

Universidad Nacional de Ingeniería
Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica



TRABAJO DE SUFICIENCIA PROFESIONAL
Modernización del Sistema de Excitación y Protección en
motores síncronos de 3000 Hp y 9000 Hp; 6.9kV, para la
compañía minera Southern Perú – Cuacone.

Para obtener el Título Profesional de Ingeniero electricista

Elaborado por

Manuel Iván Tovar Ortiz

 [0009-0003-3198-484X](https://orcid.org/0009-0003-3198-484X)

Asesor

MSc. Ing. Luis Rojas Miranda

 [0009-0002-2366-8137](https://orcid.org/0009-0002-2366-8137)

LIMA – PERÚ

2024

Citar/How to cite	Tovar Ortiz [1]
Referencia/Reference	[1] M. Tovar Ortiz, “ <i>Modernización del Sistema de Excitación y Protección en motores síncronos de 3000 Hp y 9000 Hp; 6.9kV, para la compañía minera Southern Perú – Cujone</i> ” [Trabajo de Suficiencia Profesional]. Lima (Perú): Universidad Nacional de Ingeniería, 2024.
Estilo/Style: IEEE (2020)	

Citar/How to cite	(Tovar, 2022)
Referencia/Reference	Tovar, M. (2024). <i>Modernización del Sistema de Excitación y Protección en motores síncronos de 3000 Hp y 9000 Hp; 6.9kV, para la compañía minera Southern Perú – Cujone</i> . [Trabajo de Suficiencia, Universidad Nacional de Ingeniería]. Repositorio institucional Cybertesis UNI.
Estilo/Style: APA (7ma ed.)	

Dedicatoria

A Luis E. Tovar Villegas.

Agradecimientos

A mis Padres y a Dios.

Resumen

El sistema de excitación y protección de los motores que accionan los molinos de la etapa de Molienda, ubicados en la planta concentradora de la mina Cuajone, tenían mucho tiempo de antigüedad y requerían un proyecto de mejora y modernización con la finalidad de mejorar la calidad y confiabilidad de la operación del proceso minero.

Luego de una evaluación técnica y económica se opta por reemplazar los sistemas de excitación de los motores, así como los respectivos tableros de maniobra y protección para motores síncronos de 3000 Hp y 9000 Hp.

Para ello se realizó la selección de los equipos, su integración al sistema de la mina y una adecuada configuración, para lograr los objetivos del proyecto.

De esta manera se tendrá una operación con mayor seguridad y eficiencia en el funcionamiento de los motores.

Palabras clave – Motores síncronos, Sistema de excitación, Relés de protección, interruptores, corriente de cortocircuito, arranque de motores, Factor de potencia

Abstract

The excitation and protection system of motors that drive the mills of the Grinding stage, located in the concentrator plant of the Cuajone mine, were very old and required an improvement and modernization project in order to improve quality and reliability of the operation of the mining process.

After a technical and economic evaluation, it was decided to replace the motor excitation systems, as well as the respective control and protection switchgears for 3000 Hp and 9000 Hp synchronous motors.

For this, the selection of the equipment was carried out, its integration into the mine system and an adequate configuration, to achieve the project objectives.

In this way there will be an operation with greater safety and efficiency in the operation of the engines.

Keywords – Synchronous motors, Excitation system, Protection relays, switches, Short circuit current, Motor starting, Power factor.

Tabla de Contenido

	Pag.
Resumen	v
Abstract	vi
Introducción	xvii
Capítulo I. Parte introductoria del trabajo	1
1.1 Generalidades	1
1.2 Descripción del problema de investigación	1
1.2.1 Variables	2
1.2.2 Metodología	2
1.3 Objetivos del estudio	3
1.3.1 Objetivo general	3
1.3.2 Objetivos específicos	4
1.4 Antecedentes investigativos	4
Capítulo II. Marco teórico y conceptual	12
2.1 Marco teórico	12
2.1.1 Sistema de Protección	12
2.1.2 Sistema de Excitación	13
2.1.3 Máquina Síncrona	14
2.2 Marco conceptual	35
2.2.1 Arranque del motor síncrono	35
2.2.2 Tipos de Excitación en el motor síncrono	41
2.2.3 Métodos de Arranque de motores	44
Capítulo III. Desarrollo del trabajo de investigación	48
3.1 Memoria Descriptiva del proyecto	48
3.1.1 Ubicación	48
3.1.2 Condiciones de sitio (Climáticas y atmosféricas)	48
3.1.3 Sistema eléctrico de Cuajone	49

3.1.4	Características de los Equipos.	52
3.2	Análisis y Cálculos justificativos.....	65
3.2.1	Suministro de energía eléctrica para los motores síncronos – Características del sistema eléctrico de Cuajone.	65
3.2.2	Estudio de Arranque y operación de los motores.	66
3.2.3	Sistema de Protección de motores.....	92
3.2.4	Calculos de Cortocircuito.....	127
3.2.5	Selección de Tableros de MT.....	137
3.2.6	Selección de Interruptores.....	153
Capítulo IV.	Análisis y discusión de resultados.....	162
4.1	Análisis de Arranque de los motores	162
4.1.1	Parámetros del motor de 9000 Hp:.....	162
4.1.2	Arranque del motor de 9000 Hp.	165
4.1.3	Parámetros del motor de 3000 Hp.....	169
4.1.4	Arranque del motor de 3000 Hp.	171
4.2	Resumen de ajustes de los Reles de protección.....	173
4.2.1	Cuadro Resumen de ajustes relé 469, Motor 9000 Hp.	173
4.2.2	Cuadro Resumen de ajustes relé 469, Motor 3000 Hp.	174
4.2.3	Curvas de protección Tiempo – Corriente de sobrecarga rele 469.	175
4.2.4	Cuadro Resumen de ajustes relé SPM: Motor 3000 Hp.	177
4.2.5	Cuadro Resumen de Settings ESP1.....	178
4.2.6	Descargadores de tensión o Pararrayos.	178
4.3	Resultados de corrientes de Cortocircuito en barras de 6.9 kV.....	181
4.3.1	Cortocircuito Máximo (½ ciclo).	181
4.3.2	Cortocircuito transitorio (1.5 – 4 ciclos).....	182
4.3.3	Cortocircuito permanente (30 ciclos).	184
4.3.4	Corrientes de cortocircuito en terminales de los motores	185

4.3.5	Resumen de corrientes de Cortocircuito para dimensionamiento de interruptores de alimentación.....	186
4.4	Factor de Potencia de la red.....	187
4.5	Especificaciones Técnicas.....	189
4.5.1	Especificaciones Técnicas de equipos suministrados.....	189
4.5.2	Especificaciones técnicas de montaje tablero de MT.	193
4.6	Lista de Partidas - trabajos en campo.....	196
4.6.1	Motores 3000 Hp.....	196
4.6.2	Motores 9000 Hp.....	197
4.7	Presupuestos.....	198
4.7.1	Presupuesto del Proyecto.	198
4.7.2	Presupuestos y Metrados.....	199
	Conclusiones	200
	Recomendaciones	202
	Referencias bibliográficas.....	203
	Anexos	204

Lista de Tablas

Tabla 1	Niveles críticos de tensión durante el arranque de un motor.	68
Tabla 2	Porcentaje de torque de motores síncronos según su potencia y velocidad	70
Tabla 3	Valores de inercia de carga máximos WK^2 para motores síncronos.	71
Tabla 4	Nivel BIL para Switchgears, Circuit breakers.	116
Tabla 5	Voltajes Nominales y Maximos típicos de operación.	117
Tabla 6	Factores para determinar el sobre voltaje.	119
Tabla 7	Voltajes típicos para descargadores de oxido metálico en sistemas de distribucion.	122
Tabla 8	Características de descargadores clase estación e intermedio.	125
Tabla 9	Características de descargadores clase distribucion	126
Tabla 10	Estandares aplicables para tableros y aparatos de MT.	139
Tabla 11	Corrientes y voltajes de operación el Interruptor de MT.	143
Tabla 12	Cargas de CA de operación del Interruptor de MT.	144
Tabla 13	Clases de Precisión de los Transformadores de Corriente de switchgears.	151
Tabla 14	Características nominales para el Interruptor de MT según ANSI C37. 06-2000.	157
Tabla 15	Factores corrección según ANSI C37.20.2	161
Tabla 16	Ajustes de proteccion rele 469, Motor 9000 Hp.	173
Tabla 17	Ajustes de proteccion rele 469, Motor 3000 Hp.	174
Tabla 18	Ajustes de protección relé SPM, Motor 3000 Hp.	177
Tabla 19	Ajustes de protección ESP1, Motor 9000 Hp.	178
Tabla 20	Características de protección, descargadores Tranquell.	179
Tabla 21	Características de físicas, descargadores Tranquell.	179

Tabla 22	Sobre voltajes línea a tierra en maniobra de interruptor con corriente de descarga 200A.....	180
Tabla 23	Características del descargador 200A.	180
Tabla 24	Resultados de las mediciones de las potencias Activa, Reactiva y Factor de Potencia en la red de Cuajone.	188
Tabla 25	Especificaciones Técnicas – Tablero de MT.	189
Tabla 26	Especificaciones Técnicas – Interruptor de MT.	191
Tabla 27	Especificaciones Técnicas – panel de Excitación CR7069-A3.	191
Tabla 28	Especificaciones Técnicas – panel de Excitación ESP1.	192
Tabla 29	Especificaciones Técnicas – panel Motor Var Control.	192
Tabla 30	Disipación térmica de los tableros de MT	195
Tabla 31	Disipación térmica de los tableros de MT(Instrumentos).	195
Tabla 32	Lista de Partidas, trabajos en Motor 3000 Hp.	196
Tabla 33	Lista de Partidas, trabajos en Motor 9000 Hp	197
Tabla 34	Presupuesto del Proyect (Precios Referenciales).	198
Tabla 35	Presupuesto y Metrados del Proyecto (Precios Referenciales).	199

Lista de Figuras

Figura 1	Rotor de (a) polos salientes y (b) rotor de polos lisos.	15
Figura 2	Esquema de excitación con anillos colectores y escobillas.	17
Figura 3	Esquema de excitación sin escobillas.	17
Figura 4	Esquema de generador síncrono sin carga o en vacío ($E_{A_{max}}$ y B_R tienen la misma dirección)	18
Figura 5	Polos del rotor N alineados con los polos S del estator del generador síncrono en vacío.	19
Figura 6	Polos del rotor N adelantan los polos S del estator del generador síncrono	20
Figura 7	Diagrama del generador síncrono con carga (en este caso inductiva).	21
Figura 8	Circuito equivalente del generador síncrono.	22
Figura 9	Generador síncrono con factor de potencia unitario	22
Figura 10	Generador síncrono con factor de potencia (a) en retraso y (b) en adelanto	23
Figura 11	Generador síncrono sin considerar la resistencia R del inducido.	23
Figura 12	Efecto de incremento de carga en el Generador síncrono a factor de potencia (f_{dp}) constante (a) f_{dp} en retraso, (b) f_{dp} unitario, (c) f_{dp} en adelanto	25
Figura 13	Motor síncrono con los campos B_R , B_s y el torque inducido T_{ind}	27
Figura 14	Motor síncrono en vacío.	27
Figura 15	Motor síncrono con carga.	28
Figura 16	Circuito equivalente del motor síncrono.	29
Figura 17	Diagrama fasorial de una máquina síncrona funcionando como (a) generador y (b) motor.	30
Figura 18	Diagrama fasorial de un motor que opera con (a) f_{dp} en adelanto, (b) efecto del incremento de carga.	31

Figura 19	Diagrama fasorial de un motor que opera con (a) fdp en retraso, (b) efecto del incremento de la corriente de campo I_F	32
Figura 20	Motor síncrono (a) Subexcitado y (b) Sobreexcitado.	32
Figura 21	Curvas "V" del motor síncrono.	33
Figura 22	Condensador síncrono.	34
Figura 23	Curva "V" de un condensador síncrono	35
Figura 24	Esquema de los campos B_s , B_R y rotor del motor síncrono.	36
Figura 25	Polo del campo de un rotor de un motor síncrono mostrando los devanados de amortiguamiento	37
Figura 26	Rotor con devanados amortiguadores y barras de cortocircuito.	38
Figura 27	Excitación con fuente CA estacionaria	42
Figura 28	Excitación Rotativa.	43
Figura 29	Curva Torque, Corriente del arranque a tensión plena	44
Figura 30	Esquema eléctrico de arranque a tensión plena.	44
Figura 31	Curva Torque, Corriente del arranque a tensión reducida.	45
Figura 32	Arranque por Reactor.	45
Figura 33	Arranque por Resistencias	46
Figura 34	Arranque por Autotransformador	46
Figura 35	Ubicación Geográfica. SE Botiflaca, Planta concentradora, Cuarto eléctrico Norte - Sur.	49
Figura 36	Diagrama unifilar SE Botiflaca.	50
Figura 37	Diagrama unifilar 6.9 kV, Concentradora Cuajone.	51
Figura 38	Motores y molinos de 9000 Hp.	54
Figura 39	Distribución de tableros de MT en cuarto eléctrico de la Concentradora... ..	56
Figura 40	Tableros nuevos instalados.....	57
Figura 41	Interruptor de vacío de MT tipo extraíble.	58
Figura 42	Paneles de Excitación ESP nuevos, para motores 9000Hp.	60
Figura 43	Paneles de excitación nuevos CR7069 para motores 3000 Hp.	60

Figura 44	Panel Motor Var control.	61
Figura 45	Curva típica de Torque – Velocidad	69
Figura 46	Torque de carga típica	70
Figura 47	Curva típica de Torque de Aceleración:	73
Figura 48	Áreas generales de operación de los MS y MI:	74
Figura 49	Impacto de la variación del voltaje en las características de un motor:	76
Figura 50	Curva de eficiencia de motores	78
Figura 51	Onda de corte de corriente de 1 A y 5 A, para contactor e interruptor respectivamente.	81
Figura 52	Onda de transiente de voltaje a 1 A y 5 A, para contactor e interruptor respectivamente.	81
Figura 53	Diagrama excitatriz del motor de 9000 Hp.	84
Figura 54	Vista de la excitatriz del motor de 9000 Hp montada sobre eje.	84
Figura 55	Relación angular típica entre la corriente de campo y el flujo magnético durante el arranque.	87
Figura 56	Posición aproximada del estator para el Flujo máximo y Torque máximo.	87
Figura 57	Relación angular entre la corriente de campo y el flujo en “pull in”.	89
Figura 58	Funciones de Protección de motores síncronos según ANSI.	93
Figura 59	Curvas típicas tiempo – corriente y Límites térmicos	95
Figura 60	Curvas de Sobrecarga estándar del relé 469.	96
Figura 61	Entradas de RTD en el relé 469.	99
Figura 62	Entradas de señales de corriente en el relé 469(a).	101
Figura 63	Conexión para Corriente Residual en el relé 469.	102
Figura 64	Conexión para Secuencia cero (con Ground CT) en el relé 469.	103
Figura 65	Método Núcleo balanceado (03 TC’s) en el relé 469.	104
Figura 66	Método Suma de corrientes (06 TC’s) en el relé 469.	105
Figura 67	Proteccion de Devanado amortiguador, rele SPM.	108
Figura 68	Medición del Factor de potencia por el SPM.	110

Figura 69	Fasores del Factor de potencia por el SPM.	110
Figura 70	Cresta de onda de sobretensión.	115
Figura 71	Protección con Pararrayos en motores.	116
Figura 72	Configuraciones de conexión de sistemas de distribución.	119
Figura 73	Duración de Sobrevoltaje permitido en pararrayos de Oxido metálico. ...	121
Figura 74	Duración de Sobrevoltaje en sistemas conectados a tierra.	121
Figura 75	Características típicas Voltaje - Corriente del óxido de Zinc y Silicona. ..	123
Figura 76	Contribución a la Corriente de Cortocircuito de diversas fuentes.	128
Figura 77	Corriente de Cortocircuito en una fase con componente CD.	129
Figura 78	Componente Simétrica de la Corriente de Cortocircuito en una fase	129
Figura 79	Periodos de la Corriente de Cortocircuito.	130
Figura 80	Placa de transformador BT1.	133
Figura 81	Modelo de red eléctrica de Cuajone en Etap.	134
Figura 82	Simulación de cortocircuito en Etap.	136
Figura 83	Clasificación de tablero Metalclad.	138
Figura 84	Tablero de MT - Vista frontal.	140
Figura 85	Tablero de MT – Vista lateral.	141
Figura 86	Compartimento Auxiliar - Vista frontal.	146
Figura 87	Compartimento del Interruptor - Vista frontal Exterior.	149
Figura 88	Compartimento del Interruptor - Vista frontal Interior.	150
Figura 89	Tiempo y Secuencia de operación del Interruptor.	153
Figura 90	Placa del Interruptor.	154
Figura 91	Datos de placa motor 9000 Hp	163
Figura 92	Placa de motor del fabricante.	163
Figura 93	Modelo de motor 9000 Hp. 164	
Figura 94	Torque de carga	165
Figura 95	Corriente de Línea	165
Figura 96	Voltaje en la barra de 6.9 kV.	166

Figura 97	Torque y Corriente de arranque.	166
Figura 98	Corriente de Línea.	167
Figura 99	Voltaje en terminales del motor	167
Figura 100	Voltaje en barras de 6.9 kV	168
Figura 101	Torque y Corriente de arranque	168
Figura 102	Datos de placa	169
Figura 103	Placa de motor 3000 Hp.	169
Figura 104	Modelo de motor	170
Figura 105	Torque de carga	171
Figura 106	Corriente de Línea	171
Figura 107	Voltaje en barra de 6.9 kV	172
Figura 108	Torque y Corriente.	172
Figura 109	Curvas de arranque y Límites térmicos, motor 9000 Hp.	175
Figura 110	Curvas de Protección motor 9000 Hp.	175
Figura 111	Curvas de Protección motor 3000 Hp.	176
Figura 112	Medidores de Energía de Cuajone (SE Botiflaca)	187
Figura 113	Medidores de Energía de Cuajone (13.8 kV y 6.9 kV).	188
Figura 114	Anclaje y fundaciones del tablero de MT.	193
Figura 115	Anclaje y fundaciones. Espacios de maniobra– Vista superior	194
Figura 116	Accesos de Cables de fuerza y control y conexión de barras.	194

Introducción

Cuajone es una de las principales minas productoras de cobre del país. Es una mina a tajo abierto ubicada al sur del Perú, distrito Torata, provincia de Mariscal Nieto, en el departamento de Moquegua, a una altitud de 3500 m. s. n. m. Inició sus operaciones en 1976 y es explotado por la compañía Southern Perú Copper Corporation. Produce aproximadamente 160 mil toneladas métricas de cobre. De manera secundaria se produce otros minerales como plata, zinc y molibdeno.

Proceso minero de Cuajone:

El mineral extraído es llevado por acarreo en camiones a la etapa de chancado, después de la cual el mineral es clasificado según su contenido de cobre.

El mineral con mayor contenido de cobre es enviado a la planta concentradora y es pulverizado en las etapas de molienda, luego por flotación se obtiene el concentrado de cobre que se traslada por tren a la fundición ubicada en la ciudad de Ilo, donde se obtiene ánodos de cobre (99.7% de pureza). Posteriormente el ánodo se traslada a la refinería de Ilo para obtener un mayor grado de purificación. El cátodo de cobre es el producto final y es exportado a través del patio puerto de Ilo. El mineral con bajo contenido es llevado a un proceso de Lixiviación, donde el mineral pasa por un proceso de purificación para recuperar el cobre con energía eléctrica en una planta electrolítica para obtener el producto final en cátodo. Southern actualmente opera las minas de Cuajone y Toquepala.

Sistema Eléctrico de Cuajone:

El sistema eléctrico de Cuajone es alimentado por la SE Botiflaca, la cual consta de 3 transformadores de 33MVA, 138/13.8/6.9 kV, de 03 devanados y está interconectada al SEIN a través de 2 líneas de transmisión de 138kV desde la SE Moquegua. La SE Botiflaca suministra energía en 13.8kV y 6.9 kV para toda la mina, campamentos y la planta concentradora en sus distintas de chancado, molienda, flotación, filtrado, etc. hasta la etapa final donde se obtiene el concentrado. Los motores síncronos se alimentan de la barra de 6.9 kV a través de sus tableros de media tensión.

El presente trabajo describe la selección y funcionamiento de los equipos que conforman el sistema de excitación y protección de los motores. El alcance del proyecto son los siguientes equipos:

- Motores síncronos de 3000 Hp: Molinos 2A, 2B, 2F, 2C, 2D y 2E.
- Motores síncronos de 9000 Hp: Molinos 1A y 1B.

Se instalaron:

- a) Tableros de media tensión (MT) para fuerza, control y protección, los cuales realizan la maniobra de arranque y parada de los motores.
- b) Paneles de control de Excitación, los cuales regulan la corriente de campo y la secuencia de arranque.
- c) Panel de control de Factor de potencia para los motores de 9000 Hp.
- d) Se realizó también las obras electromecánicas necesarias para la instalación de canalizaciones, interconexiones y anclaje de equipos.

Capítulo I. Parte introductoria del trabajo

1.1 Generalidades

Las máquinas eléctricas son componentes importantes en la industria y como parte de un sistema eléctrico. Las máquinas rotativas son los principales elementos utilizados para convertir energía eléctrica en energía mecánica y viceversa. Una de las principales fuentes de generación de energía eléctrica son máquinas síncronas que funcionan como generadores o alternadores. Los motores síncronos son de igual importancia tanto en los procesos industriales como en el sistema eléctrico de potencia (SEP), ya que son elementos que además de mover una serie de cargas mecánicas como molinos, bombas, compresoras, fajas, ventiladores, también bajo ciertas condiciones pueden ser utilizados en la compensación de potencia reactiva.

1.2 Descripción del problema de investigación

El problema es la operación de los motores en la concentradora, se han reportado diversos problemas:

- El motor puede deteriorarse o reducir su vida útil si es que este no arranca correctamente y en el tiempo adecuado.
- Puede comprometer al sistema eléctrico y a otras cargas conectadas si el arranque no es adecuado, debido a caídas de tensiones y altas corrientes de arranque del motor.

Cuando el motor ya está en marcha está expuesto a fallas de diverso origen que pueden derivar en los siguientes problemas:

- Disparos no deseados, sacando de servicio a los motores generando paradas de producción.
- Causar daños al motor y a otros equipos asociados a su funcionamiento.
- Afectar a otros equipos o componentes conectados a la misma barra.
- Fallas en los motores no detectados (Fallas a tierra). Anteriormente al realizar el mantenimiento de los motores se pudo evidenciar oscurecimiento del aislamiento

del rotor y del estator, debido al exceso de calor, lo cual indica la no detección de fallas, o que las protecciones no actúan en el momento adecuado o con la rapidez requerida.

- El motor no opera eficientemente. Se debe regular la excitación y factor de potencia, convenientemente según la carga.

1.2.1 Variables

Se identifican dos Variables principales: El sistema de Protección y el sistema de Excitación, que intervienen tanto en la etapa de arranque y de marcha.

- Sistema de Excitación. Realiza el control(Monitoreo y Regulación) de la corriente y voltaje de campo, durante el arranque y operación del motor.
- Sistema de Protección: Detección de fallas por medio de relés de protección. Despeje de fallas por medio de los Interruptores. Atenuación o disipación de fallas:
 - Pararrayos para sobretensiones.
 - Puesta a tierra.

1.2.2 Metodología

Evaluación del Estado actual de los sistemas de Protección y Excitación.

Actualmente estos sistemas tienen un tiempo de entre 20 y 30 años y presentaban algunas fallas que no eran detectadas como por ejemplo deterioro del aislamiento en el devanado del rotor y estator, estas fallas pequeñas a la larga perjudican la vida del motor.

Justificación de la necesidad del proyecto. Anteriormente se ha tenido costos elevados en reparación de los motores y paradas de la producción con la consiguiente pérdida económica los cuales se quiere evitar.

Selección de Equipos y Tecnología. Se requiere seleccionar y dimensionar los componentes para estos sistemas para posteriormente integrarlos al proceso de la mina.

Diseño e Implementación del Sistema. Una vez seleccionados los equipos y componentes del sistema de protección y excitación se desarrolló la ingeniería de detalle para poder integrarlos al proceso de la mina. Posteriormente se desarrolla el plan y los

procedimientos para realizar la instalación y la configuración de los nuevos equipos de protección y control. Finalmente, en esta etapa se realizan pruebas preliminares y los ajustes necesarios.

Evaluación de desempeño: Se realizan pruebas de verificación y monitoreos para evaluar los siguientes parámetros:

- Estabilidad del voltaje y la corriente. El voltaje debe estar dentro de los límites durante el arranque y su marcha para que el arranque y operación del motor será adecuado y la corriente se mantenga dentro de los límites permitidos.
- Tiempo de arranque o aceleración del motor. Debe estar dentro del tiempo seguro para no elevar la temperatura del motor más allá del límite térmico.
- Eficiencia del motor. Para lo cual el factor de potencia y excitación debe ser el adecuado según los datos de placa.
- Factor de potencia de la red. Verificación del factor de potencia de la red donde operan los motores recopilando la información de los analizadores de energía instalados.
- Pruebas y ajuste de los relés de protección.
- Niveles de cortocircuito de las posibles fallas en los motores o en la red no excedan las capacidades de los equipos de fuerza o maniobra.

1.3 Objetivos del estudio

1.3.1 Objetivo general

Realizar la modernización del sistema de excitación y protección en los motores síncronos de 3000Hp y 9000Hp; 6.9 kV de la compañía minera Southern Perú – Cuajone, con la finalidad de mejorar la confiabilidad y seguridad del proceso productivo en la etapa de molienda.

1.3.2 *Objetivos específicos*

- a) Analizar el funcionamiento de los motores durante el arranque y en régimen permanente, así como de los equipos para el sistema de excitación y protección.
- b) Analizar el sistema de protección para verificar que los equipos de protección son adecuados para proteger los motores durante el arranque y en la marcha.
- c) Realizar el estudio de cortocircuito para dimensionar la capacidad de los dispositivos de maniobra como interruptores y tableros de MT.
- d) Verificar el factor de potencia de la red para determinar si se requiere compensación reactiva adicional.
- e) Describir la instalación y características de los nuevos equipos de excitación, protección y maniobra, y su integración al sistema eléctrico de la mina.

1.4 **Antecedentes investigativos**

Variable Excitación:

- *Espinoza(2022) Implementación de sistema de control de campo para arranque de motor síncrono de 4000 hp.*

Los motores eléctricos son esenciales en las operaciones mineras, principalmente en plantas concentradoras como en la minera Shougang Hierro Perú. La mina Shougang Hierro Perú cuenta con motores de inducción y síncronos, entre ellos, los motores síncronos en media tensión. El presente informe se enfoca en los motores síncronos en media tensión que impulsan los molinos, cuyos componentes tienen más de 50 años de antigüedad y es necesario remplazarlos por equipos modernos, por no contar con repuestos disponibles en el mercado. Se describe las características y funciones de los sistemas de aplicación de campo de los arrancadores en media tensión de los motores síncronos, que son en su mayoría de la marca General Electric y Westinghouse, también se hará una descripción del motor síncrono y del sistema de control para la selección de un equipo moderno y apropiado con las características necesarias para remplazar los equipos antiguos. Se implementará el control con el SPM (Synchronous Motor Protection)

de General Electric y el VFC (Variable Field Control) para el sistema de campo. Se realizará un período de observación de los principales parámetros eléctricos, también se realizarán pruebas de arranque y parada para garantizar la confiabilidad en la operación.

- *Ronceros(2019)Análisis y simulación de un motor síncrono de imanes permanentes empleando el método de control orientado de campo mediante la modulación por ancho de pulso de vector espacial.*

Entre la variedad de motores los más comunes son los de corriente directa y los de corriente alterna, estos últimos pueden ser asíncronos o síncronos. Los motores síncronos, se pueden clasificar según el tipo de campo o de excitación, es decir, si emplean devanado de excitación o imanes permanentes. Estos motores tienen características superiores a los asíncronos para la aplicación en los procesos donde se requieran de velocidad constante y respuesta rápida de torque. Por otro lado, el arranque, el control de torque y velocidad en función de su carga es más complejo que de un motor de inducción. Por lo tanto, esta tesis está basada en el análisis del comportamiento del Motor síncrono de imanes permanentes (MSIP) y la aplicación del control de campo orientado (FOC) empleando el software Matlab/Simulink. El sistema de control se divide en etapas: generador de la modulación de ancho de pulso de vector espacial (SVPWM), modelo del MSIP, modulo inversor, transformación de coordenadas y sintonización de controladores. Luego, combinando esas etapas se construyó el modelo de simulación de la respuesta de los parámetros más importantes en el funcionamiento en estado estable de los MSIP que son la velocidad y torque, Por último, se muestran las curvas de velocidad, torque y corriente para diferentes niveles de carga.

- *Montes(2022) Regulación de tensión y frecuencia mediante un control adaptativo para generador síncrono en la EPIME.*

El objetivo es la implementación de un sistema automatizado para regulación de tensión y control de frecuencia para un generador síncrono. El sistema de control se implementa en el módulo PLC-S71200 SIEMENS. La metodología para la implementación, configuración y programación se realiza con la interfaz TIA Portal y la técnica de

sintonización inicial y una sintonización fina para el sistema. El sistema controlador logra regular la tensión y controlar la frecuencia para cargas resistiva, inductiva y capacitiva.

- *IEEE(2024)Tecnologías en sistemas de excitación para máquinas síncronas de campo bobinado: estudio de soluciones y tendencias en evolución.*

La popularidad del transporte electrificado aumenta exponencialmente día a día. Recientemente, los investigadores están buscando una solución sin escobillas y sin imanes permanentes (PM) para motores de vehículos eléctricos. El motor síncrono de campo bobinado (WFSM) es una alternativa adecuada a las máquinas basadas en PM. El motor síncrono excitado por inducción sin escobillas (BINSYM) es un WFSM donde el excitador, una máquina de inducción (IM), está integrado dentro de un marco de máquina síncrona (SM). El SM y el IM están enrollados en diferentes números de polos para lograr el desacoplamiento magnético. El propósito de IM es controlar la corriente de campo de SM. El IM se controla en modo de obstrucción profunda a una frecuencia de deslizamiento constante en todo el rango de velocidades para minimizar su demanda de potencia reactiva. El SM está diseñado para funcionar en un rango de velocidad extendido con una relación máxima de velocidad a velocidad base de 4,4. Dado que el rotor es del tipo de campo bobinado, el SM tiene la flexibilidad de reducir la corriente de campo. Se propone un algoritmo de maximización de la eficiencia que establece la magnitud correcta de la corriente de campo en SM. La simulación del sistema basado en BINSYM se ha realizado en MATLAB/Simulink para validar las estrategias de control. Los resultados experimentales obtenidos con el prototipo de máquina de laboratorio coinciden estrechamente con los resultados de la simulación.

- *Viego, Sousa, Gómez, Quispe(2020) Arranque directo de Motores síncronos de reluctancia, asistido por imanes permanentes para accionar cargas constantes.*

Para el accionamiento de cargas constantes en la industria se propone el uso de motores síncronos de reluctancia asistidos por imanes permanentes y arranque directo en línea con imanes de ferrita (DOL-Start-PMa-SynRM). La búsqueda bibliográfica demostró que este nuevo motor tiene mayor eficiencia que un motor de inducción (IM) similar. Se

evidenció que el principal elemento que se requiere para el arranque directo es insertar una jaula de ardilla en el rotor de un PMa-SynRM, que no produce efectos operacionales negativos en estado estacionario. Se realizó una evaluación económica en una empresa de ingenio azucarero, aplicando el método del valor presente neto diferencial (VAN), y un análisis de sensibilidad, considerando los cuatro factores que presentan mayor variación. Se demostró, mediante un diagrama de Pareto estandarizado para el VAN, que los factores más significativos son el factor combustible, la vida útil y la multiplicación de ambos. Con superficies de respuesta que se obtienen con un experimento factorial multinivel, se determinó que, al variar los factores en los rangos considerados, el VPN siempre se mantiene positivo y superior a 2200 USD. Esto se debe principalmente a la notable diferencia entre la eficiencia del DOL-Start-PMa-SynRM y la del IM. En consecuencia, se demuestra que una inversión en DOL-Start-PMa-SynRM puede ser factible.

Variable Protección:

- *Castillo (2022) Diagnóstico y reparación de un motor síncrono de 2500 hp con problemas en el arranque para una cementera.*

En el presente informe se desarrolla los procesos de un mantenimiento correctivo de un motor síncrono de 2500HP que presentaba problemas en el arranque, desde la información previa, pasando por la evaluación, el diagnóstico, la reparación como tal incluyendo las pruebas eléctricas y la puesta en servicio. Se explican además las consideraciones a tener en cuenta para el correcto material a utilizar en el devanado de amortiguamiento. En el Capítulo III se detalla las características del motor síncrono con problemas, se da los antecedentes del motor, luego se enfoca en encontrar la causa del problema, evaluación a cada componente y comparando las características de dicho motor con un motor operativo de las mismas características, una vez dada con la falla respectiva, se culmina con la resolución de sus problemas. En el capítulo IV se verifica en las instalaciones de operación nominal del motor (la planta de la cementera) si la reparación fue correcta.

- *Bernaola (2022) Configuración y regulación de relé de protección para arrancador síncrono en planta de procesos.*

En el presente informe se trata la experiencia adquirida en Compañía de Minas Buenaventura, específicamente de la configuración y regulación del relé de protección para un arrancador síncrono de un motor de molino de bolas. Se presentan los antecedentes del problema, las consecuencias que este ocasiona en la planta de procesos, las posibles soluciones propuestas, la opción seleccionada y las razones detrás de dicha elección. Se incluye la teoría que respalda la configuración y ajuste del relé de protección para arrancadores síncronos. Una vez aprobado el proyecto, se procedió a su implementación, con evidencia fotográfica que respalda el trabajo realizado. Además, se mencionan otras actividades relacionadas con la experiencia profesional del autor. En estos trabajos, se aplicaron los conocimientos adquiridos en la universidad, en áreas como la electrónica de potencia, sistemas eléctricos de potencia, líneas de transmisión y redes de distribución. En la última parte del informe, se detallan los resultados y conclusiones esperados tras la implementación.

- *Castañeda Ponce de León(2023) Diseño de un equipo de detección de fallas en aislamiento de rotores de motores síncronos a través de la prueba oscilograma de pico repetitivo.*

Los motores síncronos son cruciales en la industria debido a su capacidad para proporcionar velocidades constantes, corregir el factor de potencia de una instalación, y su alto rendimiento y capacidad de torque, entre otras ventajas. Sin embargo, con el aumento de su uso, también ha incrementado la incidencia de fallas en estos motores, especialmente en el rotor, siendo los cortocircuitos en los devanados la falla más común. Existen estándares eléctricos, como el DL/T1525-2016, que ofrecen una guía para un diagnóstico adecuado de fallas por cortocircuito, con el fin de determinar la presencia de fallas en el rotor. Sin embargo, estos estándares se basan en la comparación de mediciones de voltaje, impedancia AC y potencia cuando el motor está en buen estado y cuando presenta una falla, pero no proporcionan información sobre la ubicación ni la

severidad de la falla, lo que incrementa el tiempo de mantenimiento para su identificación y corrección.

El objetivo principal de esta tesis es diseñar un equipo de detección de fallas en rotores de motores síncronos que facilite la identificación de fallas proporcionando información sobre su ubicación y severidad. Para lograr esto, se diseñó un equipo que genera e inyecta pulsos cuadrados en ambos extremos del devanado del rotor, y posteriormente grafica las señales reflejadas. Estas gráficas permiten determinar la posición teórica de la falla y calcular la precisión del método comparándola con la ubicación real, con el fin de minimizar el tiempo de mantenimiento del motor y, así, reducir costos.

- *Ramos(2021) Diseño del centro de control de motores en BT y MT de la ampliación de planta de chancado secundario Sociedad Minera El Brocal.*

El presente trabajo aborda el diseño de un centro de control de motores en baja tensión (BT) y otro en media tensión (MT) para el proyecto de ampliación de la planta de chancado secundario de la Sociedad Minera El Brocal. El centro de control de motores en BT gestionará: 3 motores de 3HP, 480VAC (reservas), 1 motor de 3HP, 480VAC (deflector de faja), 2 motores de 7.5HP, 480VAC (alimentadores vibrantes), 2 motores de 40HP, 480VAC (fajas de alimentación con motorreductor nuevo) y 1 motor de 100HP, 480VAC (faja de alimentación - ampliación). El centro de control de motores en MT gestionará 2 motores de 600HP, 4.16kVAC (chancadoras). Para llevar a cabo la implementación de los CCM requeridos, fue necesario conocer los requisitos del proceso a implementar y las condiciones de operación de cada arranque. El diseño de los CCMs se inicia con tres aspectos fundamentales que deben ser proporcionados por el cliente: los datos de la carga (datos de placa del motor), el sistema eléctrico (diagramas unifilares) y la ubicación de la instalación (altura sobre el nivel del mar).

A continuación, se desarrollaron los diagramas unifilares que detallan el valor nominal de las barras del CCM, el interruptor general del CCM, los interruptores generales

para cada arranque, los tipos de arranques y las protecciones necesarias para los motores. Luego, se dimensionaron los equipos que componen cada arranque, tales como: interruptores automáticos, contactores, relés de sobrecarga, transformadores de tensión y de corriente. Paralelamente, se desarrollaron diagrama esquemático y diagrama de control y fuerza para cada arranque. Posteriormente, se elaboraron los planos mecánicos, detallando las dimensiones del CCM, la distribución de los arranques y la disposición de los equipos en cada arranque para su fabricación o importación, si fuera necesario. Con las especificaciones técnicas definidas, el área técnica procedió a la implementación de los CCM.

Finalmente, el área de control de calidad llevó a cabo la inspección de los equipos, el cableado de control y de fuerza según los planos suministrados, y las pruebas eléctricas correspondientes.

- *Leon(2023) Evaluación del Sistema de Coordinación de Protecciones con ETAP en el circuito eléctrico de chancado en media tensión de una empresa minera en la región La Libertad – 2023.*

Este trabajo propone evaluar la coordinación de protecciones del circuito eléctrico de chancado en media tensión de una empresa minera en la región La Libertad. Se desarrolló un estudio de protecciones para los transformadores, motores y alimentadores. Utilizando un simulador, se creó y modeló el sistema eléctrico. Luego, con los cálculos obtenidos de fase y tierra, se verificó la coordinación de las protecciones, asegurando la correcta secuencia de operación de los relés y fusibles. Además, se analizaron los tiempos óptimos de actuación y los márgenes de coordinación tras generar fallas monofásicas y trifásicas.

Los resultados incluyeron ajustes de protecciones de sobrecorriente temporizada e instantánea de tierra y fase para todos los relés del circuito de chancado, así como curvas de protección para cada equipo y curvas de coordinación con fusibles y relés aguas arriba. También se realizó un análisis y comparación de la energía disipada según el sistema de aterramiento para los transformadores en 4160 V y 480 V. Se concluyó que la coordinación

de protecciones en el circuito de chancado puede mejorarse, garantizando márgenes de coordinación en tiempo y corriente, lo cual se demostró verificando la secuencia de operación obtenida al presentarse una falla monofásica o trifásica.

Capítulo II. Marco teórico y conceptual

2.1 Marco teórico

2.1.1 Sistema de Protección

El sistema de protección es un conjunto de dispositivos y elementos, diseñado para actuar sobre el sistema eléctrico que protege, cuando este deja de funcionar normalmente debido a fallas eléctricas.

(Mason, 1956) El sistema de protección tiene las siguientes funciones:

- a) Prevención de las fallas eléctricas
- b) Mitigación de los efectos de las fallas eléctricas (una vez que estas han ocurrido)

(Mason, 1956) El termino Funcionamiento normal implica que no hay fallas en el sistema y que la energía es suministrada a las cargas normalmente.

Algunas de las características para prevenir las fallas eléctricas son:

- Provisión de aislamiento adecuado.
- Coordinación de resistencia de aislamiento de los pararrayos.
- Uso de cables de puesta a tierra.
- Diseño para reducir la exposición y minimizar la probabilidad de fallas causadas por animales, aves, suciedad, nieve, etc.
- Prácticas adecuadas de operación y mantenimiento.

Algunas de las características para mitigar los efectos de las fallas son:

- Funciones para desconectar rápidamente el elemento defectuoso.
 - Relé de protección.
 - Interruptores con suficiente capacidad de interrupción.
 - Fusibles.
- Diseño para limitar la corriente de cortocircuito, mediante resistencias o impedancias limitadoras de corriente.
- Neutralizadores de falla a tierra

- Dispositivos de sub tensión para evitar la salida de cargas durante caídas de tensión momentáneas.
- Características que mitiguen la pérdida del elemento defectuoso.
 - Circuitos alternos.
 - Reserva de capacidad de transformadores y generadores.
 - Re cierre automático.
- Características para mantener el voltaje y la estabilidad.
 - Regulación automática de voltaje.
 - Características de estabilidad de los generadores.

2.1.2 Sistema de Excitación

El sistema de excitación es un conjunto de elementos que suministra corriente continua al devanado de campo o del rotor de una maquina síncrona, para producir un campo magnético, el cual interactúa con el devanado del estator o inducido, para generar potencia eléctrica o potencia mecánica, según sea la configuración de la máquina, como generador o motor respectivamente.

Como generador, el devanado de campo gira mecánicamente con el rotor por medio de un motor primario acoplado al eje de la máquina. El campo en el rotor gira induciendo voltajes en el devanado trifásico del estator, que al ser conectado a una carga genera corriente eléctrica trifásica.

Como motor, el devanado del estator es conectado a una red trifásica, la cual produce un campo magnético giratorio. Este campo interactúa con el campo magnético del rotor para producir el torque necesario para mover el eje de la máquina y su carga acoplada.

(Wildi, 2007) La corriente de campo debe responder a los cambios repentinos de carga y tener la posibilidad de ser regulada o controlada, para mantener la estabilidad del sistema.

El sistema de excitación puede provenir de un generador de corriente directa o dinamo, también puede ser una fuente de corriente alterna que pasa por una etapa de rectificación.

2.1.3 Máquina Síncrona

2.1.3.1 Definición. Es una maquina eléctrica rotativa, de corriente alterna, que gira a velocidad síncrona, es decir su velocidad “n” esta sincronizada a la frecuencia “f” de la red y es fija. Se relacionan según la ecuación 1:

$$n = 120 f / p \quad (1)$$

n= velocidad del rotor en RPM (igual a la del campo magnético del rotor).

f= frecuencia en Hz.

p = número de polos de la máquina.

Una máquina síncrona puede operar como generador o como motor. En su concepción, el motor síncrono es idéntico a un generador síncrono, sólo diferenciándose en la dirección del flujo de potencia (o de corriente).

Como generador (conocido como Alternador), la maquina síncrona transforma energía mecánica en energía eléctrica, la cual suministra al sistema de potencia. En su funcionamiento como motor, se emplean en la industria para convertir la energía eléctrica en energía mecánica para mover distintos tipos de cargas.

2.1.3.2 Aspectos constructivos. La concepción de maquina eléctrica implica un devanado inductor y un devanado inducido. Para las maquinas síncronas:

- Inductor: Es el arrollamiento alimentado externamente por corriente continua para formar los polos magnéticos de la máquina.
- Inducido: un arrollamiento trifásico (desfasado eléctricamente 120°) recorrido por una corriente alterna.

2.1.3.2.1 Rotor. Es la parte giratoria de la máquina que va montado en el eje.

En el caso de un generador el eje va acoplado a un motor primario, cuya función es mover el rotor. En el caso de funcionamiento como motor, en el eje va acoplada la carga mecánica que se quiere mover. En el rotor es donde generalmente está ubicado el devanado de campo, llamado también Inductor. Tipos de rotor:

- a) Rotor de polos salientes. (Mora, 2003) Este tipo de rotor puede tener una gran cantidad de polos (ejemplo: 40 polos) y se usa en máquinas de bajas velocidades, generalmente con torque alto. Ver Figura 1(a). Los devanados de los polos son concentrados.
- b) Rotor cilíndrico o de polos lisos. (Mora, 2003) Este tipo de rotor generalmente tiene de 2 a 4 polos. Los devanados se distribuyen en ranuras del rotor. Es usado en máquinas de altas velocidades. Ver Figura 1(b).

Figura 1

Rotor de (a) polos salientes y (b) rotor de polos lisos.



Nota: fuente: F. Mora, 2003.

2.1.3.2.2 Estator. Es la parte fija de la maquina donde está el arrollamiento trifásico del inducido y es recorrido por la corriente alterna. La máquina es fijada anclando el estator a su ubicación.

2.1.3.2.3 Velocidad. La velocidad de la máquina, a una determinada frecuencia de red, dependerá en última instancia del número de polos, o pares de polos.

Para maquinas que se mueven a altas velocidades (por ejemplo 1800-3600 RPM): se usan rotores cilíndricos con 2 o 4 polos. Estas máquinas generalmente son turbogeneradores, accionados a turbinas de vapor. Este tipo de maquina se construye con un diámetro pequeño y una gran longitud axial.

Para maquinas que requieren moverse a bajas velocidades (180 RPM): se usan rotores de polos salientes, por ejemplo, para generadores hidráulicos o motores síncronos que requieren mover cargas de gran inercia. Este tipo de maquina por ser de baja velocidad se construye con un gran diámetro y longitud axial corta.

Un motor síncrono, a diferencia de los motores de inducción o maquinas asíncronas, tiene la ventaja de accionar su carga a velocidad constante, a la vez que puede regular su factor de potencia (fdp). En el motor de inducción la velocidad depende de la carga.

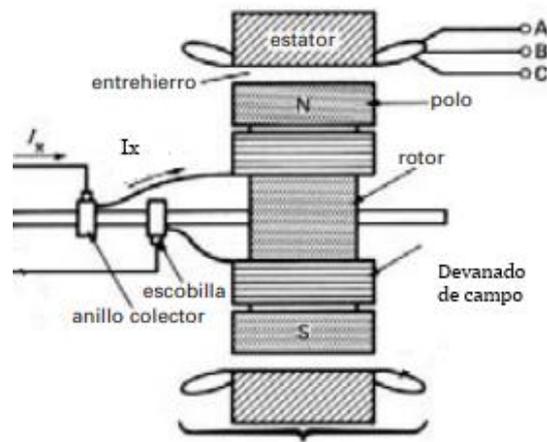
2.1.3.2.4 Sistema de Excitación. El sistema de excitación de la máquina síncrona, consiste en una fuente de corriente continua o directa (CD) que alimenta el devanado de campo en el rotor para formar los polos magnéticos de la máquina. Como el rotor gira, es necesario un diseño para que se pueda alimentar el devanado de campo con corriente continua. En general se tiene 2 formas:

- a) Anillos colectores o rozantes.

Desde una fuente externa de CD, se conecta a través de unas escobillas de carbón que hacen contacto con 2 anillos que van montados sobre el eje de la máquina, pero aislados de éste. Ver esquema en la Figura 2.

Figura 2

Esquema de excitación con anillos colectores y escobillas.



Nota: Wildi 2007.

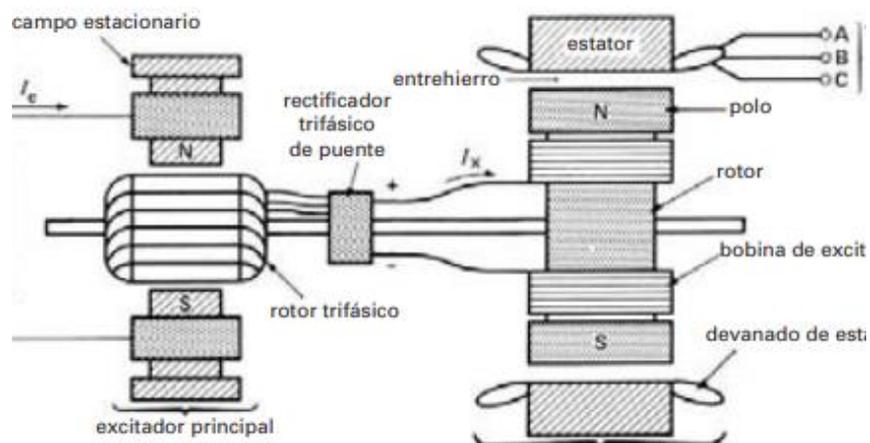
b) Excitación sin escobillas

La fuente de CD va montada en el eje de la máquina, la cual es un rectificador, que se alimenta de una excitatriz.

Esta excitatriz generalmente consta de un devanado de campo en su estator y un devanado trifásico en su rotor. Ver esquema en la Figura 3.

Figura 3

Esquema de excitación sin escobillas.



Nota: Wildi 2007.

2.1.3.3 Funcionamiento como Generador. El devanado de campo se encuentra ubicado en el rotor de la máquina, el cual es excitado por corriente CD generando un campo magnético. El rotor gira por medio de un motor externo llamado motor primario o motor primo, el cual puede ser una turbina hidráulica, turbina a vapor, motor diesel, etc.

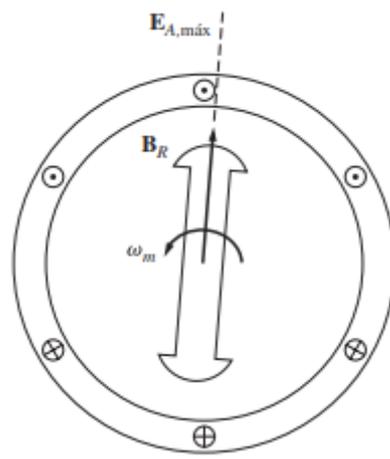
El devanado inducido es un devanado trifásico ubicado en el estator, que cuando interacciona con el campo magnético del rotor que está girando, en él se inducen voltajes o fuerzas electromotrices (fem). Para explicar el funcionamiento consideraremos el tipo de rotor de polos lisos. No se considerará el efecto de los polos salientes.

2.1.3.3.1 Generador en vacío. Considerando el esquema del generador síncrono trifásico sin carga en la Figura 4.

Cuando el rotor gira y se le alimenta con corriente CD al devanado de campo, el campo magnético del rotor B_R genera una fem o voltaje interno E_A , en los devanados del estator o inducido, las cuales están desfasadas 120° .

Figura 4

Esquema de generador síncrono sin carga o en vacío ($E_{A_{max}}$ y B_R tienen la misma dirección)



Nota: fuente: Chapman 2012 / E_A hace referencia a la fase "A".

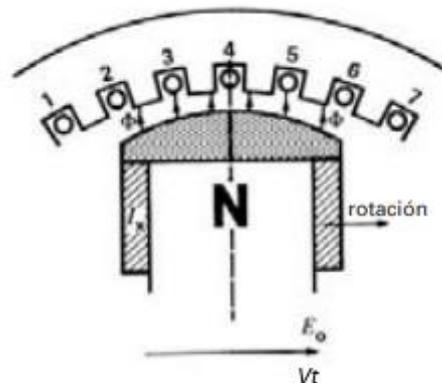
El valor eficaz de E en cada fase es: $E=4K_f.f.N.\Phi$ (2)

Nota: La construcción de la maquina debe ser tal que E en el estator debe ser senoidal, para lo cual la inducción B en el entre hierro debe también ser de la forma más senoidal posible, para disminuir en lo posible los armónicos. La fem E en vacío (E_0), depende del flujo Φ , por lo que se puede expresar por medio de la corriente de excitación según la curva $E_0=f(I_e)$. Esta es la característica o curva de Vacío de la máquina,

Como el generador está en vacío, no fluye corriente por el estator ($I=0$). Por lo que el voltaje interno E es igual al voltaje en terminales del generador V_t , y están en fase. Los polos del estator quedan alineados con los polos del estator, ver Figura 5.

Figura 5

Polos del rotor N alineados con los polos S del estator del generador síncrono en vacío.



Nota: Wildi 2007.

2.1.3.3.2 Generador con carga. Cuando se conecta una carga al generador,

se tendrá una tensión V_t en los terminales de la máquina que es distinto a E, debido a la corriente que fluirá del inducido hacia la carga. Esta caída de tensión se debe a la impedancia del devanado del inducido.

La reactancia X, es debida al flujo de dispersión en el estator, el cual no tiene interacción con el flujo del rotor. Debido al flujo de dispersión se genera una Autoinducción L, la cual define:

$$X=L.\omega$$
 (3)

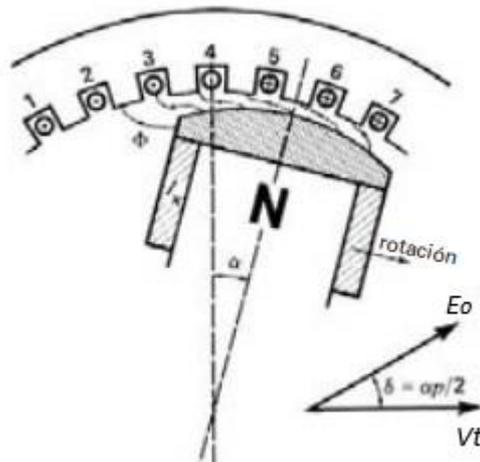
La resistencia R puede ser despreciada por ser pequeña.

Cuando el generador tiene carga hay corriente I en el estator (o inyecta corriente al SEP). En este caso, E adelanta un ángulo δ a V_t . Aparece una reacción del inducido.

Cuando fluye corriente por el devanado del estator o inducido, se produce un desfase de los polos N del rotor y los polos S del estator, como se muestra en la Figura 6. Este desfase de los polos o campos magnéticos varía con la Reacción del inducido, según el tipo de carga que esté conectado al generador, resistiva, inductiva o capacitiva.

Figura 6

Polos del rotor N adelantan los polos S del estator del generador síncrono.



Nota: Wildi, 2007.

Se cumple: $\alpha = p \cdot \delta / 2$

p: número de polos.

α : ángulo mecánico.

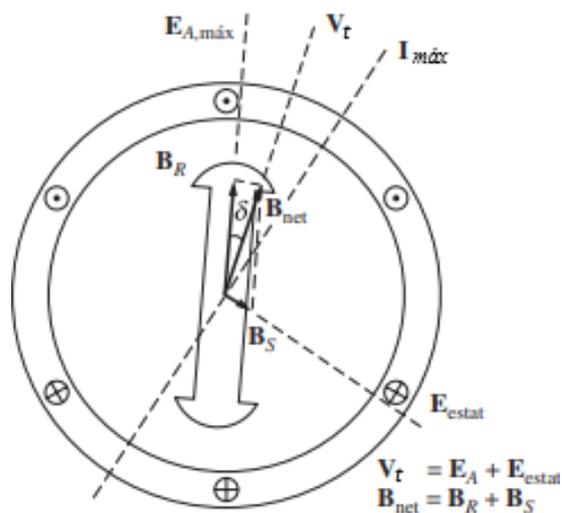
2.1.3.3.3 Reacción del Inducido. (Chapman, 2012) La corriente en el inducido genera un campo magnético que reacciona con el campo del rotor y lo modifica (se modifica el flujo Φ en el entre hierro), a esto se le llama Reacción del inducido. La fase y la magnitud de esta corriente influyen en la reacción del inducido.

la Figura 7 muestra un generador síncrono con carga. La corriente en el estator produce un campo B_S cuya dirección se determina por regla de la mano derecha. B_S induce un voltaje en el estator E_{estat} .

El voltaje en terminales V_t es la suma de $E_A + E_{\text{estat}}$.

Figura 7

Diagrama del generador síncrono con carga (en este caso inductiva).



Nota: fuente: Chapman, Maquinas eléctricas 2012 / E_A hace referencia a la fase "A".

2.1.3.3.4 Circuito equivalente y diagrama Fasorial.

La reacción del inducido se modela como $E_{\text{est}} = -\hat{j} \cdot X \cdot I$ (4).

(El voltaje en el estator E_{est} está atrasado 90° de la corriente I , suponiendo que se conecta una carga con fdp en retraso).

$$V_t = E_A + E_{est} = E_A - \hat{j} \cdot X \cdot I \quad (5)$$

Considerando la resistencia y la autoinductancia de las bobinas del estator:

$$V_t = E_A - \hat{j} \cdot X \cdot I - \hat{j} \cdot X_A \cdot I - R \cdot I \quad (6)$$

$$X_S = X + X_A \quad (7)$$

(X_S es la Reactancia síncrona y se determina de la prueba de cortocircuito).

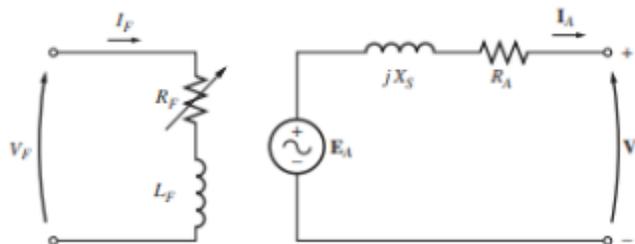
Entonces:

$$V_t = E_A - \hat{j} \cdot X_S \cdot I - R \cdot I \quad (8)$$

Luego se tiene el circuito equivalente en la Figura 8.

Figura 8

Circuito equivalente del generador síncrono.



Nota: fuente: Chapman, 2012 / E_A hace referencia a la fase "A".

En las Figuras 9 y 10 se muestra el diagrama fasorial del generador síncrono.

Figura 9

Generador síncrono con factor de potencia unitario

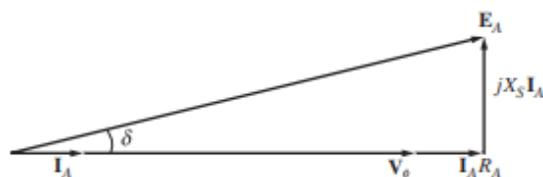
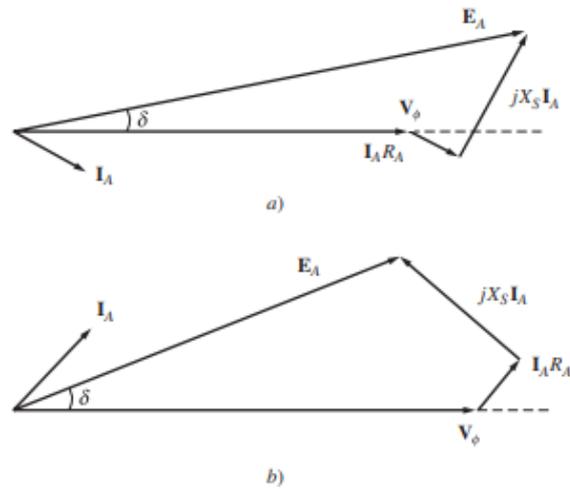


Figura 10

Generador síncrono con factor de potencia (a) en retraso y (b) en adelanto.



Nota: fuente: Chapman, 2012

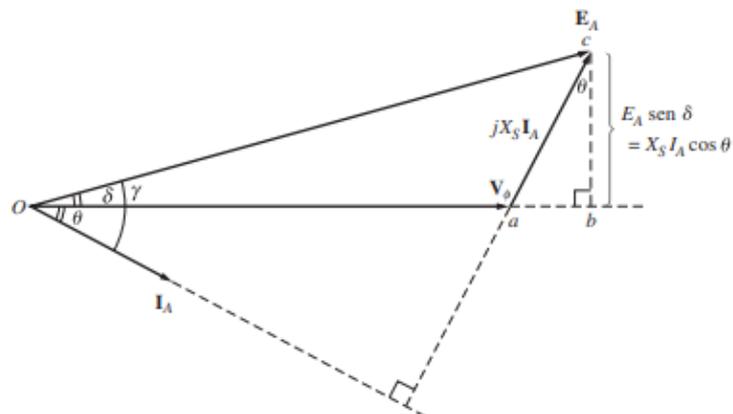
2.1.3.3.5 Potencia y torque del generador síncrono. La potencia eléctrica o potencia de salida del generador es:

$$P = \sqrt{3} \cdot V \cdot I \cdot \cos\theta \quad (9)$$

La expresión anterior se logra despreciando la resistencia del inducido R, ya que $X_S \gg R$. Esto se muestra en el diagrama fasorial de la Figura 11.

Figura 11

Generador síncrono sin considerar la resistencia R del inducido.



Nota: fuente: Chapman, 2012

De la Figura 11 se obtiene también:

$$P = 3 \cdot V \cdot E \cdot \frac{\text{sen}\delta}{X_S} \quad (10)$$

La potencia depende del ángulo interno o ángulo de carga δ .

Luego la potencia máxima del generador es (en el límite de estabilidad estática para $\delta=90^\circ$ y considerando que V se mantiene constante, cuando el generador está conectado a un SEP o una barra infinita):

$$P_{max} = 3 \cdot V \cdot \frac{E}{X_S} \quad (11)$$

Nota: En la practica el ángulo δ suele variar de 20 a 30° cuando el generador está a plena carga.

Torque inducido. Hay dos campos magnéticos en la maquina: uno debido al circuito del rotor y otro debido al circuito del estator. La interacción de estos dos campos magnéticos produce un par en la máquina que se define por:

$$T_{ind} = k \mathbf{B}_R \times \mathbf{B}_S \quad (12)$$

Equivalentemente en función del par neto, se tiene el torque en función de los campos magnéticos:

$$T_{ind} = k \mathbf{B}_R \times \mathbf{B}_{net} \quad (13)$$

$$T_{ind} = k B_R B_{net} \text{sen}\delta \quad (14)$$

La Potencia eléctrica convertida se define por (despreciando las perdidas en el cobre I^2R):

$$P = T_{ind} \cdot \omega_m \quad (15)$$

Que luego reemplazando en (10) se obtiene el torque en función de cantidades eléctricas:

$$T_{ind} = 3 V E \text{sen}\delta / (\omega_m X_S) \quad (16)$$

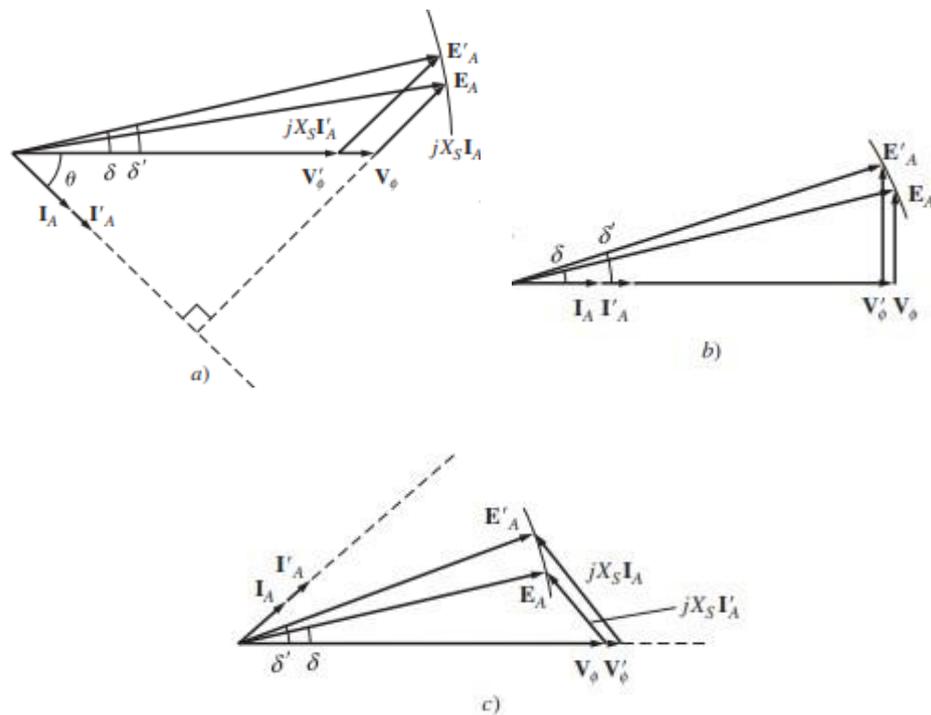
En conclusión, se ve que el torque y la potencia convertida dependen del ángulo de carga δ .

2.1.3.3.6 Variación de la carga en el generador síncrono. La Figura 12 muestra el incremento de carga en un generador síncrono, tomando idealmente en cuenta lo siguiente:

- Se considera un solo generador con velocidad constante, por lo que E debe tener también magnitud constante.
- La corriente de campo se mantiene constante.
- El factor de potencia es constante en el voltaje en terminales.

Figura 12

Efecto de incremento de carga en el Generador síncrono a factor de potencia (fdp) constante (a) fdp en retraso, (b) fdp unitario, (c) fdp en adelanto



Nota: fuente: Chapman, 2012

2.1.3.3.7 Generador conectado a un gran sistema de potencia o barra infinita. En la práctica los generadores síncronos se conectan a un gran sistema de potencia, y no tienen efecto sobre este. Esta característica se conoce como barra infinita. Una barra infinita es un sistema de potencia tan grande que su voltaje y frecuencia se mantienen constantes, independientemente de la potencia real o reactiva que se le demande o se le suministre.

2.1.3.4 Funcionamiento como Motor. El motor síncrono es una máquina que convierte la potencia eléctrica tomada de la red, en potencia mecánica para accionar una carga. EL motor síncrono físicamente es igual al generador síncrono.

2.1.3.4.1 Velocidad del motor síncrono. Los motores que operan en un gran sistema de potencia se consideran que están conectados a una barra infinita. Lo que implica que el voltaje y la frecuencia de la red se consideran constantes en los terminales del motor, independientemente de la corriente que consume de la red. La velocidad “n” del motor depende de la velocidad de rotación de los campos magnéticos, los cuales sólo dependen de la frecuencia de la red, que se considera constante. Por lo tanto, la velocidad “n” del motor síncrono es constante y no depende de su carga. La velocidad del motor síncrono también se expresa por la ecuación 1 al igual que en el caso del generador:

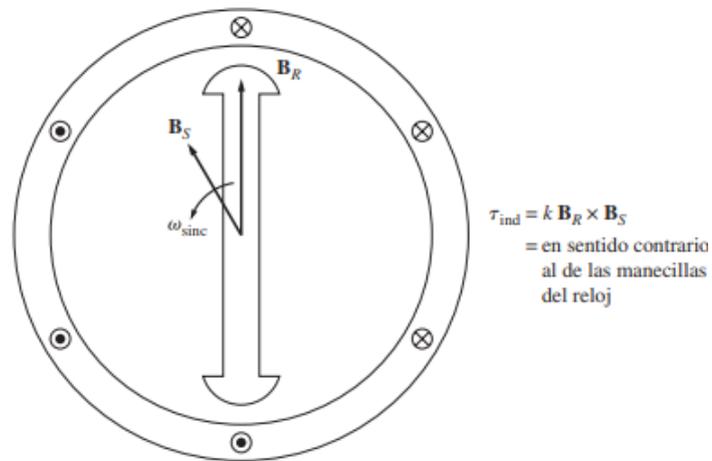
$$n = 120 \cdot f / p \quad (1)$$

Cuando se aplica la corriente de excitación de campo I_F , este produce un campo magnético estacionario B_R . Luego se suministra una tensión alterna trifásica al devanado de estator, la cual produce un campo magnético giratorio B_S . La interacción magnética de estos 2 campos, hace que el campo del rotor tienda a “seguir” al campo giratorio del estator, debido al torque que se genera entre ambos.

En la figura 13 se muestra un esquema de motor síncrono indicando dichos campos magnéticos.

Figura 13

Motor síncrono con los campos B_R , B_S y el torque inducido T_{ind} .

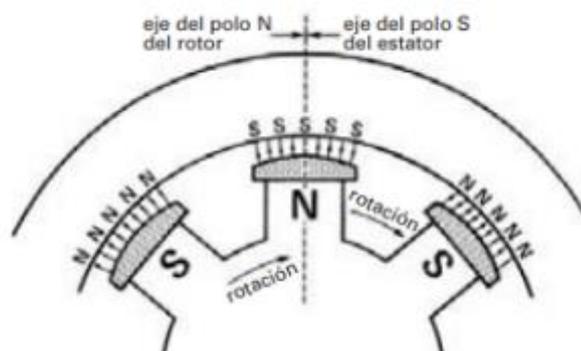


Nota: fuente: Chapman, 2012

2.1.3.4.2 Motor síncrono en vacío. En la Figura 14 se muestra el esquema de un motor síncrono sin carga. Los polos del campo del rotor son atraídos por los polos opuestos del campo del estator. Sin carga los ejes de los polos se encuentran alineados.

Figura 14

Motor síncrono en vacío.



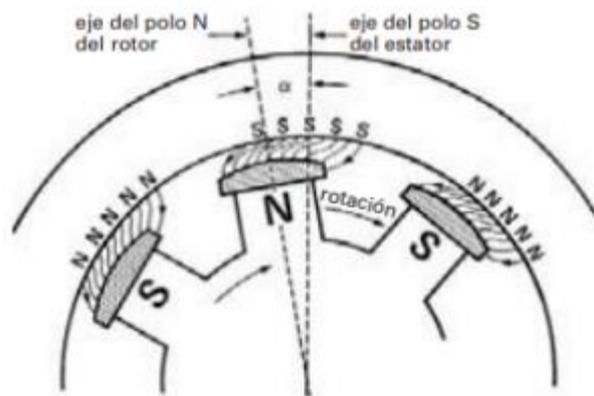
Nota: Wildi, 2007.

2.1.3.4.3 Motor síncrono bajo carga. Cuando al motor síncrono se le acopla una carga a su eje para suministrar potencia mecánica, los polos del rotor son desplazados con respecto a los ejes de los polos del estator.

Cuanto más grande sea el ángulo entre ambos campos magnéticos (hasta un ángulo máximo), mayor será el par en el rotor.

Figura 15

Motor síncrono con carga.



Nota: Wildi, 2007.

Se cumple: $\alpha = p \cdot \delta / 2$

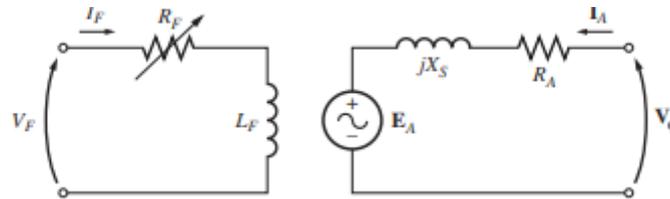
p: Numero de polos.

α : ángulo mecánico.

2.1.3.4.4 Circuito equivalente del motor síncrono. Para el caso del motor, el circuito es el mismo que el generador, pero con el flujo de potencia opuesto, es decir la corriente de la línea en sentido contrario. La Figura 16 muestra el circuito equivalente del motor síncrono para una fase. Estas fases pueden conectarse en Y o en Δ .

Figura 16

Circuito equivalente del motor síncrono.



Nota: Chapman, 2012.

Se cumplen las ecuaciones:

$$V = E_A + j.X_S.I_A + R.A (17)$$

$$E_A = V - j.X_S.I_A - R.I_A (18)$$

2.1.3.4.5 Diagrama fasorial del motor síncrono. A partir del diagrama fasorial del generador se puede deducir el diagrama del motor.

(Chapman, 2012) Se considera un generador síncrono conectado a un bus infinito. El generador tiene un motor primario que hace girar su eje en la dirección del par aplicado T_{ap} del motor primario.

El par inducido es en sentido horario, opuesto a la rotación. Es decir el par inducido en el generador T_{ind} , es un par contrario a la rotación debida al par externo aplicado T_{ap} .

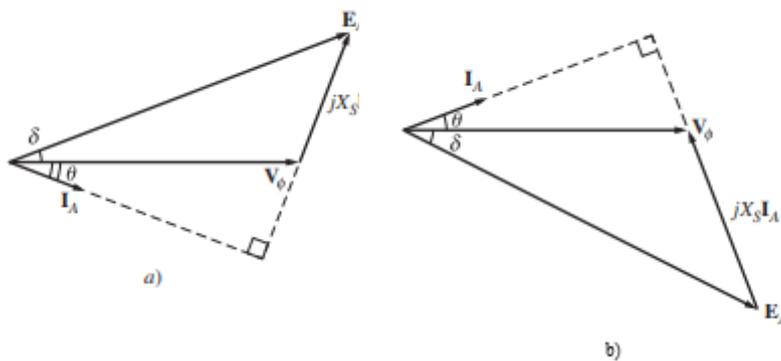
Si en lugar de que el eje gire en el sentido del movimiento, el motor primario repentinamente perdiera potencia y comenzara a detener al eje de la máquina, el rotor pierde velocidad y se retrasa respecto al campo magnético de la máquina.

Conforme el rotor, y por tanto B_R pierden velocidad y quedan detrás de B_{net} , el funcionamiento de la máquina cambia. Cuando B_R está detrás de B_{net} , se invierte la dirección del par inducido y va en sentido antihorario, es decir, el par de la máquina tiene la dirección del movimiento y la máquina funciona como un motor. El ángulo del par δ aumenta y se traduce en un par cada vez mayor en dirección de la

rotación, hasta que el par inducido del motor es igual al par de la carga en su eje. En ese momento, la máquina opera en estado estacionario y a velocidad síncrona, pero ahora como motor.

Figura 17

Diagrama fasorial de una máquina síncrona funcionando como (a) generador y (b) motor.



Nota: Chapman, 2012.

2.1.3.4.6 Torque del motor síncrono. Para el caso del motor se cumplen las mismas ecuaciones que en el generador:

$$T_{ind} = k B_R B_{net} \text{sen}\delta \quad (14)$$

$$T_{ind} = 3 V E \text{sen}\delta / (\omega_m X_S) \quad (16)$$

El torque máximo es:

$$T_{max} = 3 V E / (\omega_m X_S) \quad (19)$$

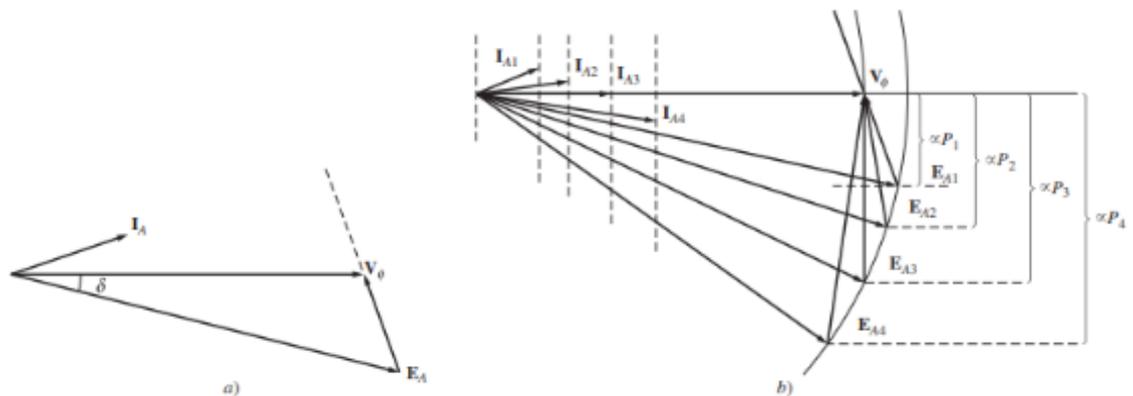
2.1.3.4.7 Operación del motor síncrono con variación de carga. Cuando el motor está a velocidad síncrona y la carga acoplada a su eje aumenta, ésta tiende a disminuir la velocidad del motor. El ángulo de carga δ también aumenta, y se incrementa el par inducido (según la ecuación de par inducido), el incremento del par acelera el motor y vuelve su velocidad síncrona. Como el motor está conectado a una red o barra infinita la tensión de línea V es constante. El voltaje interno E es constante en magnitud, ya que la

corriente de campo no varía y la velocidad del motor es constante.

En la Figura 18 muestra el diagrama fasorial de un motor con fdp en adelanto y se ve que la corriente en el inducido aumenta al aumentar la carga. El fdp se retrasa.

Figura 18

Diagrama fasorial de un motor que opera con (a) fdp en adelanto, (b) efecto del incremento de carga.



Nota: Chapman, 2012.

2.1.3.4.8 Operación del motor síncrono con variación de la corriente de campo. El aumento de la corriente de campo \$I_F\$ implica un aumento del voltaje interno \$E\$ del motor. En este caso la carga en el eje se mantiene constante, por lo que la potencia suministrada por el motor no varía. El voltaje \$V\$ de la red también se considera constante.

Entonces de las ecuaciones de potencia del motor, que son iguales a las del generador, se ve que debe mantenerse constante las cantidades: \$I \cdot \cos\theta\$ y \$E \cdot \text{sen}\delta\$.

$$P = \sqrt{3} \cdot V \cdot I \cdot \cos\theta \quad (9)$$

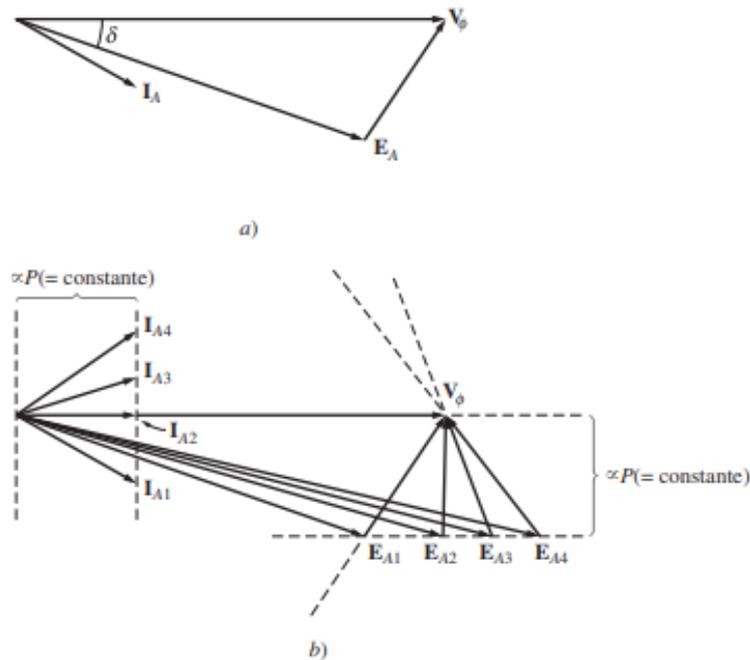
$$P = 3 \cdot V \cdot E \cdot \frac{\text{sen}\delta}{X_s} \quad (10)$$

En el diagrama fasorial, se aprecia que cuando \$E\$ aumenta su magnitud (incremento de \$I_F\$) manteniendo constante la potencia \$P\$, la corriente varía su magnitud manteniendo

constante la potencia P (la corriente I disminuye su magnitud y luego aumenta su magnitud adelantando su factor de potencia).

Figura 19

Diagrama fasorial de un motor que opera con (a) fdp en retraso, (b) efecto del incremento de la corriente de campo I_F .

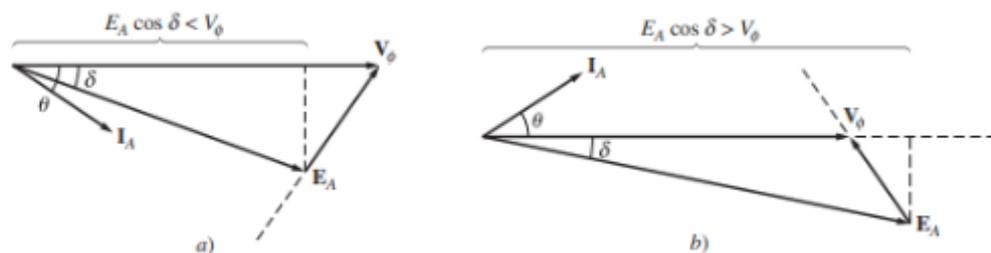


Nota: Chapman, 2012.

En la Figura 19(b) se dice que el motor pasa de operar Subexcitado a operar Sobrexcitado, debido a la corriente de excitación que es pequeña o grande, según la proyección de E sobre V ($E \cdot \cos\delta$), ya que E es proporcional a I_F . Ver Figura 20.

Figura 20

Motor síncrono (a) Subexcitado y (b) Sobrexcitado.

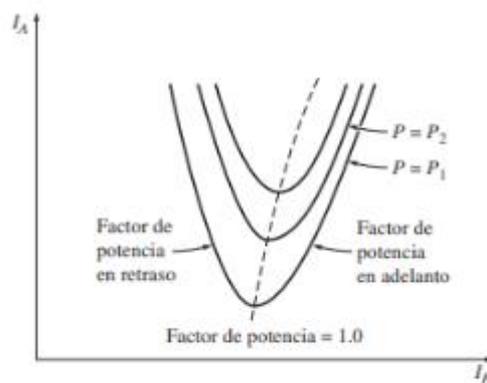


Nota: Chapman, 2012.

2.1.3.4.9 Curvas “V”. En el diagrama fasorial anterior de la Figura 19, se vio que conforme aumenta la corriente de campo I_F , o bien, aumenta el voltaje interno E del motor, la corriente de inducido I , disminuye desde un factor de potencia en retraso o inductivo, hasta un valor mínimo con un factor de potencia unitario ($\cos\theta = 1$), para luego aumentar con un factor de potencia en adelanto o capacitivo. Esta variación de I vs I_F se grafica en una curva para distintos valores de la potencia P . Estas curvas se conocen como curvas “V” del motor síncrono, por la forma que adopta.

Figura 21

Curvas “V” del motor síncrono.



Nota: Chapman, 2012.

En la zona de la curva V con factor de potencia en retraso, el motor consume potencia reactiva Q .

En la zona de la curva con factor de potencia en adelanto el motor suministra potencia reactiva Q a la red.

En el punto donde el factor de potencia es la unidad, el motor se comporta como una carga puramente resistiva.

Variando la corriente de campo se controla la potencia reactiva suministrada o consumida por el motor.

2.1.3.4.10 Condensador síncrono. Un motor síncrono que mueve una carga puede operar sobreexcitado para suministrar potencia reactiva Q al sistema de potencia. Esta aplicación se conoce como Condensador síncrono y sirve para la corrección del factor de potencia de la red eléctrica.

Anteriormente también se instalaban motores síncronos sin carga, solo con el fin de corregir el factor de potencia. En la actualidad existen opciones más económicas para realizarlo como SVC (Static var compensator) que son equipos de estado sólido a base de tiristores. También se usa bancos de condensadores.

En la figura 22 se muestra el diagrama fasorial de un compensador síncrono en vacío ($I \cos\theta = 0$). La corriente I adelanta en 90° a la tensión V .

Figura 22

Condensador síncrono.

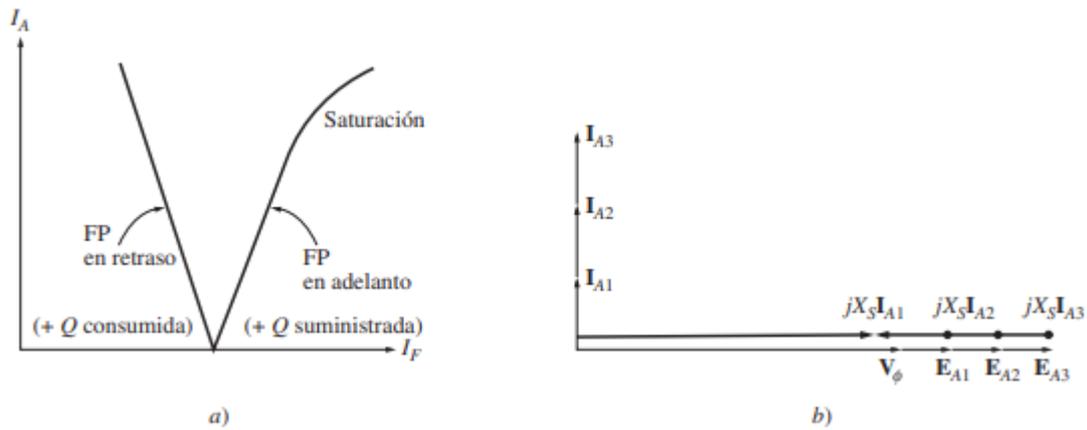


Nota: Chapman, 2012.

En la figura 23(a) se muestra la curva en V del condensador síncrono.

Figura 23

Curva "V" de un condensador síncrono



Nota: Chapman, 2012.

Como la potencia real que suministra a la máquina es $P=0$ con factor de potencia $\text{fdp} = 1$, entonces la corriente de línea $I_A = 0$.

Cuando se aumenta la corriente de campo I_F hacia la zona de fdp en adelanto, la corriente I_A y la potencia reactiva Q suministrada por el motor aumentan hasta un punto de saturación. En la figura 23(b) se muestra el diagrama fasorial del condensador síncrono, al aumentar la corriente de campo I_F .

2.2 Marco conceptual

2.2.1 Arranque del motor síncrono

(Langsdorf, 1970) El motor Síncrono, a diferencia de los motores de inducción, carece inherentemente de arranque automático, ya que por su naturaleza únicamente existe la reacción entre el campo giratorio producido por las corrientes en el inducido y los propios polos del campo en el rotor.

Si se intentase arrancar el motor síncrono aplicando la tensión trifásica en el estator y alimentando el campo con corriente DC, no se producirá el arranque debido a que el par neto es cero. Esto se puede observar según:

De las ecuaciones de torque inducido:

$$T_{ind} = k \mathbf{B}_R \times \mathbf{B}_S \quad (12)$$

$$T_{ind} = k B_R B_{net} \text{sen}\delta \quad (14)$$

Donde:

B_S : Campo magnético den el estator

B_R : Campo magnético en el rotor

$$B_{net} = B_R + B_S$$

k: Constante

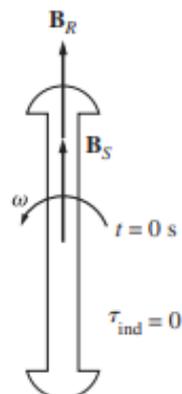
Asumiendo que inicialmente ($t=0$) el rotor está estacionario y en ese momento B_S y B_R están alineados como se ve en la figura 24.

Al aplicar la tensión trifásica al estator, el ángulo δ entre B_S y B_R es cero, por lo que $T_{ind}=0$. Luego B_S empezará a girar y δ tendrá distintos valores, por lo que T_{ind} variará desde cero hasta un valor en sentido antihorario, pero luego decrece a cero y después vuelve a crecer, pero en el sentido opuesto.

Entonces el torque promedio es cero y el motor es sometido a vibración y calentamiento debido a que el torque oscila de un sentido a otro en cada ciclo eléctrico.

Figura 24

Esquema de los campos B_S , B_R y rotor del motor síncrono.



Nota: Chapman, 2012.

Existen varios métodos para arrancar el motor síncrono, algunos de los cuales son: el arranque asíncrono, arranque por motor auxiliar, arranque reduciendo la frecuencia eléctrica.

2.2.1.1 Arranque Asíncrono. En la actualidad el arranque asíncrono o arranque “como motor de inducción” es el método de arranque más común para motores síncronos.

Los motores síncronos vienen provistos de devanados Amortiguadores sobre los polos del rotor, en los cuales el campo giratorio B_s del estator, induce un campo para acelerar el rotor. Estos devanados constan de barras de cobre o bronce embebidas en ranuras de los polos y en cortocircuito en ambos extremos con unos anillos conductores. También es conocido como devanado de jaula de ardilla por la similitud con los motores de inducción. Ver Figura 25.

Figura 25

Polo del campo de un rotor de un motor síncrono mostrando los devanados de amortiguamiento



Nota: fuente General Electric

Durante el arranque asíncrono, se debe desconectar la alimentación de CD al devanado de campo.

En la figura 26 se muestra el esquema de un rotor de 2 polos con sus devanados de amortiguamiento y sus barrasen cortocircuito en cada polo.

Se aplica la tensión trifásica al estator, el cual genera un campo giratorio B_s . En la figura 26 B_s es vertical. Conforme el campo B_s va girando en sentido anti horario, induce un voltaje e_{ind} en las barras del devanado amortiguador. Las barras superiores en el rotor se desplazan hacia la derecha en relación a B_s y las barras inferiores, hacia la izquierda de B_s , según la ecuación:

$$e_{ind} = 5 (v \times B) \cdot L \quad (20)$$

donde:

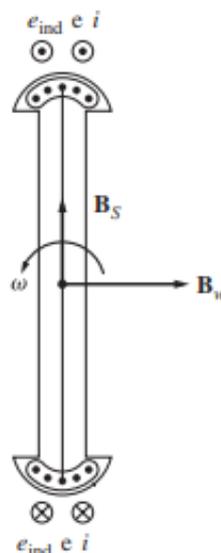
v : velocidad de la barra relativa a B_s

B : Flujo magnético

L : longitud del conductor en al campo magnético

Figura 26

Rotor con devanados amortiguadores y barras de cortocircuito.



Nota: fuente: Chapman, 2012.

Los voltajes producen corrientes, por lo tanto, se genera un campo magnético inducido B_w hacia la derecha. De la ecuación del par inducido se ve que T_{ind} en las barras es antihorario:

$$T_{ind} = k B_w \times B_s \quad (21)$$

Luego cuando B_s gira en sentido anti horario apuntando a la izquierda, por la ecuación de par se ve que $T_{ind} = 0$ en las barras. Cuando B_s apunta hacia abajo, de la ecuación de par se ve que T_{ind} tiene sentido antihorario y así sucesivamente.

Entonces el par inducido en las barras de amortiguamiento T_{ind} oscila entre cero y un valor en sentido anti horario pero el par neto es diferente de cero y siempre va en el mismo sentido antihorario.

2.2.1.1.1 Devanados Amortiguadores. Tienen dos funciones:

a) Torque Acelerante. En el arranque, el campo magnético giratorio en el inducido, induce en el devanado amortiguador, corrientes con la frecuencia de la red, y la reacción de estas corrientes inducidas sobre el devanado de campo, produce un par de aceleración en el rotor en el sentido del campo magnético giratorio.

A medida que el rotor va aumentando su velocidad, también disminuye la velocidad relativa o “deslizamiento” con el campo del inducido que gira en sincronismo, luego las corrientes inducidas se van reduciendo y también su frecuencia. Sin embargo, el devanado amortiguador, no puede acelerar al rotor hasta la velocidad de sincronismo, ya que al acercarse al sincronismo el deslizamiento tiende a cero y se desaparece la corriente inducida, por lo que no desarrolla el par. Se requerirá un par de ajuste al sincronismo.

b) Amortiguar las oscilaciones por variación de velocidad durante la operación en régimen permanente (oscilaciones del ángulo de carga δ).

Cuando el rotor gira a velocidad síncrona constante “n”, los devanados de amortiguamiento no tienen ningún efecto y no se producen voltajes inducidos.

Si el rotor se desacelera y gira más lento que “n”, entonces se produce un movimiento relativo o deslizamiento entre el rotor y el campo magnético giratorio del estator, el cual inducirá un voltaje y corriente en los devanados de amortiguamiento, y generará un par que tiende a acelerar el rotor a velocidad síncrona. Lo mismo ocurre si el rotor se acelera, habrá un deslizamiento que genera un par que frena el rotor y lo regresa a velocidad de sincronismo.

Por lo tanto, los devanados amortiguadores tienden a atenuar la carga y otros transitorios en el motor.

2.2.1.1.2 Par de arrastre o ajuste a sincronismo. (Wildi, 2007) Cuando el motor acelera y está cerca de la velocidad síncrona, se aplica la corriente de excitación, la cual magnetiza al devanado de campo. Si en ese instante los polos quedan frente a los polos de polaridad opuesta del campo del estator, se crea una fuerte atracción magnética, y el rotor es obligado a sincronizarse con el campo giratorio del estator. El par en ese instante, es el par de ajuste al sincronismo.

Los sistemas de arranque de motores síncronos son diseñados para determinar el instante preciso en que debe aplicarse la excitación, sino el motor no se sincronizará y empieza a frenar e incluso puede dañarse si los polos quedan frente a frente con polaridades iguales. En la práctica, los arrancadores de motores síncronos están diseñados para detectar el instante preciso en que debe aplicarse la corriente de excitación.

2.2.1.1.3 Sincronización con torque de Reluctancia. (Multilin, 2012) El motor síncrono cuando tiene una carga inercial ligera puede entrar a la velocidad síncrona sin que los polos del rotor sean magnetizados o excitados externamente. En esta condición, el rotor es magnetizado por el flujo del estator. Esta magnetización hace que se genere un torque que es suficiente para que los polos del rotor se mantengan alineados con los polos del estator y el motor gire en sincronismo. Sin embargo, cuando se añade carga al motor, este tiende a deslizarse y a frenarse, por lo que debe aplicarse la excitación al campo.

2.2.1.2 Arranque del motor síncrono reduciendo la frecuencia eléctrica.

(Chapman, 2012) Si el campo magnético del estator en un motor síncrono gira a una velocidad lo suficientemente baja, el rotor podrá acelerarse y sincronizarse con el campo del estator sin inconvenientes. A partir de ahí, se puede aumentar gradualmente la velocidad de los campos magnéticos del estator elevando la frecuencia hasta alcanzar los 60 Hz. Para lograr esto, se pueden emplear controladores de estado sólido, que permiten convertir una frecuencia de entrada en cualquier frecuencia de salida deseada. Si se incorpora una unidad de control de frecuencia variable en el circuito de control del motor para manejar la velocidad, el arranque de un motor síncrono se vuelve factible. No obstante, es necesario llevar a cabo una evaluación económica y técnica antes de su implementación.

2.2.1.3 Arranque del motor síncrono con motor de arranque auxiliar.

(Chapman, 2012) Otro método de arranque de un motor síncrono es acoplarle un motor de arranque externo y acelerar a la máquina síncrona hasta su velocidad nominal.

Luego se conecta la máquina síncrona al sistema de potencia como un generador y se desconecta el motor externo del eje de la máquina, por lo que el eje de la máquina pierde velocidad, el campo magnético del rotor B_R se retrasa con respecto a B_{net} y la máquina entra a régimen de motor. Finalmente se puede poner carga al motor.

2.2.2 Tipos de Excitación en el motor síncrono

El sistema de excitación suministra la corriente continua al devanado de campo del motor para magnetizarlo. Este campo interacciona con el campo giratorio del estator para producir el torque necesario para mover la carga en el eje. Esta corriente de campo debe tener la posibilidad de ser regulada o controlada. Los principales tipos de Excitación para el motor síncrono son:

2.2.2.1 Excitación desde una fuente de CD (Rotativo). Consiste en un generador DC o dinamo que alimenta el devanado de campo de la maquina mediante anillos colectores. Puede ser con excitación independiente o auto excitado. Este generador DC se encuentra montado en el mismo eje del motor. Cuenta con un conmutador que invierte el sentido de la corriente en las bobinas, las fuerzas magnéticas sobre las bobinas cambian de sentido y el giro se completa.

En la actualidad son poco usados, ya que el conmutador presenta inconvenientes a largo plazo debido al uso y requiere de mantenimiento periódico. Por ello hoy en día es más utilizado los rectificadores de estado sólido alimentados desde una fuente de CA.

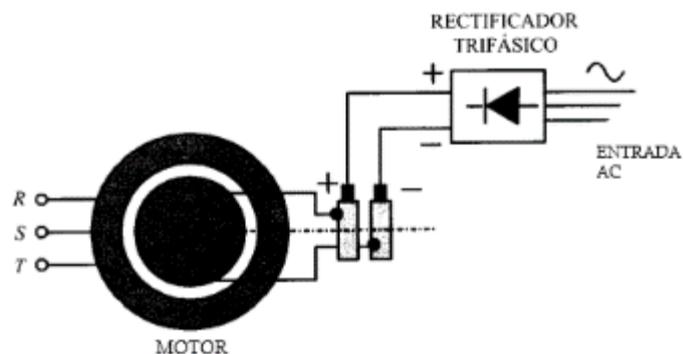
2.2.2.2 Excitación desde una fuente de CA. Para este tipo de excitación se utiliza una fuente de corriente alterna.

La salida de CA de la fuente alterna pasa por una etapa de rectificación para obtener la corriente CD que alimentará el devanado de campo de la máquina. Desde el punto de vista físico, la etapa de rectificación puede ser estacionaria o rotativa.

2.2.2.2.1 Excitación con fuente CA estacionaria. En este caso la salida de la fuente AC ingresa a la etapa de rectificación que se realiza separadamente de la máquina y la salida en DC, alimenta directamente al campo principal del motor a través de Anillos colectores y escobillas. Ver figura 27.

Figura 27

Excitación con fuente CA estacionaria



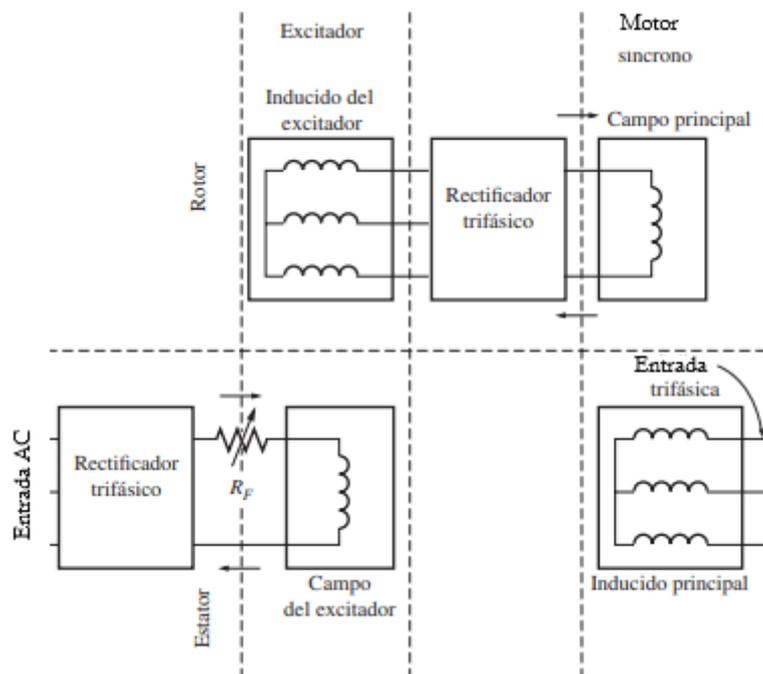
Nota: Referencia: Mora, 2003.

2.2.2.2.2 Excitación Rotativa. Es la más práctica y la más utilizada en la actualidad y requiere poco mantenimiento. En un motor de gran tamaño es económicamente justificado. En este tipo de excitación el motor cuenta con una excitatriz cuyo devanado inducido es trifásico y está en el rotor y va montado sobre el mismo eje del motor y su devanado inductor está en su estator.

El estator de la excitatriz es alimentado con corriente DC desde una fuente AC que pasa por una etapa de rectificación. La salida AC trifásica del inducido de la excitatriz se convierte en DC por medio de rectificadores que también van montados en el eje, y alimentan el campo principal del motor. En este caso los anillos colectores y escobillas no son requeridos. El conjunto de la armadura del excitador y el rectificador de diodos rotan con el campo del Motor. Ver Figura 28.

Figura 28

Excitación Rotativa.



Nota: Referencia: Chapman, 2012.

2.2.3 Métodos de Arranque de motores

2.2.3.1 Arranque a tensión plena. El método de arranque a tensión plena es utilizado cuando la corriente demandada de la red, no produce perturbaciones y la carga acoplada puede soportar el par de arranque inicial.

Este arranque es uno de los más usados, y es utilizado tanto en motores síncronos como motores de inducción.

Figura 29

Curva Torque, Corriente del arranque a tensión plena

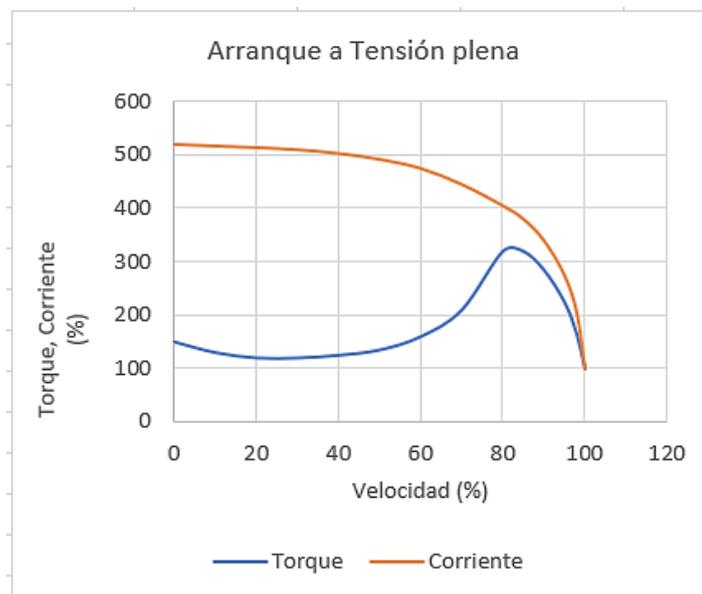
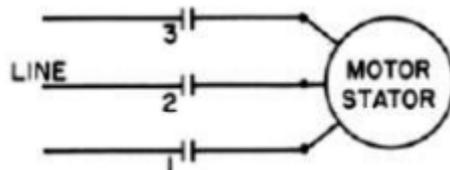


Figura 30

Esquema eléctrico de arranque a tensión plena.



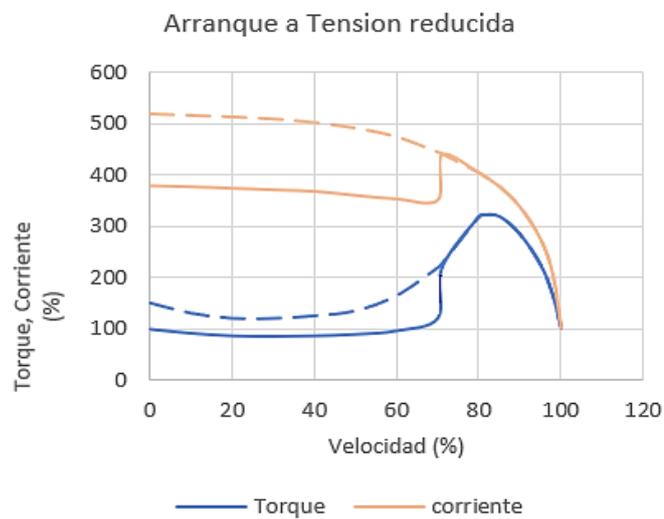
Nota: fuente, Starting Large AC Motors, IEEE Houston Section – CED Seminar.

2.2.3.2 Arranque a tensión reducida. El arranque a tensión reducida es utilizado cuando la corriente de arranque del motor puede producir perturbaciones en la red. Se utiliza también para ciertos tipos de carga que requieren un bajo torque inicial.

A continuación, se describen los métodos de arranque a tensión reducida más populares. Estos son utilizados tanto en motores síncronos como motores de inducción.

Figura 31

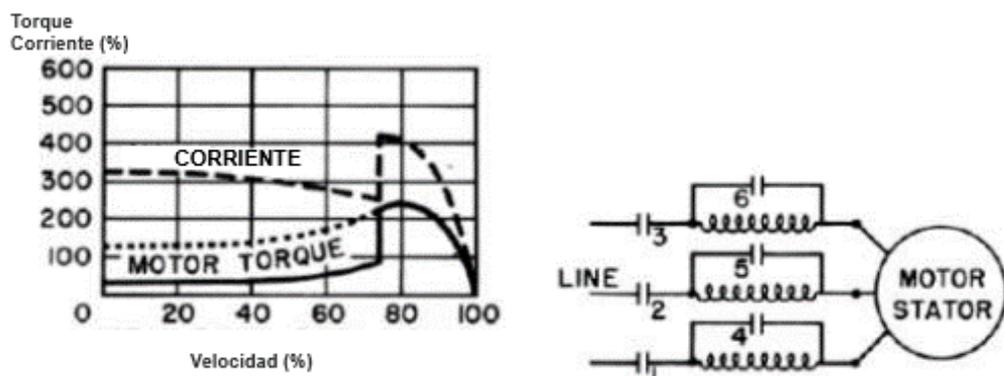
Curva Torque, Corriente del arranque a tensión reducida.



2.2.3.2.1 Arranque por Reactor

Figura 32

Arranque por Reactor.

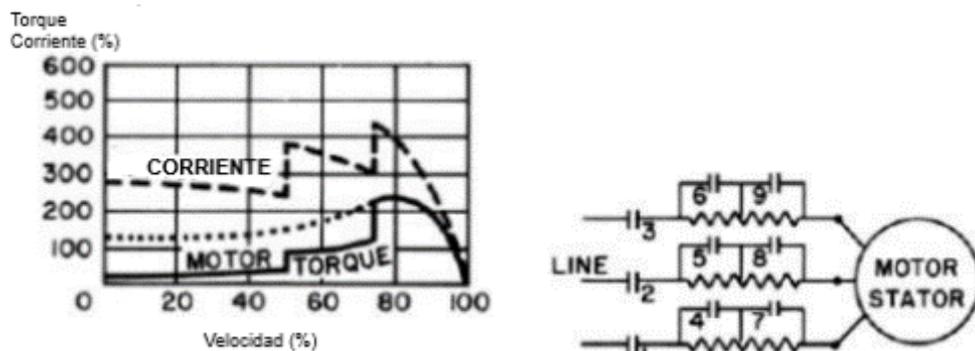


Nota: fuente, Starting Large AC Motors, IEEE Houston Section – CED Seminar.

2.2.3.2.2 Arranque por resistencias

Figura 33

Arranque por Resistencias

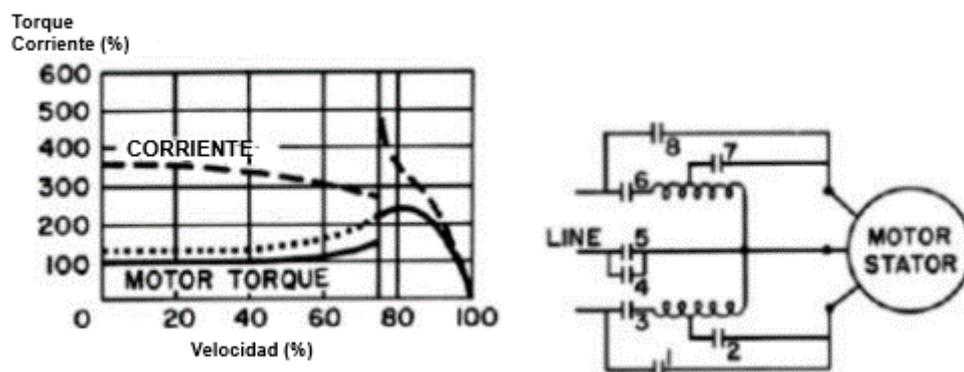


Nota: Referencia, Starting Large AC Motors, IEEE Houston Section – CED Seminar.

2.2.3.2.3 Arranque por Autotransformador

Figura 34

Arranque por Autotransformador



Nota: Referencia, Starting Large AC Motors, IEEE Houston Section – CED Seminar.

2.2.3.2.4 Otros tipos de arranque a tensión reducida similares:

- Arranque Estrella - Triangulo
- Arranque por capacitores

Capítulo III. Desarrollo del trabajo de investigación

3.1 Memoria Descriptiva del proyecto.

3.1.1 Ubicación.

El proyecto se localiza en la siguiente referencia geográfica (Ver Figura 35):

- a) Unidad Minera Cuajone (Planta Concentradora)
- b) Distrito: Torata
- c) Provincia: Mariscal Nieto
- d) Departamento: Moquegua, a unos 40 km de la ciudad de Moquegua.
- e) Elevación: 3150 a 3500 m. s. n. m.

3.1.2 Condiciones de sitio (Climáticas y atmosféricas).

- a) Temperatura ambiente
 - Máxima en verano: 27 °C (enero – marzo)
 - Media: 18°C
 - Mínima en invierno: 12
- b) Presión barométrica promedio: 519 mm Hg
- c) Humedad Relativa: 40%
- d) Precipitaciones: Promedio de 15mm/año
- e) Velocidad del viento: Máxima de 4 nudos Sur, Sureste
- f) Características ambientales. Clima cálido y desértico. Posible contaminación como gases, humos y polvos propios de la operación minera.

Figura 35

Ubicación Geográfica. SE Botiflaca, Planta concentradora, Cuarto eléctrico Norte - Sur.



Nota: fuente Google maps.

3.1.3 Sistema eléctrico de Cuajone.

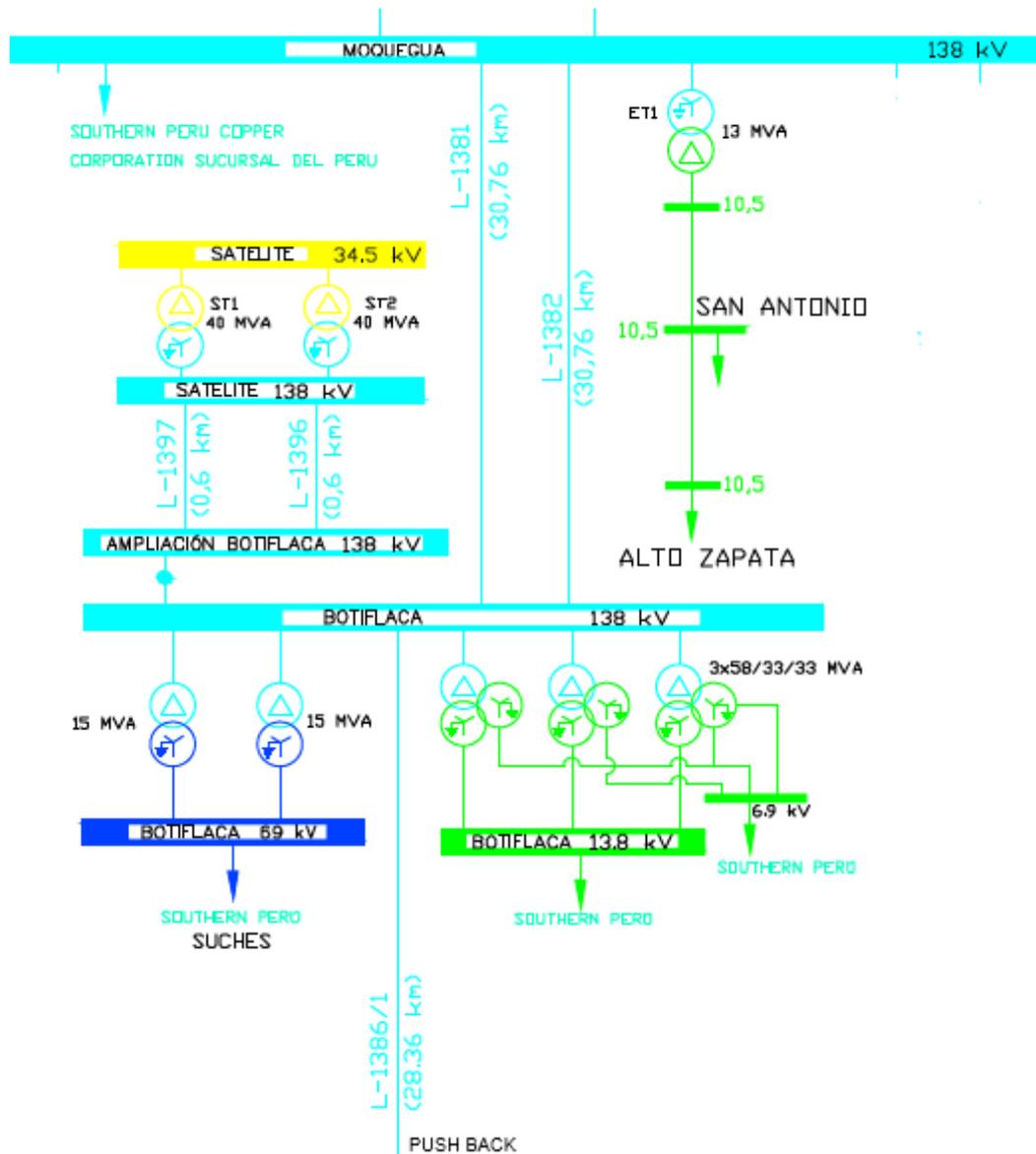
a) Descripción

La energía para la unidad minera Cuajone es suministrada por la SE Botiflaca, la cual es alimentada por dos líneas de transmisión de 138 kV de 30.7 km, provenientes desde la SE Moquegua. La SE Botiflaca consta de una barra principal de 138 kV donde están

conectados 03 transformadores de potencia de 33MVA, 138/13.8/6.9 kV, los cuales suministran energía para fuerza, control y alumbrado de toda la planta concentradora. Ver Figura 36.

Figura 36

Diagrama unifilar SE Botiflaca.



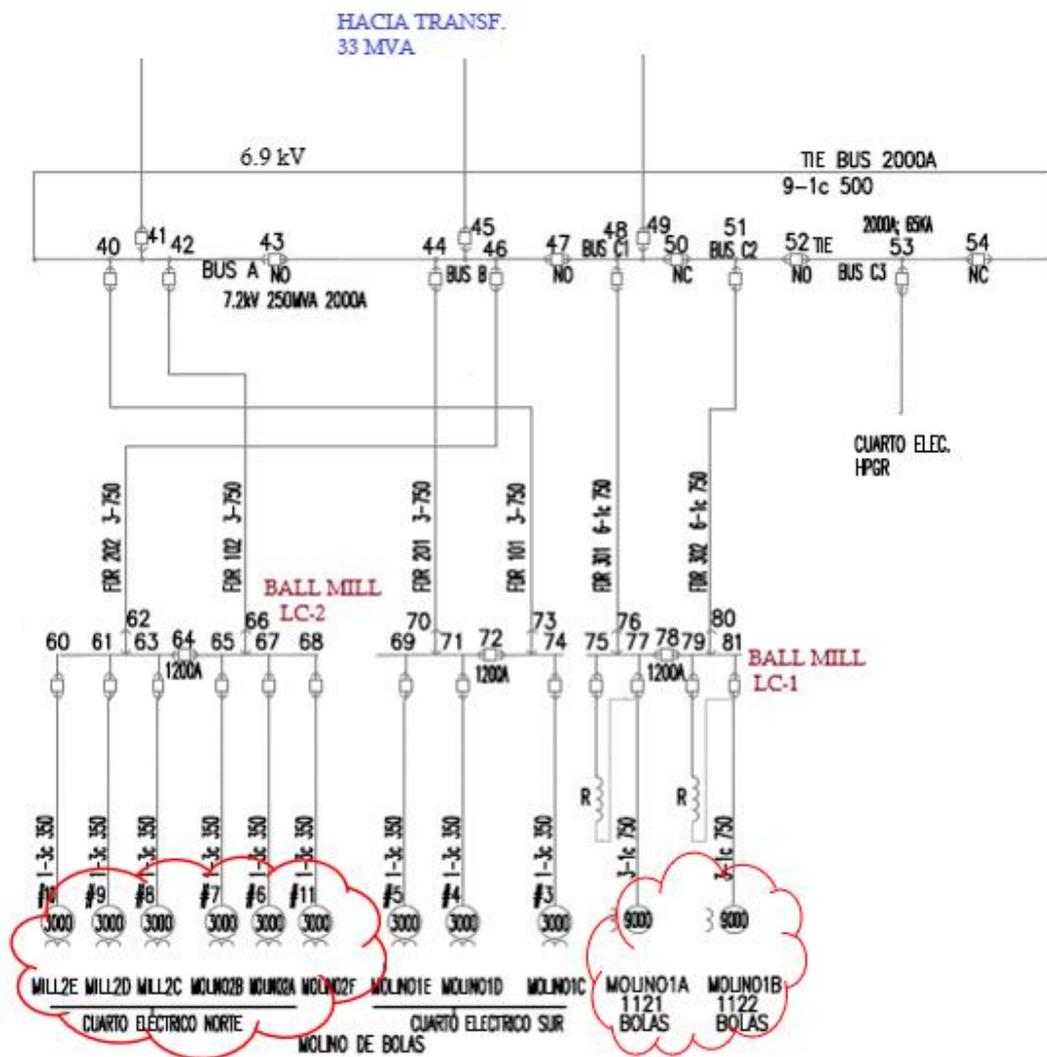
Nota: fuente: diagrama unifilar Coes.

Desde la barra de 138 kV también se alimentan otras cargas (Suches, Satélite, Push back) como se muestra en la Figura 36.

Desde la barra de 6.9 KV, configurada en anillo, se alimentan los motores de la etapa de molienda, a través de los centros de carga (Load center) LC1 y LC2. Esta barra de 6.9kV también alimenta el cuarto HPGR (molinos de rodillo de alta presión). La Figura 36 muestra parte del diagrama unifilar de la concentradora donde se muestra las barras de 6.9 kV y encerrados en nubes los motores para el proyecto.

Figura 37

Diagrama unifilar 6.9 kV, Concentradora Cuajone.



Nota: Referencia, diagrama unifilar Cuajone.

b) Niveles de tensión.

En el proyecto se tiene los siguientes niveles de tensión:

- Barra de 138 kV: Se toma señal de corriente hacia panel de control de Factor de potencia para su monitoreo.
- Barra de 6.9 kV:
 - Alimentación de motores de 3000 Hp y de 9000 Hp.
 - Alimentación de Tableros para suministro de energía a los motores.
 - Señal de tensión para equipos de medición y protección
 - Señal de tensión para panel de control de Factor de potencia
- 460 VAC: Alimentación de fuerza paneles excitación (etapa de rectificación)
- 120 VAC:
 - Alimentación de control y auxiliar de paneles excitación
 - Alimentación auxiliar celdas de MT.
- Tensión auxiliar 125 VDC: Alimentación de control para interruptores y tableros de MT, alimentación de relés de protección y medidores.

c) Niveles de cortocircuito.

Se tiene los siguientes niveles de cortocircuito:

- Barra de 6.9kV: Potencia de cc: 250 MVA.
- Barra de 13.8 kV: Potencia de cc 500 MVA.
- Barra en 138kV (Sistema de suministro): Potencia de cc 1000 MVA.

Estos valores serán usados para calcular los niveles de cortocircuito en las barras de 6.9kV para dimensionamiento de tableros de MT y capacidad de interruptores que alimentan los motores.

3.1.4 Características de los Equipos.

A continuación, se describen los equipos y componentes involucrados en el proyecto.

3.1.4.1 Molinos (Existentes). El mineral proveniente de la etapa de chancado es transportado a la sección de molienda, en la planta concentradora, donde están ubicados los molinos de bolas. La función de los molinos es reducir el tamaño del mineral, desde partículas de 3 mm hasta 160 micras aproximadamente, posteriormente será llevado a las celdas de flotación para realizar la separación del cobre.

Características:

a) Molinos de bolas 2A, 2B, 2C, 2D, 2E, 2F.

- Fabricante: Allis Chalmers
- Capacidad: 16.5' x 21'(6x10.2)
- Potencia: 2861 hp (2133 kW)

b) Molinos de bolas 1A y 1B:

- Fabricante: Svedala
- Capacidad: 20' x 33.5'(6x10.2)
- Potencia: 8874 hp (6617 kW)

3.1.4.2 Motores (Existentes).

a) Motores de 3000 Hp. Se tiene los motores de 3000 Hp, los cuales accionan los molinos 2A, 2B, 2F, 2C, 2D, 2E. Estos motores son idénticos.

Características:

- Fabricante: GEC Machines Ltd - UK
- Potencia: 3000hp
- Voltaje: 6.6 kV
- Velocidad: 180 RPM
- Polos: 40
- Frecuencia: 60Hz
- Excitación: Anillos Colectores.

Se ubican en el cuarto eléctrico Norte de la planta concentradora.

b) Motores de 9000 Hp

Se tiene 02 motores síncronos de 9000 Hp, los cuales accionan los molinos 1A y 1B. Ambos motores son idénticos.

Características:

- Fabricante: General Electric USA
- Potencia: 9000hp
- Voltaje: 6.6 kV
- Velocidad: 180 RPM
- Polos: 40
- Frecuencia: 60Hz
- Excitación: Sin Escobillas.

Se ubican en el cuarto eléctrico Sur de la planta concentradora.

Figura 38

Motores y molinos de 9000 Hp.



3.1.4.3 Equipos para arranque de motores

- a) Motores de 3000 Hp. Estos motores tienen un arranque a plena tensión (arranque directo). El arranque se realiza cerrando el interruptor en el tablero de MT.
- b) Motores de 9000 Hp. Estos motores arrancan a tensión reducida. El arranque se realiza a través de un Reactor(existente) en serie en la línea de alimentación del motor. Los reactores son de núcleo de hierro, aislamiento de resina con el tap 70 % de la tensión nominal.

Para el arranque, primero se cierra el interruptor del reactor (Start breaker), permitiendo arrancar el motor con una corriente de arranque menor a través del reactor. Luego cuando el motor ha alcanzado una velocidad aproximadamente del 60% nominal después de un tiempo determinado, se cierra el interruptor (Run breaker) que alimenta directamente el motor y se abre el interruptor del reactor. El motor queda funcionando a su velocidad nominal alimentado directamente de la línea a plena tensión.

3.1.4.4 Tableros de protección y maniobra. Son tableros o celdas de MT tipo Metalclad, o también denominado Switchgear. Es el tablero principal que cumple la función de distribución de energía para alimentación de los motores. En estos tableros se ubican equipos de fuerza, control, protección, y medición de energía.

Características:

- Fabricante: General Electric
- Corriente nominal: 1200 A
- Voltaje máximo (rms): 8.25KV
- Voltaje de operación: 6.6KV
- Corriente de corto circuito: 50KA
- Corriente Momentánea pico: 130KA Peak
- Tensión de Impulso: 95 kV

- Baja frecuencia 36 kV
- Tensión de control: 125VDC
- Uso interior

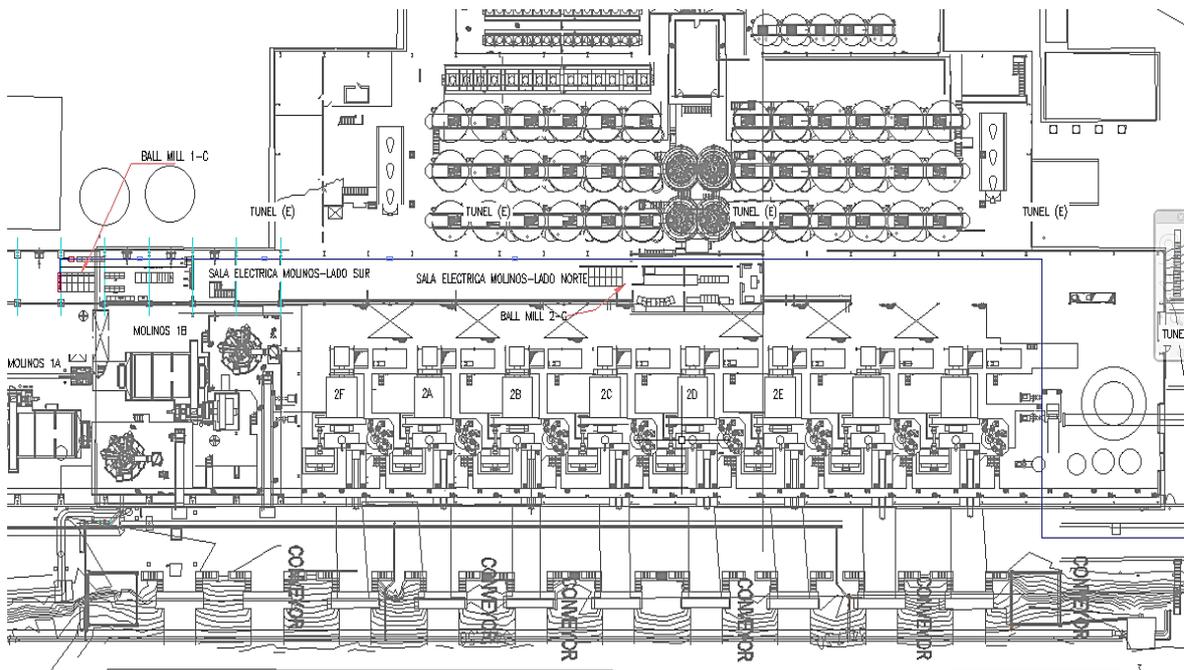
Los tableros de MT se encuentran ubicados en el cuarto eléctrico de la Concentradora. Están designados de la siguiente manera:

- a) Ball Mill LC-2 (switchgear 7.2 kV). Alimentan los motores de 3000 Hp. Está ubicado en el cuarto eléctrico lado Norte.
- b) Ball Mill LC-1 (switchgear 7.2 kV). Alimentan los motores de 9000 Hp. Está ubicado en el cuarto eléctrico lado Sur.

Ver Figura 37, donde se muestra el plano de distribución de tableros de MT en cuarto eléctrico de la concentradora (Plano de distribución en Anexos).

Figura 39

Distribución de tableros de MT en cuarto eléctrico de la Concentradora



Los tableros existentes eran tableros originales General electric, con interruptores, sistema de barras y relés antiguos los cuales no brindaban la confiabilidad necesaria.

Figura 40

Tableros nuevos instalados



3.1.4.5 Equipos o aparatos de maniobra. Los equipos de maniobra son Interruptores o Circuit Breakers con los que se realiza el arranque o parada de los motores. Estos se encuentran ubicados en los tableros de MT y realizan la función de apertura y cierre del circuito de alimentación del motor.

La desconexión o apertura de la alimentación del motor puede ser de manera automática a través de los relés de protección en caso se presente una falla, o ya sea en forma manual a través de sus mandos locales o remotos.

Características:

- Fabricante: General Electric
- Capacidad: 1200 A,
- Voltaje máximo: 8.25 kV.
- Corriente de corto circuito: 50 kA.

- Medio de interrupción: Vacío.
 - Tipo extraíbles
- a) Motores 3000 Hp.

Los motores de 3000 Hp 2C, 2D, 2E, 2A, 2B, 2F son alimentados desde los alimentadores FDR2022C, FDR2022D, FDR2022E, FDR2022A, FDR2022B, FDR2022F respectivamente.

- b) Motores 9000 Hp.

Los motores de 9000 Hp 1A y 1B son alimentados desde los alimentadores FDR3011A y FDR3021B.

Ver Figura 39, del plano de distribución de tableros en cuarto eléctrico de la concentradora. (Plano de distribución de tableros de MT en Anexos).

Ver Figura 37, diagrama unifilar 6.9 kV.

Figura 41

Interruptor de vacío de MT tipo extraíble.



3.1.4.6 Equipos de Excitación y control de campo

- a) Para los motores 3000 Hp:

Paneles Synchronous Field panel, modelo CR7069-A3, para control de excitación y sincronismo

Características:

- Fabricante: General Electric
- Modelo: CR7069-A3 para motor de anillos colectores
- Gabinete auto soportado encerramiento NEMA 1 ventilado
- Voltaje: 460 VAC, 3phase
- Transformador 75kVA 460-120/240 VAC
- Rectificador trifásico 240 VAC / 300 A DC
- Campo: 300 Amp, 125 VDC field volts
- FDRS (Field Discharge Resistor)
- Relé SPM – Protección y control para motor síncrono.
- Integral 3 phase Variable Field Contactor (VFC)

Se ubican en cuarto eléctrico lado Norte

b) Motores 9000 Hp

b.1) Paneles ESP1 Excitation Sequencing Protection, para control de excitación y sincronismo

Características:

- Fabricante: General Electric
- Modelo: ESP1, 2.6 Brushless para motor sin escobillas
- Gabinete auto soportado NEMA1A / IP20
- Transformador de aislamiento 120/240 VAC 1Ph, 60 Hz
- Convertidor de Tiristores 01 phase, (1-20AMPS)
- Campo: 20 Amp, 150 VDC field volts
- Protección y control: PLC RX3i de GE Intelligent Platforms
- Field Contactor de estado solido

Se ubican en el cuarto eléctrico lado Sur

Figura 42

Paneles de Excitación ESP nuevos, para motores 9000Hp.



Figura 43

Paneles de excitación nuevos CR7069 para motores 3000 Hp.



b.2) 01 Panel de control de factor de potencia (Multi Motor Var Control), que controla y mantiene el factor de potencia en adelante de los motores de 9000 Hp.

Características:

- Modelo: Multi Motor Var Control
- Gabinete auto soportado NEMA1A / IP2
- PLC RX3i de GE Intelligent Platforms

Se ubica en el cuarto eléctrico de la Subestación Botiflaca y se comunica con los nuevos paneles de excitación a través de Fibra Óptica.

Figura 44

Panel Motor Var control.



3.1.4.7 Equipos de Compensación reactiva. En la SE Botiflaca no se tiene equipos de compensación reactiva. Sin embargo, se tiene todos los motores síncronos en la planta concentradora, los cuales pueden operar como “condensadores síncronos” para corregir el factor de potencia según sea requerido.

3.1.4.8 Sistema de Protección. El sistema de protección de los motores debe estar diseñado para prevenir las fallas eléctricas y mitigar sus efectos, tanto en la etapa de operación normal del motor, como durante el arranque. También debe proteger los componentes y equipos asociados al motor, como el tablero de alimentación, así como el circuito de excitación de campo.

El sistema de protección de los motores está conformado por las siguientes protecciones:

a) **Protección de Sobre tensiones.**

Se utilizan pararrayos de oxido metálico instalados en la entrada del circuito de alimentación de los motores. Los pararrayos protegen los equipos eléctricos y electrónicos contra las sobretensiones de maniobra y sobretensiones atmosféricas.

b) **Protección de sobre corriente (50/51).**

Temporizado. Usado para proteger contra sobrecargas sostenidas en el motor y cortocircuitos con retardo.

Instantáneo. Para cortocircuitos en las fases del motor y para corrientes de rotor bloqueado durante al arranque.

c) **Protección de falla tierra (50G/51G).**

Para protección de fallas de fase a tierra, puede ser temporizado o instantáneo.

d) **Protección diferencial (87).**

Se utiliza para la protección contra fallas internas del motor, mediante la detección de la diferencia de corrientes de entrada y salida, en los devanados del estator.

e) **Protección de Desbalance de corriente (46).**

Mide el porcentaje de desbalance de corriente en las fases del motor.

f) Protección de temperatura (49).

Se realiza mediante RTD's (detección de temperatura por resistencia), los cuales envían una señal de al relé cuando se eleva la temperatura (cuando hay un aumento de temperatura, la resistencia del RTD aumenta). Los RTD están instalados adecuadamente en el estator y los cojinetes del motor.

g) Protección de secuencia de fase (47).

Detecta secuencia de fase inversa o desbalance del voltaje de fases del motor.

h) Protección de baja tensión (27)

Protección cuando la tensión de línea cae por debajo del nivel mínimo permitido.

i) Protección de secuencia incompleta (48).

Cuando el motor no ha terminado la secuencia de arranque o alcanzado la velocidad nominal dentro del tiempo establecido como seguro.

j) Protección de Excitación de campo.

Protección contra sobre corriente o baja corriente de campo. Permite proteger el devanado de campo del motor

k) Protección de factor de potencia (55).

Detecta cuando el factor de potencia del motor síncrono cae por debajo del límite establecido. Permite proteger también contra el deslizamiento o pérdida de sincronismo.

3.1.4.9 Equipos de Medición de energía . Se cuenta con medidores de energía modelo ION 8650 para cada motor, los cuales se encuentran instalados en los tableros de MT existentes, estos medidores se reutilizarán, ya que son relativamente nuevos.

Los medidores de energía permiten monitorear parámetros como:

- Potencia activa (kW)
- Potencia reactiva (kVAR)
- Potencia aparente (kVA)
- Factor de potencia
- Voltajes de fase y de línea

- Corrientes de línea
- Energía kWh
- Frecuencia
- Distorsión armónica
- Captura de ondas y transientes

3.1.4.10 Servicios auxiliares

3.1.4.10.1 Alimentación sistema de control y excitación

- a) Panel de control y excitación de motores 3000 Hp (Synchronous field panel CR7069).

Alimentación: desde Feeder 150 A de Centro de control de motores (MCC) 460 VAC, existente.

- b) Panel de control y excitación de motores 9000 Hp (Brushless Exciter controller ESP1).

Alimentación: desde Tablero auxiliar de 120 VAC, existente, Circuit breaker 40 A.

- c) Tensión de control 125 VDC para los Tableros de media tensión (Circuito de apertura y cierre de interruptor, alimentación de relé de protección 469, medidor de energía ION 8650 y de contactos secos para señales al DCS).

- d) Panel de Control Var.

Alimentación: Tablero auxiliar de 125 VDC, existente, Circuit breaker 25A (Banco de baterías 125 VDC).

- e) Equipos de control DCS, PCU

Alimentación: Tensión estabilizada en 120 VAC, existente.

3.1.4.10.2 Sistema de iluminación y tomacorrientes

Alimentación: Tablero auxiliar 120 VAC

3.1.4.10.3 Servicios auxiliares de motores

Sistema de bombeo para circulación de aceite de los motores.

Alimentación: Tablero auxiliar 120 VAC.

3.2 Análisis y Cálculos justificativos

3.2.1 Suministro de energía eléctrica para los motores síncronos – Características del sistema eléctrico de Cuajone.

Subestación Botiflaca.

La energía eléctrica para la planta concentradora es suministrada por la SE Botiflaca, la cual consta de una barra de 138 kV que alimenta los 03 transformadores de potencia principales de 33 MVA, 138/13.8/6.9 kV, los cuales operan en Tap central. Opcionalmente, debido al arranque de los motores se puede levantar a un tap superior dependiendo de los niveles de tensión de la red.

Planta Concentradora.

La energía eléctrica para la planta concentradora es suministrada desde 2 barras, una de 13.8 kV y la otra de 6.9 kV, alimentadas desde el devanado el secundario y el terciario de los transformadores de 33MVA respectivamente.

Barra de 13.8 kV.

Esta barra está dividida en 3 secciones por 2 Tie breaker o interruptores de enlace. En la operación normal esta barra opera con los Tie breaker en posición abierta, es decir cada sección de barra se alimenta independientemente de los devanados secundarios de los transformadores de potencia. Para el caso de mantenimiento o alguna emergencia que implique dejar sin energía a alguna de las secciones de la

barra, se cerrara el Tie breaker para alimentar temporalmente la barra des energizada.

La barra de 13.8kV alimenta una serie de cargas de la planta concentradora, como son centros de control de motores de BT y MT para los distintos procesos. Ver diagrama unifilar.

Barra de 6.9 kV.

La barra de 6.9 kV tiene configuración en anillo y está dividida en 3 secciones por 3 Tie breaker y opera normalmente con los Tie breaker en posición abierta, es decir cada sección de barra se alimenta independientemente de los devanados terciarios de los transformadores. Del mismo modo, para el caso de mantenimiento o emergencia, se cerrará el Tie breaker para alimentar temporalmente la sección de barra des energizada.

La barra de 6.9 kV alimenta a los motores síncronos de 3000 Hp y 9000 Hp de la etapa de molienda, junto con su equipamiento de fuerza y control. También se alimenta la planta de molinos HPGR desde esta barra. Ver diagrama unifilar.

Tableros de MT (switchgear 6.9 kV).

Desde la barra de 6.9kV se suministra energía a los Tableros de MT que alimentan los motores de 3000 Hp y 9000 Hp. Estos tableros cuentan con un Tie breaker en la barra principal, el cual opera normalmente en posición abierta, y es cerrado para suministrar energía a la barra que queda des energizada cuando se realizan trabajos de mantenimiento o en caso de emergencia.

3.2.2 Estudio de Arranque y operación de los motores.

Los motores síncronos están estandarizados según su voltaje, frecuencia de operación, corriente y torque, entre otras características, sin embargo, algunas de estas son determinantes para cada etapa de operación de los motores, principalmente durante su arranque y su etapa de régimen permanente.

3.2.2.1 Características de operación. En la operación de un motor se presentan varias características que se debe tomar en cuenta para tener las condiciones adecuadas para la etapa de arranque y posteriormente en el régimen permanente.

- Etapa de Arranque del motor
 - Corriente y Torque de arranque
 - Caída de tensión en el arranque
 - Tiempo de arranque y aceleración
 - Método de arranque
 - Torque y tipo de Carga

- Etapa de régimen permanente del Motor:
 - Velocidad
 - Factor de potencia
 - Compensación del factor de potencia
 - Variaciones de tensión y frecuencia de la red
 - Eficiencia

3.2.2.1.1 Etapa de Arranque del motor

a) Corriente de arranque.

Durante el arranque de un motor eléctrico, se produce una alta corriente en la línea que es varias veces la corriente nominal. Esta corriente de arranque o de inserción, es necesaria para generar el campo magnético y el torque necesario para vencer la inercia del motor y su carga, y que el motor comience a girar hasta que alcance su velocidad nominal. En los motores síncronos de gran potencia, la corriente de arranque inicial o de rotor bloqueado, generalmente está en el rango de 350% hasta 650% de la corriente nominal o de plena carga (FLA).

b) Caída de tensión en el arranque.

Durante el arranque de un motor eléctrico, se experimenta una caída de tensión temporal debido a la alta corriente y torque de arranque. Conforme el motor va aumentando su velocidad la corriente inicial disminuye hasta la corriente nominal y el voltaje aumenta hasta llegar a niveles normales.

Esta caída de voltaje durante el arranque está asociada a la corriente inicial. Esto es debido a la resistencia del circuito (que incluye a los devanados del estator y los cables de alimentación) en el cual se genera una alta energía térmica, la cual causa la caída de voltaje en los terminales del motor. En la siguiente tabla se muestra los límites de caída de tensión durante el arranque de un motor.

Tabla 1

Niveles críticos de tensión durante el arranque de un motor.

Voltage drop location or problem	Minimum allowable voltage (% rated)
At terminals of starting motor	80%
All terminals of other motors that must reaccelerate	71%
AC contactor pick-up (by standard) (see 9.8, NEMA standards)	85%
DC contactor pick-up (by standard) (see 9.8, NEMA standards)	80%
Contactor hold-in (average of those in use)	60% ^a -70%
Solid-state control devices	90%
Noticeable light flicker	3% change

Nota: fuente IEEE 399-1997.

c) Torque de arranque.

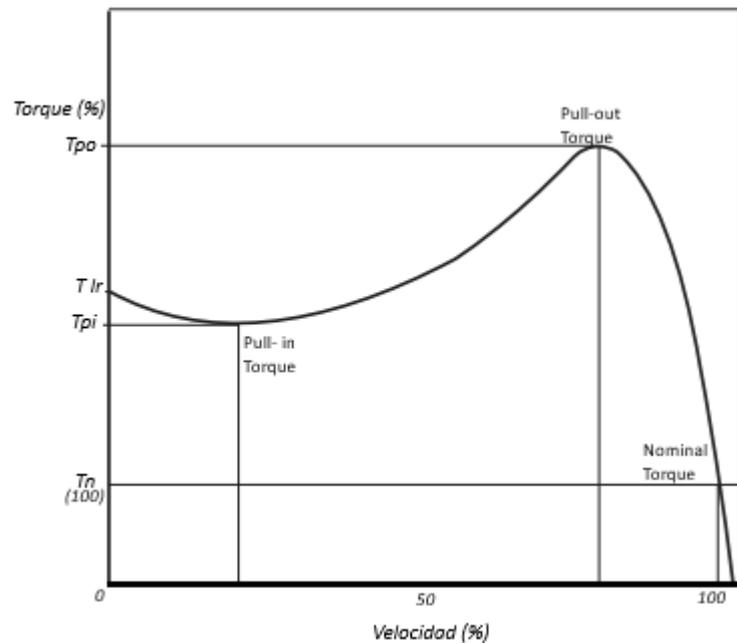
Los motores eléctricos son diseñados con valores de torque que dependerán según la aplicación y el tipo de carga acoplada. El torque de un motor varia durante la etapa de arranque hasta llegar a su velocidad nominal. Estos valores de torque son los siguientes:

- Torque de rotor bloqueado o torque de arranque, T_{Lr} (locked rotor torque).
- Torque de entrada, T_{Pi} (pull in torque).
- Torque de salida o máximo, T_m (Pull out o breakdown torque)
- Torque nominal T_n .

En la Figura 42 se muestra la variación típica del torque con la velocidad de un motor síncrono.

Figura 45

Curva típica de Torque – Velocidad



Según el estándar NEMA MG 1 (2009), en general, el torque desarrollado por el motor debe exceder al torque de carga por al menos 10% del torque nominal del motor, en todos los puntos del rango de velocidad a partir del torque de entrada o pull – in. El torque de salida o pull – out debe ser al menos 150% del nominal, a condiciones de voltaje, frecuencia y corriente de excitación nominales. En la tabla siguiente se muestra los valores de torque para motores síncronos.

Tabla 2*Porcentaje de torque de motores síncronos según su potencia y velocidad*

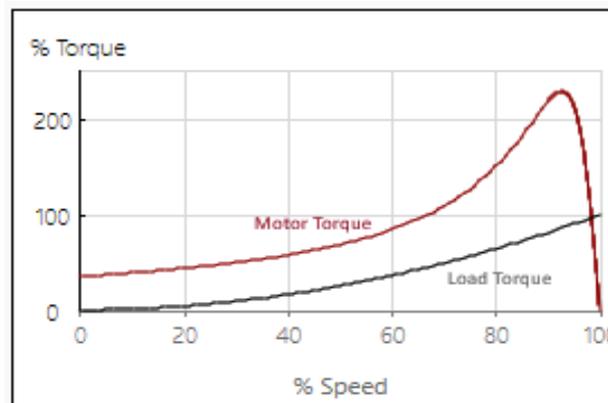
TORQUE VALUES					
Speed, Rpm	Hp	Power Factor	Torques, Percent of Rated Full-Load Torque		
			Locked-Rotor	Pull-In (Based on Normal Wk^2 of Load)*†	Pull-Out†
500 to 1800	200 and below	1.0	100	100	150
	150 and below	0.8	100	100	175
	250 to 1000	1.0	60	60	150
	200 to 1000	0.8	60	60	175
	1250 and larger	1.0	40	60	150
		0.8	40	60	175
450 and below	All ratings	1.0	40	30	150
		0.8	40	30	200

Nota: fuente NEMA MG1.

d) Torque y tipo de Carga.

El torque de la carga está en oposición al torque del motor, el cual debe de vencer su inercia para llegar al régimen permanente del motor.

El tipo de carga y su torque influyen durante el arranque del motor. Dependiendo del tipo de carga, ya sea una bomba, faja, ventilador, compresora o un molino, presentará una curva característica de torque carga. En general durante el arranque del motor, la curva de torque de la carga no es constante y varía desde la condición de rotor bloqueado hasta que el alcanza su velocidad nominal.

Figura 46*Torque de carga típica*

Nota: fuente: Curvas de torque típicas – librerías ETAP.

e) Momento de inercia.

El momento de inercia de la carga influye durante el arranque. En la tabla 2 se muestran los valores de inercia de carga de WK2 según la velocidad en rpm y potencia Hp, calculados en base a la fórmula:

$$Wk2=0.375 (Hp) 1.15 / (rpm /1000)^2 \quad lb - pie. (21)$$

Tabla 3

Valores de inercia de carga máximos WK² para motores síncronos.

Hp	Speed, Rpm								
	300	277	257	240	225	200	180	164	150
20	130.6	153.3	177.8	204	232	294	363	439	522
25	168.8	198.1	230	264	300	380	469	567	675
30	208	244	283	325	370	468	578	700	833
40	290	340	395	453	515	652	805	974	1159
50	375	440	510	585	666	843	1041	1259	1499
60	462	542	629	721	821	1040	1283	1553	1848
75	597	701	813	933	1062	1344	1659	2010	2390
100	831	976	1132	1299	1478	1871	2310	2790	3330
125	1075	1261	1463	1679	1910	2420	2980	3610	4300
150	1325	1555	1804	2070	2360	2980	3680	4450	5300
200	1845	2170	2510	2880	3280	4150	5120	6200	7380
250	2380	2800	3250	3730	4240	5370	6620	8010	9540
300	2940	3450	4000	4600	5230	6620	8170	9880	11760
350	3510	4120	4780	5490	6240	7900	9750	11800	14050
400	4090	4800	5570	6400	7280	9210	11370	13760	16380
450	4690	5500	6380	7320	8330	10550	13020	15760	18750
500	5290	6210	7200	8270	9410	11910	14700	17790	21200
600	6530	7660	8880	10200	11600	14680	18130	21900	26100
700	7790	9140	10610	12180	13850	17530	21600	26200	31200
800	9090	10660	12370	14200	16150	20400	25200	30500	36300
900	10400	12210	14160	16260	18490	23400	28900	35000	41600
1000	11740	13780	15980	18350	20900	26400	32600	39500	47000
1250	15180	17810	20700	23700	27000	34200	42200	51000	60700
1500	18720	22000	25500	29200	33300	42100	52000	62900	74900
1750	22400	26200	30400	34900	39700	50300	62100	75100	89400
2000	26100	30600	35500	40700	46300	58600	72400	87600	104200
2250	29800	35000	40600	46600	53000	67100	82900	100300	119400
2500	33700	39500	45800	52600	59900	75800	93600	113200	134700
3000	41500	48800	56500	64900	73900	93500	115400	139600	166200
3500	49600	58200	67500	77500	88200	111600	137800	166700	198400
4000	57800	67900	78700	90400	102800	130100	160600	194400	231000
4500	66200	77700	90100	103500	117700	149000	183900	223000	265000
5000	74700	87700	101700	116800	132900	168200	208000	251000	299000
5500	83400	97900	113500	130300	148300	187700	232000	280000	334000
6000	92200	108200	125500	144000	163900	207000	256000	310000	369000
7000	110100	129200	149800	172000	195700	248000	306000	370000	440000
8000	128300	150600	174700	201000	228000	289000	356000	431000	513000
9000	146900	172500	200000	230000	261000	331000	408000	494000	588000
10000	165900	194700	226000	259000	295000	373000	461000	558000	664000

Nota: fuente NEMA MG1.

Según el estándar NEMA MG 1, la experiencia muestra que los torques de entrada Pull – in son adecuados, si el valor de inercia de carga no excede los valores de la tabla

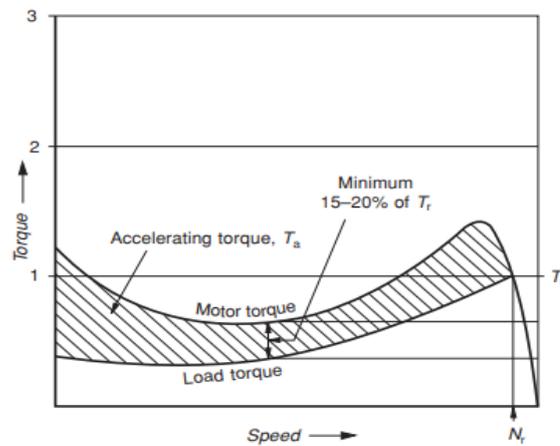
f) Tiempo de arranque o aceleración.

Conocer el tiempo de aceleración de un motor es importante para su sistema de protección, ya que la corriente en el arranque genera altas temperaturas en el rotor y estator. De esta forma se puede configurar adecuadamente el sistema de arranque y la carga, previendo que el motor acelere dentro de un tiempo seguro. Por esta razón el tiempo de atascamiento seguro (Stall time) de rotor bloqueado se utiliza como límite de tiempo permitido para arrancar el motor, a voltaje nominal. El tiempo de atascamiento lo da el fabricante en base al límite térmico del motor.

El tiempo de aceleración también es útil para evaluar la capacidad de la red eléctrica ya que durante el arranque el motor ocasiona perturbaciones en la red, como caída de tensión y grandes corrientes. El motor acelera hasta su velocidad nominal, debido al Torque de aceleración. El Torque de aceleración se define como la diferencia entre la curva de torque del motor y la curva de torque de la carga a una determinada velocidad. Ver Figura 44.

Figura 47

Curva típica de Torque de Aceleración:



Nota: fuente *Electrical Power Engineering. Reference & Applications Handbook. 2007 (Agrawal, K.C.)*

El tiempo de aceleración se define de la siguiente manera:

$$T_a = \frac{WK^2 \times \Delta \text{Velocidad}}{308 \times \text{Prom. Acc. Torque}}$$

(22)

Ta: Tiempo de aceleración (segundos);

Wk²: Inercia total (carga y rotor) (lb * pie²);

ΔVelocidad: cambio durante Ta (rpm);

Prom.Acc.torque: promedio (torque motor – torque de carga) (lb * pie²);

Nota: fuente: *IEEE/PCA Cement Industry Technical Conference (Ball mill drive motor choice)*

g) Método de arranque

Como se vio previamente, el método de arranque influye en la magnitud de la corriente de arranque que tendrá el motor, desde la etapa de rotor bloqueado hasta que alcanza la velocidad nominal.

3.2.2.1.2 *Etapa de régimen permanente del motor.*

a) Velocidad.

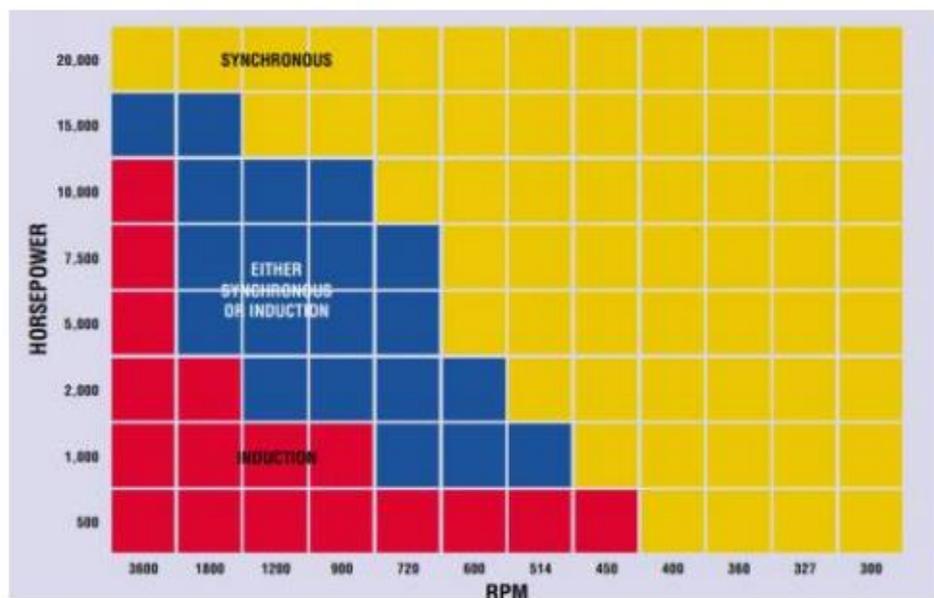
El motor gira en sincronismo con la frecuencia de la red con velocidad $N = 120f/p$, a diferencia del motor de inducción que gira a una velocidad inferior a la de sincronismo la cual se le conoce como Deslizamiento.

La velocidad del motor síncrono es constante y no varía con la carga que se le aplica. El motor de inducción tiende a disminuir su velocidad cuando su carga aumenta.

En general, para una misma potencia los motores síncronos tienen una menor velocidad que dependiendo de la aplicación puede ser conveniente, por ejemplo, para mover cargas de gran inercia. La figura 45 muestra una comparación de velocidades de motores síncronos (MS) y de inducción (MI) según potencia y velocidad.

Figura 48

Áreas generales de operación de los MS y MI:



Nota: fuente WEG, The abc's of synchronous motors, 2012.

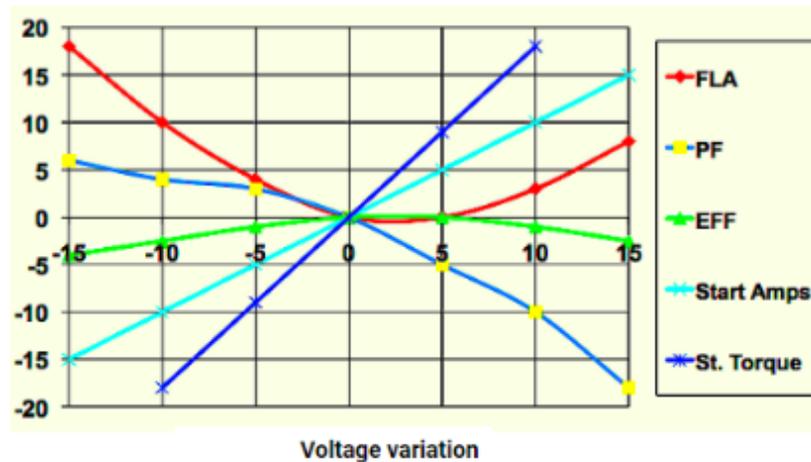
b) Variación de la frecuencia y voltaje nominales del motor

- En la marcha. Según el estándar NEMA MG 1, los motores síncronos en condiciones de carga nominal y excitación constante, operan satisfactoriamente si las variaciones están dentro de los siguientes límites:
 - +/- 10% del voltaje nominal, a frecuencia nominal.
 - +/- 5% de frecuencia nominal, a voltaje nominal.
 - Variación combinada de voltaje y frecuencia del 10% (suma absoluta) de los valores nominales. La frecuencia debe estar dentro del +/- 5%.
- En el arranque. Los límites de voltaje y frecuencia durante el arranque y sincronización del motor dependen del margen entre el torque de rotor bloqueado y torque de entrada, a voltaje y frecuencia nominales y de los requerimientos de la carga en el arranque. Los torques de rotor bloqueado y de entrada son proporcional al cuadrado del voltaje e inversamente proporcional al cuadrado de la frecuencia respectivamente. Se debe tener en cuenta estas variaciones para determinar los valores de torque de rotor bloqueado y, de entrada.

En general, la variación de voltaje impacta sobre las características de operación de un motor eléctrico, aproximadamente según la figura 46.

Figura 49

Impacto de la variación del voltaje en las características de un motor:



Nota: fuente: <https://theramreview.com/understanding-voltage-variations-and-electric-motors/>

c) Factor de potencia.

El factor de potencia del motor síncrono se regula variando la corriente de excitación y puede funcionar con un fdp unitario, o si se aumenta la excitación de campo, con un factor de potencia en adelanto para suministrar potencia reactiva a la red. Los motores síncronos se han estandarizando en su diseño para que operen a fdp unitario, o al 80% en adelanto (sobrexcitado). En algunos casos específicos puede operar con factor de potencia en retraso.

Los motores síncronos de 9000 hp y 3000 hp están diseñados para operar a fdp de 80% en adelanto, lo cual permite mejorar el fdp en la barra de 6.9 kV de la subestación Botiflaca.

d) Corrección del Factor de potencia

Las plantas industriales generalmente tienen factor de potencia en retraso debido a sus cargas que mayormente son motores de inducción y otras cargas inductivas. Los motores síncronos que operan con fdp en adelanto, o sobre excitados, ayudan a corregir o compensar el fdp de la planta inyectando potencia reactiva a la red, para las cargas inductivas que lo requieren, en vez

de que esta potencia reactiva sea consumida de la red. De esta forma también se evita que la potencia reactiva sea transportada por las líneas de transmisión, lo que reduce la corriente en las líneas, y las pérdidas son menores. Esto resulta beneficioso por lo siguiente:

- Ahorro de energía reactiva y reducción del pago de tarifas eléctricas
- Mayor potencia disponible.
- Mejora la regulación de la tensión en el sistema.

En la barra de 6.9 kV de la SE Botiflaca se tiene actualmente un fdp promedio de 99% adelanto según las últimas mediciones realizadas. Ver Tabla 24.

e) Eficiencia.

La eficiencia de un motor es la relación de su potencia mecánica útil o de salida, a su potencia eléctrica de entrada, bajo condiciones nominales de voltaje, frecuencia y factor de potencia.

Para determinarla se consideran las pérdidas:

- I^2R en la armadura y el campo
- Pérdidas del núcleo
- Pérdidas por fricción
- Por baja de carga
- Por pérdida excitación

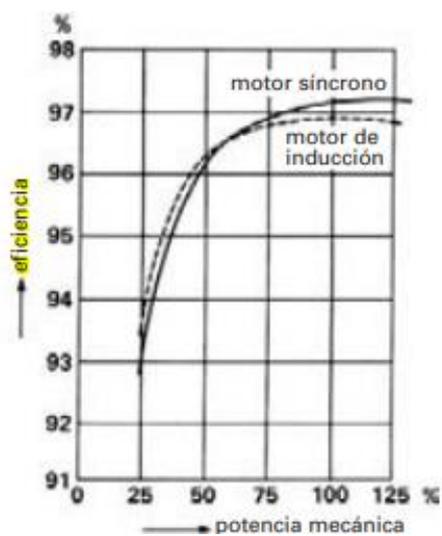
Los motores tienen la propiedad de que su eficiencia mejora cuanto mayor sea su potencia, debido a que las pérdidas relativas son menores. La eficiencia de un motor también aumenta en relación su carga (es más eficiente a plena carga). Para los motores síncronos grandes, su eficiencia es alta, en promedio de 95% a más.

Generalmente la eficiencia de un motor síncrono funcionando a factor de potencia unitario es mayor que la de un motor de inducción similar en las mismas condiciones.

La Figura 54 muestra la curva de eficiencia de un motor síncrono comparada con un motor de inducción, ambos de 4000 hp, 6.9 kV, 1800 rpm.

Figura 50

Curva de eficiencia de motores



Nota: fuente Maquinas eléctricas y sistemas de potencia, Wildi 2007

f) Condiciones de servicio.

- Temperatura ambiente: Los motores en la concentradora están a la temperatura del ambiente promedio de 18°C.
- Humedad Relativa: 40%
- Altitud: 3500 msnm
- Servicio: Continuo y Factor de servicio: 1.0 (A temperatura ambiente de diseño: 40 °C).

3.2.2.2 Tipos de accionamiento para el arranque. Actualmente para realizar las maniobras de cierre o apertura del circuito de alimentación de los motores se dispone de dos tipos de accionamiento que normalmente son los más utilizados, los cuales son el contactor y el Interruptor. Actualmente el medio de interrupción más usado para contactores e interruptores de MT es el Vacío por su característica dieléctrica superior a otros medios, como son el Aire, Aceite, etc., que han caído en desuso. Para este proyecto como alternativas se tiene el Interruptor de vacío y el Contactor de vacío bajo los estándares NEMA:

- Contactor de vacío. Debe tener Fusibles para sobre corriente y sobrecarga, y un desconectador o seccionador que aísla la carga de las barras o alimentador principales. El contactor se utiliza para el control independientemente de las fallas de sobre corriente o cortocircuito que puedan presentarse.
- Interruptor de vacío. Está diseñado para interrumpir corrientes de cortocircuito. El interruptor recibe la señal del sistema de protección y abre sus contactos para aislar la zona donde está la falla.

Características de diseño e instalación :

Basándonos en las características de los equipos de los fabricantes que se ajustan a la aplicación y según el nivel de tensión y corriente requeridos se tiene:

a) Contactor de 7.2 kV, 400 - 800 A:

- Dimensiones. El tablero para un Contactor requiere menor espacio para instalación debido a sus dimensiones reducidas respecto a un tablero Metalclad con Interruptor. Por consiguiente, los frentes de maniobra también son menores.
- Acceso. El acceso al contactor es por la parte frontal del tablero, por lo que no requiere espacio de maniobra por la parte posterior ni laterales.
- Corriente de Corte. La corriente de corte en su cámara o botella de vacío es menor a la de un interruptor cuando abre sus contactos, por lo que las sobretensiones generadas se encuentran dentro de los límites. En este caso

no serían requeridos la instalación de pararrayos para protección de sobretensión de maniobra por la apertura del contactor Ver Figura 48 (magnitud de corriente de corte) y Figura 49 (magnitud de sobre voltaje de maniobra de apertura asociado a la corriente de corte).

- Menor mantenimiento que el interruptor. El contactor tiene un mayor número de operaciones antes del mantenimiento requerido.
- Los fusibles asociados al contactor tienen un menor tiempo de despeje de falla, considerando que, con un interruptor, debe considerarse el tiempo de actuación del relé, tiempo de energización de circuito de disparo y el tiempo de apertura del interruptor.

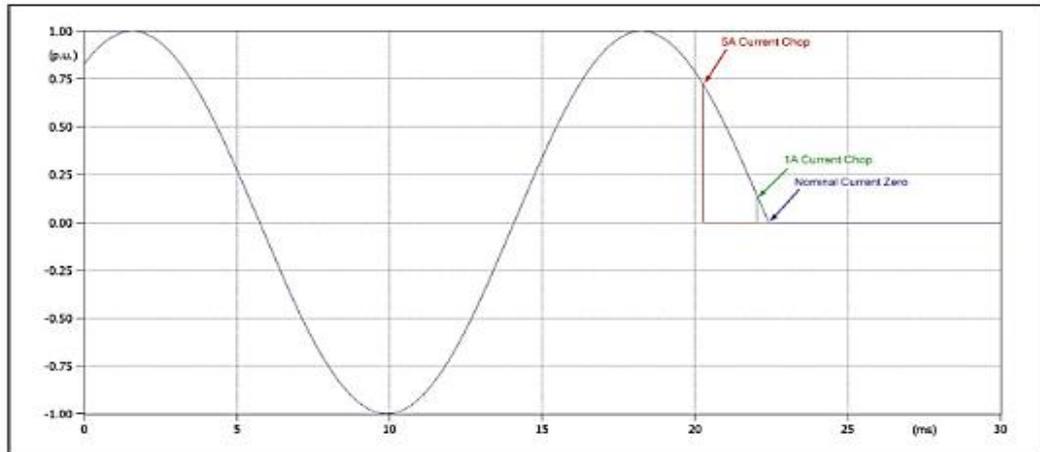
b) Interruptor de 7.2 kV, 1200 A:

- El interruptor y su tablero tienen mayor BIL: 95 kV contra 60kV del contactor.
- Mayor Voltaje máximo de operación. Hasta 8.25 kV
- Mas practico en el acoplamiento de barras con el switchgear existente (Tie breaker)
- Mayor capacidad de corriente. Interruptor de 1200 A, contra los 800 A de los contactores (Para el caso de los motores de 9000 Hp).
- Los interruptores por ser equipos diseñados para interrumpir corrientes de cortocircuito, al presentarse una falla, realizan la operación de apertura e interrupción de la corriente de cortocircuito y sigue operando de forma normal y no es necesario realizar una reposición de fusibles.
- El tablero es tipo Metalclad.

Para este caso se justifica el Interruptor como equipo de maniobra para ambos tipos de motores.

Figura 51

Onda de corte de corriente de 1 A y 5 A, para contactor e interruptor respectivamente.

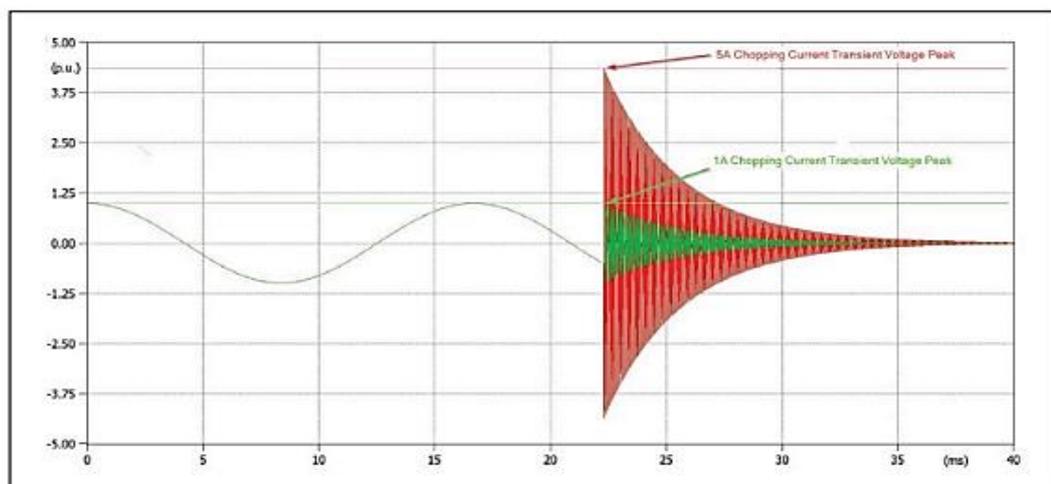


Nota: fuente Eaton Electric.

En general la corriente de corte en las botellas de vacío de un contactor de las características descritas es de 1A, y en un interruptor es 5A. Estas corrientes de corte generan sobretensiones debido a que la corriente pasa súbitamente a cero en vez de decrecer según la forma de onda hasta llegar a cero.

Figura 52

Onda de transiente de voltaje a 1 A y 5 A, para contactor e interruptor respectivamente.



Nota: fuente Eaton Electric.

En general la onda de sobretensión generada por las corrientes de corte de un contactor y un interruptor se aprecian de esta forma. Se ve que para un interruptor la onda supera el límite, por lo que es necesario proteger el circuito contra este tipo de sobretensiones.

En conclusión, se optó por el tipo de accionamiento para el motor por el interruptor.

3.2.2.3 Tipo de motor y método de arranque. Como se mencionó anteriormente los métodos de arranque son los siguientes :

- a) Motor de 3000 Hp. motor síncrono de anillos colectores. Método de Arranque: Directo (plena tensión)
- b) Motor de 9000 Hp. Motor síncrono sin escobillas. Método de arranque: A tensión reducida, por Reactor en serie.

3.2.2.4 Sistema de Excitación de los motores

3.2.2.4.1 Excitatriz motor de 9000 Hp.

- a) Características:

Es una Excitatriz de tipo rotativa sin escobillas (ver figura), acoplada al mismo eje del motor y alimentada con corriente CD desde una fuente externa, la cual viene a ser el Panel de excitación ESP1. Consta de los siguientes elementos:

- Devanado de campo. Consta de bobinas enrolladas sobre los polos salientes del estator fijo. Las bobinas están aisladas con resina epoxica de presión al vacío y dispuestas de manera que haya la ventilación necesaria para evitar altas temperaturas. Este devanado es alimentado desde el panel ESP1.
- Armadura. Es un núcleo de acero laminado con un devanado trifásico el cual va montado junto con el circuito Rectificador sobre el eje del motor. El devanado es aislado con resina epoxica.
- Circuito Rectificador. Está compuesto de:
 - 6 diodos (Puente de diodos trifásico de onda completa).

- 2 SCR's (circuito de protección contra sobre voltajes)
- Disipadores de calor
- Filtros.
- Módulo de control que contiene el circuito de disparo de los SCR's.

b) Sincronización.

Durante la etapa de aceleración del motor, con el campo de la excitatriz des energizado, las corrientes inducidas en el rotor fluyen a través del puente de diodos, o a través de los SCR después que son activados por el circuito de disparo.

Notas: El voltaje de ruptura del circuito de disparo excede el voltaje máximo de salida de CD del puente de diodos, para evitar que los SCR se enciendan por el voltaje de CD durante el funcionamiento sincrónico.

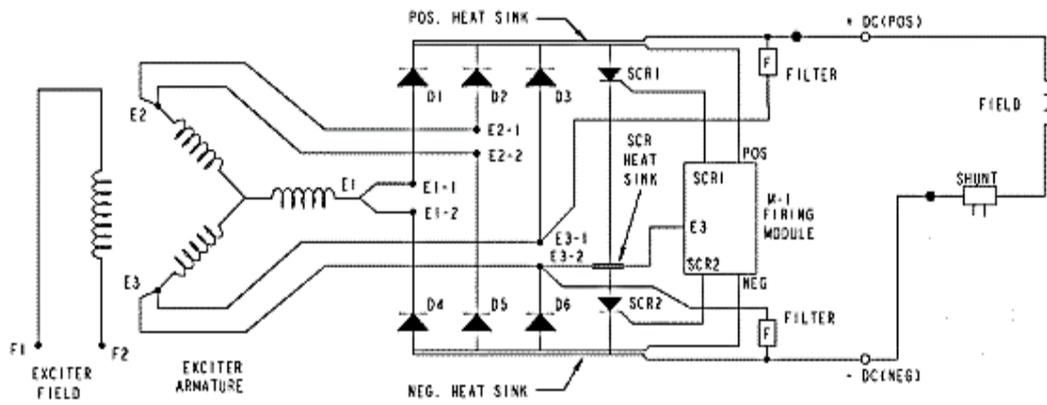
A la velocidad de entrada (Pull – in) al energizar el campo excitador, se induce corrientes trifásicas en su armadura, que es rectificadas por el puente de diodos.

La potencia aplicada al campo del motor, sincroniza el rotor mientras apaga los SCR a través de la acción de conmutación del punto de enlace común entre el puente de diodos y los SCR.

Cuando se produce una desconexión de la sincronización, el voltaje inducido del rotor enciende SCR1 y SCR2 a través del circuito de disparo, y el circuito se comporta de manera idéntica a su operación durante la aceleración, protegiendo así el campo del motor del alto voltaje inducido.

Figura 53

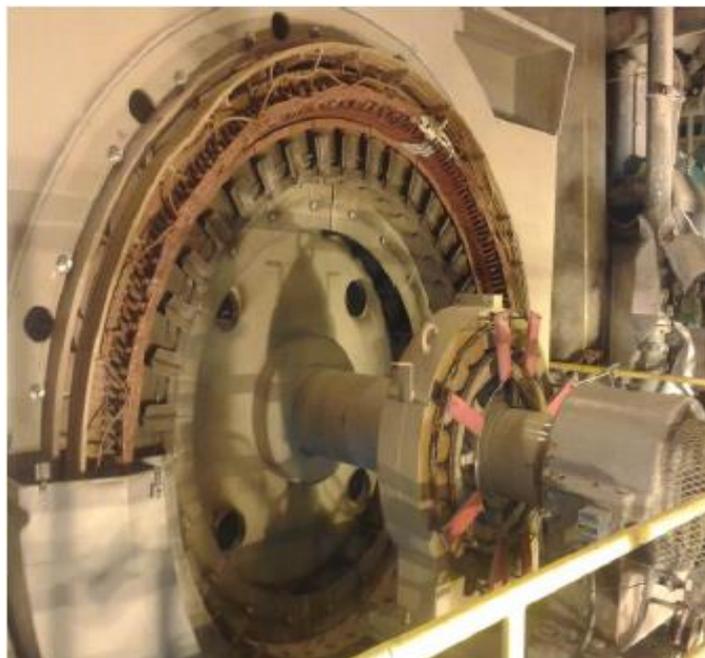
Diagrama excitatriz del motor de 9000 Hp.



Nota: fuente General Electric.

Figura 54

Vista de la excitatriz del motor de 9000 Hp montada sobre eje.



3.2.2.4.2 Excitatriz motor de 3000 Hp

a) Características

El motor de 3000 Hp es un motor con excitación de anillos colectores, el cual consta simplemente de 2 anillos montados sobre el eje del motor, pero aislados de este, los cuales están conectados al devanado de campo del motor. Los anillos colectores reciben la corriente CD desde la fuente externa a través de escobillas de carbón. En este caso la fuente externa es el panel de excitación CR7069-A3 Synchronous Field panel. El motor de 3000 Hp por ser de tipo anillos colectores, no dispone de un circuito que haga la sincronización a la velocidad de entrada o "Pull – in". El panel CR7069-A3 cuenta con el relé SPM que controla el arranque y la sincronización del motor. La secuencia es la siguiente:

- La alimentación de CD al campo debe estar desconectada.
- Aplicar la tensión de línea al estator, cerrando el interruptor.
- Conectar la Resistencia de descarga en paralelo al campo al iniciar el arranque, mediante el contactor de campo. Ver diagrama.
- Sensar la velocidad del rotor
- Sensar el ángulo del rotor
- Aplicar la excitación de campo en el ángulo y velocidad del rotor óptimos, cerrando el contactor de campo, con lo cual el motor se sincroniza.
- Desconectar la Resistencia de descarga del campo.

b) Resistencia de descarga o Field discharge Resistor (FDRS).

En el arranque el campo está desconectado de su fuente de alimentación de CD. En estas condiciones el campo magnético del estator induce una fem muy elevada en el rotor que provocaría daños en el aislamiento. No sería conveniente cortocircuitar el devanado de campo por que se induciría una corriente alta que

frenaría el motor y también puede causar daños térmicos al aislamiento y el rotor. Para evitar estos inconvenientes, se conecta una Resistencia de descarga en un circuito cerrado con el devanado de campo en serie. El valor de la resistencia de descarga debe ser el adecuado (suele tener 10-15 veces la resistencia de campo).

La Resistencia de descarga tiene las siguientes funciones:

- Limitar el voltaje inducido por el campo del estator durante el periodo de arranque. A mayor voltaje en el estator, mayor voltaje se inducirá en el devanado de campo en el rotor.
- Aumento del par en el momento de la sincronización a la velocidad pull in.

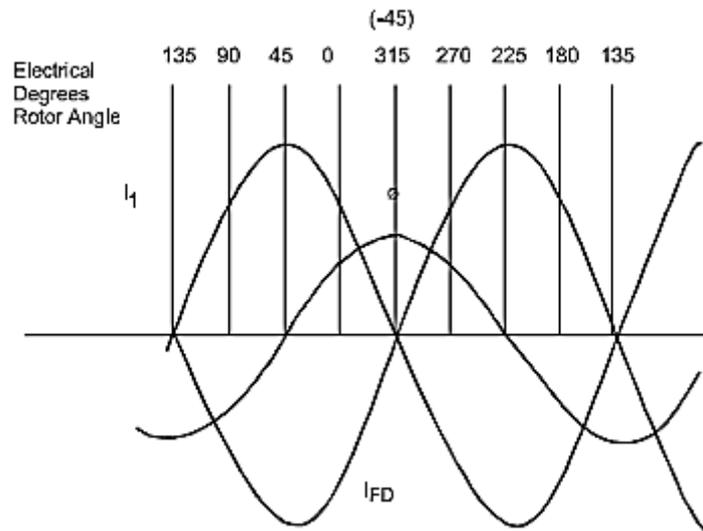
c) Sincronización.

(Multilin, 2012) La relación angular entre la corriente de campo y el flujo magnético con la posición del rotor se puede representar con la Figura 51. Cuando el rotor acelera la corriente I_1 del estator y la corriente de campo inducida I_{FD} , estarán desfasadas 180° , y el flujo magnético inducido estará retrasada 90° de I_{FD} . El punto de máximo flujo inducido \emptyset es cuando la tasa de cambio de I_{FD} es máxima (I_{FD} pasa por cero de negativo a positivo).

Cuando el motor está cerca a la velocidad de sincronismo el torque es causado por el deslizamiento y también por la resistencia de descarga conectada al campo.

Figura 55

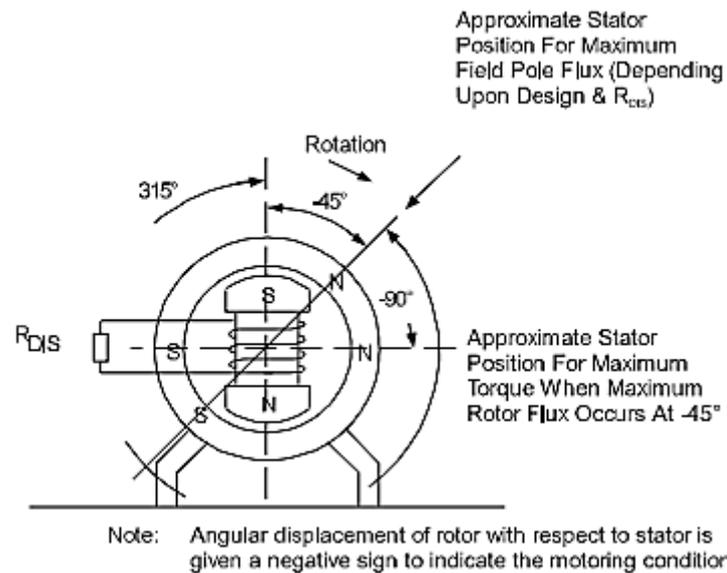
Relación angular típica entre la corriente de campo y el flujo magnético durante el arranque.



Nota: fuente GE Multilin, SPM Synchronous Motor Protection and Control.

Figura 56

Posición aproximada del estator para el Flujo máximo y Torque máximo.



Nota: fuente GE Multilin, SPM Synchronous Motor Protection and Control.

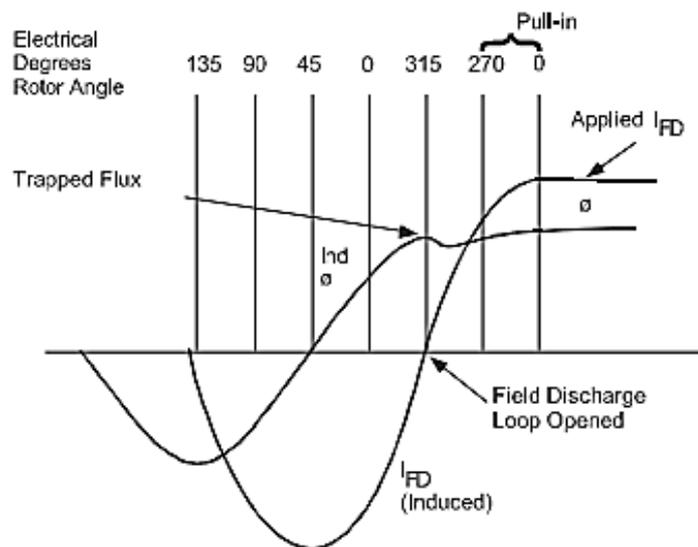
(Multilin, 2012) El SPM tiene entre sus funciones sensor la velocidad y ángulo del rotor precisos para la sincronización. La velocidad de entrada o “pull – in”, varia según cada motor y según el valor de la resistencia de descarga, pero generalmente está entre el 95% al 98% de la velocidad nominal. El ángulo correcto para la aplicación del campo es fijo y siempre es el instante donde la corriente inducida en el rotor I_{FD} pasa a través del cero en sentido negativo hacia positivo, que es el punto donde el flujo magnético en el rotor es máximo. La frecuencia del rotor sirve como indicador de la velocidad y puede medirse a través de la frecuencia del voltaje a través de FDRS. El voltaje a través de FDRS no es en realidad "voltaje de campo inducido", sino que es el voltaje que está en relación de fase de tiempo con la corriente a través de la resistencia. Es decir, la corriente pasa por cero al mismo tiempo que el voltaje pasa por cero.

El SPM mide el ángulo y velocidad del rotor apropiados y los usa para determinar el tiempo apropiado para cerrar el contactor de campo, según el deslizamiento que se haya programado (Rango entre 0.5% a 10%).

Cuando la velocidad y ángulo correctos del rotor se encuentran, el SPM manda la señal para cerrar el contactor de campo y desconectar la resistencia de descarga. Ver Figura 53.

Figura 57

Relación angular entre la corriente de campo y el flujo en "pull in".



Nota: fuente GE Multilin, SPM Synchronous Motor Protection and Control.

d) Aplicación de la corriente de excitación.

Se debe aplicar la corriente de excitación en el instante de corriente inducida cero (ángulo óptimo o favorable), con esto se logra:

- Atrapar el flujo de los polos en un valor grande y lo utiliza para generar un torque de aceleración durante el último periodo. Ver Figura 53.
- Coincidir con el rotor en la posición angular correcta para impulsarlo hacia el sincronismo.
- Permite manejar y adaptarse mejor a la carga acoplada.
- Reducir la perturbación en la red eléctrica que al evitar que el motor pase por un ciclo completo de deslizamiento con el campo energizado.
- Las sobretensiones transmitidas a la red eléctrica serán mínimas, sobre todo en motores de gran potencia.

Notas:

Para el caso de motores sin escobillas, la resistencia de descarga suele venir instalada de fabrica en el rotor a lo largo del circuito rectificador. En el caso de los motores de 9000 hp, el circuito rectificador realiza la función de sincronización y su diseño no incluye resistencia de descarga.

En el presente proyecto, los motores de 9000 Hp tienen arranque a tensión reducida por lo que las tensiones y corrientes inducidas en el campo son menores.

Por otro lado, en los motores sin escobillas no se tiene el riesgo de los altos voltajes inducidos en los anillos colectores.

3.2.2.5 Secuencia de arranque. A continuación, se detalla la secuencia de arranque. Ver planos de control en Anexos.

a) Motores 3000 Hp.

Para estos motores el arranque es directo:

- Se coloca el switch S1 en posición Local.
- Se coloca el control switch S2 en posición Close. Se da el cierre del interruptor principal de alimentación del motor.
- El panel de excitación a través del relé SPM recibe confirmación del cierre del interruptor principal por medio de un contacto de posición del interruptor
- El relé SPM controla el periodo de aceleración del motor.
- Finalmente, cuando el motor está próximo a alcanzar la velocidad de sincronismo aplica la excitación de campo y el motor queda en funcionamiento.
- En caso de falla en la secuencia de arranque o sincronización del motor, actúan las protecciones del relé SPM y abre el interruptor y queda bloqueado con el relé 86, hasta que se desbloquee manualmente y se reinicie la secuencia.

- En caso de falla en la línea de alimentación, en el estator, o una sobrecarga del motor actúa el relé de protección 469 y abre el interruptor y queda bloqueado con el relé 86, hasta que se éste de desbloquee manualmente y se reinicie la secuencia.
- También existe la opción de arranque con el switch S1 en posición remoto a través de un DCS (sistema de control distribuido)

b) Motores 9000 Hp

Para estos motores el arranque es como sigue:

- Se coloca el switch PS en posición Local.
- Se coloca el control switch 52CS en posición Close. Se da el cierre del interruptor START para el arranque del motor a tensión reducida a través del reactor en serie en la línea de alimentación del motor.
- El panel de excitación de campo ESP1 recibe confirmación del cierre del interruptor START por medio de un contacto.
- El panel de excitación ESP1 controla el periodo de aceleración del motor.
- El panel de excitación ESP1 manda abrir el interruptor START retirando el reactor y cierra el interruptor RUN para alimentar directamente al motor.
- Finalmente, cuando el motor está próximo a alcanzar la velocidad de sincronismo aplica la excitación de campo y el motor queda en funcionamiento.
- En caso de falla en la secuencia de arranque o sincronización del motor, actúan las protecciones del relé SPM y abre el interruptor RUN y queda bloqueado con el relé 86, hasta que se esté de desbloquee manualmente y se reinicie la secuencia.
- En caso de falla en la línea de alimentación, el estator, o sobrecarga del motor actúa el relé de protección 469 y abre el interruptor y abre el interruptor

y queda bloqueado con el relé 86, hasta que se éste de desbloquee manualmente y se reinicie la secuencia.

- También existe la opción de arranque con el switch S1 en posición remoto a través de un DCS (sistema de control distribuido).

3.2.3 Sistema de Protección de motores.

El diseño y filosofía del sistema de protección de los motores se basa en las recomendaciones de la IEEE Std C37.96(Protección de motores de CA) y de IEEE Std C242 (Prácticas recomendadas de protección en sistemas industriales). Consideraciones:

- Características del motor. Incluye el tipo de motor, velocidad, voltaje, potencia, factor de servicio, diseño , las características de torque y velocidad, factor de potencia. También se debe considerar la aplicación del motor.
- Temperaturas. Capacidades térmicas del rotor y estator durante el arranque, la marcha y condiciones de rotor bloqueado. Arreglo de los devanados y sus temperaturas límites, ventilación y lubricación de los cojinetes. Temperatura del ambiente.
- Condiciones de arranque. Durante la etapa de rotor bloqueado y la aceleración se genera gran calor debido a las corrientes inducidas en el devanado amortiguador. Luego a velocidad nominal estas corrientes desaparecen, pero se pueden presentar sobrecargas sostenidas que afectan al estator. Se tomará en cuenta si es un arranque a tensión plena o tensión reducida. La caída de tensión y la corriente de arranque. Numero de arranques repetitivos y tiempo entre arranques.

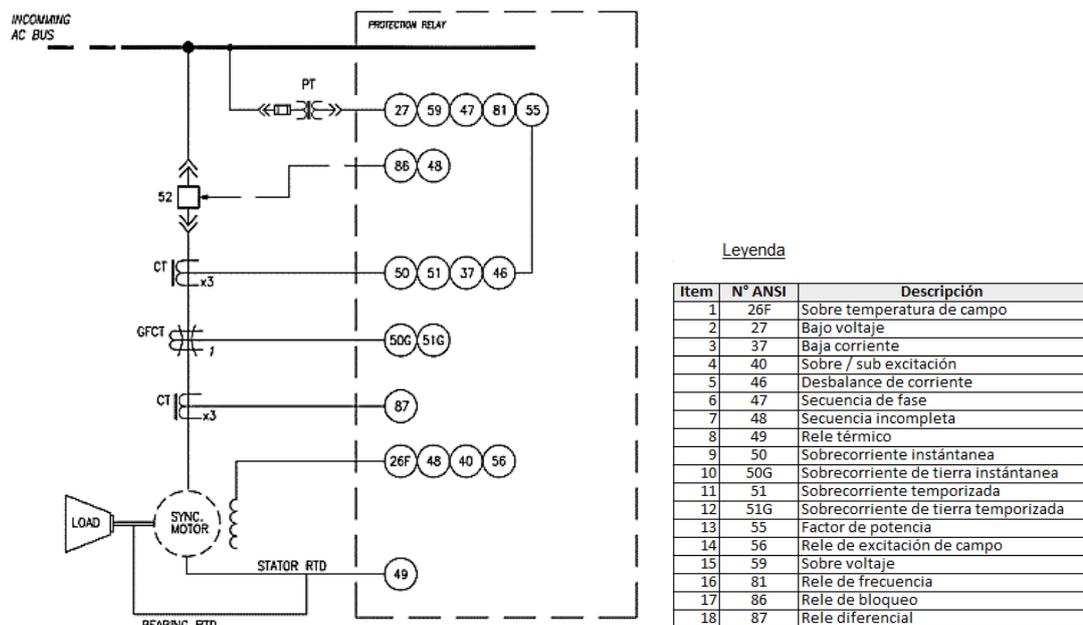
(C37.96, 2000) El control y la protección de un motor síncrono difieren en comparación con un motor de inducción debido a la construcción del rotor. Dado que se requiere excitación de CD para el funcionamiento síncrono, se debe proporcionar protección contra la pérdida de corriente de campo y pérdida de sincronismo. Durante el arranque, generalmente se requiere que el equipo de control garantice de forma automática

y precisa, que la velocidad del rotor haya alcanzado un valor adecuado antes de aplicar la excitación de CD. La capacidad térmica del rotor del motor síncrono y su tiempo de parada permitido (tiempo de rotor bloqueado permitido) son generalmente mucho menores que los de un motor de inducción, y se debe proporcionar una protección especial para el devanado del amortiguador. Sin embargo, dado que el estator, los cojinetes y la carcasa del motor síncrono son prácticamente iguales al motor de inducción, los esquemas de protección son iguales.

En la siguiente figura se muestra las funciones de protección necesarias para motores síncronos de media tensión de gran potencia:

Figura 58

Funciones de Protección de motores síncronos según ANSI.



Podemos enfocar la protección del motor desde 2 puntos de vista:

- Protección desde el Estator contra sobrecargas y cortocircuito. Se realiza monitoreando las corrientes y voltajes en el estator. También se logra la protección del rotor durante el arranque indirectamente.

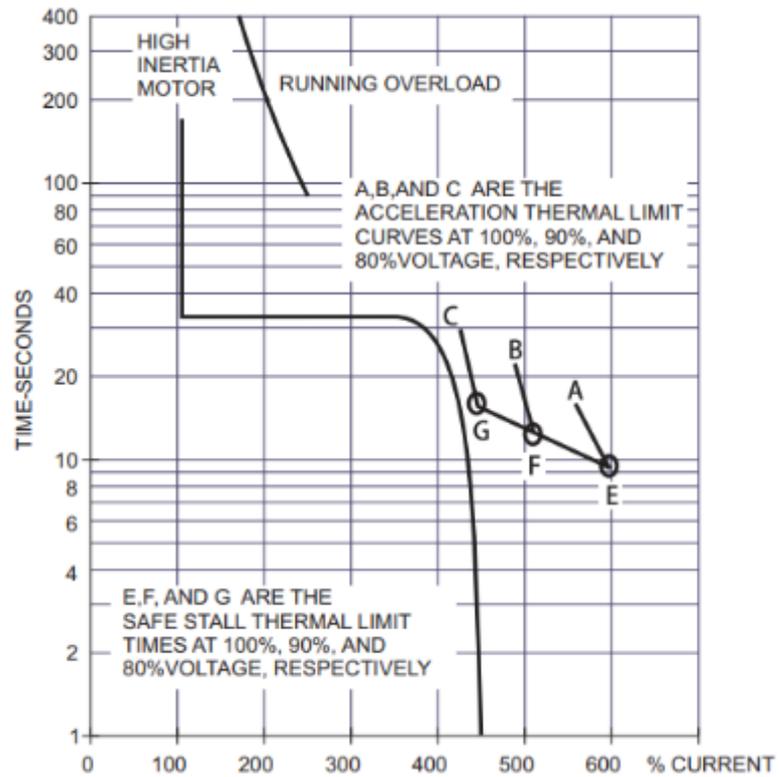
- Protección del rotor. La protección se realiza considerando la etapa de arranque y censando directamente parámetros del rotor, de esta manera se puede controlar la aplicación de la corriente de campo.

3.2.3.1 Protección del motor desde el Estator. Se utiliza el relé multifunción GE 469, que es un relé basado en microprocesador, el cual será utilizado para ambos tipos de motores de 3000 Hp y 9000 Hp. El relé 469 se encuentra ubicado en el tablero de MT de cada motor (Ver Planos N° en Anexos). El relé 469 abarca las siguientes protecciones:

- a) Protección de Sobrecarga. Esta es la principal protección del motor.
 - Curva de Sobrecarga o límite térmico. El límite térmico del motor es determinado por el fabricante, tanto para el rotor como el estator y depende de la construcción del motor. La curva de sobrecarga cubre las etapas de rotor bloqueado y la aceleración, así como la etapa de régimen permanente.
 - Arranque del motor. Durante este periodo el rotor alcanza su límite térmico antes que el estator debido a la corriente de rotor bloqueado y la aceleración. Al inicio del arranque con el rotor bloqueado en el devanado amortiguador se induce voltaje y por consiguiente una corriente a la frecuencia de la línea (60Hz). Esta corriente genera calor en función de la resistencia del devanado amortiguador según I^2R . Esta resistencia tiene su valor máximo durante el rotor bloqueado. Cuando el motor va aumentando su velocidad, el voltaje inducido reduce su frecuencia y el valor de la resistencia disminuye.
 - Motor en marcha o régimen permanente. Durante las sobrecargas en la marcha, el límite térmico del motor está determinado por el estator. La figura N° muestra las curvas típicas de límite térmico para un motor en marcha y durante su aceleración. En este ejemplo un arranque al 80% del voltaje de línea.

Figura 59

Curvas típicas tiempo – corriente y Límites térmicos

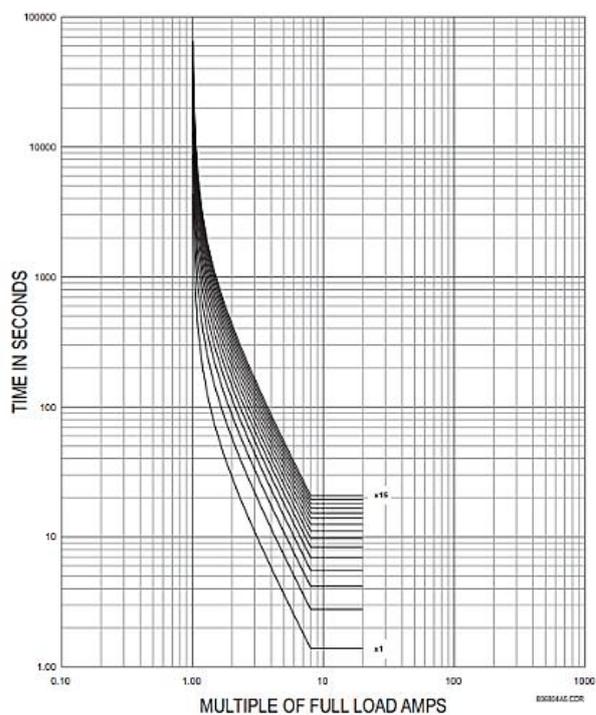


Nota: fuente ANSI/IEEE C37.96

- Curvas Estándar del relé 469. El relé 469 dispone de 15 curvas estándar que pueden ser utilizadas si los tiempos de arranque del motor están dentro de tiempos de atascamiento seguros.

Figura 60

Curvas de Sobrecarga estándar del relé 469.



Nota: fuente 469 Motor Management Relay Manual, 2013

Nota: Si ninguna de estas curvas se ajustara a la curva térmica del motor, el relé tiene la posibilidad de construir una curva personalizada con los tiempos de disparo para 30 niveles de corriente predeterminados, desde 1.01 x FLA hasta 30 x FLA.

- Ajuste de protección de Sobrecarga motor 9000 Hp:
 - Tipo de curva: Estándar
 - Multiplicador o dial: 2.5 (Rango: 1 – 15)
 - Overload Pickup: 1.01 (Rango: 1.01 – 1.25 xFLA)
 - Cool Time constant Running: 15 min
 - Cool Time constant Stopped: 30 min
- Ajuste de Protección: Motor 3000 Hp.

- Tipo de curva: Estándar
- Multiplicador o dial: 6 (Rango: 1 – 15)
- Overload Pickup: 1.01 (Rango: 1.01 – 1.25 xFLA)
- Cool Time constant Running: 15 min
- Cool Time constant Stopped: 30 min
- Grafica tiempo – corriente:

b) Desbalance de corriente

El relé 469 mide la relación de la corriente de secuencia Negativa a secuencia Positiva: I_2 / I_1 , la cual es la medida de nivel de Desbalance de corriente:

- I_2 / I_1 : Nivel de Desbalance de corriente
- I_2 : Corriente de secuencia Negativa
- I_1 : Corriente de secuencia Positiva

Se asume típicamente que un desbalance de 1% en el voltaje equivale al 6% de desbalance de la corriente de línea.

➤ Ajuste de Protección de desbalance: Motor 9000 Hp y 3000 Hp

A causa de las fluctuaciones que se presentan en la red, se considera el desbalance de voltaje de línea de 2%, por lo que el desbalance de corriente es 12%:

- Alarma Desbalance de corriente
Pickup : 15% / Retardo de tiempo (Delay): 5 s
- Disparo Desbalance de corriente
Pickup : 20% / Retardo de tiempo (Delay): 5 s

➤ Ajuste del modelo térmico con el Desbalance de corriente.

Las corrientes de fase desbalanceadas también generan calentamiento en el rotor. Cuando el motor está en marcha, el rotor gira a velocidad síncrona en sentido de la corriente de secuencia Positiva. Cuando hay un desbalance, se genera la corriente de secuencia Negativa que gira en sentido opuesto a la corriente de secuencia positiva (y también opuesto al rotor), la cual induce una corriente a mayor frecuencia en el rotor (aprox. 20 Hz) que genera un efecto piel en la jaula del rotor. La resistencia de la jaula aumenta y por lo tanto también el calor generado en el rotor.

Este calor adicional no es registrado en las curvas de límite térmico del motor dadas por el fabricante, ya que estas se diseñan asumiendo una red balanceada. El modelo térmico del relé se puede ajustar para reflejar el calentamiento adicional que causa la corriente de secuencia negativa.

El relé 469 calcula una corriente equivalente I_{eq} para ajustar la curva térmica, en vez de usar la corriente FLA en p.u. La corriente equivalente se calcula con la ecuación:

$$I_{eq} = \sqrt{I_{per_unit}^2 \cdot \left(1 + k \cdot \left(\frac{I_2}{I_1}\right)^2\right)}$$

I_{eq} = equivalent motor heating current

I_{per_unit} = per unit current based on FLA

I_2 = negative sequence current, I_1 = positive sequence current

k = constant

Típicamente se asume $k=175/ I_{LR}^2$ (I_{LR} : corriente de rotor bloqueado)

- Ajuste de factor k (Unbalance Bias):

$$k = 175 / (3.5)^2 = 14.2 \text{ (motor 9000 hp)}$$

$$k = 175 / (6.45)^2 = 4.2 \text{ (motor 3000 hp)}$$

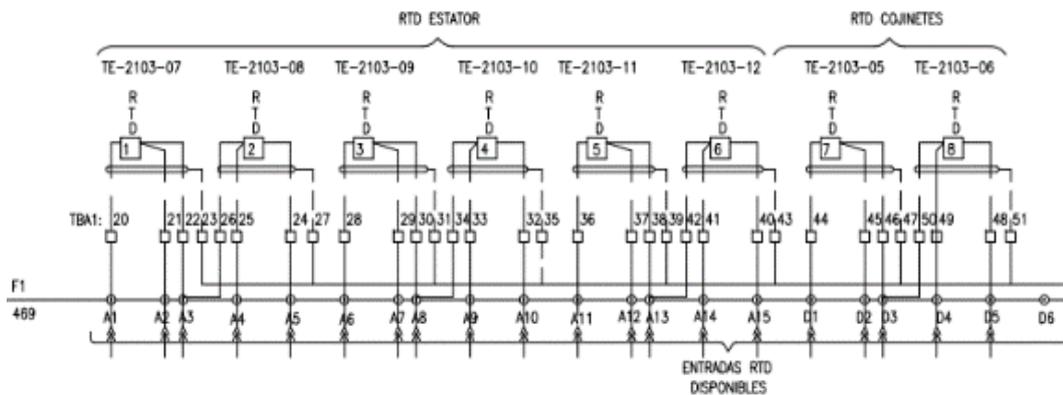
c) Protección de Temperatura

Esta protección se realiza a través de los RTD's (Detector de Resistencia por Temperatura) colocados adecuadamente en los devanados del

estator y los cojinetes del motor. El RTD aumenta su resistencia al aumentar la temperatura de los devanados, o de los cojinetes. El relé 469 aplica un voltaje al RTD y detecta la corriente, esta señal es llevada a las entradas para RTD del relé. Se utiliza RTD's para devanados y cojinetes del tipo Platino 100 Ohm (RTD's del 1 al 6 para estator y RTD's 7 y 8 para cojinetes). Ver plano N° en Anexos.

Figura 61

Entradas de RTD en el relé 469.



➤ Ajuste de RTDs (Motor 9000hp y 3000 hp)

RTD 1 – 6: Aplicación: Estator:

- Alarma Temperatura: 130 °C
- Trip Temperatura: 155 °C

➤ RTD 7 – 8: Aplicación: Bearing (Cojinetes):

- Alarma Temperatura: 130 °C
- Trip Temperatura: 155 °C

Nota: En caso que la temperatura ambiente se eleve más de lo normal o el enfriamiento del motor no se da adecuadamente, entonces se debe ajustar la curva térmica del motor ya que dichas curvas se basan en la temperatura de diseño de 40°C.

d) Protección de Sobre corriente (50/51).

El disparo ocurre una vez que la magnitud de corriente de fase I_a , I_b o I_c , excede el valor de Pickup X Primario TC de fase, por el tiempo de retardo programado. Normalmente el retardo o Delay para el disparo se pone en 0 ms (puede incrementarse si ocurren disparos indeseados)

Cuando el motor arranca, la corriente de arranque puede tener componente asimétrico, esta corriente asimétrica puede causar que una fase vea hasta 1.6 veces la corriente RMS de arranque normal, por lo que habría disparos indeseados durante el arranque, si el nivel de cortocircuito se ajusta por ejemplo a 1.25 veces la corriente de arranque Simétrica. Para evitarlo se usa la regla de ajustar a 1.6 veces la corriente de arranque simétrica.

- Ajuste de sobre corriente motor de 9000 Hp (Corriente Rotor bloqueado: 3.5 FLA).

- Trip corto circuito:

Pick up: 5.6 ($1.6 \times 3.5 = 5.6$ FLA) / Delay: 0 s

- Ajuste de sobre corriente motor de 3000 Hp (Corriente Rotor bloqueado: 6.45 FLA).

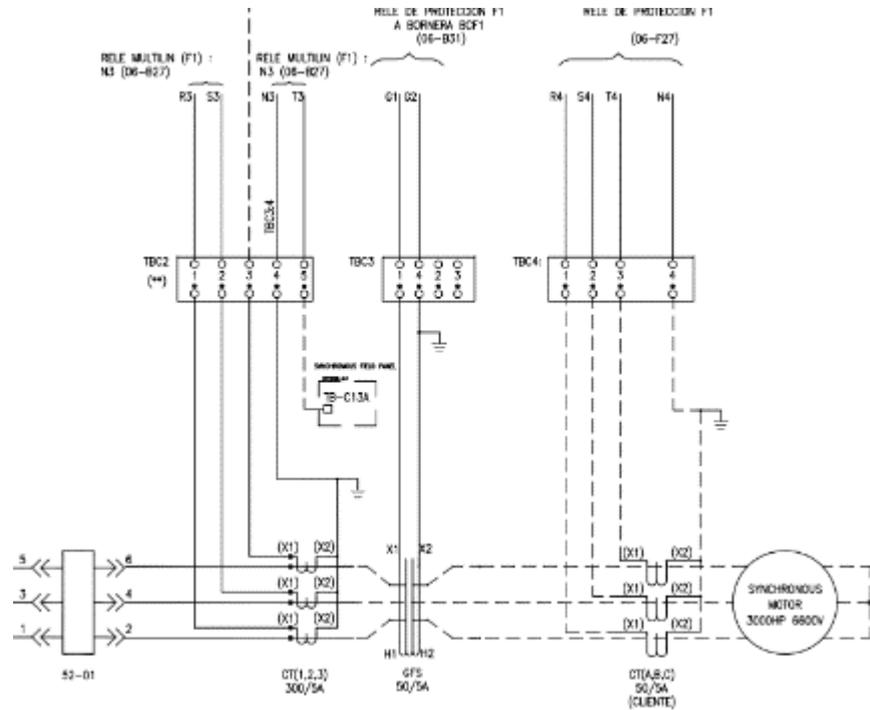
- Trip corto circuito:

Pick up: 10.32 ($1.6 \times 6.45 = 10.32$ FLA) / Delay: 0 s

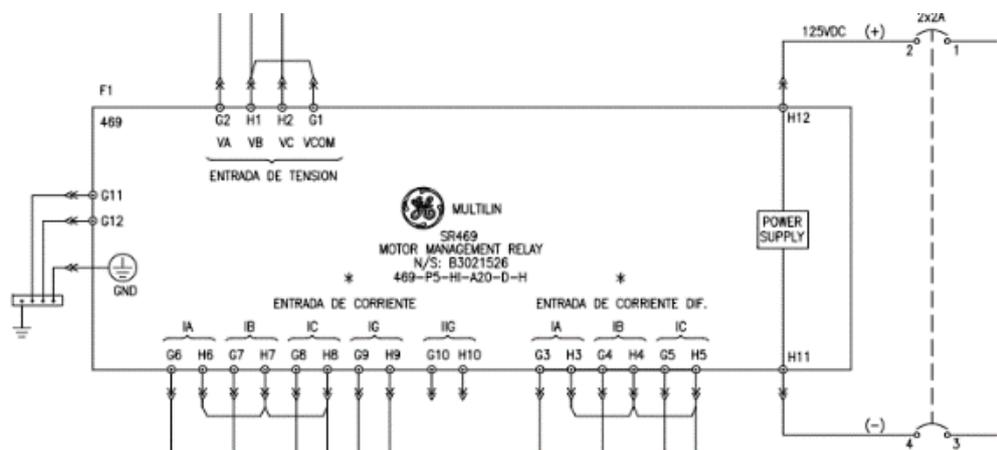
Nota: Se puede habilitar un segundo disparo de Backup, cuyo retardo debe ser mayor que el disparo principal.

Figura 62

Entradas de señales de corriente en el relé 469(a).



Entradas de señales de corriente en el relé 469(b).

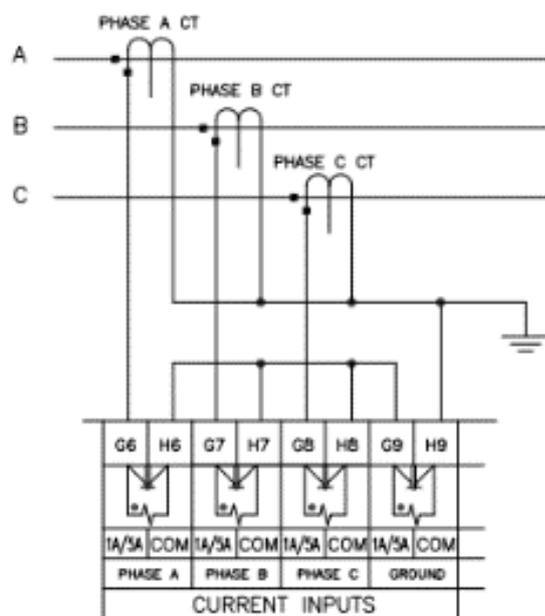


e) Protección de falla a Tierra (50G/51G)

Cuando la corriente de falla a Tierra excede el ajuste o pickup x Primario Ground CT, por el tiempo de retardo programado, se producirá del disparo o alarma (Se tiene también disponible un disparo de backup, el cual puede ser asignado a un contacto de relé auxiliar aux2 o aux3, el cual será siempre de tipo Latch). Por lo general el retardo para la falla a Tierra se programa lo más rápido posible, como 0 s (Se puede incrementar si es que ocurren disparos indeseados). Se tiene 2 configuraciones para la conexión para falla a Tierra: Conexión para Secuencia cero y para corriente Residual:

Figura 63

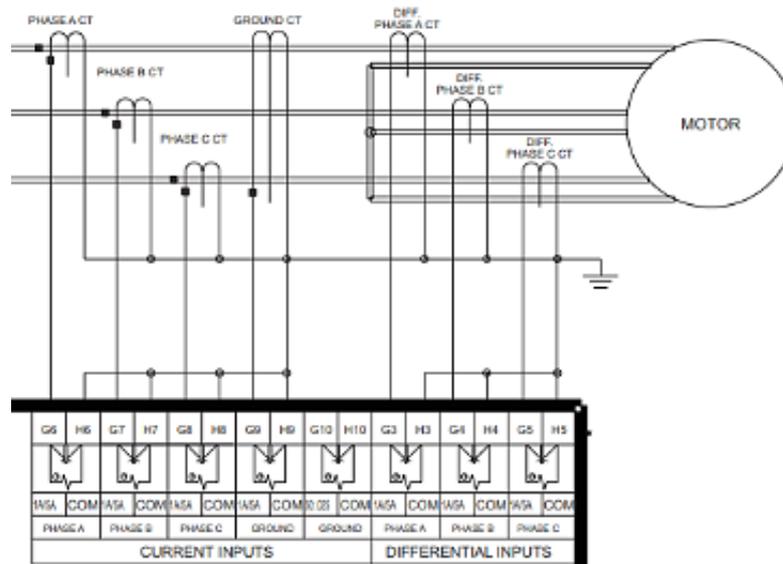
Conexión para Corriente Residual en el relé 469.



Nota: fuente 469 Motor Management Relay Manual, 2013.

Figura 64

Conexión para Secuencia cero (con Ground CT) en el relé 469.



Nota: fuente 469 Motor Management Relay Manual, 2013.

Para ambos tipos de motores se utiliza la conexión en Secuencia Cero.

Notas: también se tiene entrada para TC de tierra 50:0.025, para falla a tierra de alta resistencia y sea requerido detectar corrientes de fuga hasta de 0.25 A para protección del personal.

➤ Ajuste de falla a Tierra motor de 9000 Hp:

- Trip falla a Tierra:

Pick up: 0.2 / Delay: 0

- Alarma falla a Tierra:

Pick up: 0.1 / Delay: 0

➤ Ajuste de falla a Tierra motor de 3000 Hp:

- Trip falla a Tierra:

Pick up: 0.2 / Delay: 0

- Alarma falla a Tierra:

Pick up: 0.1 / Delay: 0

f) Protección Diferencial (87)

La protección diferencial generalmente se aplica a motores de 1500 hp a más. Se usa para proteger contra fallas internas del motor. Esta protección se basa en el principio de corriente equilibrada, la cual permite detectar corrientes de falla del motor tan pequeñas como de 15 A. Consta de 3 elementos de sobre corriente para protección Diferencial de fase:

Diferencial de fase A: $I_{a(IN)} - I_{a(OUT)}$

Diferencial de fase B: $I_{b(IN)} - I_{b(OUT)}$

Diferencial de fase C: $I_{c(IN)} - I_{c(OUT)}$

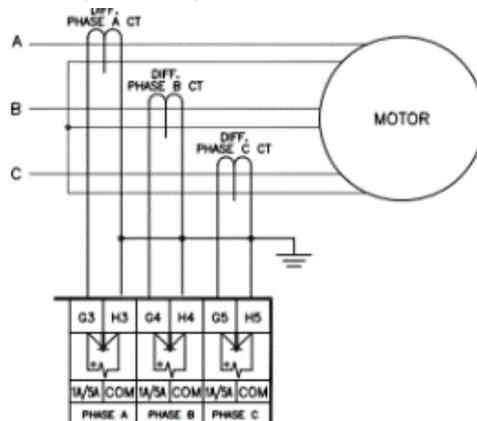
El disparo ocurre una vez que la magnitud del Diferencial de fase excede el valor de ajuste por un periodo de retardo de tiempo.

Valor de ajuste: Pickup x Primario TC diferencial.

El método núcleo balanceado ofrece una mayor sensibilidad en el ajuste, ya que se usa un sólo TC por fase. En el método de suma de corrientes los valores de los TC pueden no ser exactamente iguales ya que no son idénticos realmente. En este caso para ambos tipos de motores se utiliza el método núcleo balanceado (Core balanced).

Figura 65

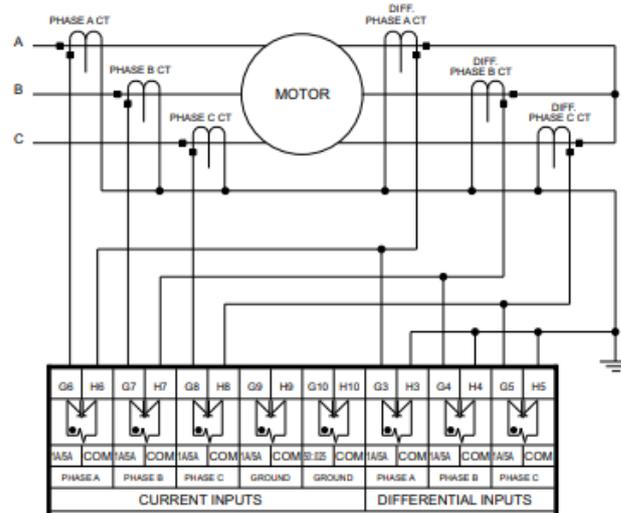
Método Núcleo balanceado (03 TC's) en el relé 469.



Nota: fuente 469 Motor Management Relay Manual, 2013.

Figura 66

Método Suma de corrientes (06 TC's) en el relé 469.



Nota: fuente 469 Motor Management Relay Manual, 2013.

- Ajuste de protección Diferencial motor de 9000 Hp.

- Trip cortocircuito

Pick up: 0.1 / Delay: 0

- Ajuste de protección Diferencial motor de 3000 Hp.
- Trip cortocircuito

Pick up: 0.1 / Delay: 0

- g) Otras protecciones adicionales con las que cuenta el relé:

- Atascamiento mecánico
- Baja corriente
- Bloqueo de arranque
- Bajo/ Sobre voltaje
- Reverso de voltaje
- Reverso de fases
- Frecuencia
- Factor de potencia

- Potencia reactiva
- Baja potencia
- Potencia inversa

3.2.3.2 Protección del motor desde el rotor. En los motores de 3000 Hp la protección del rotor y control de arranque, lo realiza el Relé SPM desde el panel Synchronous field panel. Estos paneles se ubican en el Cuarto Eléctrico lado Norte al frente de los tableros de MT (switchgear 7.2 kV Ball Mill LC – 2). Ver plano N° en anexos.

En el caso de los motores de 9000 Hp, la protección del rotor y el control del arranque se realiza con el PLC RX3i del panel ESP1 para motor sin escobillas. Estos paneles se ubican en el Cuarto Eléctrico lado Sur al costado de los tableros de MT. (switchgear 7.2 kV Ball Mill LC – 1). Ver plano N° en Anexos.

3.2.3.2.1 Motor 3000 Hp - Relé SPM. El SPM controla el arranque, la sincronización y la protección de motores. En este caso el de los motores de 3000 Hp con anillos colectores. En el arranque controla la aplicación de la corriente de excitación a través del contactor de campo, a la velocidad y ángulo del rotor adecuados para lograr la sincronización del motor. Una correcta sincronización del motor permite reducir las perturbaciones en la red, que ocurre cuando el motor entra en deslizamiento con el devanado de campo energizado.

EL SPM protege al motor durante el arranque y durante funcionamiento asíncrono o deslizamiento.

Funciones de Protección:

- a) Protección de Devanado Amortiguador

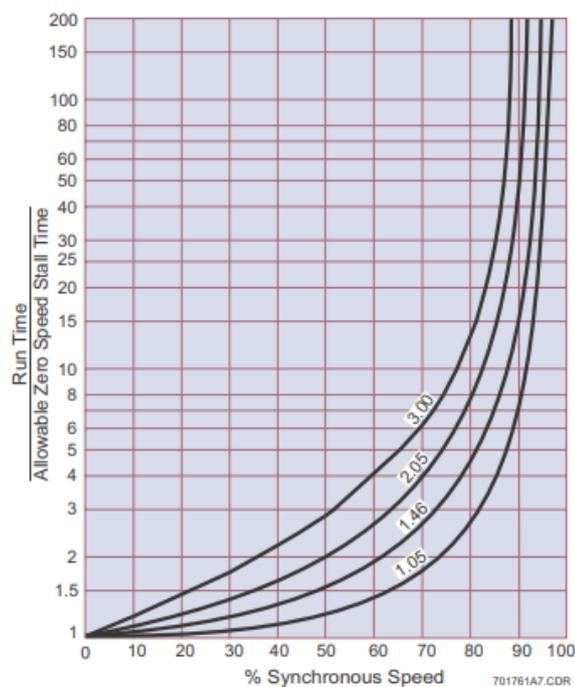
En el motor síncrono, el devanado amortiguador o jaula es susceptible a las altas temperaturas. A diferencia de un motor de inducción la jaula de ardilla no está diseñada para operación continua. El SPM protege el devanado amortiguador contra altas temperaturas generadas durante el arranque y

durante eventos de operación asíncrona (deslizamiento) el cual genera corrientes para producir torque y para re sincronizar el motor. Vendría a ser una protección complementaria para la protección de Atascamiento durante el arranque realizada por el relé 469.

Para esta protección el relé SPM monitorea la frecuencia de la corriente y voltaje de campo inducidos durante el arranque) o cuando el motor sale de sincronismo. Esta frecuencia es medida como un indicador de la velocidad del motor. Esta medición se realiza a través del transformador de corriente CD (DC-CT) y la entrada de voltaje de campo en el SPM. Se puede establecer el tiempo límite que el motor puede funcionar a velocidades menores a la de sincronismo, como un porcentaje del tiempo de atascamiento (Stall time), y se puede usar curvas velocidad – tiempo para proteger el motor. El SPM determina la curva velocidad – tiempo. La velocidad del motor es determinada por la frecuencia del voltaje inducido de campo. Los valores de ajuste de máximo Stall time y Run time al 50% de velocidad, determinan la curva a utilizar. La figura siguiente muestra las curvas típicas corriente – tiempo del SPM.

Figura 67

Proteccion de Devanado amortiguador, rele SPM.



Nota: fuente SPM Synchronous motor Protection and Control Manual, 2010.

El SPM realizará un disparo si calcula las siguientes condiciones:

- Se alcanza el límite térmico de la jaula.
 - Se alcanza número máximo de intentos de arranque o de sincronización (se inhibe el arranque)
- Ajuste de las protecciones:
- Stall time: 5 s
 - Run time: 2.05 s

b) Sobre temperatura de campo

Para esta protección, el SPM calcula los Omhs del devanado de campo mediante la división del voltaje de campo entre la corriente de campo. Si el cálculo de la resistencia excede el valor predeterminado o seteado, el relé

genera un disparo indicando sobre temperatura de campo. Esta protección emula a un RTD, es decir, su resistencia aumenta cuando su temperatura aumenta.

➤ Ajuste de la protección:

Para el motor de 3000 Hp se tiene: $I_f=280$ A, $V_f=130$ V, $R=0.465\Omega$. Para evitar disparos indeseados se considera un margen en el ajuste:

- High Exc.Field Ohms: 0.5Ω

c) Deslizamiento o pérdida de sincronización (Synchronous slip).

Es el valor de deslizamiento programado, en el cual es SPM da la señal para el cierre del contactor de campo. Se expresa en porcentaje.

➤ Ajuste: SYNC. SLIP: 5.0%

d) Secuencia Incompleta.

Cuando el arranque no se ha completado en el tiempo establecido, el relé dispara y abre el interruptor de alimentación del motor.

➤ Ajuste de la protección: INCOMPLETE SEQUENCE DELAY: 24 s

e) Protección por Factor de Potencia (pull – out)

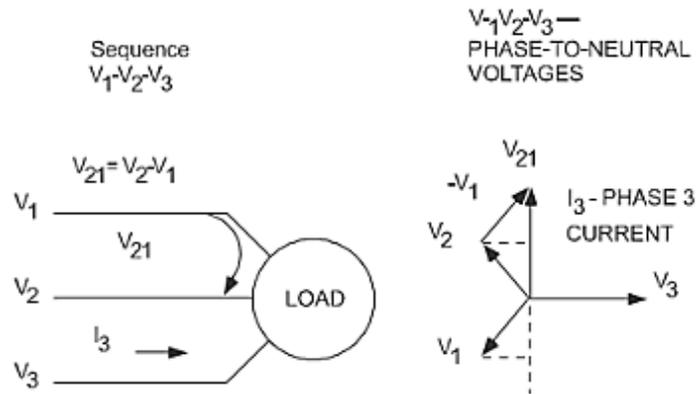
Para proteger al motor de deslizamiento, una de las maneras más efectivas es monitorear el Factor de Potencia. Un motor síncrono es diseñado para girar a velocidad constante y mueve una carga mecánica con el torque generado cuando los polos del rotor se enganchan con el campo magnético del estator. Cuando el rotor comienza a girar a una velocidad por debajo de la velocidad síncrona se dice que hay un deslizamiento el cual puede ocurrir por las siguientes causas:

- Carga mecánica más allá de la capacidad del motor.
- Aumento repentino de carga.
- Disminución gradual de la corriente de campo.
- Caída de voltaje por largo periodo.

El SPM mide el Factor de potencia tomando como referencia el voltaje a través de las fases 1 y 2, y la corriente en la fase 3. Ver Figura.

Figura 68

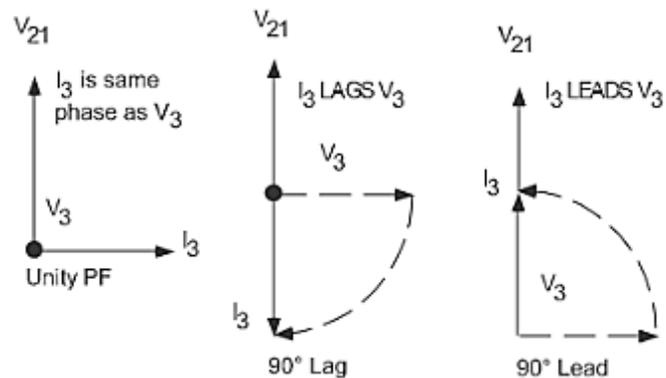
Medición del Factor de potencia por el SPM.



Nota: fuente SPM Synchronous motor Protection and Control Manual, 2010.

Figura 69

Fasores del Factor de potencia por el SPM.



Nota: fuente SPM Synchronous motor Protection and Control Manual, 2010.

Se tiene 2 modos para la protección por factor de potencia:

- Modo Re sincronización (Resync). En este modo la excitación es desconectada del campo cuando el fdp cae por debajo del valor de ajuste. El motor sigue girando hasta que el SPM re sincronice el motor y vuelve a conectar la excitación de campo. (Usado cuando hay mucha variación de carga)
- Modo Continuo (Ride thru). En este caso la excitación no se desconecta inmediatamente cuando el factor de potencia cae. Sin embargo, si permanece en esa condición por el periodo de tiempo ajustado, el relé dispara.
- Ajuste de la protección:
 - Se ajusta a un valor de factor de potencia en retraso, que causa el disparo, o intento de resincronización del motor en operación
 - Power factor mode: Ride thru.
 - Power Factor Trip: - 0.8
 - Power Factor Trip Delay: 0.2 s

f) Protecciones adicionales:

- Field Undercurrent trip (Sub corriente de campo)
- Field Undervoltage trip (Sub voltaje de campo)

3.2.3.2.2 Motor 9000 Hp – Panel ESP (brushless motor controller). Este panel de control de excitación para motor síncrono sin escobillas tiene con un controlador RX3i integrado con sensores y transductores para señales de campo, y un convertidor DC estático para alimentar la excitatriz sin escobillas. Tiene las funciones de protección para el rotor y controla la excitación de campo para el correcto arranque y operación del motor.

Funciones de Protección:

a) Protección Devanado Amortiguador.

Esta protección se realiza mediante una Termocupla instalada en las barras amortiguadoras en el rotor. Durante el arranque la temperatura de la

termocupla es monitoreada y mostrada en display. La medida de esta temperatura se compara con los valores programados para dar alarmas o realizar disparos y abrir el interruptor principal. Vendría a ser una protección complementaria o principal para la protección de Atascamiento durante el arranque realizada por el relé 469 (La termocupla se conecta a un módulo que va montado en el rotor y se conecta con el PLC mediante un sistema inalámbrico).

➤ Ajuste de la protección:

Squirrel cage O/T alarm: 275 °C

Squirrel cage O/T Trip: 300 °C

Squirrel cage O/T Delay: 0.3 s

b) Sobre temperatura de campo

Se realiza a través de otra termocupla instalada en el devanado da campo. Se monitorea el voltaje y la corriente y se calcula la resistencia del circuito de campo. Al compararlo con los valores de resistencia a temperatura ambiente (25°C), determina la temperatura promedio del campo cuando esta energizado.

➤ Ajuste de la protección:

Main field O/T alarm: 120 °C

Main field O/T Trip: 130 °C

Main field O/T Delay: 0.3 s

c) Secuencia Incompleta (48)

Se monitorea la secuencia de arranque para asegurar que se lleve a cabo dentro de un límite de tiempo, y en caso que no se complete la secuencia se produce un disparo. Esta protección puede ser implementada de dos maneras: por sensor de velocidad o por temporización. En este caso para los

motores de 9000 Hp se realiza por temporización. Una vez completada la secuencia se activará la protección de subcorriente de campo, para proteger al motor hasta llegar al sincronismo.

- Ajuste de la protección:

Incomplete Seq. Delay: 85 s

d) Perdida de Sincronización o deslizamiento: Slipguard

Se monitorea el factor de potencia (FP) a través del transductor. Cuando el motor está en sincronismo y el FP se retrasa debajo de un límite (80%) por un rango de tiempo establecido (0.25 s) se considera que hay un deslizamiento de los polos y se produce un disparo a través de un contacto que se desenergiza para abrir el interruptor. En el arranque cuando el interruptor se cierra, esta función se desactiva, ya que durante ese periodo el FP está en retraso y disparará el interruptor. Se volverá a activar esta función luego de la aplicación del campo (aprox. unos 5 s después).

- Ajuste de la protección:

Slipguard trip level: -0.8 PF

Slipguard trip delay: 0.25 s

e) Subexcitación o Sobreexcitación

Se monitorea corriente de campo y se genera el disparo cuando detecta corriente de excitación fuera de rango. El nivel de subcorriente generalmente se establece en 75% del límite mínimo de la excitatriz y la sobre corriente en 120% del límite máximo.

- Ajuste de la protección:

Undercurrent level: 0.75 A

Overcurrent level: 24 A

f) Falla a tierra de devanado de campo.

Se realiza mediante el monitoreo de la resistencia del devanado de campo a la masa del eje de acero. Se genera una alarma si la resistencia cae por debajo de un nivel durante más tiempo que el retardo programado.

➤ Ajuste de la protección:

Ground resistance alarm: 100 kΩ

Ground resistance alarm delay: 10 s

g) Bloqueo de re arranque (Tiempo entre arranques)

Se monitorea la temperatura entre arranques, para bloquear el arranque si el motor no se ha enfriado lo suficiente.

3.2.3.3 Protección de Sobre tensiones. Los sistemas de CA están expuestos a sobre tensiones o sobre voltajes permanentemente.

Los sobre voltajes repetitivos o prolongados causan estrés o fatiga en el aislamiento eléctrico en los equipos, pudiendo llegar a fallar aun cuando este sobre voltaje sea mucho menor que la tensión de impulso. Por ello, se debe reducir tanto la magnitud como la duración de los sobre voltajes para no comprometer la vida útil del aislamiento. Un sobre voltaje puede llegar a ser mayor que los niveles máximos de voltaje permisible de los equipos. Existen varios tipos de fuentes que producen los sobre voltajes en el sistema eléctrico:

- Eventos externos: Descargas atmosféricas (son las de mayor magnitud).
- Eventos internos: Maniobras de apertura y cierre en interruptores y contactores. Cortocircuitos, fallas a tierra intermitentes, resonancia en circuitos inductivo capacitivos.

3.2.3.3.1 Nivel básico de aislamiento (BIL: basic impulse insulation level).

Unas de las pruebas estándar de fábrica, más comunes, son las de Alto potencial a 1 minuto (high potencial) y la prueba Impulso (con onda de voltaje de 1.2/50). Ambas a 60 Hz. La designación 1.2/50 expresa un impulso de voltaje que crece desde cero hasta su valor de cresta en $t_1=1.2 \mu\text{s}$, y decrece al 50% en $t_2=50 \mu\text{s}$.

Los equipos eléctricos se designan por una clase de aislamiento, la cual debe ser capaz de soportar la prueba de impulso o de onda de 1.2/50, a un determinado valor de cresta en kV, sin que se dañe o haya fuga de corriente. Este valor kV de cresta es el BIL. Ver Figura 74.

Figura 70

Cresta de onda de sobretensión.

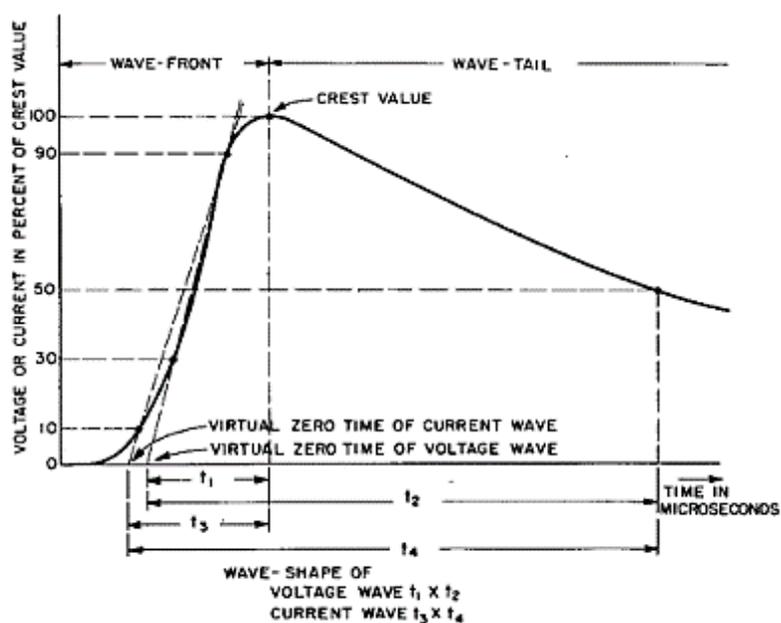


FIG. 5.13 Terms used to describe voltage and current waves.

Nota: fuente IEEE Std 141-1993.

El potencial de cresta puede ser un 41 % mayor que el valor rms.

En la tabla 4 se muestra los niveles típicos de BIL para algunos equipos de media tensión.

Tabla 4

Nivel BIL para Switchgears, Circuit breakers.

Voltage rating (kV)	BIL (kv)	Voltage rating (kV)	BIL (kV)	Voltage rating (kV)	BIL (kV)
2.4	45	23	150	115	550
4.16	60	34.5	200	138	650
7.2	75*	46	250	161	750
13.8	95	69	350	230	900
14.4	110	92	450	345	1300

*95 for metal-clad switchgear with power circuit breakers

Nota: fuente ANSI / IEEE.

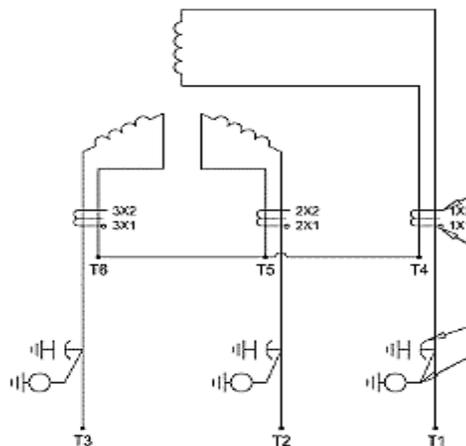
3.2.3.3.2 Pararrayos o Descargadores de tensión

Los motores son protegidos contra las sobre tensiones por medio de descargadores de tensión, o por pararrayos. Se consideran las sobretensiones de maniobra y por fallas a tierra. Los pararrayos limitan la tensión de cresta de una sobretensión.

En este caso los pararrayos de los motores son de tipo Óxido metálico y se encuentran instalados en la caja de bornes de los motores. Ver Figura 75:

Figura 71

Protección con Pararrayos en motores.



Nota: También es factible el uso de condensadores de sobretensión, los cuales reducen la pendiente de la onda de tensión que llega al equipo protegido.

3.2.3.3.3 Dimensionamiento del Pararrayo según el voltaje del sistema.

Para seleccionar los pararrayos se debe conocer su Máximo voltaje de operación continua o MCOV (Maximum continuous operating voltage) que es el Valor rms del máximo voltaje de operación continua, que el pararrayo puede soportar en sus terminales.

Los pararrayos cuando se instalan para proteger el sistema contra los sobre voltajes se conectan línea a tierra. El MCOV del pararrayo debe ser igual o mayor que el sobre voltaje continuo de línea a tierra en el sistema.

Para dimensionar los pararrayos consideramos los siguientes pasos:

- a) Determinación del voltaje de línea a tierra del sistema. En este caso se tiene 6.9 kV. Para un sistema de 6.9 kV nominal, se considera el voltaje máximo de operación del sistema que es 7.25 kV, según la Tabla 5. Entonces el voltaje línea a tierra es $7.25 \text{ kV} / \sqrt{3} = 4.19 \text{ kV}$. El MCOV mínimo sería 4.19 kV. En la tabla siguiente se muestra los niveles de voltaje típico y voltajes máximos de operación línea – línea, y línea – tierra:

Tabla 5

Voltajes Nominales y Maximos típicos de operación.

Typical IEEE System Voltages			
Nom Line to Line Voltage	Max Line to Line Voltage	Max Line to Grnd Voltage	Min MCOV
kV rms	kV rms	kV rms	kV rms
2.40	2.52	1.46	1.46
4.16	4.37	2.52	2.52
4.80	5.04	2.91	2.91
6.90	7.25	4.19	4.19
8.32	8.74	5.05	5.05
12.0	12.6	7.28	7.28
12.5	13.1	7.57	7.57
13.2	13.9	8.01	8.01
13.8	14.5	8.38	8.38
20.8	21.8	12.6	12.6
22.9	24.0	13.9	13.9

Nota: fuente ANSI / IEEE.

b) Determinación del sobre voltaje de Línea a tierra cuando existen fallas a tierra.

Cuando se presenta una falla a tierra en el sistema trifásico, en cualquiera de las fases, en las otras 2 fases se incrementa el voltaje de línea a tierra. Este sobre voltaje afecta la vida útil del pararrayo, por lo que debe considerarse en su dimensionamiento. En este caso los pararrayos están conectados entre línea y tierra, por lo que este incremento de voltaje es aplicado a los terminales del pararrayo, hasta que el sistema de protección mande a abrir los interruptores y despeje la falla. Para determinar estos sobrevoltajes durante las fallas a tierra, se requieren realizar cálculos y conocer valores de resistencias e impedancias de secuencia positiva y secuencia cero, lo que puede resultar complejo. Se puede utilizar Factores de aproximación, según el tipo de configuración del sistema, según la norma IEEE C62.22-1997.

c) Factores de aproximación para determinar el sobre voltaje durante una falla a tierra. En sistemas de distribución donde las impedancias del sistema no se conocen se utiliza el peor escenario para cada tipo de sistema. El incremento de voltaje durante la falla a tierra se determina multiplicando el voltaje línea a tierra por un factor de falla a tierra. Ver Tabla 6 . Cada tipo de configuración del sistema presenta un determinado aumento del voltaje cuando una de las fases presenta una falla.

Tabla 6

Factores para determinar el sobre voltaje.

Type of System	Ground Fault Factor
Solidly Grounded 4 wire systems	1.25
Uni-grounded 3 wire systems	1.4
Impedance grounded systems	1.73
Isolated Ground Systems and Delta Systems	1.73

Nota: fuente Arrester Works, Selecting MCOV and Uc, J. Woodworth, 2009.

- d) Configuraciones típicas del sistema. En este caso tenemos un sistema como en la Figura (b), en estrella con neutro a tierra por resistencia (factor: 1.73). Luego el voltaje Línea a tierra se considera: $1.73 \times 4.19 \text{ kV} = 7.25 \text{ kV}$ (mínimo voltaje MCOV: 7.25 kV).

Figura 72

Configuraciones de conexión de sistemas de distribución.

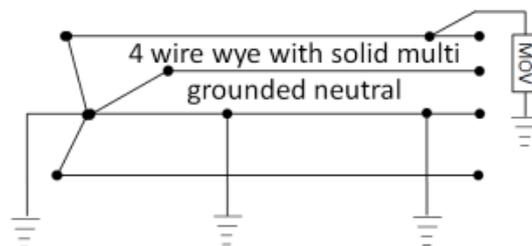


Figure 2a Solidly Multi-grounded 4 wire system

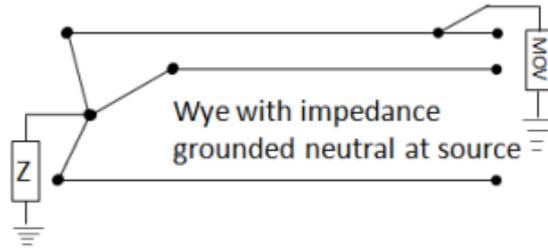


Figure 2b Impedance or Resonant Grounded System

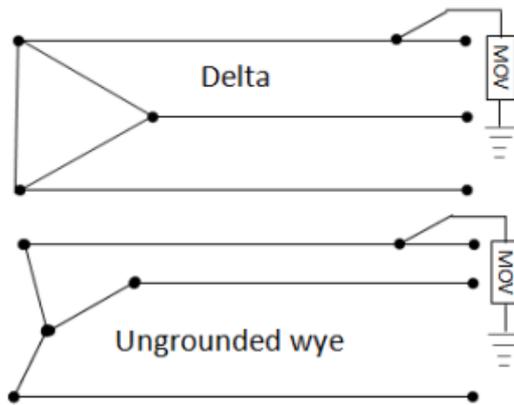


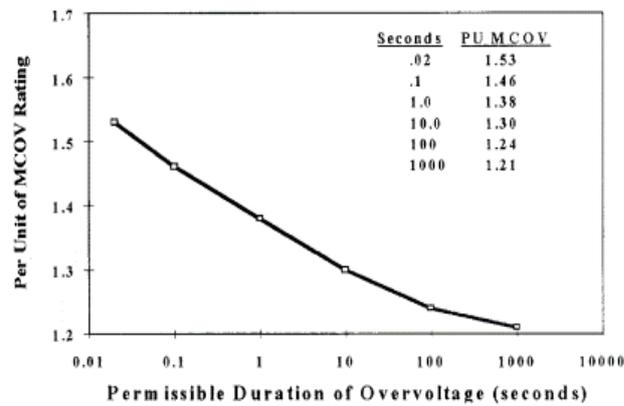
Figure 2c Ungrounded systems (isolated neutral)

Nota: fuente Arrester Works, *Selecting MCOV and Uc*, J. Woodworth, 2009.

Sobrevoltaje temporal (TOV- Temporary overvoltage): En los sistemas de distribución los pararrayos están expuestos a sobre tensiones temporales a causa de fallas a tierra o maniobras de interruptores. Los pararrayos pueden operar normalmente por arriba de su MCOV a frecuencia nominal, por un periodo de tiempo limitado para asegurar que el pararrayo no se dañe. La figura muestra una curva típica de tiempos permisibles de sobre voltaje para pararrayos de Óxido metálico.

Figura 73

Duración de Sobrevoltaje permitido en pararrayos de Oxido metálico.

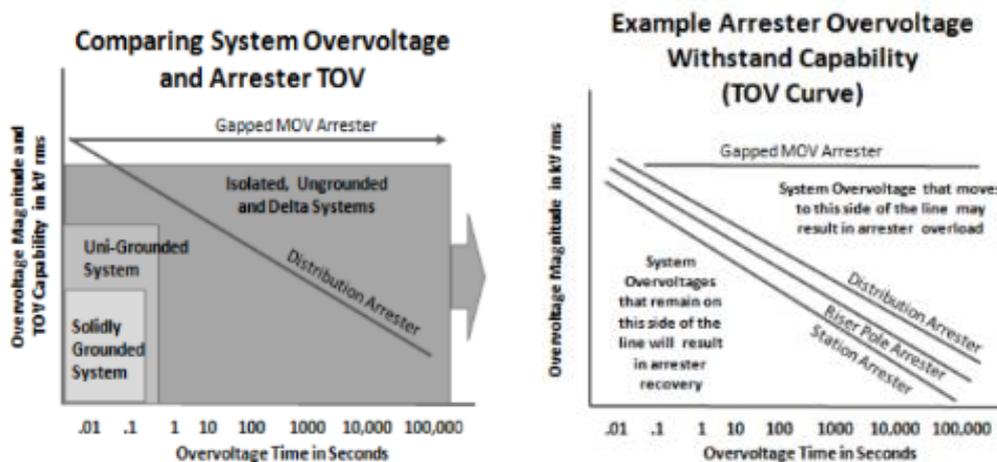


Nota: fuente ANSI / IEEE.

En sistemas eléctricos que no están conectados a tierra, los sobre voltajes son de mayor magnitud y sostenidos. En cambio, en un sistema conectado a tierra, en donde se tiene protección que despeja la falla a tierra, el sobrevoltaje está dentro de la zona segura, ver Figura . Este último tipo de sistema ofrece mayor seguridad y el pararrayos no se sobrecarga.

Figura 74

Duración de Sobrevoltaje en sistemas conectados a tierra.



Nota: fuente Arrester Works, Selecting MCOV and Uc, J. Woodworth, 2009.

En la tabla siguiente se muestra valores típicos de MCOV recomendados por la IEEE, para pararrayos de óxido metálico, según su voltaje nominal. Para este caso el pararrayos seleccionado sería de 9 kV nominal y 7.65 MCOV.

Tabla 7

Voltajes típicos para descargadores de óxido metálico en sistemas de distribución.

System Voltage (V rms)		Commonly applied arrester duty-cycle (MCOV) voltage rating (kV rms) on distribution systems		
Nominal voltage	Maximum voltage range B	Four-wire multigrounded neutral wye	Three-wire low impedance grounded	Three-wire high impedance grounded
2400	2540			3 (2.55)
4160Y/2400	4400Y/2540	3 (2.55)	6 (5.1)	6 (5.1)
4260	4400			6 (5.1)
4800	5080			6 (5.1)
6900	7260			9 (7.65)
8320Y/4800	8800Y/5080	6 (5.1)	9 (7.65)	
12 000Y/6930	12 700Y/7330	9 (7.65)	12 (10.2)	
12 470Y/7200	13 200Y/7620	9 (7.65) or 10 (8.4)	15 (12.7)	
13200Y/7620	13 970Y/8070	10 (8.4)	15 (12.7)	
13 800Y/7970	14 520Y/8388	10 (8.4) and 12 (10.2)	15 (12.7)	
13 800	14 520			18 (15.3)
20 780Y/12 000	22 000Y/12 700	15 (12.7)	21 (17.0)	
22 860Y/12 000	22 000Y/12 700	15 (12.7)	21 (17.0)	
23 000	24 340			30 (24.4)
24 940Y/14 400	26 400Y/15 240	18 (15.3)	27 (22.0)	
27 600Y/15 935	29 255Y/16 890	21 (17.0)	30 (24.4)	
34 500Y/19 920	36 510Y/21 080	27 (22.0)	36 (29.0)	

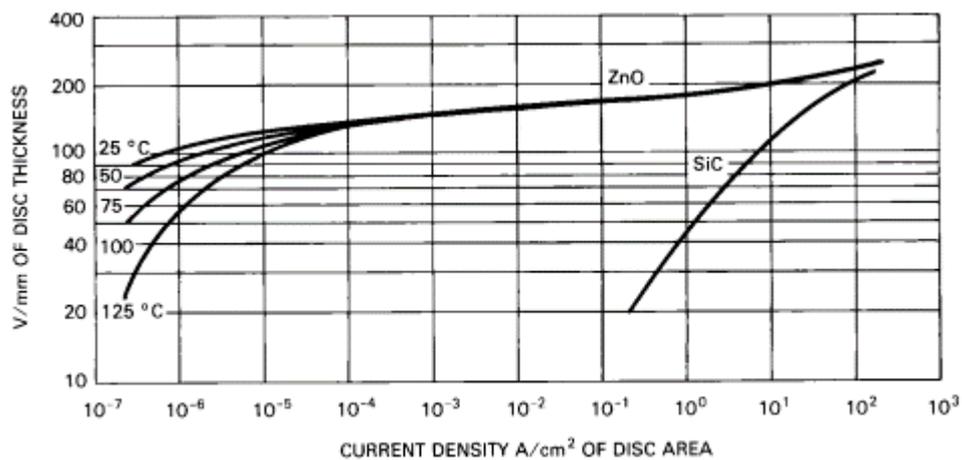
Nota: fuente ANSI / IEEE

3.2.3.3.4 Pararrayos o descargadores de Óxido metálico. Es un tipo específico de pararrayo tipo válvula, uno de los más usados en sistemas de distribución actualmente. La válvula o elemento activo está compuesto de discos de material de una resistencia no lineal: debe tener una alta resistencia en operación a voltaje nominal, y una muy baja resistencia cuando hay un sobre voltaje súbitamente, con el fin de poder proteger un sistema.

Antes la válvula era de material silicona, la cual tiene baja resistencia para protección a los sobrevoltajes, no tenía resistencia muy alta en operación normal, por lo que era necesario aislarlo del sistema utilizando aberturas o gaps. Posteriormente las válvulas se fabricaron de óxido metálico, el cual tiene mejores propiedades de protección por ser no lineal. De igual manera la porcelana de la envolvente se reemplazó por material polímero.

Figura 75

Características típicas Voltaje - Corriente del óxido de Zinc y Silicona.



Nota: fuente ANSI / IEEE.

3.2.3.3.5 Selección del Pararrayo de Óxido metálico según el nivel de protección.

- a) Características Nominales. El pararrayo de óxido metálico tiene dos voltajes nominales característicos: Voltaje de ciclo de trabajo (Duty cycle) y Voltaje máximo de operación continua (MCOV – Maximum continuous operating voltage):
 - Voltaje de ciclo de trabajo: máximo voltaje permisible entre los terminales del pararrayo, al cual puede descargar la corriente en el sobre voltaje. Se establece mediante pruebas.

- MCOV o Voltaje máximo de operación continua: es el voltaje RMS máximo que puede ser aplicado continuamente a los terminales del pararrayo.
- b) Características de Protección. Los pararrayos de óxido metálico tienen sus características de protección en base al máximo voltaje asociado con 03 formas de onda de corriente de descarga:
- Frente de onda. Voltaje de cresta máximo de descarga, resultante de una onda de corriente a través del pararrayos, con una tasa de aumento lo suficientemente alta como para producir un voltaje de cresta en el pararrayos en $0,5 \mu\text{s}$. La corriente de clasificación del impulso oscila entre $1,5 \text{ kA}$ y 20 kA dependiendo de la clase del pararrayos y la tensión nominal.
 - Impulso de descarga (voltaje de descarga o IR). Voltaje de descarga que aparece cuando se aplica una onda de corriente de 8/20 a través del pararrayo.
 - Impulso de maniobra. Voltaje de descarga que aparece con una onda de corriente de impulso de maniobra, a través del pararrayos con un tiempo de cresta de corriente de 30 a $2000 \mu\text{s}$. La corriente de clasificación del impulso oscila entre $0,5 \text{ kA}$ y 2kA dependiendo de la clase del pararrayos y la tensión nominal.
- c) Pruebas estándar. El estándar IEEE especifica varias pruebas de forma de onda mediante las cuales se evalúan los niveles de protección de los pararrayos de óxido metálico. Los fabricantes clasifican estas características de protección según estas formas de onda. Las dos pruebas más utilizadas son la prueba de Frente de onda y la prueba de Onda 8/20 (IR). Las tablas 6-5 y 6-6 muestran voltajes de descarga máximos asociados con sus corrientes de descarga 8/20. En los sistemas de distribución industriales las corrientes de descarga son muy inferiores a los 10kA , siempre y cuando las instalaciones estén adecuadamente aisladas y apantalladas.

d) Clases de los descargadores. Los pararrayos tipo oxido metálico se clasifican en clases, las cuales especifican su grado de protección por sobre tensión de maniobra o por sobretensión de descarga. Las clases estándar más utilizadas son:

- Clase estación. Para aplicaciones de trabajo pesado. Tiene la mayor durabilidad y protección.
- Clase intermedia. Para aplicaciones de trabajo moderado.
- Clase Distribución: Heavy duty / Normal duty. Para aplicaciones de trabajo mínimas que requieren bajo costo.

Tabla 8

Características de Descargadores clase Estación e Intermedio.

Arrester rating kV rms		Maximum front-of-wave protective level kV crest		Maximum discharge voltage (kV crest) at indicated impulse current for an 8/20 wave												Maximum switching surge protective level kV crest	
				1.5 kA		3 kA		5 kA		10 kA		20 kA		40 kA			
Duty cycle	MCOV	Sta	Int	Sta	Int	Sta	Int	Sta	Int	Sta	Int	Sta	Int	Sta	Int	Sta	Int
3.0	2.55	9.1	10.4	6.9	6.6	7.2	7.2	7.5	7.5	8.0	8.2	9.0	9.3	10.3	10.8	6.3	5.9
6.0	5.10	17.9	18.9	13.6	13.1	14.2	14.2	14.8	14.9	15.8	16.2	17.7	18.2	20.3	21.2	12.4	11.7
9.0	7.65	26.6	30.5	20.2	22.0	21.1	23.5	22.0	25.0	23.5	26.0	26.4	31.5	30.2	38.0	18.4	20.0
10.0	8.4	29.3	33.5	22.2	24.5	23.3	28.0	24.2	27.5	25.9	29.0	29.1	35.0	33.3	42.0	20.3	22.5
12.0	10.2	35.5	41.0	26.9	30.0	28.2	31.5	29.4	34.0	31.4	35.5	35.2	42.5	40.4	51.0	24.6	27.5
15.0	12.7	44.2	51.0	33.5	37.0	35.1	39.5	36.6	42.0	39.1	44.0	43.9	52.5	50.3	63.5	30.6	34.0
18.0	15.3	53.3	61.0	40.4	44.5	42.3	48.0	44.1	50.0	47.1	52.0	52.8	63.0	60.6	77.0	36.8	40.5
21.0	17.0	59.1	68.5	44.8	49.5	46.9	53.5	48.9	56.0	52.3	59.0	58.7	70.5	67.2	95.5	40.9	45.5
24.0	19.5	67.8	78.0	51.4	57.0	53.8	60.0	56.1	65.0	60.0	67.0	67.3	81.0	77.1	98.0	46.9	52.0
27.0	22.0	76.5	88.0	58.0	64.0	60.8	68.5	63.3	72.0	67.7	76.0	75.9	91.0	87.0	110.0	52.9	58.5
30.0	24.4	84.9	97.5	64.3	71.0	67.4	76.0	70.3	80.0	75.1	84.5	84.2	101.0	96.5	122.0	58.7	66.0
36.0	29.0	101.0	116.0	76.4	84.0	80.0	91.0	83.4	96.5	89.2	101.0	100.0	121.0	115.0	145.0	69.7	78.0
39.0	31.5	110.0	126.0	83.0	91.5	86.9	98.0	90.6	104.0	96.9	109.0	109.0	131.0	125.0	158.0	75.8	84.0
45.0	36.5	128.0	146.0	96.8	106.0	102.0	114.0	106.0	120.0	113.0	126.0	127.0	152.0	146.0	183.0	88.3	97.0
48.0	39.0	136.0	156.0	103.0	113.0	108.0	122.0	113.0	129.0	120.0	135.0	135.0	163.0	155.0	195.0	93.8	104.0
54.0	42.0	135.0	168.0	105.0	122.0	112.0	130.0	115.0	138.0	122.0	145.0	136.0	174.0	151.0	210.0	98.0	112.5
60.0	48.0	154.0	191.0	120.0	139.0	127.0	149.0	131.0	157.0	139.0	165.0	155.0	198.0	173.0	239.0	110.0	127.0
72.0	57.0	183.0	227.0	142.0	165.0	151.0	177.0	156.0	187.0	165.0	196.0	184.0	236.0	205.0	284.0	131.0	151.0
90.0	70.0	223.0	280.0	174.0	203.0	184.0	218.0	190.0	230.0	202.0	242.0	226.0	290.0	251.0	351.0	161.0	186.0
90.0	74.0	236.0	294.0	185.0	214.0	195.0	230.0	202.0	242.0	214.0	255.0	237.0	306.0	266.0	370.0	169.0	196.0
96.0	76.0	242.0	303.0	190.0	220.0	201.0	236.0	208.0	249.0	220.0	262.0	245.0	314.0	274.0	379.0	175.0	201.0
108.0	84.0	267.0	335.0	209.0	244.0	221.0	261.0	229.0	276.0	243.0	290.0	271.0	348.0	301.0	420.0	193.0	223.0
108.0	88.0	279.0	350.0	219.0	254.0	232.0	273.0	239.0	288.0	254.0	303.0	284.0	364.0	316.0	439.0	202.0	233.0
120.0	98.0	311.0	390.0	244.0	284.0	257.0	304.0	266.0	321.0	283.0	336.0	315.0	406.0	351.0	490.0	231.0	260.0
132.0	106.0	340.0	—	264.0	—	280.0	—	289.0	—	306.0	—	342.0	—	381.0	—	249.0	—
144.0	115.0	368.0	—	287.0	—	303.0	—	314.0	—	332.0	—	369.0	—	413.0	—	271.0	—
168.0	131.0	418.0	—	326.0	—	345.0	—	357.0	—	379.0	—	421.0	—	470.0	—	308.0	—
172.0	140.0	446.0	—	348.0	—	368.0	—	381.0	—	404.0	—	448.0	—	502.0	—	330.0	—
180.0	144.0	458.0	—	359.0	—	380.0	—	392.0	—	417.0	—	463.0	—	517.0	—	339.0	—
192.0	152.0	483.0	—	379.0	—	401.0	—	414.0	—	440.0	—	488.0	—	546.0	—	360.0	—
228.0	180.0	571.0	—	447.0	—	474.0	—	489.0	—	520.0	—	578.0	—	645.0	—	424.0	—

Tabla 9

Características de Descargadores clase Distribucion .

Arrester rating kV rms		Maximum front-of-wave protective level kV crest			Maximum discharge voltage (kV crest) at indicated impulse current for an 8/20 wave																		Maximum switching surge protective level kV crest		
					1.5 kA			3 kA			5 kA			10 kA			20 kA			40 kA					
Duty cycle	MCOV	ND	HD	RP	ND	HD	RP	ND	HD	RP	ND	HD	RP	ND	HD	RP	ND	HD	RP	ND	HD	RP	ND	HD	RP
3.0	2.55	12.5	12.5	—	9.8	9.5	—	10.3	10.0	—	11.0	10.5	—	12.3	11.0	—	14.3	13.0	—	18.5	15.3	—	8.5	8.0	—
6.0	5.1	25.0	25.0	17.4	19.5	19.0	13.0	20.5	20.0	14.0	22.0	21.0	14.7	24.5	22.0	16.2	28.5	26.0	18.1	37.0	30.5	21.1	17.0	16.0	11.7
9.0	7.65	33.5	34.0	25.7	26.0	24.5	19.3	28.0	26.0	21.0	30.0	27.5	21.9	33.0	30.0	24.0	39.0	35.0	27.0	50.5	41.0	31.6	23.0	22.5	17.5
10.0	8.4	36.0	36.5	28.5	27.0	26.0	21.2	29.5	28.0	23.0	31.5	29.5	24.0	36.0	32.0	26.5	41.5	37.5	29.8	53.0	43.5	34.8	24.0	23.5	19.2
12.0	10.2	50.0	50.0	34.8	39.0	38.0	25.9	41.0	40.0	28.0	44.0	42.0	29.4	49.0	44.0	32.3	57.0	52.0	36.2	74.0	61.0	42.2	34.0	32.0	23.3
15.0	12.7	58.5	59.0	43.1	45.5	43.5	32.3	48.5	46.0	36.0	52.0	48.5	36.6	57.5	52.0	40.2	67.5	61.0	46.1	87.5	71.5	52.7	40.0	38.5	29.1
18.0	15.3	67.0	68.0	51.4	52.0	49.0	38.6	56.0	52.0	41.9	60.0	55.0	43.8	66.0	60.0	48.0	78.0	70.0	54.0	101.0	82.0	63.2	46.0	45.0	34.9
21.0	17.0	73.0	75.0	57.6	55.0	53.0	42.8	60.0	57.0	46.4	64.0	60.0	48.6	73.0	65.0	53.6	84.0	76.0	60.2	107.0	88.5	70.5	49.0	48.0	38.7
24.0	19.5	92.0	93.0	68.8	71.5	68.0	51.6	76.5	72.0	55.9	82.0	76.0	58.5	90.5	82.0	64.2	106.5	96.0	72.1	138.0	112.5	84.3	63.0	61.0	46.6
27.0	22.0	100.5	102.0	77.1	78.0	73.5	57.9	84.0	78.0	62.9	90.0	82.5	65.7	99.0	90.0	72.0	117.0	105.0	81.0	151.5	123.0	94.8	69.0	67.5	52.4
30.0	24.4	108.0	109.5	85.5	81.0	78.0	63.5	88.5	84.0	69.0	94.5	88.5	72.0	108.0	96.0	79.5	124.5	112.5	89.4	159.0	130.5	104.4	72.0	70.5	57.6
36.0	29.0	—	136.0	102.8	—	98.0	77.2	—	104.0	83.8	—	110.0	87.6	—	120.0	96.0	—	140.0	108.8	—	164.0	126.4	—	90.0	69.8

NOTE— ND: normal duty (standard) HD: heavy duty RP: riser pole*

*The riser pole arrester is not included in IEEE Std C62.11-1987 and, therefore, is not officially a distribution-class arrester. The riser pole arrester housing and mounting are similar to distribution-class arresters, and riser pole arrester protective characteristics are listed with distribution-class arresters in IEEE Std C62.22-1991.

Nota: fuente IEEE Std C62.11, 1987

Nota: Se puede ver que un gran aumento de la corriente de descarga no aumenta significativamente el voltaje de descarga, por la característica no lineal de las válvulas de óxido metálico.

3.2.4 *Calculos de Cortocircuito*

Conocer las magnitudes de las corrientes de falla, nos permite dimensionar equipos como los interruptores, fusibles, capacidad de barras de los tableros y conductores. También sirve para determinar los ajustes de los relés de protección. Los cálculos de corrientes de cortocircuito se realizan para distintos tipos de falla. Un 75 % de las fallas que ocurren en los sistemas eléctricos son fallas línea a tierra. Otros tipos de fallas como falla trifásica o simétrica, falla línea a línea, o doble línea a tierra, son menos comunes. Las magnitudes de las corrientes de cortocircuito dependen de la configuración de la red y de los elementos o equipos que la componen.

En una red eléctrica se tiene elementos que aportan a la corriente de cortocircuito, así como elementos que limitan la corriente de cortocircuito.

Elementos que aportan a la corriente de cortocircuito:

- Generadores
- Red de suministro
- Motores Síncronos
- Motores de Inducción

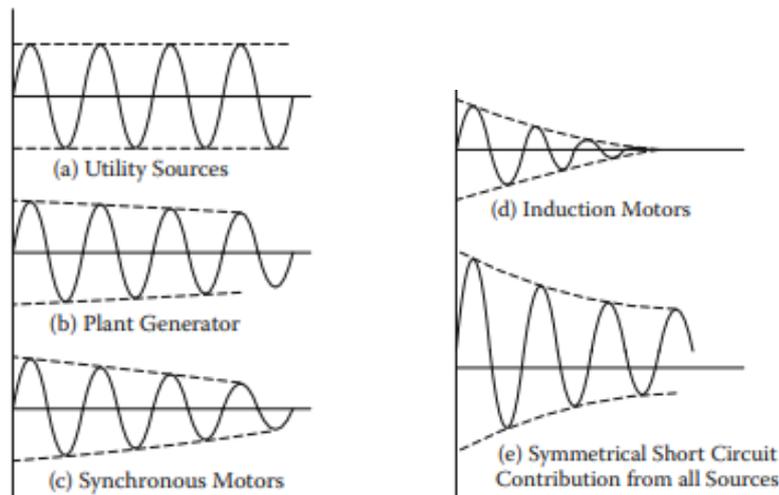
Elementos que limitan la corriente de cortocircuito:

- Transformadores
- Cables y líneas de transmisión
- Fusibles
- Reactores

En la siguiente figura 105 se muestra las contribuciones a la corriente de cortocircuito de diferentes tipos de fuentes:

Figura 76

Contribución a la Corriente de Cortocircuito de diversas fuentes.

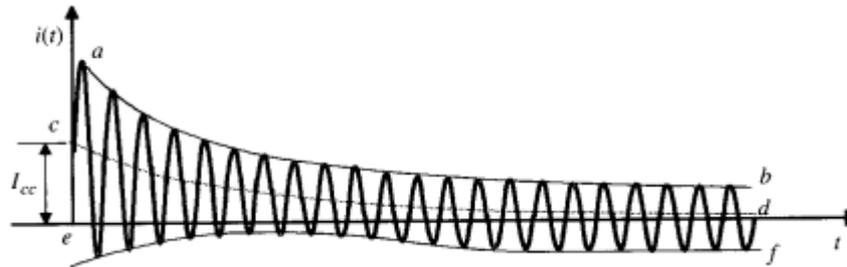


3.2.4.1 Corriente de Cortocircuito en la máquina síncrona. Una máquina síncrona está expuesta a transitorios durante su operación, como cambios de carga o cortocircuitos. El cortocircuito trifásico es el transitorio más severo la máquina síncrona.

Cuando una máquina síncrona se cortocircuita en sus tres terminales, fluye una corriente de falla o corriente de cortocircuito en cada fase, que decae con el tiempo hasta llegar a un estado permanente. En la figura se muestra la variación de la corriente de cortocircuito en una fase de un generador síncrono. Esta corriente de cortocircuito en general tiene una asimetría ya que tiene una componente simétrica de CA y una componente de CD transitoria (Ver Figura 106). En las otras dos fases, las componentes CD son diferentes y diferentes entre sí, ya que las corrientes instantáneas en el momento de la falla son diferentes en cada fase.

Figura 77

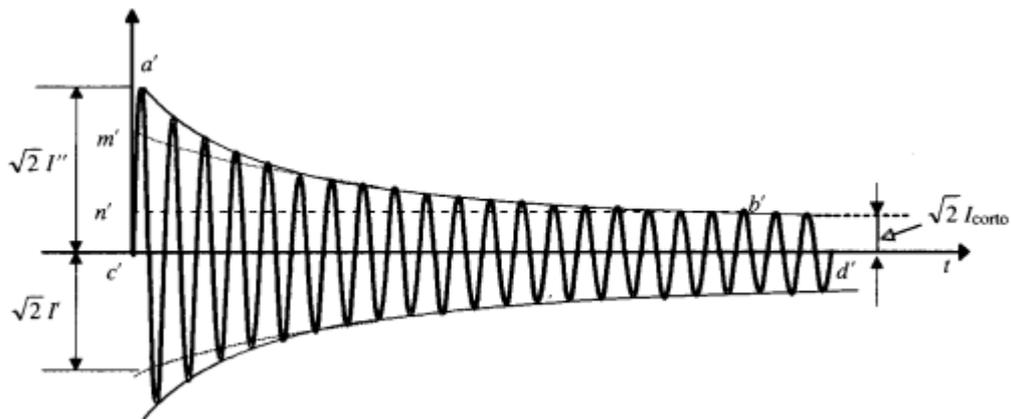
Corriente de Cortocircuito en una fase con componente CD.



En la siguiente figura se muestra la componente de CA simétrica de la corriente de cortocircuito en la misma fase.

Figura 78

Componente Simétrica de la Corriente de Cortocircuito en una fase .



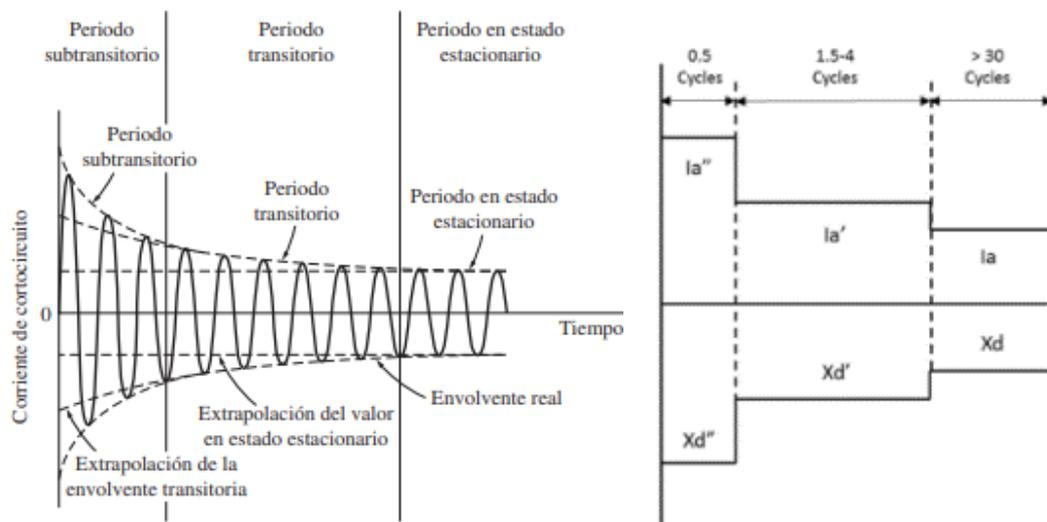
La magnitud de la corriente de cortocircuito al inicio de una falla, es mayor que la de unos ciclos después, y se divide su evolución en el tiempo en 3 periodos: Sub transitorio, Transitorio y Permanente, los cuales se caracterizan por la Reactancia Sub transitoria X_d'' , Reactancia Transitoria X_d' y Reactancia Síncrona X_d , respectivamente.

Estas reactancias sirven para calcular las corrientes de cortocircuito en cada periodo. Para dimensionar la capacidad de interrupción de interruptores para motores síncronos se usa la Reactancia Transitoria X_d' .

Para el caso de los generadores se usa la Reactancia Sub transitoria X_d'' . La Figura muestra los periodos de la corriente de falla.

Figura 79

Periodos de la Corriente de Cortocircuito.



3.2.4.2 Corriente de Cortocircuito de un motor síncrono. Los generadores y motores síncronos están contruidos similarmente, tienen un campo excitado por corriente continua y un devanado en el estator recorrido por corriente alterna. En general una maquina síncrona puede funcionar como motor o como generador.

Durante un cortocircuito en el sistema, el motor síncrono actúa como un generador y entrega corriente de cortocircuito al sistema en lugar de extraer corriente de carga del mismo. Tan pronto como se establece un cortocircuito, el voltaje en el sistema se reduce a un valor muy bajo. En consecuencia, el motor deja de entregar energía a la carga mecánica y comienza a desacelerar.

sin embargo, la inercia de la carga y del rotor del motor tiende a impedir que el motor se desacelere. En otras palabras, la energía de rotación de la carga y el rotor impulsa el motor síncrono del mismo modo que un motor primario impulsa un generador.

Luego, el motor síncrono se convierte en un generador y suministra corriente de cortocircuito durante muchos ciclos después de que se produce el cortocircuito en el sistema. La Figura N° muestra un oscilograma de la corriente entregada por un motor síncrono durante un cortocircuito del sistema. La cantidad de corriente depende de la potencia, el voltaje nominal y la reactancia del motor síncrono y la reactancia del sistema hasta el punto de falla.

3.2.4.3 Corriente de Cortocircuito de un motor de inducción. La inercia de la carga y del rotor de un motor de inducción tiene el mismo efecto que en un motor síncrono; es decir, acciona el motor después de producido el cortocircuito en el sistema.

La gran diferencia es que el motor de inducción no tiene devanado de campo, pero hay un flujo en el motor de inducción durante el funcionamiento normal. Este flujo actúa como el flujo producido por el devanado de campo en el motor síncrono. El campo del motor de inducción se produce por inducción del estator en lugar del devanado de campo. El flujo del rotor permanece normal siempre que se aplique voltaje al estator desde una fuente externa. Sin embargo, si la fuente externa de voltaje se elimina repentinamente, como ocurre en un cortocircuito en el sistema, el flujo en el rotor no puede cambiar instantáneamente.

Dado que el flujo del rotor no puede decaer instantáneamente y la inercia impulsa el motor de inducción, se genera un voltaje en el devanado del estator, causando que la corriente de cortocircuito fluya hacia el punto de falla hasta que el flujo del rotor decae a cero.

3.2.4.4 Simulaciones de corto circuito. Se realizan los cálculos simulando las fallas con el software Etap.

3.2.4.4.1 Modelado de Red. Los datos característicos de los componentes de la red eléctrica se introducen en el software para modelar cada equipo. Consideraciones:

- Transformadores. Según los datos de placa de los transformadores principales de la SE Botiflaca BT1, BT2 y BT3, los cuales son similares. Figura 84.
- Red de suministro. Datos de corriente de corto circuito de base de datos del Coes.
- Cables y líneas de transmisión. Las características de líneas o cables, así como su longitud se toma de los diagramas unifilares de Southern y del Coes.
- Motores síncronos. Los motores síncronos en las barras de 6.9 kV cuyos datos de reactancias no se conoce, pueden modelarse con valores típicos de reactancias del Etap, según sus características básicas, potencia, corriente tensión.
- Motores de inducción y otras cargas, como se tiene gran cantidad de motores de inducción y otras cargas, se pueden modelar con una sola carga inductiva combinada.
- Las cargas en las barras de 138 kV y 13.8 kV (SE Botiflaca) se tomaron de las bases de datos del Coes.

Figura 80

Placa de transformador BT1.

GEC – BT1 – BOTIFLACA

O/A/FA/FOA TRANSFORMER - THREE PHASE

TO ANCI C57 12.00 - 1968

FREQUENCY 60 HERTZ

VOLTS HV - 138000 - LV - 13800 TV - 6900

BIL H.V. WINDING 650 KV. L.V. WINDING 110 KV. T.V. WINDING 95 KV.

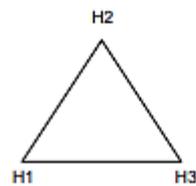
MVA CONTINUOS SELF COOLED	35/20/20	70000	AT	3500 MTS
MVA CONTINUOS WITH FIRST-STAGE COOLING	47/27/27	78750	AT	3500 MTS
MVA CONTINUOS WITH SECOND-STAGE COOLING	58/33/33	78750	AT	3500 MTS

TEMPERATURE RISE 55°C BY RESISTANCE

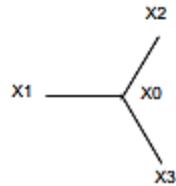
IMPEDANCE HV-LV	AT 75°C	16.26 %	AT 33000 KVA	138000 VOLTS
IMPEDANCE HV-TV	AT 75°C	11.85 %	AT 33000 KVA	138000 VOLTS
IMPEDANCE LT-TV	AT 75°C	3.76 %	AT 33000 KVA	138000 VOLTS

SERIAL N° AFC1591/0300

H.V. DELTA



L.V. STAR



T.V. STAR

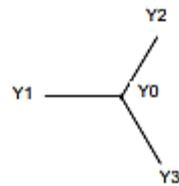
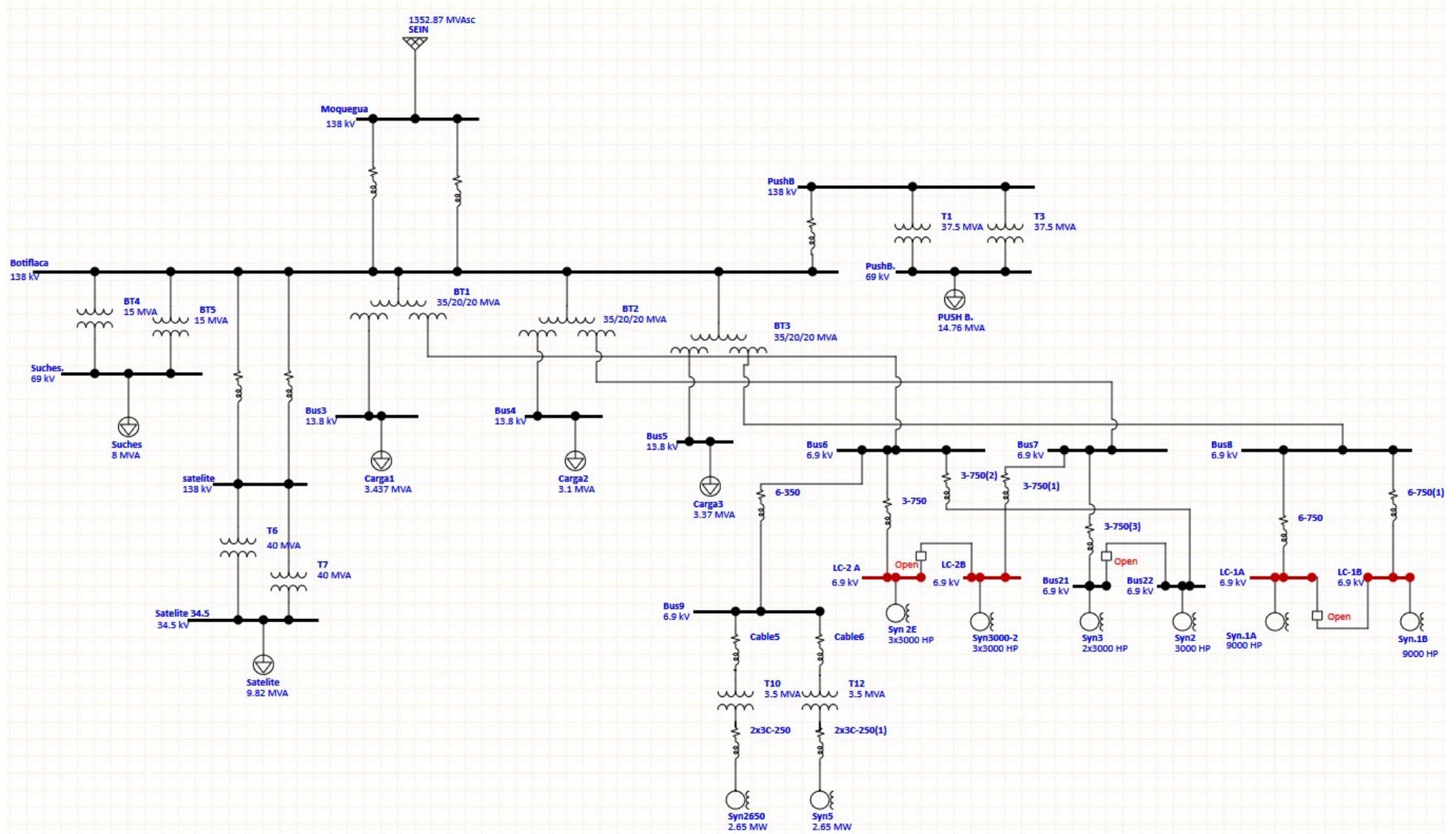


Figura 81

Modelo de red eléctrica de Cuajone en Etap.



Se realizó los cálculos de cortocircuito 3Ø y 1Ø, debido que son los tipos de fallas más severas, para determinar el poder de ruptura de los interruptores y verificar la capacidad de barras en los tableros de MT. Se realizó las simulaciones:

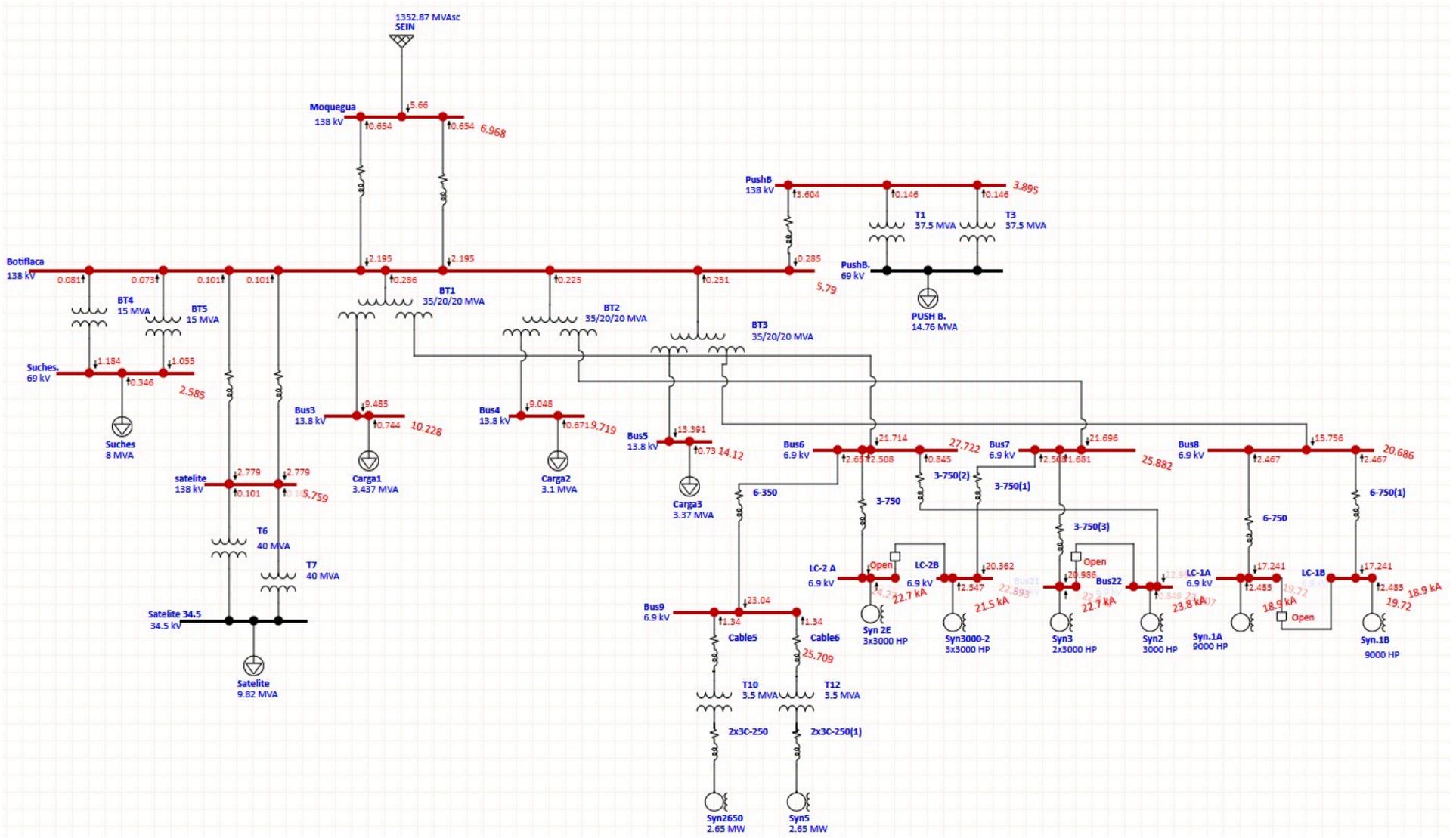
- Cortocircuito 3Ø y 1Ø (L-G) para ½.
- Cortocircuito 3Ø y 1Ø, para 1.5 – 4 ciclos.

Nota: Los cálculos de corriente de cortocircuito a 30 ciclos se usa mayormente para estudios de estabilidad.

3.2.4.4.2 Resultados de las simulaciones. En la Figura 111 se muestra la red eléctrica con las barras con fallas trifásica. Se considera un punto de falla a la vez

Figura 82

Simulación de cortocircuito en Etap.



3.2.5 Selección de Tableros de MT.

El tablero de MT para maniobra, control y protección de los motores un tablero tipo Metalclad denominado Switchgear modelo Power Vac de General Electric.

Características básicas:

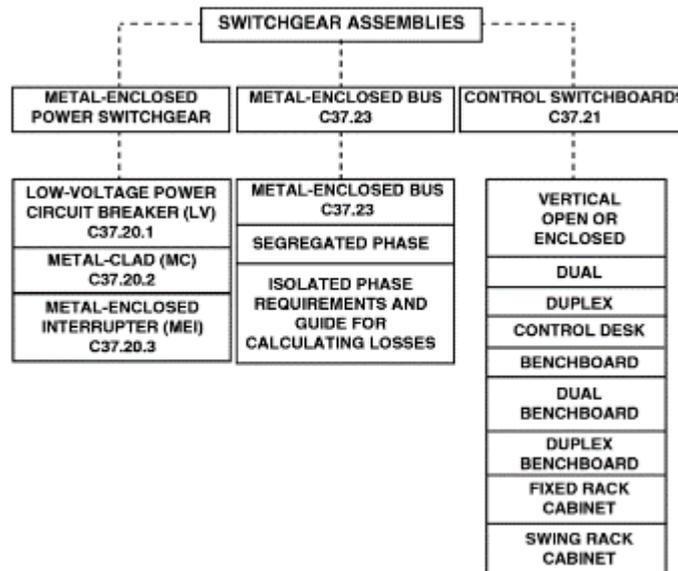
- Voltaje máximo de operación (rms): 8.25KV
- Voltaje nominal de operación: 6.9KV
- Corriente de cortocircuito simétrica: 50 kA
- Corriente de cortocircuito máxima Momentánea pico: 130KA Peak
- Frecuencia: 60 Hz
- Tensión de Impulso: 95 kV BIL
- Tensión de control: 125VDC

3.2.5.1 Definición de Tablero tipo Metalclad. Es un tablero o switchgear de Media tensión que contiene interruptores extraíbles eléctricamente. Es compartimentado con barreras metálicas conectadas a tierra, para aislar todos los componentes, tales como instrumentación, bus de barras, interruptor principal y conexiones de entradas y salidas. Los niveles de tensión normalizados son de 4.16 kV a 38 kV, con bus principal con niveles de corriente de 1200 A, 2000 A y 3000 A.

3.2.5.2 Clasificación. El tablero Metalclad es un tablero general o Metal-enclosed, con ciertas particularidades constructivas y de seguridad.

Figura 83

Clasificación de tablero Metalclad.



3.2.5.2.1 Metal-enclosed. Según el estándar IEEE C37.20.2, un tablero tipo Metal-enclosed, es un tablero ensamblado completamente cerrado a sus lados y en la parte superior con hojas o planchas metálicas (excepto en aberturas para ventilación o ventanas de inspección) que contiene un circuito de energía principal, con dispositivos de interrupción, seccionamiento, con barras y conexiones. Incluye dispositivos de control y auxiliares. Para acceder al interior se tiene puertas o tapas removibles.

3.2.5.2.2 Metal-clad. Según la IEEE C37.20.2 un tablero o switchgear tipo Metal-clad, es un tablero Metal-enclosed con las siguientes características:

- El dispositivo principal de interrupción o seccionamiento es extraíble a través de un mecanismo para moverlo entre la posición conectado y desconectado, con sus dispositivos de alineamiento y de conexionado principal y de control.
- Las partes principales del circuito principal como interruptores, bus de barras, transformadores de potencial y transformadores de control, están completamente encerrado por barreras metálicas puestas a tierra, sin aberturas entre compartimiento. Se tiene una barrera frontal en el interruptor para asegurar que en posición conectado, ningún componente del circuito principal, esté expuesto al abrir la puerta del tablero.

- Todas las partes vivas están encerradas dentro de compartimentos metálicos conectados a tierra.
- Persianas automáticas que cubren los elementos del circuito principal, cuando el interruptor está en posición desconectado, o posición Test.
- Las barras y conexiones del bus principal están cubiertas a lo largo con material de aislamiento.
- Esta provisto de interbloques para adecuada secuencia de operación, bajo condiciones de operación normal.
- Los instrumentos, relés, medidores y dispositivos de control con su cableado, están aislados de todo el circuito principal por barreras metálicas conectadas a tierra, con excepción de los tramos que se conectan a los transformadores de protección y medida.

3.2.5.3 Características constructivas del tablero Power Vac. Es diseñado para sistemas de 4.76 kV, 8.25 kV y 15 kV, con niveles de cortocircuito de 20 kA hasta 63 kA. En la Tabla 10 se indican estándares de diseño, construcción y pruebas del tablero.

Tabla 10

Estandares aplicables para Tableros y aparatos de MT.

AMERICAN NATIONAL STANDARDS INSTITUTE (ANSI)		NATIONAL ELECTRICAL MANUFACTURERS ASS'N(NEMA)	
Standard No.	Description	Standard No.	Description
C37.04	AC Power Circuit Breaker Rating Structure	SG-2	High-voltage Fuses
C37.06	Preferred Ratings of Power Circuit Breakers		
C37.09	Test Procedure for Power Circuit Breakers	SG-4	Power Circuit Breakers
C37.010	Application Guide for Power Circuit Breakers		
C37.11	Power Circuit Breaker Control Requirements	SG-5	Power Switchgear Assemblies
C37.20.2	Metal-Clad Switchgear Assemblies		
C37.100	Definitions for Power Switchgear		

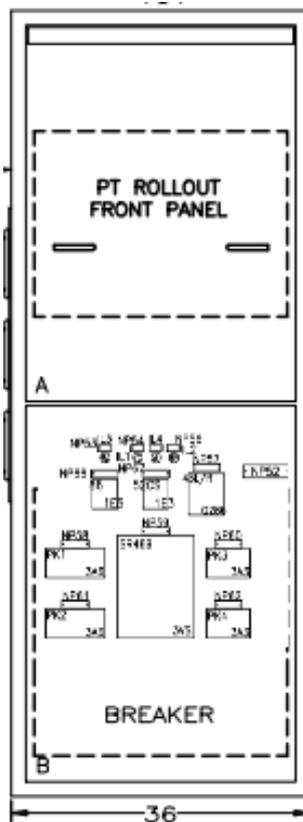
(GE, 2008) El tablero es una estructura modular auto soportada con marcos de acero emperrados con refuerzos donde se instalan las puertas delanteras, cubiertas

superior, lateral y posterior. Cada sección vertical se puede montar una al lado de la otra, conectadas eléctrica y mecánicamente para formar un solo cuerpo.

- Dimensiones estándar: Alto x Ancho x Profundidad: 95" (2413 mm) x 36" (915) x 94" (2388 mm). Ver Figuras y .
- El interruptor está ubicado en el compartimento de la parte frontal inferior (tipo 1 nivel o One High).
- Los transformadores de potencial o PT's se ubican en el compartimento auxiliar en la parte superior frontal.
- El sistema de barras está en la parte posterior
- El compartimento de cables de energía se ubica en la parte posterior
- En este caso los tableros Power Vac se suministran para uso interior ya que se ubicarán dentro del cuarto eléctrico de la Concentradora.

Figura 84

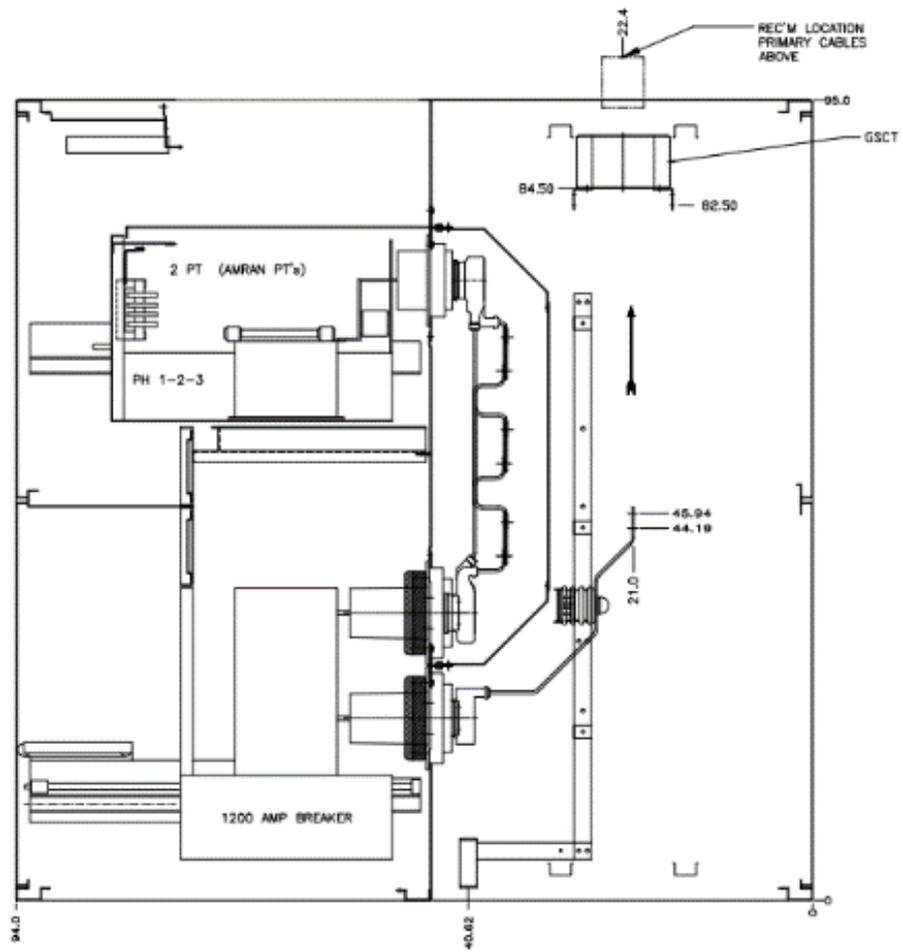
Tablero de MT - Vista frontal.



Nota: También es posible la disposición en 2 niveles (Two high), de 2 interruptores, uno en la parte superior y otro en la inferior de la sección para ahorro de espacio. En general existen diversas combinaciones para ubicar los interruptores y equipos auxiliares en los módulos superiores o inferiores dependiendo de la necesidad de cada proyecto.

Figura 85

Tablero de MT – Vista lateral.



3.2.5.4 Alimentación de Control y Auxiliar. La fuente de alimentación debe tener capacidad suficiente para suministrar la energía para los circuitos de control, protección y auxiliares en el tablero. Las operaciones más críticas son el cierre y apertura del interruptor a través de sus bobinas de cierre y de disparo. Los circuitos de disparo y de cierre del interruptor por estándar se alimentan en CD. Los relés de protección, medidores, relés auxiliares lámparas de señalización, pueden ser alimentados en CA o CD. En este proyecto se alimentarán en CD. Los equipos auxiliares como calefactores, iluminación interior del tablero se alimentan en CA.

3.2.5.4.1 Circuitos de CD. Se debe tomar en cuenta estas cargas para seleccionar la fuente de alimentación.

- Interruptores: Circuitos de Cierre, disparo y motor de carga de resortes.
- Alimentación Relé de protección 469.
- Alimentación Medidor de energía ION 8650.
- Lámparas de indicación.
- Bobina Relé de bloqueo 86.
- Relés auxiliares.

Estas cargas se alimentan desde los bancos de batería y rectificador - cargador, existentes en el cuarto eléctrico de la Concentradora, a través un tablero auxiliar de 125 VDC, el cual llega a un circuit breaker en panel de control del tablero Power Vac y desde ahí se reparte para las diferentes cargas. Ver planos en Anexos.

El interruptor tiene dos medios para abrir y cerrar, uno es mecánicamente a través de sus pulsadores ubicados en el propio interruptor. La otra forma es eléctricamente, a través de sus bobinas de disparo y de cierre. En el caso de apertura eléctrica:

- a) Apertura manual a través del Switch de control ubicado en la puerta frontal del tablero.
- b) Apertura automáticamente por el relé de protección por condiciones de falla.

Notas:

- Para el Cierre y Apertura del interruptor la fuente de energía debe ser tal que mantenga su nivel de voltaje constante durante la operación. El voltaje de control y las corrientes de operación para los interruptores de power/Vac se dan en la Tabla 11.

Tabla 11

Corrientes y voltajes de operación el Interruptor de MT.

Breaker Control Source Voltage	Closing Voltage Range	Tripping Voltage Range	Closing Coil Current		Tripping Coil Current		Charge Motor Inrush Current	Charge Motor Run Current (3)
			Standard	W/FBT	5 Cycle	3 Cycle		
48VDC	38-56VDC	28-56VDC	9.6	N/A	26.0	26.0	29.0	12.3
125VDC	100-140VDC	70-140VDC	6.0	32.0	10.2	6.0	18.3	3.7
250VDC	200-280VDC	140-280VDC	3.0	12.0	5.2	5.2	9.9	2.3
120VAC	104-127VAC	108-132VAC (1)	8.0	N/A	10.2	6.0	13.6	4.9
240VAC	208-254VAC	216-264VAC (2)	10.3	N/A	2.3	2.3	7.2	3.0

- La disponibilidad de energía para el disparo o el cierre del interruptor, debe ser independiente de las condiciones de la tensión en la red, como perturbaciones, bajos voltajes y otras fallas. Por esta razón es más conveniente un banco de baterías.
- En la energización inicial, el voltaje de control alimenta varias secciones del switchgear a la vez, todos los interruptores insertados comenzarán inmediatamente a cargar sus resortes, lo que puede sobrecargar la fuente. Se recomienda insertar los interruptores uno por uno, luego que se establezca la alimentación CD al control. También es recomendable abrir los interruptores de control, ver plano N°.

- La fuente de 125 VDC está conectada al bus de control de CD permanentemente. El banco de baterías suministra grandes corrientes momentáneas para el motor de carga de resortes y para las bobinas de cierre y apertura del interruptor. El resto del tiempo durante operación normal las corrientes requeridas son muy bajas, por ejemplo, para alimentar lámparas de señalización, alimentación de relés de protección y relés auxiliares.
- Numero de disparos simultáneos. Generalmente un solo interruptor se cierra la vez. Sin embargo, se debe tener en cuenta el disparo simultaneo de 2 o más interruptores para no sobrecargar el banco de baterías o el rectificador – cargador.

3.2.5.4.2 Circuitos de CA.

- Iluminación interior
- Calefactores

La fuente de CA es un transformador auxiliar a través de un tablero auxiliar de BT existente, ubicados en el cuarto eléctrico de la concentradora. Se debe tomar en cuenta estas cargas en el tablero para seleccionar la fuente de alimentación externa.

Tabla 12

Cargas de CA de operación del Interruptor de MT.

Type of Load	Load (VA)
Indicating lamps (0.035A x 230V x 5 Breakers)	40
Equipment heaters (300 W x 4)	1200
Comfort heater (plug in)	5000
Equipment lights (100 W x 4)	400
Convenience outlets (500 W x 2)	1000
Remote lights	400
TOTAL	8040

3.2.5.5 Compartimentos del Tablero

3.2.5.5.1 Compartimento del Interruptor. El compartimento tiene las siguientes características para la operación del interruptor:

- El interruptor rueda sobre rieles guía horizontales y tiene contactos primarios y secundarios.
- El interruptor está conectado a tierra continuamente mientras está en el compartimiento, a través de una barra de tierra en el interruptor y una zapata de tierra ubicada en el compartimiento.
- El compartimiento del interruptor tiene un mecanismo de inserción de tipo tornillo nivelador, que se opera manualmente para insertar el interruptor entre las posiciones "Conectado" y "Prueba/Desconectado". (está diseñado para hacerlo a puerta cerrada, por seguridad)
- En la posición Prueba/Desconectado, el interruptor queda bloqueado y no se puede cerrar.
- Tiene persianas metálicas conectadas a tierra que se cierran automáticamente con el mecanismo de inserción, para aislar los desconectores primarios cuando el interruptor se extrae desde la posición "Conectado".
- Contacto auxiliar tipo MOC o 52STA = contacto operado por mecanismo. Cambia de estado cuando el interruptor abre o cierra y normalmente funcionará con el interruptor en la posición "Conectado" o "Prueba/Desconectado".
- Contacto auxiliar de posición TOC o 52POS = contacto operado por carro. Este interruptor cambia de estado cuando el interruptor se mueve entre las posiciones "Conectado" y "Prueba/Desconectado".
- Bloques de fusibles, bloques de terminales y otros accesorios se ubican dentro del compartimiento del interruptor

3.2.5.5.2 Compartimiento Auxiliar. En el compartimiento auxiliar se ubican los transformadores de voltaje o de potencial (PT's), los cuales van sobre bandejas desplegables. Este compartimiento por lo general se ubica en la parte superior de la sección.

Nota: En algunos casos se pueden instalar transformadores auxiliares de control CPT o fusibles.

Figura 86

Compartimiento Auxiliar - Vista frontal.



3.2.5.5.3 Compartimiento de Cables de energía. El compartimiento para conexión de cables de salida para alimentación de los motores, se encuentran ubicados en la parte posterior del tablero y se accede retirando las tapas o cubiertas que son empernadas. Ver plano N° en Anexos.

Cada borne de terminación de cable, como estándar puede alojar hasta dos cables 750 KCMIL por fase.

3.2.5.6 Enclavamientos mecánicos. (GE, 2008) El tablero está provisto de interbloques o enclavamientos mecánicos para:

- Inhibir el movimiento del interruptor hacia o desde la posición "Conectado" cuando los contactos del interruptor están en la posición "cerrado".
- Bloquear el cierre del interruptor, a menos que los seccionadores primarios estén completamente activados o el interruptor esté en la posición "Prueba/Desconexión".
- Descargar automáticamente los resortes de cierre cuando el interruptor se mueva entre las posiciones "Conectado" y "Prueba" o cuando se inserte o se retire del compartimiento. Además, el mecanismo de inserción del interruptor es del tipo tornillo nivelador, que sujeta el interruptor cuando está en la posición "Conectado" o "Prueba/Desconectado".
- Diseño extraíble a puerta cerrada, que permite colocar el interruptor hacia la posición "Conectado" con la puerta frontal cerrada.

3.2.5.7 Sistema de Barras

3.2.5.7.1 Barra principal. La barra principal está dispuesta según la figura N°, se encuentra rodeada por barreras metálicas conectadas a tierra y alimenta a toda la sección vertical, desde el compartimento superior hasta el inferior. Características:

- Capacidad nominal: 50 kA rms simétrico.
- Material: Cobre ASTM B187. El cobre es estañado (en las uniones), las uniones van con pernos de 1/2" grado 5.
- Dimensiones:

Barra de 1200 A nominal. Sección 3/16" x 6"
- Aislamiento: Epóxico retardante a la flama y resistente a la tracción (aplicado mediante el proceso de inmersión en fluido hasta un espesor que resista las pruebas dieléctricas especificadas en ANSI-C37.20.2)

- Soportes. Las barras se sujetan en aisladores de poliéster moldeado, retardante a la llama. En las uniones entre celdas van pasamuros de poliéster que también sirven como barreras. Los soportes tienen resistencia para soportar fuerzas electrodinámicas por un cortocircuito simétrico de 50 kA (80 kA rms asimétrico, 130 kA Pico).
- Empalmes de barra. Todos los empalmes o juntas de barras están aislados con botas de vinilo preformadas aseguradas con pernos de nylon.

3.2.5.7.2 Barra de Tierra. La barra de tierra está ubicada en la parte inferior de la celda y se conecta con las barras de tierra de las secciones contiguas. Tiene las siguientes características:

- Capacidad: clasificación de corto circuito de 50 kA simétrico durante 2 segundos.
- Material: Cobre ASTM B187, barra desnuda.
- Dimensiones: Barra de Sección 1/4" x 2".

3.2.5.8 Dispositivos de control, protección e instrumentos. Los dispositivos de control, protección e instrumentos se encuentran montados en la puerta frontal del cubículo inferior.

3.2.5.8.1 Control del Interruptor

- Switch de control, para cerrar y disparar el disyuntor.
- La lámpara Roja indica interruptor cerrado y supervisa la bobina de disparo.
- La lámpara Verde indica interruptor abierto.
- Lámpara indicadora blanca. Esta lámpara proporciona una indicación de apertura del interruptor no iniciada por el Switch de control.
- Lámpara Ámbar. Indica disparo del interruptor por el relé cuando hay una falla.
- Switch selector de Control Remoto y Local. Esta función proporciona control local o remoto del interruptor bajo ciertas condiciones

Figura 87

Compartimento del Interruptor - Vista frontal Exterior.



3.2.5.8.2 Equipos de Protección

- Relé de protección 469.
- Relé de bloqueo 86.
- Nota: Se tiene bloques de prueba (Test block) y enchufe para pruebas de inyección de corriente al relé utilizando equipos de prueba portátiles.

3.2.5.8.3 Equipo de Medición. El medidor de energía ION8650 se encuentra ubicado en la puerta frontal del cubículo superior. Otros dispositivos asociados al control del interruptor y al sistema de protección y medición, están instalados dentro del compartimento, tales como, relés auxiliares, borneras, bornes cortocircuitables, fusibles e interruptores de control.

3.2.5.9 Transformadores de Corriente

- a) Transformadores de corriente (CT). Son tipo toroidal y tienen relación 1200:5 A multiradio (Conectados en 300:5A para los motores de 3000 Hp y en 800:5A para 9000 Hp) y están montados sobre los bushing de desconexión del interruptor y se accede por el frente del compartimento del interruptor. Ver planos N°.

Figura 88

Compartimento del Interruptor - Vista frontal Interior.



- b) Transformador de falla a Tierra (GFCT). El transformador de corriente de falla a tierra es de relación 50:5 A y es de tipo toroidal. Está ubicado en el compartimento de cables de salida en la parte posterior de la celda. Ver planos N°.
- c) Escala y Relación. La relación de los transformadores de corriente se selecciona basándose en el 125% de la ampacidad de los conductores del circuito alimentador, así la lectura está entre la mitad y tres cuartos de la escala, de esta manera la configuración de protección de sobre corriente proporciona buena selectividad.

La clase de precisión del CT es según IEEE C37.20.2-1999, Tabla 13.

Tabla 13

Clases de Precisión de los Transformadores de Corriente de switchgears.

Ratio	B0.1	B0.2	B0.5	B0.9 ^b	B1.8 ^b	Relaying accuracy ^c
50:5	1.2	2.4 ^d	—	—	—	C or T10
75:5	1.2	2.4 ^d	—	—	—	C or T10
100:5	1.2	2.4 ^d	—	—	—	C or T10
150:5	0.6	1.2	2.4 ^d	—	—	C or T20
200:5	0.6	1.2	2.4 ^d	—	—	C or T20
300:5	0.6	1.2	2.4 ^d	2.4 ^d	—	C or T20
400:5	0.3	0.6	1.2	1.2	2.4 ^d	C or T50
600:5	0.3	0.3	0.3	1.2	2.4 ^d	C or T50
800:5	0.3	0.3	0.3	0.6	1.2	C or T50
1200:5	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	C100
1500:5	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	C100
2000:5	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	C100
3000:5	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	C100
4000:5	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	C100

La clase de precisión de los CT's y sus características de excitación son importantes cuando se consideran CT's de menor clasificación en sistemas con altas corrientes de cortocircuito y para las aplicaciones de protección diferencial.

3.2.5.10 Transformadores de Potencial. Los transformadores de potencial o de voltaje se ubican en el compartimento superior sobre bandejas extraíbles, con fusibles primarios y secundarios. Ver plano N°.

Los transformadores de voltaje son GE/ITI modelo PTG-3 y PTG-5, montados tres por bandeja para transformadores con conexión en estrella y dos por bandeja para transformadores conectados en triángulo abierto. Los modelos están disponibles clasificados para aplicaciones de línea a línea o de línea a neutro con voltajes de sistema de 2400 V a 14400 V.

3.2.5.11 Cableado de Control. El cableado secundario o de control está encerrado en bandejas o ductos metálicos conectados a tierra cuando pasan a través de circuitos primarios. Para el control el cable es calibre 14 awg tipo sis, extra flexible, 41 hilos, de cobre estañado, polietileno reticulado. Tensión nominal 600 V. Para las señales de corriente o tensión es calibre 12 AWG.

3.2.5.12 Equipos auxiliares. Calefactores o Heaters. Para minimizar la condensación por humedad, causada por variaciones de temperatura se instalan calefactores en los tableros. Se montan cuatro calefactores en cada tablero, 2 en la parte frontal y 2 posteriores, en total 300 W por sección.

En este caso cada calefactor tiene una potencia nominal de 300 W a 240 VCA, pero se aplica a mitad de voltaje (120 V) para prolongar la vida útil, lo que proporciona 75 W por cada calefactor.

3.2.5.13 Condiciones de Servicio.

- Temperatura ambiente continua no sea superior a 40 °C ni inferior a -30 °C.
- Altitud de operación 3500 msnm.

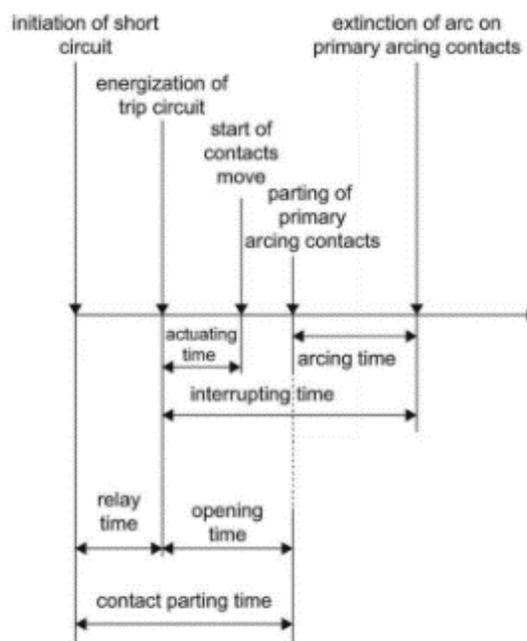
3.2.6 Selección de Interruptores.

Como equipos de maniobra se tiene interruptores para realizar el arranque o parada de los motores. Están ubicados en su compartimiento dentro de los tableros de MT Power vac.

La definición de un interruptor según el estándar ANSI-C37.100 es: "Dispositivo de conmutación mecánico, capaz de establecer, transportar e interrumpir corrientes de un circuito en condiciones normales, y también, de transportar durante un tiempo específico e interrumpir corrientes en condiciones anormales específicas, como las corrientes de cortocircuito".

Figura 89

Tiempo y Secuencia de operación del Interruptor.



Nota: fuente IEEE C37.010.

Los tableros Power Vac, vienen con interruptores en vacío, modelo Power vac (vacuum breaker). El vacío como medio de interrupción tiene una alta capacidad dieléctrica. son de dimensiones relativamente pequeñas y poco peso, requieren poco mantenimiento.

3.2.6.1 Características básicas

- Corriente nominal: 1200 A
- Voltaje nominal máximo: 8.25 kV
- Corriente de cortocircuito nominal: 50 kA
- Corriente de cierre y bloqueo: 130 kA
- Tensión de Impulso: 95 kV
- Factor K :1
- Tiempo de cierre: 5 ciclos

En la siguiente figura se muestra la placa del interruptor Power Vac.

Figura 90

Placa del Interruptor.

NAMEPLATE						
GE POWER VAC BREAKER			TYPE	VBH 8.25-50-3		
RATED MAX VOLTAGE 8.25 KV			RATED 1200 AMP.	SER. NO.	214118-01***	
RATED SHORT CIRCUIT AMPS 50 KA			RATED VOLTAGE RANGE FACTOR 1.00	HZ60	IMPULSE WITHSTAND 95 KV	INT TIME 5 CYC
CLOSE COIL 0282A2009G002			VOLTS 125VDC	CLOSING AMPS 6.0	130 KA Peak	
TRIP COIL-1 0282A2009G008			VOLTS 125VDC	TRIPPING AMPS 10.2	VOLT RANGE 70-140	
TRIP COIL-2			VOLTS	TRIPPING AMPS	VOLT RANGE	
CHARGING MOTOR 0177C2164G001			VOLTS 125VDC			
CONNECTION DIAGRAM 0209B3713P001			WT. 705lbs	MECH TYPE ML-17H	DATE MFG	
VAC. INTER. TYPE: 67B2			REQ.: 150302045	S.O.: 214118-01		
ORDERING NO. PVEQ1A2A2A2202D1A1			CAP SWITCHING AMPS	NO RATING		
CAUTION: BEFORE INSTALLING OR OPERATING READ INST.			GEK39671 & DEI002		GE INDUSTRIAL SYSTEMS WEST BURLINGTON, IOWA 52655 USA	
*** STAMP SEQUENTIALLY 001, 002, ETC. FOR TOTAL QTY BKRS						

3.2.6.2 Consideraciones. Cuando ocurre una falla las contribuciones a la corriente de cortocircuito de máquinas síncronas y asíncronas varían con el tiempo en los periodos Subtransitorio, Transitorio, y Estado estable.

(Grainger & Stevenson Jr., 1996) Los métodos de cálculo de corriente de cortocircuito en un determinado punto de falla, son métodos aproximados que dan las corrientes de cortocircuito simétricas en el punto de falla. La corriente subtransitoria o corriente inicial simétrica calculada, no considera la componente CD. Al incluir la componente CD, da un valor rms de la corriente inmediatamente después de la falla, que es mayor a la de la corriente Subtransitoria.

De manera práctica para interruptores mayores a 5kV, la corriente subtransitoria multiplicada por 1.6 nos da el valor rms de la corriente máxima de cortocircuito, llamada también corriente Momentánea, la cual el interruptor debe ser capaz de soportar y permanecer cerrado al inicio de la falla durante 0.5 ciclos.

Desde el punto de vista de la corriente, los parámetros más importantes para la selección del interruptor son:

- La corriente de cortocircuito máxima que el interruptor debe soportar antes de abrir sus contactos (corriente momentánea)
- La corriente de cortocircuito que el interruptor debe interrumpir al abrir sus contactos (capacidad de cortocircuito)

Desde el punto de vista del voltaje hay otros factores también a tomarse en cuenta como son el factor de voltaje y voltaje nominal.

En general, para determinar la capacidad de corriente Momentánea del interruptor se usa la corriente Subtransitoria, y para determinar la capacidad de Cortocircuito del interruptor, se usa la corriente Transitoria en los motores síncronos. (En el caso de generadores síncronos se usa la corriente Subtransitoria).

Para el dimensionamiento y selección del interruptor se debe considerar las siguientes características:

- Factor de rango de voltaje K

- Voltaje de operación y voltaje máximo.
- Frecuencia del sistema
- Corriente de carga
- Corriente de corto circuito
- Corriente de cierre y bloqueo
- Tiempo de interrupción
- Ciclo de trabajo

3.2.6.2.1 Factor de rango de voltaje K.

Se define: $K = \text{Voltaje máximo} / \text{límite inferior del rango de voltaje de operación}$.

Rango de voltaje = $\text{Voltaje máximo} - \text{Voltaje máximo} / K$

La capacidad simétrica de interrupción se encuentra dentro del rango de voltaje.

Capacidad de interrupción simétrica máxima = $K \times \text{Corriente de cortocircuito}$. (No se debe exceder)

En este caso el interruptor tiene $K=1.0$, el Voltaje máximo de operación = 8.25kV (No existe rango de voltaje de operación). En este caso la Capacidad de interrupción simétrica máxima = Corriente de cortocircuito nominal = 50kA.

Por ejemplo, si $K=1.2$, entonces rango de voltaje: 8.25 kV – 6.875 kV y Capacidad de interrupción simétrica máxima = 60kA (a 6.875 kV).

- para 6.9 kV, Capacidad simétrica máxima = 59.78 kA
- para 7.5 kV, Capacidad simétrica máxima = 55 kA
- para 8 kV, Capacidad simétrica máxima = 51.56 kA
- para 8.25 kV, Capacidad simétrica máxima = 50 kA

La Capacidad de interrupción simétrica máxima se mantiene a 50kA para el voltaje de operación que es 6.9kV. Los cálculos de cortocircuitos están por debajo de los 50kA del interruptor. La tabla 14 muestra las características del interruptor Power Vac para $K=1$.

Tabla 14

Características nominales para el Interruptor de MT según ANSI C37.06-2000.

AVAILABLE RATINGS											
Rated Maximum rms Voltage (kV) (1)	Nominal ANSI Voltage Class (kV)	Typical System Operating Voltages (kV)	Rated Voltage Range Factor, K	Rated Withstand Test Voltage		Continuous rms Current Rating at 60Hz (amperes) (2)	Rated Short Circuit Current (Maximum Interrupting Capability) (kA) (3)	Rated Interrupting Time (Cycles)	Rated Permissible Tripping Delay, Y (Seconds)	2 Sec Short time Current Carrying Capability (kA)	Peak Close and Latch (2.8K x short circuit current rating) (kA)
				Low Frequency rms Voltage (kV)	Crest Impulse Voltage (kV)						
4.76	4.16	2400	1.0	19	66	1200-4000	31.5	9 or 3	2	31.5	82
		4160				40	5 or 3	40		104	
		4200				50	5 or 3	50		130	
						63 *	5	63		164	
8.25	7.2	6000	1.0	36	95	1200-4000	40	5 or 3	2	40	104
		6900				50 *	5 or 3	50		130	
		7200				63 *	5	63		164	
15	13.8	12000	1.0	36	95	1200-4000	20	5 or 3	2	20	52
		12470				25	5 or 3	25		65	
		13200				31.5	5 or 3	31.5		82	
		13800				40	5 or 3	40		104	
		14400				50	5 or 3	50		130	
						63	5	63		164	

Fuente: Características Interruptor según ANSI C37.06-2000.

3.2.6.2.2 Voltaje nominal y voltaje máximo. En los tableros Metalclad los voltajes nominales según ANSI son: 4.16 kV, 7.2 kV y 13.8 kV. El tablero de distribución Power Vac puede aplicarse al rango de voltaje de 2400 V a 15000 V, siempre que el voltaje de operación máximo del circuito no exceda el voltaje máximo del tablero Power Vac. Ver Tabla.

3.2.6.2.3 Frecuencia del sistema. La frecuencia nominal es de 60 Hz.

3.2.6.2.4 Corriente de Cortocircuito. La función principal del interruptor es interrumpir rápidamente las corrientes de falla. La capacidad de interrupción del Interruptor se expresa en Amperios rms trifásicos simétricos. Después del cálculo de la corriente de corto circuito, seleccionamos dentro de la clase de voltaje adecuada, un interruptor que tenga una capacidad de corto circuito igual o mayor al calculado.

Para interruptores con factor $K > 1$, se debe considerar el voltaje de operación al momento de evaluar la capacidad de corto circuito del interruptor.

Para el presente proyecto, el interruptor se selecciona con factor $K=1$.

3.2.6.2.5 Corriente de Cierre y bloqueo (Close – Latching) o Momentánea.

La corriente de cierre y bloqueo es la capacidad que tiene el interruptor de permanecer cerrado en condición de cortocircuito. Generalmente se mide en kA pico. También se le conoce como corriente momentánea.

Las corrientes generan campos magnéticos, cuanto mayor sea la corriente mayor el campo magnético producido en los contactos del interruptor, y es tal que crean unas fuerzas opuestas entre ellos. Cuando el interruptor está cerrado en un corto circuito, estas fuerzas pueden ser tan grandes que evitan que el interruptor se mantenga cerrado, pero el mecanismo del interruptor, trata de mantenerlo cerrado, lo que puede dañar el interruptor. Durante la falla, el interruptor debe permanecer cerrado durante la máxima corriente rms asimétrica del primer ciclo (que es aproximadamente 1.5 veces la capacidad de interrupción simétrica máxima rms del interruptor).

En sistemas con grandes motores como en este caso, se pueden producir altas corrientes Asimétricas en el primer ciclo del cortocircuito, por lo que se debe verificar el valor de corriente de cierre y bloqueo.

a) Según la norma ANSI, para Interruptores con $K=1$:

- Corriente de bloqueo (kA, pico) = $2.6K$ veces la capacidad nominal de corto circuito del interruptor. Y expresado en rms:
- Corriente de bloqueo (kA, rms) = $1.55K$ veces la capacidad nominal de corto circuito del interruptor.

b) Para Interruptores con $K>1$:

- Corriente de bloqueo (kA, pico) = $2.7K$ veces la capacidad nominal de corto circuito del interruptor. Expresado en rms:
- Corriente de bloqueo (kA, rms) = $1.6K$ veces la capacidad nominal de corto circuito del interruptor.

Para este caso el interruptor Power Vac ($K=1$), su capacidad de cortocircuito es 50 kA, por lo que la corriente bloqueo pico es $2.6 \times 50 \text{ kA} = 130 \text{ kA}$.

3.2.6.2.6 Corriente nominal. La carga alimentada determina la capacidad de corriente requerida por el interruptor. Para este caso los motores tienen servicio continuo, se selecciona un interruptor con corriente nominal a 60 Hz igual o mayor que la corriente de carga, teniendo en cuenta que el interruptor Power Vac tiene una clasificación del 100% y no tiene una clasificación de sobrecarga continua.

Los interruptores Power Vac pueden operarse por períodos cortos, en exceso de su corriente continua nominal. Esto cubre operaciones tales como arrancar motores.

Nota: Para el caso de transformadores, o equipos que tengan una clasificación de sobrecarga, el interruptor debe tener una clasificación de corriente igual o mayor a la clasificación de sobrecarga del equipo conectado.

3.2.6.2.7 Tiempo de interrupción. Un interruptor generalmente se fabrica con tiempos de interrupción de 5 ciclos o 3 ciclos, como se muestra en las tablas 3-1.1 y 3-1.2.

El estándar ANSI C37.04-1999, 5.6 define el “tiempo de interrupción nominal” como “el intervalo máximo permitido entre la activación del circuito de disparo a la tensión de control nominal y la presión de funcionamiento nominal para operación mecánica, y la interrupción de la corriente en el circuito principal en todos los polos”.

En este caso el interruptor Power Vac se selecciona con tiempo de interrupción de 5 ciclos.

3.2.6.2.8 Ciclo de trabajo del interruptor. Los interruptores tienen el siguiente ciclo de trabajo : O – 0 seg – CO – 15 seg – CO.

3.2.6.2.9 Características de operación especiales. Otras características de operación o aplicaciones a considerarse en la selección de interruptores son:

- Maniobras repetitivas. El interruptor en condiciones de servicio habituales, puede ser operado (apertura – cierre) hasta 20 veces en 10 minutos o 30 veces en 01 hora sin efectos adversos. En este caso el interruptor es operado de manera poco frecuente.
- Transferencia Automática. La configuración con 02 interruptores principales (A y B) y 01 de conexión (Tie breaker) se utiliza para tener una mayor confiabilidad y selectividad en el suministro de energía para los motores. Normalmente cada barra se alimenta de su fuente cerrando los interruptores A y B, mientras que el Tie breaker se encuentra abierto. Cuando una de las fuentes falla, su interruptor principal abre (por ejemplo, B) y el Tie se cierra para transferir energía eléctrica a la barra des energizada o muerta, desde la barra viva alimentada por A.

Para este proceso el circuito y lógica de control de los interruptores debe estar preparado y el relé de protección debe tener habilitada la detección de bajo voltaje (Como medida de protección de los motores, el Tie no debe cerrarse hasta que el voltaje residual en la barra afectada haya disminuido a un nivel seguro).

Después que la fuente fallada B se restablece, este esquema puede volver a su configuración original.

3.2.6.2.10 Condiciones de Servicio. Las características constructivas tanto para el Interruptor como el Tablero de MT están dadas para las condiciones de servicio a una altura de 3500 msnm.

Nota: Generalmente en condiciones distintas se aplican factores de derating o características constructivas especiales:

- Altitud de operación
- Temperatura ambiente

En el caso de la Altitud, el aire es un medio dieléctrico y de refrigeración. Hay 2 factores que se degradan encima de 1000 msnm: La capacidad de corriente y la resistencia dieléctrica, que debido a la reducción de la densidad del aire se presenta efecto corona al aplicase el voltaje. Se aplican los factores de derating según la tabla 15.

Tabla 15

Factores corrección según ANSI C37.20.2

Altitude (feet / meters)	Rating Correction Factors*		
	Rated Continuous Current	Rated Voltage	
3300ft - 1000m	1.00	1.00	
4000ft - 1200m	0.995	0.98	
5000ft - 1500m	0.991	0.95	
6000ft - 1500m	0.987	0.92	
7000ft - 2100m	0.985	0.89	
8000ft - 1500m	0.970	0.86	
9000ft - 1500m	0.965	0.83	
10000ft - 3000m	0.960	0.80	
12000ft - 3600m	0.950	0.75	
13000ft - 4000m	0.940	0.72	
14000ft - 4300m	0.935	0.70	

Capítulo IV. Análisis y discusión de resultados

4.1 Análisis de Arranque de los motores.

En base a los datos de placa de los motores e información de la red se puede realizar un modelamiento en el software Etap que nos permite realizar simulaciones para visualizar las características y parámetros aproximados de arranque y verificar que bajo las condiciones de instalación, pueden realizar un arranque seguro.

Consideraciones.

- Introducimos los parámetros de los motores: potencia, voltaje, corriente nominal, corriente de rotor bloqueado, factor de potencia, eficiencia, factor de servicio, tipo de rotor, etc.
- Introducimos los datos de la red eléctrica: niveles de tensión y frecuencia en las barras.
- Seleccionamos de la librería del software las curvas de corriente – velocidad de los motores, según los datos de placa.
- Se selecciona de la librería las curvas de torque – velocidad típicos del motor y de la carga.
- Se considera los demás motores y demás cargas en estado estacionario.

4.1.1 *Parámetros del motor de 9000 Hp:*

- a) Datos de placa de los motores:

Figura 91

Datos de placa motor 9000 Hp

Synchronous Motor Editor - Syn9000-2

Starting Mode	Cable/Vd	Cable Amp	Protection	Reliability	Remarks	Comment		
Info	Nameplate	LR Model	Model	Inertia	Exciter	Load	Start Dev	Start Cat
1	9000 HP 6.6 kV				3-1/C 777 AWG/kcmil	8 kV		

Ratings

HP	9000	kV	6.6	% PF	80	100 %	85.74	75 %	85.74	50 %	85.74	Poles	40
MVA	8.699	FLA	761	% Eff	96.43	96.43	93.22	93.22				RPM	180
Library...	None											SF	1

Figura 92

Placa de motor del fabricante.

GE *GE Power Conversion*

CONTROL DATA
BRUSHLESS SYNCHRONOUS MOTOR

CUSTOMER	<u>South Peru Copper</u>		CUSTOMER ORDER NO.	<u>S4-143817-4</u>
MOTOR MODEL NO.	<u>EN317156 (duplicate of EN217214)</u>		GE REQUISITION NO.	<u>9285-70868</u>
MOTOR SERIAL NO.	<u>SN317156-1</u>		EQUIPMENT NO.	

MOTOR RATING	TYPE	TS	POLES	40	HP	9000	KVA	8700	RPM	180
	VOLTS	6600	PHASES	3	Hz	60	PF	0.8	AMPS	761
SERVICE FACTOR	1.0	TIME RATING	CONTINUOUS		DRIVEN LOAD	Ball Mill				
TEMPERATURE RISE			STATOR	80	°C BY RTD @		1.0 SF			
40 °C AMB., 11500 Ft ASL			ROTOR	80	°C BY RES @		1.0 SF			

BRUSHLESS EXCITER FIELD DATA			RESISTANCE @ 25°C	5.2	OHMS
FIELD AMPS AT RATED LOAD	14.2 ADC		DISCHARGE RESISTANCE	0	OHMS
NOMINAL EXCITATION VOLTS	125 VDC		RATED FIELD VOLTS	(HOT 120 °C) 100 VDC	
MINIMUM FIELD AMPS +	4.9 ADC		MINIMUM FIELD VOLTS	(COLD 25°C) 25.5 VDC	

MOTOR ROTOR DATA	The following data is calculated using:				
CLUTCH INERTIA	73000	lb.ft. ²	ROTOR INERTIA	790400	lb.ft. ²
LOAD TORQUE CURVE	NA		START CURVE	535HA254	
START TORQUE	40%	PULL-IN	30%	PULL-OUT	225%

b) Modelo del motor (para los cálculos de cortocircuito.)

Figura 93

Modelo de motor 9000 Hp.

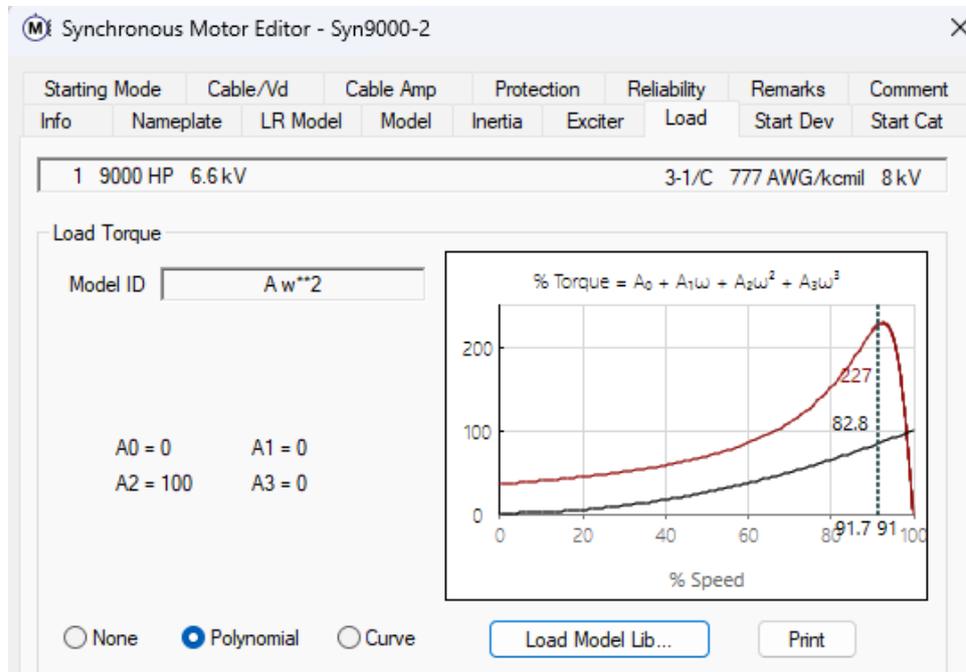
The image shows a software window titled "Synchronous Motor Editor - Syn9000-2". The interface is divided into several sections:

- Header:** A table with columns: Starting Mode, Cable/Vd, Cable Amp, Protection, Reliability, Remarks, Comment. Sub-headers: Info, Nameplate, LR Model, Model, Inertia, Exciter, Load, Start Dev, Start Cat.
- Motor Data:** 1 9000 HP 6.6 kV, 3-1/C 777 AWG/kcmil 8 kV.
- Impedance:** A table with columns: % and Ohm. Rows: Xd'' (32), Xd''/Ra (35), Ra (0.914), Ra (0.045781), X2 (15.385), X2/R2 (35), R2 (0.44), R2 (0.02201), Xo (15.385), Xo/R0 (35), R0 (0.44), R0 (0.02201), Rdc (0), Rdc (0).
- Dynamic Model:** Radio buttons for None, Subtransient (selected), Transient, Equivalent. Parameters: Xd (153), Xq (0), Tdo' (0), Sbreak (0.8), Xdu (153), Xqu (0), Tdo'' (0), S100 (0), Xd' (47), Xq' (0), S120 (0), Typical Data, XL (0), Xq'' (0), Tqo'' (0), Damping (0).
- Machine Type:** Application (Motor), Rotor Type (Salient-Pole).
- Exciter Type:** IEC 60909 S.C. (Salient Pole 160%), GOST S.C. (Diode Brushless Excitation).

- c) Torque de carga. De las curvas típicas de ETAP seleccionamos una que esté dentro de los límites según la tabla de torques de carga típicas para motores síncronos.

Figura 94

Torque de carga

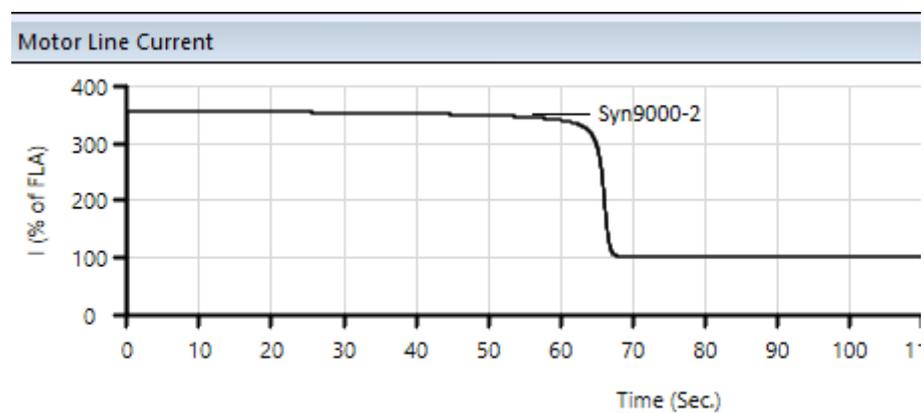


4.1.2 Arranque del motor de 9000 Hp.

4.1.2.1 Arranque a tensión plena.

Figura 95

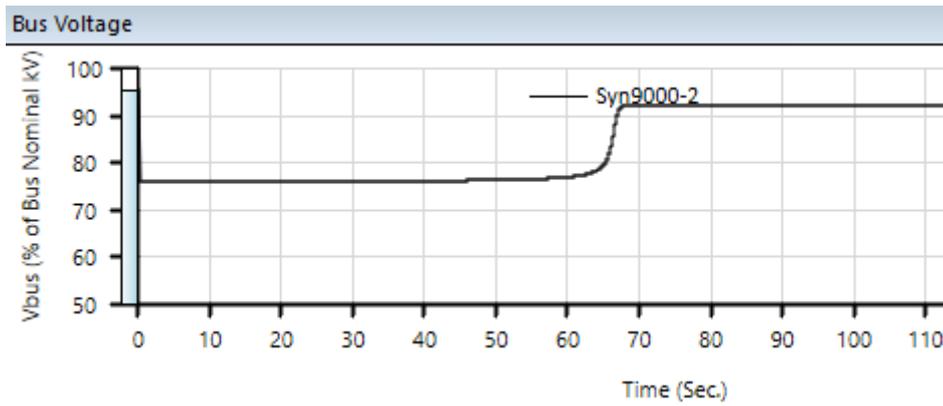
Corriente de Línea



El arranque se realiza en aproximadamente 67 s, estando dentro del tiempo seguro. La corriente de arranque es 350% FLA.

Figura 96

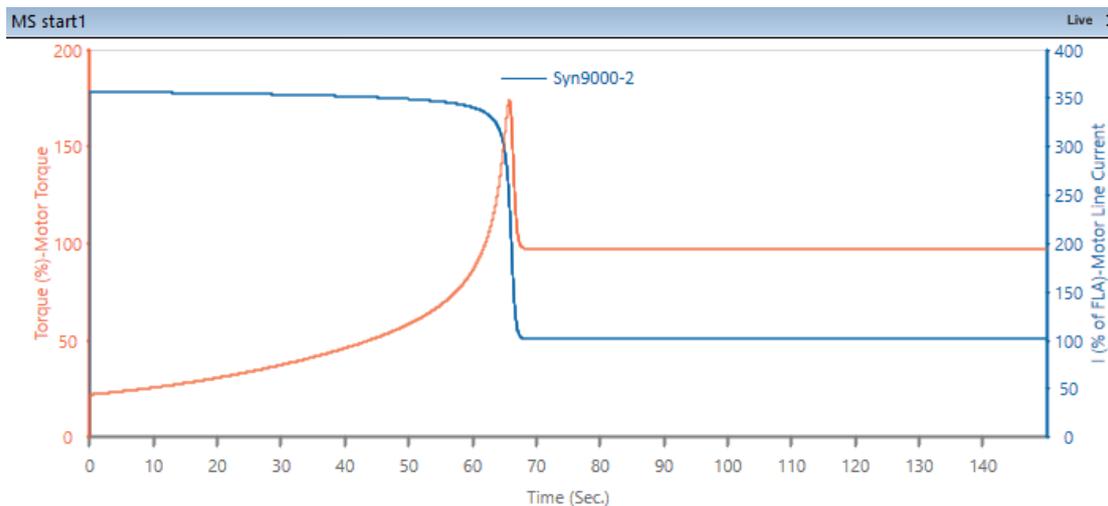
Voltaje en la barra de 6.9 kV.



En este caso el voltaje en barras es igual al voltaje en terminales del motor. Se obtiene una caída de tensión de 23 % durante el arranque a tensión plena.

Figura 97

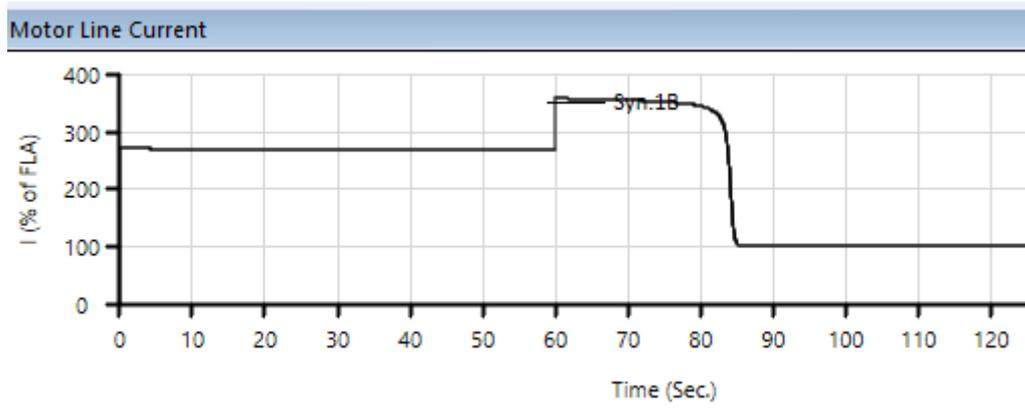
Torque y Corriente de arranque.



4.1.2.2 Arranque a tensión reducida (considerando el reactor en serie en la línea).

Figura 98

Corriente de Línea.



Corriente de arranque baja a 270 % FLA. El arranque se realiza en 85 s.

Figura 99

Voltaje en terminales del motor

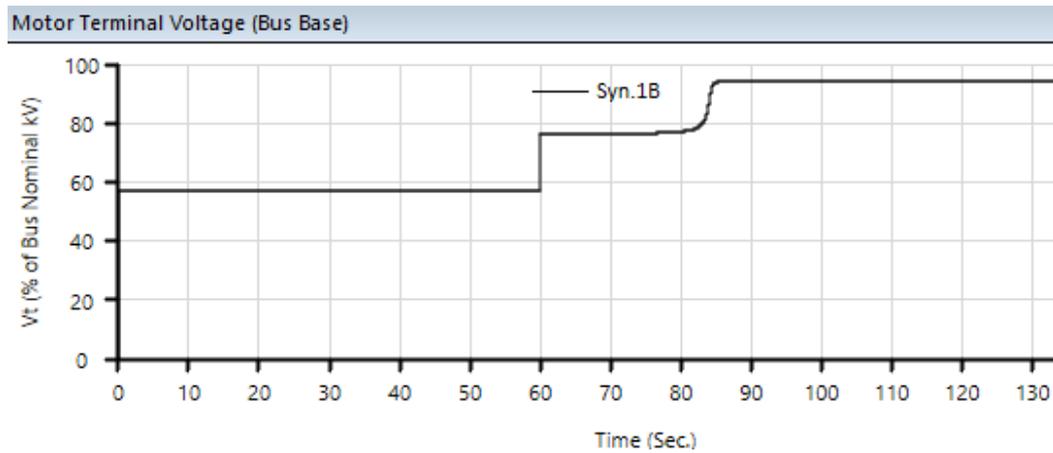
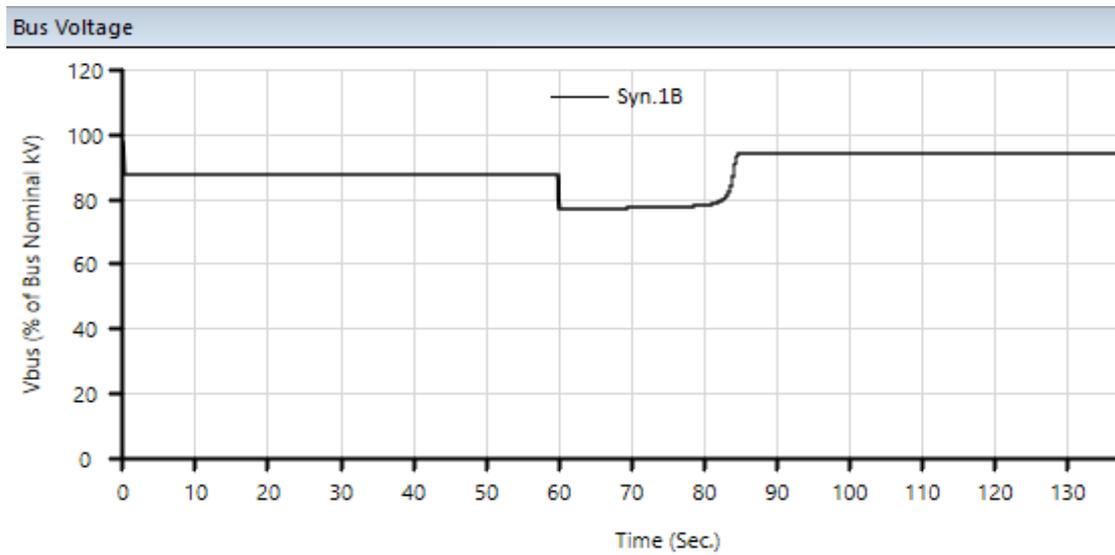


Figura 100

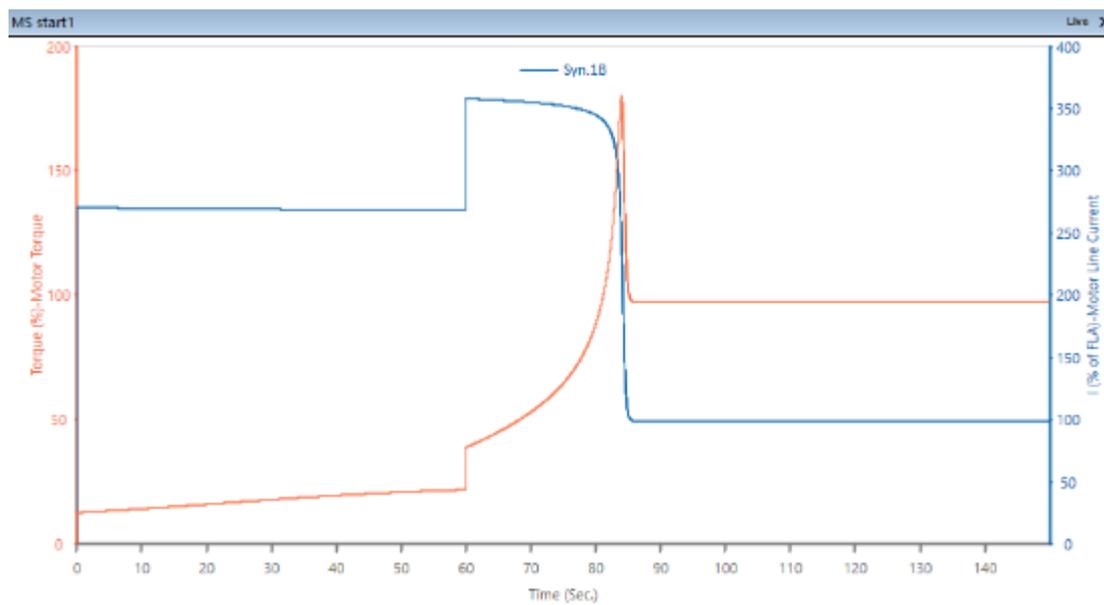
Voltaje en barras de 6.9 kV



Durante el arranque la caída de tensión se reduce a 15% en la barra de 6.9 kV.

Figura 101

Torque y Corriente de arranque



4.1.3 Parámetros del motor de 3000 Hp.

a) Datos de placa de los motores:

Figura 102

Datos de placa

Synchronous Motor Editor - Syn3000-1

Starting Mode	Cable/Vd	Cable Amp	Protection	Reliability	Remarks	Comment				
Info	Nameplate	LR Model	Model	Inertia	Exciter	Load	Start Dev	Start Cat		
1	3000 HP 6.6 kV				1-3/C 373 AWG/kcmil	8 kV				
Ratings										
HP	3000	kV	6.6	% PF	80	Rated 100 %	75 %	50 %	Poles	40
kVA	2972.2	FLA	260	% Eff	94.08	83.09	83.09	83.09	RPM	180
Library...	None						SF	1		

Figura 103

Placa de motor 3000 Hp.

SYNCHRONOUS MOTOR					
Output HP: 3000	Peak kW: 3850	Rev/min 180	Poles 40		
Output kW: 2240	V: 6600	A: 260	P.F. 0.8	Hz 60	Phase 3
Input kVA: 2970	Insul. Cl.B			Altitude 3500 m	
Spec. B52513 1970				Amb 40 °C	
Rating: CONT.	Hm 14				
Exc. V: 130	A: 280				
IP 22	I.C: 01	Coolant			
Conn. 6T STAR					
Frame	-AK330M56	No. 21416608	Year 1975		
GEC MACHINES LIMITED					
Rugby England			Made in U.K.		
TDN 6801A					

b) Modelo del motor (para cálculos de cortocircuito.)

Figura 104

Modelo de motor

Synchronous Motor Editor - Syn3000-1

Starting Mode	Cable/Vd	Cable Amp	Protection	Reliability	Remarks	Comment
Info	Nameplate	LR Model	Model	Inertia	Exciter	Load
3	3000 HP 6.6 kV			1-3/C	373 AWG/kcmil	8 kV

Impedance

%		%		Ohm	
Xd''	32	Xd''/Ra	33.4	Ra	0.958
X2	15.385	X2/R2	33.4	R2	0.461
Xo	15.385	X0/R0	33.4	R0	0.461
		Rdc	0	Rdc	0

Xd'' Tolerance: ± 0 %

Inertia: H 3.451

Dynamic Model

None
 Subtransient
 Transient
 Equivalent

Machine Type

Application: Motor

Rotor Type: Salient-Pole

IEC 60909 S.C.

Exciter Type: Salient Pole 160%

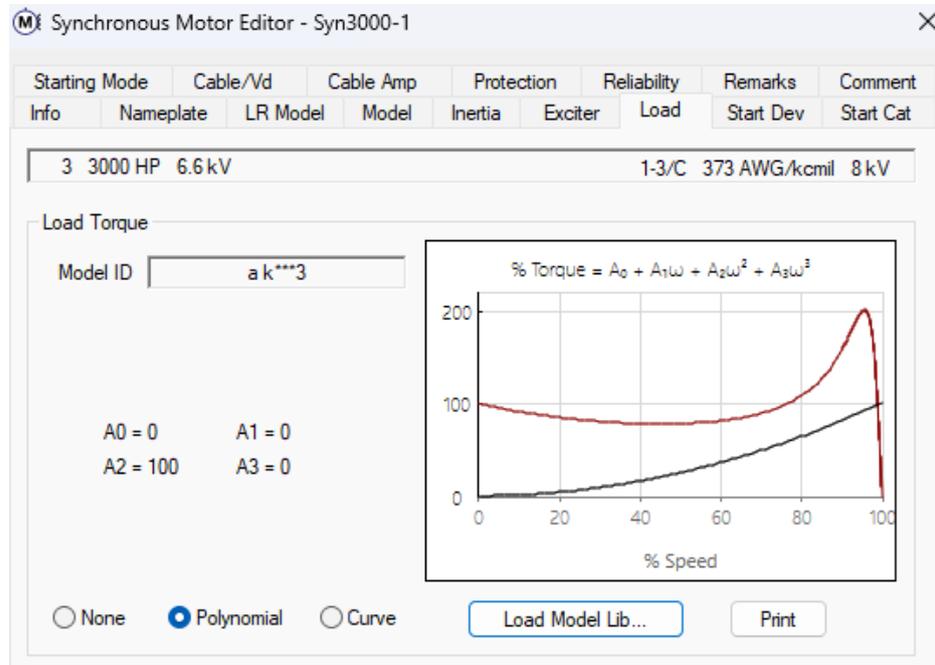
GOST S.C.

Exciter Type: Diode Independent Excitation

c) Datos de Torque de carga.

Figura 105

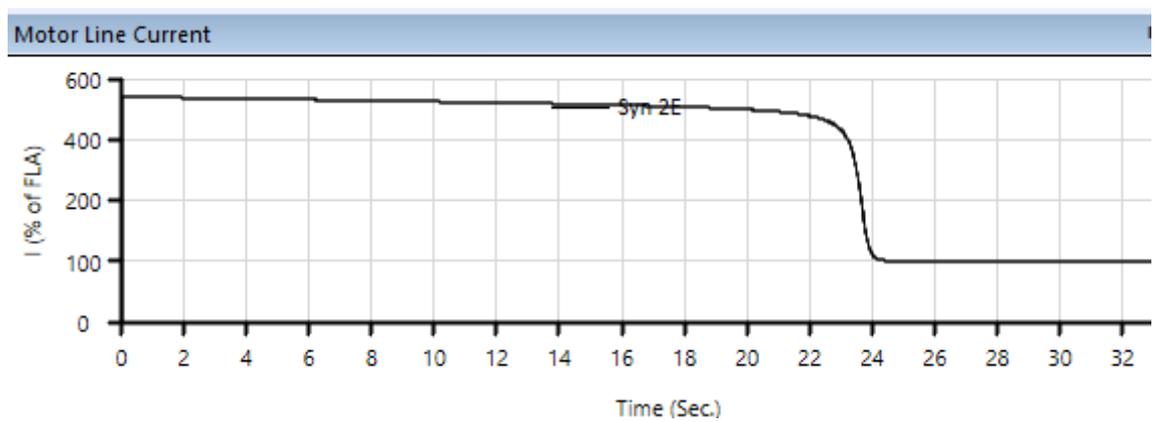
Torque de carga



4.1.4 Arranque del motor de 3000 Hp.

Figura 106

Corriente de Línea



El arranque se realiza en aproximadamente 24 s, estando dentro del tiempo seguro.

Figura 107

Voltaje en barra de 6.9 kV

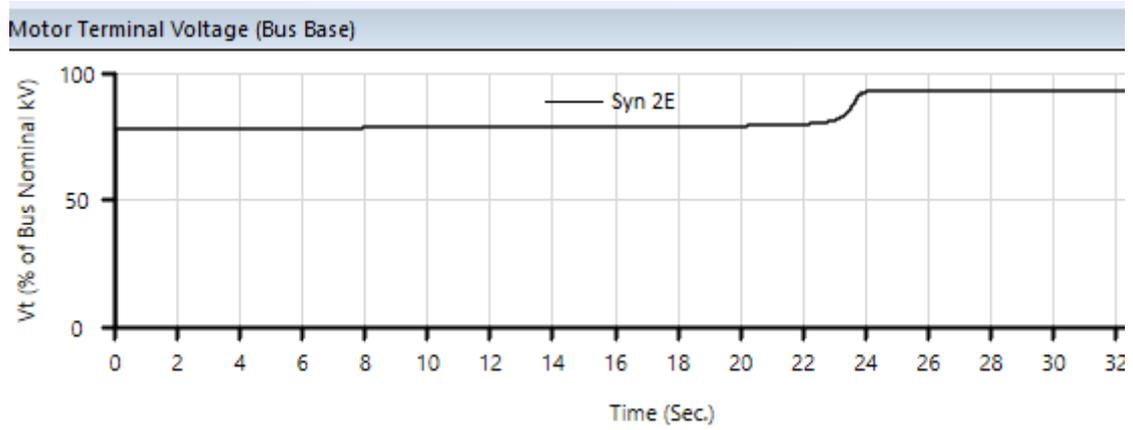
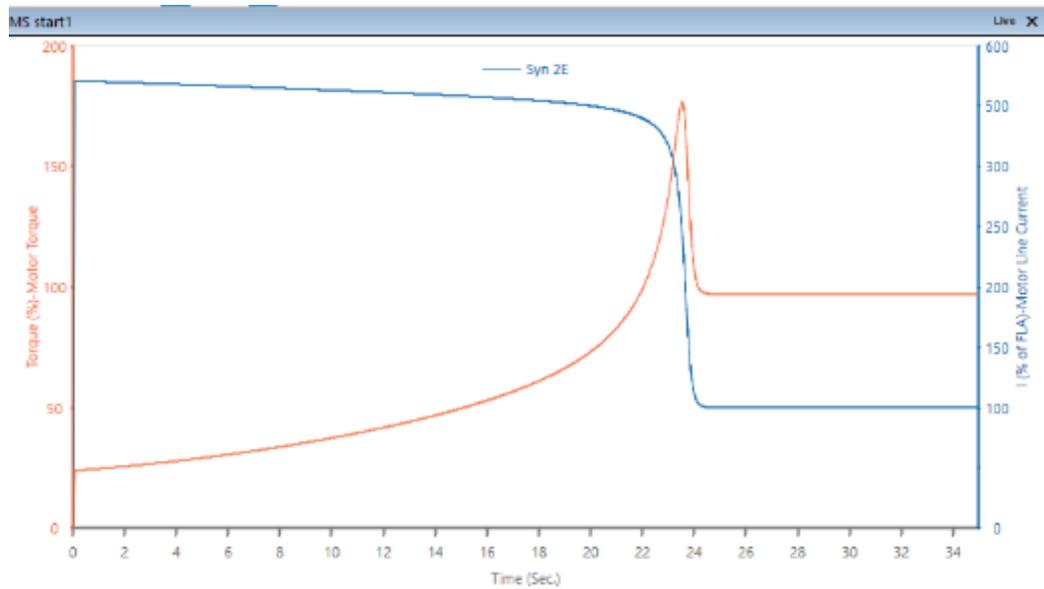


Figura 108

Torque y Corriente.



4.2 Resumen de ajustes de los Relés de protección.

Los ajustes de los relés deben ser verificados con el estudio de protección.

4.2.1 Cuadro Resumen de ajustes relé 469, Motor 9000 Hp.

Tabla 16

Ajustes de proteccion rele 469, Motor 9000 Hp.

SETTINGS: 469 RELAY
MOTOR: 9000 HP
MOTOR TAG: 1A, 1B

FUNCTION		RANGE	SETTINGS
SOBRECARGA	TIPO DE CURVA(CURVE STYLE)		ESTÁNDAR
	DIAL (CURVE NUMBER)	1.0 - 15.0	2.5
	DISPARO	1.01 - 1.25 X FLA	PICK UP: 1.01
	COOL TIME CONSTANT RUNNING	1.0 - 500	15 MIN
	COOL TIME CONSTANT STOPPED	1.0 - 500	30 MIN
	HOT/COLD SAFE STALL RATIO	0.01 - 1.00	1
	UUNBALANCE BIAS K FACTOR	0.0 - 19.0	14.2
	OVERLOAD ALARM	0.1 - 60.0s	0.1 S
TEMPERATURA	RTD's del 1 - 6	ESTATOR/ BEARING (COJINETE)/ AMBIENTE	TIPO: ESTATOR
			ALARMA: 130°C
			TRIP: 155°C
	RTD's de 7 - 8	ESTATOR/ BEARING (COJINETE)/ AMBIENTE	TIPO: COJINETE
		ALARMA: 130°C	
		TRIP: 155°C	
DESBALANCE	ALARMA DESBALANCE DE CORRIENTE	4.0 - 40.0	ALARMA
		1.0 - 60.0	PICK UP: 15% DELAY: 5s
	DISAPRO DESBALANCE DE CORRIENTE	4.0 - 40.0	DISPARO
		1.0 - 60.0	PICK UP: 20% DELAY: 5s
SOBRECORRIENTE	DISPARO POR CORTOCIRCUITO	4.0 - 20.0 x CT	DISPARO
		0.0 -1000	PICK UP: 5.6 DELAY: 0s
FALLA A TIERRA	ALARMA POR FALLA ATIERRA	0.1 - 1.00 x CT	ALARMA
		0.0 -1000	PICK UP: 0.1 DELAY: 0s
	DISPARO POR FALLA ATIERRA	0.1 - 1.00 x CT	DISPARO
		0.0 -1000	PICK UP: 0.2 DELAY: 0s
DIFERENCIAL	DISPARO POR DIFERENCIAL	0.05 - 1.00 x CT	DISPARO
		0.0 -1000	PICK UP: 0.1 DELAY: 0s

4.2.2 Cuadro Resumen de ajustes relé 469, Motor 3000 Hp.

Tabla 17

Ajustes de proteccion rele 469, Motor 3000 Hp.

SETTINGS: **469 RELAY**
MOTOR: 3000 HP
MOTOR TAG: 2A, 2B, 2C, 2D, 2E, 2F

FUNCTION		RANGE	SETTINGS
SOBRECARGA	TIPO DE CURVA(CURVE STYLE)		ESTÁNDAR
	DIAL (CURVE NUMBER)	1.0 - 15.0	6
	DISPARO	1.01 - 1.25 X FLA	PICK UP: 1.01
	COOL TIME CONSTANT RUNNING	1.0 - 500	15 MIN
	COOL TIME CONSTANT STOPPED	1.0 - 500	30 MIN
	HOT/COLD SAFE STALL RATIO	0.01 - 1.00	1
	UNBALANCE BIAS K FACTOR	0.0 - 19.0	4.2
	OVERLOAD ALARM	0.1 - 60.0s	0.1 S
TEMPERATURA	RTD's del 1 - 6	ESTATOR/ BEARING (COJINETE)/ AMBIENTE	TIPO: ESTATOR
			ALARMA: 130°C
	RTD's de 7 - 8	ESTATOR/ BEARING (COJINETE)/ AMBIENTE	TIPO: COJINETE
			ALARMA: 130°C
DESBALANCE	ALARMA DESBALANCE DE CORRIENTE	4.0 - 40.0 1.0 - 60.0	ALARMA
			PICK UP: 15%
	DISAPRO DESBALANCE DE CORRIENTE	4.0 - 40.0 1.0 - 60.0	DISPARO
			PICK UP: 20%
SOBRECORRIENTE	DISPARO POR CORTOCIRCUITO	4.0 - 20.0 x CT	DISPARO
		0.0 -1000	PICK UP: 10.32
FALLA A TIERRA	ALARMA POR FALLA ATIERRA	0.1 - 1.00 x CT 0.0 -1000	ALARMA
			PICK UP: 0.1
	DISPARO POR FALLA ATIERRA	0.1 - 1.00 x CT 0.0 -1000	DISPARO
			PICK UP: 0.2
DIFERENCIAL	DISPARO POR DIFERENCIAL	0.05 - 1.00 x CT	DISPARO
		0.0 -1000	PICK UP: 0.1
			DELAY: 0s

Nota: Usamos los limites térmicos del fabricante y se simula la curva de protección en Etap.

4.2.3 Curvas de protección Tiempo – Corriente de sobrecarga rele 469.

4.2.3.1 Curva Tiempo – corriente: Motor 9000 Hp.

Figura 109

Curvas de arranque y Límites térmicos, motor 9000 Hp.

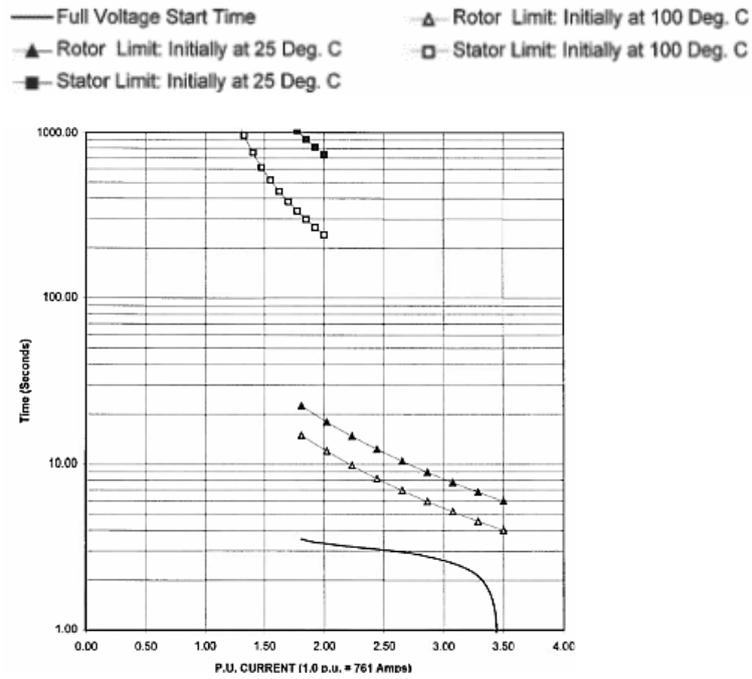
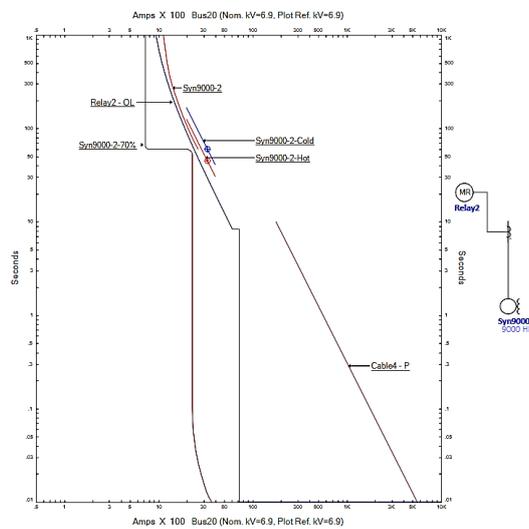


Figura 110

Curvas de Protección motor 9000 Hp.



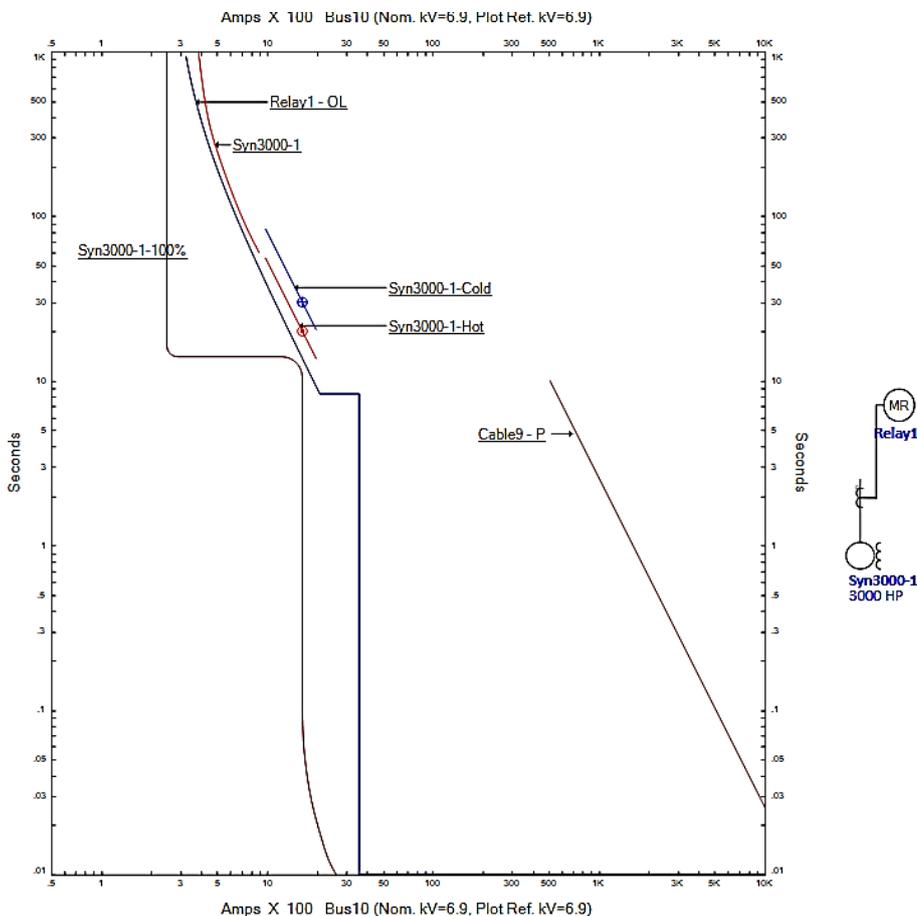
En la gráfica se aprecia que la curva de protección seleccionada está por encima de la curva de arranque del motor, asegurando así que el motor pueda arrancar. La curva de protección también se ha situado por debajo de los límites térmicos para rotor frío y rotor caliente para proteger al rotor durante la aceleración. También se sitúa por debajo del límite térmico del motor en marcha, para proteger el estator de sobrecargas sostenidas. En este caso la curva es para arranque a tensión reducida al 80%. Se ve también que la curva del cable es superior por lo que está protegido.

4.2.3.2 Curva Tiempo – Corriente: Motor 3000 Hp.

Para el motor de 3000 Hp no se tiene las curvas del límite térmico del fabricante por ser motores antiguos. Se utiliza las curvas típicas de la librería de Etap.

Figura 111

Curvas de Protección motor 3000 Hp.



En la gráfica se aprecia que la curva de protección seleccionada está por encima de la curva de arranque del motor, asegurando así que el motor pueda arrancar. La curva de protección también se ha situado por debajo de los límites térmicos para rotor frío y rotor caliente para proteger al rotor durante la aceleración. También se sitúa por debajo del límite térmico del motor en marcha para proteger el estator de sobrecargas sostenidas.

4.2.4 Cuadro Resumen de ajustes relé SPM: Motor 3000 Hp.

Tabla 18

Ajustes de protección relé SPM, Motor 3000 Hp.

SETTINGS SPM RELAY
MOTOR 3000 HP
MOTOR TAG: 2A, 2B, 2C, 2D, 2E, 2F

FUNCTION	RANGE	SETTINGS
POWER FACTOR TRIP	- 0.6 TO 1.0 PF	-0.8
POWER FACTOR TRIP DELAY	0.1 TO 10 SECONDS	0.2
POWER FACTOR SUPPRESSION	6% TO 50%	6
POWER FACTOR MODE	RIDE - THRU OR RESYNC	RIDE - THRU
FAR DELAY	0 TO 90 SECONDS	N/A
FCX DELAY	1 TO 90 SECONDS	3
AC CT PRIMARY RATING	5 TO 2000 AMPS	300
FULL LOAD AMPS	2 TO 2000 AMPS	260
LOCKED ROTOR AMPS	4 TO 24000 AMPS	1677
SYNC. SLIP	0.5% TO 10%	5
STALL TIME	1 TO 40 SECONDS	5
RUN TIME	1.05 OR 1.46 OR 2.05 OR 3.0	2.05
DC CT PRIMARY	5 TO 1000 AMPS	400
HIGH (EXCITER) FIELD OHMS	0.2 TO 450 OHMS	0.5
LOW (EXCITER) FIELD AMPS	OFF OR 0.1 TO 1000 AMPS	112
FIELD UNDERCURRENT DELAY	0.3 TO 5 SECONDS	0.3
LOW (EXCITER) FIELD VOLTS	OFF OR 1 TO 200 VOLTS	46
FIELD UNDERVOLTS DELAY	0.3 TO 5 SECONDS	0.3
INCOMPLETE SEQUENCE DELAY	1 TO 100 SECONDS	24
REGULATOR POWER FACTOR	0.0 TO 1.00 TO -0.9 PF	-0.98
REGULATOR GAIN	1 TO 100	10
REGULATOR STABILITY	1 TO 60	5
REGULATOR OUTPUT	0 TO 10 VOLTS	10
FLOOR VOLTS	0.0 TO 10 VOLTS	

4.2.5 Cuadro Resumen de Settings ESP1.

Tabla 19

Ajustes de protección ESP1, Motor 9000 Hp.

SETTINGS ESP1 PANEL
MOTOR 9000 HP
MOTOR TAG: 1 A, 1B

FUNCTION	SETTINGSS
Squirrel cage O/T alarm	275 °C
Squirrel cage O/T trip	300 °C
Squirrel cage O/T delay	0.3 s
Squirrel cage cooldown rate	7 °C/min
Main field O/T alarm	120 °C
Main field O/T trip	130 °C
Main field O/T delay	0.3 s
Incomplete Seq. Delay	85s
Slipguard trip level	(-)0.8 PF
Slipguard delay	0.25 s
Slipguard Enable timer	5.0 s
Undercurrent level	0.75 A
Overcurrent level	24 A
Ground resistance alarm	100 k Ohm
Ground resistance alarm delay	10. 0 s
Ground resistance trip	N/A
Ground resistance trip delay	N/A
Impact sensiing PF level	(-) 0.98 PF
Impact sensiing delay	0.2 s
VAR ref. ramp time	10 s
PF ref ramp time	40 s

4.2.6 Descargadores de tensión o Pararrayos.

Los pararrayos seleccionados para protección de los motores cumplen con las características requeridas. Se tiene un MCOV o U_c de 7.65, tensión nominal o U_r de 9 kV y corriente de descarga 10 kA, son de óxido de Zinc marca Tranquell.

Los fabricantes estandarizan de acuerdo a la estadística los niveles de protección por sobre voltaje por maniobra y el sobre voltaje en la descarga del pararrayo. Se selecciona según las tablas.

Tabla 20

Características de protección, descargadores Tranquell.

9L12PP Class 2 Protective Characteristics

Ur (kV)	Uc (kV)	Maximum 0.5µs Discharge Voltage (kV) ₁	Maximum Switching Surge Protective Level (kV)	Maximum Residual Voltage Using 8/20 Current Wave (kV)					
				1.5kA	3kA	5kA	10kA	20kA	40kA
3	2.55	8.6	6.4	6.8	7.2	7.5	8.1	9	10.1
6	5.1	17.1	12.7	13.6	14.4	15	16.2	17.9	20.2
9	7.65	25.8	19.1	20.5	21.6	22.6	24.4	27	30.4
10	8.4	28.4	21.1	22.6	23.8	24.9	26.9	29.8	33.5
12	10.2	34.1	25.3	27.1	28.6	29.9	32.3	35.8	40.3
15	12.7	42.9	31.8	34.1	36	37.6	40.6	44.9	50.6
18	15.3	51.6	38.3	40.9	43.2	45.2	48.8	54	60.9
21	17	56.9	42.2	45.1	47.7	49.9	53.8	59.6	67.1
24	19.5	68.3	50.6	54.2	57.2	59.9	64.6	71.5	80.6

Tabla 21

Características de físicas, descargadores Tranquell.

9L12PP Class 2 Physical Characteristics

Standard Arrester Catalog Number	Ur (kV)	Uc (kV)	Height "K" Dimension (mm)	Creepage Distance (mm)	Minimum Mounting		Net Weight (kg)	Insulation Withstand Values		
					Phase to Phase (mm)	Phase to Ground (mm)		Lightning Impulse BIL 1.2/50 (kVcr)	Switching Impulse (kVcr)	Power Frequency 1 Minute Wet Withstand (kVrms)
9L12PPA003S	3	2.55	173	391	112	84	2.8	100	60	40
9L12PPA006S	6	5.1	173	391	117	81	2.8	100	60	40
9L12PPA009S	9	7.65	173	391	119	84	2.8	100	60	40
9L12PPA010S	10	8.4	173	391	125	89	2.8	100	60	40
9L12PPA012AS	12	10.2	173	391	125	89	2.8	100	60	40
9L12PPA015S	15	12.7	310	782	158	122	4.5	165	100	70
9L12PPA018S	18	15.3	310	782	168	132	4.5	165	100	70
9L12PPA021S	21	17	310	782	193	158	4.5	165	100	70
9L12PPA024AS	24	19.5	310	782	193	158	4.5	165	100	70

Notas:

Se debe tener en cuenta que las maquinas rotativas tienen un nivel de BIL relativamente bajo. Los tableros de MT que alimentan los motores tienen un BIL de 95 kV. En el siguiente cuadro se muestra los voltajes máximos transitorios de línea a tierra, aproximados en el lado de carga de un interruptor durante una sobre tensión de maniobra, con corriente de descarga de 200 A en los pararrayos.

Tabla 22

Sobre voltajes línea a tierra en maniobra de interruptor con corriente de descarga 200A.

Nominal System Voltage (kV)	Switchgear or Equipment BIL (kV)	Peak L-G Voltage (kV)
4.16	60	11
7.2	9.5	23
13.6	9.5	36

Las pruebas realizadas en pararrayos, mostraron que las sobre tensiones de maniobra rara vez producían corrientes de descarga mayor a 200A, por lo que el pararrayo para este caso, fue con un nivel de protección de 200 A. En la Tabla 23 se muestra la clasificación y características del pararrayo de 200 A para diversos sistemas de tensión, para ilustrar el margen de protección.

Tabla 23

Características del descargador 200A.

Nominal System Voltage (kV)	Test Voltage (kV)	200 IR (kV)	10,000 IR (kV)
4.16	4.75	9.25-10.9	13.9-15.6
7.2	8.25	17.2-23.0	25.9-33.0
13.6	15.0	32.1-36.0	46.3-54.5

Por esa razón el tablero de MT no tendría inconvenientes con algunas sobre tensiones en contraste con los motores, que sí podrían tener aislamiento más bajo.

El objetivo de los pararrayos es tener niveles de protección que estén por debajo de los niveles BIL de los motores.

4.3 Resultados de corrientes de Cortocircuito en barras de 6.9 kV.

4.3.1 Cortocircuito Máximo (½ ciclo).

4.3.1.1 Barra 6.9 kV – Motores 3000 Hp: 2A, 2B, 2F (Bus 10)

Fault at bus: Bus10

Prefault voltage = 6.900 kV = 100.00 % of nominal bus kV (6.900 kV)
 = 100.00 % of base kV (6.900 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms	
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0
Bus10	Total	0.00	24.267	0.00	92.97	99.89	26.031	26.031

4.3.1.2 Barra 6.9 kV – Motores 3000 Hp: 2C, 2D, 2E (Bus 18)

Fault at bus: Bus18

Prefault voltage = 6.900 kV = 100.00 % of nominal bus kV (6.900 kV)
 = 100.00 % of base kV (6.900 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms	
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0
Bus18	Total	0.00	22.890	0.00	93.98	104.25	23.487	23.487
Bus7	Bus18	14.48	20.358	24.42	94.28	95.20	21.096	23.487

4.3.1.3 Barra 6.9 kV – Motor 9000 Hp: 1A (Bus 19)

Fault at bus: **Bus19**

Prefault voltage = 6.900 kV = 100.00 % of nominal bus kV (6.900 kV)
 = 100.00 % of base kV (6.900 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at Va	Vb	Vc	kA Symm. rms Ia	3I0
Bus19	Total	0.00	20.432	0.00	85.14	90.68	25.504	25.504

4.3.1.4 Barra 6.9 kV – Motor 9000 Hp: 1B (Bus 20)

Fault at bus: **Bus20**

Prefault voltage = 6.900 kV = 100.00 % of nominal bus kV (6.900 kV)
 = 100.00 % of base kV (6.900 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at Va	Vb	Vc	kA Symm. rms Ia	3I0
Bus20	Total	0.00	20.432	0.00	85.14	90.68	25.504	25.504

4.3.2 Cortocircuito transitorio (1.5 – 4 ciclos).

4.3.2.1 Barra 6.9 kV – Motores 3000 Hp: 2A, 2B, 2F (Bus 10)

Fault at bus: **Bus10**

Prefault voltage = 6.900 kV = 100.00 % of nominal bus kV (6.900 kV)
 = 100.00 % of base kV (6.900 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at Va	Vb	Vc	kA Symm. rms Ia	3I0
Bus10	Total	0.00	22.131	0.00	89.88	96.56	25.165	25.165
Bus6	Bus10	14.54	20.445	23.28	90.52	90.22	21.285	20.225
Syn3000-1	Bus10	104.55	1.699	104.55	104.55	104.55	3.935	5.098

4.3.2.2 Barra 6.9 kV – Motores 3000 Hp: 2C, 2D, 2E (Bus 18)

Fault at bus: **Bus18**

Prefault voltage = 6.900 kV = 100.00 % of nominal bus kV (6.900 kV)
 = 100.00 % of base kV (6.900 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms	
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0
Bus18	Total	0.00	21.098	0.00	91.34	101.32	22.826	22.826

4.3.2.3 Barra 6.9 kV – Motor 9000 Hp: 1A (Bus 19)

Fault at bus: **Bus19**

Prefault voltage = 6.900 kV = 100.00 % of nominal bus kV (6.900 kV)
 = 100.00 % of base kV (6.900 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms	
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0
Bus19	Total	0.00	18.502	0.00	81.60	86.91	24.443	24.443

4.3.2.4 Barra 6.9 kV – Motor 9000 Hp: 1B (Bus 20)

Fault at bus: **Bus20**

Prefault voltage = 6.900 kV = 100.00 % of nominal bus kV (6.900 kV)
 = 100.00 % of base kV (6.900 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms	
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0
Bus20	Total	0.00	18.502	0.00	81.60	86.91	24.443	24.443

4.3.3 Cortocircuito permanente (30 ciclos).

4.3.3.1 Barra 6.9 kV – Motores 3000 Hp: 2A, 2B, 2F (Bus 10)

Fault at bus: **Bus10**

Prefault voltage = 6.900 kV = 100.00 % of nominal bus kV (6.900 kV)
 = 100.00 % of base kV (6.900 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms	
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0
Bus10	Total	0.00	17.193	0.00	92.24	101.51	18.357	18.357

4.3.3.2 Barra 6.9 kV – Motores 3000 Hp: 2C, 2D, 2E (Bus 18)

Fault at bus: **Bus18**

Prefault voltage = 6.900 kV = 100.00 % of nominal bus kV (6.900 kV)
 = 100.00 % of base kV (6.900 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms	
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0
Bus18	Total	0.00	17.264	0.00	92.30	101.56	18.411	18.411

4.3.3.3 Barra 6.9 kV – Motor 9000 Hp: 1A (Bus 19)

Fault at bus: **Bus19**

Prefault voltage = 6.900 kV = 100.00 % of nominal bus kV (6.900 kV)
 = 100.00 % of base kV (6.900 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms	
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0
Bus19	Total	0.00	14.465	0.00	89.98	95.27	16.953	16.953

4.3.3.4 Barra 6.9 kV – Motor 9000 Hp: 1B (Bus 20)

Fault at bus: **Bus20**

Prefault voltage = 6.900 kV = 100.00 % of nominal bus kV (6.900 kV)
 = 100.00 % of base kV (6.900 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms	
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0
Bus20	Total	0.00	14.465	0.00	89.98	95.27	16.953	16.953

4.3.4 Corrientes de cortocircuito en terminales de los motores

Load Terminal Fault Short-Circuit Current - 1/2 Cycle

Bus ID	ID	Load Type	kV	HP/kW	kVA	Feeder Z (ohm)		1/2 Cycle Short-Circuit Current kA Symmetrical		
						Heater & Cable R	Cable X	System	Load	Total
Bus10	Syn3000-1	Syn. Motor	6.600	9000.00	2972.20	0.01408	0.00984	21.86	0.849	22.694
Bus18	Syn3000-2	Syn. Motor	6.600	9000.00	2972.20	0.01408	0.00984	20.66	0.849	21.500
Bus19	Syn9000-1	Syn. Motor	6.600	9000.00	8699.40	0.00782	0.01115	17.03	2.485	19.506
Bus20	Syn9000-2	Syn. Motor	6.600	9000.00	8699.40	0.00782	0.01115	17.03	2.485	19.506
Bus21	Syn3	Syn. Motor	6.600	6000.00	2972.20	0.00000	0.00000	21.83	0.849	22.670
Bus22	Syn2	Syn. Motor	6.600	3000.00	2972.20	0.00000	0.00000	22.96	0.849	23.803

Load Terminal Fault Short-Circuit Current - 1.5 to 4 Cycle

Bus ID	ID	Load Type	kV	HP/kW	kVA	Feeder Z (ohm)		1.5 to 4 Cycle Short-Circuit Current kA Symmetrical		
						Heater & Cable R	Cable X	System	Load	Total
Bus10	Syn3000-1	Syn. Motor	6.600	9000.00	2972.20	0.01408	0.00984	20.243	0.566	20.801
Bus18	Syn3000-2	Syn. Motor	6.600	9000.00	2972.20	0.01408	0.00984	19.336	0.566	19.894
Bus19	Syn9000-1	Syn. Motor	6.600	9000.00	8699.40	0.00782	0.01115	16.038	1.657	17.687
Bus20	Syn9000-2	Syn. Motor	6.600	9000.00	8699.40	0.00782	0.01115	16.038	1.657	17.687
Bus21	Syn3	Syn. Motor	6.600	6000.00	2972.20	0.00000	0.00000	20.400	0.566	20.963
Bus22	Syn2	Syn. Motor	6.600	3000.00	2972.20	0.00000	0.00000	21.285	0.566	21.848

4.3.5 Resumen de corrientes de Cortocircuito para dimensionamiento de interruptores de alimentación.

En base a los resultados obtenidos, resumimos los valores de corriente momentánea y de interrupción.

4.3.5.1 Corrientes de corto circuito Momentánea rms y Pico:

Momentary Duty Summary Report

3-Phase Fault Currents: (Prefault Voltage = 100 % of the Bus Nominal Voltage)

Bus		Device		Momentary Duty				
ID	kV	ID	Type	Symm. kA rms	X/R Ratio	M.F.	Asymm. kA rms	Asymm. kA Peak
LC-1A	6.900	LC-1A	Bus	20.432	13.4	1.500	30.652	51.744
LC-1B	6.900	LC-1B	Bus	20.432	13.4	1.500	30.652	51.744
LC-2 A	6.900	LC-2 A	Bus	24.267	9.5	1.426	34.596	58.977
LC-2B	6.900	LC-2B	Bus	22.890	9.9	1.435	32.854	55.939

4.3.5.2 Corrientes de corto circuito simétrica de interrupción:

Interrupting Duty Summary Report

3-Phase Fault Currents: (Prefault Voltage = 100 % of the Bus Nominal Voltage)

Bus		Device		Interrupting Duty				
ID	kV	ID	Type	CPT (Cy)	Symm. kA rms	X/R Ratio	M.F.	Adj. Sym. kA rms
LC-1A	6.900				18.502	12.6		
LC-1B	6.900				18.502	12.6		
LC-2 A	6.900				22.131	8.9		
LC-2B	6.900				21.098	9.2		

Se aprecia que estos valores están por debajo de los valores de corriente Momentánea de 130 kA y de Cortocircuito de 50 kA, del Tablero e Interruptor de MT seleccionados.

4.4 Factor de Potencia de la red.

Se tomó los datos de potencia activa, aparente, reactiva y factor de potencia de los medidores del sistema de Cuajone, para verificar si es requerido compensación reactiva adicional. Se ve que la barras de 6.9 kV inyecta reactivos debido a los motores síncronos conectados en dicha barra, a diferencia de las barras de 13.8 kV donde hay consumo de potencia reactiva.

Figura 112

Medidores de Energía de Cuajone (SE Botiflaca)

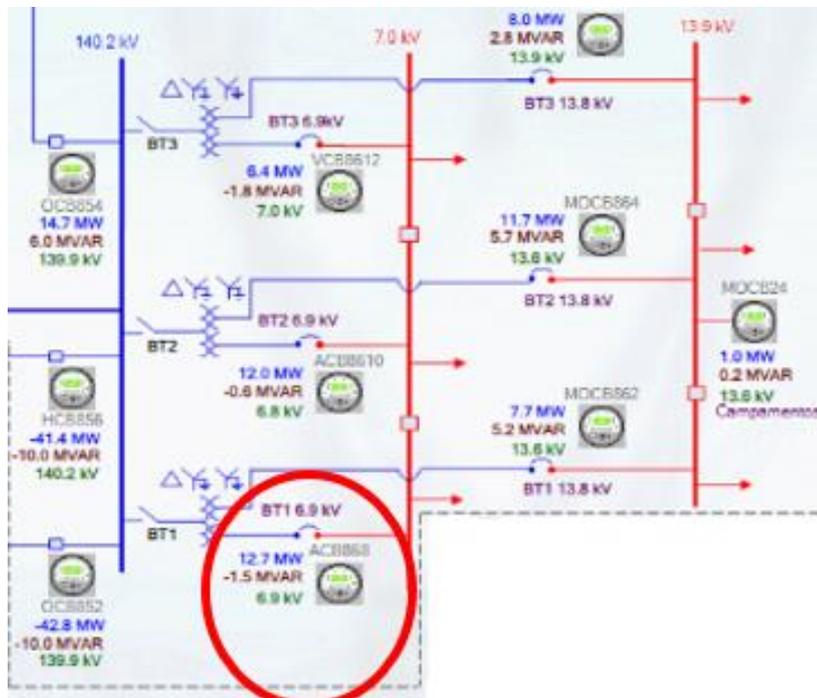
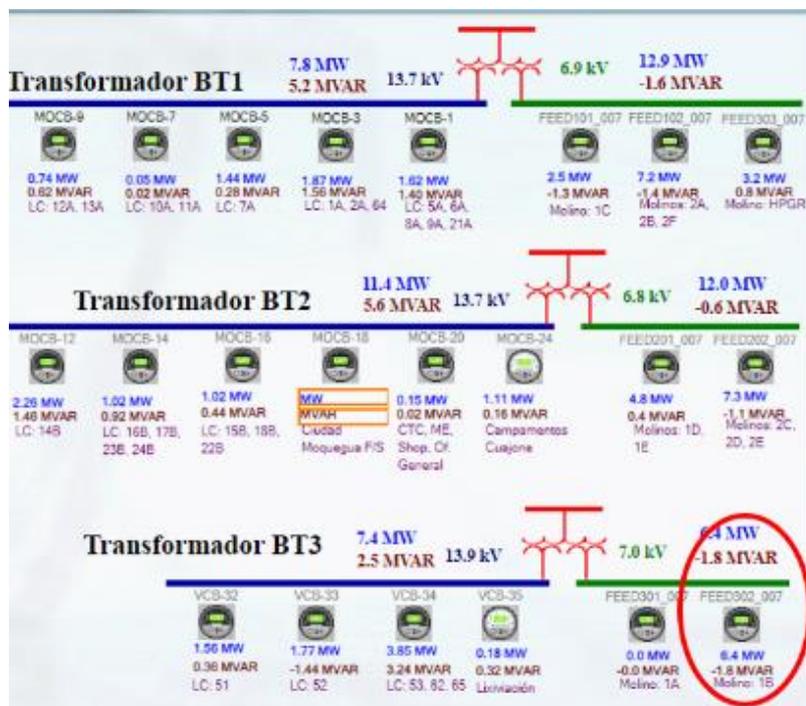


Figura 113

Medidores de Energía de Cuajone (13.8 kV y 6.9 kV).



Nota: Se aprecia motores síncronos en las barras de 6.9kV inyectando potencia reactiva a la red, por lo que el fdp en 6.9 kV es en adelante.

Tabla 24

Resultados de las mediciones de las potencias Activa, Reactiva y Factor de Potencia en la red de Cuajone.

ITEM	PUNTO DE MEDIDA	NIVEL DE TENSIÓN [kV]	Potencia activa (kW)		Potencia reactiva (kVAR)		Factor de Potencia [%]	
			Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.
1	LT1382-OCB852	138	54617	40840	12566	5093	99.31	97.45
2	LT1381-HCB856	138	52685	39402	12463	5225	99.22	97.31
3	BT1	6.9	13160	9656	-1795	-143	99.96	86.54
4	BT2	6.9	12356	11553	-850	-534	99.90	99.73
5	BT3	6.9	14309	6676	-3919	-2103	96.54	50.00
6	FEEDER 101_007	6.9	2464	2360	-1077	144	99.99	99.82
7	FEEDER 102_007	6.9	7347	7090	-1155	-968	99.05	98.70
8	FEEDER 201_007	6.9	5095	4651	585	392	99.61	99.18
9	FEEDER 202_007	6.9	7327	6847	-1370	-948	99.16	98.06
10	FEEDER 301_007	6.9	7552	6056	-2112	-2087	96.38	94.45
11	FEEDER 302_007	6.9	6901	5691	-1774	-1774	96.04	95.40
12	FEEDER 303_007	6.9	3437	1231	862	256	97.62	97.28

Se observa que el factor de potencia promedio de la planta en los puntos de medición en 138kV es de 0.99. Como se tiene motores síncronos, estos pueden suministrar potencia reactiva a la red sin necesidad de tener Compensación Reactiva adicional. Para la red de 6.9 kV BT1, BT2 y BT3 (FEEDER 100, 200 y 300) se tiene un factor de potencia de 0.99 en adelante ya que se ve en los esquemas que los motores inyectan reactivos.

4.5 Especificaciones Técnicas.

4.5.1 Especificaciones Técnicas de equipos suministrados.

4.5.1.1 Tablero de MT o Switchgear.

Tabla 25

Especificaciones Técnicas – Tablero de MT.

1-	Datos eléctricos característicos:		Descripcion
	1.1	Fabricante	General Electric
	1.2	Modelo	Power Vac
	1.3	Normas de fabricacion	ANSI / NEMA
	1.4	Tipo de fabricacion	Metalclad
	1.5	Sistema	3 fases - 3 hilos
	1.6	Frecuencia	60 Hz
	1.7	Voltaje de operación maximo (rms)	8.25 kV
	1.8	Voltaje de operación nominal (rms)	6.6 kV
	1.9	Corriente nominal	1200 A
	1.10	Corriente de Cortocircuito	50 kA
	1.11	Corriente Momentanea pico	130 kA
	1.12	Tension de Impulso (BIL)	95 kV
	1.13	Baja Frecuencia	36 kV
	1.14	Voltaje de control	125 VDC
	1.15	Voltaje de cierre y disparo	125 VDC
	1.16	motor de carga resortes	125 VDC
1.17	Altitud de operación	3500 msnm	
2-	Barras:		
	2.1	Barra principal	1200 A, 50 kA simetrico
		Material	Cobre platinado ASTM B187. Seccion 3/16"x6"
		Aislamiento	Resina Epoxy retardante a la llama / Cobertores (botas) de aislamiento moldeado. Pasamuro de Polyester
		Aisladores	Polyester glass
	2.2.	Barra de Tierra	50 kA simetrico a 2 segundos
	Material	Cobre desnudo ASTM B187 Seccion 1/4"x2"	
3-	Interruptor		Interruptor de vacio Power Vac 1200A, extraible
4-	Transformadores de instrumentos		
		Transformador de voltaje	(2) Transformadores de voltaje 6600:120 V, 95 kV BIL, delta abierto, con bornes seccionable
		Transformadores de corriente	(6) Transformador Multi radio 1200: 5A , con bornes cortocircuitable
	Transformador de falla tierra	(1) Transformador de secuencia cero 50:5 A ITI143	

5-	Equipo de proteccion		
	5.1	Rele de proteccion	(1)Rele de proteccion de motor GE Multilin 469, con bloque de prueba
	5.2	Rele de bloqueo	(1)Rele de bloqueo 86 Electros witch
6-	Equipo de control		(1)Switch de control, (1)Switch Selector, (4) Leds indicadores.
7-	Cableado		
		Control	14 awg, sis, flexible, 41 hilos, cobre estañado, XLPE 600 V
		Señal de tension	14 awg, sis, flexible, 41 hilos, cobre estañado, XLPE 600 V
		Señales corriente	10 awg, sis, flexible, 105 hilos, cobre estañado, XLPE 600 V
8-	Caracteristicas de Fabricacion		
	8.1 Dimensiones		
		Ancho	36" (915mm)
		Alto	95" (2413mm)
		Profundidad	94" (2388mm)
	8.2 Peso		Peso por seccion: 3050 lb (1384kg)
		Construccion	Autosoportado con marco reforzado de acero
		Niveles por seccion	1 nivel (One High)
	Materiales		
		Plancha	acero calibre 11
		Hardware	Acero de alta resistencia SAE grado 5
	8.3 Enecrramiento		Uso Interior
	8.4 Ventilacion		Natural por rejillas con filtro, posterior y frontal
	8.5 Pintura		Polvo de poliéster al horno electrostático color gris ANSI 61
	Espesor	4 mils, 160 in-lb resistencia al impacto directo	
8.6 Caracteristicas Sismicas		certificación sísmica IBC – 2003 y IEEE-693-1997	
9-	Equipo auxiliar		
		Calefactores	(4) Space heaters 300 W , 240 VAC
10-	Accesorios		Lif truck (izaje de interruptor)
			Manivela de insercion
			Manivela de carga de motor

4.5.1.2 Interruptor principal

Tabla 26

Especificaciones Técnicas – Interruptor de MT.

1-	Datos eléctricos característicos:	Descripción
1.1	Fabricante	General Electric
1.2	Modelo	Power Vac Breaker
1.3	Tipo de interruptor	Vaccum Breaker (vacío)
1.4	Normas de fabricación	ANSI / NEMA
1.5	Frecuencia	60 Hz
1.6	Voltaje de operación máximo (rms)	8.25 kV
1.7	Voltaje de operación nominal (rms)	6.6 kV
1.8	Factor de rango de voltaje K	1.0
1.9	Corriente nominal	1200 A
1.10	Corriente de Cortocircuito	50 kA
1.11	Corriente de cierre y bloqueo	130 kA
1.12	Tension de Impulso (BIL)	95 kV
1.13	Tiempo de interrupcion	5 ciclos
1.14	Voltaje de cierre	125 VDC (Rango: 100 - 140 VDC)
1.15	Corriente de cierre	6A
1.16	Voltaje de disparo	125 VDC (Rango: 70 - 140 VDC)
1.17	Corriente de disparo	10.2A
1.18	Motor de carga resortes	125 VDC
1.19	Mecanismo de interruptor	ML-17H
1.20	Switch de posicion insercion	(6)TOC - 52STA
1.21	Switch de posicion abierto/cerrado	(6)MOC - 52POS

4.5.1.3 Panel de Excitación motor 3000 Hp.

Tabla 27

Especificaciones Técnicas – panel de Excitación CR7069-A3.

1-	Datos característicos:	Descripción
1.1	Fabricante	General Electric
1.2	Modelo	CR7069-A3 (Synchronous Field panel)
1.3	Tipo de Excitación	Collector ring (Anillos colectores) con resistencia de Descarga
1.4	Gabinete	Autosoportado NEMA1 , Ventilado clase E2, Dimensiones (alto x ancho x profundidad): 2286mm965mmx762mm
1.5	Entrada	240 VAC, 60 Hz
1.5	Salida	125 VDC, 300 A
1.6	Altitud de operación	3500 msnm
2-	Etapa de rectificacion	
	Proteccion	Fusibles HRC
	Transformador de entrada	(1) Transformador 75kVA 460-240/120 VAC, 3 fases, 60 Hz
	Rectificacion	Rectificador trifásico a SCRs, E7261 Spang, Input: 120 /240 VAC , 50-60 Hz; Output:150/300 VDC, 300 A DC
	Contactor de Campo	Integral 3 phase Variable Field Contactor (VFC)
3-	Proteccion y Control	
	Transformador	Transformador de control 5kVA 460 / 115 VAC
	Regulador de Excitación	con Selector Switch 3 posiciones y potenciómetros de ajuste. Modo operación : Corriente Modo operación : Factor de potencia Modo Corriente y Factor de potencia
	Transoformador de corriente	Transformador de corriente DC para campo, con divisor de voltaje y calibrador.
	Rele de proteccion	SPM Proteccion y control de Motor

4.5.1.4 Panel de Excitación motor 9000 Hp.

Tabla 28

Especificaciones Técnicas – panel de Excitación ESP1.

1-	Datos característicos:	Descripción
	1.1 Fabricante	General Electric
	1.2 Modelo	ESP1 2.6 Excitation Sequencing Protection
	1.3 Tipo de Excitación	Brushless Exciter controller (Excitador Sin Escobillas)
	1.4 Gabinete	Autosoportado NEMA1, IP20 , Ventilado Dimensiones (alto x ancho x profundidad): 2300mmx802mmx605mm
	1.5 Entrada	240 VAC, 60 Hz
	1.5 Salida	125 VDC, 300 A
	1.6 Altitud de operación	3500 msnm
2-	Etapa de rectificación	
	Proteccion	Fusibles HRC
	Transformador de entrada	(1) Transformador de Aislamiento 3.5 kVA 240/120 VAC, 1 fase, 60 Hz
	Rectificación	Convertidor de Tiristores Monofasico, Input: 240 VAC, 60 Hz; Output:150 VDC, 1-20 A DC
3-	Proteccion y Control	
	Transformador	Transformador de control 1kVA 240 / 120 VAC
	Proteccion y Control de Excitación	PLC RX3i de GE Intelligent Platformscon, Power supply, Modulos de entradas y salidas digitales y analogas, Panel HMI, Switch de comunicación Ethernet TCP/IP , Modbus, Modulo de Fibra optica
	Sensores de campo	Termocuplas , Transductor Watts / Var

4.5.1.5 Panel de control VAR

Tabla 29

Especificaciones Técnicas – panel Motor Var Control.

1-	Datos característicos:	Descripción
	1.1 Fabricante	General Electric
	1.2 Modelo	Multi Motor Var Control
	1.4 Gabinete	Autosoportado NEMA1, IP20 , Ventilado Dimensiones (alto x ancho x profundidad): 2300mmx802mmx605mm
	1.5 Alimentación	120 VAC, 60 Hz
	1.6 Altitud de operación	3500 msnm
2-	Control	
	Transformador	Transformador de control 1kVA 120 / 120 VAC
	Control de Factor de Potencia	PLC RX3i de GE Intelligent Platforms con, Power supply, Modulos de entradas y salidas digitales y analogas. Panel HMI. Switch de comunicación Ethernet TCP/IP , Modbus, Modulo de Fibra optica Medidor de Factor de Potencia Analógico

4.5.2 Especificaciones técnicas de montaje tablero de MT.

4.5.2.1 Anclaje y fundación.

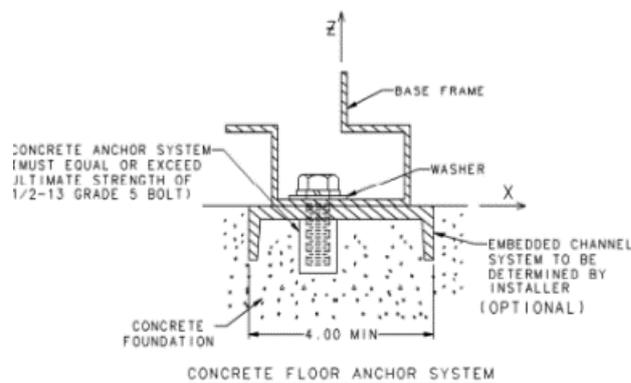
Los tableros de MT por ser equipos de dimensiones grandes, debe tenerse en cuenta las instrucciones de montaje. El tablero va montado sobre 2 canales de acero paralelos embebidos en el piso de concreto con pernos de 1/2 pulgada, de Grado 5.

La base debe ser lo suficientemente fuerte para evitar que se hunda por peso del tablero y para soportar los esfuerzo causados por la apertura de los interruptores. La base debe ser plana y nivelada en todas las dimensiones y, perpendiculares en ambos ejes para evitar:

- Problemas con la alineación del interruptor y el funcionamiento del mecanismo de extracción/ inserción.
- Sobre esfuerzos sobre aisladores y estructuras de soporte.
- No cumplir los requerimientos para instalación sísmica.

Figura 114

Anclaje y fundaciones del tablero de MT.



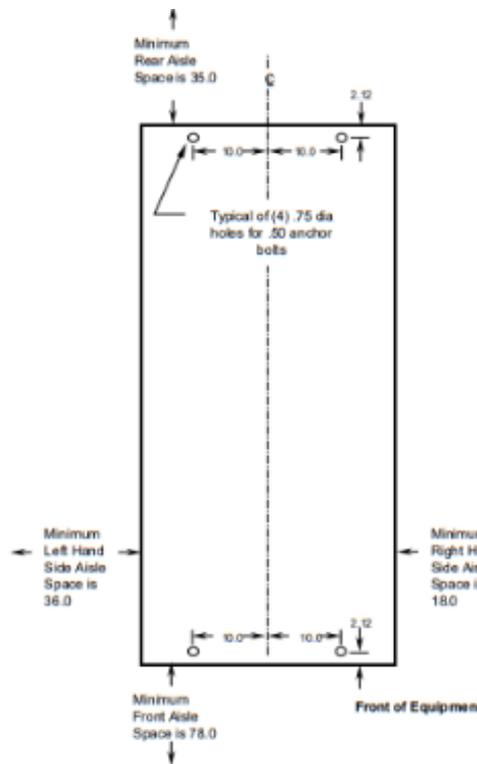
Nota: Se debe tener en cuenta los pesos y dimensiones para realizar las maniobras de izaje y de ubicación del tablero.

4.5.2.2 Frentes de maniobra y accesos.

Para los frentes de maniobra y espacios se debe considerar que el piso del tablero debe extenderse 78" en el frente del equipo (frente de maniobra), para dejar espacio libre al accesorio de izaje del interruptor. Ver Figura según recomendación del fabricante.

Figura 115

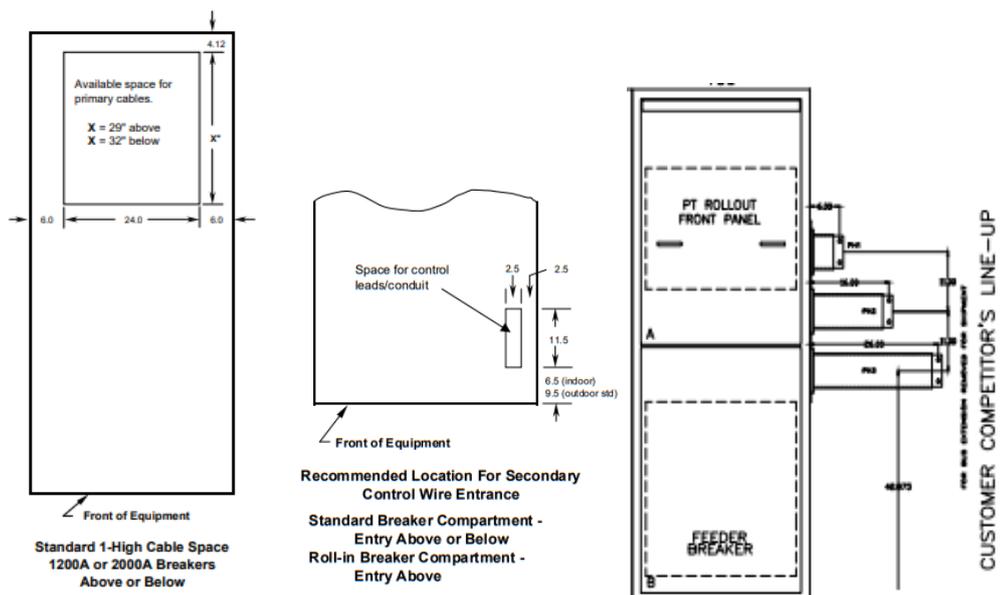
Anclaje y fundaciones. Espacios de maniobra- Vista superior



4.5.2.3 Accesos y salidas para cables; Conexión de barras.

Figura 116

Accesos de Cables de fuerza y control y conexión de barras.



4.5.2.4 Disipación Térmica.

Los tableros generan disipación de calor debido a sus componentes de fuerza y de control, esto se toma en cuenta para la climatización del recinto donde están ubicados. En este caso el cuarto eléctrico de concentradora tiene instalado sistema de aire acondicionado el cual se mantiene, ya que los nuevos equipos son similares a los existentes.

Tabla 30

Disipación térmica de los tableros de MT

Breaker and Bus Work Per Vertical Section	Heat Loss in Watts
1-1200 AMP BKR	675
1-2000 AMP BKR	1335
1-3000 AMP BKR	2030
3500/4000 AMP BKR	2765
2-1200 AMP BKRS. STACKED	1220
1-1200 AMP & 1-2000 AMP BKR	1880

Para los dispositivos e instrumentos se considera las pérdidas de calor según:

Nota: 01 Watt x 0.0568 = 01 BTU / min

Tabla 31

Disipación térmica de los tableros de MT(Instrumentos).

Each vertical section with simple (typical) relaying and control	150 watts
Each vertical section with complex relaying and control (Differential relaying, backup protective relays, etc)	330 watts
Each VT rollout	50 watts
Each CPT rollout up to 15KVA	600 watts
Equipment heaters if supplied (per section)	300 watts

4.6 Lista de Partidas - trabajos en campo.

4.6.1 Motores 3000 Hp.

Tabla 32

Lista de Partidas, trabajos en Motor 3000 Hp.

1	Instalación de Equipos	Ubicación
	Retiro de Tableros de MT Existentes (motores 2A, 2B, 2F, 2C, 2D, 2E),	Cuarto electrico Lado Norte (Concentradora)
1.1	Desconexion de cables de fuerza y control	
1.2	Montaje de Tableros de MT Power Vac Nuevos, Conexionado de Cables de Fuerza y control	
1.3	Reinstalacion de medidor ION 8650 en Tableros de MT	
1.4	Montaje de Paneles de Excitación CR7069-A3 Synchronous Field panel (motor 2A, 2B, 2F, 2C, 2D, 2E)	
1.5	Montaje de celdas de Transicion de barras de acople	
2	Canalizaciones	
2.1	Montaje de Bandejas porta cables	Cuarto electrico Lado Norte (Concentradora)
2.2	Montaje de tuberias couduit	
3	Interconexionado	
3.1	Paneles de Excitación CR7069-A3 (motores 2A, 2B, 2F, 2C, 2D, 2E) hacia Tableros de MT Power Vac .	Cuarto electrico Lado Norte (Concentradora)
3.2	Paneles de Excitación CR7069-A3 (motores 2A, 2B, 2F, 2C, 2D, 2E) hacia de señales con DCS y PCU Existentes. Conexionado de alimentacion desde MCC 460 VAC Existente.	
3.3	Paneles de Excitación CR7069-A3 (motores 2A, 2B, 2F, 2C, 2D, 2E) hacia alimentacion desde MCC 460 VAC Existente.	
3.4	Paneles de Excitación CR7069-A3 (motores 2A, 2B, 2F, 2C, 2D, 2E) hacia Resistencias de Descarga	
4	Pruebas	
4.1	Pruebas de Aislamiento en barras de Tableros de MT	Cuarto electrico Lado Norte / Sala de molinos Concentradora
4.2	Pruebas de Resistencia de contactos de epalme de barras	
4.3	Pruebas de Resistencia de contactos en Interruptores	
4.4	Prueba de Tiempos de apertura y cierre de Interruptores	
4.5	Pruebas de Aislamiento de Motores (Rotor / Estator)	
4.6	Pruebas de Resistencia Ohmica Motores	
4.7	Pruebas de inyeccion de corriente en reles de proteccion	

4.6.2 Motores 9000 Hp

Tabla 33

Lista de Partidas, trabajos en Motor 9000 Hp

1	Instalacion de Equipos	Ubicación
1.1	Retiro de Tableros de MT Existentes (motores 1A, 1B), Desconexion de cables de fuerza y control	Cuarto electrico Lado Sur (Concentradora)
1.2	Montaje de Tablero de MT Power Vac Nuevo, Conexionado de Cables de Fuerza y control	
1.3	Reinstalacion de medidor ION 8650 en Tableros de MT	
1.4	Montaje de Paneles de Excitación ESP1 Brushless motor controller 1A y 1B.	
1.5	Montaje de Panel Motor VAR control (controlador de factor de potencia).	SE Botiflaca
1.6	Montaje de Gabinete Swith panel y Transfer swith, para realiazar la Redundancia del sistema de Excitación existente y los nuevos, para los motores 1A y 1B. Interconexionado con Paneles de Excitación ESP1, 1A y 1B	Cuarto electrico Lado Sur (Concentradora)
2	Canalizaciones	
2.1	Montaje de Bandejas porta cables	Cuarto electrico Lado Sur (Concentradora)
2.2	Montaje de tuberias conduit	
3	Interconexionado	
3.1	Paneles de Excitación ESP1 hacia Tableros de MT 1A y 1B. Conexionado de Alimentacion desde tablero auxiliar 120 VAC Existente.	Cuarto electrico Lado Sur (Concentradora)
3.2	Paneles de Excitación ESP1 con señales de PCU-10 y PCU-8 Existentes.	
3.3	Paneles de Excitación ESP1 con Alimentacion desde tablero auxiliar 120 VAC Existente.	
3.4	Panel Motor VAR control hacia Paneles de Excitación ESP1, 1A y 1B a traves de Fibra optica.	SE Botiflaca - Cuarto electrico Lado Sur(Concentradora)
3.5	Panel Motor VAR control con señal de Corriente desde lado 138 kV de Transformador BT3 (Celda CS846). Panel Motor VAR control con señal de Tension desde lado 6.9 kV BT3 (Celda 49), a traves de transformador de cambio de fase existente.	SE Botiflaca
3.6	Panel Motor VAR control hacia alimentacion desde tablero auxiliar 125 VDC Existente.	

3.7	Tendido y conexionado de Fibra óptica desde VAR Control Nuevo hacia Excitricas Nuevas ubicadas en Cuarto electrico Lado sur, conexionado según plano GE-Sheet/00AP	SE Botiflaca - Cuarto electrico Lado Sur(Concentradora)
3.8	Tendido y conexionado de señales desde Var Control a SwitchPanel 1A-1B	
3.9	Alimentacion desde Switch Panel a Modulo de proteccion termica de Rotor (Sensores, Termocuplas) ubicado en Motor	Cuarto electrico Lado Sur - Sala de molinos Concentradora
3.10	Comunicaion por Fibra optica desde Switch Panel aModulo de proteccion termica de Rotor (Sensores, Termocuplas) ubicado en Motor	
3.11	Conexionado de alimentacion de campo desde Paneles de Excitación hacia Motor	
4	Pruebas	
4.1	Pruebas de Aislamiento en barras de Tableros de MT	Sala de molinos Concentradora
4.2	Pruebas de Resistencia de contactos de epalme de barras	
4.3	Pruebas de Resistencia de contactos en Interruptores	
4.4	Prueba de Tiempos de apertura y cierre de Interruptores	
4.5	Pruebas de Aislamiento de Motores (Rotor / Estator)	
4.6	Pruebas de Aislamiento Excitricas (Rotor / Estator)	
4.7	Pruebas de Resistencia Ohmica Motores - Excitricas	

4.7 Presupuestos

4.7.1 Presupuesto del Proyecto.

Tabla 34

Presupuesto del Proyecto (Precios Referenciales).

ITEM	DESCRIPCION	MONTOS \$ US
1	EQUIPOS	
	EQUIPOS PRINCIPALES	1,612,801.08
	EQUIPOS SECUNDARIOS Y ACCESORIOS	47,980.00
2	REPUESTOS PARA PUESTA EN SERVICIO Y PARA 2 AÑOS DE OPERACIÓN	107,880.00
3	SUMINISTRO DE MATERIALES PARA MONTAJE, INSTALACION E INTERCONEXION DE EQUIPOS	44,083.00
4	INGENIERIA ELECTROMECHANICA PARA EL MONTAJE E INSTALACION DE EQUIPOS	58,250.00
5	SERVICIO DE INSTALACION Y PUESTA EN MARCHA	159,250.00
6	TRANSPORTE Y LOGISTICA	25,000.00
	TOTAL \$ US	2,055,244.08

4.7.2 Presupuestos y Metrados.

Tabla 35

Presupuesto y Metrados del Proyecto (Precios Referenciales).

ITEM	MODELO	MARCA	DESCRIPCION	METRADO		PRECIOS EQUIPOS	
				UNIDAD	CANT.	P. UNITARIO \$	P. TOTAL \$
1 Equipos Principales							
1.1		General Electric	Tablero Metal Clad 8.25 kV, 1200 A con Interruptor PowerVac.	UND	8.0	97,094.48	776,755.84
1.2	CR7069-A3	General Electric	Sistema de Excitación para Motor Síncrono Limitamp (Synchronous Field panel) - Motor 3000 Hp	UND	6.0	95,657.54	573,945.24
1.3	ESP1 2.6	General Electric	Panel de Excitación ESP, Brushless Exciter Controller - Motores 9000 Hp	UND	2.0	96,500.00	193,000.00
1.4	S/c	General Electric	Panel Multi Motor VAR Control - Motor 9000 Hp	UND	1.0	69,100.00	69,100.00
						Sub total	1,612,801.08
2 Equipos Secundarios							
2.1	S/c	Varios	Equipos varios y accesorios	JGO	1.0	10,000.00	10,000.00
2.2	S/c		Switch panel	UND	2.0	16,000.00	32,000.00
2.3	S/c		Transfer swith	UND	2.0	2,990.00	5,980.00
						Sub total	47,980.00
3 Repuestos (para puesta en servicio y de operación)							
	S/c	Varios	01 Variable Field Contactor_MAG#E7621 01 Spare Breaker 15KV-1200A-50KA 01 Two Potential Transformers 6600:120Volts GE Instrument Transformer PTG5 01 Set repuestos para Panel Brushless 01 Set repuestos para Motor Var control	JGO	1.0	107,880.00	107,880.00
4 Materiales y Consumibles (Instalacion electromecanica)							
4.1	S/c	Varios	Cables	JGO	1.0	28,087.00	28,087.00
			14/10C TECK90 600V-40C/90C CSA HL W/1X14 Bare ground	MTS	160.0		
			10/4C TECK90 600V -40C/90C CSA HL W/1X12 Bare ground	MTS	1325.0		
			12/4C TECK90 600V -40C/90C CSA HL W/1X14 Bare ground	MTS	455.0		
			14/4C TECK90 600V -40C/90C CSA HL W/1X14 Bare ground	MTS	160.0		
			8/3C TECK90 1KV -40C/90C CSA HL W/1X10 Bare ground	MTS	250.0		
			Cable Desnudo CUC SUAVE 19A 2/0 AWG	MTS	25.0		
			Cable RZ1-K 1X70MM2 0.6/1KV LIBRE HALOG.VERDE, CL5	MTS	25.0		
4.2		Varios	Cable de Fibra MM OM1 62.5um 12 Fibras armado metalico OFC (1200 mts) EGP y Accesorios para tendido de fibra optica	JGO	1.0	3,167.00	3,167.00
4.3		Varios	Bandejas portacables y accesorios	JGO	1.0	1,277.00	1,277.00
4.4		Varios	Tuberia conduit, accesorios	JGO	1.0	4,986.00	4,986.00
4.5		Varios	Ferreteria electrica(Accesorios y perneria)	JGO	1.0	6,566.00	6,566.00
						Sub total	44,083.00
5 Ingeniería							
	S/c		Desarrollo de ingenieria de instalacion e interconexionado. Levantamiento de informacion en campo	JGO	1.0	58,250.00	58,250.00
6 Servicio de Instalacion y puesta en marcha							
	S/c		Mano de obra y recursos para instalacion y montaje	JGO	1.0	52,000.00	52,000.00
			Servicio de supervision en la instalacion y puesta en marcha y funcionamiento	UND	1.0	45,250.00	45,250.00
			Servicio tecnico de fabrica	UND	1.0	62,000.00	62,000.00
						Sub total	159,250.00
7 Transporte y Logistica							
			Transporte de equipos de Lima a mina	JGO	1.0	20,000.00	25,000.00
						TOTAL \$ US	2,055,244.08

Nota: Precios de equipos puestos en Lima.

Conclusiones

- Se seleccionó los equipos para modernizar los sistemas de protección y de excitación de los motores sustentando técnicamente y según la metodología descrita y los resultados obtenidos, con lo cual se consigue un sistema más seguro y confiable.
- Arranque y operación de los motores:
 - Los tiempos de arranque están dentro de los tiempos seguros (9000 Hp : 85s y 3000 Hp: 25s).
 - En el arranque de los motores 9000 Hp, la caída de tensión en la barra de 6.9 kV es de 24% en el arranque directo, y la caída se reduce a 18% con el arranque a tensión reducida mediante el reactor.
 - En caso de que, por factores externos, la tensión caiga más de lo normal, se debe mover los taps de los transformadores de 138/ 13.8 / 6.9 kV a un tap superior, para compensar las caídas de tensión en el arranque de los motores.
 - Las simulaciones se realizaron considerando los interruptores de enlace o Tie breaker de las barras de 6.9 kV de donde se alimentan los motores, en posición abierta, la cual es la posición donde normalmente operan, ya que la posición cerrada es para casos de emergencia, donde una de las fuentes de las barras esté inhabilitada , o en caso de mantenimiento.
- Estudio de cortocircuito:
 - Se verifica la capacidad de los interruptores alimentadores seleccionados, los cuales tienen una corriente de cortocircuito de 50 kA y corriente Momentánea pico de 130 kA, que son superiores a los valores calculados.
 - Se verifica que los niveles de cortocircuito de las barras de los tableros de MT seleccionados (50kA), están por encima de las corrientes de falla calculadas.

- Las simulaciones de cortocircuito se realizaron tomando en cuenta un solo punto de falla a la vez.
- Se analizó el sistema de protección de los motores los cuales se deben verificar con pruebas a los relés y un estudio de protección.
- Factor de potencia. De los datos tomados de los medidores de energía a través de la planta se pudo verificar, que el factor de potencia promedio de la planta en los puntos de medición en 138kV es de 0.99 en adelante ya que se tiene motores síncronos que pueden suministrar potencia reactiva a la red sin necesidad de tener Compensación Reactiva adicional, lo cual también significa ahorro económico.
- El uso de los motores síncronos, respecto a los motores de inducción, pueden tener ciertas ventajas así como desventajas, los cuales deben evaluarse según el tipo de aplicación. Los motores síncronos pueden compensar potencia reactiva, Velocidad constante , pero son más complejos en su diseño y mantenimiento por lo que son más costosos. Su sistema de control y protección también puede resultar más complejo.
- Reducción de Costos de Mantenimiento y Reparación. Se logra una mayor eficiencia al evitar costos por reparaciones y paradas de producción. Se justifica económicamente.
- Es importante para la compañía, la cual tiene muchos años de operación, realizar proyectos de mejora y modernización a sus instalaciones, para actualizar su tecnología y equipamiento, de esta manera revalorizar sus activos.
- Desde el punto de vista técnico, permite tener una operación con mayor seguridad para los equipos, la red eléctrica y para el personal.
- El manejo de la energía eléctrica de forma eficiente y segura es clave para toda actividad industrial, ya que permite mejorar la rentabilidad de los negocios aumentando la competitividad.

Recomendaciones

- Mantenimiento Preventivo Regular. Establecer un programa de mantenimiento preventivo regular para los motores y sus sistemas para mantener la eficiencia y prolongar la vida útil de los equipos.
- Monitoreo Continuo del Sistema: Implementar monitoreo continuo para la detección temprana de posibles fallas y el seguimiento del rendimiento de los motores, permitiendo una intervención oportuna antes de que se produzcan fallos críticos.
- Capacitación del Personal: formación continua al personal de mantenimiento y operación sobre los nuevos sistemas y equipos instalados, asegurando que estén familiarizados con las mejores prácticas y procedimientos.
- Verificar el estado de las instalaciones en otras etapas de la concentradora y realizar otros estudios de protección, de factor de potencia, calidad de energía y armónicos, etc. para identificar deficiencias y problemas en el sistema actual.
- Se recomienda mejorar los sistemas de automatización de los procesos.

Referencias bibliográficas

C37.96, I. S. (2000). *Guide for AC Motor Protection*.

Chapman, S. J. (2012). *Máquinas Eléctricas*.

GE, G. E. (2008). *Power/Vac Application Guide*.

Grainger, J. J., & Stevenson Jr., W. D. (1996). *Análisis de Sistemas de Potencia*.

Institute of Electrical and Electronics Engineers. (2022). *Style IEEE. Journal*, 1(1), 1-33.

Langsdorf. (1970). *Teoría de las Máquinas de Corriente Alterna*.

Mason, C. R. (1956). *The Art & Science of protective relaying*.

Mora, J. F. (2003). *Máquinas Eléctricas*.

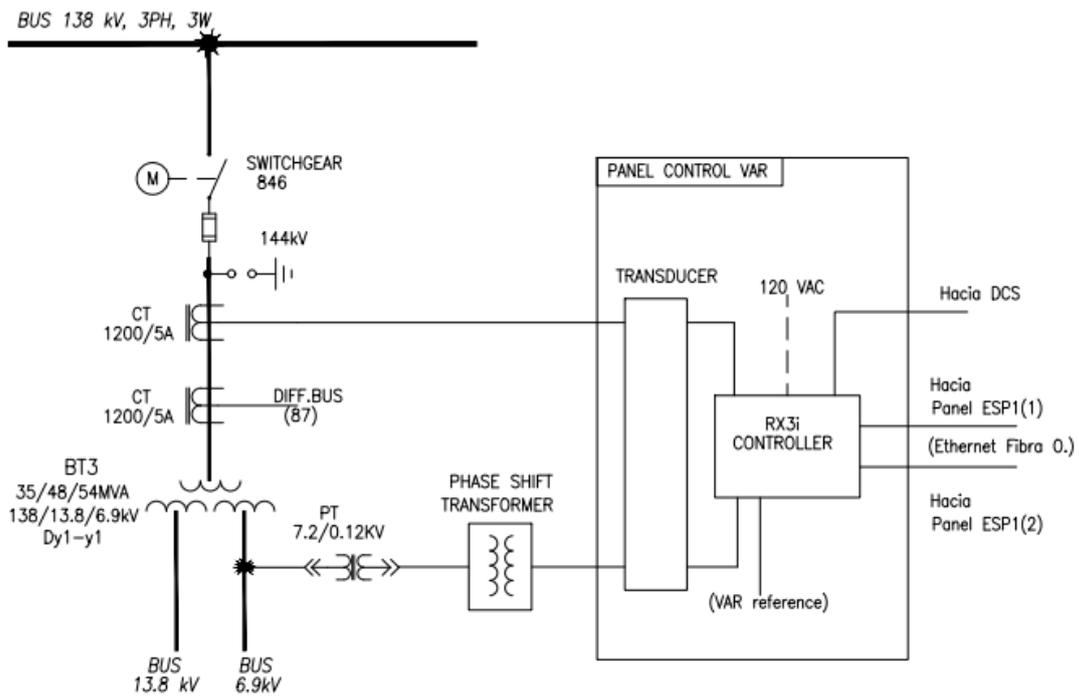
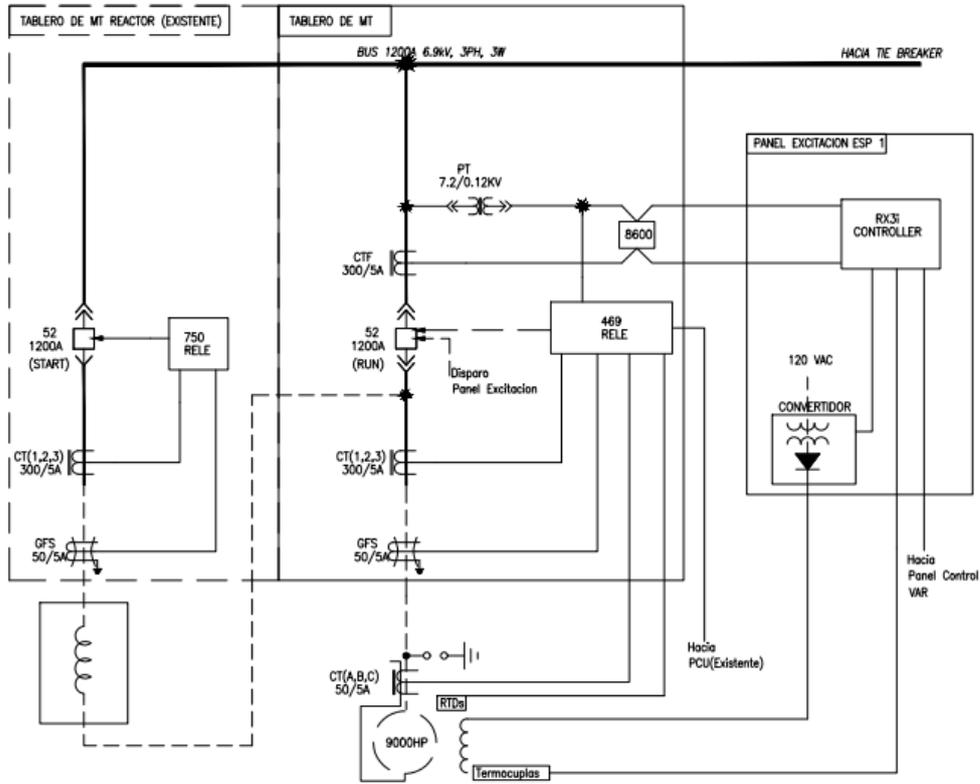
Multilin, G. (2012). *SPM Synchronous Motor Protection and Control - Instruction manual*.

Wildi, T. (2007). *Máquinas Eléctricas y Sistemas de Potencia*.

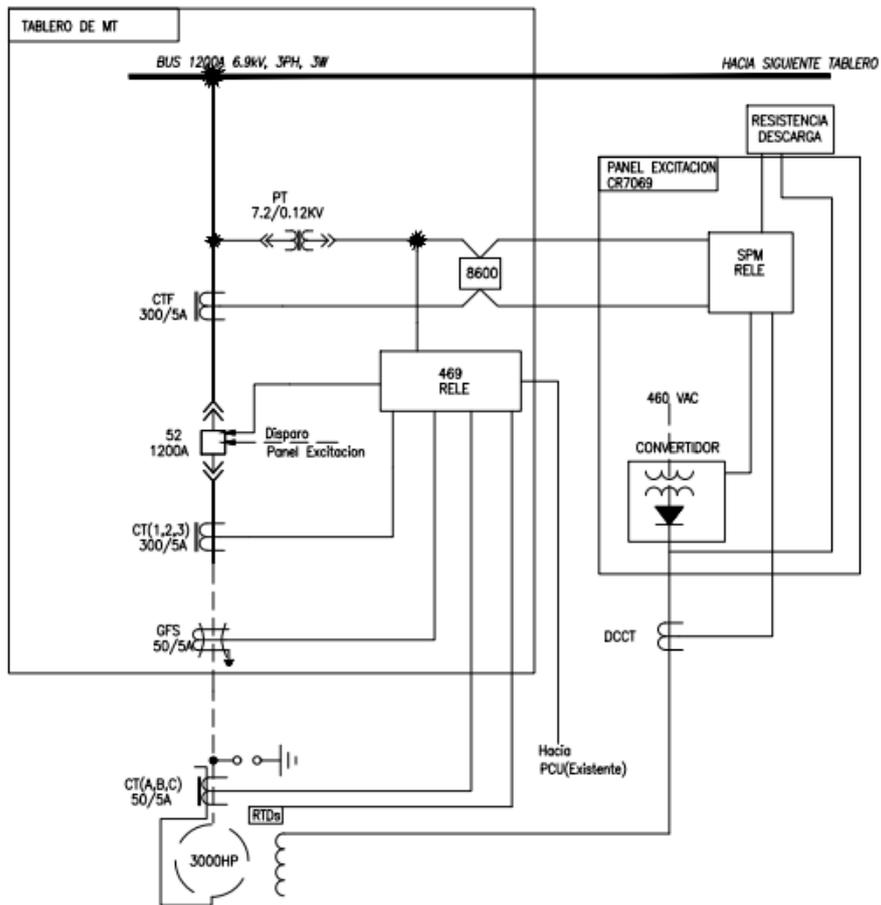
Anexos

Anexo N°1 Diagrama Unifilar Switchgear 6.9kV motores 9000 Hp	1
Anexo N°2 Diagrama Unifilar Switchgear 6.9kV motores 3000 Hp	2
Anexo N°3 Plano de Distribución planta concentradora.	3

Anexo N°1 Diagrama Unifilar Switchgear 6.9kV motores 9000 Hp



Anexo N°2 Diagrama Unifilar Switchgear 6.9kV motores 3000 Hp



Anexo N°3 Plano de Distribución planta concentradora.

