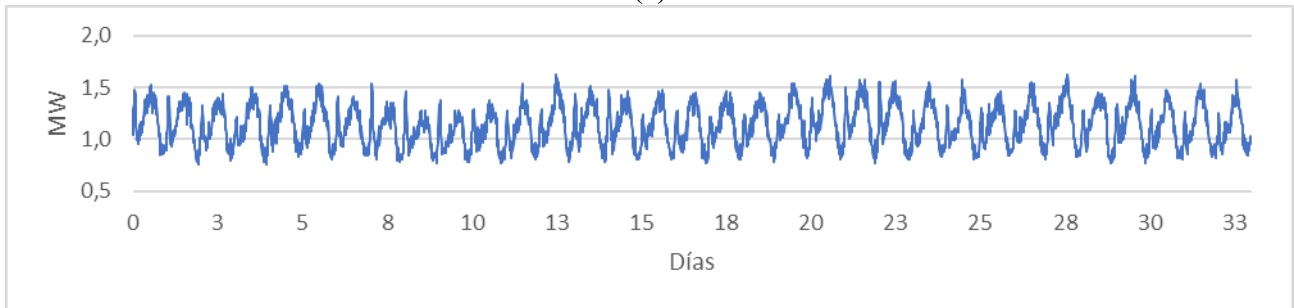
(e)

Fig. A.26: Registros de potencia en alimentador de piscinas, manejo de soluciones, apilamiento de mineral, retiro y disposición de rípios y pilas de lixiviación.

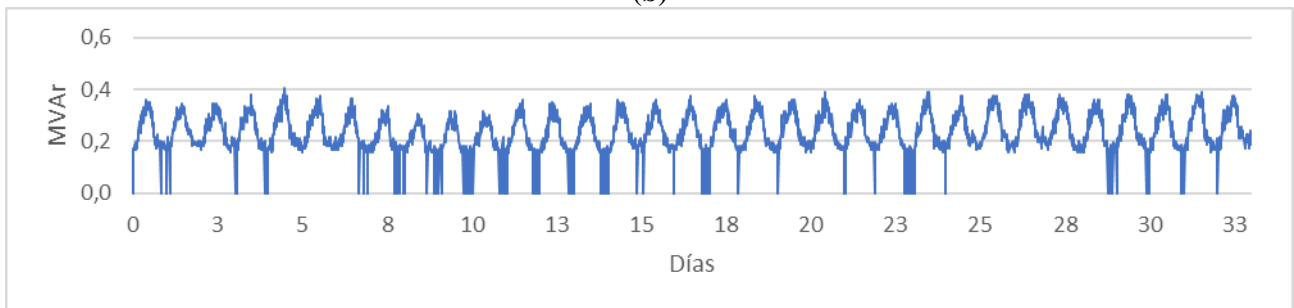
(a) Potencia aparente, (b) potencia activa, (c) potencia reactiva, (d) factor de potencia e (e) histograma de los registros de potencia aparente.



(a)



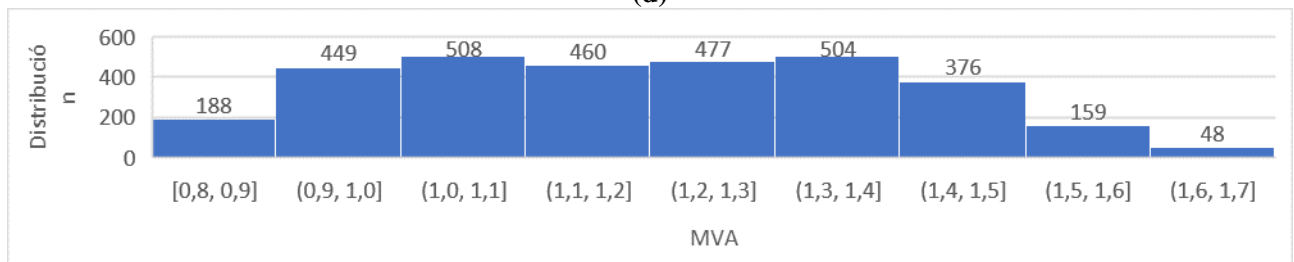
(b)



(c)



(d)



(e)

Fig. A.27: Registros de potencia en alimentador de áreas comunes.

(a) Potencia aparente, (b) potencia activa, (c) potencia reactiva, (d) factor de potencia e (e) histograma de los registros de potencia aparente.

A.3. Registros en área mina

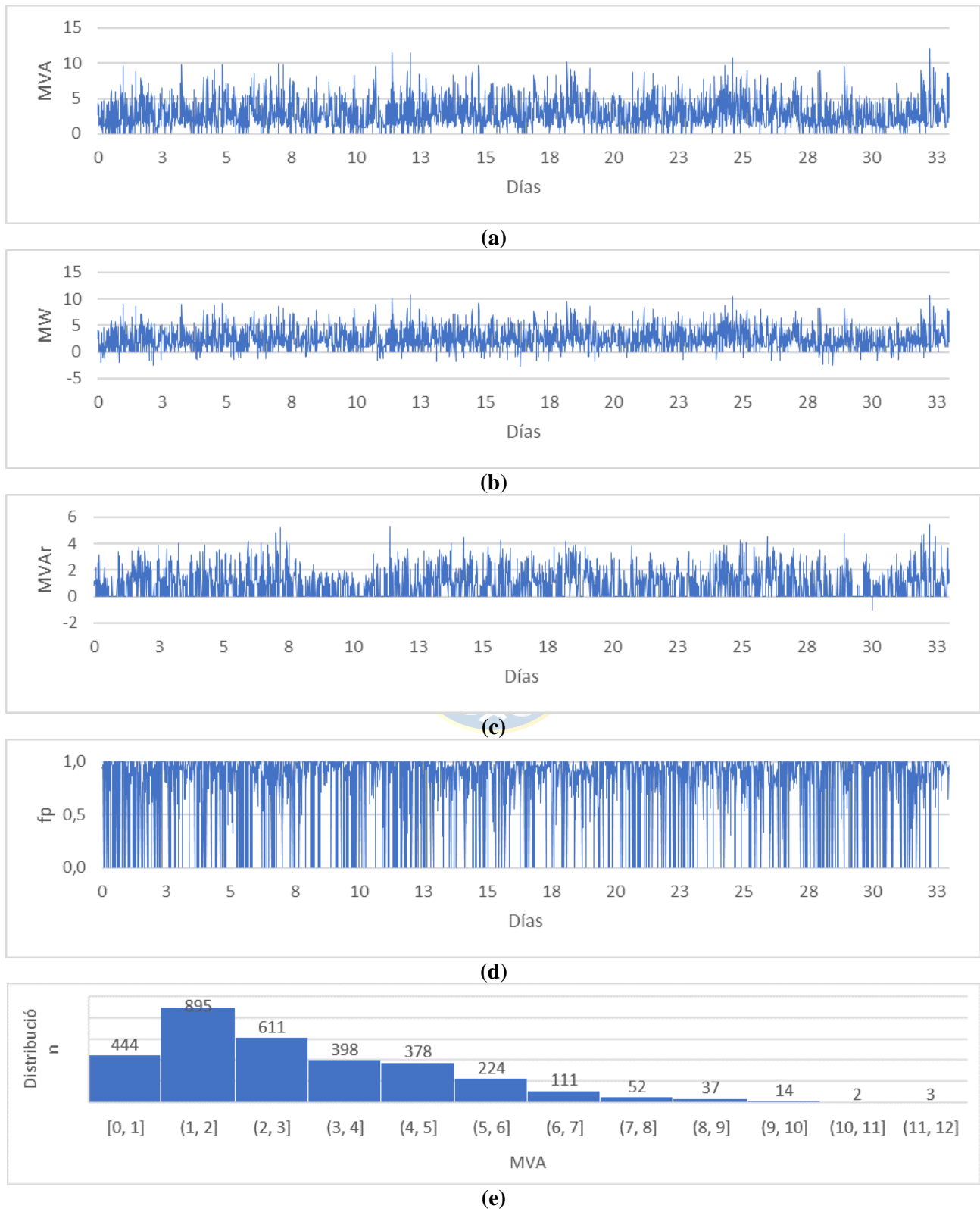
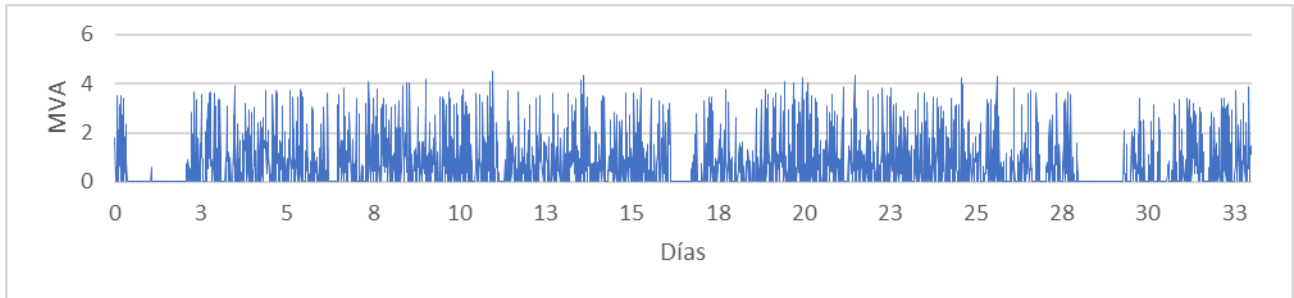
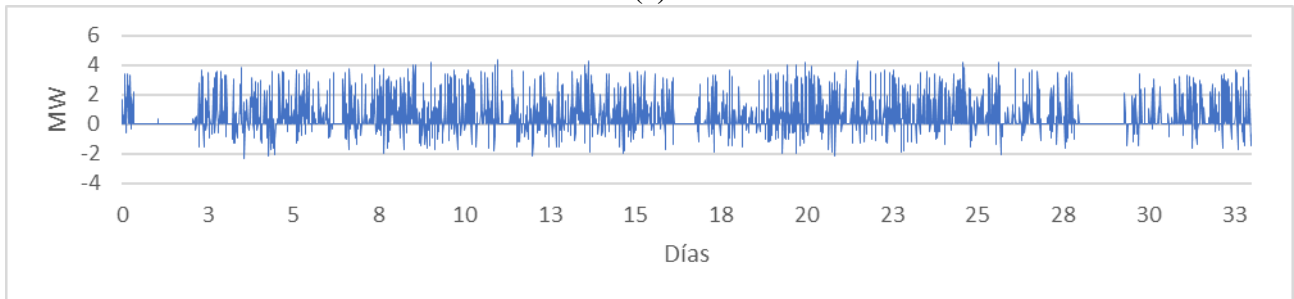


Fig. A.28: Registros de potencia en 1er alimentador área mina.

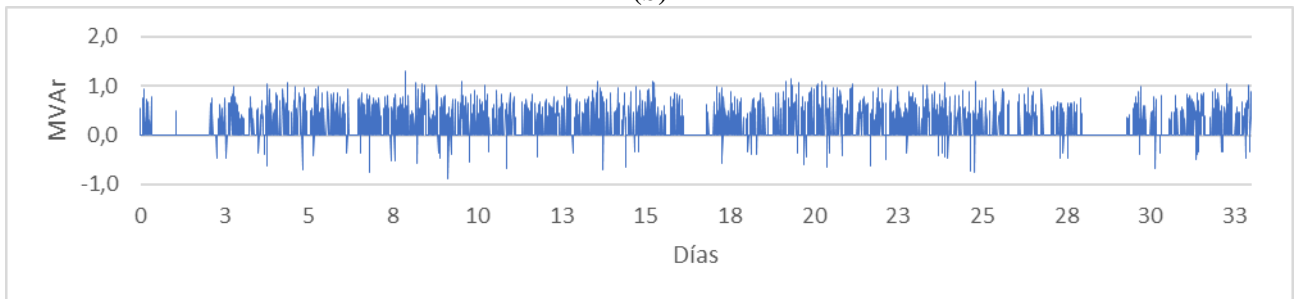
(a) Potencia aparente, (b) potencia activa, (c) potencia reactiva, (d) factor de potencia e (e) histograma de los registros de potencia aparente.



(a)



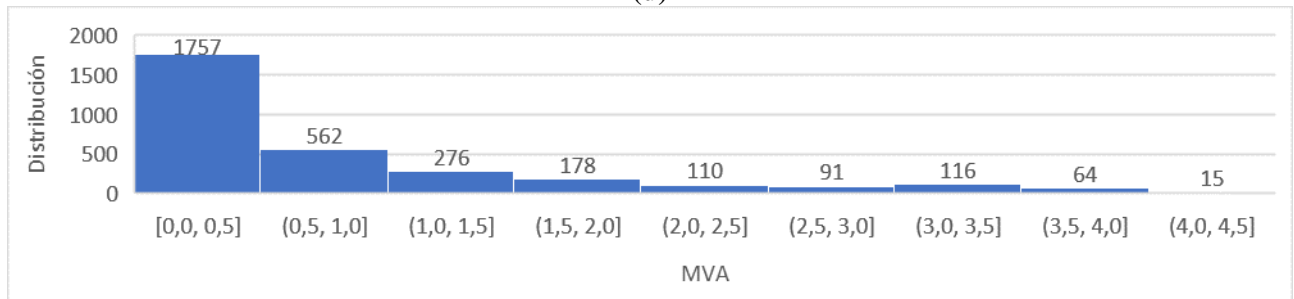
(b)



(c)



(d)



(e)

Fig. A.29: Registros de potencia en segundo alimentador área mina.

(a) Potencia aparente, (b) potencia activa, (c) potencia reactiva, (d) factor de potencia e (e) histograma de los registros de potencia aparente.

B. Resultados de simulaciones

B.1. Simulaciones en régimen estacionario (flujos de potencia)

Tabla B.1: Valores de voltaje en pu obtenidos del análisis estacionario (flujos de potencia) de las principales barras del sistema para escenarios sin generación (S/G), con generación conectada solo a la S/E principal (C/G centr.) y con generación distribuida (C/G distr.).

Área	Barra	V barra (pu)		
		S/G	C/G Centr.	C/G Distr.
Cátodos	Chancado fino	0,977	0,979	0,978
Cátodos	Chancado primario	0,981	0,983	0,981
Cátodos	S/E Principal 220 kV	1,011	1,018	1,015
Cátodos	S/E Principal 23 kV	0,996	0,998	0,996
Concentradora	Espesadores relaves	1,006	1,006	1,005
Concentradora	Chancado primario	1,002	1,002	0,994
Concentradora	Correa Overland	0,989	0,989	0,988
Concentradora	Distribución de relaves	1,004	1,004	1,001
Concentradora	S/E Principal 220 kV	1,013	1,019	1,016
Concentradora	S/E Principal 23 kV	1,007	1,007	1,007
Mina	S/E Móvil Mina #1	0,987	0,989	0,988
Mina	S/E Móvil Mina #2	0,981	0,983	0,981
Mina	S/E Móvil Mina #3	0,982	0,984	0,982
Mina	S/E Móvil Mina #4	0,979	0,981	0,980
Sistema 220 kV	S/E Derivación 220 kV	1,031	1,035	1,034

Tabla B.2: Capacidades de las líneas eléctricas en % obtenidas del análisis estacionario (flujos de potencia) para escenarios sin generación (S/G), con generación conectada solo a la S/E principal (C/G centr.) y con generación distribuida (C/G distr.).

Área	Línea	Capacidad de la línea (%)		
		S/G	C/G Centr.	C/G Distr.
Cátodos	Alimentador Área Lixiviación - Tramo 1	43,5	43,4	18,8
Cátodos	Alimentador Área Lixiviación - Tramo 2	39,3	39,2	16,0
Cátodos	Alimentador Área Lixiviación - Tramo 3	30,9	30,8	12,7
Cátodos	Alimentador Área Lixiviación - Tramo 4	3,2	3,2	29,2
Cátodos	Alimentador Área Lixiviación - Tramo 5	1,3	1,3	62,7
Cátodos	Alimentador Área Lixiviación - Tramo 6	1,3	1,3	1,3
Cátodos	Alimentador Área Lixiviación - Tramo 7	23,7	23,7	23,7
Cátodos	Alimentador Área seca - Tramo 1	67,0	66,9	67,0
Cátodos	Alimentador Área seca - Tramo 2	65,0	64,9	65,0
Cátodos	Alimentador Área seca - Tramo 3	63,0	62,9	63,0
Cátodos	Alimentador Área seca - Tramo 4	53,0	52,9	53,0
Cátodos	Alimentador Área seca - Tramo 5	43,9	43,8	43,9
Cátodos	Alimentador Área seca - Tramo 6	29,1	29,1	29,1
Cátodos	Alimentador áreas comunes - Tramo 1	15,7	15,7	43,5

Cátodos	Alimentador áreas comunes - Tramo 2	11,9	11,9	46,4
Cátodos	Alimentador áreas comunes - Tramo 3	9,0	9,0	48,7
Cátodos	Alimentador áreas comunes - Tramo 4	9,0	9,0	9,0
Cátodos	Alimentador áreas comunes - Tramo 5	8,7	8,7	8,7
Cátodos	Alimentador áreas comunes - Tramo 6	0,3	0,3	0,3
Cátodos	Alimentador Húmeda y áreas comunes - Tramo 1	41,5	41,4	38,5
Cátodos	Alimentador Húmeda y áreas comunes - Tramo 2	15,3	15,3	53,7
Concentradora	Alimentador Espesadores relaves	48,4	48,4	54,7
Concentradora	Alimentador Chancado y Overland - Tramo 1	28,1	28,1	64,7
Concentradora	Alimentador Chancado y Overland - Tramo 2	32,9	32,9	75,7
Concentradora	Alimentador Chancado y Overland - Tramo 3	14,3	14,3	79,1
Concentradora	Alimentador Distribución de relaves	5,9	5,9	63,0
Concentradora	Alimentador MSAG	44,6	44,6	44,6
Mina	Alimentador #1 Mina 23 kV - Tramo 1	36,8	36,7	36,8
Mina	Alimentador #1 Mina 23 kV - Tramo 2	26,2	26,1	26,1
Mina	Alimentador #2 Mina 23 kV - Tramo 1	33,9	33,8	33,9
Mina	Alimentador #2 Mina 23 kV - Tramo 2	17,0	17,0	17,0
Sistema 220 kV	Tramo 1	47,2	15,4	16,2
Sistema 220 kV	Tramo 2	47,6	17,0	18,0
Sistema 220 kV	Tramo 3	24,0	9,7	9,2

Tabla B.3: Pérdidas de las líneas eléctricas en kW obtenidas del análisis estacionario (flujos de potencia) para escenarios sin generación (S/G), con generación conectada solo a la S/E principal (C/G centr.) y con generación distribuida (C/G distr.).

Área	Línea	Pérdidas en la línea (kW)		
		S/G	C/G Centr.	C/G Distr.
Cátodos	Alimentador Área Lixiviación - Tramo 1	5,9	5,8	1,1
Cátodos	Alimentador Área Lixiviación - Tramo 2	0,9	0,9	0,2
Cátodos	Alimentador Área Lixiviación - Tramo 3	2,9	2,9	0,5
Cátodos	Alimentador Área Lixiviación - Tramo 4	0,1	0,1	5,5
Cátodos	Alimentador Área Lixiviación - Tramo 5	0,0	0,0	11,2
Cátodos	Alimentador Área Lixiviación - Tramo 6	0,0	0,0	0,0
Cátodos	Alimentador Área Lixiviación - Tramo 7	2,7	2,6	2,6
Cátodos	Alimentador Área seca - Tramo 1	7,2	7,2	7,2
Cátodos	Alimentador Área seca - Tramo 2	8,4	8,4	8,4
Cátodos	Alimentador Área seca - Tramo 3	17,3	17,3	17,3
Cátodos	Alimentador Área seca - Tramo 4	3,3	3,3	3,3
Cátodos	Alimentador Área seca - Tramo 5	1,8	1,8	1,8
Cátodos	Alimentador Área seca - Tramo 6	0,4	0,4	0,4
Cátodos	Alimentador áreas comunes - Tramo 1	0,4	0,4	3,5
Cátodos	Alimentador áreas comunes - Tramo 2	0,6	0,6	9,4
Cátodos	Alimentador áreas comunes - Tramo 3	0,1	0,1	3,0
Cátodos	Alimentador áreas comunes - Tramo 4	0,0	0,0	0,0
Cátodos	Alimentador áreas comunes - Tramo 5	0,2	0,2	0,2

Cátodos	Alimentador áreas comunes - Tramo 6	0,0	0,0	0,0
Cátodos	Alimentador Húmeda y áreas comunes - Tramo 1	3,9	3,9	3,3
Cátodos	Alimentador Húmeda y áreas comunes - Tramo 2	1,7	1,7	21,0
Concentradora	Alimentador Espesadores relaves	2,3	2,3	2,9
Concentradora	Alimentador Chancado y Overland - Tramo 1	0,7	0,7	3,9
Concentradora	Alimentador Chancado y Overland - Tramo 2	2,3	2,3	12,2
Concentradora	Alimentador Chancado y Overland - Tramo 3	2,6	2,6	79,6
Concentradora	Alimentador Distribución de relaves	0,9	0,9	101,2
Concentradora	Alimentador MSAG	5,1	5,1	5,1
Mina	Alimentador #1 Mina 23 kV - Tramo 1	14,3	14,2	14,3
Mina	Alimentador #1 Mina 23 kV - Tramo 2	7,6	7,6	7,6
Mina	Alimentador #2 Mina 23 kV - Tramo 1	20,1	20,0	20,1
Mina	Alimentador #2 Mina 23 kV - Tramo 2	1,8	1,8	1,8
Sistema 220 kV	Tramo 1	1215,7	123,8	137,0
Sistema 220 kV	Tramo 2	1600,0	193,9	215,9
Sistema 220 kV	Tramo 3	47,7	7,6	6,9

Tabla B.4: Capacidades de los transformadores en % obtenidas del análisis estacionario (flujos de potencia) para escenarios sin generación (S/G), con generación conectada solo a la S/E principal (C/G centr.) y con generación distribuida (C/G distr.).

Área	Transformador	Capacidad del transformador (%)		
		S/G	C/G Centr.	C/G Distr.
Cátodos	Chancado fino	22,1	22,1	22,1
Cátodos	Chancado primario	11,2	11,2	11,2
Cátodos	S/E Principal #1	79,4	31,9	30,3
Cátodos	S/E Principal #2	79,4	31,9	30,3
Concentradora	Chancado primario	13,1	13,1	13,2
Concentradora	Correa Overland	48,3	48,3	48,4
Concentradora	S/E Principal #1	48,7	15,8	18,1
Concentradora	S/E Principal #2	48,7	15,8	18,1
Mina	S/E Móvil Mina #1	13,6	13,6	13,6
Mina	S/E Móvil Mina #2	32,0	31,9	31,9
Mina	S/E Móvil Mina #3	34,4	34,3	34,4
Mina	S/E Móvil Mina #4	20,9	20,9	20,9

Tabla B.5: Pérdidas de los transformadores en kW obtenidas del análisis estacionario (flujos de potencia) para escenarios sin generación (S/G), con generación conectada solo a la S/E principal (C/G centr.) y con generación distribuida (C/G distr.).

Área	Transformador	Pérdidas del transformador (kW)		
		S/G	C/G Centr.	C/G Distr.
Cátodos	Chancado fino	10,4	10,4	10,4
Cátodos	Chancado primario	9,7	9,8	9,7
Cátodos	S/E Principal #1	232,4	154,6	152,5
Cátodos	S/E Principal #2	232,4	154,6	152,5
Concentradora	Chancado primario	10,4	10,4	10,3

Concentradora	Correa Overland	12,3	12,3	12,2
Concentradora	S/E Principal #1	211,1	137,2	132,5
Concentradora	S/E Principal #2	211,1	137,2	132,5
Mina	S/E Móvil Mina #1	24,6	24,7	24,6
Mina	S/E Móvil Mina #2	26,2	26,3	26,3
Mina	S/E Móvil Mina #3	10,6	10,7	10,6
Mina	S/E Móvil Mina #4	24,7	24,8	24,8

Tabla B.6: Potencias entregadas por los arreglos fotovoltaicos obtenidas del análisis estacionario (flujos de potencia) para escenarios sin generación (S/G), con generación conectada solo a la S/E principal (C/G centr.) y con generación distribuida (C/G distr.).

Área	Equipo	Puntos de operación					
		S/G		C/G Centr.		C/G Distr.	
		MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr
Concentradora	Chancado fino	-	-	-	-	11,20	-6,34
Concentradora	Espesadores relaves	-	-	-	-	8,00	-3,42
Concentradora	Distribución de relaves	-	-	-	-	9,60	-2,91
Concentradora	Principal Centr.	-	-	64,00	-8,48	-	-
Concentradora	Principal Distr.	-	-	-	-	35,20	-7,20
Cátodos	Principal Centr.	-	-	64,00	-4,71	-	-
Cátodos	Principal Distr.	-	-	-	-	47,20	-2,25
Cátodos	Húmeda	-	-	-	-	8,00	-0,95
Cátodos	Lixiviación	-	-	-	-	4,80	0,33
Cátodos	Áreas comunes	-	-	-	-	4,00	-1,39

B.2. Simulaciones en régimen transitorio

B.2.1 Resultados de simulaciones transitorias en planta de cátodos

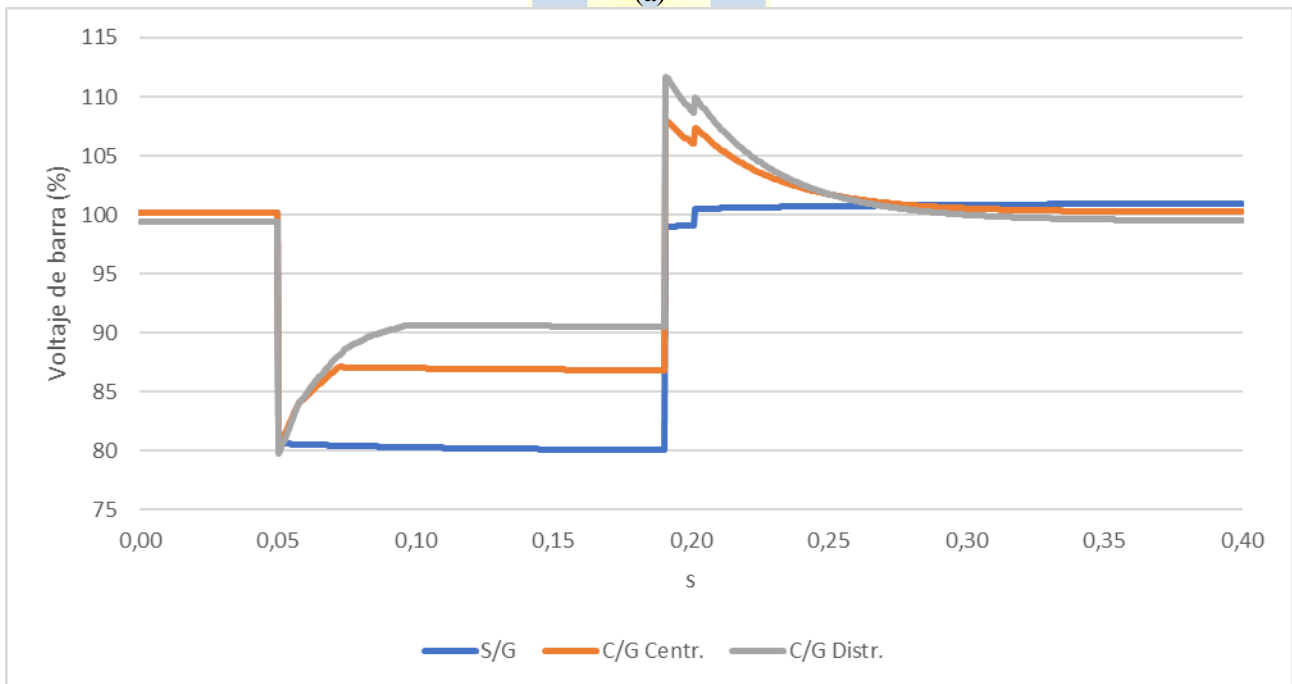
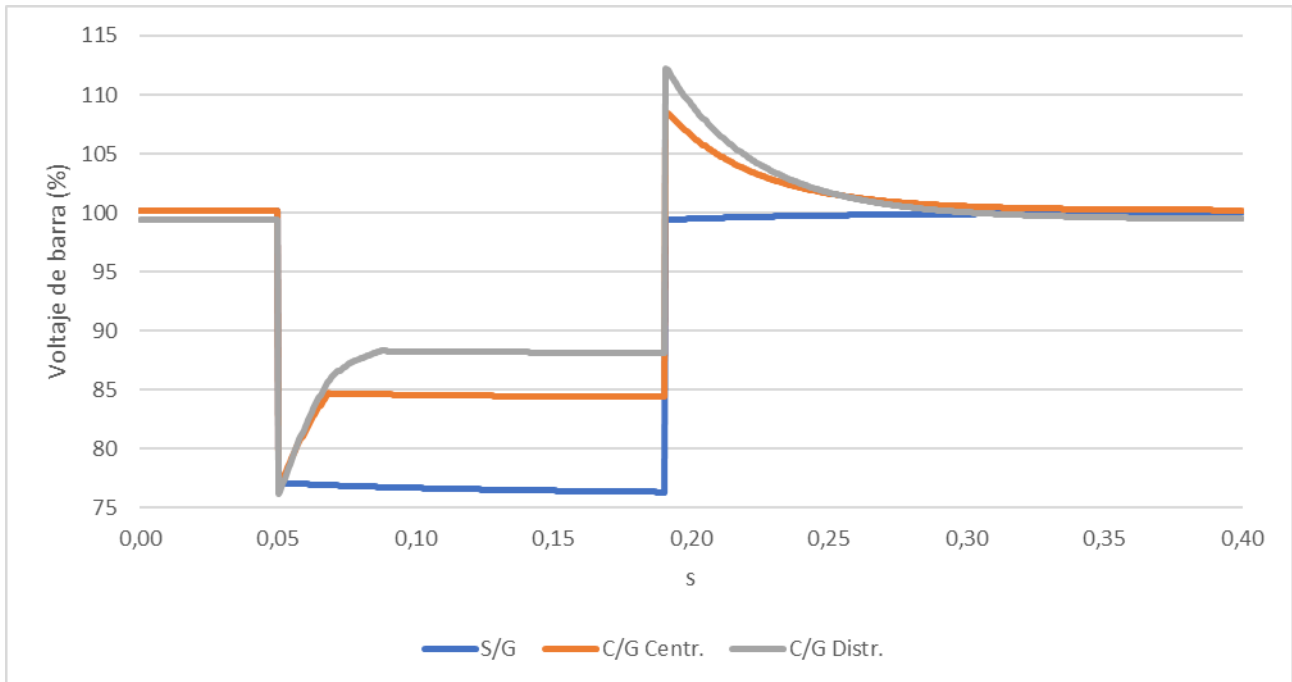
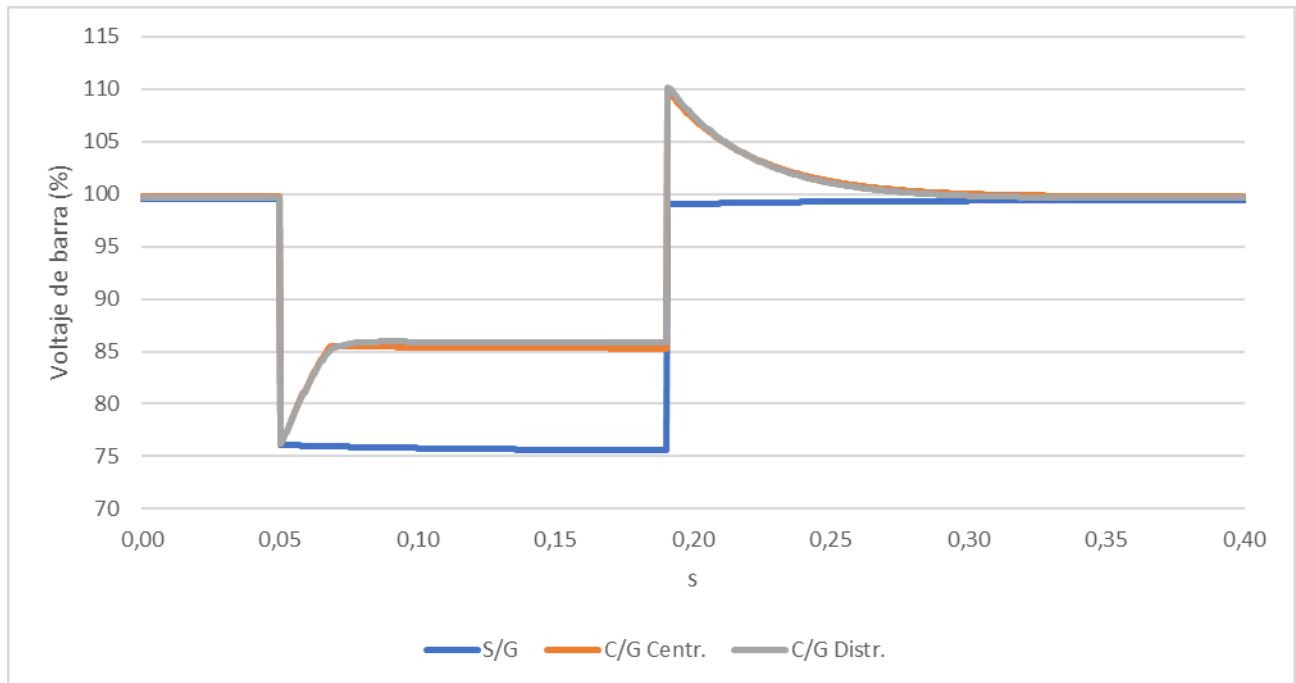
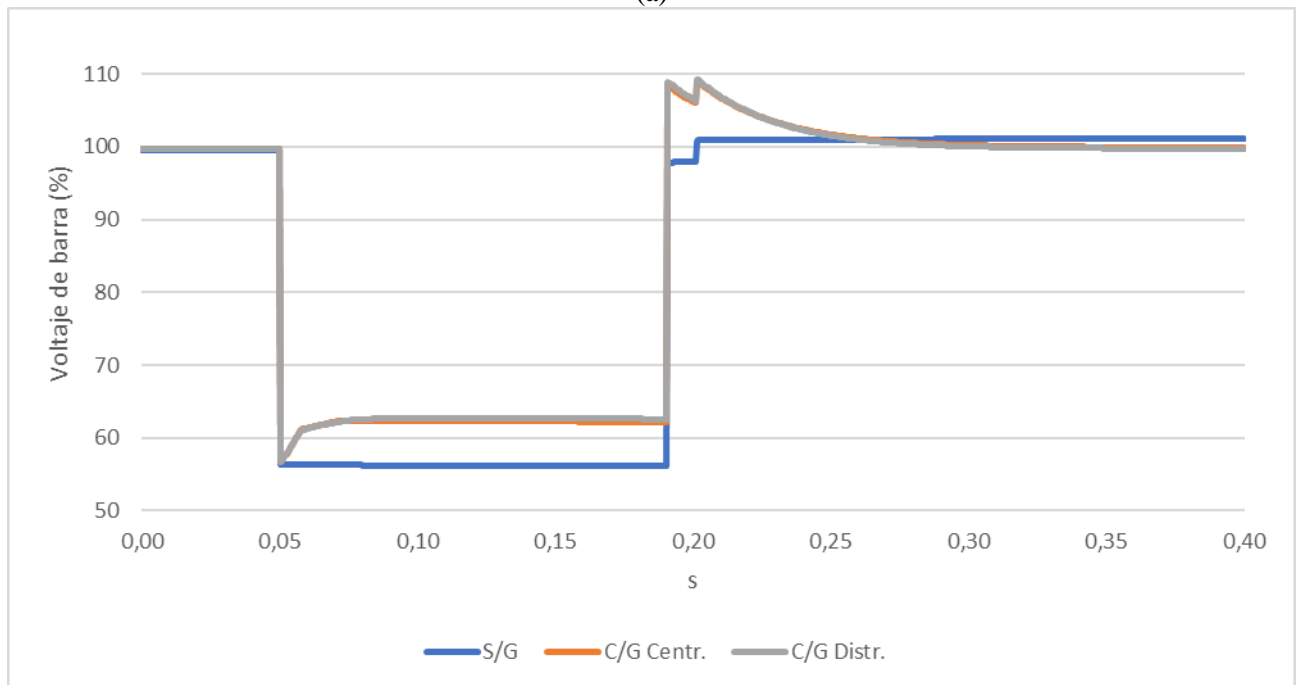


Fig. B.1: Valores de voltaje en barra 220 kV de la S/E principal durante perturbaciones para escenarios sin generación (S/G), con generación conectada solo a la S/E principal (C/G centr.) y con generación distribuida (C/G distr.).

(a) Cortocircuito trifásico externo en 220 kV y (b) cortocircuito monofásico en alimentador del área seca con su posterior despeje y desconexión no controlada de cargas.



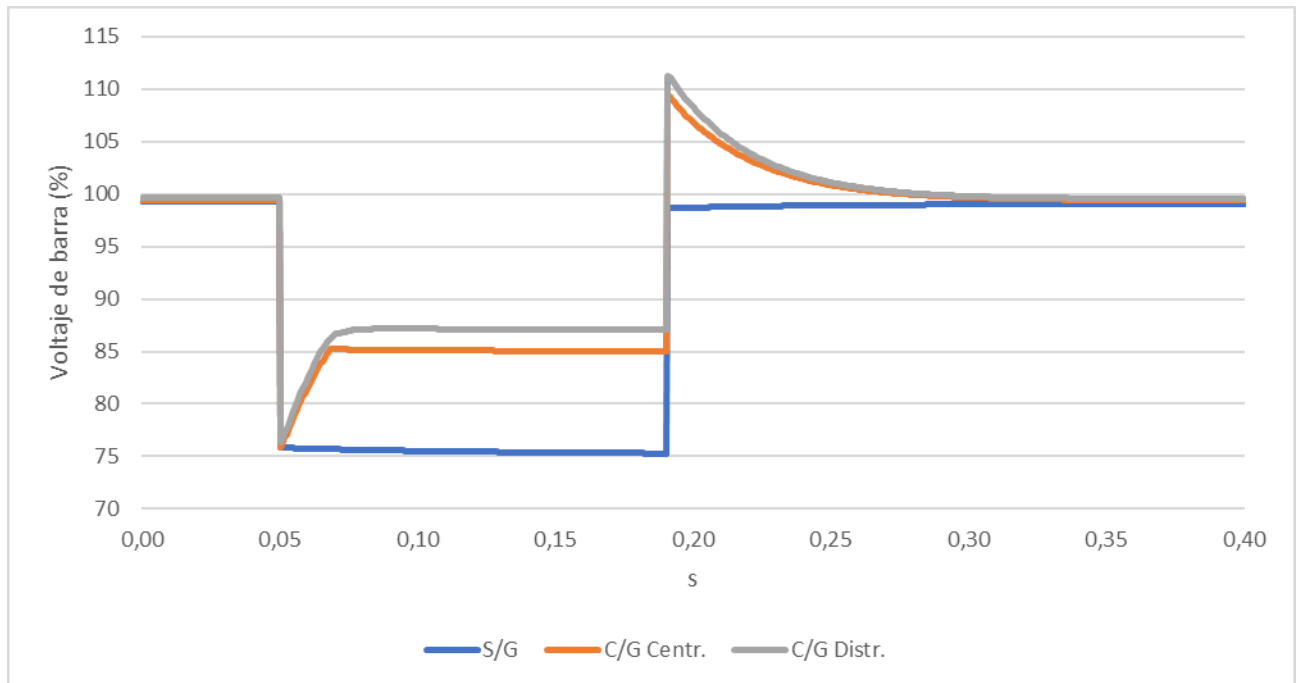
(a)



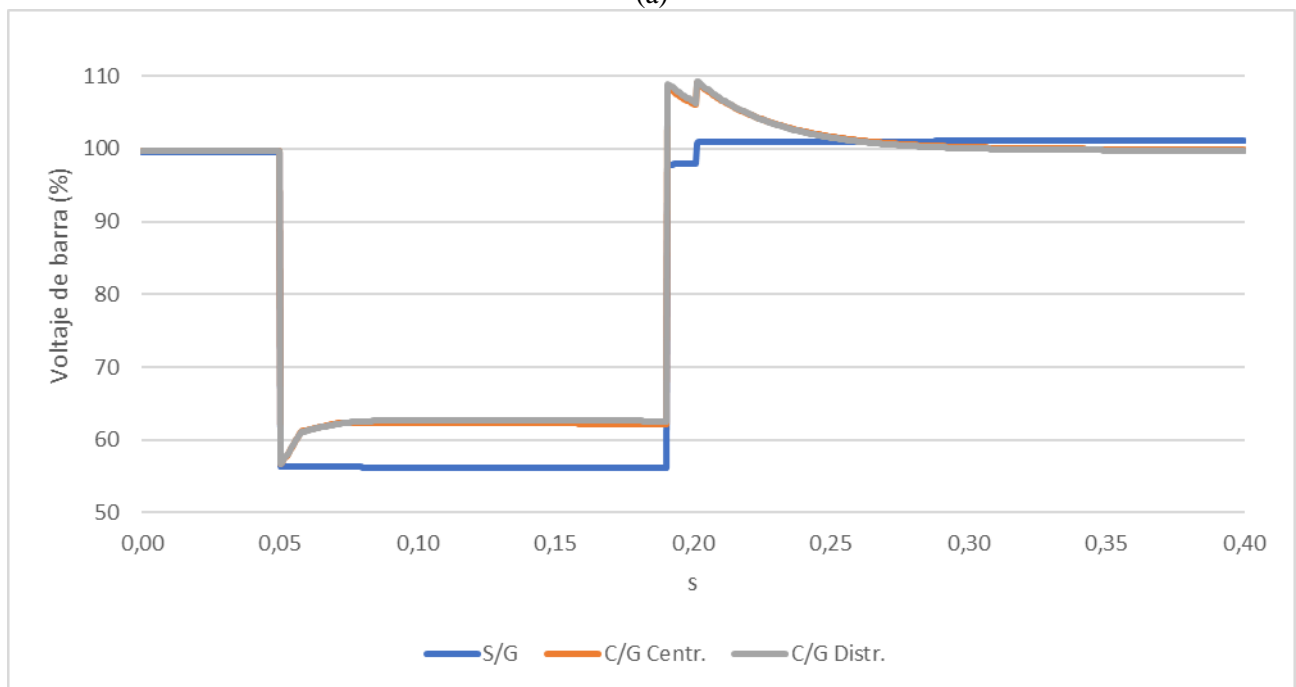
(b)

Fig. B.2: Valores de voltaje en barra 23 kV de la S/E principal durante perturbaciones para escenarios sin generación (S/G), con generación conectada solo a la S/E principal (C/G centr.) y con generación distribuida (C/G distr.).

(a) Cortocircito trifásico externo en 220 kV y **(b)** cortocircito monofásico en alimentador del área seca con su posterior despeje y desconexión no controlada de cargas.



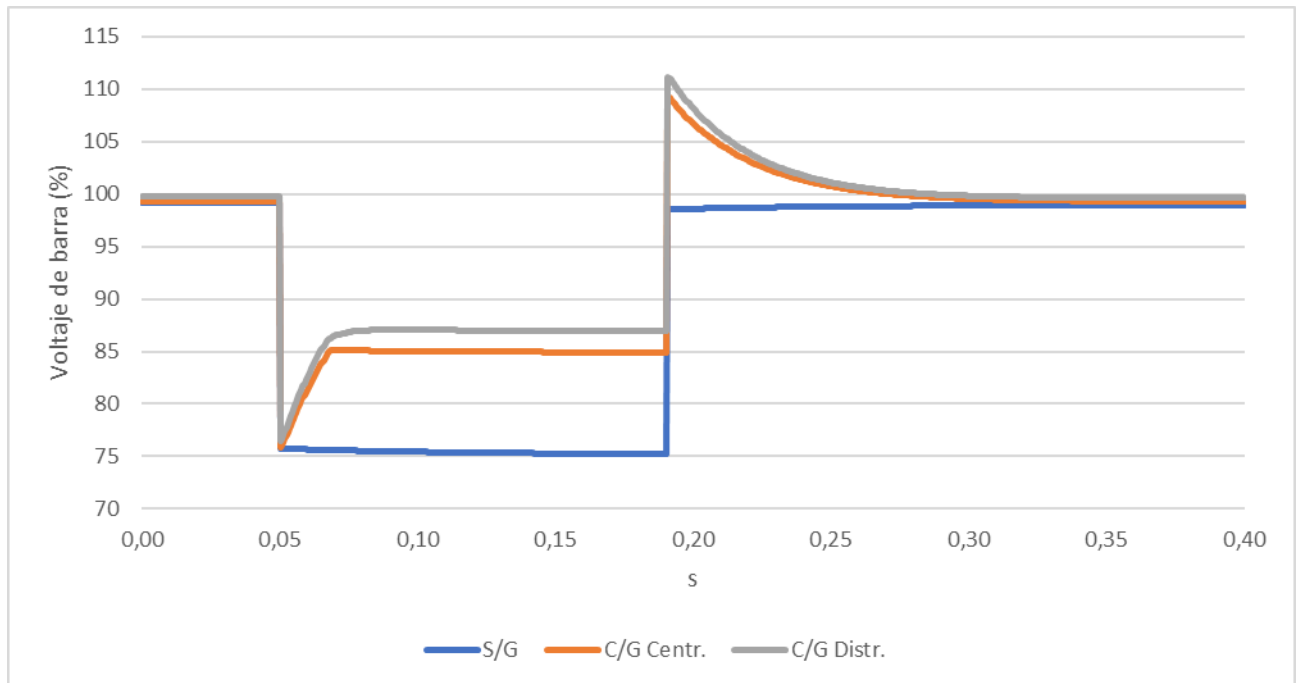
(a)



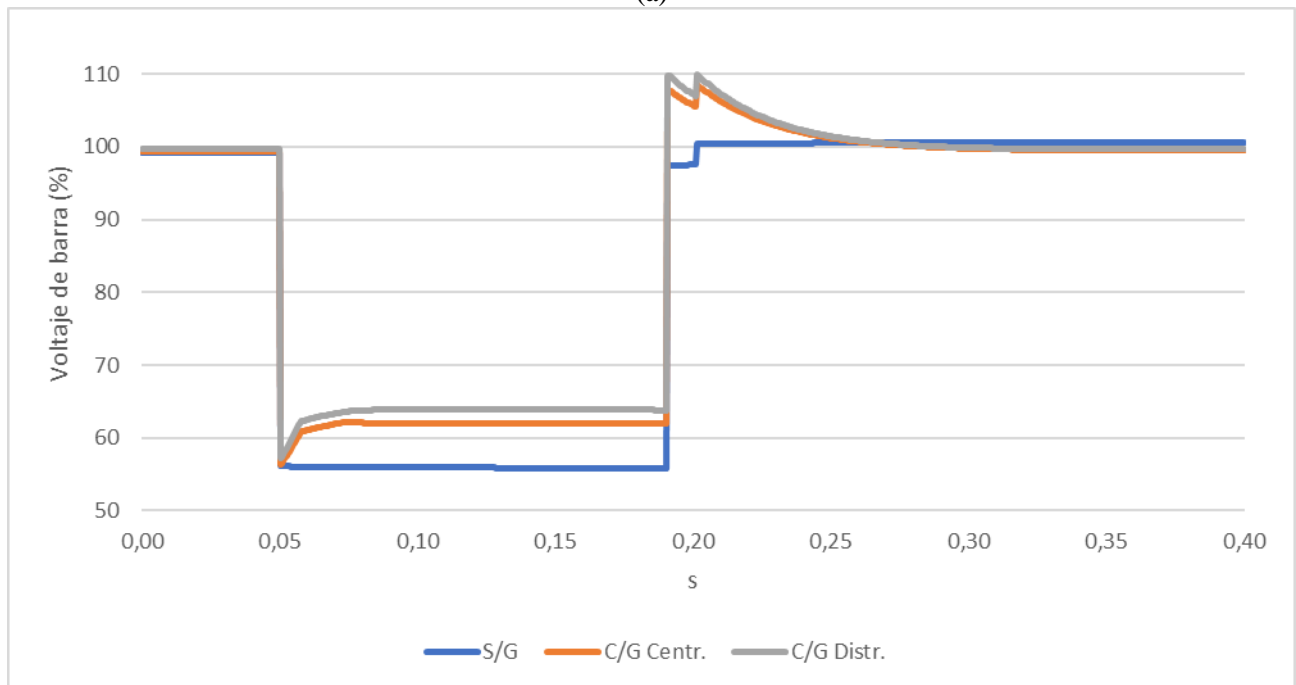
(b)

Fig. B.3: Valores de voltaje en 23 kV en punto de conexión del parque fotovoltaico en área húmeda durante perturbaciones para escenarios sin generación (S/G), con generación conectada solo a la S/E principal (C/G centr.) y con generación distribuida (C/G distr.).

(a) Cortocircuito trifásico externo en 220 kV y **(b)** cortocircuito monofásico en alimentador del área seca con su posterior despeje y desconexión no controlada de cargas.



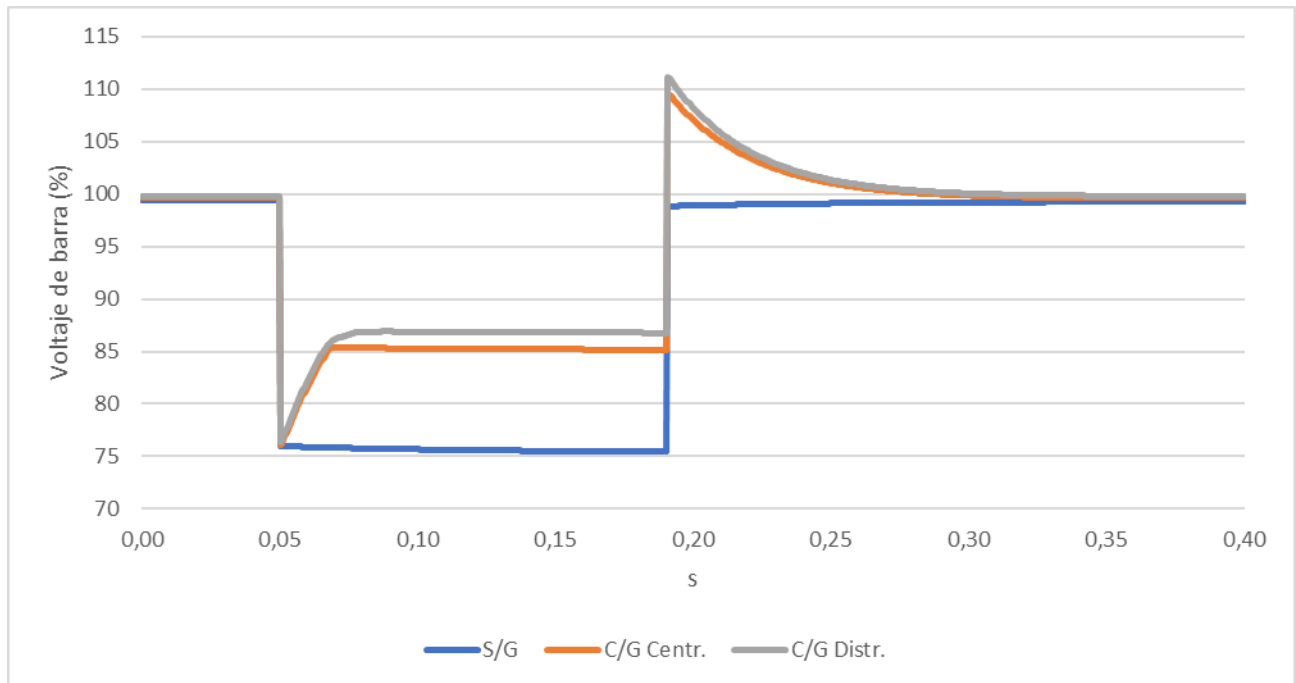
(a)



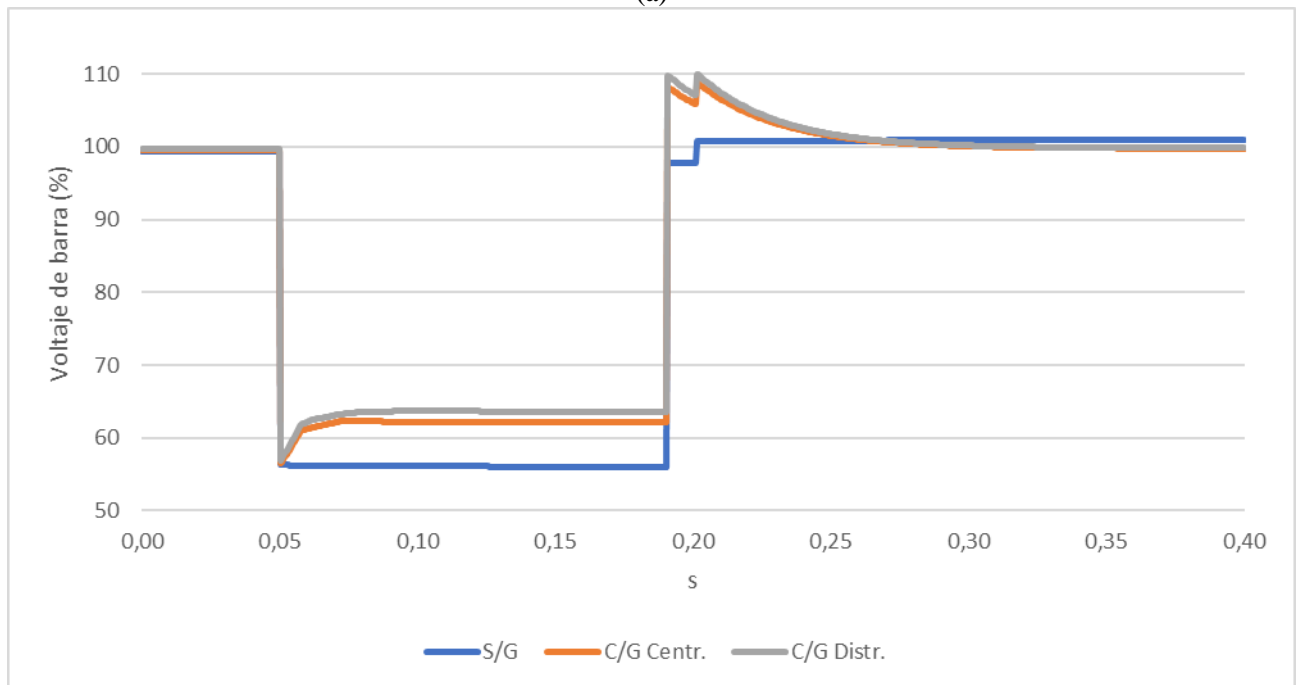
(b)

Fig. B.4: Valores de voltaje en 23 kV en punto de conexión del parque fotovoltaico en área de lixiviación durante perturbaciones para escenarios sin generación (S/G), con generación conectada solo a la S/E principal (C/G centr.) y con generación distribuida (C/G distr.).

(a) Cortocircuito trifásico externo en 220 kV y **(b)** cortocircuito monofásico en alimentador del área seca con su posterior despeje y desconexión no controlada de cargas.



(a)

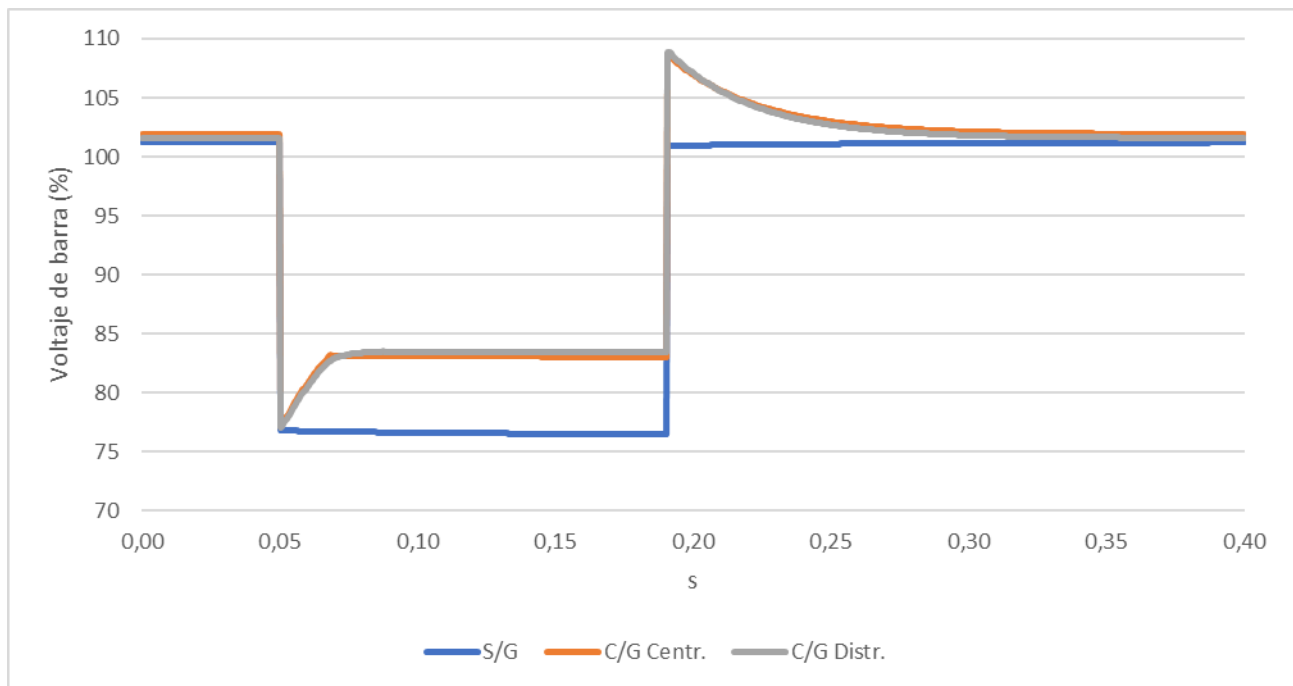


(b)

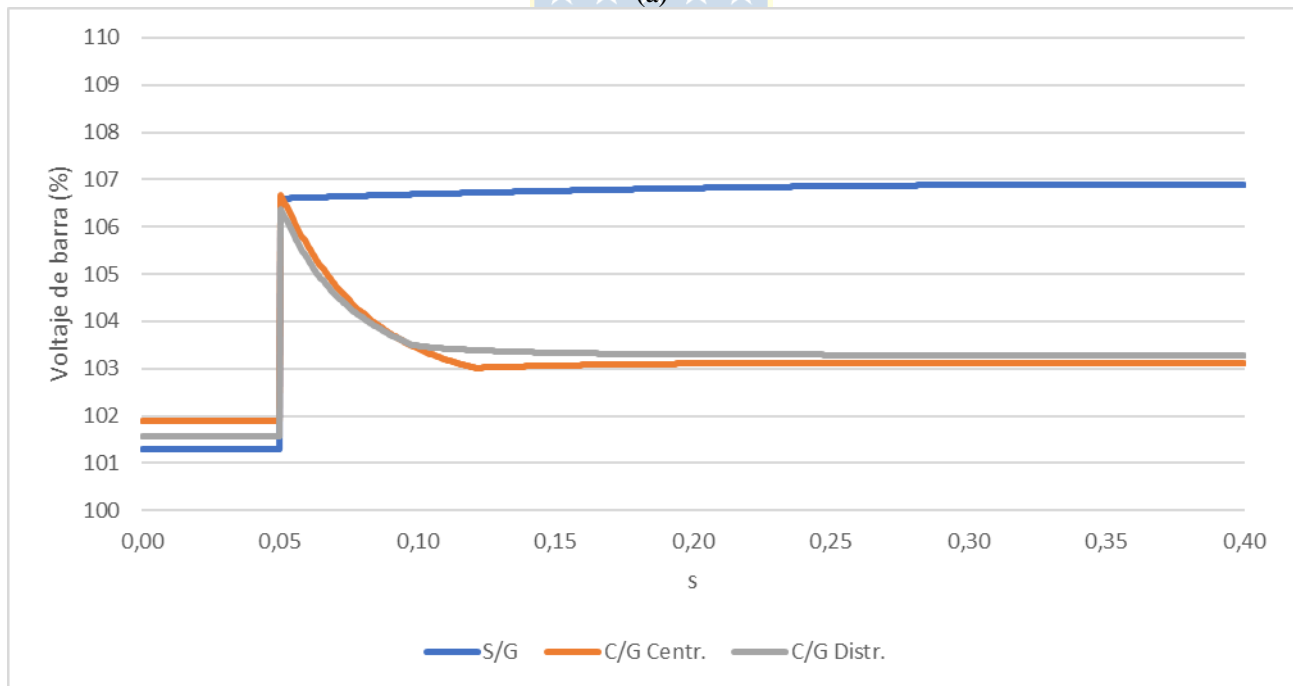
Fig. B.5: Valores de voltaje en 23 kV en punto de conexión del parque fotovoltaico en área de instalaciones comunes durante perturbaciones para escenarios sin generación (S/G), con generación conectada solo a la S/E principal (C/G centr.) y con generación distribuida (C/G distr.).

(a) Cortocircuito trifásico externo en 220 kV y **(b)** cortocircuito monofásico en alimentador del área seca con su posterior despeje y desconexión no controlada de cargas.

B.2.2 Resultados de simulaciones transitorias en planta concentradora



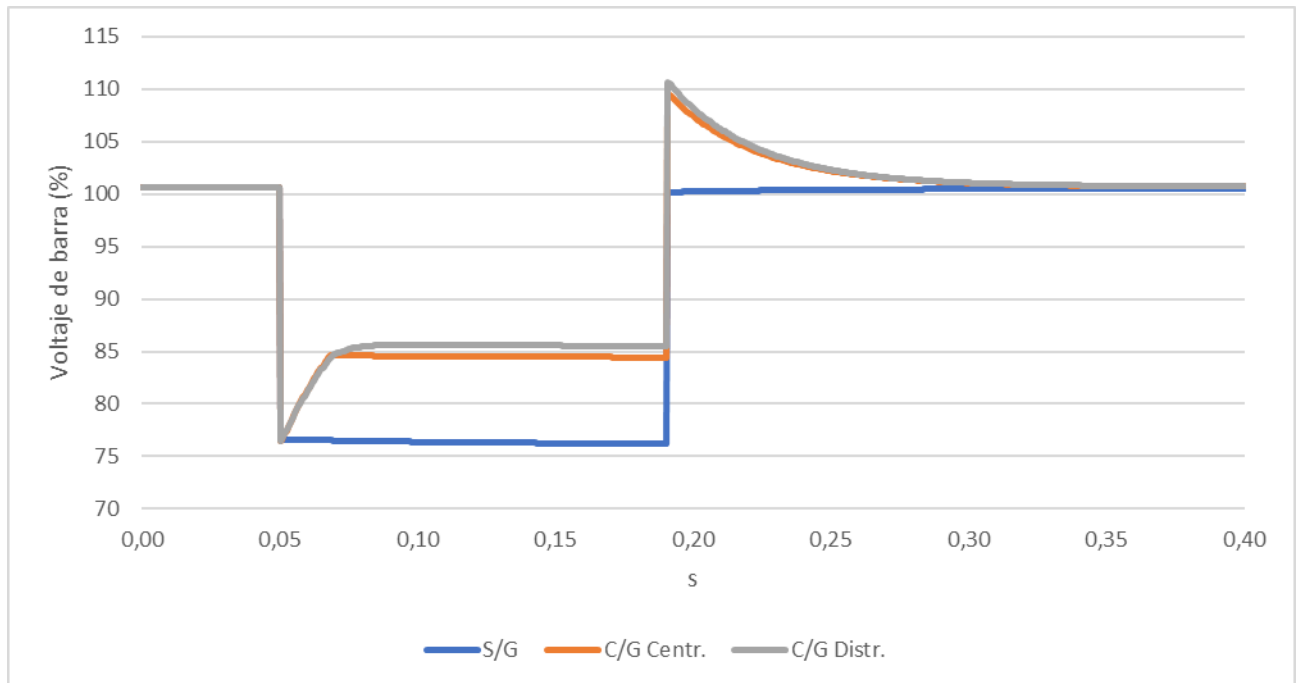
☆☆☆ (a) ☆☆☆



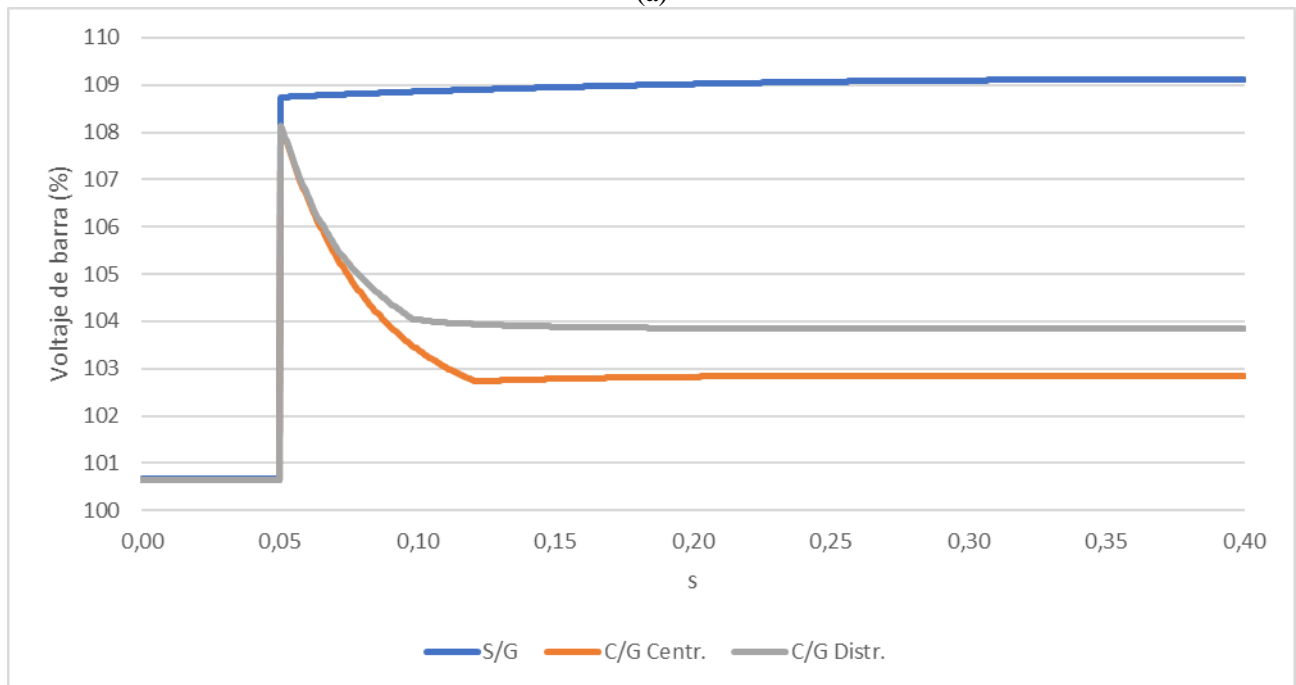
(b)

Fig. B.6: Valores de voltaje en barra 220 kV de la S/E principal durante perturbaciones para escenarios sin generación (S/G), con generación conectada solo a la S/E principal (C/G centr.) y con generación distribuida (C/G distr.).

(a) Cortocircuito trifásico externo en 220 kV y (b) desconexión no controlada de los molinos.



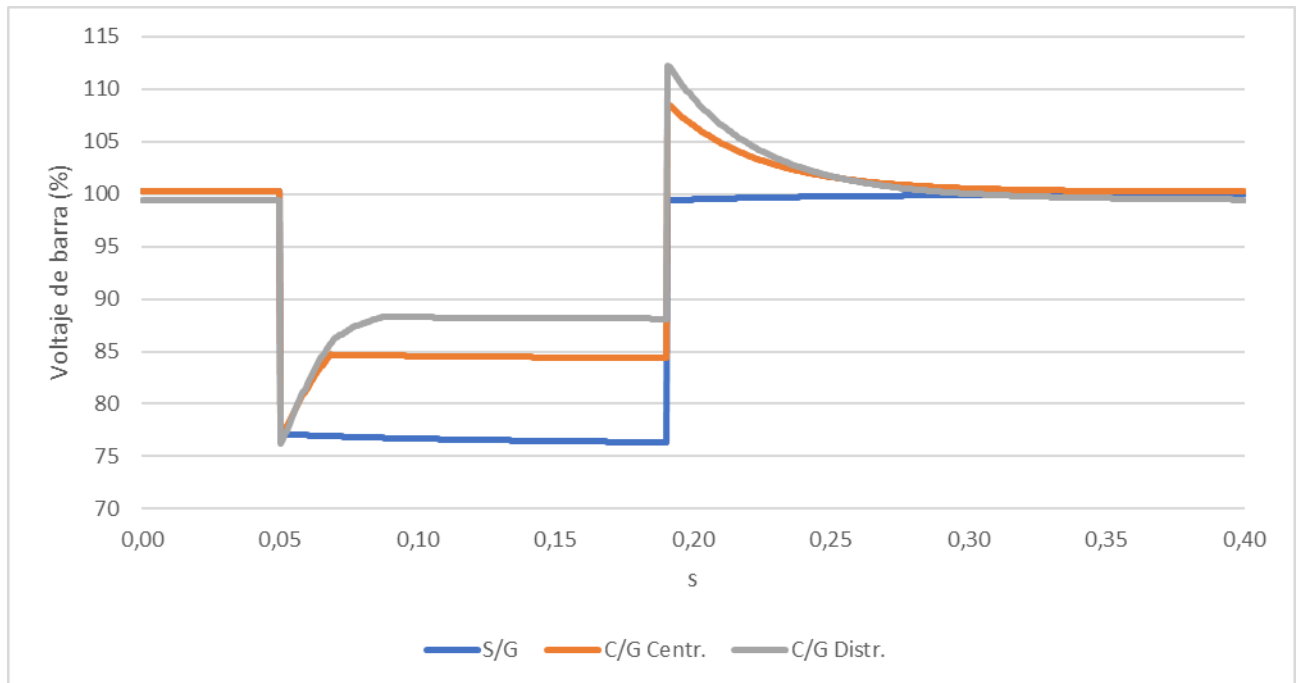
(a)



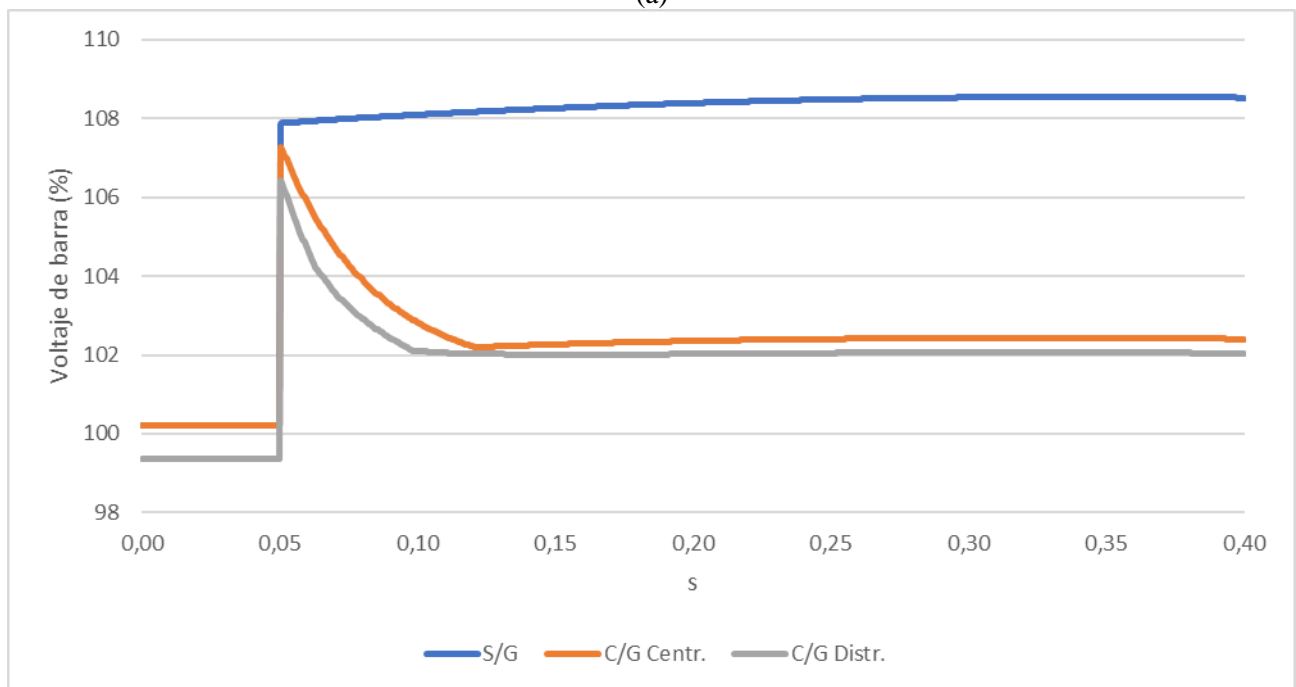
(b)

Fig. B.7: Valores de voltaje en barra 23 kV de la S/E principal durante perturbaciones para escenarios sin generación (S/G), con generación conectada solo a la S/E principal (C/G centr.) y con generación distribuida (C/G distr.).

(a) Cortocircuito trifásico externo en 220 kV y (b) desconexión no controlada de los molinos.



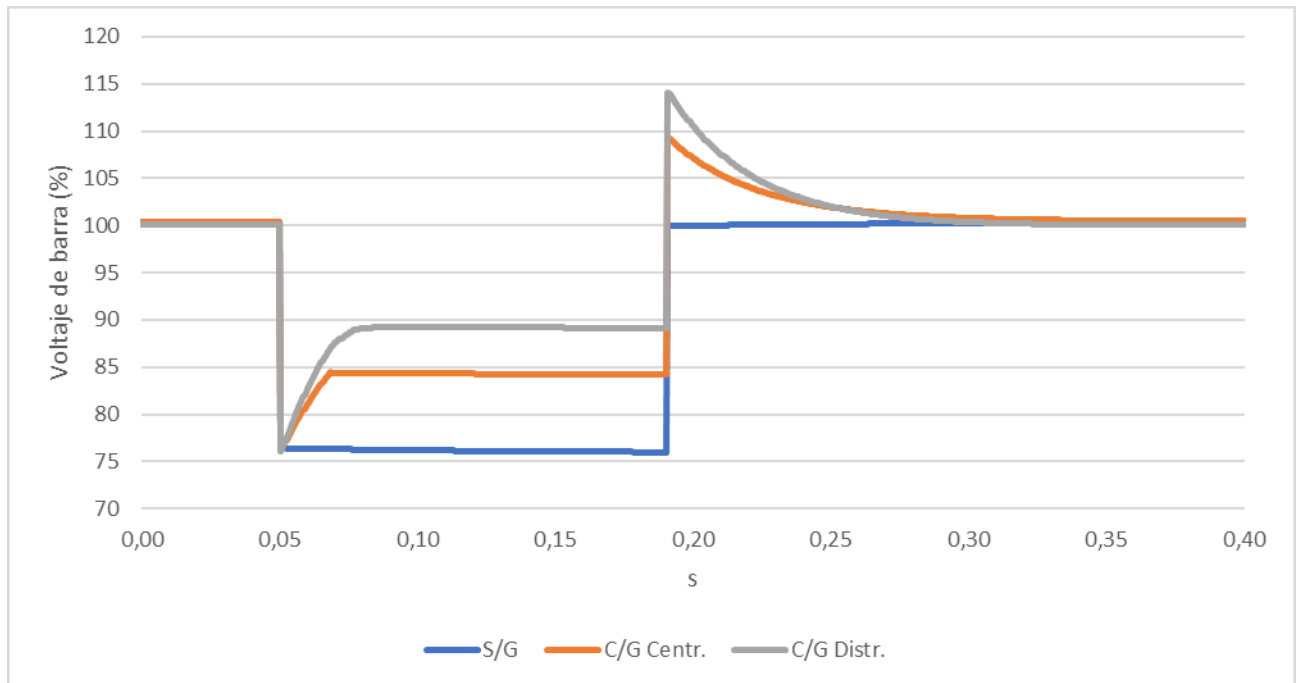
(a)



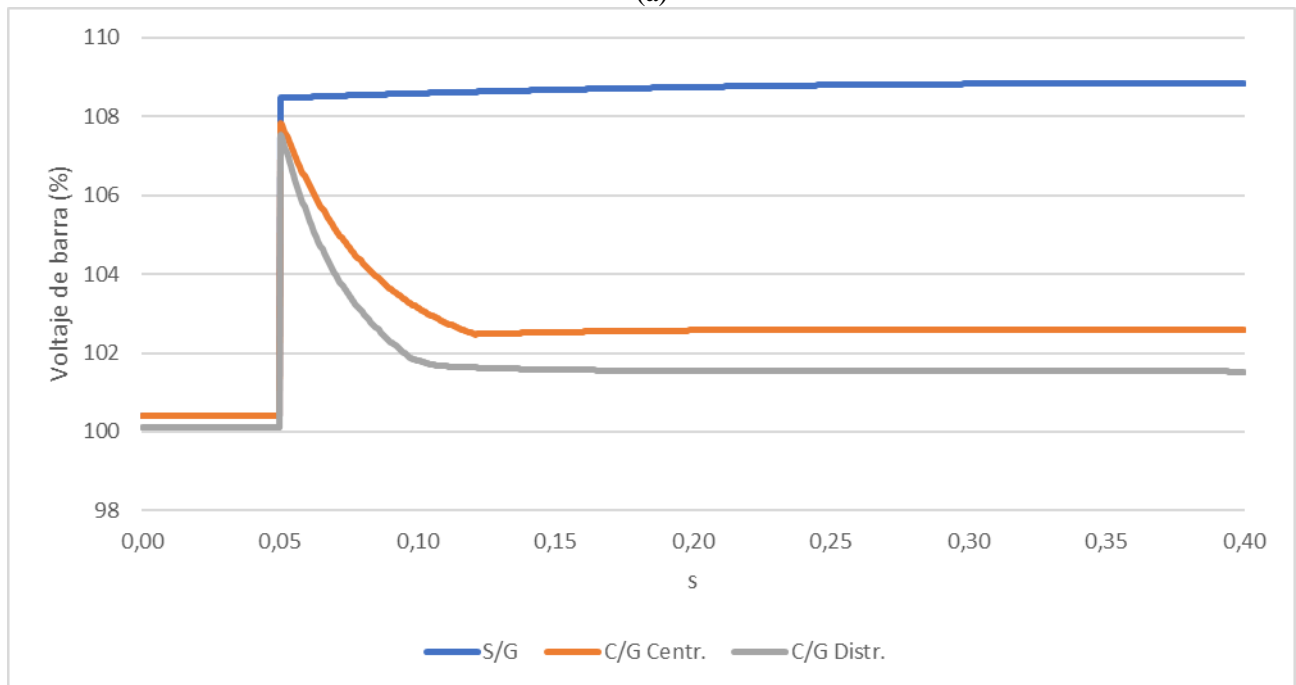
(b)

Fig. B.8: Valores de voltaje en 23 kV en punto de conexión del parque fotovoltaico en área de chancado comunes durante perturbaciones para escenarios sin generación (S/G), con generación conectada solo a la S/E principal (C/G centr.) y con generación distribuida (C/G distr.).

(a) Cortocircuito trifásico externo en 220 kV y (b) desconexión no controlada de los molinos.



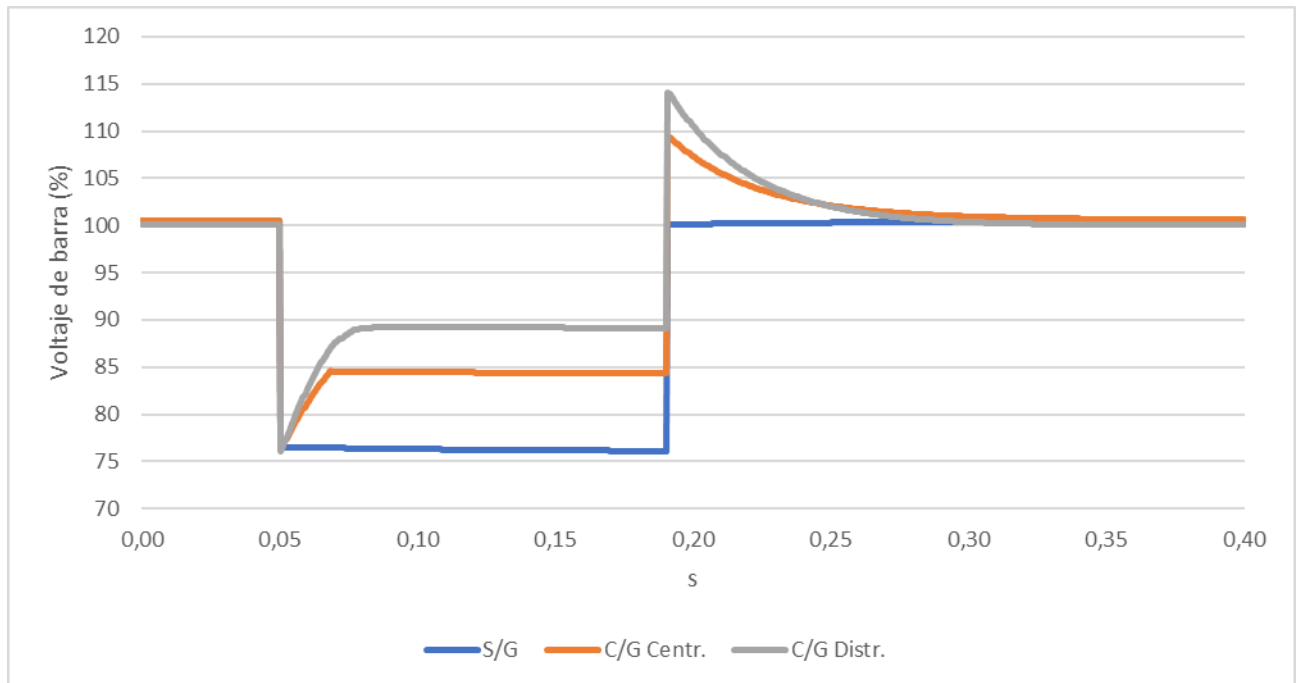
(a)



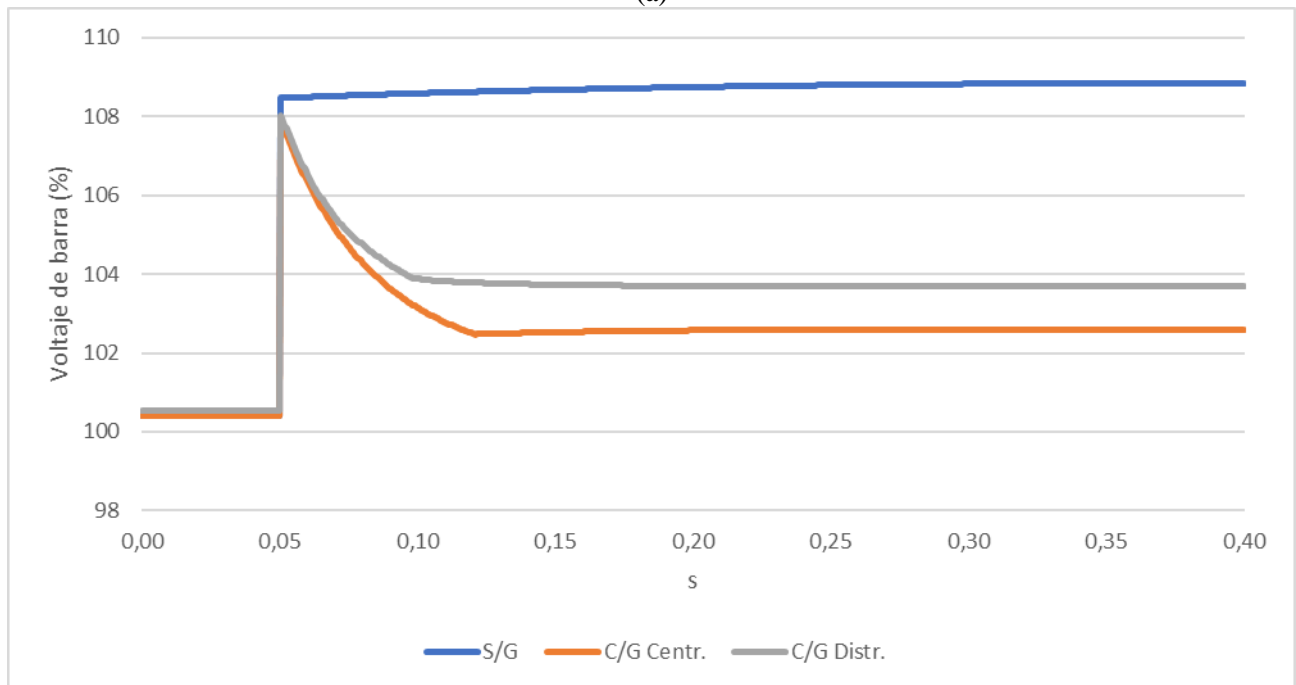
(b)

Fig. B.9: Valores de voltaje en 23 kV en punto de conexión del parque fotovoltaico en área de distribución de relaves durante perturbaciones para escenarios sin generación (S/G), con generación conectada solo a la S/E principal (C/G centr.) y con generación distribuida (C/G distr.).

(a) Cortocircuito trifásico externo en 220 kV y (b) desconexión no controlada de los molinos.



(a)



(b)

Fig. B.10: Valores de voltaje en 23 kV en punto de conexión del parque fotovoltaico en área de espesadores de relaves durante perturbaciones para escenarios sin generación (S/G), con generación conectada solo a la S/E principal (C/G centr.) y con generación distribuida (C/G distr.).

(a) Cortocircuito trifásico externo en 220 kV y (b) desconexión no controlada de los molinos.