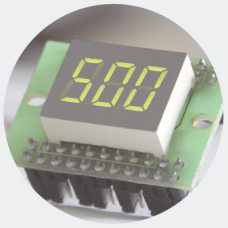
INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DO PORTO

MESTRADO EM ENGENHARIA ELECTROTÉCNICA - SISTEMAS ELÉCTRICOS DE ENERGIA






MODELIZAÇÃO DA REDE ELÉTRICA DA REFINARIA DE MATOSINHOS. CÁLCULO DE CORRENTE MÁXIMA DE CURTO-CIRCUITO TRIFÁSICO.

HENRIQUE ANDRÉ CARVALHO ROCHA

Outubro de 2021

POLITÉCNICO
DO PORTO

MODELIZAÇÃO DA REDE ELÉTRICA DA REFINARIA DE MATOSINHOS.

CÁLCULO DE CORRENTE MÁXIMA DE CURTO-CIRCUITO TRIFÁSICO.

Henrique André Carvalho Rocha



Departamento de Engenharia Eletrotécnica

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

2021

Dissertação do Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

Candidato: Henrique André Carvalho Rocha, Nº 1030121, 1030121@isep.ipp.pt

Orientação científica: José António Beleza Carvalho, jbc@isep.ipp.pt

Empresa: Galp – Refinaria de Matosinhos

Supervisão: Paulo Vasconcelos, paulo.vasconcelos@galp.com



Departamento de Engenharia Eletrotécnica

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

2021

À refinaria de Matosinhos...

Agradecimentos

Ao meu orientador no ISEP, Professor Doutor José António Beleza Carvalho pela confiança, críticas construtivas, orientação, apoio e acompanhamento prestados.

Ao meu orientador na Refinaria de Matosinhos, Eng. Paulo Vasconcelos, pela disponibilidade e disponibilização de recursos humanos e materiais que asseguraram o desenvolvimento deste projeto.

À minha esposa e restante família, agradeço de forma muito especial, pela ajuda, incentivo e apoio incondicional demonstrados.

Resumo

O trabalho desenvolvido nesta dissertação de mestrado apresenta a modelização da rede elétrica da refinaria de Matosinhos e determina os valores máximos da corrente de curto-circuito simétrico trifásico da referida rede.

Neste trabalho é ainda realizado uma revisão da literatura referente ao fenómeno curto-circuito, e de um enquadramento da "IEC-60909 - *Short-circuit currents in three-phase a.c. systems - Part 0: Calculation of currents*" que servirá de normativo ao nosso cálculo de corrente de curto-circuito trifásico com recurso ao mesmo referido *software.*

É ainda apresentado o desenvolvimento da modelização da rede elétrica da refinaria de Matosinhos, com a respetiva edição e configuração bem como os resultados obtidos para as correntes máximas de curto-circuito trifásico em cada um dos barramentos/quadros da rede elétrica da refinaria.

Palavras-Chave

Curto-circuito, *IEC-60909;* ETAP; modelização; rede elétrica

Abstract

The work developed in this master's dissertation presents a modeling of the electrical network of the Matosinhos refinery and dimensioning the maximum values of the three-phase symmetrical short-circuit current of the grid base.

In this work, a review of the literature referring to the short-circuit phenomenon is also carried out, followed by a framework of the "IEC-60909 - Three-phase a.c. systems - Part 0: Current calculation" which will serve as a standard for our three-phase short-circuit current calculation using the same software.

The development of the modeling of the Matosinhos refinery's electrical network is also presented, with the respective edition and configuration, as well as the results obtained for maximum three-phase short-circuit currents in each of the buses/boards of the refinery's electrical network.

Keywords

Short-circuit, IEC-60909; ETAP; modeling; electrical network

Índice

1. INTRODUÇÃO 17

1.1.CONTEXTUALIZAÇÃO 17
1.2.A REFINARIA DE MATOSINHOS 18
1.3.OBJETIVOS 18
1.4.ORGANIZAÇÃO DO DOCUMENTO 18

2. A REDE ELÉTRICA DA RM 21

2.1.NÍVEIS DE TENSÃO NA REFINARIA DO MATOSINHOS 22
2.2.O POSTO DE CORTE DA REFINARIA DE MATOSINHOS 23
2.3.SUBESTAÇÃO A 24
2.4.SUBESTAÇÃO A' 26
2.5.CENTRAL DE COGERAÇÃO 28
2.6.REDE DE MÉDIA TENSÃO 29
2.7.REDE DE BAIXA TENSÃO 29
2.8.SUBESTAÇÕES 30
2.9.SISTEMA DE TERRA 35
2.10.CONCLUSÃO 36

3. CURTO-CIRCUITO 37

3.1.ALGUMAS DEFINIÇÕES 38
3.2.CORRENTE DE CURTO-CIRCUITO 39
3.3.TIPOS DE CURTO-CIRCUITO 40
3.4.COMPONENTES DO SEE QUE INFLUENCIAM O CURTO-CIRCUITO 42
3.5.DESENVOLVIMENTO DA CORRENTE DE CURTO-CIRCUITO 51
3.6.MÉTODOS DE CÁLCULO DE CORRENTES CURTO-CIRCUITO 57
3.7.OUTROS MÉTODOS 62
3.8.COMPONENTES SIMÉTRICAS 62
3.9.SISTEMA POR UNIDADE (PU) 66
3.10.CONCLUSÃO 66

4. A IEC-60909 69

4.1.IMPEDÂNCIAS DE CURTO-CIRCUITO 72
4.2.CORRENTE INICIAL SIMÉTRICA DE CURTO-CIRCUITO 77
4.3.CÁLCULOS DOS DIFERENTES TIPOS DE CURTO-CIRCUITO 81
4.4.CURTO-CIRCUITO BIFÁSICO COM CONTACTO COM A TERRA 82

4.5.CONCLUSÃO 86

5. MODELIZAÇÃO DA REDE 87

5.1.O *SOFTWARE* ETAP 87

5.2.MODELIZAÇÃO DA REDE ELÉTRICA DA REFINARIA DE MATOSINHOS 88

5.3.CONCLUSÃO 98

6. RESULTADOS OBTIDOS 99

6.2.MODO SIMULAÇÃO 100

6.3.RELATÓRIO DE RESULTADOS 102

6.4.ANÁLISE DE RESULTADOS 108

6.5.CONCLUSÃO 109

7. CONCLUSÕES 111

Índice de Figuras

Figura 1	Diagrama simplificado da distribuição da RM. [1]	22
Figura 2	Diagrama das principais ligações ao Posto do Corte. [1]	23
Figura 3	Fontes ligadas ao Quadro A1. [1]	25
Figura 4	Diagrama simplificado da subestação A'. [3]	27
Figura 5	Exterior de uma subestação da RM. [1]	30
Figura 6	Interior de uma subestação da RM. [1]	30
Figura 7	Subestação tipo- Diagrama simplificado. [1]	30
Figura 8	Corrente de curto-circuito simétrica. [7]	40
Figura 9	Corrente de curto-circuito Assimétrica. [7]	40
Figura 10	Curto-circuito Trifásico. [2]	40
Figura 11	Curto-circuito bifásico. [2]	40
Figura 12	Curto-circuito bifásico com terra. [2]	41
Figura 13	Curto-circuito monofásico. [2]	41
Figura 14	Tipos de curto-circuito. [1]	42
Figura 15	Corrente de armadura simétrica em CC de uma máquina síncrona. [10]	43
Figura 16	Modelo de máquina assíncrona. [8]	44
Figura 17	Bobina de Peterson. [13]	45
Figura 18	Neutro impedante. [13]	46
Figura 19	Neutro resistivo. [2]	47
Figura 20	Neutro isolado. [13]	48
Figura 21	Neutro diretamente ligado à terra. [13]	48
Figura 22	TN-S. [14]	50
Figura 23	TN-C-S. [14]	50

Figura 24 TN-C. [14] 50
Figura 25 Regime TT. [14] 50
Figura 26 Regime de neutro IT. [14] 51
Figura 27 Comportamento no tempo da corrente de CC afastado do gerador. [2] 52
Figura 28 Comportamento no tempo da corrente de CC perto do gerador. [2] 52
Figura 29 Circuito de curto-circuito equivalente. [9] 52
Figura 30 Componentes da onda de corrente de CC. [16] 53
Figura 31 Fator κ em função da relação R/X ou X/R. [2] 55
Figura 32 CC junto ao gerador. [2] 56
Figura 33 Ligação inifilar de um gerador. [11] 57
Figura 34 Esquema equivalente de um gerador. [11] 57
Figura 35 Diagrama simplificado de rede “exemplo”. [9] 58
Figura 36 Esquema equivalente do momento anterior ao CC. [9] 59
Figura 37 Esquema equivalente momento do CC. [9] 60
Figura 38 Circuito equivalente de Thevenin. [9] 60
Figura 39 Tabela 1 – Factores de tensão . [4] 61
Figura 40 Diagrama do sistema. [2] 61
Figura 41 Circuito equivalente com impedâncias e fonte de tensão. [2] 62
Figura 42 Sistema direto. [8] 63
Figura 43 Sistema inverso. [8] 63
Figura 44 Sistema Homopolar. [8] 63
Figura 45 Diagrama equivalente da Sequência direta. [9] 65
Figura 46 Diagrama equivalente Sequência inversa. [9] 65
Figura 47 Diagrama equivalente Sequência homopolar. [9] 65
Figura 48 Alimentação sem transformador. [2] 73
Figura 49 Alimentação com transformador. [2] 73

Figura 50 Diagramas de impedancia equivalente para transformadores. [2] 75
Figura 51 Correntes de CC com contribuição de um gerador e uma fonte externa 78
Figura 52 Fator μ para calculo da corrente de CC I_b [4] 80
Figura 53 Fator q para calculo da corrente de CC I_b para motores assincronos. [4] 80
Figura 54 Circuito equivalente para CC trifásico c/ fonte de tensão equivalente. [12]82
Figura 55 Circuito equivalente para CC bifásico com ligação à terra. [12] 83
Figura 56 Representação vetorial das correntes do CC bifásico à terra. [12] 83
Figura 57 Circuito equivalente para CC bifásico. [12] 84
Figura 58 Representação vetorial do CC bifásico. [12] 84
Figura 59 Circuito equivalente para CC monofásico. [12] 85
Figura 60 Representação vetorial do CC monofásico. [12] 86
Figura 61 Parametrização de motor de MT. [31] 92
Figura 62 Parametrização de motor equivalente de BT. [31] 92
Figura 63 Modo de "edição" de diagrama unifilar da rede. [31] 93
Figura 64 Palete de componentes para construção do diagrama unifilar. [31] 93
Figura 65 Exemplo de edição de configurações (transformador). [31] 93
Figura 66 Representação no ETAP da fonte externa (EDP). [31] 93
Figura 67 Representação de gerador, reactância e disjuntor em diagrama unifilar. [31]93
Figura 68 Definição dos parâmetros do TG-4801 no *software* ETAP. [31] 94
Figura 69 Configuração de disjuntor de BT. [31] 94
Figura 70 Seleção a partir da libraria do ETAP de um disjuntor de BT. [31] 95
Figura 71 Navegação no projeto ETAP. [31] 96
Figura 72 Aspeto geral do interface do ETAP em modo de edição. [31] 97
Figura 73 Editor "Short Circuit Case Study ". [31] 97
Figura 74 Opção do programa para calculo de curto-circuitos. [31] 100
Figura 75 Calculo de curto-circuito trifásico. [31] 100

Figura 76 MCC K corrente inicial simétrica de curto-circuito. [31] 100

Figura 77 MCC K corrente de pico de curto-circuito. [31] 100

Figura 78 Diagrama Sub. R - I''_k e contributo de correntes. [31] 101

Figura 79 Configuração das variáveis do resultado de saída. [31] 102

Figura 80 Exemplo “output report” com a contribuição para a corrente de CC. [32] 107

Índice de Tabelas

Tabela 1	Níveis de tensão da RM. [2]	22
Tabela 2	Quadros de Média Tensão da RM. [1]	31
Tabela 3	Quadros MCC [1]	34
Tabela 4	Quadros de iluminação da RM. [1]	35
Tabela 5	Importância das correntes de curto-circuito. [2]	71
Tabela 6	Normas IEC para o CC. [22]	88
Tabela 7	Principais características Subestação de Santa Cruz do Bispo [23]	90
Tabela 8	Reactâncias da rede elétrica da RM. [30]	90
Tabela 9	Características dos geradores síncronos da Refinaria de Matosinhos. [30]	90
Tabela 10	Resultados I''_k, i_p e I_k para barramentos AT, Mt e BT. [32]	103
Tabela 11	Resultados, i_p e I_b para disjuntores AT, MT e BT. [32]	104
Tabela 12	Resultados, i_p e I_b disjuntores de quadros BT. [32]	106
Tabela 13	I_b e I_{DC} para um caso “próximo” do gerador. [32]	108
Tabela 14	I_b e I_{DC} para um caso “afastado” do gerador. [32]	108

Siglas e Acrónimos

CC – Curto-circuito

BT – Baixa Tensão

MT – Média Tensão

AT – Alta Tensão

PRE – Produtor em Regime Especial

RM – Refinaria de Matosinhos

TG – Turbo-grupo

MCC – *Motor Control Center*

ATS – Sistema de transferência automática

CCRE – Comando e Controlo da Rede Elétrica

IEC – *"International Electrotechnical Commission"*

SEE – Sistemas Elétricos de Energia

AVR – *Automatic Voltage Regulator*

ANSI – *American National Standards Institute*

PC – Posto de corte

EE – Energia Elétrica

AVR – *Automatic Voltage Regulator*

1. INTRODUÇÃO

O curto-circuito é um estado indesejado de operação na rede elétrica, que poderá provocar a destruição de equipamentos, apresentar risco para a vida humana, podendo ainda estar associado a perdas económicas avultadas. Assim sendo, os sistemas elétricos devem ser projetados tendo em conta a possibilidade dessa condição.

Para a definição dos equipamentos e proteções adequadas a utilizar, é essencial a determinação das correntes de curto-circuito (máximas e mínimas) em todos os pontos da rede de distribuição de energia elétrica.

A relação custo-benefício e a segurança dos sistemas elétricos dependem em grande medida destes cálculos.

Tendo em conta a complexidade de uma rede elétrica industrial, como é o caso da refinaria de Matosinhos, a melhor forma de o fazer é ter, desde a fase de projeto, a rede elétrica modelizada com recurso a *softwares* de análise de redes elétricas. Para além de facilitar o dimensionamento, possibilita também uma maior flexibilidade e rapidez na análise de possíveis alterações futuras.

1.1. CONTEXTUALIZAÇÃO

Este projeto surgiu da necessidade de obter uma ferramenta em *software* de modelização, conceção, análise e otimização, onde análises e/ou estudos à rede elétrica existente, como ajustes de seletividade, expansão da rede elétrica, estudos de comportamento dinâmico, entre outros, pudessem rapidamente ser efetuados.

1.2. A REFINARIA DE MATOSINHOS

A Petrogal S.A. é uma empresa do grupo Galp cuja principal atividade é a refinação de petróleo bruto e seus derivados. Possui no seu portefólio duas refinarias Sines e Matosinhos.

Esta última, Refinaria de Matosinhos, localizada no norte do país, opera com três fábricas com uma capacidade de destilação instalada de 4,8 Mt/ano estando direcionada para a produção de combustíveis, aromáticos e solventes, óleos base e lubrificantes, bem como uma extensa gama de produtos intermédios. Estendendo-se por uma área de mais de 290 hectares, encontra-se ainda ligada por *pipelines*, com cerca de 3 km de extensão, ao terminal de petroleiros do porto de Leixões e ainda ao aeroporto de Francisco Sá Carneiro por um outro pipeline dedicado. Com uma capacidade de armazenagem da ordem de 1.880.000 m^3, dos quais cerca de 680.000 m^3 são para ramas de petróleo e 1.200.000 m^3 para produtos intermédios e finais e cerca de 1.250 km de *pipelines internos*.

Dada a sua complexidade, distribuição geográfica e interligações a outras unidades externas, é indispensável um serviço de produção e distribuição de utilidades (vapor, eletricidade, ar comprimido, água de refrigeração, etc) robusto e fiável.

Sendo a eletricidade uma utilidade fundamental em termos de funcionamento e segurança do complexo, não podemos deixar de enfatizar a importância deste tipo de estudos.

1.3. OBJETIVOS

O objetivo principal desta dissertação é a modelização em *software* ETAP (*software* dedicado à modelagem, conceção, análise, otimização, controlo e automação de sistemas elétricos), da rede elétrica existente na refinaria de Matosinhos.

Com recurso aos dados existentes no arquivo da RM e utilização do referido *software* para cálculo de correntes máximas de CC simétrico trifásico procedeu-se ao estudo.

1.4. ORGANIZAÇÃO DO DOCUMENTO

O documento está organizado da seguinte forma:

- No capítulo 1 faz-se uma introdução aos temas da modelização e do curto-circuito;
- No capítulo 2 descreve-se a rede elétrica da refinaria de Matosinhos;

- No capítulo 3 apresenta-se o estado de arte do curto-circuito, com algumas definições, métodos de cálculo, sistemas de neutro, entre outros;
- No capítulo 4 aborda-se a forma como a IEC-60909 se ajusta à rede elétrica de distribuição da RM;
- No capítulo 5 apresenta-se o desenvolvimento do trabalho de modelização da rede onde se pode verificar a conceção e parametrização da rede elétrica de distribuição da RM no *software* ETAP;
- No capítulo 6 apresentam-se os resultados da simulação para obtenção das correntes máximas de CC simétrico trifásico e realiza-se a análise a esses mesmos resultados.
- No capítulo 7, encontram-se as principais conclusões do trabalho, e uma sugestão de um trabalho a ser desenvolvido com base na modelização realizada no âmbito deste trabalho.
- Nos anexos estão o "*report output" completo do ETAP*, diagramas, resultados da simulação e listas dos diversos equipamentos da rede elétrica da refinaria de Matosinhos.

2. A REDE ELÉTRICA DA RM

A refinaria de Matosinhos (RM) encontra-se interligada em alta tensão (AT) com a Rede Nacional de Distribuição, através de duas linhas de 60 kV que realizam a ligação do Posto de Corte (PC) da refinaria de Matosinhos à Subestação de Santa Cruz do Bispo.

De acordo com o Decreto-Lei n.º 96/2017, que estabelece o regime das instalações elétricas particulares, a refinaria de Matosinhos (RM) é classificada como instalação do tipo B - Instalações que são alimentadas pela Rede Elétrica de Serviço Público (RESP) em média, alta ou muito alta tensão.

A RM possui produção própria a partir de turbo-grupos geradores e da Central de Cogeração com uma capacidade instalada de 49 MVA e 86 MVA respetivamente.

A configuração da rede elétrica da refinaria foi idealizada de forma a assegurar uma elevada disponibilidade e redundância, proporcionando uma considerável flexibilidade ao sistema elétrico. A distribuição é realizada sempre por duas alimentações (em AT, MT e BT), com origem em barramentos diferentes, cada uma delas dimensionada para suportar a totalidade das cargas da subestação que alimenta – Rede de distribuição radial redundante.

Do PC saem as ligações às três principais subestações da refinaria em 60 kV.

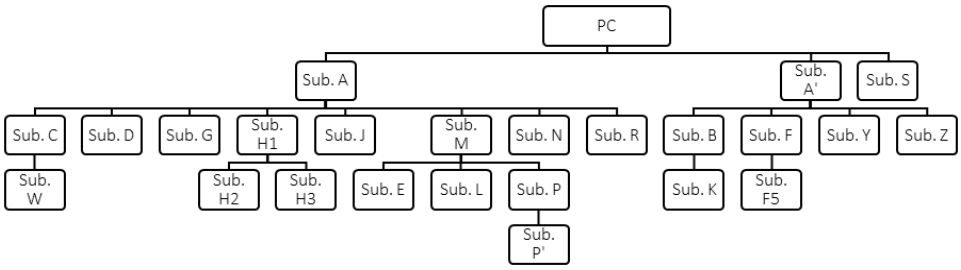


Figura 1 **Diagrama simplificado da distribuição da RM. [1]**

Cada uma dessa Subestações é caracterizada da seguinte forma:

- Subestação A – Instalação produtora, consumidora e distribuidora;
- Subestação A' – Instalação consumidora e distribuidora;
- Subestação S (Cogeração) – Instalação produtora.

As Subestação A e A´ recebem e distribuem a Energia Elétrica, a um nível de tensão de 6 kV, às diversas Subestações.

A Cogeração é considerada um produtor em regime especial (PRE), o que de acordo com o Decreto-Lei n.º 23/2010, esta modalidade especial só é acessível a cogerações com capacidade instalada igual ou inferior a 100 MW.

2.1. NÍVEIS DE TENSÃO NA REFINARIA DO MATOSINHOS

Na tabela 1 apresentam-se os níveis de tensão utilizados na instalação elétrica da refinaria de Matosinhos.

Tabela 1 **Níveis de tensão da RM. [2]**

U_n (V)	Origem	Utilização principal
60000 (ac)	Rede	Interligação da EDP - Rede Nacional de Distribuição com o PC e deste último com as Subestações A, A' e S.
11000 (ac)	Rede	Tensão nominal (U_n) dos geradores da cogeração.
6000 (ac)	Rede	Distribuição MT e acionamento de motores de indução trifásicos MT (≥150kW).
400 (ac)	Rede	Essencialmente acionamento de motores de indução trifásicos de BT.
230 (ac)	Rede	Serviços auxiliares e iluminação.
230 (ac)	UPS	ESD, F&G, DCS e outros sistemas críticos.
230 (dc)	UPS	Proteção, comando, alarmes e sinalizações nos quadros de média tensão comandos quadros de "Iluminação".
24 (dc)	UPS	Comandos de motores de BT.

2.2. O POSTO DE CORTE DA REFINARIA DE MATOSINHOS

O Posto de Corte da refinaria de Matosinhos é uma instalação de alta tensão de manobra, destinada a receber e distribuir energia elétrica sem haver qualquer transformação do nível de tensão.

É composto por duas chegadas da EDP, dois barramentos, um interbarras e seis saídas: duas para cada uma das subestações A, A' e S (cogeração).

Em condições normais o PC estará ligado à rede da EDP por duas linhas de 60 kV e o interbarras estará fechado.

O PC está equipado com equipamentos de manobra fixa (seccionadores e seccionadores de linha da EDP) e equipamento extraível (disjuntores instalados sobre bloco extraível).

Tal como referido o PC divide-se em dois barramentos interligados por interbarras (Painel P504).

Por sua vez, estes apresentam-se interligados à rede de 60 kV da EDP na Subestação de Santa Cruz do Bispo através, respetivamente, da Linha 1 (Painel P501) e Linha 2 (Painel P502).

Em condições normais de exploração, para garantir uma maior segurança e fiabilidade à exploração da rede elétrica da refinaria, em caso de entrada em modo ilha, o disjuntor interbarras do PC estará fechado, garantindo a ligação física entre as subestações A e A' (A Subestação A tem equipamentos produtores de EE, enquanto que a subestação A' apenas tem consumidores) abrindo apenas por deteção de defeito num dos barramentos ou por abertura (encravamento) do interbarras da Subestação de Santa Cruz do Bispo da EDP.

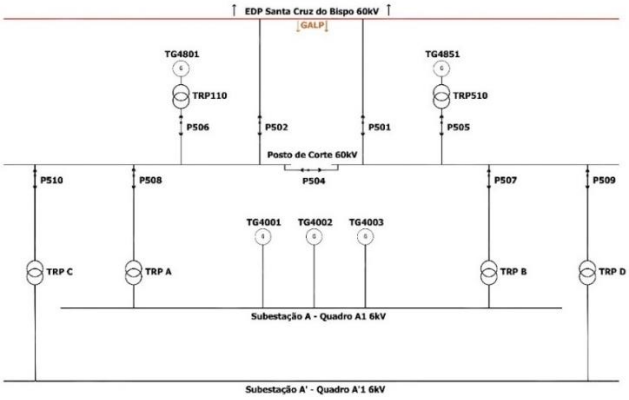


Figura 2 **Diagrama das principais ligações ao Posto do Corte. [1]**

As manobras de abertura e fecho do disjuntor interbarras no PC são condicionadas pela posição do disjuntor interbarras na SE de Santa Cruz do Bispo, nos seguintes termos e para garantia de sincronismo:

- Com as Linhas 1 e 2 ligadas ao PC, (Disjuntores do P501 e do P502 fechados), o fecho do interbarras do PC só é permitido se o interbarras na Subestação de Santa Cruz do Bispo estiver fechado.
- A abertura do disjuntor interbarras na Subestação de Santa Cruz do Bispo determina a abertura do interbarras no PC.

O quadro A1 não possui automatismos para verificar o sincronismo entre as suas duas alimentações, provenientes de barramentos distintos do PC. Desta forma, é através da garantia que o P504 se encontra fechado, que se verificam essas condições de sincronismo.

Do PC saem as seguintes interligações com a refinaria:

- Painéis P505 e P506 – Saída para Subestação S. Ligação aos transformadores elevadores 11/60 kV, TRP-510 e TRP-110 dos geradores TG-4851 e TG-4801 respetivamente;
- Painéis P507 e P508 – Ligação à Subestação A por intermédio dos transformadores 60/6 kV TRP-B e TRP-A;
- Painéis P509 e P510 - Ligação à Subestação A’ por intermédio dos transformadores 60/6 kV TRP-D e TRP-C;

2.3. SUBESTAÇÃO A

A Subestação A está interligada com o PC por intermédio dos transformadores TRP-A e TRP-B, que adequam o nível de tensão, do PC (60 kV) à da rede de distribuição de média tensão da Refinaria (6 kV).

Estas interligações permitem o trânsito de potencias nos dois sentidos, isto é, esta subestação tanto pode ser consumidora como produtora e os transformadores elevadores ou redutores.

Os dois transformadores (TRP-A e TRP-B) possuem uma razão de transformação “a”, igual a 10 de 6 para 60 kV (grupo de ligações Yy0), com possibilidade de regulação automática de tensão AVR (*Automatic Voltage Regulator*) em carga.

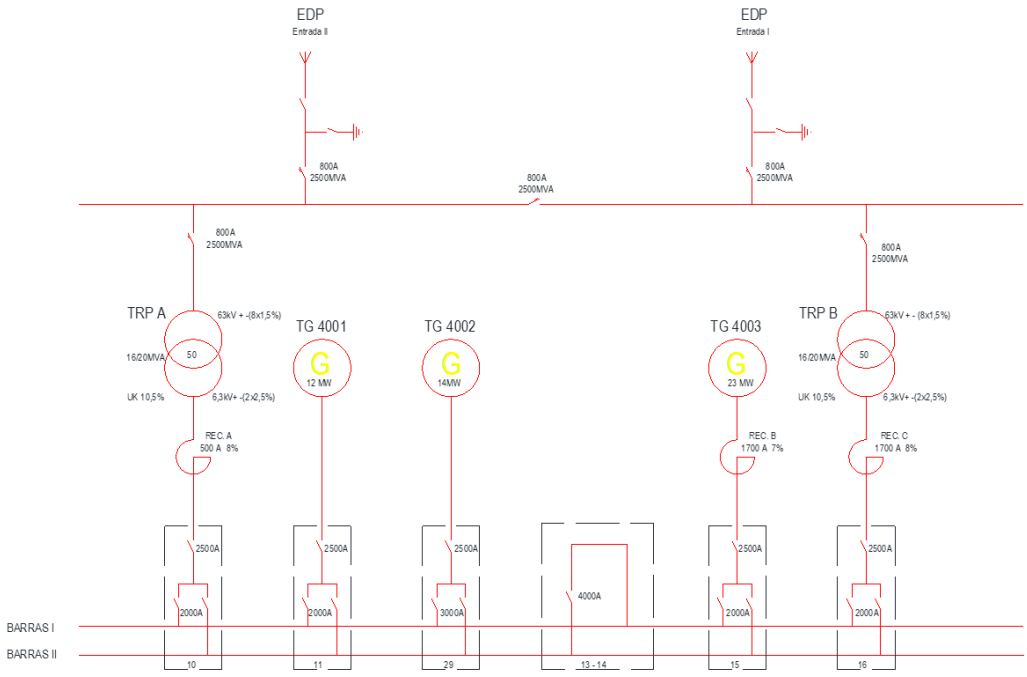


Figura 3 **Fontes ligadas ao Quadro A1. [1]**

O primário destes transformadores está ligado ao correspondente painel no PC e o lado secundário, passa por uma reactância limitadora de corrente de curto-circuito, antes de se ligar à respetiva cela de chegada do Quadro A1.

O quadro A1 é caracterizado por possuir dois barramentos, designados por Barras 1 e Barras 2, que percorrem o quadro longitudinalmente podendo ser interligados por um acoplamento de barras. Em exploração normal este acoplamento de barras encontra-se fechado (o acoplamento na Subestação de Santa cruz do Bispo assim como o acoplamento do PC da RM em normal exploração estão permanentemente fechados).

O duplo barramento e a existência de seccionadores de barras 1 e 2, que possibilitam a seleção do barramento à cela, nas chegadas e nas saídas do Quadro A1, proporcionam flexibilidade ao sistema, oferecendo mais opções de exploração e de manutenção.

O quadro A1 tem associado aos seus barramentos, a produção proveniente dos três turbo-grupos geradores TG4001 - 12 MW, TG4002 - 14 MW, TG4003 – 23 MW, localizados Fábrica de Utilidades. O vapor de acionamento é (atualmente) proveniente da central de cogeração.

O regime de neutro da rede MT proveniente da subestação A, é impedante e é estabelecido por dois transformadores, cada um deles ligado a um dos barramentos (Barras I ou Barras II) do quadro A1, limitando em 400A a corrente de defeito à terra.

O quadro A1 assegura as alimentações em Média Tensão ao quadro A2 da própria Subestação A e as Subestações C, D, G, H1, J; M, N e R.

Cada uma das saídas ou chegadas mencionadas anteriormente, esta dimensionada por forma a conseguir alimentar a totalidade da subestação a que se destina. São protegidas por disjuntor (extraível) associado a relés eletrónicos com as seguintes funções de proteção elétrica de acordo com os códigos ANSI - *Protective Device Numbers* [1]:

- Chegada ao Quadro A1: 49 |50 | 50N | 51 | 51N | 87T;
- Saída para Transformador: 49 | 50 | 51 | 50N | 51N | 87T;
- Transformador de Neutro Artificial: 49 | 50 | 50N | 51 | 51N | 81;
- Geradores: 21 | 24 | 27 | 32 | 40 | 46 | 49 | 50 | 51 | 59 | 64 | 87G;
- Saídas para subestações (*Feeders*): 49 |50 | 50N | 51 | 51N.

2.4. SUBESTAÇÃO A'

A Subestação A' esta ligada ao PC da refinaria, por dois transformadores de 20 MVA (grupo de ligações Yy0) de 60/6 kV com reguladores automáticos de tensão em carga, que se encontram ligados do lado primário ao respetivo painel no PC e do lado secundário à respetiva chegada ao Quadro A'1. A subestação A' é apenas consumidora e distribuidora.

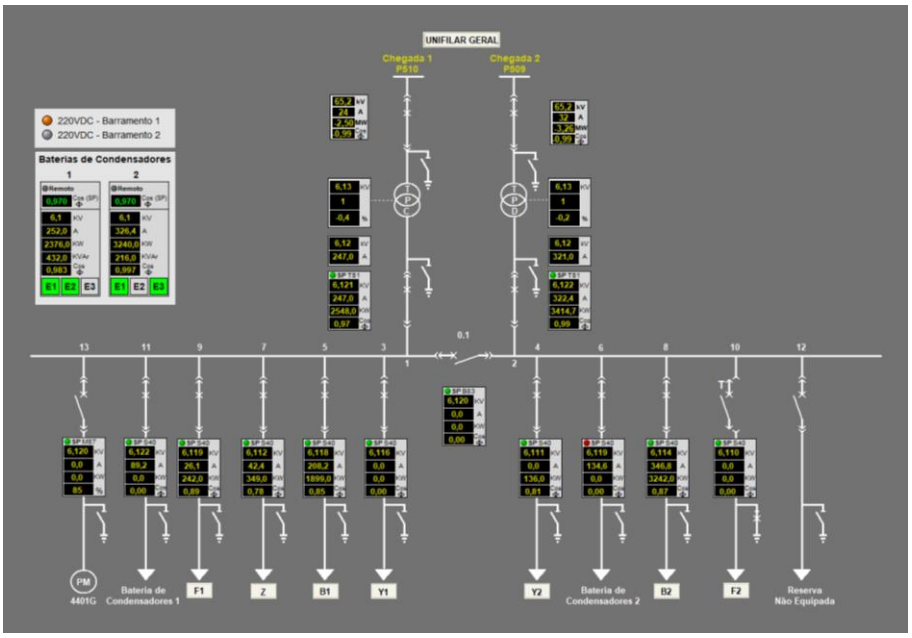


Figura 4 **Diagrama simplificado da subestação A'. [3]**

O Quadro A'1, tem uma arquitetura baseada em utilização de dois semi-barramentos alimentados por duas chegadas e um disjuntor de acoplamento comandado por um sistema ATS, ou seja, é constituído por dois barramentos que podem ser interligados por um acoplamento de barras. No entanto, o fecho deste acoplamento só é realizado com a abertura de uma das chegadas.

Em exploração normal este acoplamento de barras encontra-se aberto.

Os transformadores TRP-C e TRP-D são do grupo de ligações YNyn0 (d11).

A rede MT com proveniência de alimentação elétrica nesta subestação, possui regime de neutro resistivo estabelecido no ponto estrela dos transformadores principais desta subestação.

O regime de neutro é de neutro resistivo com limitação de corrente de defeito a 100 A durante 10 segundos.

Por forma a controlar o fator de potência, a Subestação A' possui localmente dois bancos de baterias de condensadores, cada um deles de 2 MVAr divididos em três escalões de 1+0,5+0,5 MVAr.

Cada um dos bancos é automático, ou seja, os escalões entram e saem em automático de acordo com um valor de fator de potência pré-definido para a instalação, controlado por intermédio de relé varimétrico. Cada um destes bancos de condensadores está associado a um dos semi-barramentos do quadro A'1.

2.5. CENTRAL DE COGERAÇÃO

A Cogeração é considerada um produtor em regime especial (PRE), com atividade licenciada ao abrigo de regimes jurídicos especiais, no âmbito da adoção de políticas destinadas a incentivar a produção de eletricidade, através da utilização de recursos endógenos renováveis ou de tecnologias de produção combinada de calor e eletricidade.

A central de Cogeração é composta por dois grupos independentes de geradores pelo que em condições normais de exploração, será exportadora de energia elétrica.

Cada um dos dois geradores, de 43 MW, é acionado por uma turbina a gás natural, cujos gases de escape alimentam um gerador de vapor, que fornecerá à restante refinaria o vapor utilizado nos turbo-grupos geradores da Fábrica de Utilidades (FUT) e em todos os processos da refinaria que dele necessitem, como por exemplo, retificação de correntes destiladas, manutenção de temperaturas, acionamento de turbinas, segurança de equipamento e etc.

A geração é efetuada ao nível de tensão de 11 kV e elevada para o nível de 60 kV através de um transformador elevador de tensão por cada grupo.

Não há paralelo ou interbarras ao nível de tensão da geração de 11 kV.

O turbogerador TG-4801 está associado ao transformador TRP-110 e o turbogerador TG-4851 ao transformador TRP-510.

Cada gerador está também ligado, ao nível da tensão de geração ao transformador de auxiliares respetivo de, 11/6,3 kV, 7 MVA (TRP-120 e TRP-520 respetivamente), com potência suficiente para a totalidade dos consumos da central de cogeração.

De cada um desses transformadores e respetivo quadro de Média Tensão, são alimentados motores de 6 kV e um transformador de serviços auxiliares, 6,3/0,4 kV, 2 MVA (TRE-130, associado ao TRP-120 e TRE-530, associado ao TRP-520), com potência suficiente para todos os consumos em BT da central de cogeração.

Principais características dos geradores:

- Potência aparente (máxima) 56,75 MVA
- Fator de potência 0,8
- Tensão de Produção / Geração 11.000 V ±7,5%
- Frequência 50 Hz ±5%
- Velocidade 3000 rpm
- Regime de neutro acessível / ligado à terra com resistência

Os quadros de MT de 6 kV e os de BT de 0,4 kV (MCC) são equipados com disjuntor interbarras e um Sistema de Transferência Automática (ATS) comandado pelo sistema SCCP (Sistema de Controlo, Comando e Proteção). O SCCP é um sistema dedicado à central de cogeração.

Os transformadores de serviços auxiliares alimentam, por sua vez, os equipamentos de baixa tensão necessários para a operação da central de cogeração e os consumidores associados aos geradores que não são alimentados pelos respetivos MCC (*Motor Control Center*). Fornecem ainda uma alimentação de socorro aos MCC dos geradores.

2.6. REDE DE MÉDIA TENSÃO

A rede de média tensão existente na refinaria realiza a distribuição de energia das subestações A e A' às restantes subestações, sendo também utilizada para a alimentação a motores elétricos de potência superior a 150 kW (BES 1600-101). O regime de neutro da rede de média tensão é estabelecido nas subestações A e A'.

2.7. REDE DE BAIXA TENSÃO

A rede de baixa tensão estabelecida na refinaria é essencialmente dividida em rede sem neutro distribuído e rede com neutro distribuído. O regime de neutro estabelecido é o TT. Existe ainda uma terceira rede de distribuição com regime de neutro TN-S, que faz parte da rede socorrida UPS da refinaria.

A rede com neutro distribuído tem origem em quadros de "iluminação e tomadas", que possuem quatro barramentos referentes às três fases mais o neutro. Estes quadros estão instalados nas subestações. Destina-se a alimentar principalmente consumidores que necessitam ou funcionam com um nível de tensão 230 Vac.

A rede sem neutro distribuído tem origem em quadros MCC, e destinando-se a alimentar eletricamente equipamentos de força motriz, essencialmente motores de indução trifásicos.

2.8. SUBESTAÇÕES

As Subestações (ver figura 5 e 6), assim designadas de projeto inicial da refinaria, são locais onde se transforma e distribui a energia, que por questões económicas estão geralmente próximas dos respetivos consumidores.

As Subestação A e A´ (FUT) recebem e distribuem a energia elétrica, a um nível de tensão de 6 kV, às diversas Subestações da refinaria de Matosinhos.

A rede de distribuição na RM é constituída por vinte e quatro Subestações, sendo que treze possuem quadros de média tensão. Com exceção das subestações, H1, H2, H3, G, P, P' e F5, todas restantes recebem duas alimentações de energia normalmente designadas por Chegada I e II, em 6 kV ou 0,4 kV.



Figura 5 **Exterior de uma subestação da RM. [1]**



Figura 6 **Interior de uma subestação da RM. [1]**

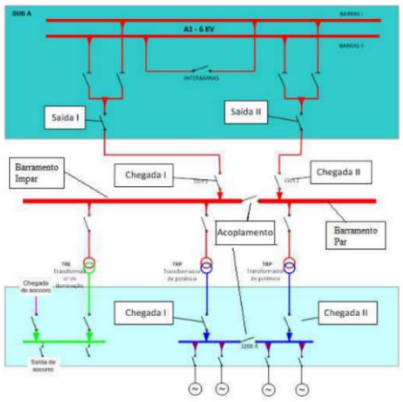


Figura 7 **Subestação tipo- Diagrama simplificado. [1]**

2.8.1. QUADROS ELÉTRICOS MÉDIA E BAIXA TENSÃO

De uma forma geral os quadros de MT e de força motriz de BT (MCC) das subestações são quadros bipartidos, isto é, são constituídos por dois semi-barramentos que em exploração normal, funcionam como se de dois quadros independentes se tratassem. Cada um dos semi-barramentos recebe uma alimentação independente, com potência suficiente para alimentar a totalidade das cargas dos dois barramentos.

Estes dois barramentos podem ser interligados por um disjuntor de acoplamento. Por nível de tensão temporizado inferior a 85% de tensão nominal (ANSI 27) em qualquer uma das chegadas, automaticamente abre o disjuntor da chegada em falha e fecha o disjuntor de acoplamento mantendo assim todo o quadro operacional.

Nesta situação os dois meios quadros passam a funcionar como um único desde que não tenha ocorrido a atuação de proteções de sobreintensidade de corrente na chegada (ANSI 50/51).

A rede elétrica da refinaria é caracterizada por uma elevada potência de curto-circuito, como efeito desse fator, estes quadros possuem características construtivas que de igual forma se adequam à rede, isto é, os quadros instalados na refinaria possuem características para resistir a valores elevados de corrente de curto-circuito. São controlados e comandados pelo sistema CCRE da refinaria.

2.8.2. QUADROS ELÉTRICOS DE MÉDIA TENSÃO

Na refinaria de Matosinhos existem treze quadros de média tensão.

Tabela 2 **Quadros de Média Tensão da RM. [1]**

Subestação	Quadro	Tensão (kV)	Proveniência	I_k (kA)	I_p (kA)	In (A)
A	A1	6	PC	50	145	3200
A	A2	6	A1	50	145	2000
B	B3	6	A1’	50	145	2000
A’	A’1	6	PC	50	125	2500
C	C2	6	A1	50	125	1250
D	D	6	A1	50	125	1250
F	F	6	A1’	50	145	1250
H1	H1	6	A1	50	145	630
M	M	6	A1	50	145	1250
N	N1	6	A1	50	145	1250
R	R1	6	A1	50	145	1500
Y	Y1	6	A’1	50	125	1250
Z	Z1	6	A’1	50	125	1250

Tal como é possível perceber na tabela 2, os quadros de média tensão A2, C2, D, H1, M, N1 e R1 tem proveniência de alimentação no Quadro A1 da subestação A e os quadros B3, F, Y1 e Z1 tem como proveniência de alimentação o Quadro A'1 da Subestação A'. Com a exceção das subestações H1 e Z1, os quadros MT são alimentados por dois *Feeders* distintos.

Em situação normal de exploração, estes quadros tem os dois semi-barramentos independentes, sendo cada um deles alimentado através da respetiva chegada, podendo esses dois semi-barramentos ser interligados por um disjuntor de acoplamento. O fecho do acoplamento é realizado pelo sistema ATS, quando detetado mínimo de tensão numa das chegadas ou por atuação manual do sistema. Em qualquer dos casos o fecho do acoplamento só acontece com a abertura de uma das chegadas, mantendo-se dessa forma os dois semi-barramentos alimentados.

Os quadros de MT, tem como principal função alimentar e proteger transformadores redutores de 6/0,4 kV e motores de potência superior a 150 kW.

Estes quadros são caracterizados por:

- Possuírem resistência elevada às solicitações térmicas e dinâmicas que procedam da corrente de curto-circuito em questão;
- Os comandos e proteções serem realizados a 230 Vdc (*Direct Current*);
- Possuírem sinalizações e alarmes locais que informam da situação em que se encontra cada circuito;
- Todos os disjuntores e contatores são extraíveis e podem ser colocados em três posições possíveis:
  - Introduzido: Circuito de potência introduzido pronto a energizar.
  - Ensaio: Permite realizar teste ao comando dos equipamentos, sem que estes sejam energizados;
  - Extraído - Circuito de potência extraído a montante e a jusante. Posição para consignação de segurança.

Nas saídas para transformadores são utilizados disjuntores com proteção eletrónica com seguintes funções de proteção ANSI [1]:

- 49 - *Machine or Transformer Thermal Relay / Thermal Overload*;
- 50 - *Instantaneous Overcurrent Relay*;
- 51 – *Time Overcurrent Relay*;

- 50N - *Neutral Instantaneous Overcurrent*;
- 51N - *Neutral Time Overcurrent*;
- 87T - *Transformer Differential;*

Nas saídas para motores são utilizados contactores ou disjuntores de acordo com a potência do motor associado, ie, para motores de potência superior a 150 kW e até 400 kW é utilizado um contactor, para potências superiores é utilizado uma saída tipo disjuntor. Em ambos casos existe uma proteção do tipo rele eletrónico que fazem as seguintes funções de proteção ANSI [1].

- 27/27S – *Undervoltage;* [1]
- 37 - *Undercurrent or Underpower Relay;* [1]
- 46 - *Reverse-Phase or Phase Balance Current Relay or Stator Current Unbalance;* [1]
- 48 - *Excessive starting time*; [1]
- 49 - *Thermal Overload;* [1]
- 50 - *Instantaneous Overcurrent Relay;* [1]
- 50N - *Neutral Instantaneous Overcurrent;* [1]
- 51 - *Overcurrent Relay;* [1]
- 51N - *Neutral Time Overcurrent;* [1]
- 51LR - *Locked rotor*; [1]
- 66 - *Starts per hour.* [1]

Para os motores com saída em contator a proteção ANSI 50, é substituída por fusível e a ANSI 51 é realizada por rele eletrónico de proteção.

2.8.3. QUADROS DE FORÇA MOTRIZ DE BAIXA TENSÃO (MCC)

Estes quadros têm nível de tensão 0,4 kV, com neutro diretamente à terra (sólido) não distribuído, alimentam e protegem todo o equipamento de força motriz, principalmente motores de indução trifásicos com potência até 150 KW.

Tal como os quadros de 6 kV, são quadros bipartidos com duas alimentações independentes e acoplamento comandado por um sistema ATS. Cada chegada é alimentada por um transformador com potência suficiente para suportar por si só o consumo dos dois meios quadros.

Estes quadros podem ser controlados e comandados pelo sistema CCRE, no entanto por opção apenas existe telecomando e supervisão sobre os disjuntores das chegadas e o disjuntor de acoplamento.

Os quadros MCC da refinaria são quadros caracterizados na sua forma construtiva de separação interna como 4b (de acordo com a norma IEC 61439-2: *Low-voltage switchgear and controlgear assemblies; Part 2: Power switchgear and controlgear assemblies).*

Todos as saídas são extraíveis e podem ser colocados em três posições possíveis:

- Introduzido: Circuito de potência introduzido pronto a energizar.
- Ensaio: Permite realizar teste ao comando dos equipamentos, sem que estes sejam energizados;
- Extraído - Circuito de potência extraído a montante e a jusante. Posição para consignação em segurança.
- Regra geral, os equipamentos alimentados a partir deste tipo de quadros estão protegidos por reles de proteção eletrónicos que tem ativas as proteções de curto-circuito (Ansi 50), sobrecarga (Ansi 51), defeito de terra (Ansi 64), blocagem de rotor e arranque demasiadamente longo (Ansi 50LR). [1]

Tabela 3 **Quadros MCC [1]**

Subestação	Quadro MCC (BT)	Tensão	Proveniência	I_k (kA)	I_p (kA)	In (A)
A	A3	0,4	A2	80	176	3200
B	B2	0,4	B3	80	176	3200
B	B4	0,4	B3	80	176	3200
C	C4	0,4	C2	80	176	3200
D	D1	0,4	D	80	176	2500
F	F1	0,4	F	80	176	2500
J	J1/J2	0,4	A1	80	176	1250
K	K1	0,4	B3	80	176	2500
M	M1	0,4	M	50	145	2500
N	N2	0,4	N1	80	176	3200
N	N3	0,4	N1	80	176	3200
R	R2	0,4	R1	45	145	3200
R	R3	0,4	R1	45	145	2500
R	R4	0,4	R1	45	145	2500
R	R5	0,4	R1	45	145	3200
Y	Y2	0,4	Y1	80	176	3200
W	W3	0,4	C2	65	170	2470

Tabela 4 **Quadros de iluminação da RM. [1]**

Subestação	Quadro MCC (BT)	Tensão	Proveniência	I_k (kA)	I_p (kA)	In (A)
A	TGE2	400/230	A2	25		630
B	TGE 3	400/230	B3	25		630
C	CE5	400/230	C2	25		630
D	DE5	400/230	D	25		630
F	FE5	400/230	F	25		630
K	TGE7	400/230	B3	25		630
M	TGE8	400/230	M	25		630
N	N4	400/230	N1	25		630
R	R6	400/230	R1	25		630
Y	Y3E	400/230	Y1	25		630

2.8.4. QUADROS DE ILUMINAÇÃO (SERVIÇOS AUXILIARES)

Os quadros de iluminação são do tipo gaveta extraível, constituídos por um só barramento e o seu nível de tensão é 230/400 V, neutro distribuído. Nestes quadros o sistema CCRE dispõe da imagem do estado das chegadas.

Por falta de tensão na chegada, um autómato verifica a existência de tensão na chegada de socorro e a situação do quadro de origem. Se tudo estiver em condições normais, dá ordem de fecho à chegada de socorro e o quadro garante a continuidade do serviço.

É a partir dos quadros de iluminação que são alimentados eletricamente todas as iluminações e tomadas de uso geral com neutro distribuído.

Na tabela 4 encontram-se indicados os quadros de iluminação principais da RM.

2.9. SISTEMA DE TERRA

A RM possui uma rede de terras interligada, que se estende por todo o complexo industrial. Esta complexa malha de terras é realizada por um conjunto de condutores em cobre nu que se interligam em elétrodos de terra ou barramentos de terra. O valor médio global da resistência de terra é inferior a 0,5 Ω.

Todos os equipamentos estáticos são ligados à terra em pelo menos dois pontos e equipamentos dinâmicos em pelo menos um ponto.

2.10.CONCLUSÃO

Neste capítulo apresentou-se uma descrição geral da rede elétrica da refinaria de Matosinhos e dos seus principais constituintes.

Descreveu-se de que forma é feita distribuição elétrica, quais os níveis de tensão envolvidos e o regime de neutro predominante em BT e MT.

Apresentou-se os principais quadros elétricos o seu formato e respetivas proteções elétricas.

Abordou-se ainda o sistema de terras existente na refinaria.

3. CURTO-CIRCUITO

De acordo com a definição apresentada na IEC-60909, “Curto-circuito é o percurso acidental ou intencional, de baixa impedância, entre duas ou mais partes condutoras onde o potencial entre elas é forçado a ser igual ou próximo a zero”, ou segundo Sucena Paiva,

“Curto-circuito designa um percurso de baixa impedância, resultante de um defeito, através do qual se fecha uma corrente, geralmente muito elevada”. [2] [3]

A corrente elétrica resultante é designada por corrente de curto-circuito, e geralmente atinge valores muito elevados, dependendo do tipo de curto-circuito.

A magnitude da corrente de curto-circuito (máxima ou mínima) num sistema trifásico em um qualquer ponto rede, depende primeiramente da configuração da rede, dos geradores e motores em operação e em segundo lugar do estágio de operação no momento imediatamente antes da ocorrência do curto-circuito. [4]

A ocorrência de um curto-circuito, coloca os equipamentos em situação anormal de exploração e dependendo do tipo e da duração poderá apresentar como consequência:

- Incêndio e risco para a vida;
- Deterioração irreversível do isolamento (de cabos, enrolamentos e outros) devido a aquecimento provocado pelas correntes elevadas;

- Grandes esforços eletrodinâmicos entre fases dos elementos condutores dos equipamentos tais como barramentos, suportes de barramentos e enrolamentos, entre outros;
- Variações de tensão, com quedas de tensão muito elevadas em algumas fases e por vezes com elevações de tensão em outras;
- Perdas de fornecimento de energia.

Assim é então indispensável um cálculo preciso da magnitude destas correntes expectáveis para um apropriado dimensionamento dos equipamentos da instalação.

De uma forma geral, calculam-se as correntes de curto-circuito com os seguintes objetivos:

- Determinação do poder de corte de disjuntores e fusíveis: com a previsão da corrente máxima de curto-circuito no ponto da rede onde estão instalados, tem-se o limite inferior do poder de corte destes dispositivos;
- Previsão dos esforços térmicos e eletrodinâmicos provocados pela passagem da corrente: todos os elementos da rede, sobretudo pontos nevrálgicos como barramentos e seccionadores, terão que suportar os efeitos destrutivos da passagem das correntes de curto-circuito;
- Regulação das proteções: a especificação das correntes e tempos de disparo das proteções baseia-se nos valores previstos da corrente de curto-circuito. [5]
- Dimensionamento de:
  - Dispositivos limitadores corrente, tais como reactâncias limitadoras de corrente;
  - Condutores;
  - Transformadores de corrente;
  - Quadros elétricos;
  - Entre outros.
- Cálculo dos esforços mecânicos dos elementos estruturais dos equipamentos;
- Dimensionamento e seleção do sistema de neutro. [5]

3.1. ALGUMAS DEFINIÇÕES

Em seguida apresentam-se algumas definições referentes à termologia de CC que serão utilizadas ao longo deste capítulo.

- I''_k Corrente inicial simétrica de curto-circuito: valor eficaz da componente simétrica alternada da corrente de curto-circuito presumida, no instante da ocorrência do curto-circuito.
- I_p - Valor máximo da corrente de curto-circuito: valor máximo instantâneo da corrente de curto-circuito presumida.
- I_b - Corrente simétrica de curto-circuito de corte: valor eficaz de um ciclo da componente alternada simétrica no instante da separação dos contactos do aparelho de corte.
- I_k - Corrente de curto-circuito permanente: é o valor eficaz da corrente de curto-circuito que se mantém após a extinção dos fenómenos transitórios.
- I_{DC} - Componente contínua da corrente de curto-circuito: valor médio da envolvente da corrente de curto-circuito, decrescente de um valor inicial até zero.
- S''_k - Potência inicial simétrica de curto-circuito.

3.2. CORRENTE DE CURTO-CIRCUITO

A corrente elétrica resultante de um curto-circuito é designada por corrente de curto-circuito e a sua magnitude e duração dependem essencialmente do tipo de curto-circuito, capacidade das fontes presentes no sistema e do valor da impedância entre as fontes a montante do local da ocorrência do defeito (curto-circuito).

Nos sistemas de corrente alterna, a maior contribuição para a corrente de curto-circuito tem origem nos geradores e nos motores síncronos e de indução. No momento da ocorrência do curto-circuito os motores síncronos e de indução funcionarão como gerador e fornecerão corrente ao curto-circuito. [6] [2]

3.2.1. CORRENTE DE CURTO-CIRCUITO SIMÉTRICA E ASSIMÉTRICA

Os termos “simétrico” e “assimétrico” designa a forma como a amplitude da corrente se apresenta ao longo da permanência do defeito em relação ao eixo dos tempos, isto é, se a amplitude da corrente de curto-circuito se apresentar de forma simétrica relativamente ao referido eixo, estaremos perante uma corrente de curto-circuito simétrica. Por outro lado, se a forma de onda da corrente se apresentar com mais presença em um dos lados (positivo ou negativo) estaremos na presença de uma corrente de curto-circuito assimétrica.

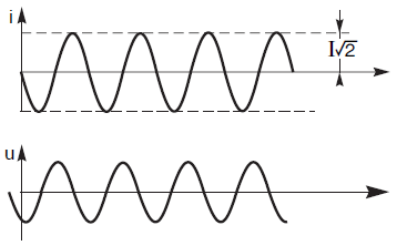


Figura 8 **Corrente de curto-circuito simétrica. [7]**

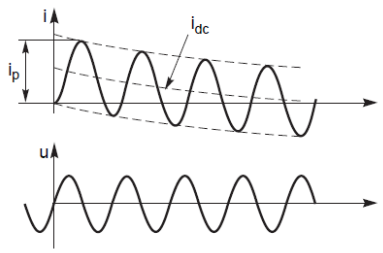


Figura 9 **Corrente de curto-circuito Assimétrica. [7]**

A assimetria da forma de onda da corrente curto-circuito depende fundamentalmente da presença de uma componente contínua na corrente de curto-circuito, que por sua vez depende essencialmente do momento em que ocorre o curto-circuito, isto é, se um curto-circuito ocorrer no momento em que a onda da tensão se encontra no pico e se por exemplo o circuito conter apenas reactâncias ($\cos\varphi = 1$), teremos ausência de componente continua e como tal a onda de corrente iniciar-se-á em zero e com um desenvolvimento totalmente sinusoidal. Se o curto-circuito ocorrer no momento em que a onda de tensão se encontra no ponto zero, então a onda de corrente de curto-circuito também se iniciará em zero, contudo terá um comportamento assimétrico.

A presença da componente contínua acarreta um aumento significativo do valor de pico das primeiras alternâncias da corrente de curto-circuito, o qual pode atingir na primeira $1{,}8\sqrt{2} = 2{,}55$ vezes o valor eficaz da componente alternada. [3]

3.3. TIPOS DE CURTO-CIRCUITO

Os curto-circuitos podem ser divididos em Curto-Circuitos simétricos, envolvendo as três fases com uma impedância de defeito igual em todas as fases. E os Curto-Circuitos assimétricos, são aqueles que envolvem apenas uma fase (fase-terra) ou duas fases (fase-fase e fase-fase-terra). [7]

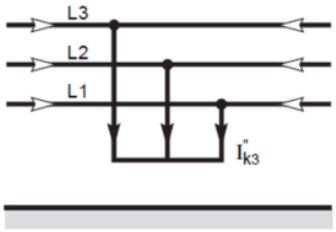


Figura 10 **Curto-circuito Trifásico. [2]**

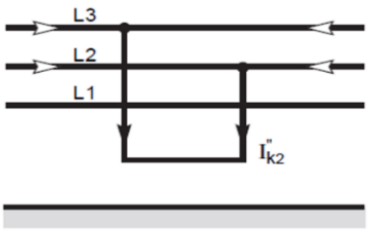


Figura 11 **Curto-circuito bifásico. [2]**

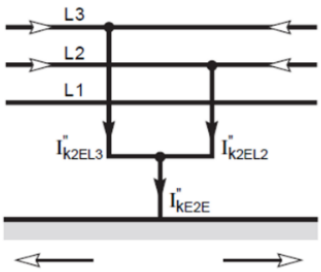


Figura 12 **Curto-circuito bifásico com terra. [2]**

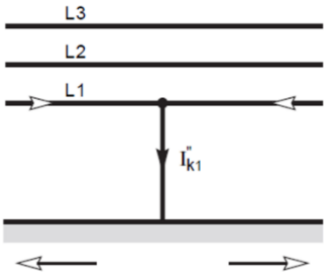


Figura 13 **Curto-circuito monofásico. [2]**

Em sistemas trifásicos existem essencialmente quatro tipos de curto-circuito, que são caracterizados da seguinte forma:

I. Curto-circuito trifásico:

- Estão envolvidas três fases com uma impedância de defeito igual em todas as fases;
- Este tipo de curto-circuito não ocorre frequentemente, contudo o seu cálculo é essencial pois geralmente os seus resultados representam os valores de corrente de curto-circuito de maior magnitude necessários para dimensionamentos da instalação, tais como:
- Ajuste dos dispositivos de proteção contra sobreintensidade de corrente;
- Capacidade de interrupção dos disjuntores;
- Capacidade térmica de cabos e equipamentos;
- Capacidade dinâmica dos equipamentos;
- Capacidade dinâmica de barramentos.
- Calculado apenas em uma fase;
- É considerado um Curto-circuito Simétrico. [3] [7]

II. Curto-circuito Bifásico:

- Estão envolvidas duas fases;
- Condutores carregados de forma diferente;
- Para curto-circuito junto ao gerador I''k2 > I''k3. [8]

III. Curto-circuito Bifásico-Terra:

- Em sistemas com ponto de neutro isolado ou com bobina de supressão I"kEE < I"k2E. [8]

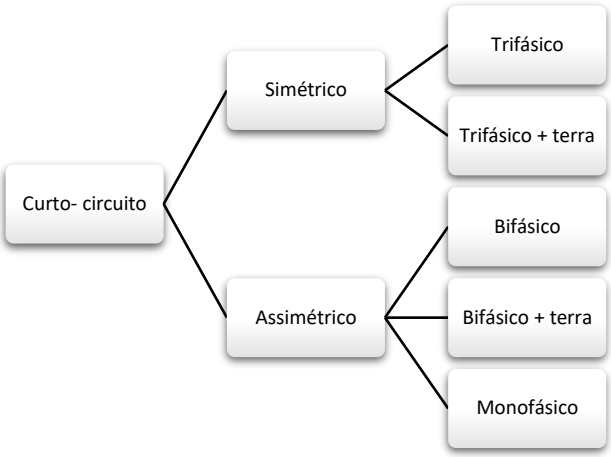


Figura 14 **Tipos de curto-circuito. [1]**

IV. Curto-circuito monofásico:

- Envolve uma fase e a terra;
- É muito frequente em redes de baixa tensão
- Essencial o seu cálculo para:
  - O comprimento máximo dos cabos (iec-60364 parte 52, 2011);
  - A proteção contra contactos indiretos (iec-60364 parte 41, 2011);
  - Proteção sobreaquecimento (iec-60364 parte 43, 2011);
  - Definição secção mínima dos condutores de uma malha de terra;
  - Limite das tensões de passo e toque;
  - Dimensionamento da impedância do ponto neutro para sistema IT.

Os curto-circuitos referidos em II), III) e IV) são considerados assimétricos, pois que envolvem apenas uma fase (fase-terra) ou duas fases (fase-fase ou fase-fase-terra). [3] [7]

Se a impedância de defeito for nula, o curto-circuito diz-se franco ou sólido. [3]

3.4. COMPONENTES DO SEE QUE INFLUENCIAM O CURTO-CIRCUITO

3.4.1. FONTES

Para determinação da magnitude das correntes de curto-circuito, é de extrema importância que sejam consideradas todas as fontes, que possam contribuir para o curto-circuito.

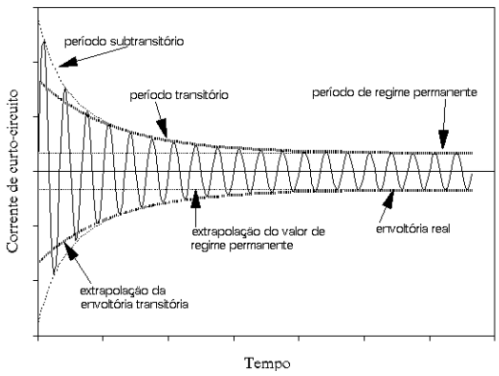


Figura 15 **Corrente de armadura simétrica em CC de uma máquina síncrona. [10]**

3.4.2. GERADORES

A principal fonte das correntes de curto-circuito são os geradores. No gerador síncrono, a corrente de curto-circuito, cujo valor inicial é muito elevado, vai decrescendo até alcançar o regime permanente. Assim, pode-se afirmar que o gerador é dotado de uma reatância interna variável, compreendendo inicialmente uma reatância pequena até atingir o valor constante, quando o gerador alcança seu regime permanente. [9]

Assim uma das características principais de um gerador é o seu valor de reatância subtransiente X''_d. Este valor subtransiente ocorre imediatamente após um curto-circuito e continua por apenas alguns ciclos (Ver figura 15).

Para cálculos de corrente de curto-circuito, o valor da reatância subtransiente é usado porque produz a maior corrente de curto-circuito.

3.4.2.1. MOTORES DE INDUÇÃO

Durante um curto-circuito, os motores de indução ficam submetidos a uma tensão praticamente nula que provoca a interrupção da sua operação normal. Contudo, a inércia do rotor e da carga faz com que estes continuem em rotação durante algum tempo, passando nos instantes iniciais do curto-circuito a funcionar como gerador, isto é, durante o curto-circuito o motor de indução trifásico deixa de receber a energia reativa da rede, que necessita para a excitação, diminuindo rapidamente o fluxo magnético, contribuindo para o CC apenas durante o período subtransitório (2 a 4 ciclos). Contudo e apesar de ser por um período curto a contribuição de corrente de um motor de indução trifásico para o Curto-Circuito é praticamente equivalente à sua própria corrente de arranque. [7]

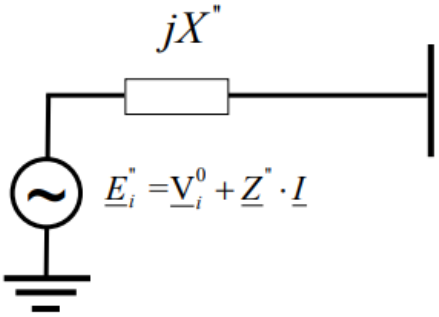


Figura 16 **Modelo de máquina assíncrona. [8]**

Os motores de média tensão e de elevada potência influenciam significativamente no valor da corrente de curto-circuito e como tal deverão ser considerados individualmente como reactância no diagrama de impedância, cujo valor corresponderá à reactância subtransitória da máquina.

3.4.3. COMPONENTES QUE LIMITAM OS VALORES DAS CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO

Os principais componentes que pela sua impedância limitam as correntes de curto-circuito são os transformadores, as linhas e os cabos.

3.4.4. REGIMES DE NEUTRO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Nos curto-circuitos que envolvem contactos à terra, o valor da componente homopolar é fortemente influenciado pelo regime de neutro do sistema, ou seja, a forma como se encontra o neutro em relação à terra influencia o comportamento do sistema a quando de um defeito à terra, influenciando a regulação das proteções.

3.4.5. NEUTRO EM MT E AT

Na indústria são mais comummente utilizados três tipos de ligação do neutro à terra, designadas por: neutro ligado à terra, neutro isolado e neutro indiretamente ligado à terra através de bobina de Petersen, resistência ou reactância. [12]

3.4.6. NEUTRO INDIRETAMENTE LIGADO À TERRA:

O neutro é ligado à terra através de uma impedância que é dimensionada de modo que a corrente de defeito não seja tão alta que permita a manutenção do arco (se este for por arco),

nem tão baixa que não seja detetável pelas proteções elétricas. A impedância a colocar entre o neutro e a terra, pode ser uma resistência (resistência de ponto neutro) ou uma reactância (bobina de ponto neutro). [12]

O objetivo principal de utilização deste regime é a limitação da corrente de defeito.

3.4.7. BOBINE DE PETERSEN OU DE EXTINÇÃO:

A bobina de Peterson é uma bobina com núcleo em ferro e de reactância variável, isto é, a sua indutância é adaptável à rede existente. [12]

Este sistema de ligação do neutro à terra habitualmente designado por neutro ressonante.

A bobina de Peterson utiliza-se habitualmente em redes de cabos subterrâneos muito longas, quando se exige que não haja disparo ao primeiro defeito.

As vantagens deste sistema são:

- Redução da corrente de defeito, mesmo que a capacidade entre as fases e a terra seja elevada.
- Extinção espontânea de defeitos não permanentes.
- A tensão de contacto é limitada no local do defeito.
- A instalação permanece em serviço mesmo em caso de um defeito permanente.
- O primeiro defeito é indicado através da corrente que circula através da bobine.

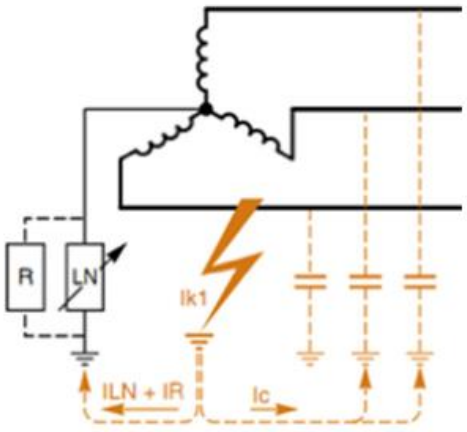


Figura 17 **Bobina de Peterson. [13]**

Os inconvenientes são:

- Custo elevado, porque a bobina tem que ser adaptada à compensação das capacidades da linha.
- É necessário garantir que a corrente residual no sistema elétrico durante o defeito não é perigosa para as pessoas ou equipamentos.
- Elevado risco de sobretensões transitórias no sistema elétrico.
- Necessita de pessoal treinado, para supervisionar o funcionamento do sistema.
- Dificuldade implementar o sistema de proteções para o primeiro defeito.

3.4.8. REACTÂNCIA DE NEUTRO:

A reactância de neutro é um transformador zig-zag que cria um "neutro artificial", ao qual se pode associar ou não uma impedância. Normalmente é utilizado quando não existe um ponto de neutro acessível. Neste tipo de ligação à terra é instalado um transformador de intensidade (TI) que mede o valor da corrente homopolar e faz atuar as proteções em caso de defeito. [12] [13]

As vantagens deste sistema são as seguintes:

- Limita o valor das correntes de defeito;
- Proteções fáceis de implementar se a limitação da corrente for superior à corrente capacitiva no sistema;

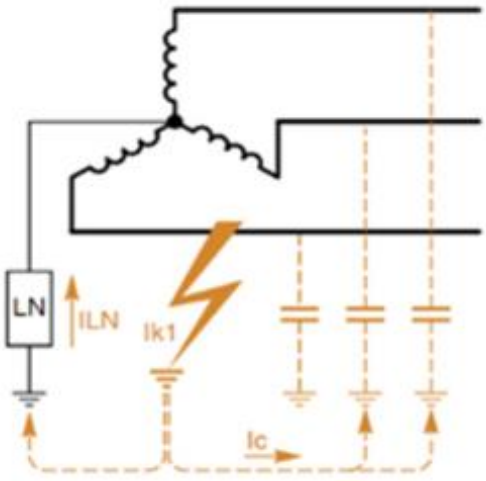


Figura 18 **Neutro impedante. [13]**

- A impedância possui baixa resistência e não dissipa grande quantidade de energia térmica, assim sendo o tamanho pode ser reduzido.

As desvantagens deste sistema são:

- A continuidade de serviço é degradada, o defeito tem de ser eliminado o mais rápido possível assim que ocorre.
- Quando os defeitos são eliminados, podem ocorrer sobretensões elevadas devido à ressonância que pode ocorrer entre as capacidades e a reatância da rede de distribuição.

3.4.9. NEUTRO RESISTIVO

Neste tipo de ligação o ponto neutro acessível, é ligado à terra através de uma resistência. [12] [13]

As vantagens deste sistema são as seguintes:

- Bom compromisso entre um valor baixo da corrente de defeito e fácil eliminação de sobretensões;
- Não exige equipamento com isolamento fase-terra dimensionado para tensões compostas (fase-fase);
- Sistemas de proteção simples e seletivos.

Já as desvantagens que o sistema apresenta são:

- A continuidade de serviço é bastante afetada e os defeitos à terra têm de ser eliminados o mais rápido possível (disparo ao primeiro defeito)
- O custo aumenta com o valor do nível de tensão da rede e o valor máximo da corrente de defeito fase-terra

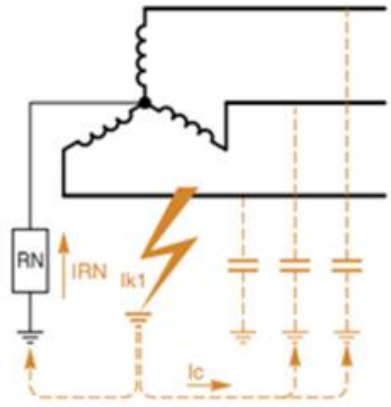


Figura 19 **Neutro resistivo. [2]**

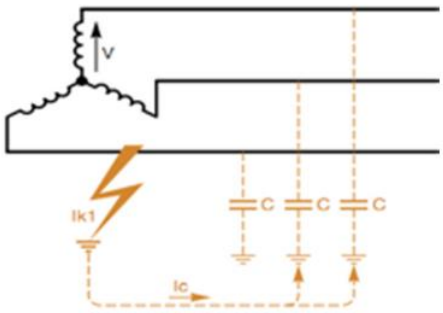


Figura 20 **Neutro isolado. [13]**

3.4.10. NEUTRO ISOLADO

No sistema de neutro isolado por norma um defeito à terra não produz um curto-circuito, exceto se dois defeitos fase-terra simultâneos ocorrerem em duas das fases.

No entanto, é necessário o seu isolamento ser previsto para a tensão composta, visto ser aquela a que são levadas as fases sãs quando de um contacto fase-terra. [13]

3.4.11. NEUTRO DIRETAMENTE LIGADO À TERRA

Neste tipo de regime a ligação do ponto neutro é realizada diretamente à terra, por uma impedância de valor praticamente nulo, correspondendo à resistência entre o elétrodo de terra e a terra, e à impedância do próprio condutor de terra.

Este sistema implica uma situação de Curto-circuito para um defeito do tipo fase-terra, obrigando à retirada da rede de serviço logo que surja uma avaria. As correntes de Curto-Circuito atingem valores elevados, exigindo sistemas adequados às grandezas dessas mesmas correntes. As fases sãs do sistema ficam a uma tensão igual a 1.4 vezes a tensão simples, cerca de 80% da tensão composta do sistema. [13] [12]

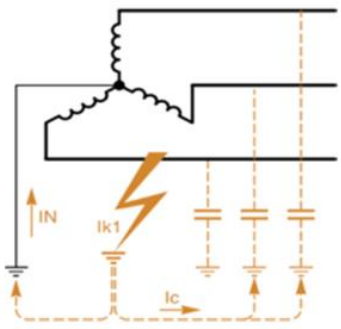


Figura 21 **Neutro diretamente ligado à terra. [13]**

3.4.12. REGIMES DE NEUTRO BAIXA TENSÃO

A classificação dos regimes de neutro das redes de distribuição BT e as respetivas redes e instalações de utilização é estabelecida de acordo com a Norma IEC- 60364-4-41 e como definido nas Regras técnicas de Instalações Elétricas de Baixa Tensão (RTIEBT) – Secção 312.2, sendo definidos três regimes:

- Regime TN;
- Regime TT;
- Regime IT;

3.4.13. ESQUEMA TN

O esquema TN tem um ponto ligado diretamente à terra, sendo as massas da instalação ligadas a esse ponto por meio de condutores de proteção. De acordo com a disposição do condutor neutro e do condutor de proteção, consideram-se os três tipos de esquemas TN seguintes:

a) Esquema TN-S: onde um condutor de proteção (distinto do condutor neutro) é utilizado na totalidade do esquema;
b) Esquema TN-C-S: As funções de neutro e de proteção estão combinadas num único condutor numa parte do esquema;
c) Esquema TN-C: As funções de neutro e de proteção estão combinadas num único condutor na totalidade do esquema. [14] [15]

As principais desvantagens dos regimes TN são:

- Corte da instalação ao primeiro defeito de isolamento;
- Precauções acrescidas pelo facto de não haver corte do neutro
- Maiores riscos de incêndio devido às elevadas correntes de defeito

O regime de neutro TN, é utilizado essencialmente em instalações industriais ou redes em que é difícil efetuar boas ligações à terra ou não é possível utilizar dispositivos diferenciais. [15]

Neste regime de neutro um defeito de isolamento é similar a um curto-circuito entre fase e neutro. [16]

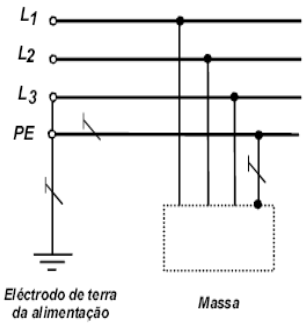


Figura 22 **TN-S. [14]**

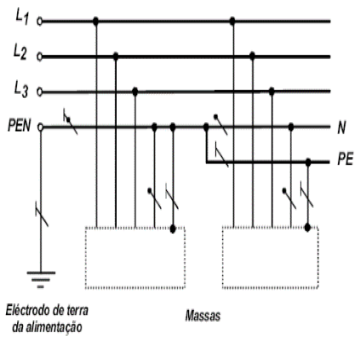


Figura 23 **TN-C-S. [14]**

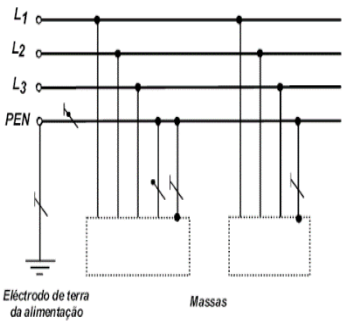


Figura 24 **TN-C. [14]**

3.4.14. ESQUEMA TT

O esquema TT (exemplificado na figura 25) tem um ponto da alimentação ligado diretamente à terra de serviço, sendo as massas da instalação elétrica ligadas a elétrodos de terra de proteção eletricamente distintos do elétrodo de terra da alimentação.

O regime de neutro TT é o mais utilizado, sendo aplicado com muita frequência em redes de distribuição de energia elétrica.

Este sistema tem como principais vantagens, o facto de ser simples no estudo e conceção, bem como, ser fácil a localização de defeitos. Apresenta como principal desvantagem o corte da instalação ao primeiro defeito de isolamento. [15]

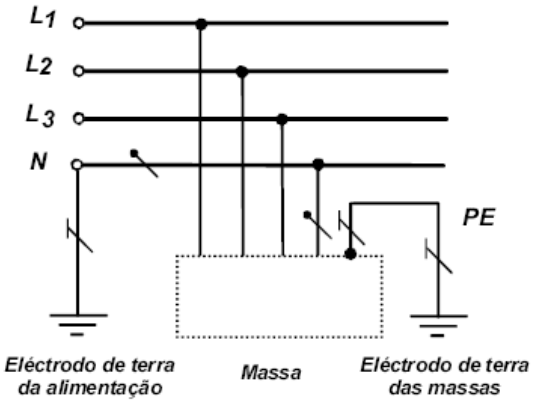


Figura 25 **Regime TT. [14]**

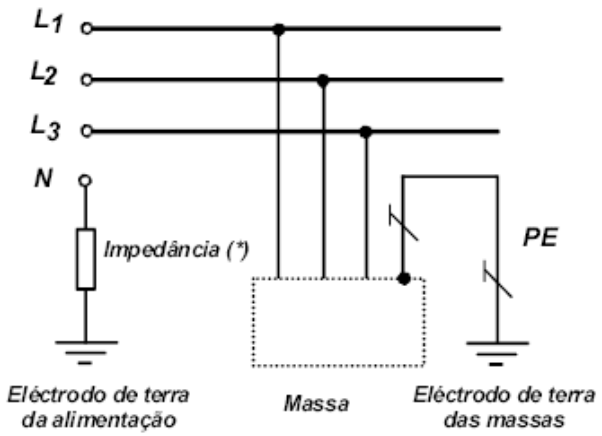


Figura 26 **Regime de neutro IT. [14]**

3.4.15. ESQUEMA IT

No esquema IT (tipificado na figura 26), todas as partes ativas estão isoladas da terra ou um ponto destas está ligado à terra por meio de uma impedância, sendo as massas da instalação elétrica ligadas à terra, isto é, o neutro não é ligado à terra, ou é ligado através de uma impedância de valor elevado.

As ligações entre as massas, normalmente, são efetuadas através de um condutor de proteção.

O regime de neutro IT é o mais indicado quando se pretende evitar o corte da instalação ao primeiro defeito de isolamento. É um sistema que garante uma maior continuidade de serviço, sendo utilizado em hospitais (blocos operatórios), redes elétricas em aeroportos, minas, instalações com risco de incêndio ou explosão. [14] [15]

3.5. DESENVOLVIMENTO DA CORRENTE DE CURTO-CIRCUITO

Dependendo da distância (esta distância não necessariamente física, significa que o valor da impedância do gerador é inferior à impedância dos elementos entre o gerador e local do defeito) que separa do local da ocorrência do defeito ao gerador, será necessário considerar os CC afastados do gerador e próximos ao gerador.

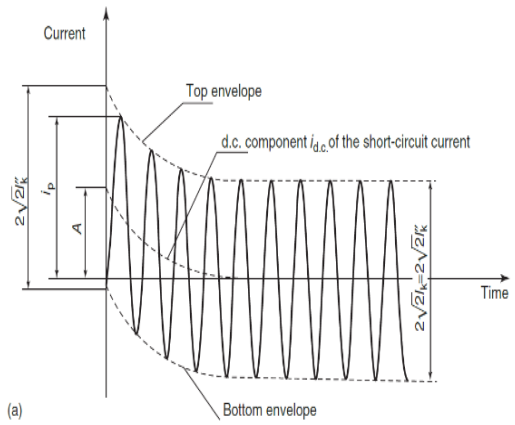


Figura 27 **Comportamento no tempo da corrente de CC afastado do gerador. [2]**

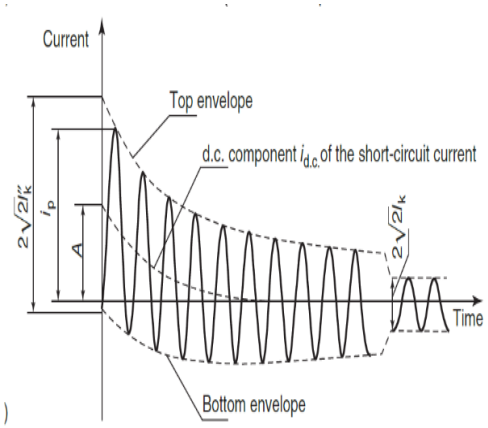


Figura 28 **Comportamento no tempo da corrente de CC perto do gerador. [2]**

3.5.1. CURTO-CIRCUITO AFASTADO DO GERADOR

Nas situações mais comuns a condição transiente passa apenas por resolver um circuito simples composto por uma fonte de tensão e uma impedância.

A seguinte equação diferencial pode ser usada para descrever o comportamento no tempo da corrente de curto-circuito:

$$\mathrm{i}.R + L\frac{di}{dt} = \sqrt{2}\,.E\,.\sin(\omega t + \phi)\,. \qquad (1)$$

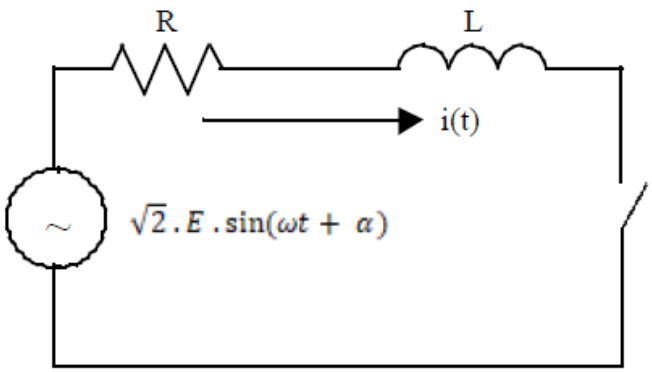


Figura 29 **Circuito de curto-circuito equivalente. [9]**

onde:

E Valor eficaz da fonte de tensão sinusoidal;

i Valor de corrente instantâneo em qualquer momento após o início do CC;

R Resistência do circuito em ohms;

L Indutância do circuito em Henries (= X/ω);

T Tempo em segundos;

ϕ Angulo da tensão do momento em que ocorre o curto-circuito;

ω 2πf onde f é a frequência do sistema em hertz. [6] [8]

e em que i_k é igual ao somatório de duas componentes, uma componente alternada sinusoidal simétrica i_{ac} (representa o estado estável), e uma componente aperiódica i_{dc} cujo valor inicial depende do angulo ψ_k e seu decaimento até zero depende da relação R/L.

$$i = i_{ac} + i_{dc} . \tag{2}$$

A componente de corrente de CC simétrica i_{ac} pode ser formulada da seguinte forma:

$$i_{ac} = \frac{\sqrt{2}\,E}{Z} \sin(\omega t + \alpha - f) . \tag{3}$$

A componente aperiódica i_{dc} pode ser formulada da seguinte forma:

$$i_{dc} = -\frac{\sqrt{2}\,E}{Z} . sin(\alpha - \phi) . e^{-\frac{\omega t R}{X}} . \tag{4}$$

O angulo de fase da corrente de curto-circuito pode ser determinado por:

$$\phi = arctan\frac{X}{R} \tag{5}$$

E a impedância

$$Z = \sqrt{R^2 + X^2} . \tag{6}$$

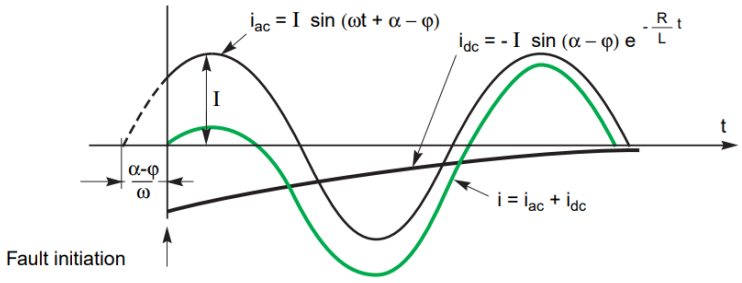


Figura 30 **Componentes da onda de corrente de CC. [16]**

A expressão final que caracteriza a evolução temporal da corrente de curto-circuito i é a seguinte:

$$i = -\frac{\sqrt{2}E}{Z}\,.sin(\alpha-\phi).e^{-\frac{\omega tR}{X}} + \frac{\sqrt{2}E}{Z}\sin(\omega t+\alpha-\phi). \quad (7)$$

O valor de pico da corrente de curto-circuito (I_p) dependerá do valor do angulo de fase da corrente de curto-circuito (φ_k), ou seja, da razão R/X do circuito.

A determinação de I_p é crucial para a especificação das características construtivas dos equipamentos a utilizar na instalação elétrica, o seu valor pode ser deduzido da através da utilização da seguinte fórmula:

$$i_p = i_{ac}.\sqrt{2}\,.\kappa\,. \quad (8)$$

A corrente de CC inicial simétrica é praticamente constante ao longo do desenvolvimento do CC.

O coeficiente k pode ser retirado da figura 31 ou calculado utilizando a seguinte expressão:

$$k = 1{,}02 + 0{,}98\,e^{-3\frac{R}{X}}\,. \quad (9)$$

Em conclusão pode-se afirmar que os curto-circuitos afastados do gerador são caracterizados da seguinte forma:

- A corrente de curto-circuito é composta por:
  - Uma componente periódica constante (i_{ac}),
  - Uma componente aperiódica (i_{dc});
- A presença de uma componente DC na corrente de curto-circuito faz com que esta apresente características de assimetria, em relação ao eixo dos tempos, nos instantes que se seguem ao aparecimento do curto-circuito; [7]
- A magnitude da corrente de curto-circuito depende do angulo da corrente e atinge o seu valor máximo em $\varphi_k = 90^o$ (circuito puramente indutivo);

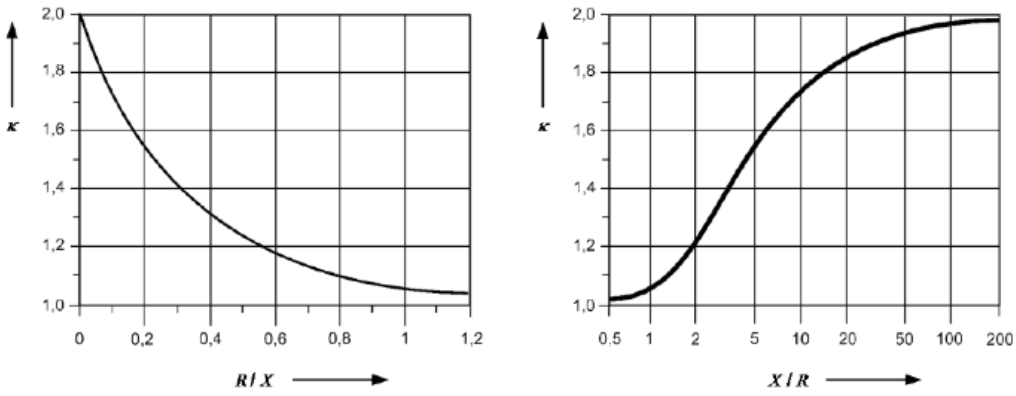


Figura 31 **Fator κ em função da relação R/X ou X/R. [2]**

3.5.2. CURTO-CIRCUITO PRÓXIMO DO GERADOR

No caso do curto-circuito próximo de um gerador, onde a impedância predominante é a do próprio gerador, o curto-circuito desenvolve-se em três períodos:

- Período subtransitório (primeiros 10 a 20 ms do CC): período inicial durante o qual a corrente de Curto-circuito diminui rapidamente de valor;
- Período transitório (até 500 ms): período seguinte, correspondendo a uma diminuição mais lenta da corrente de CC, até ser atingido o valor permanente desta corrente;
- Período permanente: período em que a corrente de curto-circuito apresenta o seu valor estacionário.

De notar que a reactância vai aumentando de valor à medida que se vai passando de período. Isto é, a reactância no período subtransitório é significativamente menor do que no período permanente, o que explica o facto de o valor da componente alternada simétrica da corrente de curto-circuito ir reduzindo desde a corrente inicial simétrica de CC até à corrente de CC permanente, à medida que o curto-circuito decorre.

Num curto-circuito perto do gerador o valor da componente simétrica ac não permanece constante, isto é, a máquina síncrona primeiro entrega uma corrente de curto-circuito superior a duas vezes o valor nominal dessa mesma máquina.

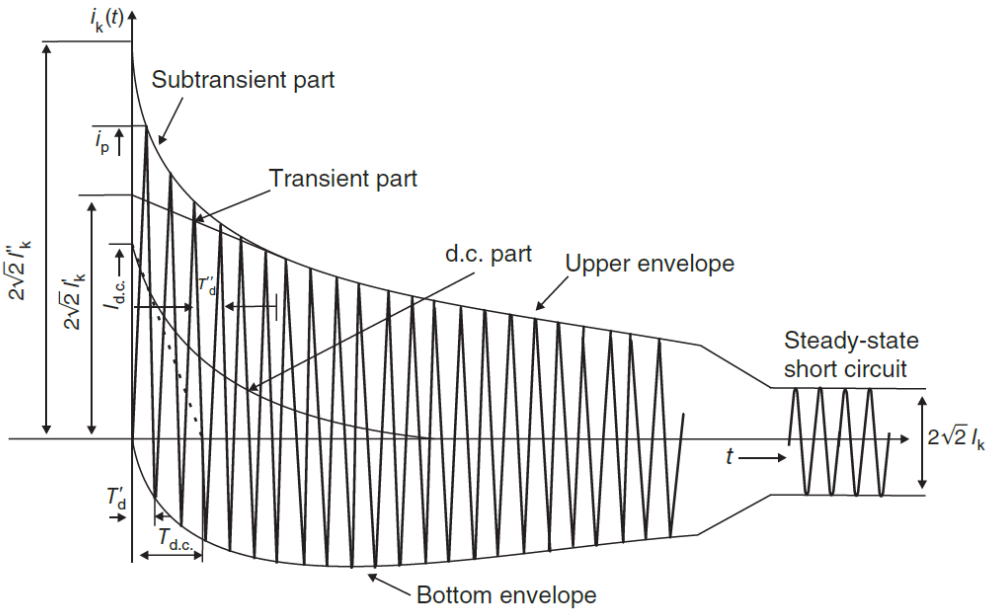


Figura 32 **CC junto ao gerador. [2]**

Para cada um dos três períodos identificados, está associado à contribuição da variação da reactância dos alternadores (geradores síncronos), isto é:

- Período subtransitório está associado à reactância subtransitória X”$_d$
- Período transitório está associado à reactância transitória X’$_d$
- Período permanente está associado à reactância síncrona X_d

O desenvolvimento temporal da corrente de curto-circuito aos terminais de um gerador, pode ser definido através da seguinte expressão: [16]

$$i(t) = E\sqrt{2}\left[\left(\frac{1}{X''_d} - \frac{1}{X'_d}\right)e^{\frac{-t}{T''d}} + \left(\frac{1}{X'_d} - \frac{1}{X_d}\right)e^{\frac{-t}{T'd}} + \frac{1}{X_d}\right]\cos\omega t - \frac{E\sqrt{2}}{X''_d}\,e^{\frac{-t}{Ta}}. \qquad (10)$$

Onde:

E Tensão Fase-Neutro aos terminais do gerador;

X”$_d$ Reactância subtransitória;

X’$_d$ Reactância transitória;

X_d Reactância síncrona;

T”$_d$ Constante de tempo associada ao período subtransitório;

T’$_d$ Constante de tempo associada ao período transitório;

T_a Constante de tempo associada à constante aperiódica.

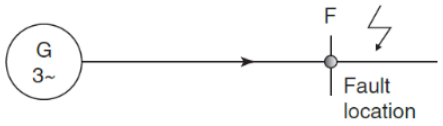


Figura 33 **Ligação inifilar de um gerador. [11]**

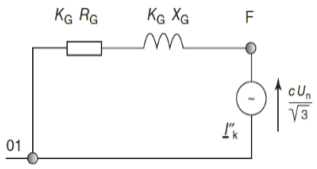


Figura 34 **Esquema equivalente de um gerador. [11]**

A IEC-60909 utiliza um fator de correção de impedância para geradores K_G ligados diretamente ao sistema elétrico (sem transformador entre a rede e o gerador). A fórmula do fator a utilizar é expressa pela equação 11: [4]

$$K_G = \frac{U_n}{U_{rG}} \cdot \frac{c_{max}}{1+ x''_d \cdot \sqrt{1- cos^2 \varphi_{rG}}} . \qquad (11)$$

De acordo com a IEC-60909 a expressão para determinação da corrente de curto-circuito com ligação direta à rede é a seguinte:

$$I''_k = \frac{c.U_n}{\sqrt{3}\,(R_G + jX''_d).K_G} . \qquad (12)$$

Substituído o fator de correção (K_G) na equação anterior

$$I''_k = \frac{c}{c_{max}} \cdot \frac{U_{rG}}{\sqrt{3}\,(R_G + jX''_d)} \cdot (1 + x''_d \cdot sin\,\varphi_{rG}) . \qquad (13)$$

3.6. MÉTODOS DE CÁLCULO DE CORRENTES CURTO-CIRCUITO

Um cálculo preciso da magnitude de correntes de curto-circuito em função do tempo, é uma operação que implica a necessidade de resolução de equações diferenciais complexas. No entanto na grande maioria das situações, dependendo da finalidade do estudo, não são necessários cálculos exaustivos que contemplem a determinação das correntes de curto-circuito em função do tempo. O desenvolvimento de técnicas simplificadas, permitem obter esses resultados sem que exista a necessidade de resolver as referidas equações diferenciais complexas. [17]

Os métodos de cálculo de curto-circuitos baseiam-se no teorema da sobreposição, que permite calcular separadamente a situação depois do defeito, e no teorema de Thévenin, que fornece a base conceptual para esses cálculos. Tecnicamente, o cálculo é realizado por redução de impedâncias (redes simples) ou matricialmente (redes de grande dimensão). [3]

3.6.1. TEOREMA DA SOBREPOSIÇÃO

O método ou teorema de sobreposição é considerado um método exato para cálculo de correntes de curto-circuito. Ao utilizar o teorema da sobreposição é possível considerar o estado da rede apos o defeito como a sobreposição de dois estados, isto é, um estado de pré defeito onde todos os geradores reais ligados à rede são considerados e um gerador fictício (colocado no local do defeito) não é considerado por ter potencial igual ao barramento e a corrente que o percorre é zero e um segundo estado, onde é colocado no circuito um gerador fictício com polaridade invertida no local do defeito. [3]

Tal como já referido é um método exato que permite determinar as correntes de curto-circuito em qualquer situação de exploração da rede. Apresenta como principal desvantagem, a necessidade de ser conhecido ou especificado o estado da rede elétrica no momento imediatamente antes da ocorrência do defeito. [8] Usando o teorema da sobreposição é possível considerar o estado da rede após o defeito como a sobreposição de dois estados. O estado 1 corresponde à situação de pré defeito e inclui todos os geradores reais ligados à rede, o segundo estado corresponde à situação no momento da ocorrência do defeito de curto-circuito onde apenas um gerador fictício no local do defeito é considerado.

Este método é essencialmente realizado em três passos:

1º- São calculados valores de corrente e tensão para o instante anterior ao início do defeito (com os valores especificados para a rede em estado estacionário). Nestes cálculos são considerados impedâncias, geradores e cargas. O gerador fictício com polaridade positiva não é tido em conta. - Estado 1 [8]

Na figuras 35 pode ser observado o diagrama simplificado de uma rede exemplo e na figura 36 a representação do gerador fictício de polaridade positiva.

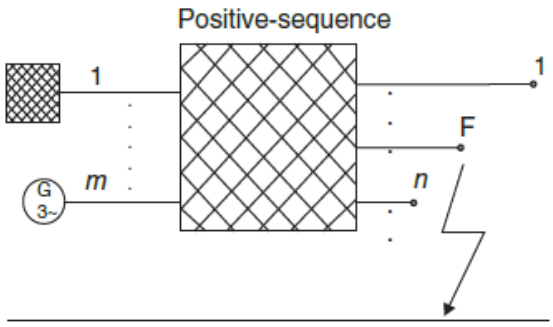


Figura 35 **Diagrama simplificado de rede "exemplo". [9]**

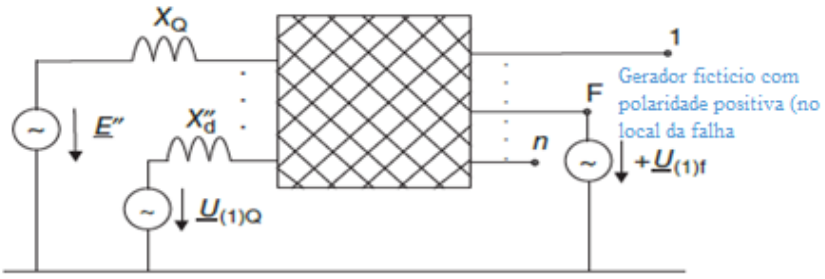


Figura 36 **Esquema equivalente do momento anterior ao CC. [9]**

2º- São calculados os valores de corrente e tensão no momento da ocorrência do curto-circuito. No local da ocorrência do defeito é introduzido no circuito um gerador fictício com polaridade invertida, este gerador será único no circuito (figura 37). Máquinas síncronas e assíncronas e linhas, são substituídos pelas respetivas impedâncias internas. Ver figura 37. - Estado 2 [8]

3º- As tensões nodais e as correntes nos ramos pós-defeito obtêm-se pela soma das correntes e tensões obtidas nos dois referidos estados. A corrente de defeito é obtida no ramo que simula o defeito de curto-circuito (antes do defeito esse ramo não existe]. [3] [8]

Nota: a impedância de defeito não se encontra representada nos diagramas unifilares apresentados anteriormente.

A aplicação do teorema de Thévenin no Estado 2, permite estabelecer um esquema equivalente onde são representados a impedância de Thévenin, isto é, impedância da rede (quando se anulam todas as fontes) vista a partir do ponto de defeito e a fonte com tensão igual ao valor de pré defeito V_i^0.

Nota: Z_{def} é impedância de defeito no local de curto-circuito. [3]

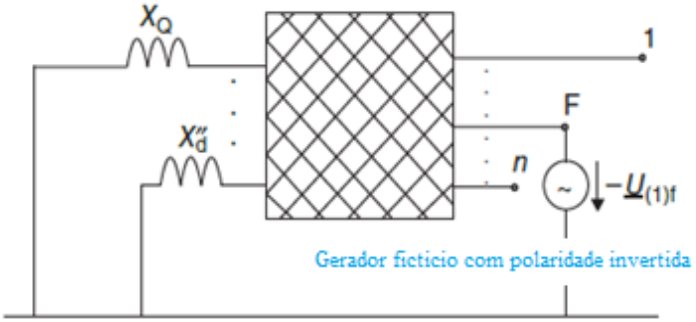


Figura 37 **Esquema equivalente momento do CC. [9]**

Assim podemos calcular da seguinte forma a corrente de curto-circuito simétrica:

$$I_i^{cc} = \frac{V_i^0}{Z_{def} + Z_t}. \tag{14}$$

Se considerarmos $Z_{def} = 0$, então teremos:

$$I_i^{cc} = \frac{V_i^0}{Z_t}. \tag{15}$$

3.6.2. CIRCUITO EQUIVALENTE DE THÉVENIN

O teorema de Thévenin estabelece que qualquer circuito linear visto de um ponto pode ser representado por uma fonte de tensão, igual à tensão do ponto em circuito aberto, em série com uma impedância, igual à impedância do circuito vista desse mesmo ponto.

É um método válido tanto para circuitos simples como para circuitos complexos servindo de base para a realização de cálculos de curto-circuitos.

O circuito equivalente de Thévenin pode ser observado na figura 38.

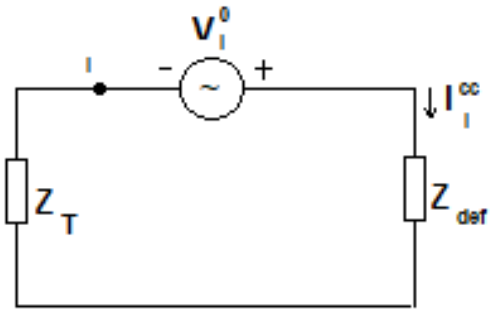


Figura 38 **Circuito equivalente de Thevenin. [9]**

3.6.3. FONTE DE TENSÃO EQUIVALENTE

Este método é uma simplificação relativamente a outros métodos e é o método recomendado pela IEC-60909-0-2016. Consiste na introdução de uma fonte de tensão equivalente no local de ocorrência do Curto-circuito, que será a única fonte de tensão presente no sistema. Todas as restantes fontes serão curto-circuitadas.

A fonte equivalente é dada pela seguinte expressão $\frac{c\,U_n}{\sqrt{3}}$ onde, o fator c a utilizar deverá ser de acordo com o recomendado na tabela 1 da IEC-60909-0.

Todos os componentes tais como, cabos, máquinas síncronas e assíncronas, transformadores entre outros são substituídos no sistema pela sua impedância interna. [2]

Nominal system voltage U_n	Voltage factor c for the calculation of	
	maximum short-circuit currents c_{max} [a]	minimum short-circuit currents c_{min}
Low voltage 100 V to 1 000 V (IEC 60038:2009, Table 1)	1,05[c] 1,10[d]	0,95[c] 0,90[d]
High voltage[b] >1 kV to 230 kV (IEC 60038:2009, Tables 3, 4)	1,10	1,00
High voltage[b, e] > 230 kV (IEC 60038:2009, Table 5)	1,10	1,00

[a] $c_{max}U_n$ should not exceed the highest voltage U_m for equipment of power systems.
[b] If no nominal system voltage is defined $c_{max}U_n = U_m$ or $c_{min}U_n = 0{,}90 \cdot U_m$ should be applied.
[c] For low-voltage systems with a tolerance of ±6 %, for example systems renamed from 380 V to 400 V.
[d] For low-voltage systems with a tolerance of ±10 %.
[e] For nominal system voltages related to U_m > 420 kV, the voltage factors c are not defined in this standard.

Figura 39 **Tabela 1 – Factores de tensão . [4]**

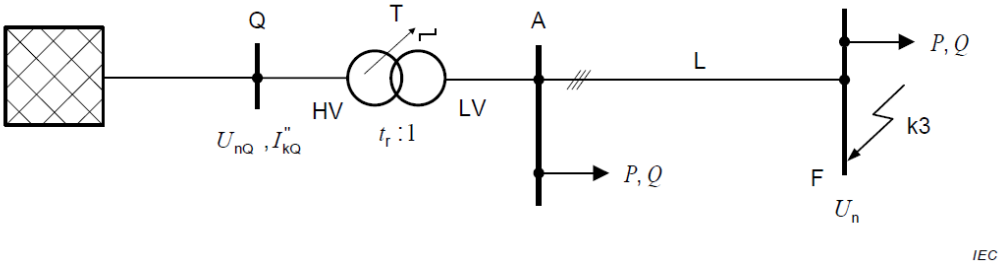


Figura 40 **Diagrama do sistema. [2]**

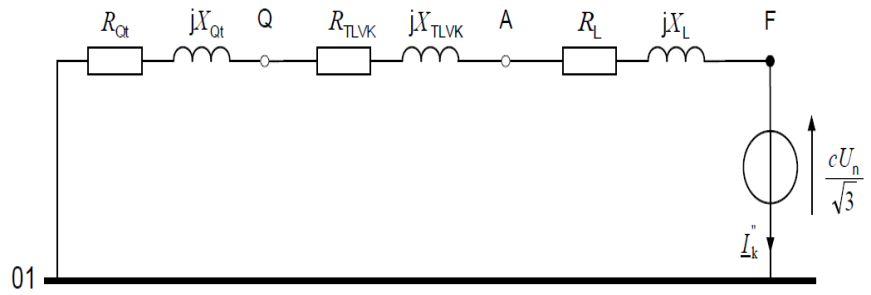


Figura 41 **Circuito equivalente com impedâncias e fonte de tensão. [2]**

Este método assume as seguintes condições:

- Cargas passivas e capacitância dos condutores podem ser negligenciadas;
- As tomadas dos transformadores não necessitam de ser considerados;
- As excitações dos geradores não terão de ser necessariamente considerados;
- Não é considerada a situação anterior ao defeito.

3.7. OUTROS MÉTODOS

Existem outros métodos não expostos neste documento, tais como [17]:

- Método da linearidade; [18] [19]
- Circuito equivalente de Norton;
- Teorema de *Millman's*; [20]
- Teorema da reciprocidade; [20]
- *Sinusoidal forcing function*; [18]
- Representação fasorial; [18]
- Representação *Fourier*; [18]
- Teorema da equivalência; [20]
- Método das impedâncias paralelas;
- Cálculo com recurso a variáveis referência.

3.8. COMPONENTES SIMÉTRICAS

Os curto-circuitos simétricos de uma forma geral podem ser calculados a partir de um circuito equivalente onde é representado apenas uma fase no sistema direto. Para os restantes curto-circuitos, ou seja, os assimétricos, a utilização do método das componentes simétricas surge como uma das formas mais ajustadas para cálculo deste tipo de defeito.

O método das componentes simétricas, que também é conhecido por Teorema de Fortescue, foi desenvolvido e publicado sob o título a "Teoria das Componentes Simétricas" em 1918 por Charles L. Fortescue.

L. Fortescue demonstra na sua teoria que "Um sistema desequilibrado de n fasores relacionados, pode ser convertido em n sistemas equilibrados de fasores, chamados de componentes simétricas dos fasores originais. Os n fasores de cada conjunto de componentes, são iguais em amplitude e os ângulos entre fasores adjacentes de cada conjunto, são iguais". [18] [19]

O Teorema Fortescue mostra que qualquer sistema trifásico assimétrico, pode decompor-se numa soma de três sistemas trifásicos simétricos, denominados componentes simétricas, com os nomes de Sistema Direto ou "sequencia positiva", Sistema Inverso ou "sequencia negativa" e Sistema Homopolar ou "sequencia zero". [19]

A identificação das componentes dos três sistemas, é habitualmente realizado com recurso à utilização de índices. A IEC-60909-0 utiliza a seguinte:

1 - Para grandezas referentes ao sistema direto. Exemplo $I_{(1)}$;

2 - Para grandezas referentes ao sistema inverso. Exemplo $U_{(2)}$;

0 - Para grandezas referentes ao sistema homopolar. Exemplo $I_{(0)}$;

A caracterização da assimetria de um sistema trifásico assimétrico é, normalmente, feita pelo valor do grau de assimetria, que é a razão entre o valor eficaz da componente inversa e o valor eficaz da componente direta: $\varepsilon_G = G_i/G_d$. Esta definição pressupõe o conhecimento das componentes simétricas em grandeza (amplitude) e em fase (ângulo de fase). [20]

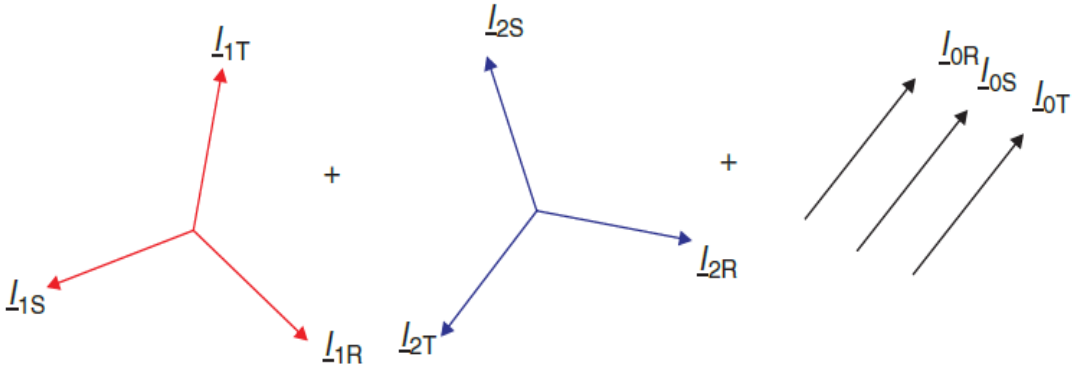


Figura 42 **Sistema direto. [8]** Figura 43 **Sistema inverso. [8]** Figura 44 **Sistema Homopolar. [8]**

As componentes simétricas são calculadas através de transformações matriciais dos fasores trifásicos de corrente ou tensão. A obtenção das três correntes (I_R, I_S e I_T) é realizada de acordo com as seguintes equações:

$$I_R = I_{R(1)} + I_{R(2)} + I_{R(0)} . \quad (16)$$

$$I_S = a^2 . I_{R(1)} + a . I_{R(2)} + I_{R(0)} . \quad (17)$$

$$I_T = a . I_{R(1)} + a^2 I_{R(2)} + I_{R(0)} . \quad (18)$$

Nota 1: Equações escritas tomando como referência a fase R.

Nota 2: R = L_1, S = L_2 e T = L_3.

com

$$a = 1\angle 120 = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2} \quad \text{e} \quad a^2 = 1\angle 240 = -\frac{1}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2}$$

Nota: do mesmo modo que para as correntes, pode definir-se uma decomposição em componentes simétricas para as tensões.

As equações anteriores podem-se escrever de forma compacta sob a forma:

$$[I_{RST}] = [T] . [I_{R(120)}] \quad (19)$$

Onde T é a matriz de Fortescue:

$$[T] = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ a^2 & a & 1 \\ a & a^2 & 1 \end{bmatrix} . \quad (20)$$

$[I_{RST}]$ e $[I_{R(120)}]$ representam as correntes nas fases e as componentes simétricas respetivamente.

Como

$$[I_{RST}] = [T] . [I_{R(120)}] \equiv [I_{R(120)}] = [T]^{-1} . [I_{RST}] . \quad (21)$$

Onde

$$[T]^{-1} = \frac{1}{3}\begin{bmatrix} 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} . \quad (22)$$

A equação permite calcular as componentes simétricas a partir das correntes nas fases:

$$I_{R(1)} = \frac{I_R + aI_S + a^2 I_T}{3}. \tag{23}$$

$$I_{R(2)} = \frac{I_R + a^2 I_S + aI_T}{3}. \tag{24}$$

$$I_{R(0)} = \frac{I_R + I_S + I_T}{3}. \tag{25}$$

Ou em notação matricial:

$$\begin{bmatrix} I_{R(1)} \\ I_{R(2)} \\ I_{R(0)} \end{bmatrix} = \frac{1}{3}\begin{bmatrix} 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} . \begin{bmatrix} I_R \\ I_S \\ I_T \end{bmatrix}. \tag{26}$$

3.8.1. IMPEDÂNCIA NAS COMPONENTES SIMÉTRICAS

Tal como já referido, apenas nos curto-circuitos simétricos poderá ser considerado unicamente a impedância do sistema direto.

Ou seja em todos os outros casos para que seja possível determinar os respetivos circuitos equivalentes é necessário considerar os três sistemas (direto, inverso e homopolar).

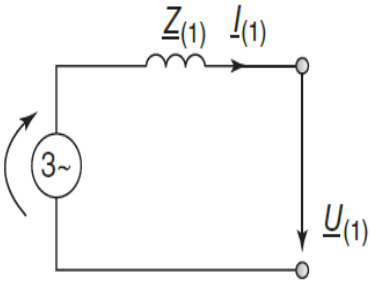


Figura 45 **Diagrama equivalente da Sequência direta. [9]**

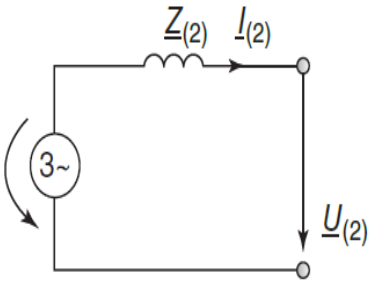


Figura 46 **Diagrama equivalente Sequência inversa. [9]**

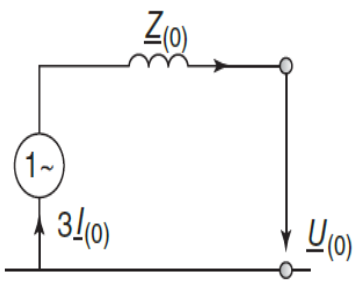


Figura 47 **Diagrama equivalente Sequência homopolar. [9]**

3.9. SISTEMA POR UNIDADE (PU)

O sistema "por unidade", é um dos vários métodos utilizado na simplificação da resolução das questões relativas aos cálculos de correntes de curto-circuito. Este método consiste na definição de valores de base para as grandezas (tensão, corrente, potência, etc.), seguida da substituição dos valores das variáveis e constantes (expressas no Sistema Internacional de unidades) pelas suas relações com os valores de base pré-definidos. [21]

Pode-se definir um sistema pu como:

$$por\ unidade\ (pu) = \frac{o\ valor\ atual\ (em\ qualquer\ unidade)}{base\ (na\ mesma\ unidade)}\ . \tag{27}$$

$$U\ (pu) = \frac{U}{U_{base}}\ . \tag{28}$$

É escolhida uma tensão e uma potencia aparente e a partir destas calculada a impedância de base e a corrente de base da seguinte forma:

$$Z_b = \frac{(V_b)^2}{S_b}. \tag{29}$$

$$I_b = \frac{S_b}{\sqrt{3}V_b}. \tag{30}$$

No cálculo de corrente de curto-circuito é selecionada apenas uma base que é aplicada na globalidade da rede a ser analisada.

A mudança de base quando necessária, como por exemplo no caso das máquinas cujo valor das reactâncias é dado em percentagem em função da potência aparente, deverá ser utilizada a seguinte expressão:

$$Z^1_{pu} = Z^1_{pu}.\frac{S^1_b}{S^0_b}.\left(\frac{V^0_b}{V^1_b}\right)^2. \tag{31}$$

3.10. CONCLUSÃO

Neste capítulo abordou-se essencialmente o estado de arte relativo ao tema curto-circuito onde se apresentou a definição de CC, de corrente de CC e de tipos de CC.

Apresentaram-se ainda, os elementos que influenciam o comportamento das correntes de CC, tais como, fontes que alimentam a corrente de CC e limitadores dessa mesma corrente e ainda, os diversos regimes de neutro em MT e BT.

Fez-se a diferenciação de CC próximo e afastado do gerador.

Foram ainda apresentados alguns métodos utilizados para cálculo de correntes de CC.

4. A IEC-60909

A norma IEC-60909 – "*Short-circuit currents in three-phase a.c. systems*" – servirá de referência para a determinação das correntes máximas de CC trifásico simétrico no presente trabalho. Esta norma é composta por cinco partes:

- IEC-60909-0: "*Calculation of currents*". Esta parte da IEC 60909 estabelece um procedimento geral, praticável e conciso levando a resultados que são geralmente de precisão aceitável. [5]
- IEC-TR-60909-1: "*Factors for the calculation of short-circuit currents according to IEC 60909-0*". Esta parte da IEC 60909 é um relatório técnico (TR) aplicável a cálculo de correntes de curto-circuito de sistemas trifásicos. Este relatório técnico visa mostrar a origem e a aplicação, dos fatores utilizados para responder com precisão técnica e simplicidade quando do cálculo de correntes de CC de acordo com IEC 60909-0. [29]
- IEC-TR-60909-2: "*Data of electrical equipment for short-circuit current calculations".* Esta parte da IEC 60909 compreende dados de equipamentos elétricos reunidos de diferentes países a serem usados quando necessário para o cálculo de correntes de curto-circuito de acordo com IEC 60909-0. [30]
- IEC-60909 –3: "Currents during two separate simultaneous line-to-earth short circuits and partial short-circuit currents flowing through earth". Esta parte da IEC 60909

especifica os procedimentos para o cálculo de correntes perspetivadas de CC para um CC desequilibrado em sistemas trifásicos de alta tensão. [31]

- IEC-TR-60909-4:" *Examples for the calculation of short-circuit currents*". Esta parte da IEC 60909 é um relatório técnico destinado ajudar na aplicação de IEC 60909-0 para o cálculo de correntes de curto-circuito em sistemas trifásicos. [31]

Na grande maioria das situações, dependendo da finalidade do estudo, não são necessários cálculos exaustivos que contemplem a determinação das correntes de curto-circuito em função do tempo (desde o momento inicial ao momento final do evento). Assim de uma forma geral quando se calcula as correntes de Curto-circuito procura-se apenas obter a:

1) Corrente máxima de curto-circuito, valor que que determina a capacidade dos equipamentos a instalar. Na determinação destas correntes deverão ser aplicadas as seguintes condições:
   - Deverá ser utilizado o fator de tensão (c_{max}) de acordo com o indicado na tabela 1 da IEC-60909;
   - Deverá ser escolhido a configuração de sistema e o máximo contributo de todas as fontes que leve à máxima corrente de curto-circuito;
   - Deverão ser introduzidos os fatores de correção de impedância (nos sistemas positivo, negativo e homopolar) indicados pela IEC-60909;
   - Quando forem utilizadas impedâncias equivalentes (ZQ) para representar fontes externas, deverá ser utilizado o menor valor;
   - Os motores deverão ser incluídos no cálculo. Nota: No caso dos motores assíncronos de baixa tensão poderá ser realizada uma simplificação dos cálculos onde os motores são agrupados e representados como um único motor equivalente. Nesta situação a seguinte poderá ser aplicada a seguinte parametrização ao motor equivalente:

     Z_M = Impedância de acordo com a equação de impedância dos motores

     I_{rM} = Soma das correntes nominais de todos os motores

     I_{LR}/I_{rM} = 5

     R_M/X_M = 0,42

     P_{rM}/p = 0.05 MW. p é o número de par de polos;

     [5]

Tabela 5 **Importância das correntes de curto-circuito. [2]**

Correntes de curto-circuito	**Equipamento**	**Correntes relevantes**		
		K3	**K2**	**K1**
Corrente máxima de CC				
Dinâmico	Componentes da instalação	i_p	i_p	-
Fecho do circuito	Dispositivos de corte	i_p	-	i_p
Abertura do circuito	Dispositivos de corte	I_b	-	I_b
Térmico	Cabos (por exemplo)	I_{th}	-	I_{th}
Corrente mínima de CC				
Atuação de proteções	Proteção	-	I''_k , I_k	I''_k , I_k

2) Corrente mínima de curto-circuito, que poderá ser por exemplo, a base para a seleção de fusíveis e a parametrização de proteções elétricas. [2]
   - Deverá ser utilizado o fator de tensão (c_{min}) de acordo com o indicado na tabela 1 da IEC-60909;
   - Deverá ser escolhido a configuração de sistema e o mínimo contributo de fontes que leve à mínima corrente de curto-circuito;
   - O fator de correção de impedâncias é igual a 1;
   - O valor a considerar para a resistência de condutores será a mais elevada de acordo com a seguinte equação:

$$R_L = [1 + \alpha\ (\vartheta_e - 20°\ C)].\ R_{L20} \quad (32)$$

Onde:

R_{L20} Resistência a 20º C.

σ_e Temperatura do condutor no final do curto-circuito.

α Fator cujo valor é 0,004/K

A IEC-60909 ainda classifica os curto-circuitos quanto à distância entre o defeito e o gerador:

- Curto-circuito próximo do gerador;
- Curto-circuito afastado do gerador. [5]

A IEC-60909 assume alguns pressupostos nos seus cálculos, sem contudo deixar de considerar que os resultados mantém uma precisão aceitável.

Os pressupostos utilizados são:

- Durante a duração do curto-circuito não existe alteração no tipo do curto-circuito;
- Durante a duração do curto-circuito não existem alterações da rede elétrica;
- A impedância dos transformadores é relativa à "tap" principal;
- Não são considerados resistências dos arcos;
- Não são considerados capacitâncias de linhas, admitâncias de shunt e cargas não rotativas. [5]

4.1. IMPEDÂNCIAS DE CURTO-CIRCUITO

As impedâncias positivas e negativas apresentam valores iguais (equação 33) para os cabos (*feeders*), transformadores, linhas aéreas de transmissão e reactâncias. [5]

$$Z_1 = Z_2 \tag{33}$$

Os cálculos de corrente máxima de curto-circuito com recurso ao método da fonte de tensão deverão ser utlizados fatores de correção de impedância:

- K_G- fator de correção para geradores;
- K_T- fator de correção para transformadores de rede;
- K_S – fator de correção para centrais de produção.

4.1.1. "ALIMENTADORES" DE REDE

Se a alimentação à rede elétrica é realizado sem que exista um transformador intercalado, ver figura 48, e apenas é conhecido o valor da corrente de curto-circuito inicial simétrica I''_{kQ}, nesse caso deverá ser aplicada a equação 34 para se obter a impedância Z_Q. [5]

$$Z_Q = \frac{c.U_{nQ}}{\sqrt{3}.I''_{kQ}}. \tag{34}$$

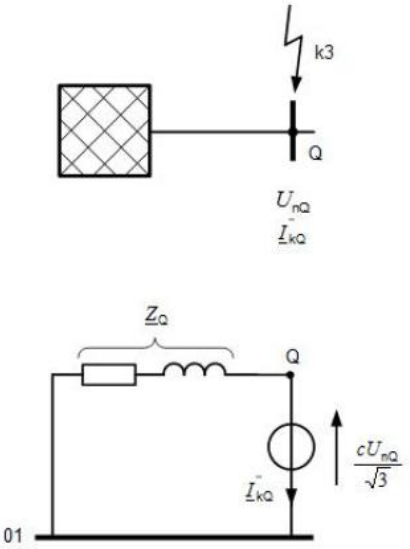


Figura 48 **Alimentação sem transformador. [2]**

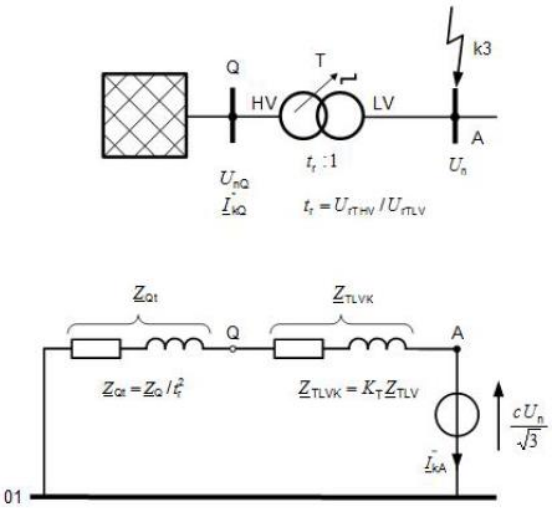


Figura 49 **Alimentação com transformador. [2]**

Se por outro lado a alimentação à rede é realizada com um transformador redutor intercalado, como representado na figura 49, onde apenas é conhecido o valor da corrente de curto-circuito inicial simétrica I''_{kQ} no ponto. [5]

$$Z_{Qt} = \frac{c.U_{nQ}}{\sqrt{3}.I''_{kQ}} \cdot \frac{1}{t_r^2} . \quad (35)$$

Q, então a impedância (de sequência positiva) equivalente de curto-circuito Z_{Qt} referida ao lado de tensão reduzida do transformador pode ser determinada pela fórmula 35.

Onde:

U_{nQ} Tensão nominal do sistema no ponto Q.

I''_{kQ} Corrente de curto-circuito inicial simétrica no ponto Q.

C Fator de tensão de acordo com tabela 1 da IEC-60909-0.

t_r Relação de transformação do transformador na tomada principal.

4.1.2. TRANSFORMADORES (DE DOIS ENROLAMENTOS)

A impedância de curto-circuito para transformadores de dois enrolamentos pode ser calculada a partir das características conhecidas do transformador tal como indicado nas equações 36, 37 e 38. [5]

$$Z_T = \frac{U_{kr}}{100\%} \cdot \frac{U_{rT}^2}{SrT} . \quad (36)$$

$$R_T = \frac{U_{Rr}}{100\%} . \frac{U_{rT}^2}{SrT} = \frac{P_{krT}}{3 . I_{rT}^2} . \quad (37)$$

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} . \quad (38)$$

Onde:

U_{rT} Valor da tensão nominal do transformador (primária ou secundária).

I_{rT} Valor da corrente nominal do transformador (primária ou secundária).

S_{rT} Potência aparente do transformador.

P_{krT} Perdas totais nos enrolamentos quando à intensidade nominal.

u_{kr} Tensão de CC (em %).

u_{Rr} É o valor da resistência de CC (em %).

A relação R/X do transformador normalmente diminui com o aumento da potência dos transformadores. Para efeitos de cálculos quando os transformadores apresentam potências muito elevadas, apenas o valor de reactância é levado em consideração pela razão de o valor da resistência ser consideravelmente baixo quando comparado com o valor da reactância.

A impedância negativa é utilizada em curto-circuitos desequilibrados, a IEC-60909 apresenta na IEC-TR-60909-4 diversos diagramas de acordo com o tipo de ligação do transformador. Ver exemplo que se apresenta na figura 50.

Um transformador de potência ou distribuição por norma liga (pelo menos) dois pontos da rede a tensões diferentes. Um fator de correção de impedância deverá ser utilizado quando se estiver a calcular valores de correntes máximas de curto-circuito. Estes fatores devem ser aplicados igualmente a impedância de sequência negativa e homopolar.

Dessa forma a nova impedância a considerar deverá ser: [5]

$$Z_{TK} = K_T . Z_T . \quad (39)$$

Em que:

$$K_T = 0{,}95 . \frac{c_{max}}{1+0{,}6.x_T} . \quad (40)$$

x_T Reactância relativa do transformador: [5]

$$x_T = \frac{X_T}{\frac{U_{rT}^2}{S_{rT}}} . \quad (41)$$

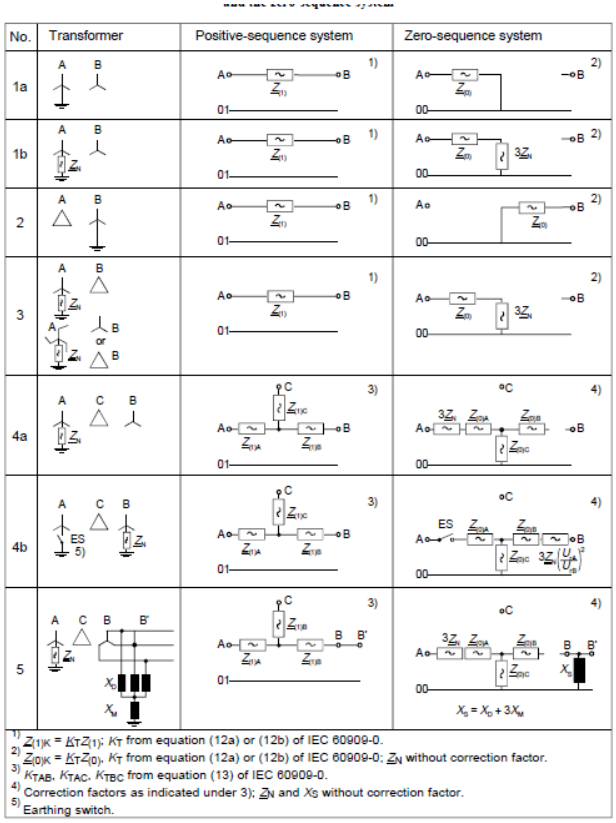


Figura 50 **Diagramas de impedancia equivalente para transformadores. [2]**

4.1.3. REACTÂNCIAS LIMITADORAS DE CURTO-CIRCUITO

As impedâncias de curto-circuito são iguais nos três sistemas (positivo, negativo e homopolar). [5]

$$Z_R = \frac{u_{kR}}{100\%} \cdot \frac{U_n}{\sqrt{3} I_{rR}} \text{ com } R_R << X_R \tag{42}$$

4.1.4. GERADORES SÍNCRONOS

Quando se está a calcular a máxima corrente de curto-circuito inicial simétrica em sistemas com geradores síncronos ligados diretamente à rede deverão ser utilizadas as seguintes impedâncias de sistema positivo: [5]

$$Z_{GK} = K_G \cdot Z_G = K_G \cdot (R_G + jX''_d) \tag{43}$$

Com o seguinte fator de correção: [5]

$$K_G = \frac{Un}{UrG} \cdot \frac{c_{max}}{1 + x''_d \sqrt{1 - \cos^2 \varphi_{rG}}} \cdot \tag{44}$$

Onde:

Z_{GK} Impedância subtransiente corrigida do gerador.

c_{max} Fator de tensão

U_n Valor da tensão nominal do sistema

U_{rG} Tensão nominal do gerador

R_G Resistência do gerador

$X"_d$ Reactância subtransiente saturada (do gerador)

Z_G Impedância subtransiente na sequência positiva (do gerador)

$\cos \varphi r_G$ Fator de potência do gerador nas condições nominais

$x"_d$ Reactância subtransiente saturada relativa à impedância nominal:

$$x"_d = \frac{X"_d}{Z_{rG}} \tag{45}$$

Onde:

$$Z_{rG} = \frac{U_{rG}^2}{S_{rG}} \tag{46}$$

A impedância de curto-circuito na sequência negativa é obtida da seguinte forma: [5]

$$Z_{(2)GK} = K_G . Z_{(2)G} = K_G . \left(R_{(2)G} + jX_{(2)G}\right) \tag{47}$$

Com:

$$X_{(2)G} = \frac{\left(X"_d + X"_q\right)}{2} \tag{48}$$

Se $X"_q$ não for conhecido é possível usar $X_{(2)G} = X"_d$ [5]

Para a impedância da sequência zero (ou homopolar) deverá ser utilizada a equação 49, sendo que em geradores cujo ponto de neutro se encontra ligado à terra por uma impedância o fator K_G não deverá ser utilizado. [5]

$$Z_{(0)GK} = K_G . Z_{(0)G} = K_G . \left(R_{(0)G} + jX_{(0)G}\right) \tag{49}$$

4.1.5. MOTORES ASSÍNCRONOS

A impedância para sequencia positiva ou negativa para motores assíncronos pode ser determinada da seguinte forma: [5]

$$Z_M = \frac{1}{I_{LR}/I_{rM}} \frac{U_{rM}}{\sqrt{3}\, I_M} = \frac{1}{I_{LR}/I_{rM}} \frac{U_{rM}^2}{S_{rM}} \tag{50}$$

Onde:

U_{rM} Tensão nominal do motor

I_{rM} Corrente nominal do motor

S_{rM} Potência aparente do motor

I_{LR}/I_{rM} Relação de corrente de rotor bloqueado pela corrente nominal do motor

O valor da impedância de sequência homopolar deverá ser fornecido pelo fabricante do motor. [5]

4.2. CORRENTE INICIAL SIMÉTRICA DE CURTO-CIRCUITO

Intensidade de corrente de curto-circuito simétrica inicial (I''_k) é o valor eficaz da componente simétrica alternada duma corrente de curto-circuito presumida no instante da ocorrência do curto-circuito, considerando que a impedância conserva o seu valor inicial.

De uma forma geral o cálculo da corrente de curto-circuito trifásica inicial I''_k, deverá ser calculada utilizando a fórmula 51 com a aplicação da fonte de tensão equivalente $cU_n/\sqrt{3}$ no local do curto circuito com o fator C de acordo com a tabela 1 da IEC-60909. [5]

$$I''_k = \frac{cU_n}{\sqrt{3}\,Z_k} = \frac{cU_n}{\sqrt{3}\,.\sqrt{(R_k^2 + x_k^2)}} \tag{51}$$

A impedância de curto-circuito pode ser determinada por método da redução da rede ou a partir da resolução da matriz das impedâncias nodais.

Para determinação de correntes de curto-circuito em central de produção de energia (com gerador) e com transformador de comutador de tomadas em carga, a corrente de curto-circuito simétrica no ponto F1 da figura 53, é determinada parcialmente pelas seguintes expressões: [5]

$$I''_{kG} = \frac{c_{max}.U_{rG}}{\sqrt{3}\,K_{G,S}\,.Z_G} \tag{52}$$

Com:

$$K_{G,S} = \frac{c_{max}.}{1 + x''_d.\sqrt{1 - cos^2\varphi_{rG}}} \tag{53}$$

$$I''_{kT} = \frac{c_{max} \cdot U_{rG}}{\sqrt{3} \cdot \left| \underline{Z}_{TLV} + \frac{\underline{Z}_{Qmin}}{t_r^2} \right|} \tag{54}$$

Para cálculo da corrente parcial I"$_{kGT}$ que circula para o ponto F2 da figura 53, utiliza-se a seguinte expressão: [5]

$$\underline{I}''_{kGT} = \frac{c_{max} \cdot U_{rG}}{\sqrt{3}} \cdot \left[\frac{1}{K_{G,S} \cdot \underline{Z}_G} + \frac{1}{K_{T,S} \cdot \underline{Z}_{TLV} + \frac{\underline{Z}_{Qmin}}{t_r^2}} \right] = \frac{c_{max} \cdot U_{rG}}{\sqrt{3} \cdot \underline{Z}_S} \tag{55}$$

Com

$$K_{T,S} = \frac{c_{max}}{1 - x_T \cdot \sqrt{1 - \cos^2 \varphi_{rG}}} \tag{56}$$

e $K_{G,S}$ calculado com a formula 53.

A corrente de curto-circuito total no ponto F1 ou F2 é encontrada quando adicionada a contribuição da corrente (I"$_{kATHV}$) dos motores de MT e BT existentes no sistema. [5]

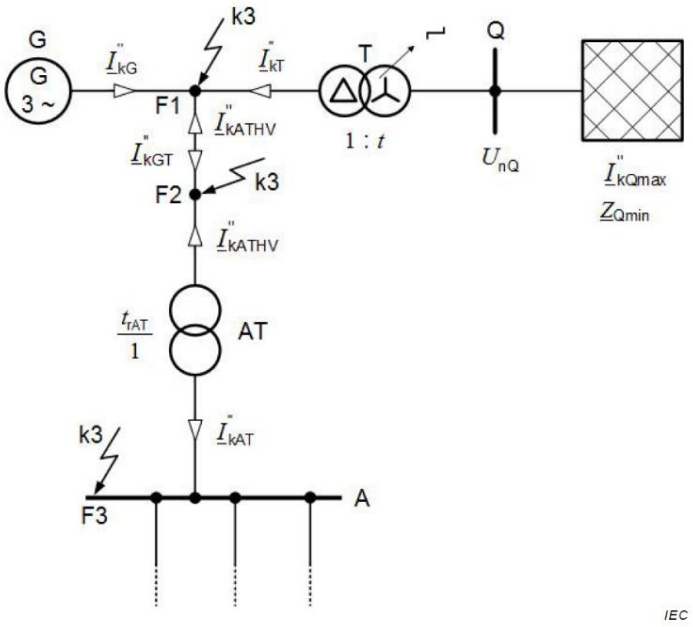


Figura 51 **Correntes de CC com contribuição de um gerador e uma fonte externa**

4.2.1. CORRENTE DE PICO DE CURTO-CIRCUITO (I_P)

A intensidade de corrente de pico (i_p), é o valor instantâneo máximo possível da corrente de curto-circuito presumida. Pode ser determinada adicionando o contributo individual de cada uma das fontes separadamente sendo que para ramos com geradores síncronos ou motores assíncronos a corrente de pico de curto-circuito pode ser calculada da seguinte forma: [5]

$$I_p = \sqrt{2}\, k\, I''_k \tag{57}$$

Onde κ é em função da relação de R/X ou X/R no local do defeito e pode ser retirado da figura 33 ou calculado utilizando a seguinte expressão:

$$k = 1{,}02 + 0{,}98\, e^{-3\frac{R}{X}}\,. \tag{58}$$

Nos ramos com geradores síncronos, deverão ser utilizados os seguintes valores para a resistência fictícia R_{Gf} para a determinação do fator κ: [5]

$R_{Gf} = 0{,}05.\ X''_d$ para geradores com $U_{rG} > 1$ kV e $S_{rG} \geq 100$ MVA

$R_{Gf} = 0{,}07.\ X''_d$ para geradores com $U_{rG} > 1$ kV e $S_{rG} < 100$ MVA

$R_{Gf} = 0{,}15.\ X''_d$ para geradores com $U_{rG} \leq 1$ kV

4.2.2. CORRENTE SIMÉTRICA DE CORTE (I_B)

A corrente simétrica de corte é o valor eficaz presumida no instante da separação dos contactos do primeiro polo (na abertura do aparelho de corte).

A corrente simétrica de corte (I_b) para um curto-circuito afastado do gerador, é igual à corrente de curto-circuito inicial simétrica (I''_k): [5]

$$I_b = I''_k \tag{59}$$

Para um curto-circuito próximo do gerador, I_b será determinado de acordo com o tipo de máquina, de uma das seguintes formas: [5]

a. Para máquinas síncronas:

$$I_b = \mu\, I''_k \tag{60}$$

b. Para máquinas assíncronas:

$$I_b = \mu\, q\, I''_k \tag{61}$$

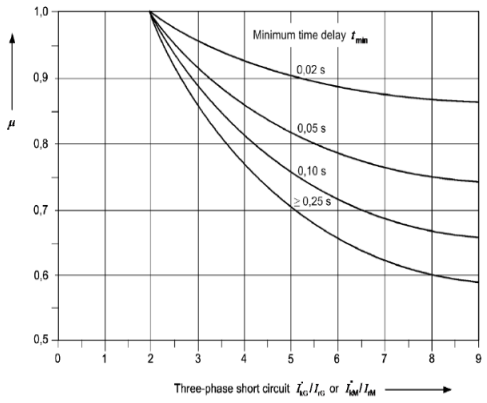


Figura 52 **Fator μ para calculo da corrente de CC I_b [4]**

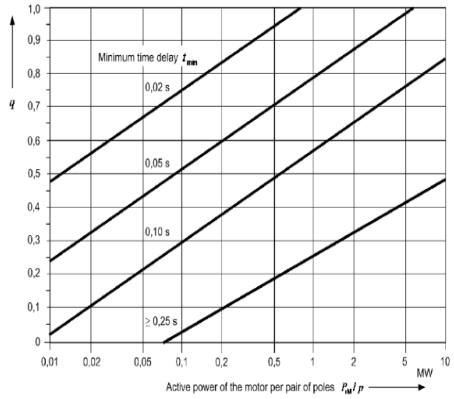


Figura 53 **Fator q para calculo da corrente de CC I_b para motores assincronos. [4]**

μ e q são fatores que são levados em conta no decrescimento da componente alternada (ac). São funções da relação entre o atraso de tempo mínimo (t_{min}) e a relação entre a corrente de curto-circuito inicial da máquina e sua corrente nominal (I''_{kG} / I_{rG}) , bem como a potência real por par de polos de máquinas assíncronas. Os padrões IEC permitem que se inclua ou exclua o efeito de decaimento da componente alternada das máquinas assíncronas no cálculo. [2] [5]

Na situação de múltiplos alimentadores a intensidade de corrente de corte I_b pode ser calculada realizando o somatório das diferentes correntes simétricas de corte:

$$I_b = \sum_i I_{bi} \tag{62}$$

4.2.3. COMPONENTE DC DO CURTO-CIRCUITO

A componente contínua (dc) da corrente de curto-circuito para o tempo de atraso mínimo de um dispositivo de proteção é calculado com base na corrente simétrica inicial de curto-circuito e na relação R/X do sistema: [5]

$$I_{dc} = I''_k \sqrt{2} \exp\left(-\frac{2\pi f t_{min}}{\frac{X}{R}}\right) \tag{63}$$

Onde:

F Frequência da rede;

t_{min} Tempo de atraso do aparelho de proteção;

X/R Valor do sistema a partir do local de defeito.

4.2.4. CORRENTE DE CURTO-CIRCUITO PERMANENTE

Intensidade de corrente de curto-circuito permanente (I_k) é o valor eficaz da corrente de curto-circuito que se mantém após a extinção dos fenómenos transitórios. O calculo desta corrente é menos preciso do que o calculo da corrente de curto-circuito inicial (I''_k). [2]

A corrente de curto-circuito permanente é uma combinação entre a rede externa e os geradores síncronos.

4.3. CÁLCULOS DOS DIFERENTES TIPOS DE CURTO-CIRCUITO

4.3.1. CURTO-CIRCUITO TRIFÁSICO

No dimensionamento de sistemas elétricos, é necessário considerar os curtos-circuitos trifásicos de forma a garantir a estabilidade mecânica e térmica dos sistemas assim como as características dos equipamentos que realizam a proteção de curto-circuito. [8]

O curto-circuito trifásico é um defeito simétrico, e nos casos gerais aplica-se a seguinte condição de defeito, [12]

$$U_R = U_S = U_T = 0\,. \tag{64}$$

$$I_R = I_S = I_T = 0\,. \tag{65}$$

Seguido de:

$$\begin{bmatrix} U_0 \\ U_1 \\ U_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3}\begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} . \begin{bmatrix} U_R \\ U_S \\ U_T \end{bmatrix}. \tag{66}$$

$$U_0 = U_1 = U_2 = 0$$

$$\begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3}\begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} . \begin{bmatrix} I_R \\ I_S \\ I_T \end{bmatrix} \tag{67}$$

tendo como base o circuito equivalente representado na figura 54, onde é representado o circuito equivalente para CC trifásico com fonte de tensão equivalente na posição da falha.

Para casos gerais a corrente simétrica inicial de curto-circuito trifásica, será calculada da seguinte forma:

$$I''_{k3} = \frac{c.U_n}{\sqrt{3}\,.Z_1} \tag{68}$$

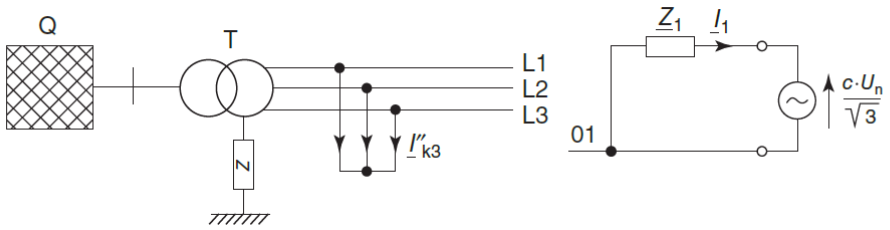


Figura 54 **Circuito equivalente para CC trifásico c/ fonte de tensão equivalente. [12]**

Nota: o fator c é escolhido de acordo com a tabela 1 da IEC-60909-0

Onde

$$Z_1 = \sqrt{(R_{1Q} + R_{1T} + R_{1L})^2 + (X_{1Q} + X_{1T} + X_{1L})^2}\,. \tag{69}$$

Ou por impedâncias individuais dos componentes

$$Z_1 = Z_{1Q} + Z_{1T} + Z_{1L} \tag{70}$$

4.4. CURTO-CIRCUITO BIFÁSICO COM CONTACTO COM A TERRA

Para o caso do curto-circuito bifásico com ligação à terra a forma de cálculo tendo em conta o circuito equivalente, é a seguinte [12]

$I_R = 0$, $I_S = -I_T$

$$I''_{kE2E} = I_S + I_T \tag{71}$$

$$U_S = U_T = 0$$

Da IEC-60909-0

$$I''_{kE2E} = \left|\frac{3Z_{(2)}}{Z_{(1)}Z_{(2)} + Z_{(1)}Z_{(0)} + Z_{(2)}Z_{(0)}}\right| . \frac{cU_n}{\sqrt{3}}. \tag{72}$$

$$I''_{kE2E} = \frac{\sqrt{3}.c.U_N}{|Z_{(1)} + 2Z_{(0)}|} \tag{73}$$

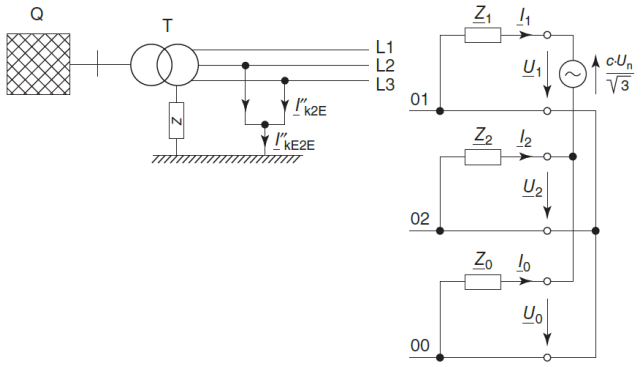


Figura 55 **Circuito equivalente para CC bifásico com ligação à terra. [12]**

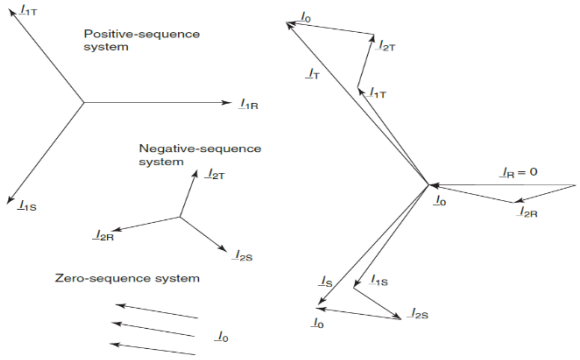


Figura 56 **Representação vetorial das correntes do CC bifásico à terra. [12]**

4.4.1. CURTO-CIRCUITO BIFÁSICO SEM CONTACTO SEM LIGAÇÃO À TERRA

Para este tipo de curto-circuitos a forma de cálculo deverá ter em conta o circuito equivalente apresentado na figura 59 e será de acordo com o seguinte:

Equação de correntes:

$$I_S = -I_T, I_R = 0$$

Neste tipo de curto-circuito não existe corrente a circular pela terra logo a corrente homopolar é zero

A corrente resultante de um curto-circuito bifásico é então dada por:

$$I''_{k2} = \frac{c.U_n}{|Z_1 + Z_2|} \quad (74)$$

$$I''_{k2} = \frac{\sqrt{3}}{2} . I''_{k3} \quad (75)$$

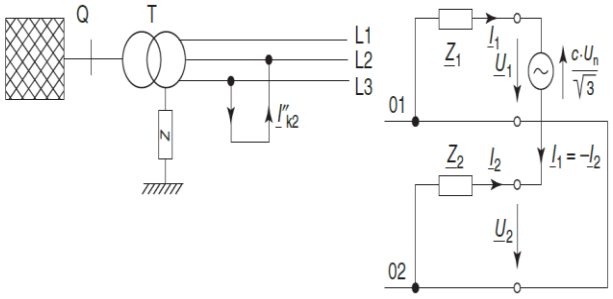


Figura 57 **Circuito equivalente para CC bifásico. [12]**

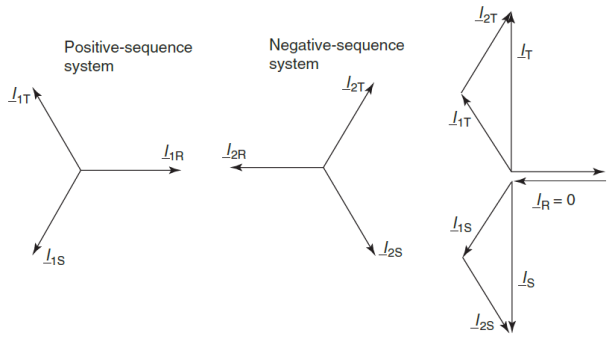


Figura 58 **Representação vetorial do CC bifásico. [12]**

Correntes de curto-circuito bifásicas sem contato com a terra, podem ser mais elevadas do que para curtos-circuitos trifásicos, se a instalação possuir motores assíncronos de grande potência.

4.4.2. CURTO-CIRCUITO MONOFÁSICO (FASE-TERRA)

Este tipo de curto-circuito é o mais frequente nas redes elétricas e o seu cálculo para situações gerais pode ser realizado da seguinte forma: [12]

Sendo: $I_S = I_T = 0$; $I''_{k1} = I_R$; $U_R = 0$.

Como as correntes nos sistemas de sequência positiva, negativa e zero são idênticas, isso significa que os três sistemas devem ser ligados em série. A corrente será então: [12]

$$3.I_0 = I_R = I_S = I_T \quad (76)$$

$$I_{1R} = I_{2R} = I_0 \quad (77)$$

$$I_R = I_{1R} + I_{2R} + I_{0R} = 3.I_{1R} . \quad (78)$$

$$I_{1R} = \frac{E''}{Z_1 + Z_2 + Z_0}. \tag{79}$$

$$I_R = \frac{3.E''}{Z_1 + Z_2 + Z_0}. \tag{80}$$

Usando a relação

$$E'' = \frac{3\,U_n}{\sqrt{3}}. \tag{81}$$

Para um curto-circuito onde z1=z2

$$I''_{k1} = \frac{\sqrt{3}\,.c_{min}\,.U_n}{|2Z_1 + Z_0|}. \tag{82}$$

Para a malha de defeito

$$I''_{k1} = \frac{c_{min}\,.U_n}{\sqrt{3}\,.Z_s} \tag{83}$$

De onde

$$Z_s = \frac{2Z_1 + Z_0}{3}. \tag{84}$$

E de acordo com a IEC-60909-0

$$I''_{k1} = \frac{\sqrt{3}.c\,.U_n}{\sqrt{(2R_{1Q}+2R_{1T}+2R_{1L}+R_{0T}+R_{OL})^2 + (2X_{1Q}+2X_{1T}+2X_{1L}+X_{0T}+X_{0L})^2}}. \tag{85}$$

$$I''_{k1} = \frac{3}{|Z_{(1)} + Z_{(2)} + Z_{(0)}|} \cdot \frac{cU_n}{\sqrt{3}}. \tag{86}$$

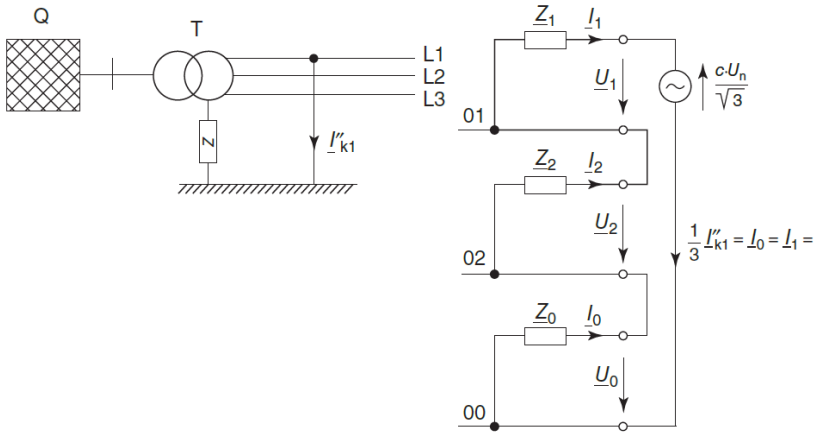


Figura 59 **Circuito equivalente para CC monofásico. [12]**

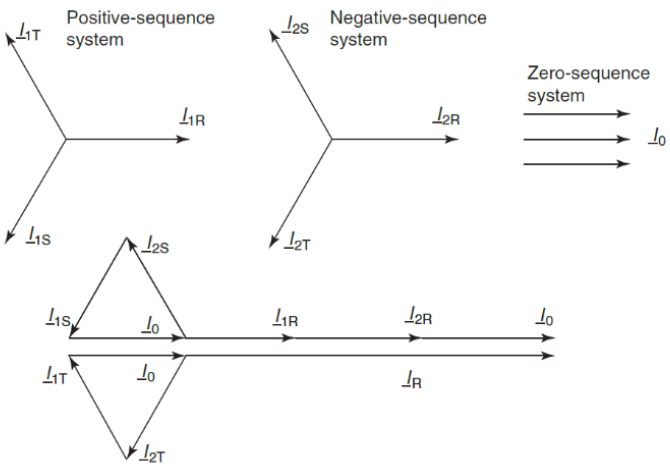


Figura 60 **Representação vetorial do CC monofásico. [12]**

4.5. CONCLUSÃO

Neste capítulo fez-se um enquadramento da IEC-60909 essencialmente orientada/ajustada à instalação elétrica da refinaria de Matosinhos e seus elementos constituintes.

Nesse sentido, os temas abordados foram fundamentalmente direcionados para impedâncias de CC e para elementos da rede elétrica tais como, transformadores de dois enrolamentos, reactâncias limitadoras, geradores síncronos, motores assíncronos e condutores elétricos.

Realizou-se a definição de alguns conceitos de acordo com a IEC-60909, nomeadamente a corrente de corte simétrica (I_b). Apresentaram-se formas de cálculo de corrente CC de pico (i_p), corrente de CC simétrica de corte (I_k), corrente de CC permanente (I_k) e da componente contínua (I_{DC}) de CC trifásico. E por fim, apresentou-se a metodologia geral para cálculo das correntes de CC trifásico, bifásico e monofásico.

5. MODELIZAÇÃO DA REDE

O presente trabalho tem como objetivo apresentar os valores de correntes máximas de CC simétrico trifásico para cada um dos barramentos AT, MT e BT da refinaria de Matosinhos. Para que tal fosse possível, foi necessário primeiramente implementar a modelização da rede de distribuição elétrica da RM em software ETAP. Só depois da rede se encontrar totalmente modelizada e parametrizada é que se torna possível a determinação dos valores de correntes de CC pretendidos.

Neste capítulo pretende-se fazer uma descrição do trabalho de modelização e parametrização realizado.

A modelização e parametrização foi realizada em conformidade com a norma IEC 60909-0.

5.1. O *SOFTWARE* ETAP

O ETAP é um *software* de modelização, conceção, analise, otimização, controlo e automação de sistemas elétricos, que utilizará como referência para o método de calculo (neste trabalho) a IEC-60909 e bem como o total cumprimento das normas IEC indicadas na tabela 6. [22]

Tabela 6 **Normas IEC para o CC. [22]**

IEC 62271-100	High-Voltage Switchgear and Controlgear, Part 100:High-Voltage Alternating-Current Circuit Breakers
IEC 62271-200	High-Voltage Switchgear and Controlgear, Part 200: AC Metal-Enclosed Switchgear and Controlgear for Rated Voltages Above 1 kV and up to and including 52 kV
IEC 62271-203	High-Voltage Switchgear and Controlgear, Part 203: Gas-Insulated Metal-Enclosed Switchgear for Rated Voltages Above 52 kV
IEC 60282-2	High-Voltage Fuses, Part 2: Expulsion Fuses
IEC 60909-0	Short Circuit Currents in Three-Phase AC Systems, Part 0: Calculation of Currents Edition 2.0 2016-01
IEC 60909-1	Short Circuit Currents in Three-Phase AC Systems, Part 1: Factors for the Calculation of Short Circuit Currents According to IEC 60909-0
IEC 60909-2	Electrical Equipment – Data for Short Circuit Current Calculations in Accordance with IEC 909
IEC 60909-4	Short Circuit Currents in Three-Phase AC Systems, Part 4: Examples for the Calculation of Short Circuit Currents
IEC 60947-1	Low Voltage Switchgear and Controlgear, Part 1: General Rules
IEC 60947-2	Low Voltage Switchgear and Controlgear, Part 2: Circuit Breakers
IEC 61363-1	Electrical Installations of Ships and Mobile and Fixed Offshore Units, Part 1: Procedures for Calculating Short Circuit Currents in Three-Phase AC
IEC 60781	Application guide for calculation of short circuit currents in low-voltage radial systems

5.2. MODELIZAÇÃO DA REDE ELÉTRICA DA REFINARIA DE MATOSINHOS

Para a realização do estudo de curto-circuito foi no âmbito deste trabalho, realizada a modelização da rede elétrica da refinaria de Matosinhos em *software* ETAP (versão 20.0.1). Este trabalho implicou uma exaustiva pesquisa de documentação referente às características de diversos equipamentos modelizados.

Tal como referido a rede elétrica da refinaria foi concebida com recurso ao *software* ETAP sob a forma de diagrama unifilar, onde foram considerados e parametrizados os dados dos equipamentos, de acordo com os dados disponíveis nos arquivos da refinaria ou de acordo com valores recomendados pela IEC-60909-0 dos seguintes tipos de equipamentos:

- Fonte externa EDP;
- Geradores síncronos;
- Transformadores de potência;
- Motores de Média Tensão individualmente
- Motores de baixa tensão agrupados em cargas tipo "*Lump*" ("*lump*" - Cargas compostas equivalentes do tipo motor e estáticas que podem ser ajustados);
- Disjuntores AT, MT e BT;
- Cabos elétricos de distribuição.

5.2.1. DADOS DA REDE PARA MODELIZAÇÃO

As características dos equipamentos, diagramas e outros dados utilizados na modelização e parametrização podem-se consultar no Anexo D. Nesse anexo encontram-se, entre outros, os documentos como indicados a seguir:

- Diagrama geral da rede elétrica da RM: PRC.3053.4.73.18
- Diagrama geral da rede elétrica da RM: RP/77/SF-566
- Lista de cargas;
- Lista de transformadores;

Na sua grande maioria a rede elétrica da refinaria de Matosinhos é de origem dos anos 60, e como tal nem sempre foi possível obter-se a informação total ou suficientemente detalhada e nessas situações recorreu-se às referências da IEC-60909-0.

5.2.2. CONDIÇÕES DE INSTALAÇÃO

As condições instalação a ter em conta para a instalação serão as seguintes:

Altitude sobre o nível do mar. Inferior a 1000 m.

- Temperatura:
  - Média anual: + 15 ºC;
  - Máxima + 38.3 ºC;
  - Média do mês mais quente (Agosto) + 24 ºC;
  - Mínima - 4.5ºC;
- Ambiente: Industrial, perto da costa;
- Atividade sísmica Coef. Z 0.3.

Tabela 7 **Principais características Subestação de Santa Cruz do Bispo [23]**

Tensão (kV)	*Potência de curto-circuito*		*Corrente de curto-circuito (kA)*	*Regime de neutro*
	Máxima (MVA)	*Mínima (MVA*		
60	*2794*	*2126*	*25*	*Neutro ligado à terra por impedância limitadora*

Tabela 8 **Reactâncias da rede elétrica da RM. [30]**

Identificação	Corrente (A)	Reactância (%)
Reactância A	1700	8
Reactância B	1700	7
Reactância C	1700	8

5.2.3. SUBESTAÇÃO SANTA CRUZ DO BISPO

Na tabela 7 é indicada as características principais da subestação de Santa Cruz do Bispo.

5.2.4. REACTÂNCIAS LIMITADORAS

As reactâncias limitadoras de corrente de curto-circuito estão instaladas em serie com as chegadas da rede externa ao Quadro A1 da subestação A (reactância A e C) e uma terceira no turbo-gerador TG-4002 (reactância B).

Pode-se consultar as características das reactâncias na tabela 8.

5.2.5. GERADORES SÍNCRONOS

Na tabela 9 estão registados as características elétricas dos geradores existentes na RM. Os valores que não se obtiveram a partir de consulta de documentos de especificações do fabricante do equipamento usaram-se os valores típicos recomendados pela norma IEC-60909.

Na tabela 9 pode-se verificar as características eletricas dos geradores existentes na RM.

Tabela 9 **Características dos geradores síncronos da Refinaria de Matosinhos. [30]**

Galp TAG	Tensão Nominal (kV)	Potência nominal (MVA)	FP	X_d (%)	X'_d (%)	X''_d (%)	X_2 (%)	X_0 (%)	X_q (%)	X'_q (%)	X''_q (%)	SC ratio
TG-4001	6	15	0.8			15,5						
TG-4002	6	17,5	0.8			12,1						
TG-4003	6	27,5	0.8			27						
TG-4801	11	53,75	0,8	246	21.2 ±15	14.9±15	18.3	9.8	225	25	18	0.5
TG-4851	11	53,75	0,8	246	21.2 ±15	14.9±15	18.3	9.8	225	25	18	0.5

Onde:

X''_d Reactância subtransitória;

X'_d Reactância transitória;

X_d Reactância síncrona;

X_2 Reactância de sequência negativa;

X_0 Reactância homopolar;

X_q Reatância síncrona de eixo de quadratura;

X'_q Reatância transitória de eixo de quadratura;

X''_q Reatância subtransitória de eixo de quadratura.

5.2.6. MOTORES

Nesta modelização os motores de média tensão estão representados individualmente em cada barramento. Foram utilizadas relações R/X recomendadas pela IEC-60909-0, que consegue de alguma forma colmatar a dificuldade de encontrar dados que permitam uma parametrização/modelização mais exata.

Assim e tomando como referência os valores referidos na IEC-60909 foram utilizados as seguintes relações R/X para situação de curto-circuito:

- Motores de MT com mais de 1 MW têm um único par de polos e uma relação R/X=0,10;
- Motores de MT, com menos de 1 MW, dois pares de polos e uma R/X=0,3 isto é R/X=0,15 por par de polos;
- Os motores de BT, dois pares de polos e X"=0,42 (seguem a norma IEC 60909).

Em anexo a este documento pode ser consultada a lista com dados dos motores e a respetiva origem de alimentação elétrica.

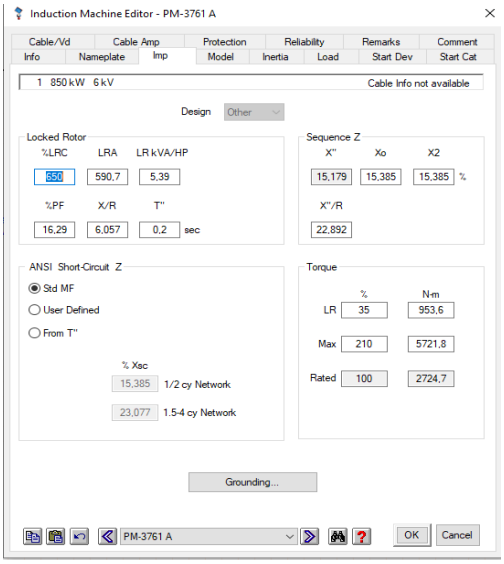


Figura 61 **Parametrização de motor de MT. [31]**

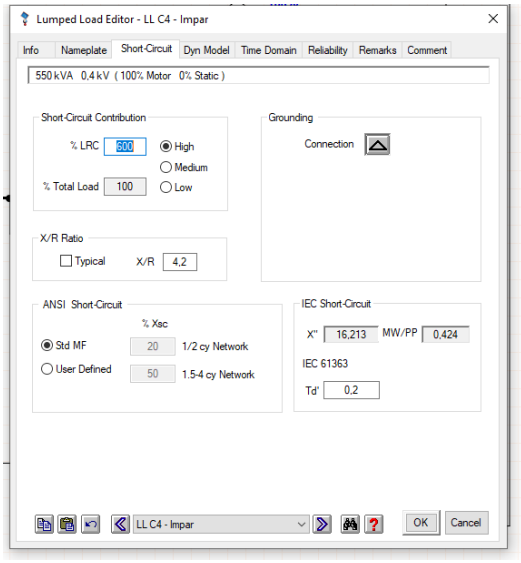


Figura 62 **Parametrização de motor equivalente de BT. [31]**

5.2.7. CABOS ELÉTRICOS

Na sua grande maioria os cabos elétricos utilizados na rede de distribuição elétrica da refinaria de Matosinhos são da sua instalação original, não existindo em arquivo as características construtivas dos mesmos, dessa forma os valores utilizados e necessários para a sua parametrização obtiveram-se através de catálogos de cabos elétricos atuais existentes na libraria do ETAP.

5.2.8. TRANSFORMADORES

Os transformadores são usados para adaptar os níveis de tensão aos requisitos dos equipamentos da refinaria. Foram considerados, para efeitos de cálculo, como sendo sem regulação de tensão ou estando na tomada principal. [2]

5.2.9. DIAGRAMA UNIFILAR E CONFIGURAÇÃO DE PARÂMETROS

Para que seja possível a realização da determinação das correntes de CC propostas neste trabalho, foi necessário primeiramente desenvolver-se a totalidade do diagrama unifilar da rede elétrica da refinaria componente a componente no modo de “Edição” (ver figura) do ETAP. Os componentes são inseridos a partir de uma barra de componentes (ver figura 66).

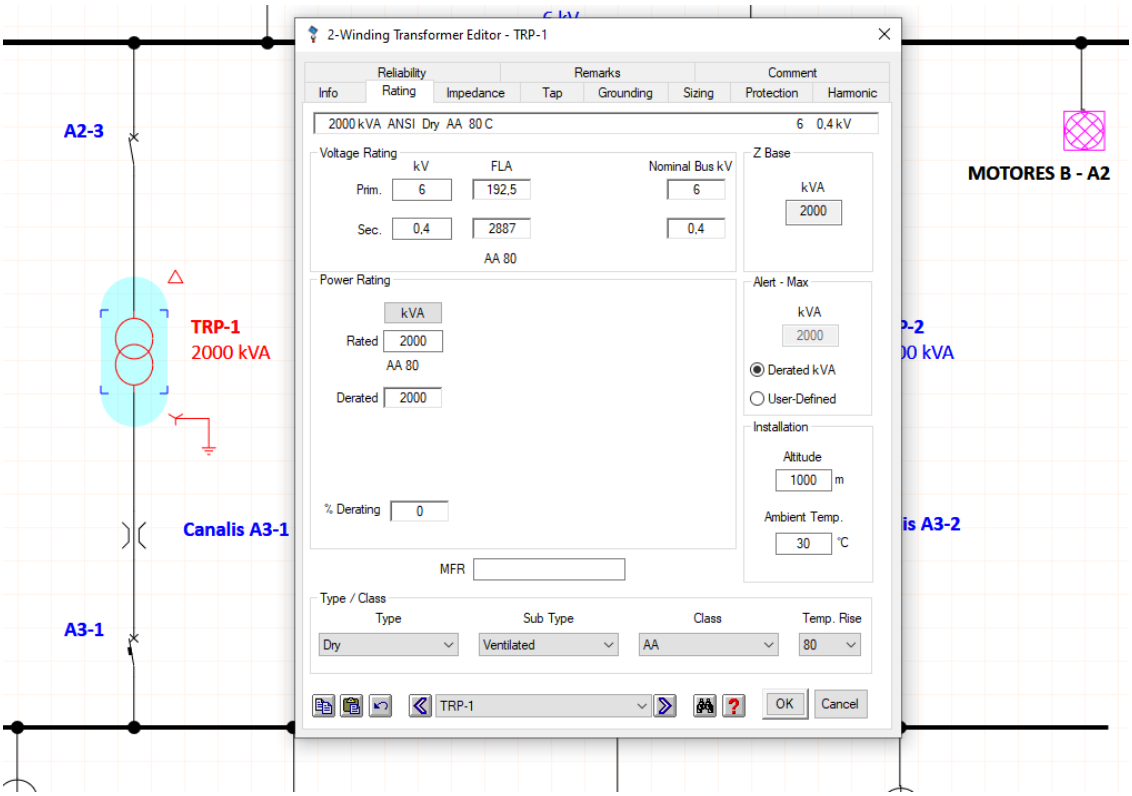


Figura 65 **Exemplo de edição de configurações (transformador). [31]**

A configuração de cada componente realizou-se em janelas de edição individuais próprias para esse efeito. Ver exemplo nas figuras 65, 68 e 69.

Na figura 69 pode-se visualizar a configuração / definição dos parâmetros do gerador TG-4801 no *software* ETAP.

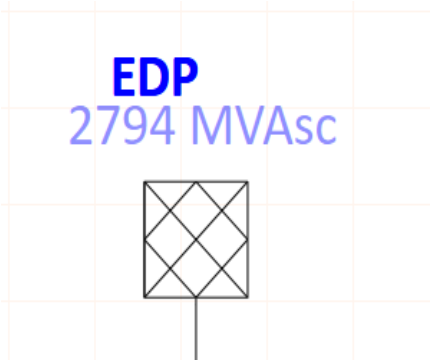


Figura 66 **Representação no ETAP da fonte externa (EDP). [31]**

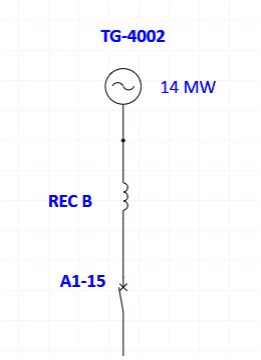


Figura 67 **Representação de gerador, reactância e disjuntor em diagrama unifilar. [31]**

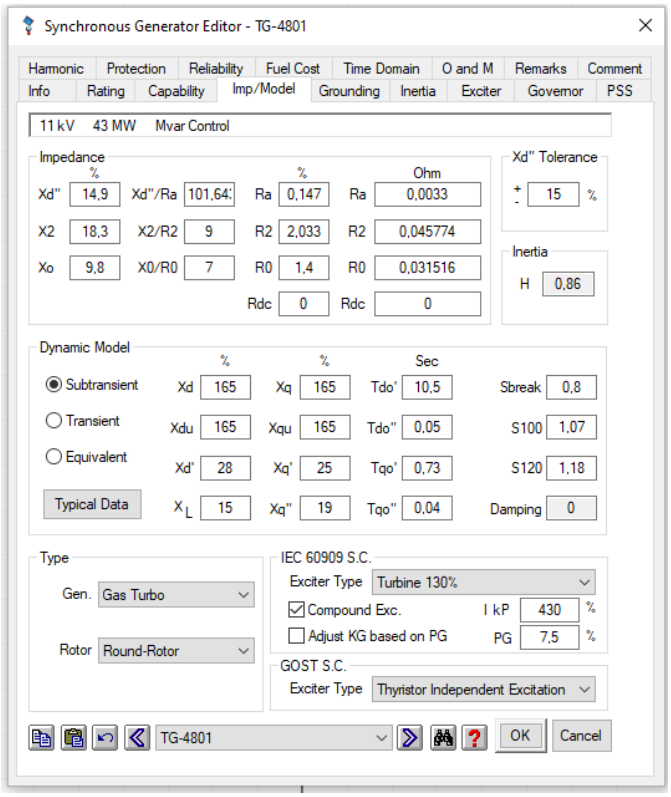


Figura 68 **Definição dos parâmetros do TG-4801 no *software* ETAP. [31]**

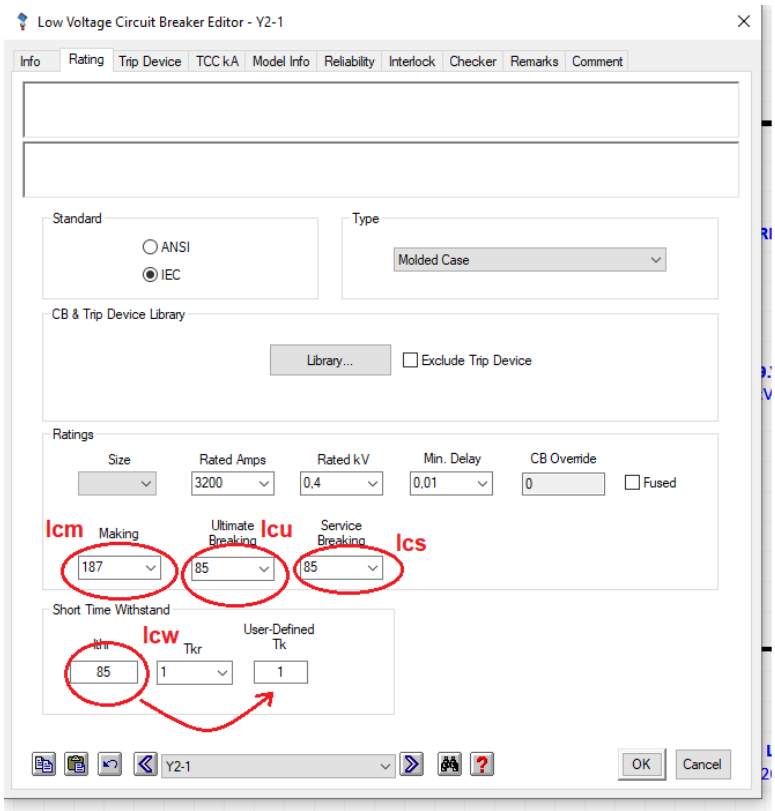


Figura 69 **Configuração de disjuntor de BT. [31]**

Onde:

- I_{cw} Valor de corrente de curto-circuito que o disjuntor consegue suportar dentro de um determinado intervalo de tempo;
- I_{cm} Valor de corrente de defeito máxima instantânea que o disjuntor consegue suportar
- I_{cu} Valor limite de corrente de defeito que o disjuntor tem a capacidade de interromper sem se destruir;
- I_{cs} Valor nominal da corrente em operação normal, este valor é dado em percentagem de I_{cu}

Alguns dos equipamentos podem ser encontrados na "*library*" do ETAP como no exemplo apresentado da figura 70. Nessas situações a parametrização é realizada automaticamente com dados do próprio fabricante do equipamento.

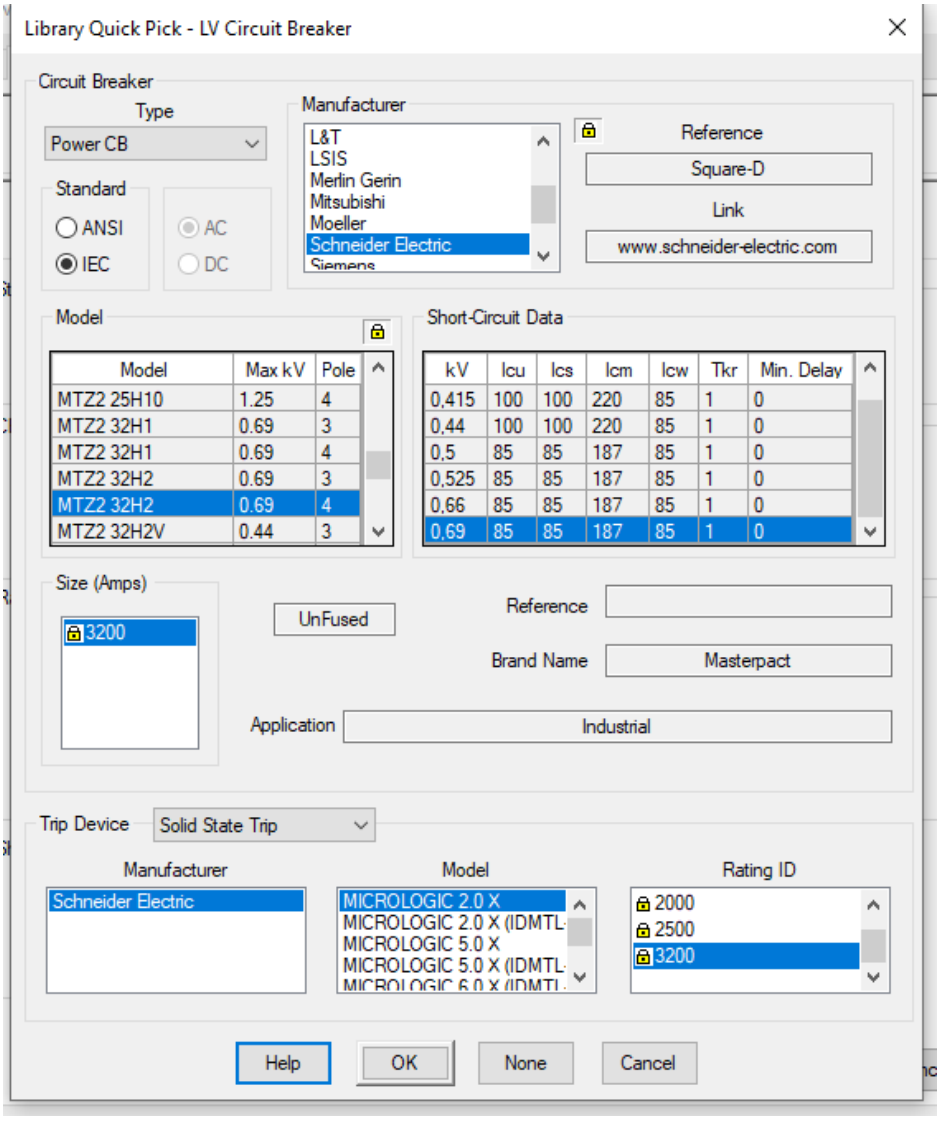


Figura 70 **Seleção a partir da libraria do ETAP de um disjuntor de BT. [31]**

Nas situações em que o elemento/equipamento eletrico não existe na libraria, o ETAP permite a sua criação, edição e adição à referida libraria. Como se fez por exemplo para o disjuntor da marca comercial "*Merlin Gerin"*, modelo DST 1-50. Este disjuntor de média tensão é utilizado na grande maioria dos quadros MT de origem da refinaria de Matosinhos. A adição à libraria de equipamentos permite tornar o processo de configuração muito mais expedito, pela simples razão de não existir a necessidade de configuração individual.

Para se "navegar" entre apresentações de diagramas unifilares, o ETAP disponibiliza uma "*tab"* lateral de acordo com o demonstrado na figura 71. O aspeto geral da edição de diagramas unifilares é semelhante ao que se pode ver na figura 72.

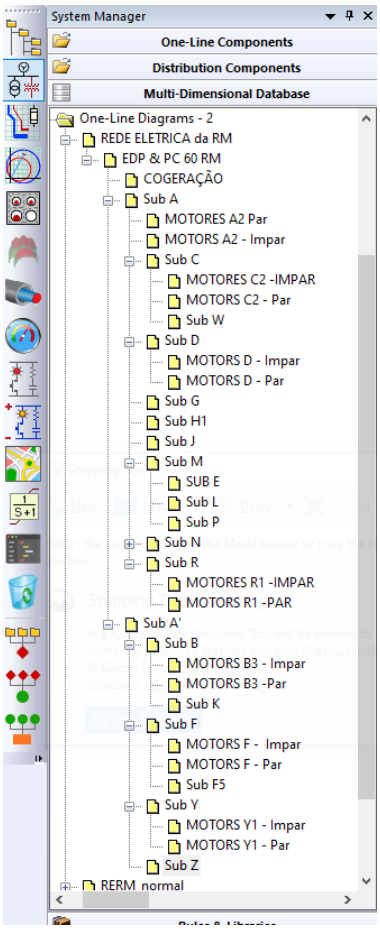


Figura 71 **Navegação no projeto ETAP. [31]**

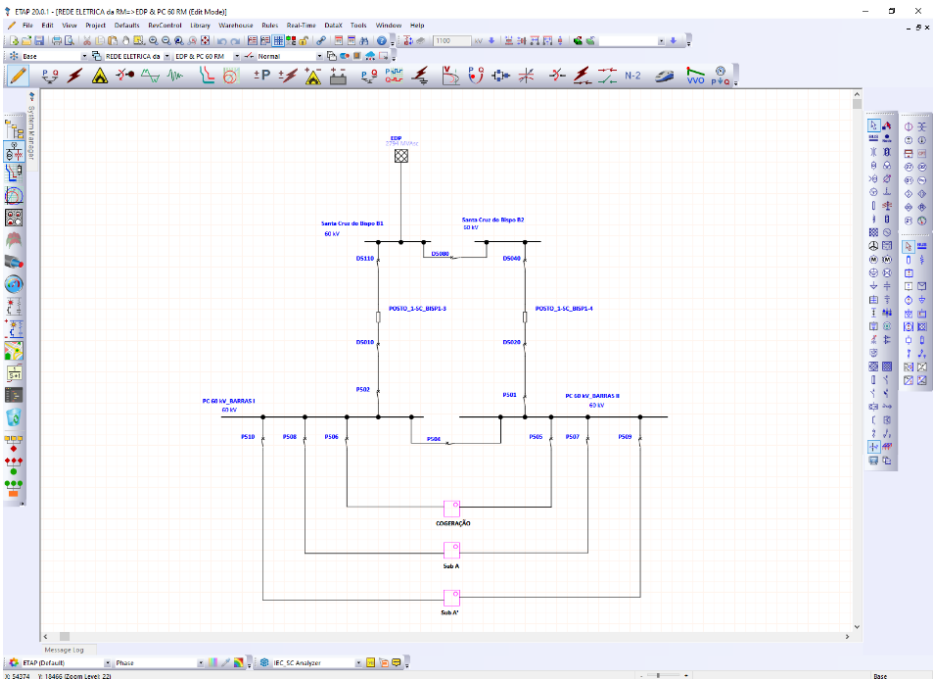


Figura 72 **Aspeto geral do interface do ETAP em modo de edição. [31]**

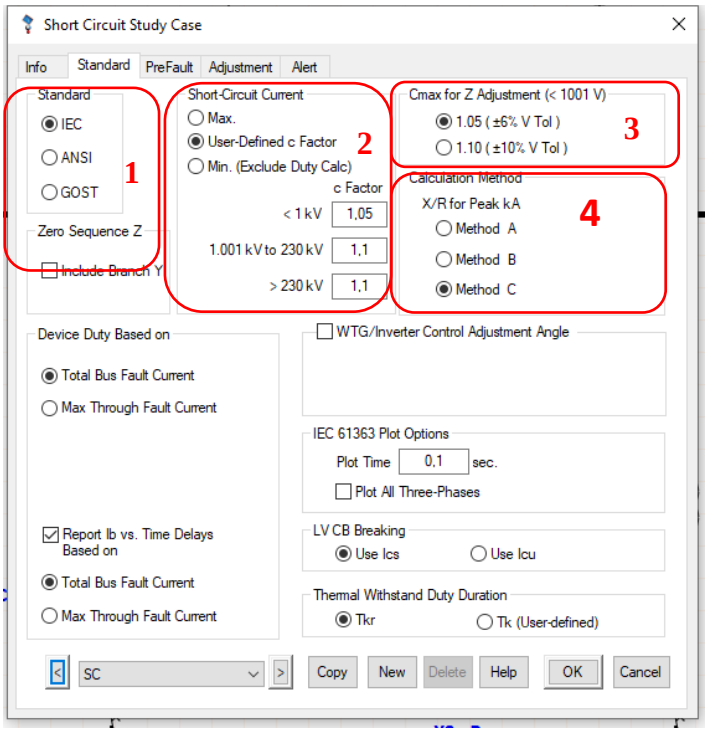


Figura 73 **Editor "Short Circuit Case Study ". [31]**

5.3. CONCLUSÃO

Neste capítulo apresentou-se pormenorizadamente a forma como foi realizada a modelização e parametrização da rede elétrica de distribuição da refinaria de Matosinhos no *software* ETAP.

6. RESULTADOS OBTIDOS

Concluída a modelização e parametrização da rede de distribuição elétrica da refinaria de Matosinhos, um dos objetivos deste trabalho, iniciou-se o processo de simulação para determinação/cálculo das correntes máximas de curto-circuito simétrico trifásico, em todos os barramentos AT, MT e BT (força motriz) da rede de distribuição elétrica da refinaria de Matosinhos.

6.1.1. DEFINIÇÃO DOS PARÂMETROS DE CÁLCULO

A definição de parâmetros de cálculo no editor de configuração *"Short Circuit Study Case"* é de acordo com o seguinte:

- Cálculo realizado de acordo com a norma IEC-60909;
- Definição do fator c de acordo com tabela 1 da IEC-60909 (ver figura 39);
- Facto para correção da impedância de transformadores, é selecionado o valor 1,05 por corresponder à tolerância da rede em estudo;
- Método de cálculo da relação R/X (a IEC-60909-0 recomenda a utilização do método C. [2]

6.2. MODO SIMULAÇÃO

O modo de simulação é inicializado por seleção no modo "*short-circuit*" (figura 74) da opção "*Run 3-phase device duty (IEC-60909)*" (figura 75). Nesse momento o grafismo dos diagramas unifilares modelizados no *software*, animam de forma semelhante à apresentada nas figuras 76, 77 e 78 e é exibido o valor calculado das correntes de CC i_p ou i''_k, para a rede elétrica em estudo, junto aos barramentos dos referidos diagramas. O valor a exibir é selecionado pelo utilizador em janela própria para o efeito. É ainda possível verificar na figura 78 de que forma a corrente de CC flui no circuito.

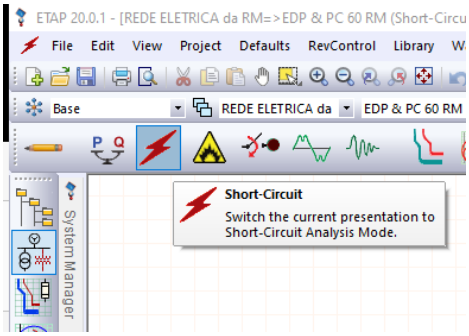


Figura 74 **Opção do programa para calculo de curto-circuitos. [31]**

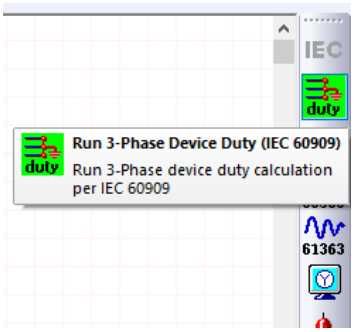


Figura 75 **Calculo de curto-circuito trifásico. [31]**

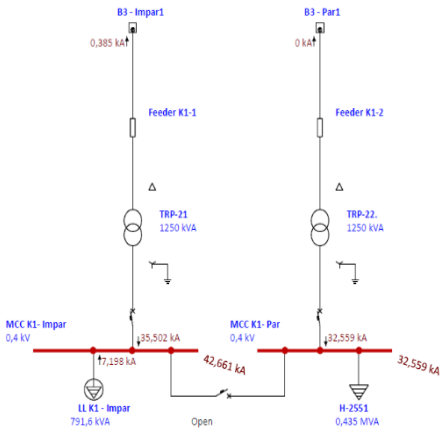


Figura 76 **MCC K corrente inicial simétrica de curto-circuito. [31]**

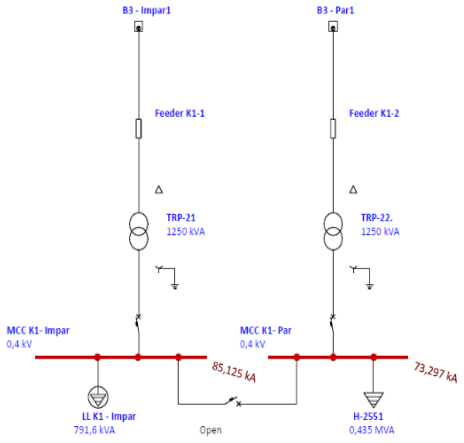


Figura 77 **MCC K corrente de pico de curto-circuito. [31]**

É possível perceber dos resultados obtidos que os motores elétricos de indução, tem um contributo significativo para corrente de CC nos instantes iniciais.

No exemplo que se apresenta na figura 76, é possível verificar a contribuição de corrente elétrica proveniente do "motor equivalente" do barramento do lado esquerdo, para a corrente de curto-circuito inicial simétrica. Na mesma figura ~e ainda possível verificar que o barramento do lado direito, apenas com uma carga estática ligada, não alimenta a corrente de CC. Nota: Para mais detalhe consultar Anexo D. "*Short-circuit report*".

Na figura 78 pode-se verificar o diagrama da subestação R com os contributos para a corrente de CC em cada um dos barramentos da referida subestação.

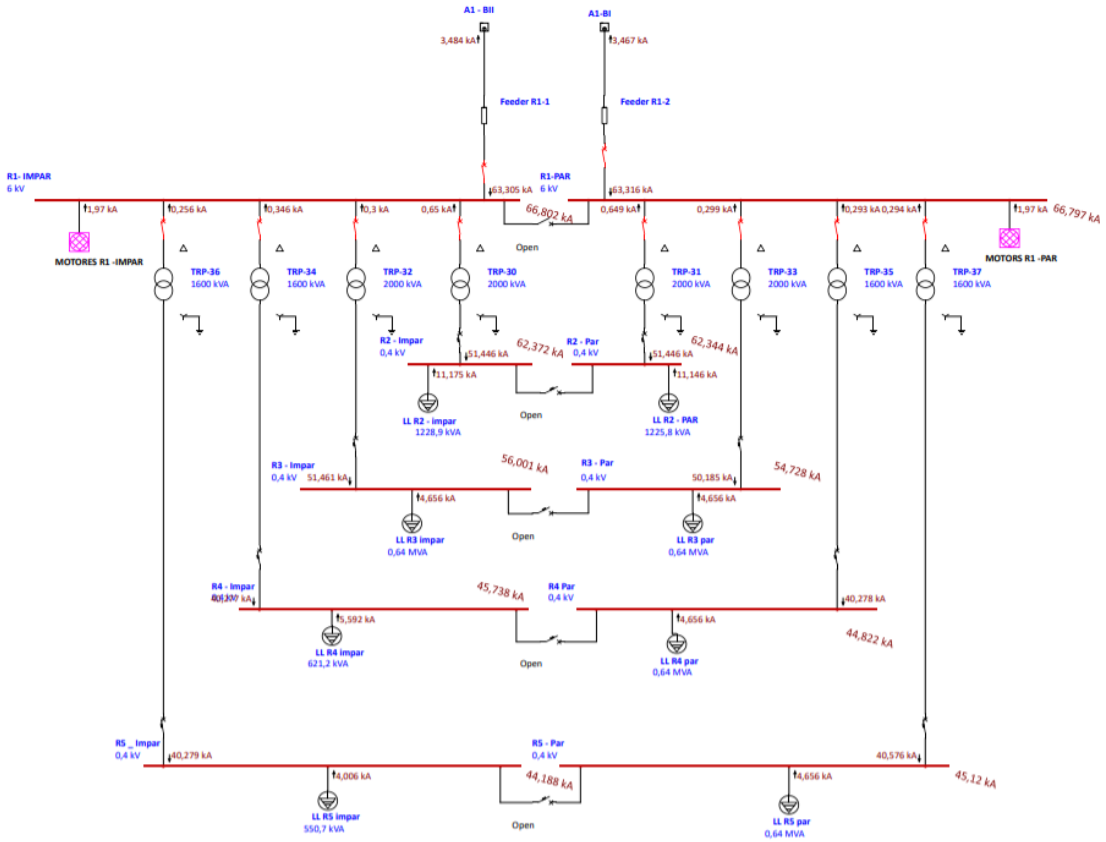


Figura 78 **Diagrama Sub. R - I''_k e contributo de correntes. [31]**

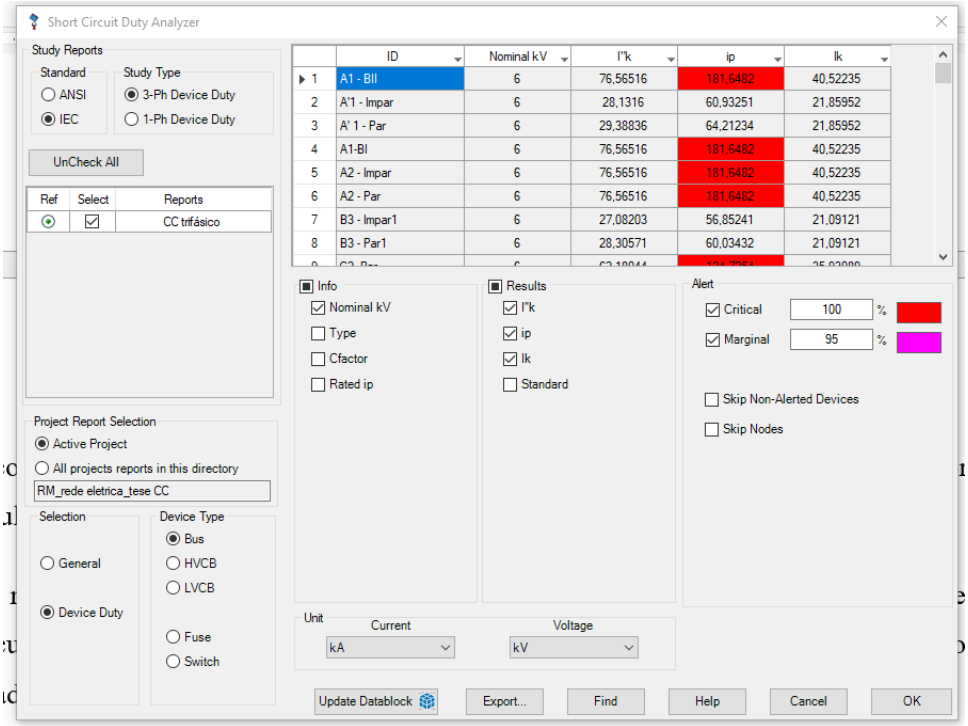


Figura 79 **Configuração das variáveis do resultado de saída. [31]**

6.3. RELATÓRIO DE RESULTADOS

O ETAP apresenta uma janela de seleção designada por "*Short Circuit Duty Analyzer*" semelhante à apresentada na figura 79, que permite a seleção do ponto de cálculo de acordo com o tipo de equipamento e corrente de CC a apresentar. O ETAP disponibiliza a possibilidade ao utilizador de obter um relatório para cada um dos seguintes pontos da rede elétrica:

- Barramentos AT, MT e BT;
- Disjuntores AT, MT;
- Disjuntores BT;
- Fusíveis;
- Interrutores.

Na tabela 10 apresenta-se o "*output report*" do ETAP. Nesta tabela é possível verificar os resultados obtidos das correntes I''_k, i_p, I_k em cada barramento AT, MT e BT da rede elétrica de distribuição elétrica da refinaria de Matosinhos.

Tabela 10 **Resultados I"$_k$, i_p e I_k para barramentos AT, Mt e BT. [32]**

Barramento	Un (kV)	Rated ip (kA)	I"k (kA)	ip (kA)	Ik (kA)
A1 - BII	6	145	77,04	182,93	40,83
A'1 - Ímpar	6	125	29,19	63,34	22,88
A' 1 - Par	6	125	30,46	66,71	22,88
A1-BI	6	145	77,04	182,93	40,83
A2 - Ímpar	6	145	77,04	182,93	40,83
A2 - Par	6	145	77,04	182,93	40,83
B3 - Impar1	6	145	28,14	59,37	22,10
B3 - Par1	6	145	29,37	62,64	22,10
C2- Par	6	125	63,44	129,74	36,46
C2-Ímpar	6	125	63,80	130,04	36,46
C4 - Ímpar	0,4	176	60,91	136,77	49,98
C4- Par	0,4	176	60,63	134,09	49,98
D - Ímpar	6	125	38,53	64,59	27,02
D - Par	6	125	38,53	64,59	27,02
D1 - Ímpar	0,4	173	36,16	71,34	28,03
D1- Par	0,4	173	34,33	67,97	28,03
E1	0,4	170	40,99	88,67	34,45
E3	0,4	170	40,98	88,63	34,45
F - Par	6	145	26,17	49,39	20,04
F- Ímpar	6	145	25,26	47,63	20,13
F1 - Ímpar	0,4	176	33,50	66,04	24,06
F1 - Par	0,4	176	34,59	74,35	25,16
F5	0,4	125	12,77	27,15	10,04
G1	0,4	125	11,16	18,34	9,84
H1-MT	6	145	77,04	182,93	40,83
H1BT - ímpar	0,4	125	25,67	58,67	25,20
H1BT - par	0,4	125	25,67	58,67	25,20
L1	0,4	170	30,07	65,26	24,66
M - Ímpar	6	145	41,72	69,75	29,30
M - Par	6	145	41,95	70,26	29,30
M1- Ímpar	0,4	125	49,53	107,31	40,38
M1- Par	0,4	125	48,10	104,12	38,67
MC B4 - Ímpar	0,4	176	51,97	112,45	37,54
MCC A3 - Ímpar	0,4	176	61,64	137,38	50,94
MCC A3 - Par	0,4	176	61,24	136,63	50,94
MCC B2 - Ímpar	0,4	176	46,36	101,99	37,54
MCC B2 - Par	0,4	176	46,72	102,83	37,54
MCC B4 - Par	0,4	176	52,72	114,03	37,54
MCC J1	0,4	176	29,42	58,57	24,98
MCC J2	0,4	176	24,06	52,86	20,11
MCC K1- Ímpar	0,4	187	44,45	88,83	36,50
MCC K1- Par	0,4	186	34,19	77,06	33,30
N1 - Ímpar	6	145	59,91	120,26	35,69
N1 - Par	6	145	59,93	120,41	35,69
N2 - Ímpar	0,4	176	47,75	105,31	38,94
N2- Par	0,4	176	49,15	108,63	40,67
N3 - Ímpar	0,4	176	49,05	107,74	38,94
N3 - Par	0,4	176	51,18	112,56	40,97
P	0,4	125	31,04	68,76	30,33
P'	0,4	125	25,70	48,56	25,24
P511	60	50	24,36	46,54	23,14
P512	60	50	24,36	46,54	23,14
PC 60 kV_BARRAS I	60	_	26,99	50,92	25,47
PC 60 kV_BARRAS II	60	_	26,99	50,92	25,47
Quadro Z1	6	125	21,67	42,18	17,89
R1- Ímpar	6	145	66,80	151,24	37,66
R1-PAR	6	145	66,80	151,23	37,66
R2 - Ímpar	0,4	176	62,37	138,25	49,56
R2 - Par	0,4	176	62,34	138,20	49,56
R3 - Ímpar	0,4	176	56,00	126,28	49,56
R3 - Par	0,4	176	54,73	123,10	48,38
R4 - Ímpar	0,4	176	45,74	102,21	39,11
R4 Par	0,4	176	44,82	100,49	39,11
R5 - Par	0,4	176	45,12	101,17	39,39
R5-Ímpar	0,4	176	44,19	99,30	39,11
Santa Cruz do Bispo B1	60	_	29,17	53,04	27,78
Santa Cruz do Bispo B2	60	_	29,17	53,04	27,78
W3 - Ímpar	0,4	170	29,98	56,89	27,61
W3 - Par	0,4	170	31,75	60,16	27,61
W7	0,4	176	25,47	57,73	24,98

Y1 - ímpar	6	125	29,00	62,64	22,75
Y1 par	6	125	30,26	65,95	22,75
Y2 - ímpar	0,4	176	48,16	105,98	38,81
Y2 - Par	0,4	176	48,15	106,11	38,80
Z2	0,4	125	47,06	103,86	43,69

Legenda:

100% do valor construtivo - Valor critico

95% do valor construtivo – Valor marginal

Na tabela 11 apresentam-se os resultados determinados para as correntes de pico de CC (ip) e de corrente simétrica de corte (Ib) para cada um dos disjuntores AT e MT da rede de distribuição elétrica da refinaria de Matosinhos.

Tabela 11 **Resultados, i_p e I_b para disjuntores AT, MT e BT. [32]**

ID	Un (kV)	Rated ip (kA)	Rated Ib Sym (kA)	Ip (kA)	Ib Sym (kA)
A'1-1	6	125	50	63,33612	26,2966
A1-2	6	145	58	182,9283	57,17319
A'1-2	6	125	50	66,70542	27,16515
A1-3	6	145	58	182,9283	57,17319
A'1-3	6	125	50	63,33612	26,2966
A1-4	6	145	58	182,9283	57,17319
A'1-4	6	125	50	66,70542	27,16515
A1-5	6	145	58	182,9283	57,17319
A'1-5	6	125	50	63,33612	26,2966
A1-6	6	145	58	182,9283	57,17319
A'1-6	6	125	50	66,70542	27,16515
A1-7	6	145	58	182,9283	57,17319
A'1-7	6	125	50	63,33612	26,2966
A1-8	6	145	58	182,9283	57,17319
A'1-8	6	125	50	66,70542	27,16515
A1-9	6	145	58	182,9283	57,17319
A'1-9	6	125	50	63,33612	26,2966
A1-10	6	145	58	182,9283	57,17319
A'1-10	6	125	50	66,70542	27,16515
A1-11	6	145	58	182,9283	57,17319
A'1-11	6	125	50	63,33612	26,2966
A1-12	6	145	58	182,9283	57,17319
A1-13	6	145	58	182,9283	57,17319
A1-15	6	145	58	182,9283	57,17319
A1-16	6	145	58	182,9283	57,17319
A1-18	6	145	58	182,9283	57,17319
A1-19	6	145	58	182,9283	57,17319
A1-20	6	145	58	182,9283	57,17319
A1-21	6	145	58	182,9283	57,17319
A1-23	6	145	58	182,9283	57,17319
A1-25	6	145	58	182,9283	57,17319
A1-26	6	145	58	182,9283	57,17319
A1-28	6	145	58	182,9283	57,17319
A1-29	6	145	58	182,9283	57,17319
A2-1	6	145	58	182,9283	57,17319
A2-2	6	145	58	182,9283	57,17319
A2-3	6	145	58	182,9283	57,17319
A2-4	6	145	58	182,9283	50,41048
A2-7	6	145	58	182,9283	57,17319
A2-8	6	145	58	182,9283	57,17319
A2-9	6	145	58	182,9283	57,17319
A2-10	6	145	58	182,9283	57,17319
A2-11	6	145	58	182,9283	57,17319

A2-12	6	145	58	182,9283	57,17319
A2-13	6	145	58	182,9283	57,17319
A2-14	6	145	58	182,9283	57,17319
A2-15	6	145	58	182,9283	57,17319
A2-16	6	145	58	182,9283	57,17319
A2-17	6	145	58	182,9283	57,17319
A2-18	6	145	58	182,9283	57,17319
A2-19	6	145	58	182,9283	57,17319
A2-21	6	145	58	182,9283	57,17319
A2-23	6	145	58	182,9283	57,17319
A2-25	6	145	58	182,9283	57,17319
B3-1	6	145	58	59,37168	24,81887
B3-2	6	145	58	62,64244	25,52048
B3-3	6	145	58	59,37168	24,81887
B3-4	6	145	58	62,64244	25,52048
B3-5	6	145	58	59,37168	24,81887
B3-6	6	145	58	62,64244	25,52048
B3-7	6	145	58	59,37168	24,81887
B3-8	6	145	58	62,64244	25,52048
B3-12	6	145	58	62,64244	25,52048
B3-14.1	6	145	58	62,64244	25,52048
B3-14.2	6	0	50	62,64244	28,6709
C2-1	6	125	50	130,0423	49,2819
C2-2	6	125	50	129,7395	49,14877
C2-4	6	125	50	129,7395	49,14877
C2-6	6	125	50	129,7395	49,14877
C2-7	6	125	50	130,0423	49,2819
C2-18	6	125	50	129,7395	49,14877
Y1-10	6	125	50	65,95256	26,9969
Y1-14	6	125	50	65,95256	26,9969
D-0	6	125	50	64,5908	34,13504
D-1	6	125	50	64,5908	34,13504
D-3	6	125	50	64,5908	34,13504
D-4	6	125	50	64,5908	34,13504
D-6	6	125	50	64,5908	34,13504
D-8	6	125	50	64,5908	34,13504
D-9	6	125	50	64,5908	34,13504
D-13	6	125	50	64,5908	34,13504
D-17	6	125	50	64,5908	34,13504
F-1	6	145	50	47,6316	24,68746
F-2	6	145	58	49,38952	22,97747
F-3	6	145	58	47,6316	22,47848
F-4	6	145	58	49,38952	22,97747
F-6	6	145	58	49,38952	22,97747
F-7	6	145	58	47,6316	22,47848
F-8	6	145	58	49,38952	22,97747
F-9.1	6	145	58	47,6316	22,47848
F-10	6	145	58	49,38952	22,97747
F-16	6	145	58	49,38952	22,97747
H1-1	6	145	58	182,9283	57,17319
H1-2	6	145	58	182,9283	57,17319
H1-3	6	145	58	182,9283	57,17319
M-1	6	145	58	69,74989	36,19152
M- 2	6	145	58	70,25819	35,85002
M-3	6	145	58	69,74989	35,76869
M-4	6	145	58	70,25819	35,85002
M-5	6	145	58	69,74989	35,76869
M-6	6	145	58	70,25819	35,85002
M-9	6	145	58	69,74989	35,76869
M-12	6	145	58	70,25819	35,85002
N1-1	6	145	58	120,2615	49,05774
N1-2	6	145	58	120,4088	49,06903
N1-3	6	145	58	120,2615	49,05774

N1-4	6	145	58	120,4088	49,06903
N1-5	6	145	58	120,2615	49,05774
N1-6	6	145	58	120,4088	49,06903
N1-7	6	145	58	120,2615	56,92493
N1-9	6	145	58	120,2615	56,92493
N1-10	6	145	58	120,4088	56,95853
N1-11	6	145	58	120,2615	56,92493
N1-22	6	145	58	120,4088	56,95853
P501	60	65	31,5	50,91776	26,25391
P502	60	65	31,5	50,91776	26,25391
P504	60	65	31,5	50,91776	26,25391
P505	60	65	31,5	50,91776	26,25391
P506	60	65	31,5	50,91776	26,25391
P507	60	65	31,5	50,91776	26,25391
P508	60	65	31,5	50,91776	26,25391
P509	60	65	31,5	50,91776	26,25391
P510	60	65	31,5	50,91776	26,25391
R1-1	6	145	58	151,2413	47,43246
R1-2	6	145	58	151,2303	47,42981
R1-3	6	145	58	151,2413	47,43246
R1-4	6	145	58	151,2303	47,42981
R1-5	6	145	58	151,2413	47,43246
R1-6	6	145	58	151,2303	47,42981
R1-7	6	145	58	151,2413	47,43246
R1-8	6	145	58	151,2303	47,42981
R1-9	6	145	58	151,2413	47,43246
R1-10	6	145	58	151,2303	47,42981
R1-16	6	145	58	151,2303	62,80019
R1-17	6	145	58	151,2413	62,80422
Y1-1	6	125	50	62,63522	26,13476
Y1-2	6	125	50	65,95256	26,9969
Y1-3	6	125	50	62,63522	26,13476
Y1-4	6	125	50	65,95256	26,9969
Y1-7	6	125	50	62,63522	26,13476
Y1-11	6	125	50	62,63522	26,13476

Legenda:

100% do valor contrutivo - Valor critico

95% do valor contrutivo – Valor marginal

Na tabela 12 apresentam-se os resultados determinados para as correntes de pico de CC (ip) e de corrente simétrica de corte (Ib) para cada um dos disjuntores de baixa tensão de chegada aos quadros BT e disjuntores de acoplamento.

Tabela 12 **Resultados, i_p e I_b disjuntores de quadros BT. [32]**

Aparelho	Un (kV)	Rated ip (kA)	Rated Ib Sym (kA)	Ip (kA)	Ib Sym (kA)
A3-1	0,4	187	85	137,38	59,12
A3-2	0,4	187	85	136,63	58,83
B2-1	0,4	187	85	101,99	45,27
B2-2	0,4	187	85	102,83	45,60
B4-1	0,4	187	85	112,45	50,37
B4-2	0,4	187	85	114,03	51,06
E1-1	0,4	187	85	88,67	39,42
E3-1	0,4	187	85	88,63	39,41
F1-1	0,4	187	85	66,04	31,13
F1-2	0,4	187	85	74,35	32,25
H1BT-1	0,4	187	85	58,67	25,67

H1BT-2.	0,4	187	85	58,67	25,67
J1-1	0,4	187	85	58,57	28,56
J2-1	0,4	187	85	52,86	23,28
K1- 1	0,4	187	85	88,83	42,39
K1-2	0,4	187	85	77,06	34,19
R2-1	0,4	187	85	138,25	61,10
R2-2	0,4	187	85	138,20	61,07
R3-1	0,4	187	85	126,28	55,09
R3-2	0,4	187	85	123,10	53,82
R4-1	0,4	187	85	102,21	44,80
R4-2	0,4	187	85	100,49	43,91
R5-1	0,4	187	85	99,30	43,39
R5-2	0,4	187	85	101,17	44,21
W3-1	0,4	187	85	56,89	29,27
W3-2	0,4	105	50	60,16	30,59
W7-1	0,4	187	85	57,73	25,47
Y2-1	0,4	187	85	105,98	45,97
Y2-2	0,4	187	85	106,11	46,01
Z2-1	0,4	187	85	103,86	46,51

Legenda:

100% do valor construtivo - Valor critico

95% do valor construtivo – Valor marginal

Do extrato retirado do "*output report*" referente à determinação das correntes CC iniciais simétricas apresentado na figura 80, é possível verificar o contributo proveniente dos diversos pontos da rede de corrente para o CC. Estre os quais os motores elétricos.

Nas tabelas 12 e 13 pode-se verificar a diferença de magnitudes de correntes para um CC "próximo" ao gerador e um CC um pouco mais "afastado" (com impedância de CC superior), consegue-se ainda perceber a influência que a corrente I_{dc} tem no comportamento da corrente de CC inicial assimétrica. É ainda possível perceber, tal como era espectável, que a corrente de componente continua I_{dc} vai tender para zero sendo que para a situação apresentada na tabela 13 (quadro C2) esta atinge o valor zero aos 200 ms e nesse momento a corrente de CC passa a ser permanente, isto é, corrente de CC (trifásico simétrico) permanente (I_k).

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
PM-10004 A	Y1 - impar	110.00	0.058	-0.245	4.2	0.252
PM-10002 A	Y1 - impar	110.00	0.058	-0.227	3.9	0.234
PM-10001A	Y1 - impar	110.00	0.060	-0.259	4.3	0.266
Bus18	Quadro Z1	6.37	0.055	-0.122	2.2	0.134
PM-6117B1	Quadro Z1	110.00	0.056	-0.235	4.2	0.241
PC 60 kV_BARRAS I	Bus71	96.01	0.539	-2.139	4.0	2.205

Figura 80 **Exemplo "output report" com a contribuição para a corrente de CC. [32]**

Tabela 13 **I_b e I_{DC} para um caso "próximo" do gerador. [32]**

3-Phase fault at bus: **A1 - BII**

Nominal kV	=	6.000	
Voltage c Factor	=	1.10	
Peak Value	=	181.648	kA
Steady State	=	40.522	kA rms

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.01	70.915	103.402	75.253
0.02	67.991	92.029	62.021
0.03	64.540	79.805	46.940
0.04	61.026	70.614	35.526
0.05	57.599	67.696	35.568
0.06	56.045	62.861	28.469
0.07	54.516	59.087	22.786
0.08	53.015	56.064	18.238
0.09	51.542	53.569	14.598
0.10	50.099	52.782	16.613
0.15	47.354	47.799	6.507
0.20	44.710	44.783	2.549
0.25	42.180	42.192	0.998
0.30	42.180	42.182	0.391

Tabela 14 **I_b e I_{DC} para um caso "afastado" do gerador. [32]**

3-Phase fault at bus: **C2- Par**

Nominal kV	=	6.000	
Voltage c Factor	=	1.10	
Peak Value	=	124.725	kA
Steady State	=	35.931	kA rms

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.01	58.839	69.279	36.573
0.02	57.035	60.015	18.677
0.03	54.858	55.529	8.607
0.04	52.626	52.775	3.967
0.05	50.439	50.504	2.550
0.06	49.446	49.462	1.256
0.07	48.466	48.470	0.619
0.08	47.503	47.504	0.305
0.09	46.555	46.556	0.150
0.10	45.626	45.626	0.113
0.15	43.803	43.803	0.004
0.20	42.040	42.040	0.000
0.25	40.347	40.347	0.000
0.30	40.347	40.347	0.000

6.4. ANÁLISE DE RESULTADOS

Da análise dos resultados obtidos e que se apresentam nas tabelas 10, 11 e 12 é possível perceber, que nos quadros de MT "A1" (B-I e B-II), "A2" (Par e Impar), "C2" (Par e Impar), "H1" e "R1" (Par e Impar) o valor de corrente de CC de pico (i_p) é superior ao valor da característica construtivas dos quadros e do "*making current*" dos respetivos disjuntores.

Relativamente à corrente CC de corte simétrica I_b, e no que aos equipamentos de corte e proteção dos referidos quadros diz respeito, também aí os valores das correntes I_b calculadas excedem os valores construtivos dos equipamentos, se apenas for considerando o "*breaking time*" do aparelho (valor fornecido pelo fabricante). Esta situação poderá ser solucionada com o incremento no atraso à abertura do equipamento.

Nota: Os resultados com todos equipamentos de corte e proteção, podem ser consultados individualmente no anexo C.

Verifica-se a adequabilidade relativamente às características construtivas dos restantes equipamentos de corte e proteção da instalação elétrica (quadros elétricos e disjuntores)

Consegue-se ainda perceber que os quadros de MT que são alimentados a partir do quadro A1, tem correntes de CC com características de CC próximo ao gerador isto é a corrente I''_K

tem um valor substancialmente superior ao I_k. Essa característica é atenuada no lado da BT tal como esperado.

6.5. CONCLUSÃO

Neste capítulo foram apresentados os resultados determinados pelo *software* ETAP de valores de corrente de CC simétrico trifásico para cada um dos barramentos AT, MT e BT da rede de distribuição elétrica da refinaria de Matosinhos. Nos dados registados e apresentados, é possível verificar para cada um dos barramentos os valores de corrente I''_k, i_p e I_k, e I_b e i_p para os equipamentos de corte e proteção.

Dos resultados obtidos foi possível verificar, que existem alguns equipamentos que não possuem as especificações construtivas, adequadas à magnitude das correntes de CC da rede de distribuição de energia da refinaria de Matosinhos. Demonstrando-se que, a determinação de correntes de CC é fundamental para o correto dimensionamento de uma instalação elétrica.

Pode-se concluir, que para dimensionar corretamente uma instalação, se deverá ter em consideração as diferentes magnitudes de correntes de CC. Tal como ficou demonstrado, definir apenas a capacidade nominal de curto-circuito do disjuntor ou do quadro elétrico não é suficiente.

Verifica-se também, que as subestações que são alimentadas a partir do quadro A1 da subestação A, tem correntes de CC com características mais aproximadas ao tipo de CC próximo do gerador.

7. CONCLUSÕES

Possuir e manter atualizada a modelização de uma rede elétrica, com a dimensão e complexidade, como é a rede elétrica industrial da refinaria de Matosinhos, apresenta evidentes vantagens. A possibilidade de análise de diferentes cenários de exploração e de rapidamente percecionar qual o impacto, que possa ter qualquer alteração à rede originalmente dimensionada, fazem parte de alguns dos benefícios que se podem obter duma modelização da referida rede elétrica.

Tal como se pode verificar ao longo deste documento, um motor de indução pode alimentar a corrente de curto-circuito nos instantes iniciais, com uma corrente semelhante à corrente de arranque desse mesmo motor e como tal, terá influência no valor da corrente de pico de curto-circuito (i_p). Assim pode-se facilmente concluir que a decisão de aumentar a potência de um motor trifásico de indução, por necessidade produtiva, sem realizar uma análise rigorosa, poderá levar equipamentos, tais como os quadros elétricos, para fora dos parâmetros de utilização para o qual foram concebidos e, como tal, à sua eventual destruição.

O ETAP apresenta-se adequado ao desenvolvimento do trabalho. É uma ferramenta que se apresenta com um interface intuitivo e possui um elevado nível de detalhe de edição dos componentes da rede. A utilização plena deste *software*, exige um basto conhecimento de

conceitos eletrotécnicos para os componentes da rede a modelizar, assim como dos fenómenos que se pretendem estudar.

No decorrer deste trabalho, apresentou-se a descrição geral da rede elétrica da refinaria de Matosinhos e dos seus principais constituintes. Descreveu-se de que forma é feita distribuição elétrica, quais os níveis de tensão envolvidos e qual o regime de neutro predominante em BT e MT. Apresentou-se ainda, os principais quadros elétricos, o seu formato e respetivas proteções elétricas.

Foi abordado o estado arte do curto-circuito, com a apresentação de algumas definições, dos elementos que influenciam o comportamento das correntes de CC, da diferenciação de CC próximo e afastado do gerador. Foram ainda apresentados alguns métodos utilizados para cálculo de correntes de CC.

Nesta dissertação apresentou-se um enquadramento da IEC-60909 essencialmente orientada à instalação elétrica da refinaria de Matosinhos

No decorrer do presente documento descreveu-se pormenorizadamente, a forma como foi realizada a modelização e parametrização da rede elétrica, de distribuição da refinaria de Matosinhos no *software* ETAP.

Foram ainda apresentados resultados calculados pelo *software* ETAP de valores de corrente de CC simétrico trifásico para cada um dos barramentos AT, MT e BT da rede de distribuição elétrica da refinaria de Matosinhos. Tendo-se demonstrado que a determinação destas correntes é essencial para o dimensionamento de uma instalação elétrica.

Este trabalho tinha como objetivo principal a obtenção das correntes máximas do curto-circuito trifásico. Como tal, a modelização e parametrização da rede elétrica foi executada essencialmente com vista a concretização desse objetivo, que no essencial foi atingido.

Como sugestão de desenvolvimento futuro, propõe-se a edição da rede com os parâmetros necessários à realização do estudo de seletividade da rede elétrica da refinaria de Matosinhos.

Referências Bibliográficas

[1] Próprio.

[2] Próprio, *Parametrização no ETAP*.

[3] ANSI, *Standard Device Numbers (ANSI /IEEE Standard C37.2)*, 2008.

[4] R. d. Matosinhos, *CCRE*.

[5] IEC, "IEC 60909 - Short-circuit currents in three-phase a.c. systems," *International Electrotechnical Commission - IEC*, p. 154, 01 2016.

[6] J. P. S. Paiva, Redes de energia Eletrica - uma analise sistemica, Lisboa: Press, 2015.

[7] IEC, *Factors for the calculation of short-circuit currents according to IEC 60909-0*, 2002.

[8] M. A. Matos, "Introdução ao cálculo de curto-circuitos trifásicos simétricos pela norma CEI-909," FEUP, Porto, 1996.

[9] IEEE, *IEEE - Std 551*, IEEE - Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc, 2006.

[10] F. D. G. T. B. De Metz-Noblat, "Calculation of short-circuit," *Cahier technique (158)*, p. 36, 2000.

[11] C. Moreira, "paginas FEUP," 2009. [Online]. Available: https://paginas.fe.up.pt/~ee06226/images/bibliografia/17.pdf.

[12] I. Kasikci, Short Circuits in Power Systems, Weinheim: Wiley-VCH Verlag GmbH & Co., 2018.

[13] WEG, "WEGeuro," 12 12 2020. [Online]. Available: https://static.weg.net/medias/downloadcenter/h68/h68/WEG-curso-dt5-caracter-sticas-e-especifica-o-de-geradores-artigo-tecnico-portugues.pdf.

[14] G. Eletric, "Short-circuit Current Calculations," General electric Company, 1989.

[15] F. -. EDP, “Guia Técnico subestações de distribuição,” [Online]. Available: https://web.fe.up.pt/~ee97153/.

[16] H. Tavares e T. Nogueira, “GROUND FAULT PROTECTION METHODS FOR DISTRIBUTION SYSTEMS,” *Neutro à terra,* 2017.

[17] D. Fulchiron, “Basic selection of MV public distribution networks,” *Cahier technique . Schneider Eletric,* p. 24, Maio 2001.

[18] RTIEBT, *RTIEBT,* 2006.

[19] J. S. Machado, “engionica,” 6 2 2021. [Online]. Available: http://engionica.blogspot.com/2012/10/regimes-de-neutro-tt-tn-it.html.

[20] J. A. B. Carvalho, “Protecção das Pessoas em Instalações Eléctricas de Baixa Tensão,” *Neutro à terra,* 2009.

[21] IEEE, *Recommended Practice for Conducting Short-Circuit Studies and Analysis of Industrial and Commercial Power Systems,* 2018.

[22] M. S. Griffith, “A Penetrating Gaze at One Open Phase: Analyzing the Polyphase Induction Motor Dilemma,” *IEEE,* pp. 504-517, 11 1977.

[23] S. M. Durbin, William H. Hayt e Jack E. Kemmerly, Engineering Circuit Analysis, New york: McGraw-Hill,, 2012.

[24] S. &. J. L. P. Fich, Theory of a-C Circuits Hardcover, Prentice hall, 1965.

[25] R. A. d. S. Benedito, “Análise de Curtos-Circuitos,” 12 12 2020. [Online]. Available: http://paginapessoal.utfpr.edu.br/raphaelbenedito.

[26] C. Fortescue, Method of Symmetrical Coordinates Applied to the Solution of Polyphase Networks, Atlantic City: AIEE, 1918.

[27] M. V. Guedes, “Corrente Alternada Sistemas polifasicos assimetricos,” FEUP, PORTO, 2005.

[28] M. A. Matos, *Sistema por unidade,* 2003.

[29] IEC-TR-60909-1, *IEC-TR- 60909-1 :Factors for the calculation of short-circuit currents,* 2002.

[30] IEC, *IEC-TR-60909-2 Data of electrical equipment for short-circuit current calculations*, 2008.

[31] IEC, *IEC-60909-3 Currents during two separate simultaneous line-to-earth short circuits and partial short-circuit currents flowing through earth*, IEC, 2009.

[32] IEC, *IEC-TR-60909-4: Examples for the calculation of short-circuit currents*, IEC, 2000.

[33] I. Operation Technology, "Short Circuit IEC 60909 Standard," 01 09 2021. [Online]. Available: https://etap.com/short-circuit/short-circuit-software-iec-60909.

[34] E-redes, "E-redes "Rede nacional de distribuição"," 31 12 2020. [Online]. Available: https://e-redes-rede.wntech.com/Nut/4.

[35] R. d. Matosinhos, *Arquivos.*

[36] ETAP, *Output report.*

[37] A. Parmar, "Short-circuit analysis of Industrial plant," *International Journal of Advance Engineering and Research Development*, p. 9, March 2018.

[38] E-redes, *Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações*, E-REDES - Distribuição de Eletricidade, S.A, 2021.

Lista de Anexos

Anexo A – Diagramas unifilares.

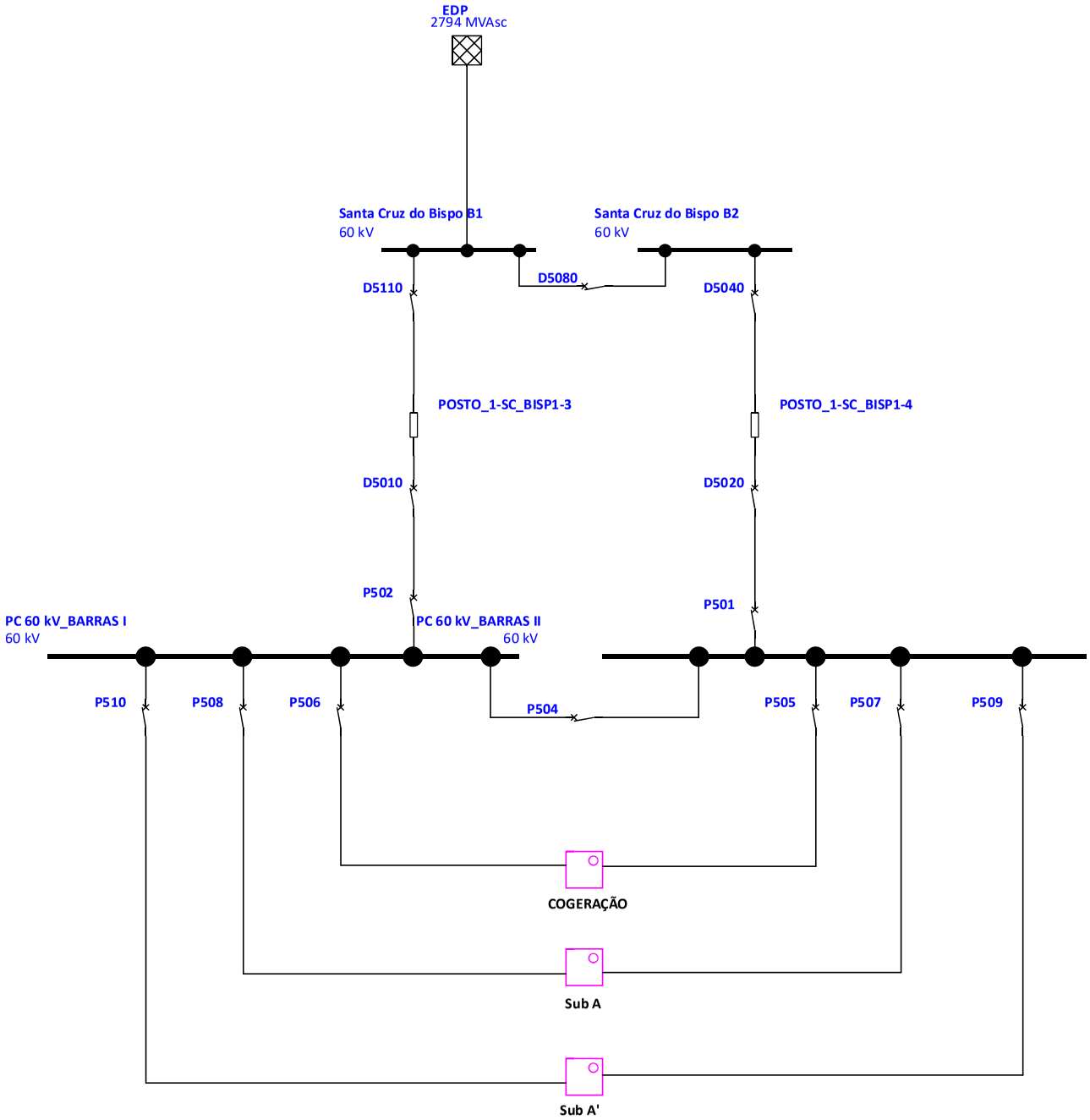
Anexo B – Diagramas unifilares com indicação das CC iniciais simétricas.

Anexo C – Relatório de resultados do ETAP.

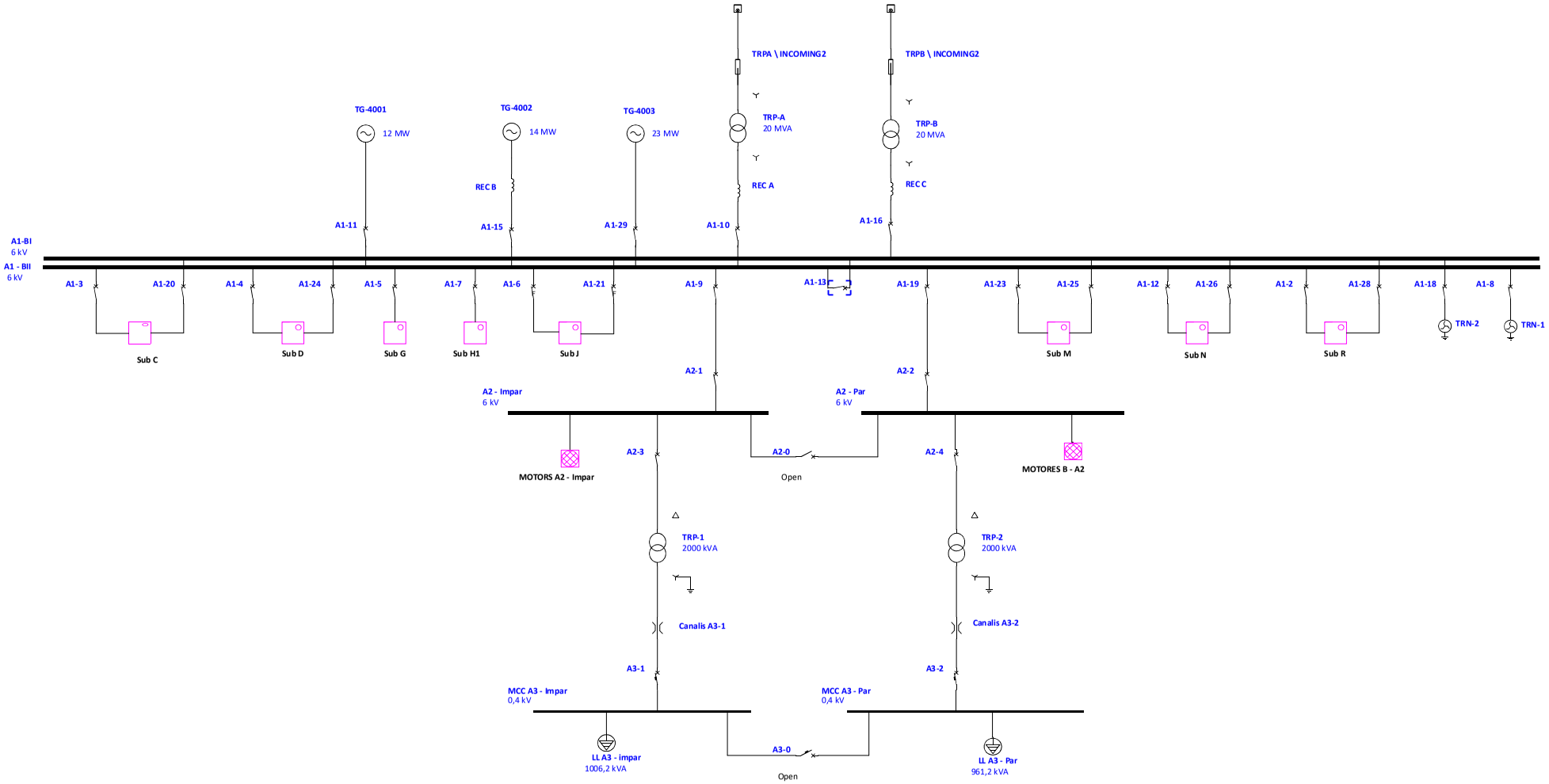
Anexo D – Documentação utilizada na modelização e parametrização da rede.

Anexo E – Ficheiros ETAP.

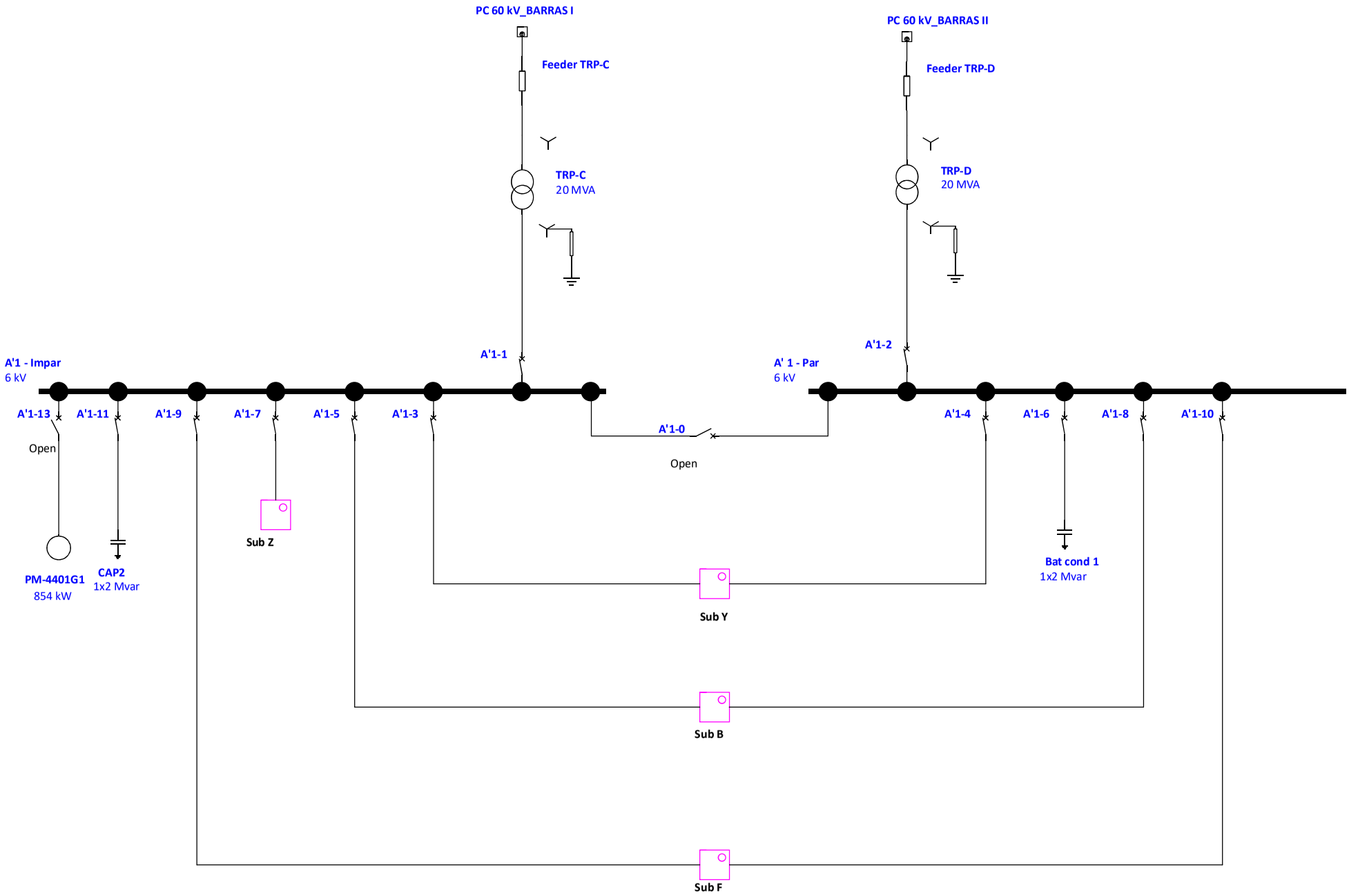
Anexo A. Diagramas unifilares.


EDP
2794 MVAsc
Santa Cruz do Bispo B1
60 kV
Santa Cruz do Bispo B2
60 kV
D5080
D5110
D5040
POSTO_1-SC_BISP1-3
POSTO_1-SC_BISP1-4
D5010
D5020
P502
P501
PC 60 kV_BARRAS I
60 kV
PC 60 kV_BARRAS II
60 kV
P510
P508
P506
P504
P505
P507
P509
COGERAÇÃO
Sub A
Sub A'

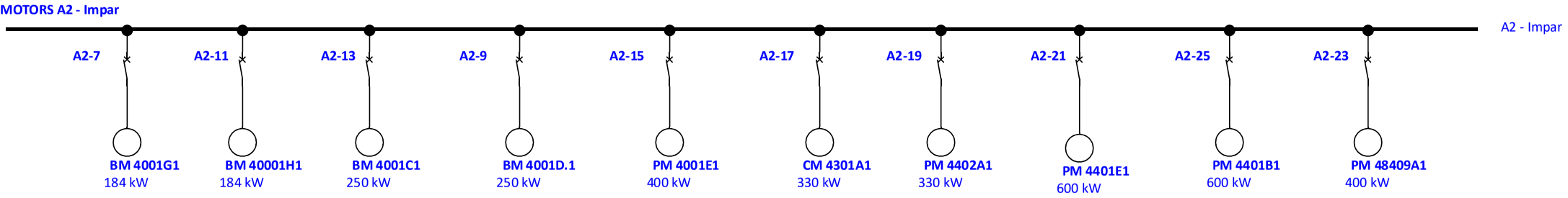
One-Line Diagram - REDE ELETRICA da RM=>...=>Sub A (Edit Mode)



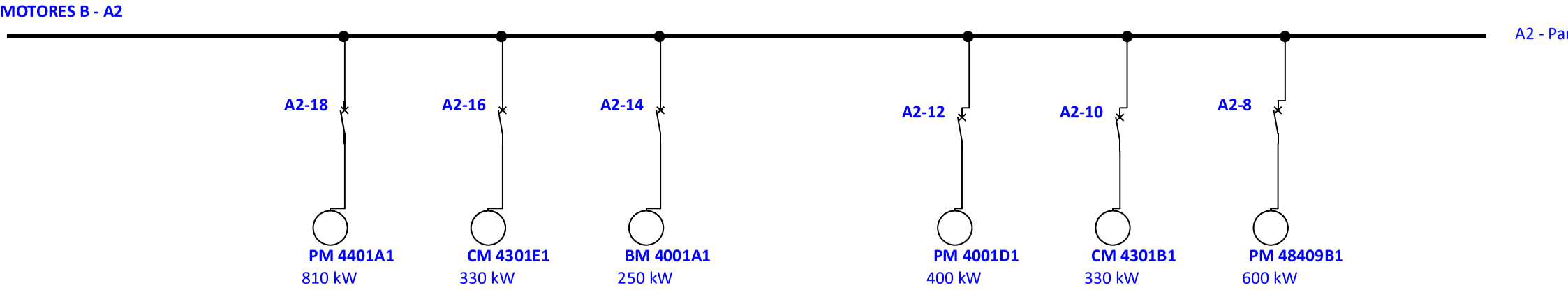
One-Line Diagram - REDE ELETRICA da RM=>...=>Sub A' (Edit Mode)

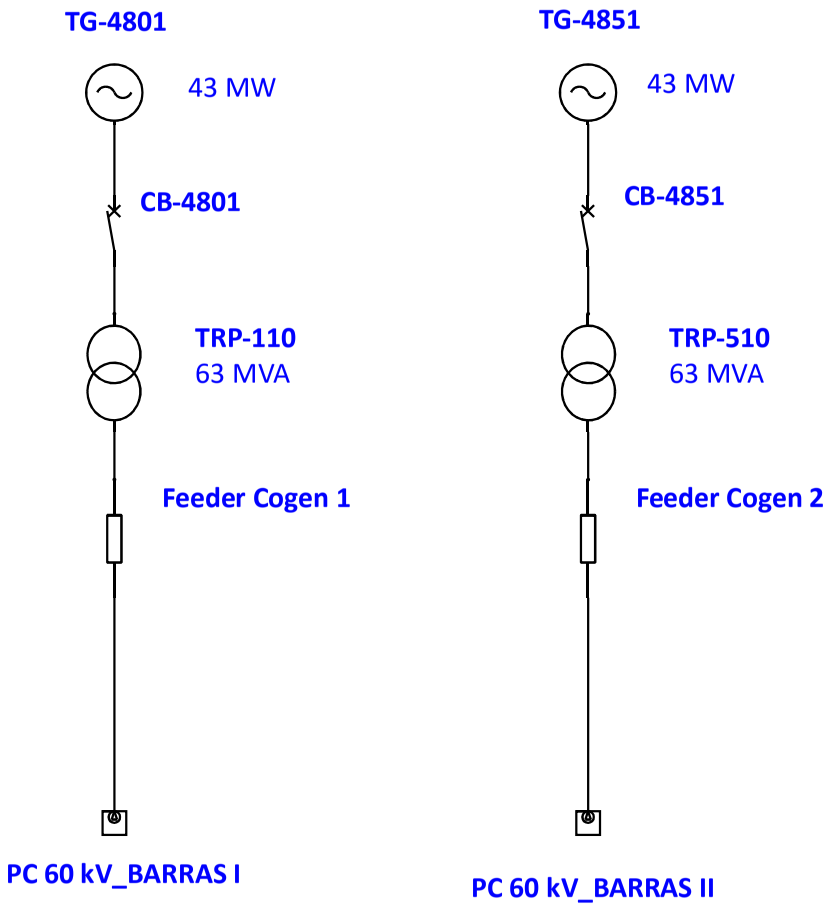


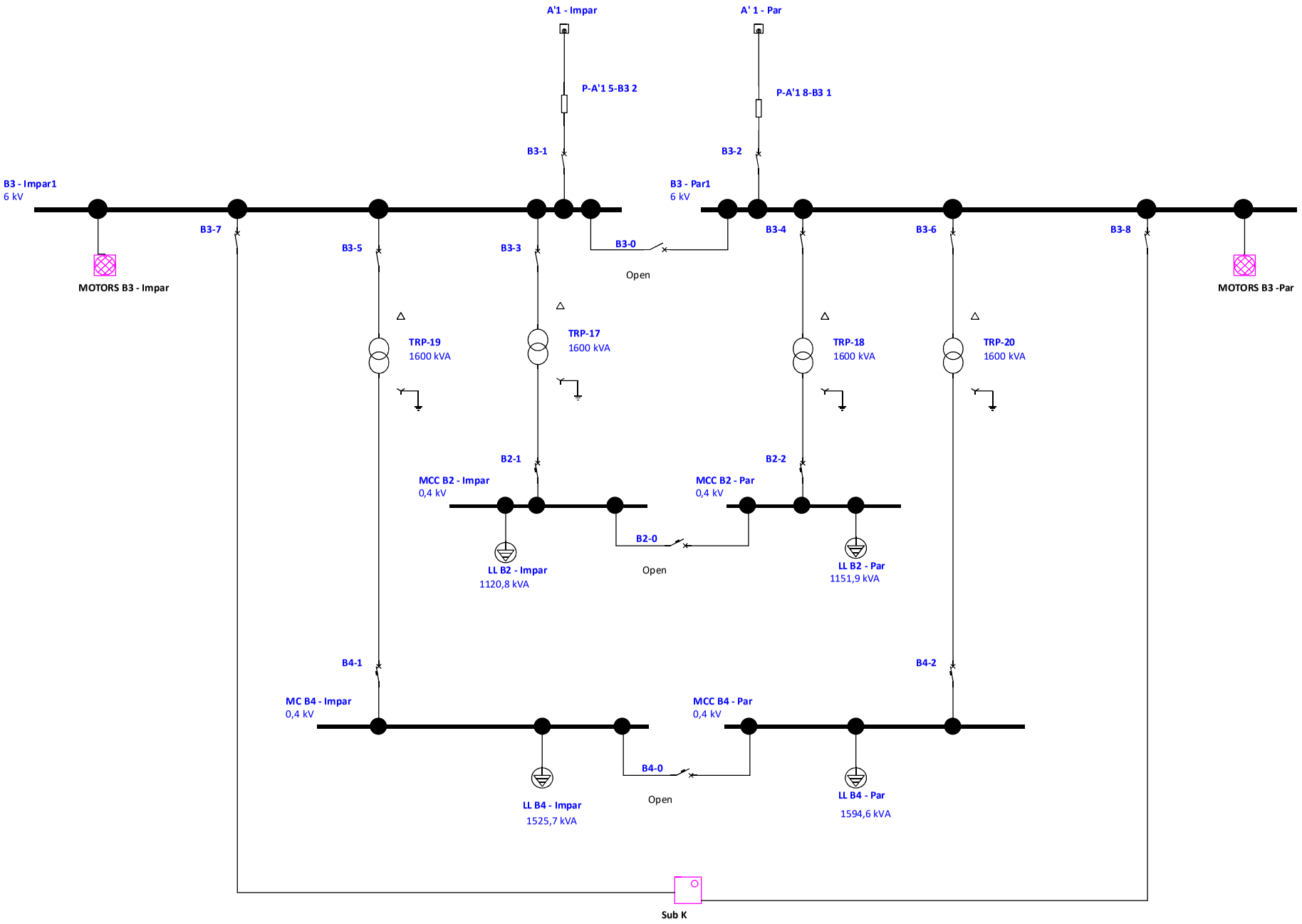
One-Line Diagram - REDE ELETRICA da RM=>...=>MOTORS A2 - Impar (Edit Mode)

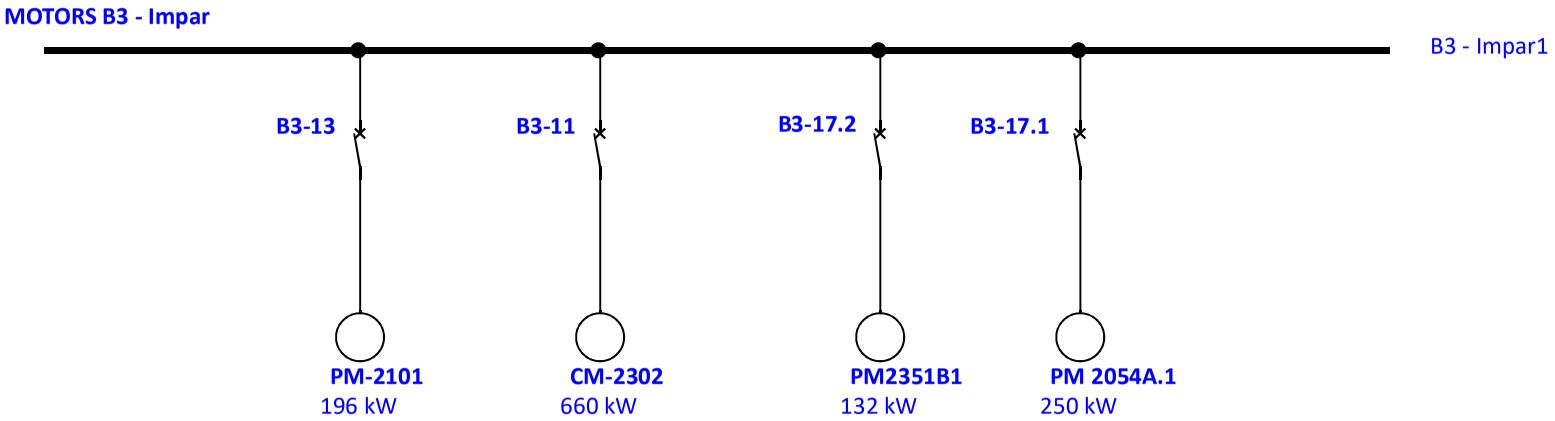


One-Line Diagram - REDE ELETRICA da RM=>...=>MOTORES B - A2 (Edit Mode)

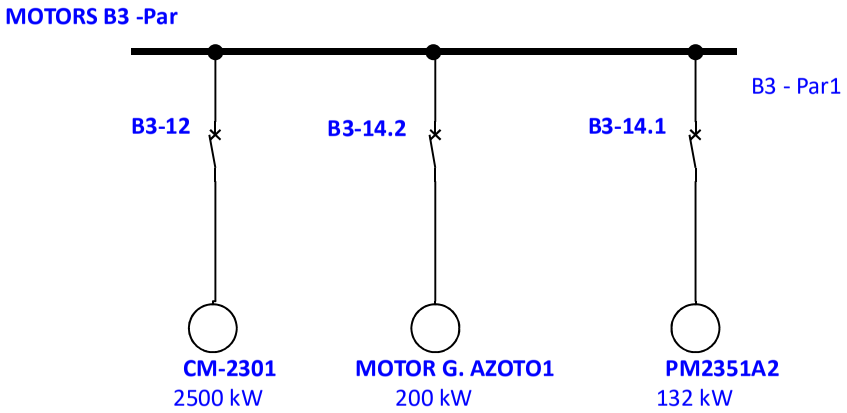


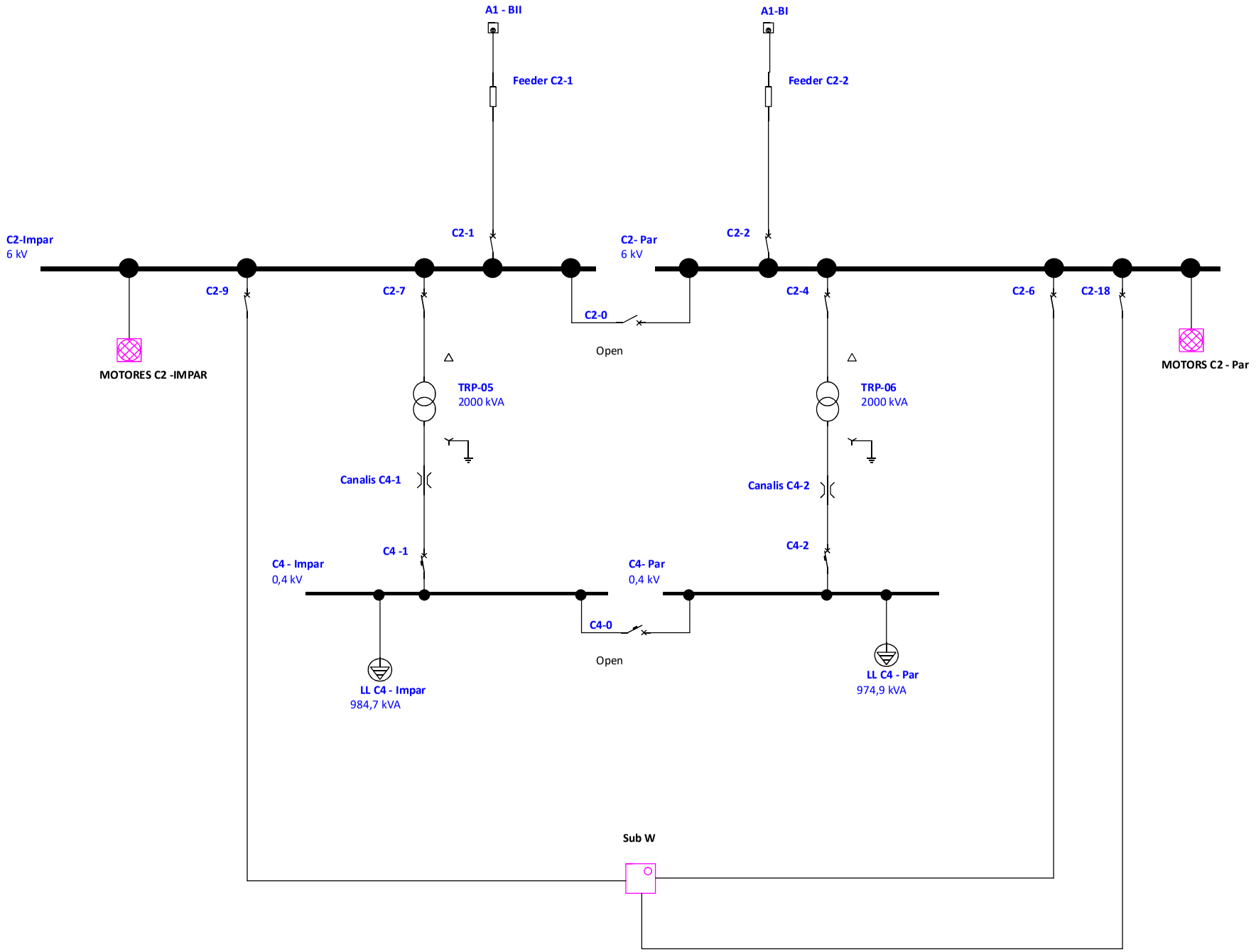

TG-4801
43 MW
CB-4801
TRP-110
63 MVA
Feeder Cogen 1
PC 60 kV_BARRAS I
TG-4851
43 MW
CB-4851
TRP-510
63 MVA
Feeder Cogen 2
PC 60 kV_BARRAS II


A'1 - Impar
A' 1 - Par
P-A'1 5-B3 2
P-A'1 8-B3 1
B3-1
B3-2
B3 - Impar1
6 kV
B3 - Par1
6 kV
B3-7
B3-5
B3-3
B3-0
B3-4
B3-6
B3-8
Open
MOTORS B3 - Impar
MOTORS B3 -Par
TRP-19
1600 kVA
TRP-17
1600 kVA
TRP-18
1600 kVA
TRP-20
1600 kVA
B2-1
B2-2
MCC B2 - Impar
0,4 kV
MCC B2 - Par
0,4 kV
B2-0
Open
LL B2 - Impar
1120,8 kVA
LL B2 - Par
1151,9 kVA
B4-1
B4-2
MC B4 - Impar
0,4 kV
MCC B4 - Par
0,4 kV
B4-0
Open
LL B4 - Impar
1525,7 kVA
LL B4 - Par
1594,6 kVA
Sub K

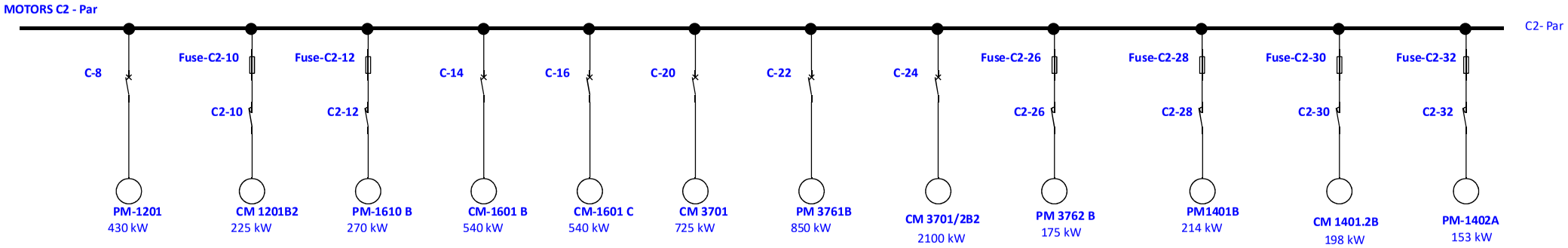

MOTORS B3 - Impar
B3 - Impar1
B3-13
B3-11
B3-17.2
B3-17.1
PM-2101
196 kW
CM-2302
660 kW
PM2351B1
132 kW
PM 2054A.1
250 kW

One-Line Diagram - REDE ELETRICA da RM=>...=>MOTORS B3 -Par (Edit Mode)

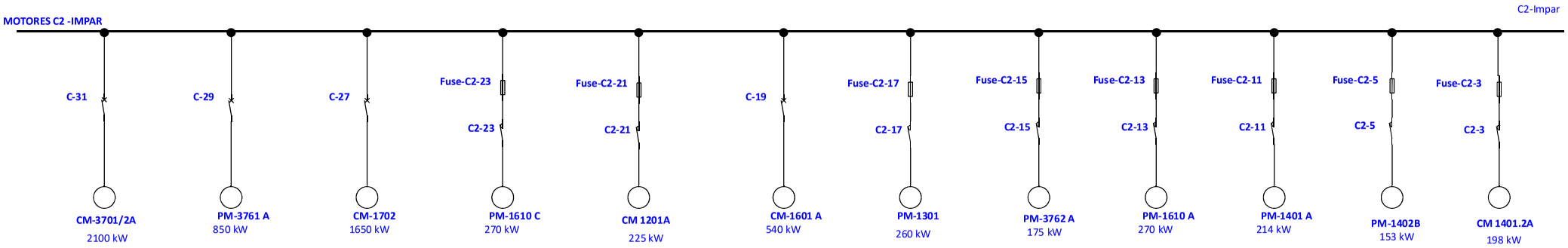


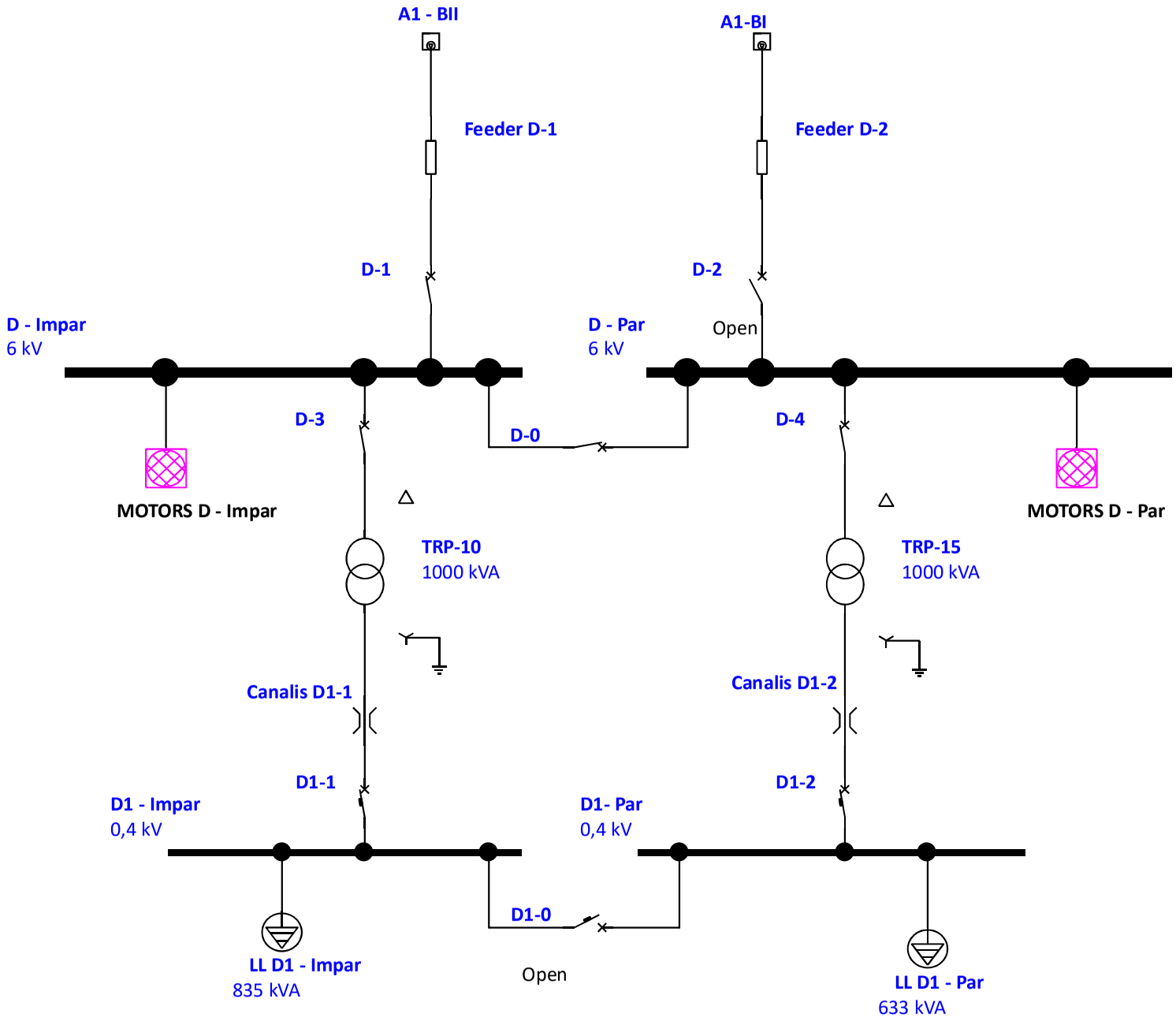

A1 - BII
A1-BI
Feeder C2-1
Feeder C2-2
C2-Impar
6 kV
C2-1
C2- Par
6 kV
C2-2
C2-9
C2-7
C2-0
Open
C2-4
C2-6
C2-18
MOTORES C2 -IMPAR
MOTORS C2 - Par
TRP-05
2000 kVA
TRP-06
2000 kVA
Canalis C4-1
Canalis C4-2
C4 -1
C4-2
C4 - Impar
0,4 kV
C4- Par
0,4 kV
C4-0
Open
LL C4 - Impar
984,7 kVA
LL C4 - Par
974,9 kVA
Sub W

One-Line Diagram - REDE ELETRICA da RM=>...=>MOTORS C2 - Par (Edit Mode)

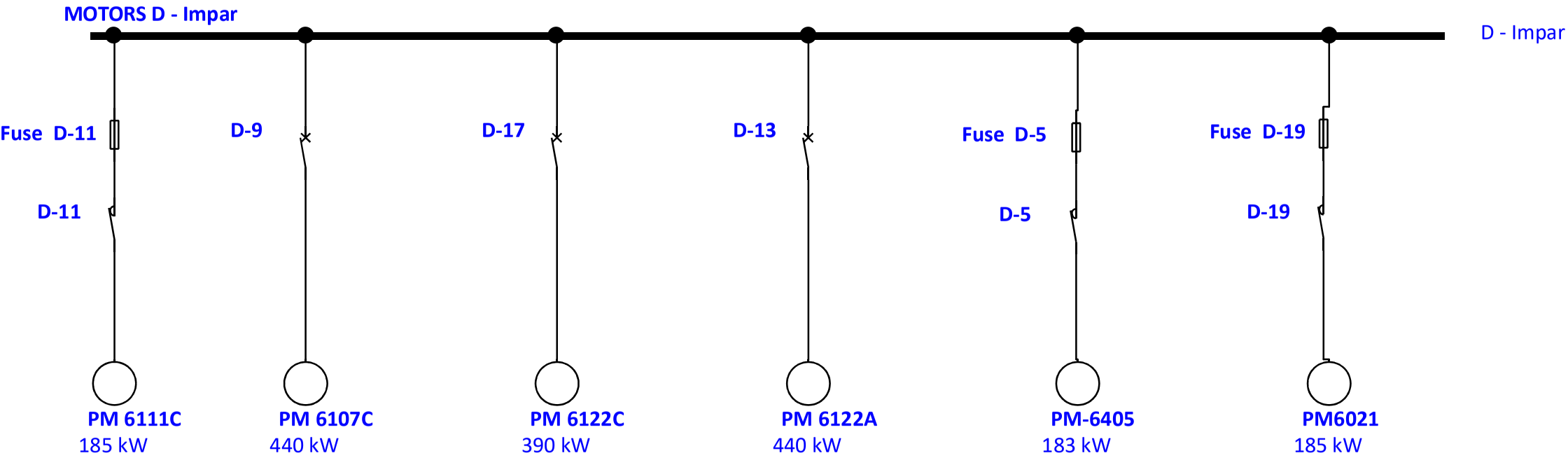


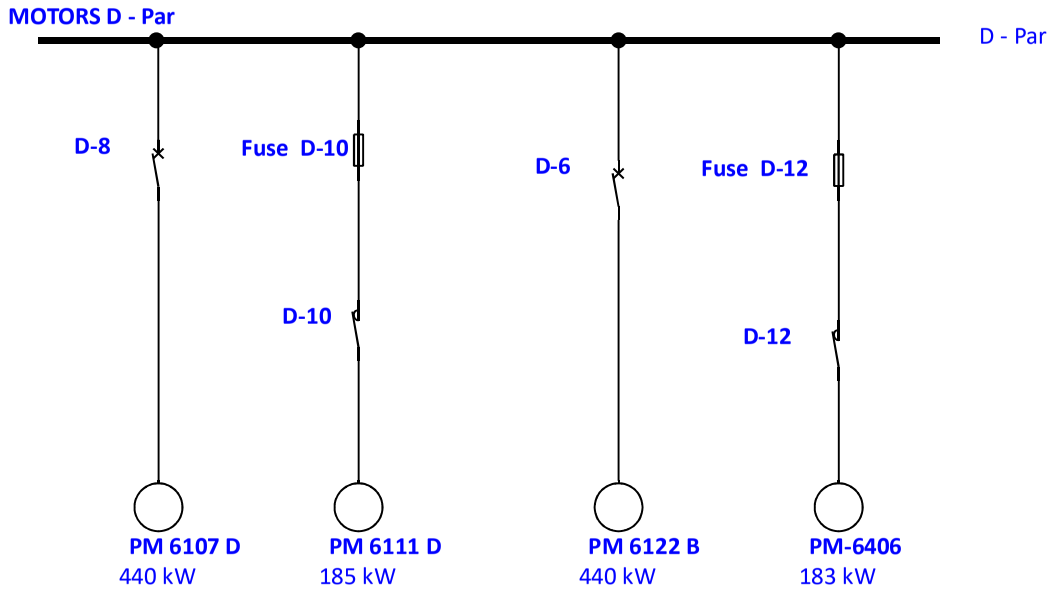
One-Line Diagram - REDE ELETRICA da RM=>...=>MOTORES C2 -IMPAR (Edit Mode)

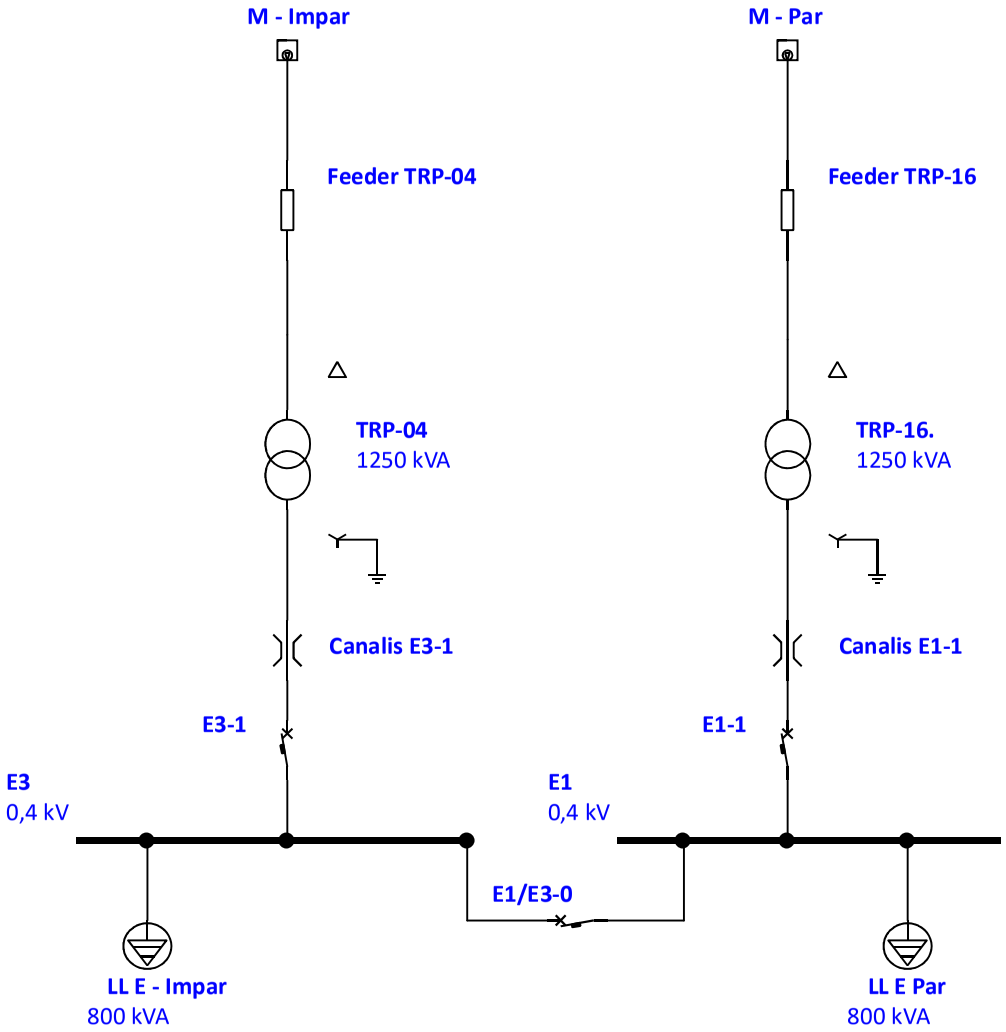



A1 - BII
A1-BI
Feeder D-1
Feeder D-2
D-1
D-2
D - Impar
6 kV
D - Par
6 kV
Open
D-3
D-0
D-4
MOTORS D - Impar
MOTORS D - Par
TRP-10
1000 kVA
TRP-15
1000 kVA
Canalis D1-1
Canalis D1-2
D1-1
D1-2
D1 - Impar
0,4 kV
D1- Par
0,4 kV
D1-0
LL D1 - Impar
835 kVA
Open
LL D1 - Par
633 kVA

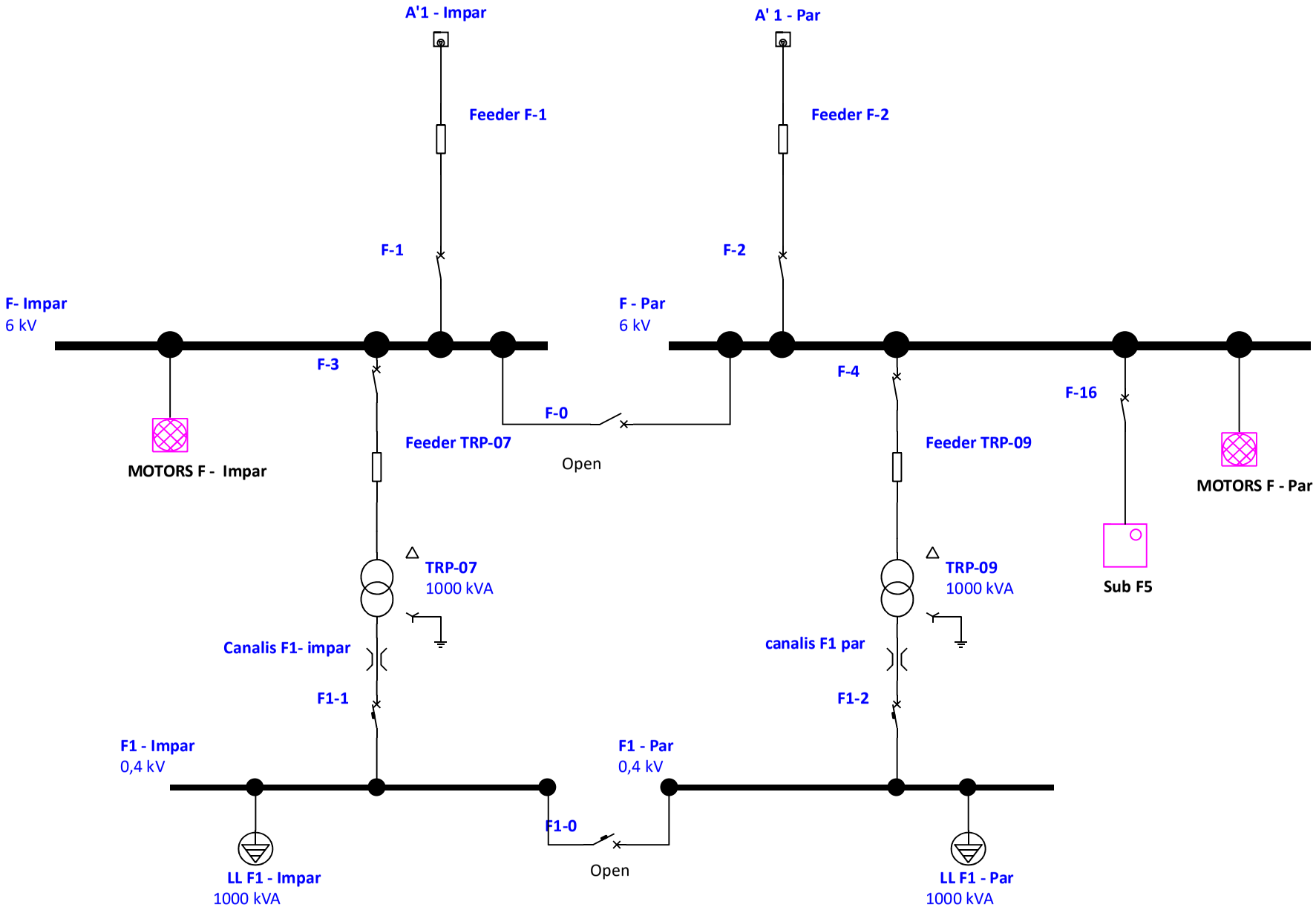
One-Line Diagram - REDE ELETRICA da RM=>...=>MOTORS D - Impar (Edit Mode)



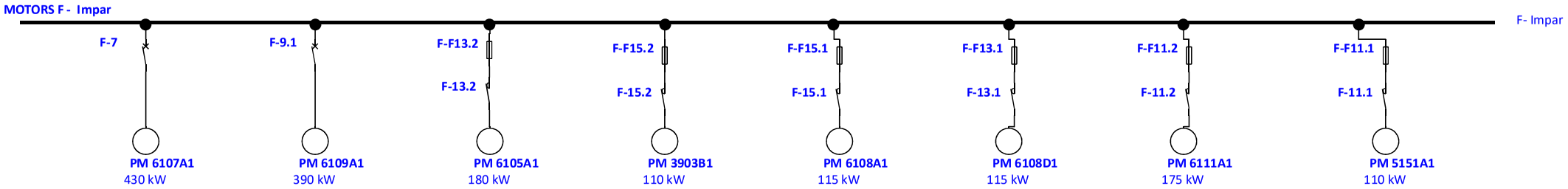

MOTORS D - Par
D - Par
D-8
Fuse D-10
D-6
Fuse D-12
D-10
D-12
PM 6107 D
440 kW
PM 6111 D
185 kW
PM 6122 B
440 kW
PM-6406
183 kW


M - Impar
Feeder TRP-04
TRP-04
1250 kVA
Canalis E3-1
E3-1
E3
0,4 kV
LL E - Impar
800 kVA
M - Par
Feeder TRP-16
TRP-16.
1250 kVA
Canalis E1-1
E1-1
E1
0,4 kV
E1/E3-0
LL E Par
800 kVA

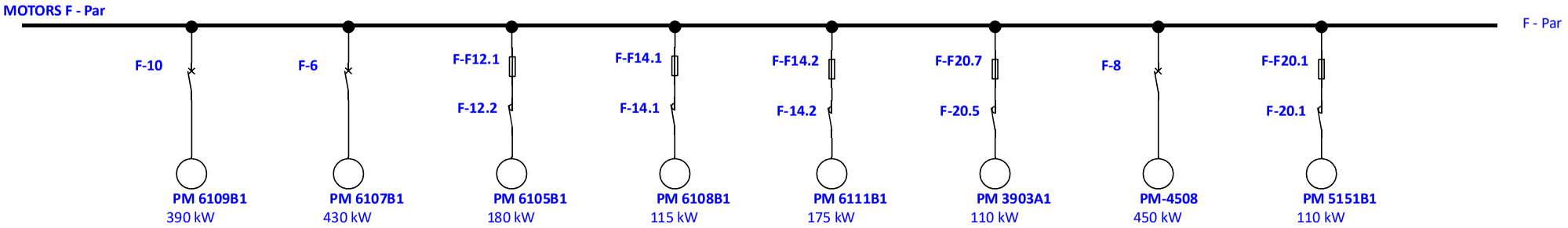
One-Line Diagram - REDE ELETRICA da RM=>...=>Sub F (Edit Mode)

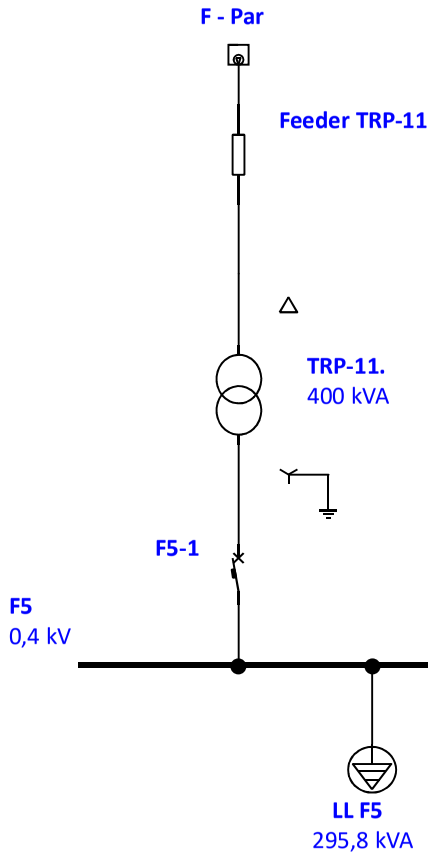


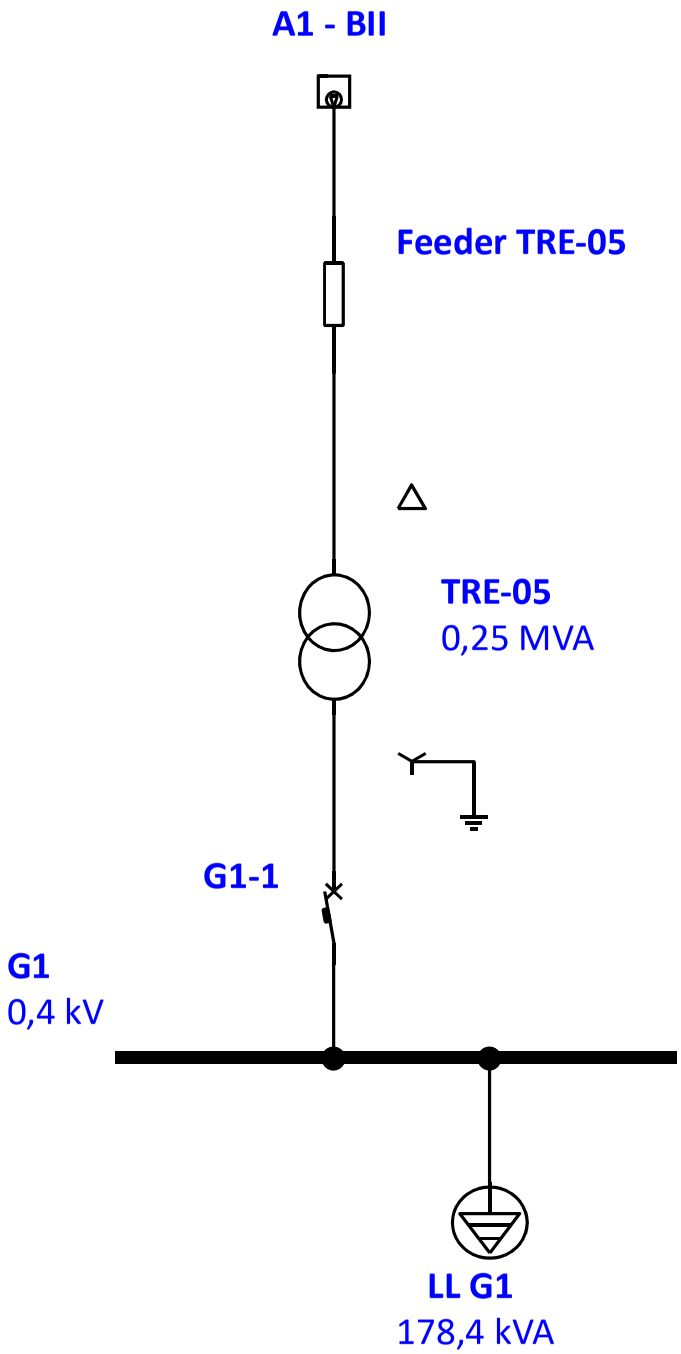
One-Line Diagram - REDE ELETRICA da RM=>...=>MOTORS F - Impar (Edit Mode)

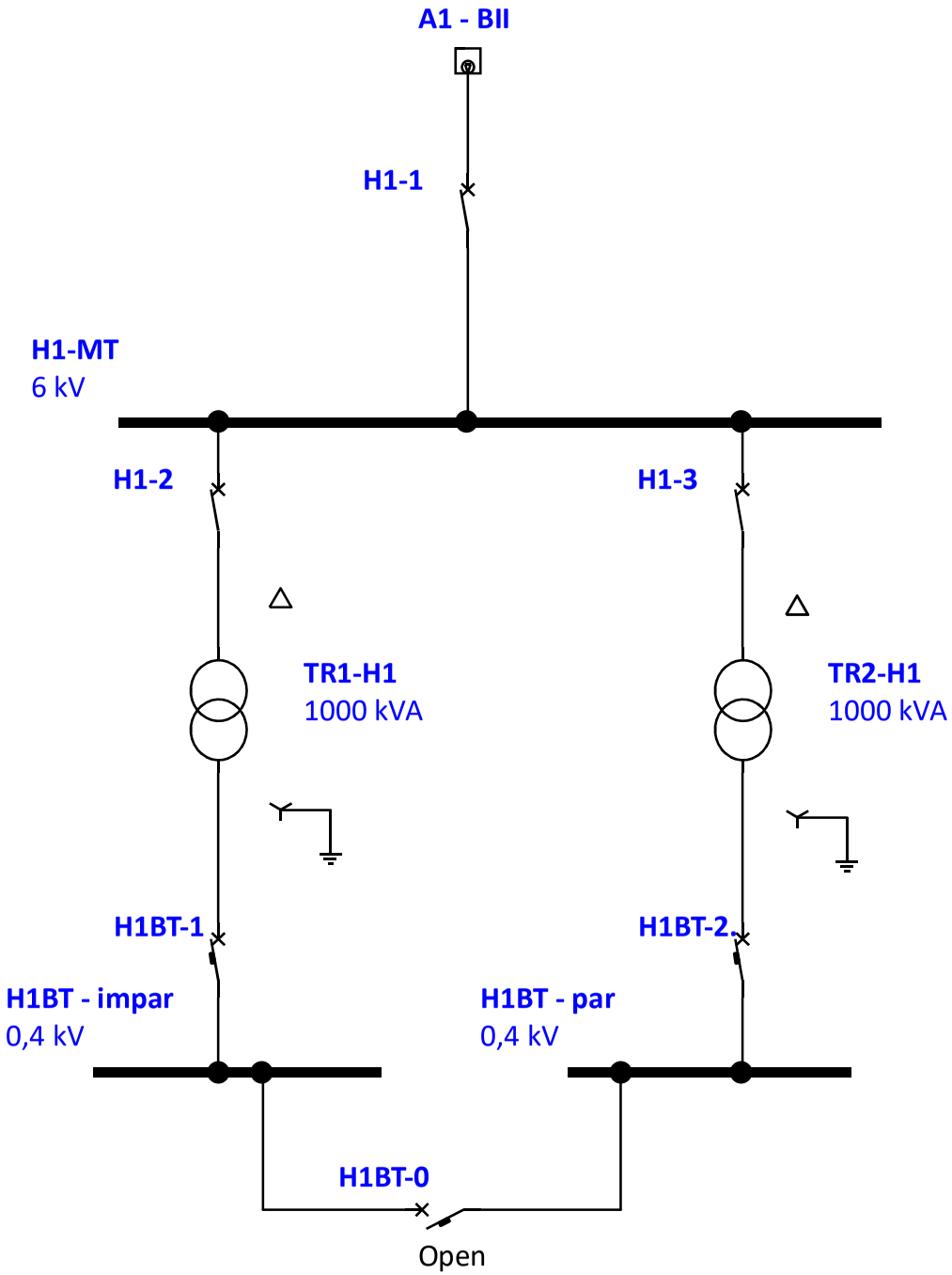


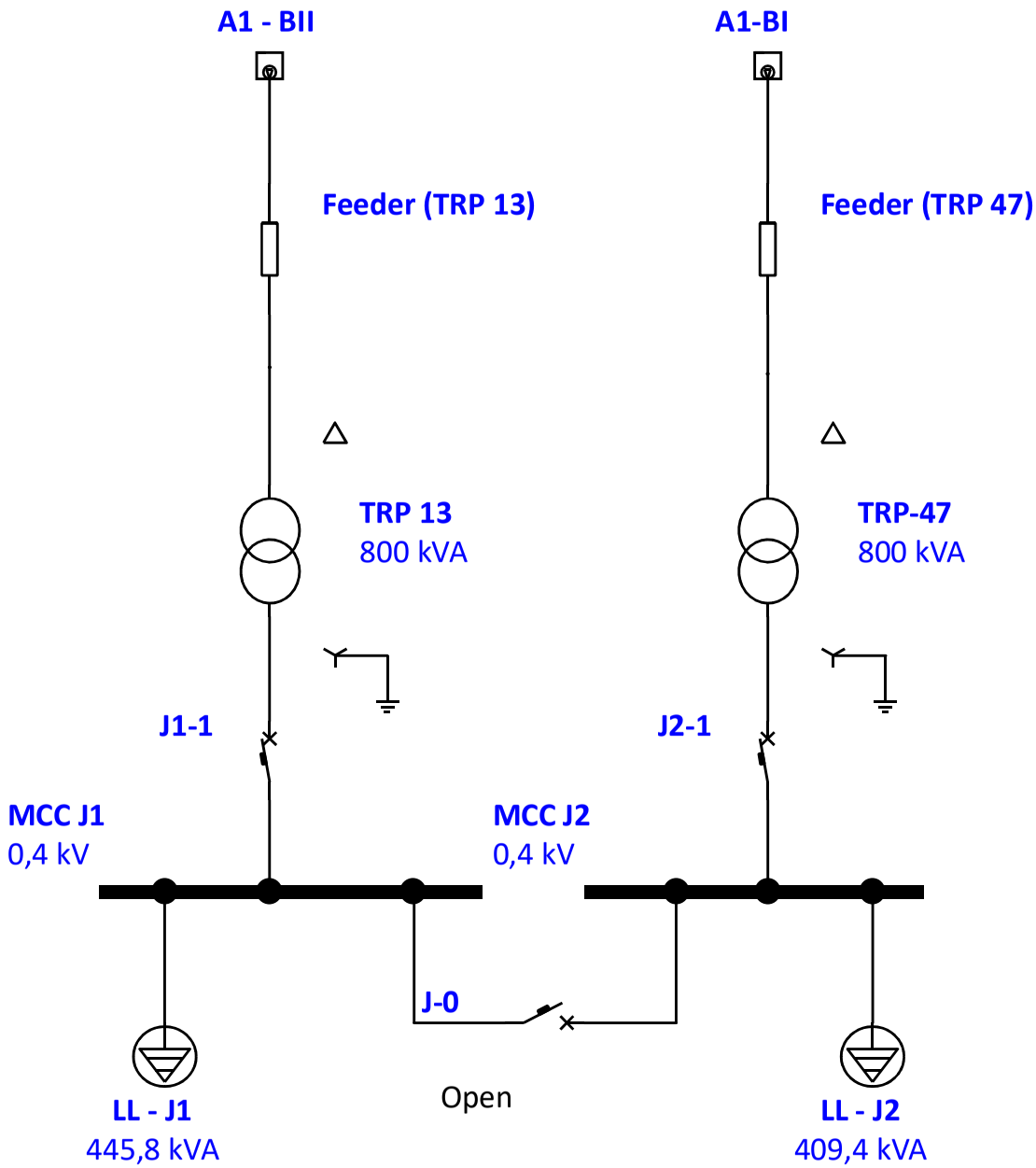
One-Line Diagram - REDE ELETRICA da RM=>...=>MOTORS F - Par (Edit Mode)

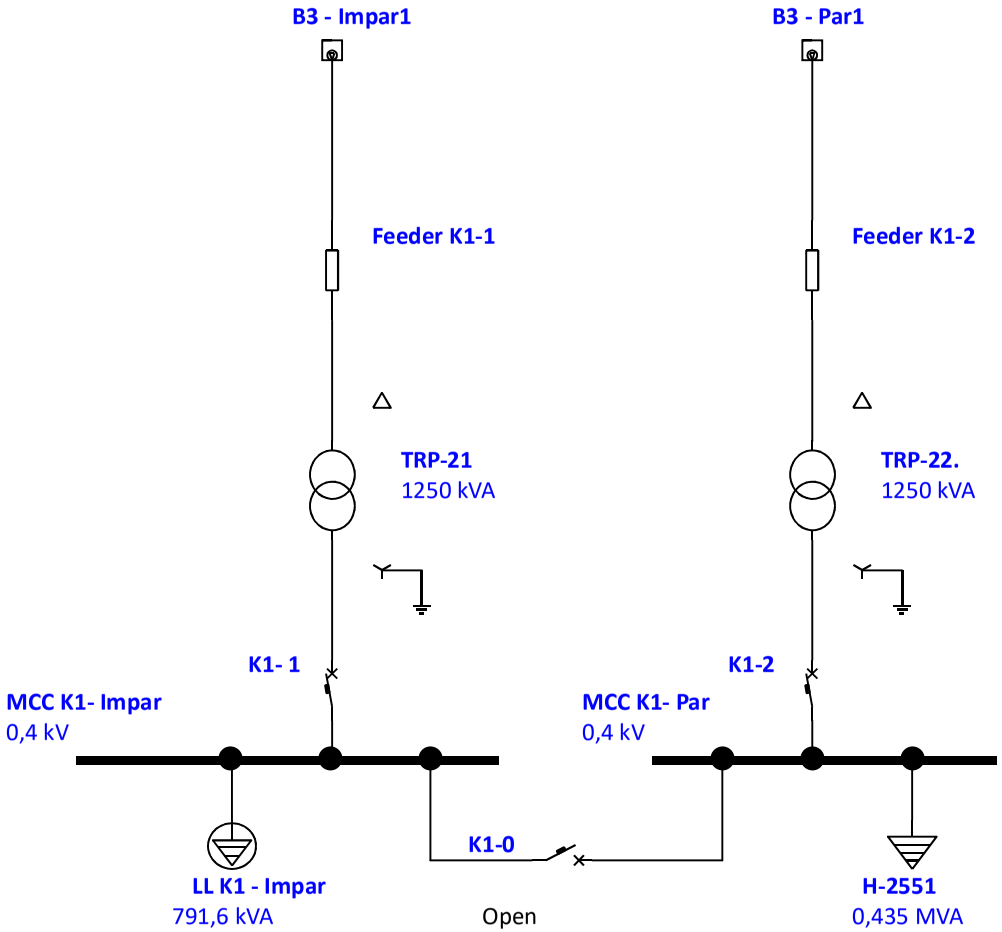


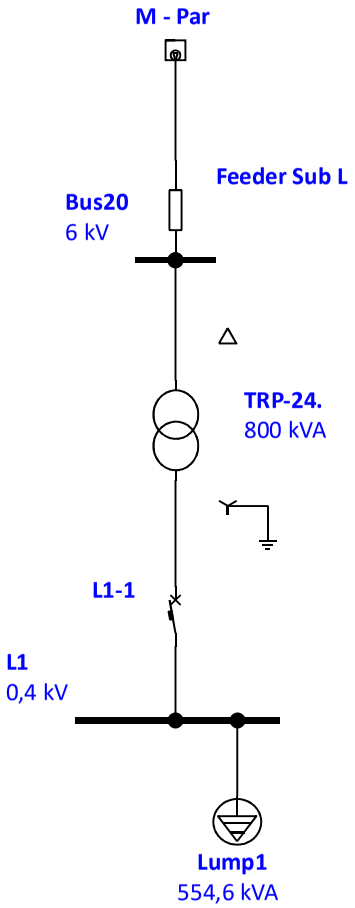

F - Par
Feeder TRP-11
TRP-11.
400 kVA
F5-1
F5
0,4 kV
LL F5
295,8 kVA

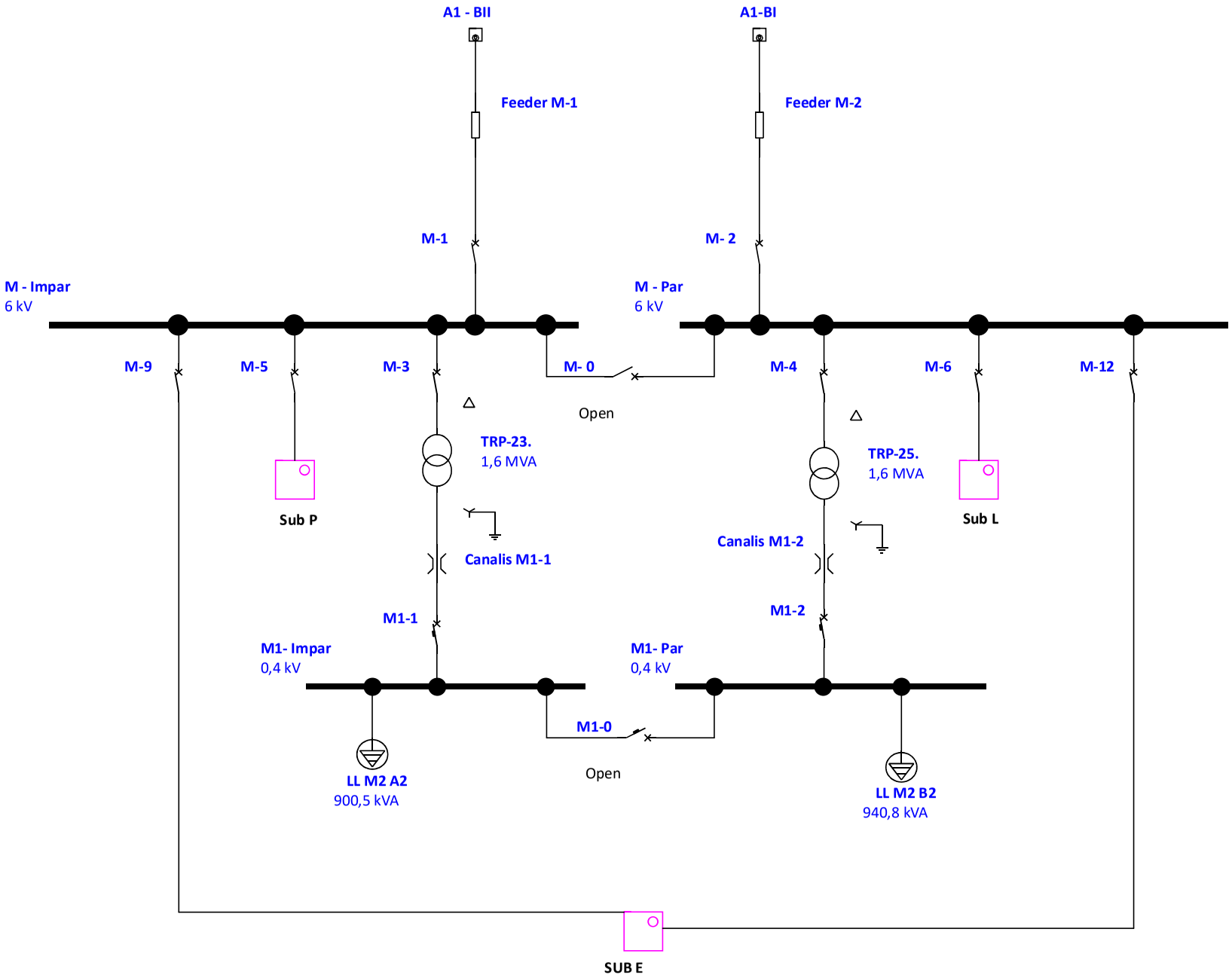

A1 - BII
Feeder TRE-05
TRE-05
0,25 MVA
G1-1
G1
0,4 kV
LL G1
178,4 kVA

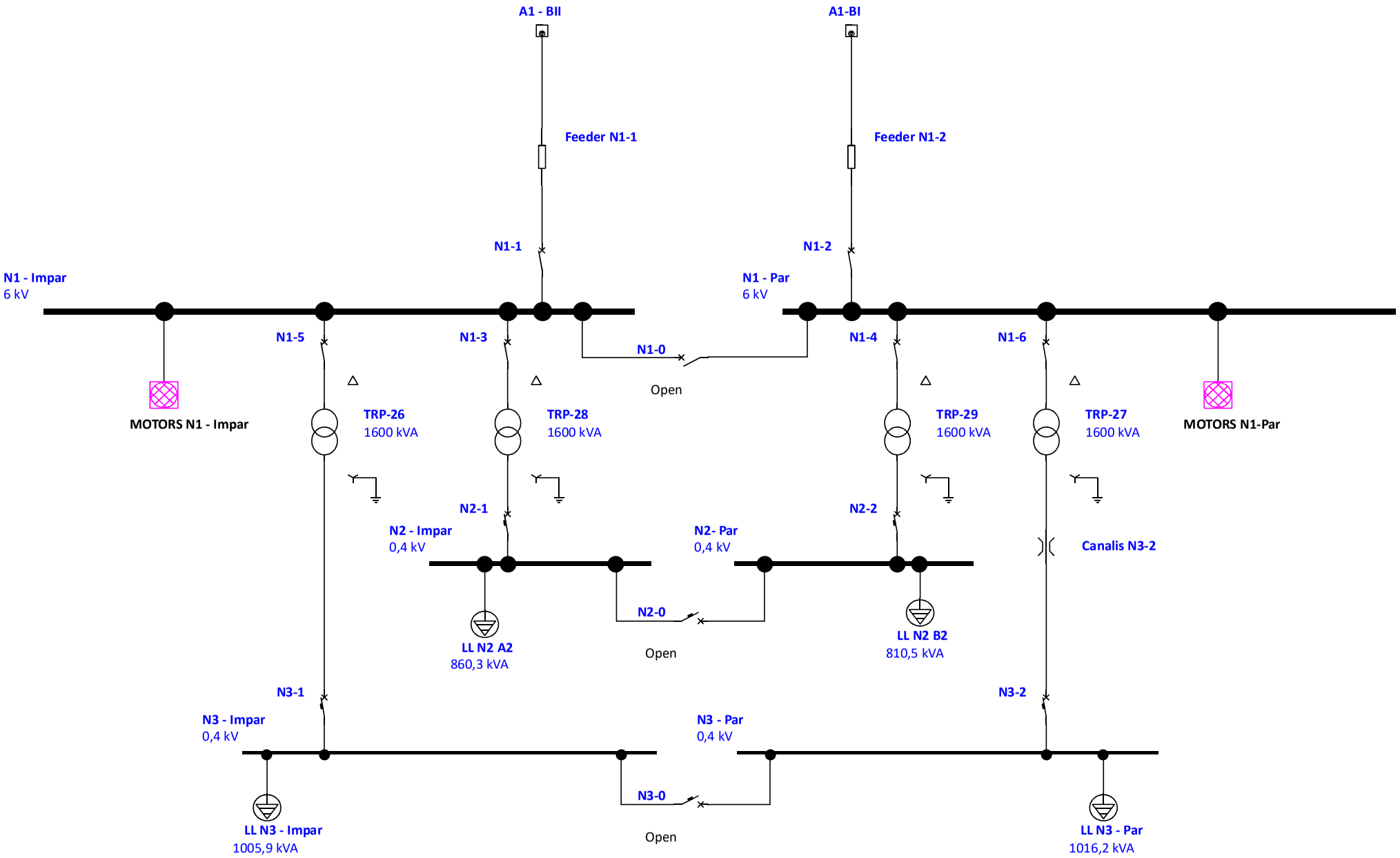

A1 - BII
H1-1
H1-MT
6 kV
H1-2
H1-3
TR1-H1
1000 kVA
TR2-H1
1000 kVA
H1BT-1
H1BT-2
H1BT - impar
0,4 kV
H1BT - par
0,4 kV
H1BT-0
Open


A1 - BII
A1-BI
Feeder (TRP 13)
Feeder (TRP 47)
TRP 13
800 kVA
TRP-47
800 kVA
J1-1
J2-1
MCC J1
0,4 kV
MCC J2
0,4 kV
J-0
Open
LL - J1
445,8 kVA
LL - J2
409,4 kVA

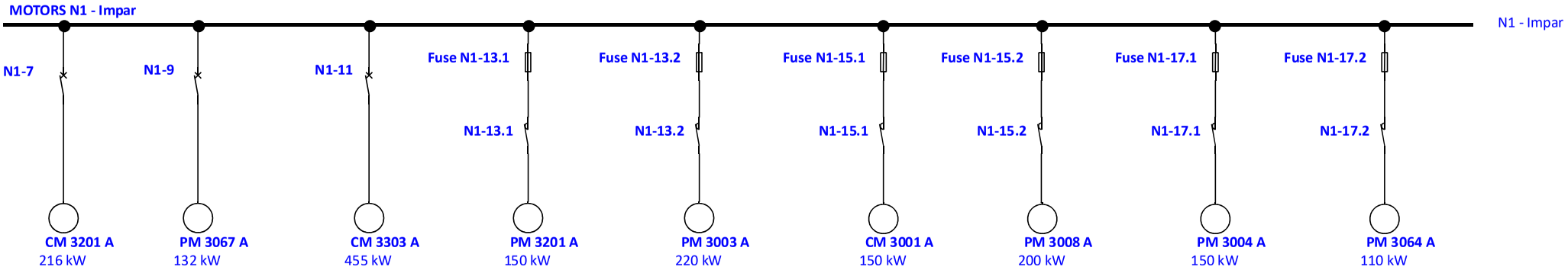

B3 - Impar1
B3 - Par1
Feeder K1-1
Feeder K1-2
TRP-21
1250 kVA
TRP-22.
1250 kVA
K1- 1
K1-2
MCC K1- Impar
0,4 kV
MCC K1- Par
0,4 kV
K1-0
LL K1 - Impar
791,6 kVA
Open
H-2551
0,435 MVA


M - Par
Feeder Sub L
Bus20
6 kV
TRP-24.
800 kVA
L1-1
L1
0,4 kV
Lump1
554,6 kVA

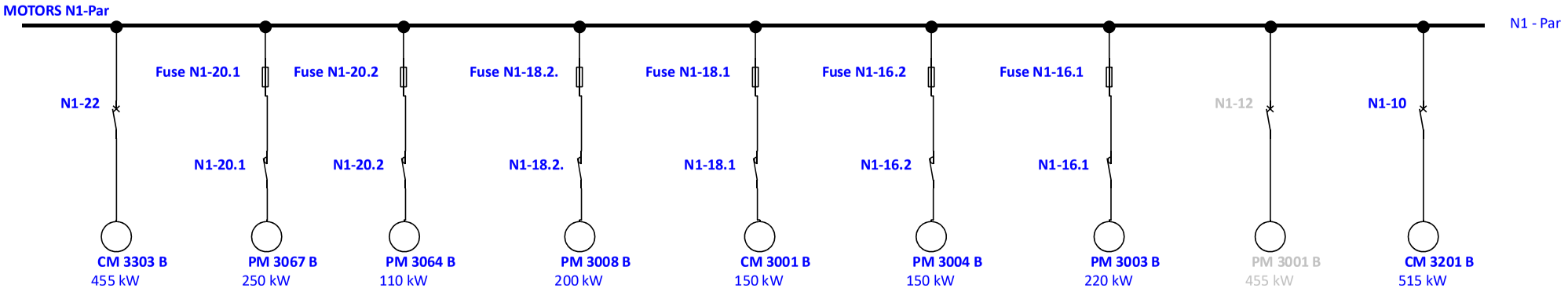

A1 - BII
A1-BI
Feeder M-1
Feeder M-2
M-1
M- 2
M - Impar
6 kV
M - Par
6 kV
M-9
M-5
M-3
M- 0
M-4
M-6
M-12
Open
TRP-23.
1,6 MVA
TRP-25.
1,6 MVA
Sub P
Sub L
Canalis M1-1
Canalis M1-2
M1-1
M1-2
M1- Impar
0,4 kV
M1- Par
0,4 kV
M1-0
Open
LL M2 A2
900,5 kVA
LL M2 B2
940,8 kVA
SUB E

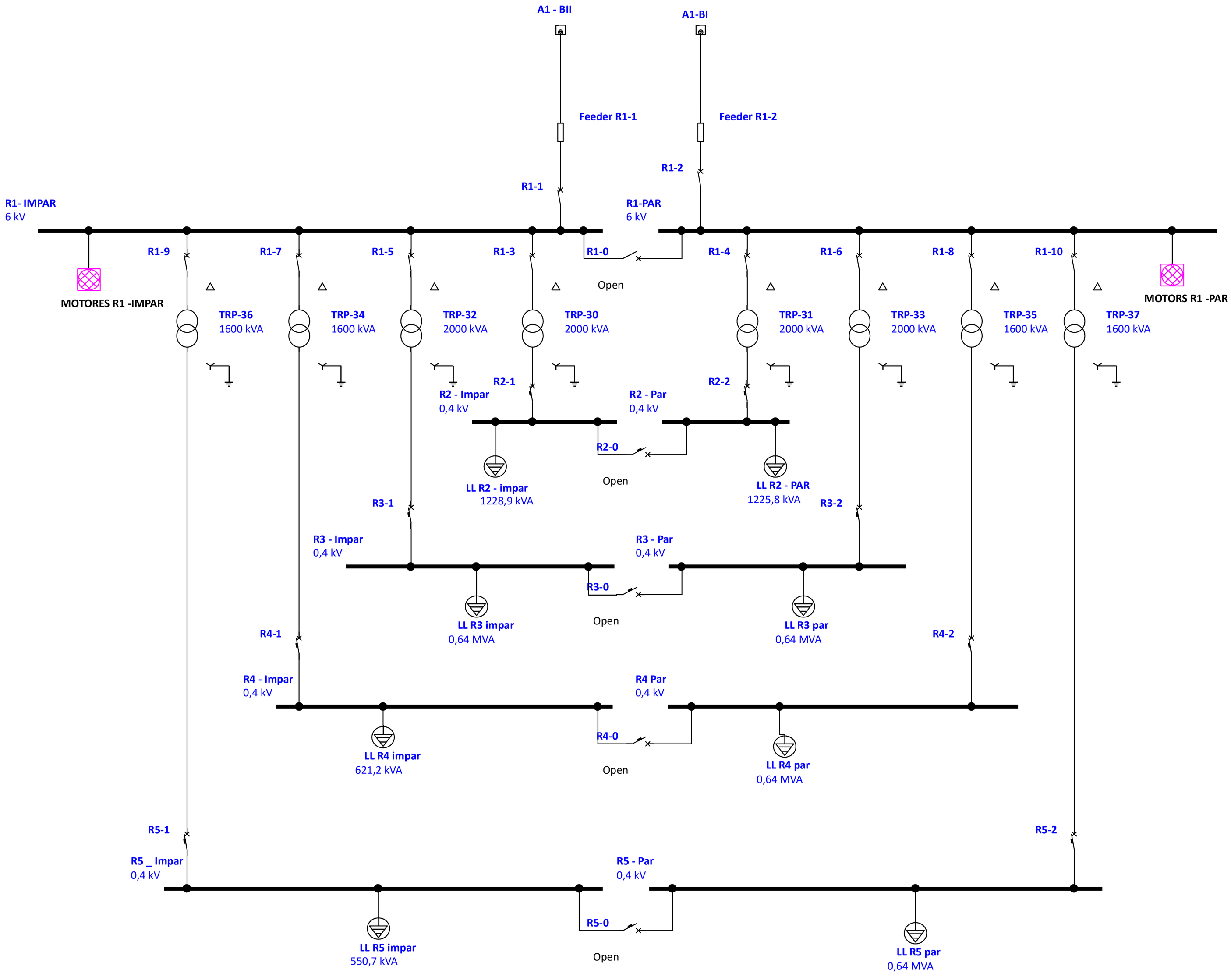

A1 - BII
A1-BI
Feeder N1-1
Feeder N1-2
N1-1
N1-2
N1 - Impar
6 kV
N1 - Par
6 kV
N1-5
N1-3
N1-0
N1-4
N1-6
Open
MOTORS N1 - Impar
TRP-26
1600 kVA
TRP-28
1600 kVA
TRP-29
1600 kVA
TRP-27
1600 kVA
MOTORS N1-Par
N2-1
N2-2
N2 - Impar
0,4 kV
N2- Par
0,4 kV
Canalis N3-2
N2-0
LL N2 A2
860,3 kVA
Open
LL N2 B2
810,5 kVA
N3-1
N3-2
N3 - Impar
0,4 kV
N3 - Par
0,4 kV
N3-0
LL N3 - Impar
1005,9 kVA
Open
LL N3 - Par
1016,2 kVA

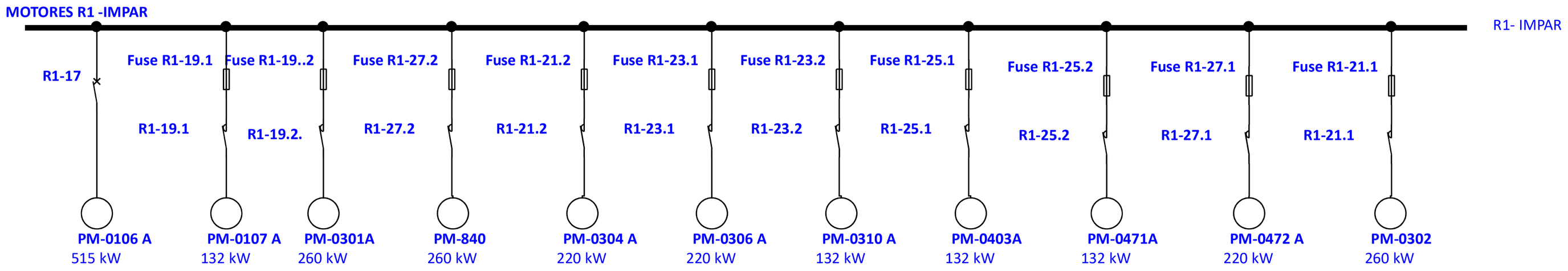
One-Line Diagram - REDE ELETRICA da RM=>...=>MOTORS N1 - Impar (Edit Mode)

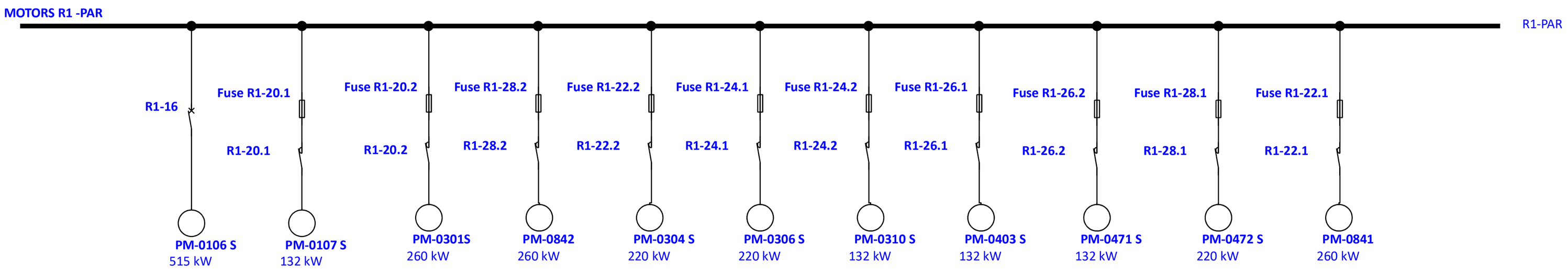


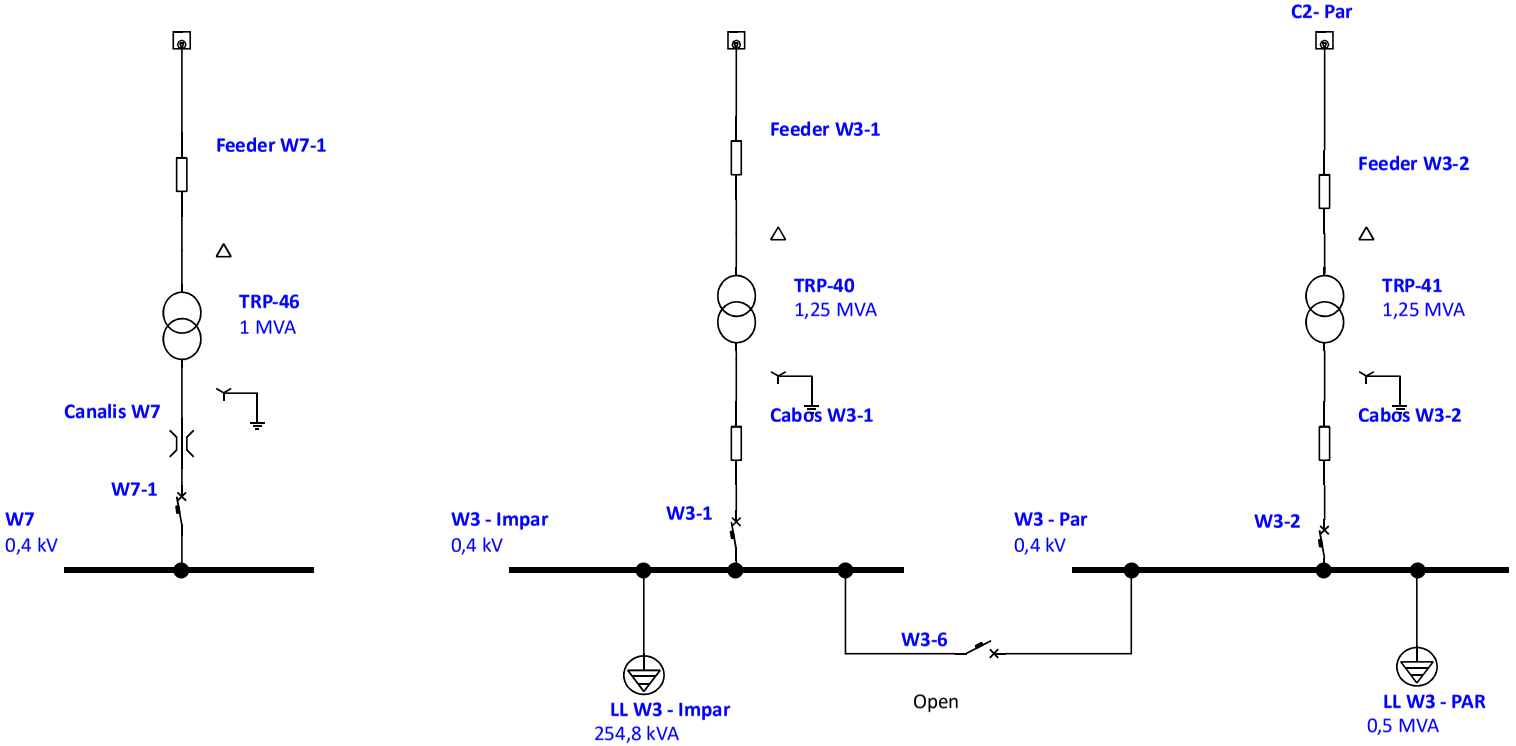
One-Line Diagram - REDE ELETRICA da RM=>...=>MOTORS N1-Par (Edit Mode)



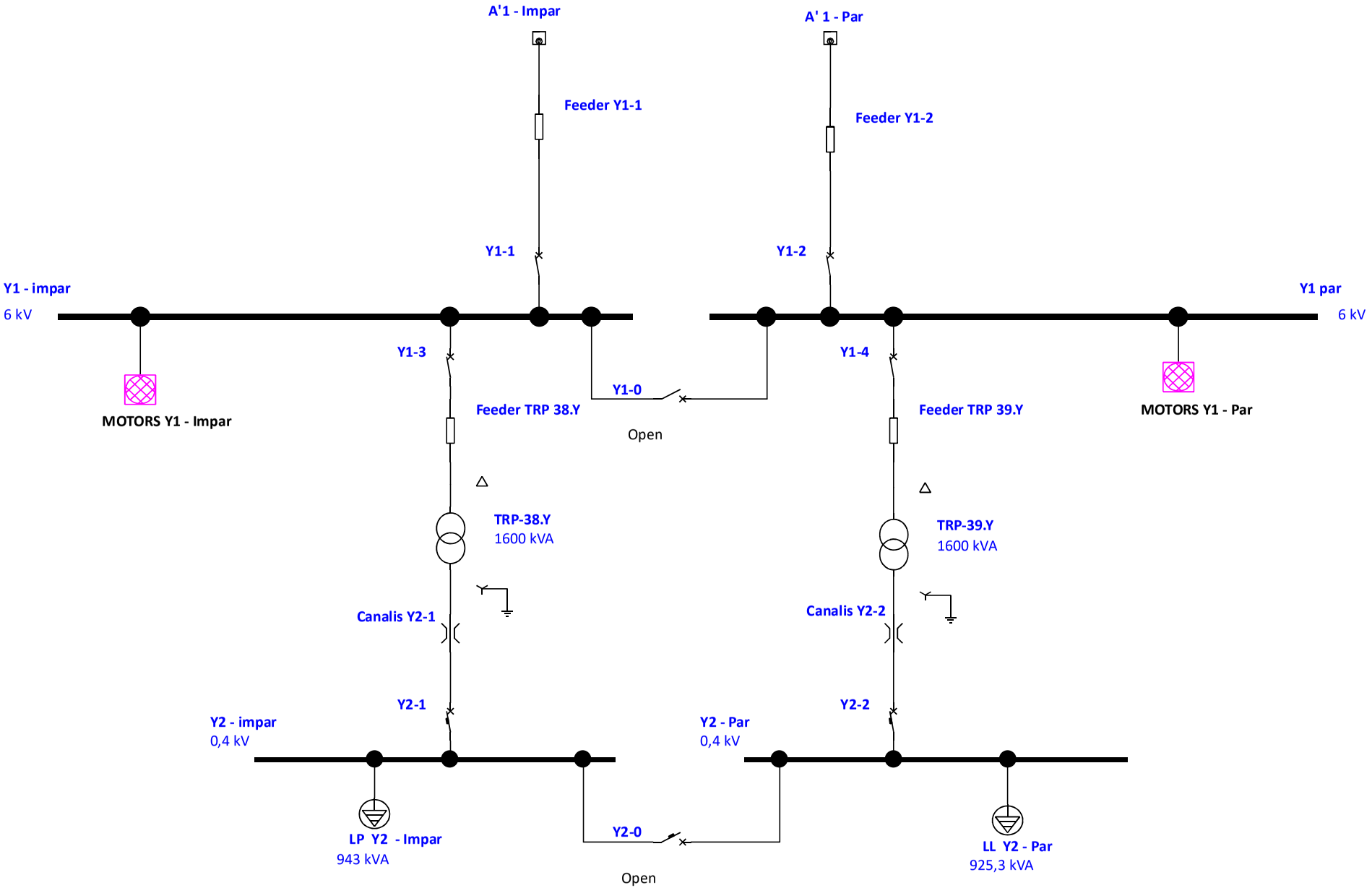

A1 - BII
A1-BI
Feeder R1-1
Feeder R1-2
R1-2
R1-1
R1- IMPAR
6 kV
R1-PAR
6 kV
R1-9
R1-7
R1-5
R1-3
R1-0
R1-4
R1-6
R1-8
R1-10
Open
MOTORES R1 -IMPAR
MOTORS R1 -PAR
TRP-36
1600 kVA
TRP-34
1600 kVA
TRP-32
2000 kVA
TRP-30
2000 kVA
TRP-31
2000 kVA
TRP-33
2000 kVA
TRP-35
1600 kVA
TRP-37
1600 kVA
R2-1
R2-2
R2 - Impar
0,4 kV
R2 - Par
0,4 kV
R2-0
Open
LL R2 - impar
1228,9 kVA
LL R2 - PAR
1225,8 kVA
R3-1
R3-2
R3 - Impar
0,4 kV
R3 - Par
0,4 kV
R3-0
Open
LL R3 impar
0,64 MVA
LL R3 par
0,64 MVA
R4-1
R4-2
R4 - Impar
0,4 kV
R4 Par
0,4 kV
R4-0
Open
LL R4 impar
621,2 kVA
LL R4 par
0,64 MVA
R5-1
R5-2
R5 _ Impar
0,4 kV
R5 - Par
0,4 kV
R5-0
Open
LL R5 impar
550,7 kVA
LL R5 par
0,64 MVA

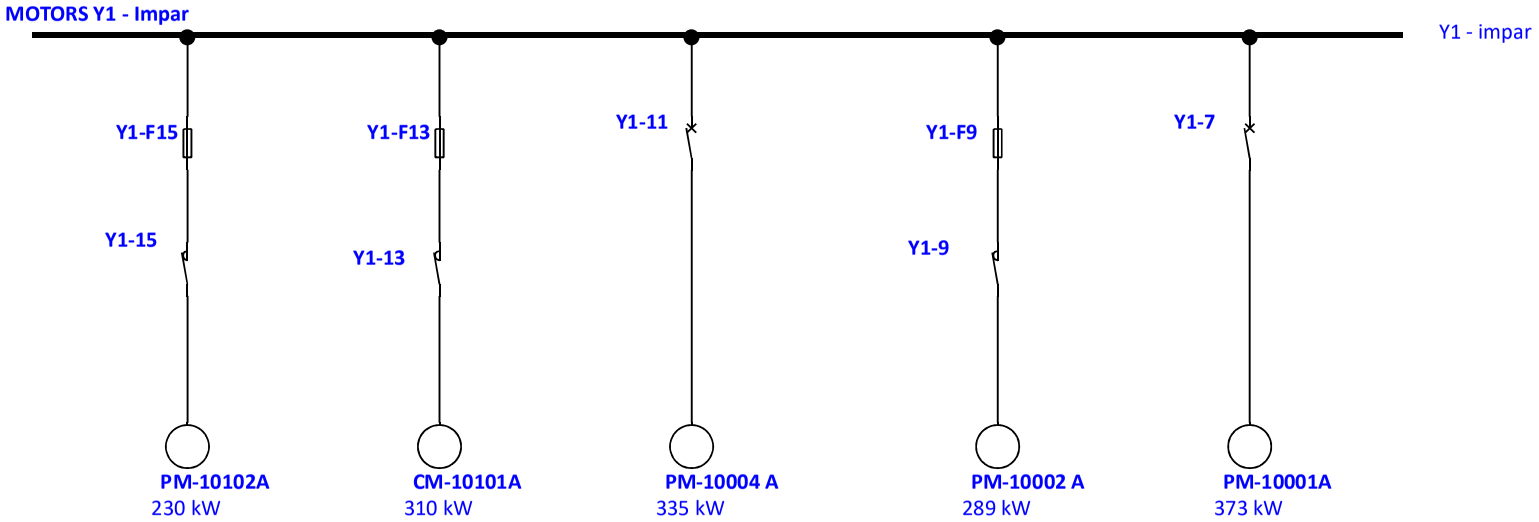

MOTORES R1 -IMPAR
R1- IMPAR
R1-17
Fuse R1-19.1
Fuse R1-19..2
Fuse R1-27.2
Fuse R1-21.2
Fuse R1-23.1
Fuse R1-23.2
Fuse R1-25.1
Fuse R1-25.2
Fuse R1-27.1
Fuse R1-21.1
R1-19.1
R1-19.2.
R1-27.2
R1-21.2
R1-23.1
R1-23.2
R1-25.1
R1-25.2
R1-27.1
R1-21.1
PM-0106 A
515 kW
PM-0107 A
132 kW
PM-0301A
260 kW
PM-840
260 kW
PM-0304 A
220 kW
PM-0306 A
220 kW
PM-0310 A
132 kW
PM-0403A
132 kW
PM-0471A
132 kW
PM-0472 A
220 kW
PM-0302
260 kW


MOTORS R1 -PAR
R1-PAR
R1-16
Fuse R1-20.1
R1-20.1
Fuse R1-20.2
R1-20.2
Fuse R1-28.2
R1-28.2
Fuse R1-22.2
R1-22.2
Fuse R1-24.1
R1-24.1
Fuse R1-24.2
R1-24.2
Fuse R1-26.1
R1-26.1
Fuse R1-26.2
R1-26.2
Fuse R1-28.1
R1-28.1
Fuse R1-22.1
R1-22.1
PM-0106 S
515 kW
PM-0107 S
132 kW
PM-0301S
260 kW
PM-0842
260 kW
PM-0304 S
220 kW
PM-0306 S
220 kW
PM-0310 S
132 kW
PM-0403 S
132 kW
PM-0471 S
132 kW
PM-0472 S
220 kW
PM-0841
260 kW

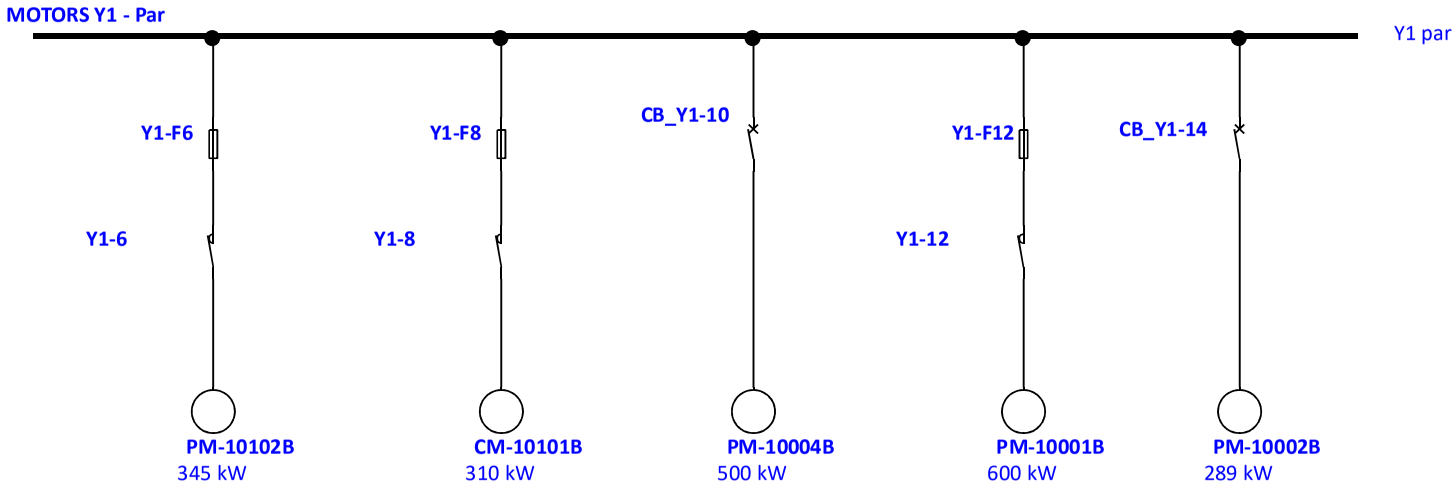

Feeder W7-1
TRP-46
1 MVA
Canalis W7
W7-1
W7
0,4 kV
Feeder W3-1
TRP-40
1,25 MVA
Cabos W3-1
W3 - Impar
0,4 kV
W3-1
LL W3 - Impar
254,8 kVA
W3-6
Open
C2- Par
Feeder W3-2
TRP-41
1,25 MVA
Cabos W3-2
W3 - Par
0,4 kV
W3-2
LL W3 - PAR
0,5 MVA

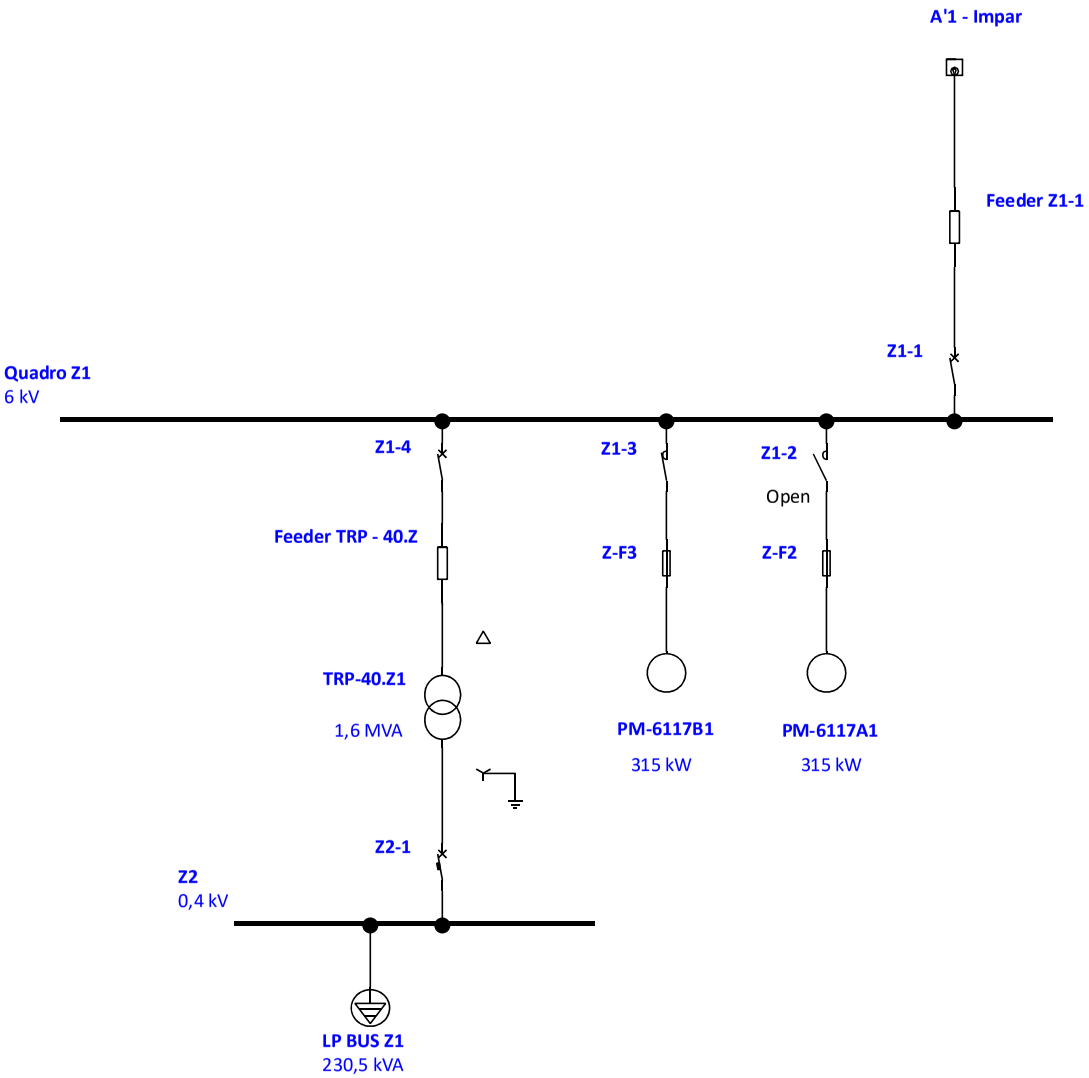
One-Line Diagram - REDE ELETRICA da RM=>...=>Sub Y (Edit Mode)



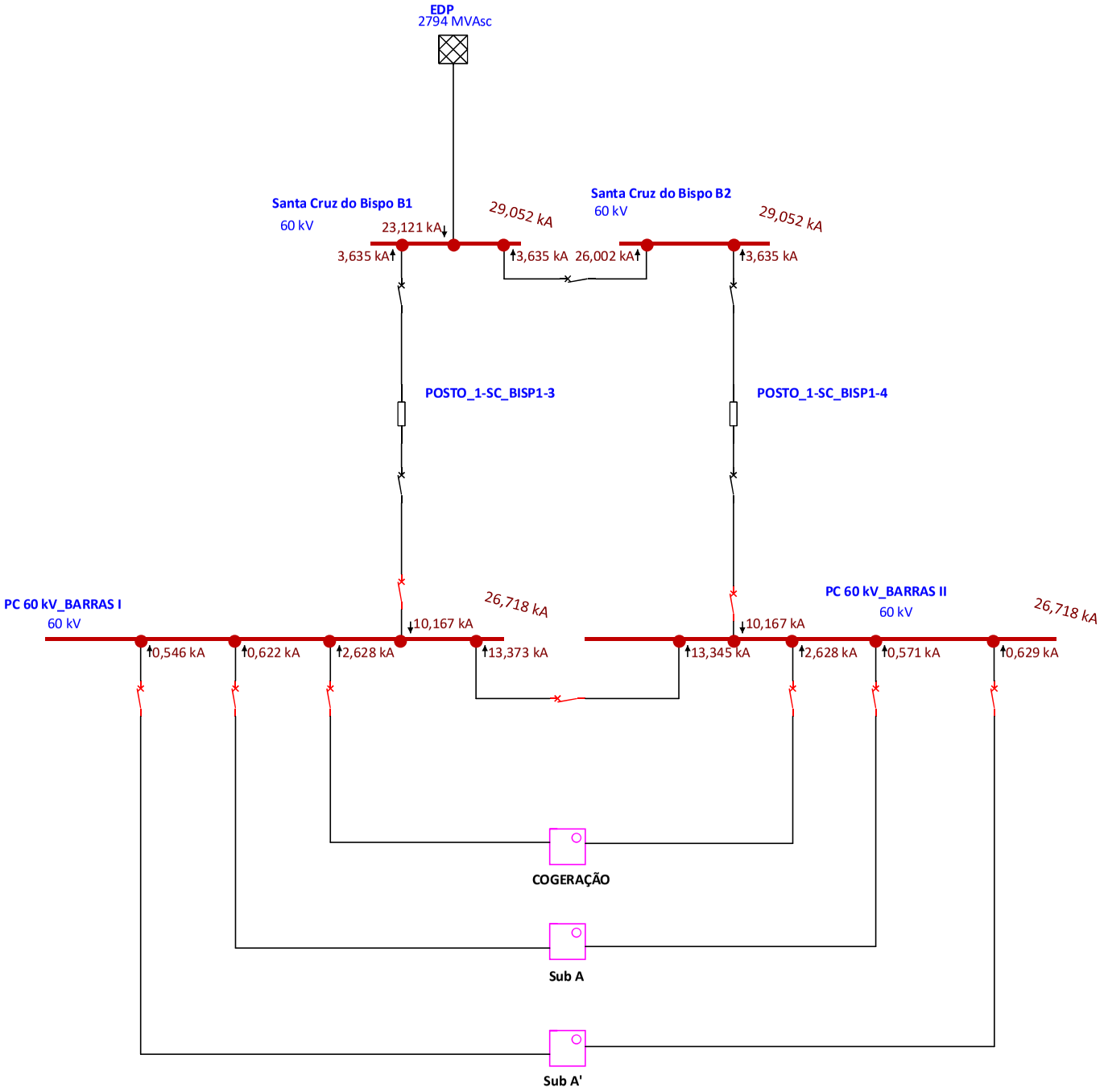

MOTORS Y1 - Impar
Y1 - impar
Y1-F15
Y1-15
PM-10102A
230 kW
Y1-F13
Y1-13
CM-10101A
310 kW
Y1-11
PM-10004 A
335 kW
Y1-F9
Y1-9
PM-10002 A
289 kW
Y1-7
PM-10001A
373 kW

One-Line Diagram - REDE ELETRICA da RM=>...=>MOTORS Y1 - Par (Edit Mode)

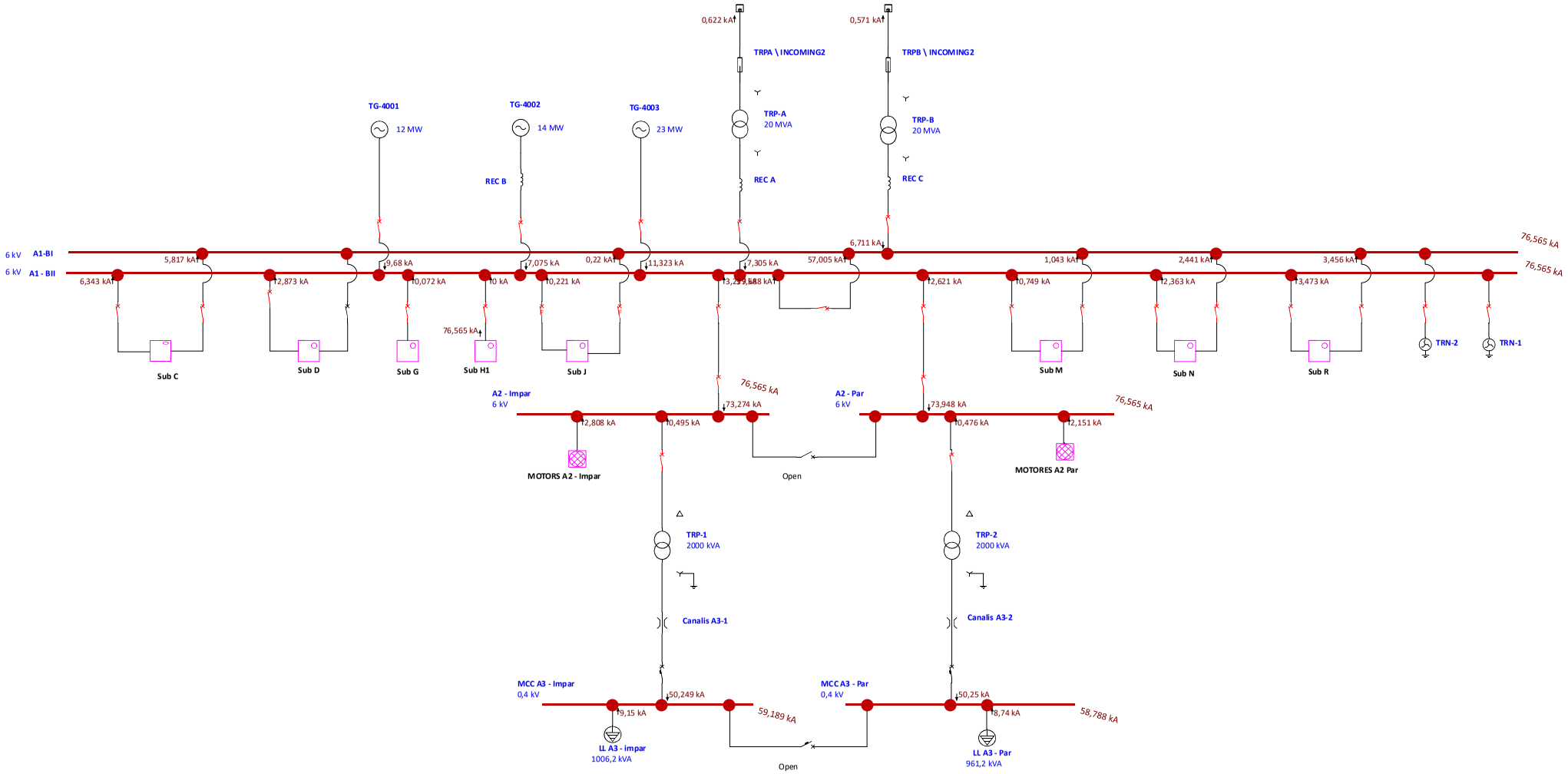



A'1 - Impar
Feeder Z1-1
Z1-1
Quadro Z1
6 kV
Z1-4
Z1-3
Z1-2
Open
Feeder TRP - 40.Z
Z-F3
Z-F2
TRP-40.Z1
1,6 MVA
PM-6117B1
315 kW
PM-6117A1
315 kW
Z2-1
Z2
0,4 kV
LP BUS Z1
230,5 kVA

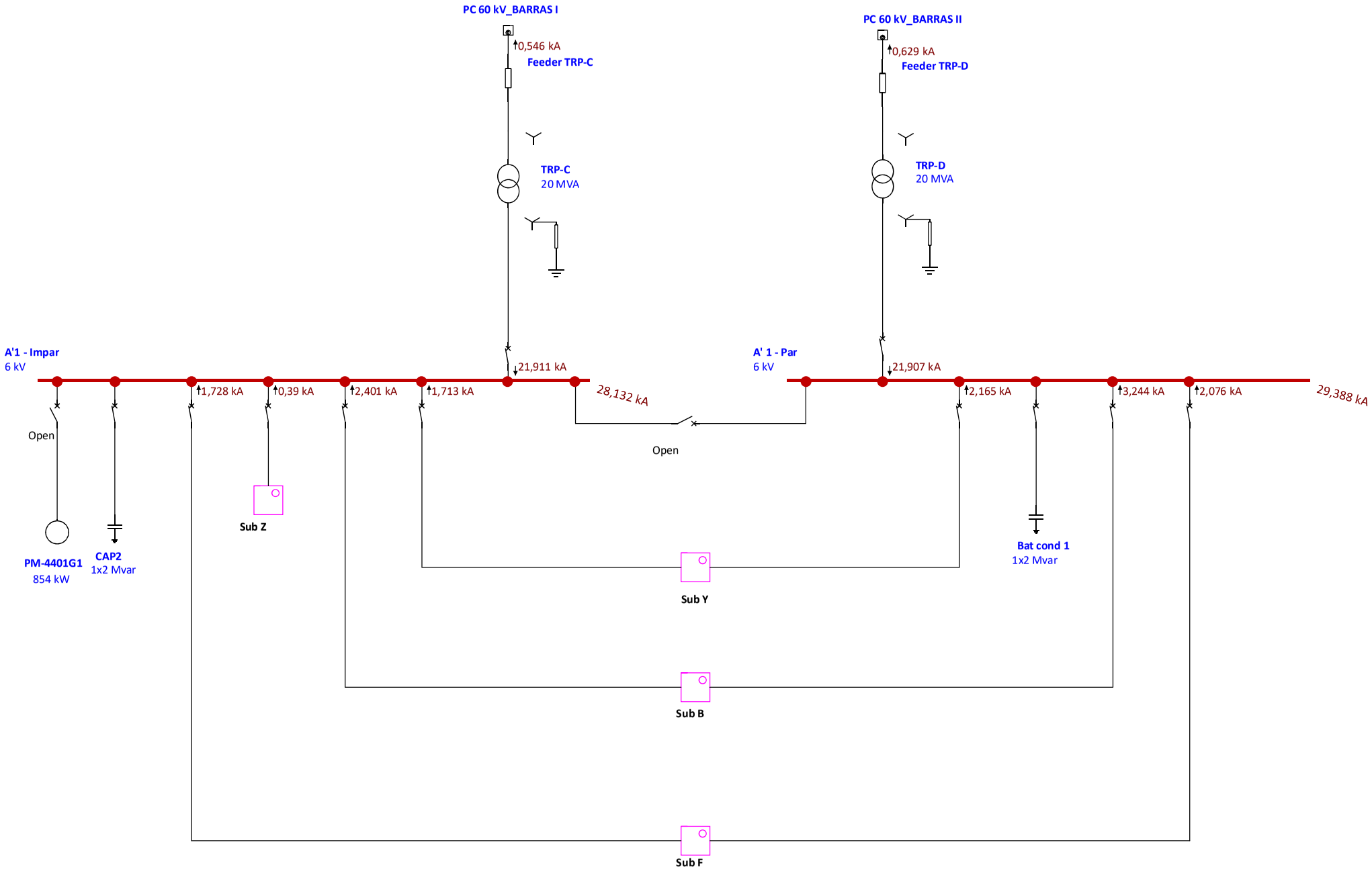
Anexo B. Diagramas unifilares com indicação das CC iniciais simétricas.

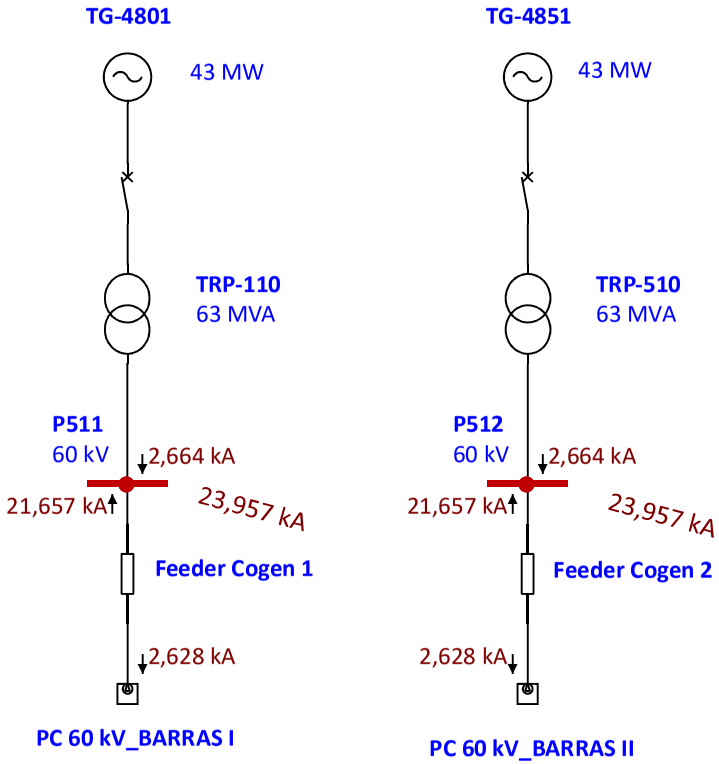

EDP
2794 MVAsc
Santa Cruz do Bispo B1
60 kV
23,121 kA
29,052 kA
3,635 kA
3,635 kA
Santa Cruz do Bispo B2
60 kV
26,002 kA
29,052 kA
3,635 kA
POSTO_1-SC_BISP1-3
POSTO_1-SC_BISP1-4
PC 60 kV_BARRAS I
60 kV
26,718 kA
10,167 kA
0,546 kA
0,622 kA
2,628 kA
13,373 kA
PC 60 kV_BARRAS II
60 kV
26,718 kA
10,167 kA
13,345 kA
2,628 kA
0,571 kA
0,629 kA
COGERAÇÃO
Sub A
Sub A'

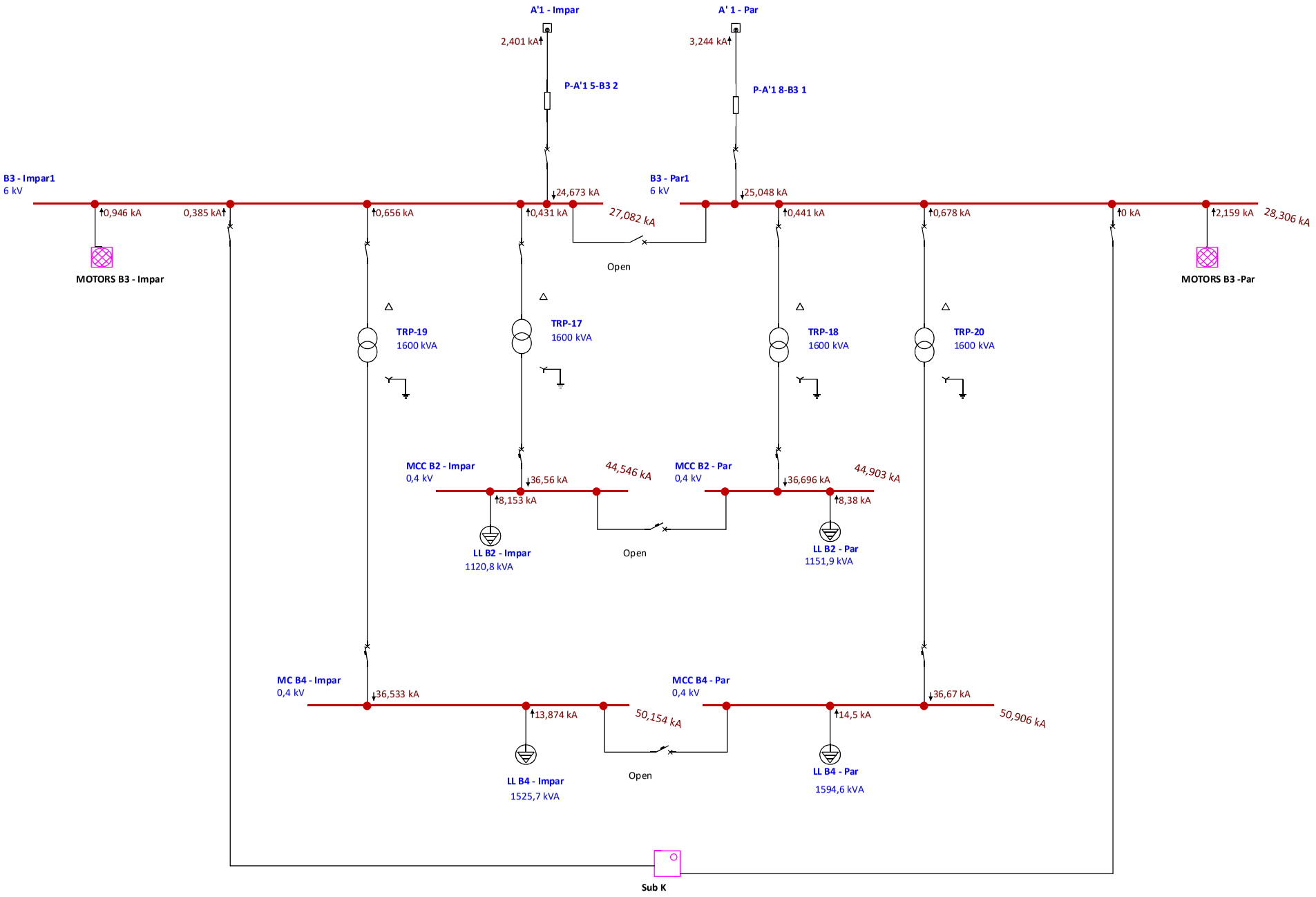
One-Line Diagram - REDE ELETRICA da RM=>...=>Sub A (Short-Circuit Analysis)

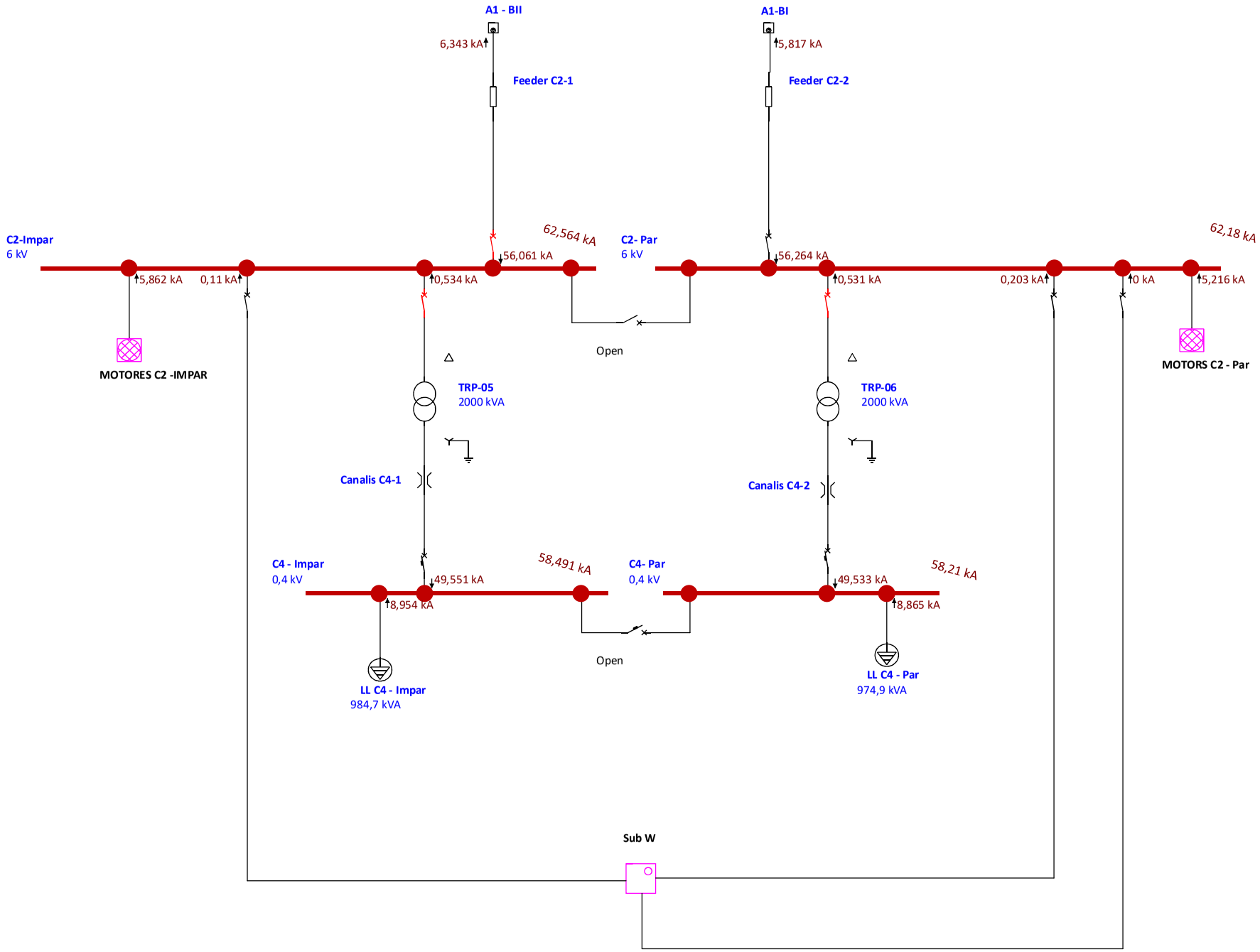


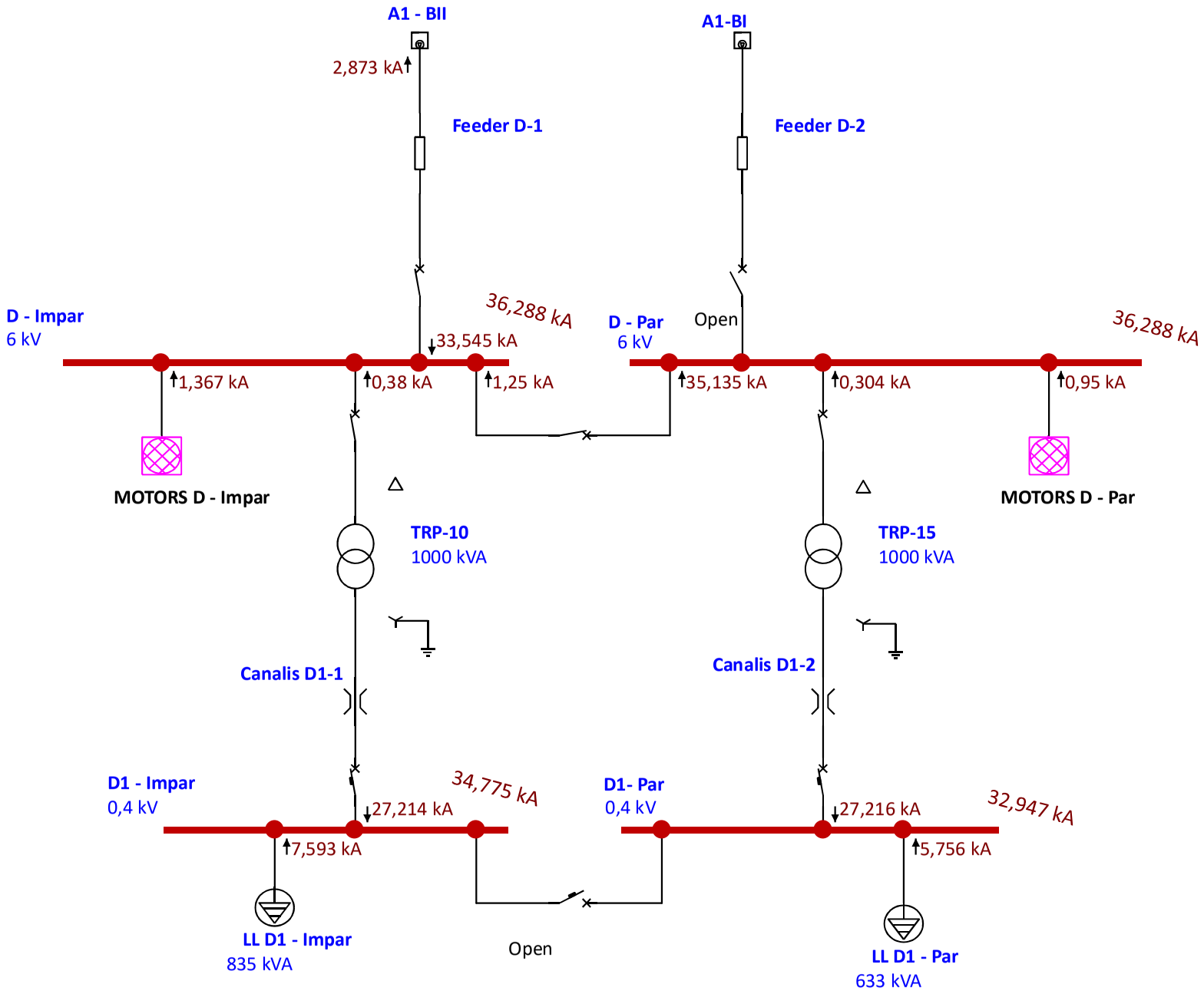
One-Line Diagram - REDE ELETRICA da RM=>...=>Sub A' (Short-Circuit Analysis)

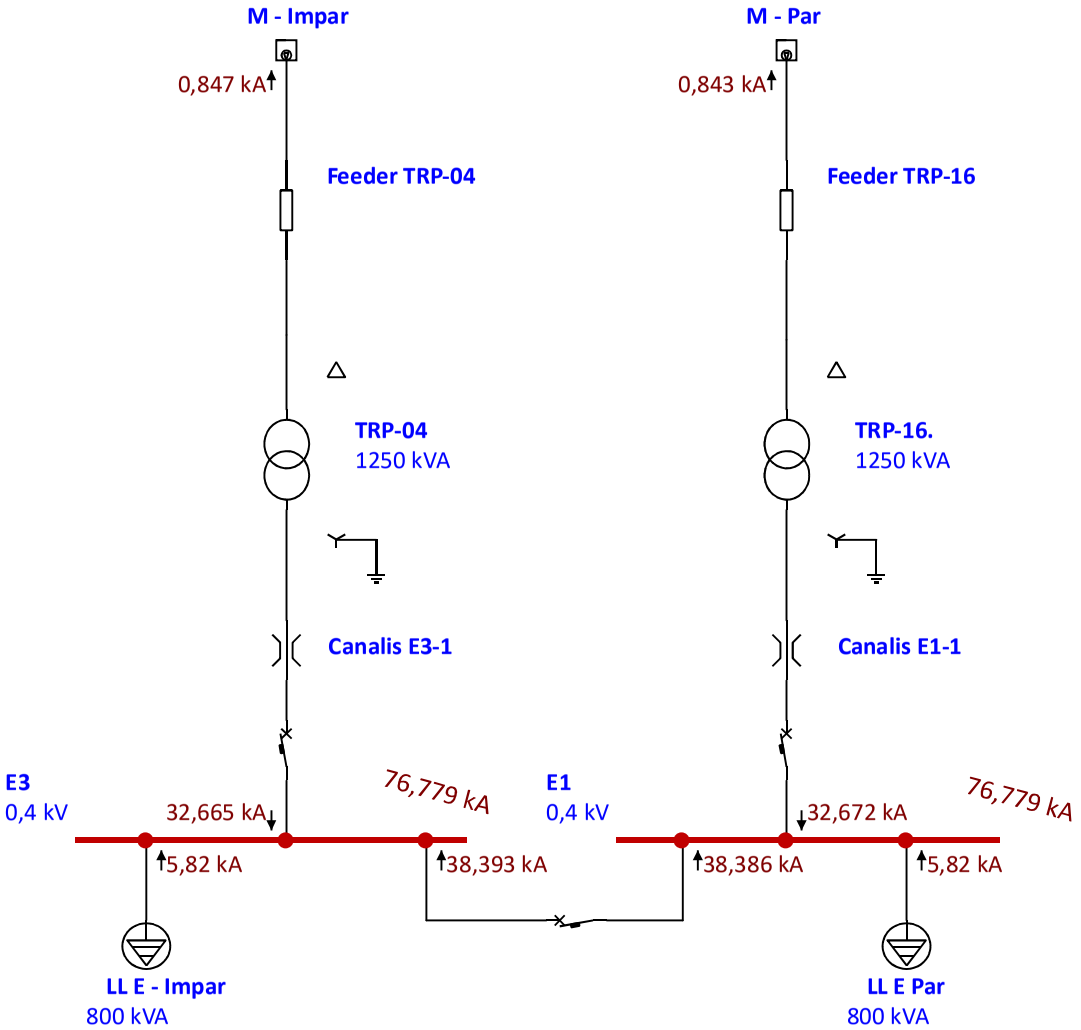


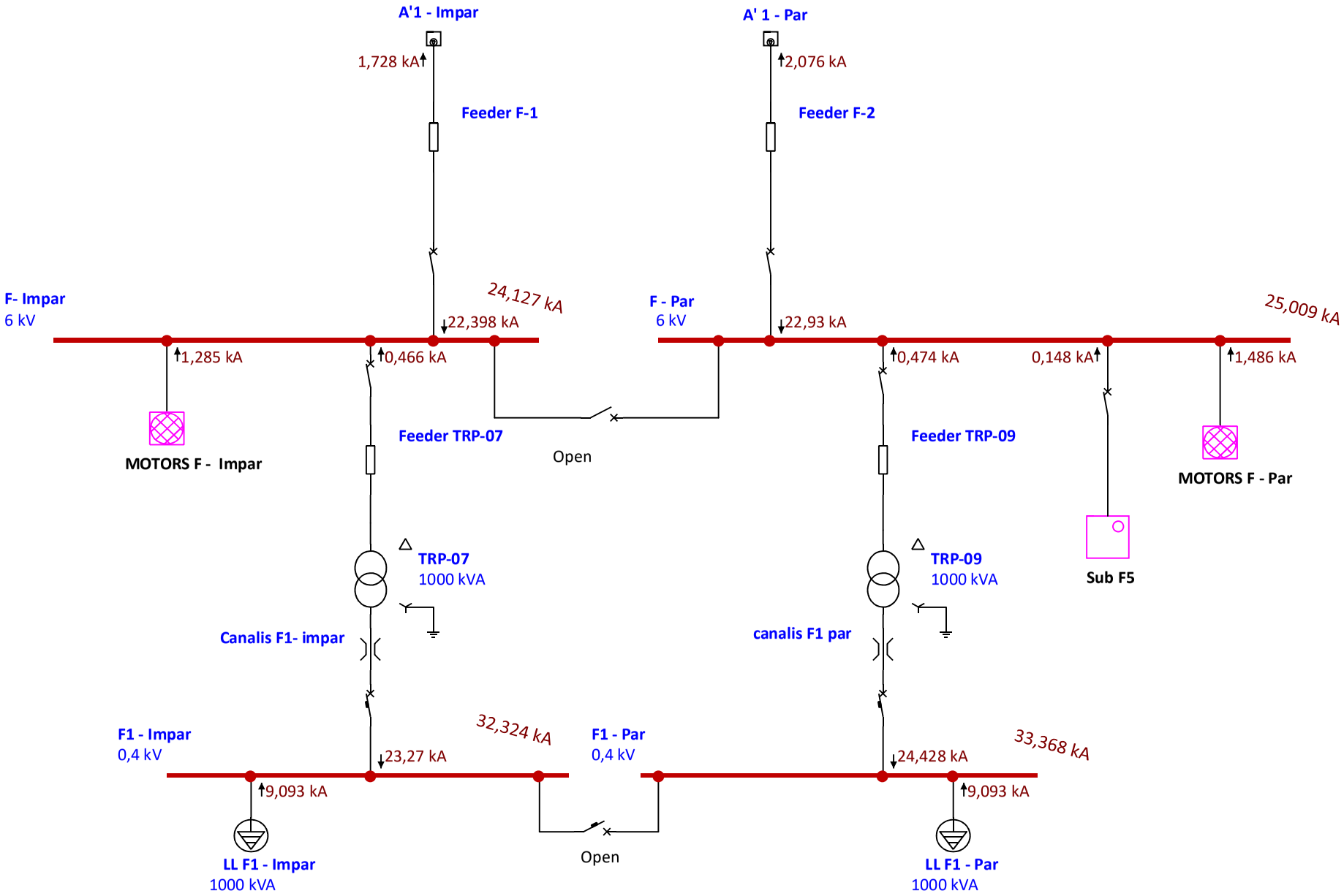

TG-4801
43 MW
TRP-110
63 MVA
P511
60 kV
2,664 kA
21,657 kA
23,957 kA
Feeder Cogen 1
2,628 kA
PC 60 kV_BARRAS I
TG-4851
43 MW
TRP-510
63 MVA
P512
60 kV
2,664 kA
21,657 kA
23,957 kA
Feeder Cogen 2
2,628 kA
PC 60 kV_BARRAS II

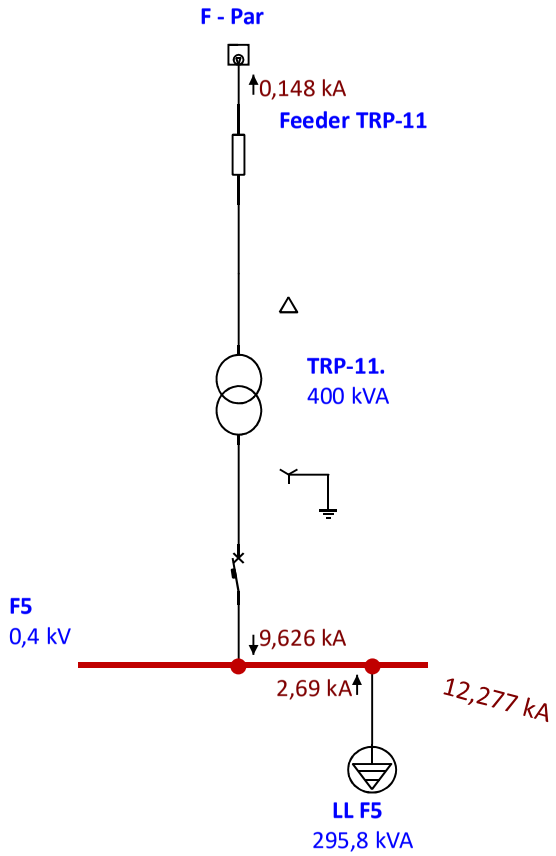

A'1 - Impar
2,401 kA
P-A'1 5-B3 2
A' 1 - Par
3,244 kA
P-A'1 8-B3 1
B3 - Impar1
6 kV
0,946 kA
MOTORS B3 - Impar
0,385 kA
0,656 kA
24,673 kA
0,431 kA
27,082 kA
Open
B3 - Par1
6 kV
25,048 kA
0,441 kA
0,678 kA
0 kA
2,159 kA
28,306 kA
MOTORS B3 -Par
TRP-19
1600 kVA
TRP-17
1600 kVA
TRP-18
1600 kVA
TRP-20
1600 kVA
MCC B2 - Impar
0,4 kV
36,56 kA
44,546 kA
8,153 kA
LL B2 - Impar
1120,8 kVA
Open
MCC B2 - Par
0,4 kV
36,696 kA
44,903 kA
8,38 kA
LL B2 - Par
1151,9 kVA
MC B4 - Impar
0,4 kV
36,533 kA
13,874 kA
50,154 kA
LL B4 - Impar
1525,7 kVA
Open
MCC B4 - Par
0,4 kV
36,67 kA
14,5 kA
50,906 kA
LL B4 - Par
1594,6 kVA
Sub K

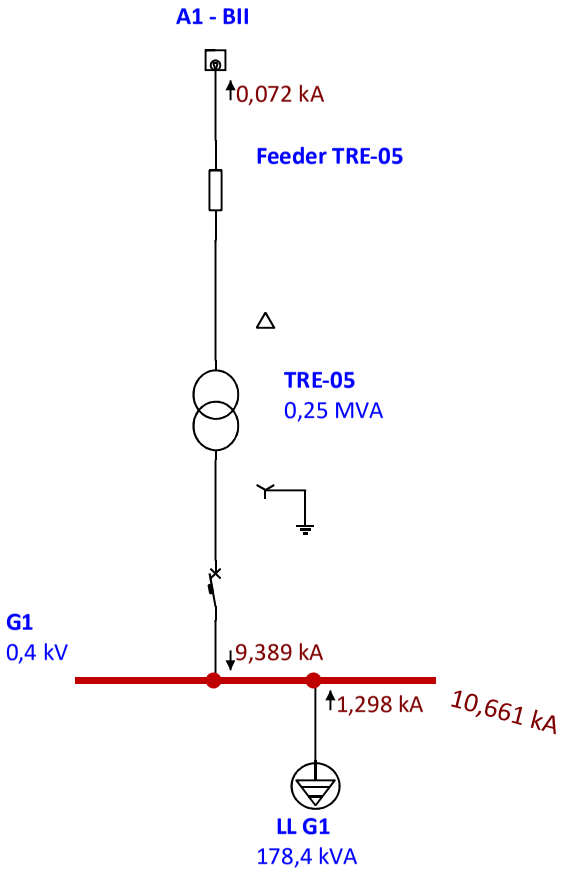

A1 - BII
6,343 kA
Feeder C2-1
A1-BI
5,817 kA
Feeder C2-2
C2-Impar
6 kV
62,564 kA
56,061 kA
C2- Par
6 kV
56,264 kA
62,18 kA
5,862 kA
0,11 kA
0,534 kA
0,531 kA
0,203 kA
0 kA
5,216 kA
Open
MOTORES C2 -IMPAR
MOTORS C2 - Par
TRP-05
2000 kVA
TRP-06
2000 kVA
Canalis C4-1
Canalis C4-2
C4 - Impar
0,4 kV
58,491 kA
49,551 kA
C4- Par
0,4 kV
49,533 kA
58,21 kA
8,954 kA
8,865 kA
Open
LL C4 - Impar
984,7 kVA
LL C4 - Par
974,9 kVA
Sub W

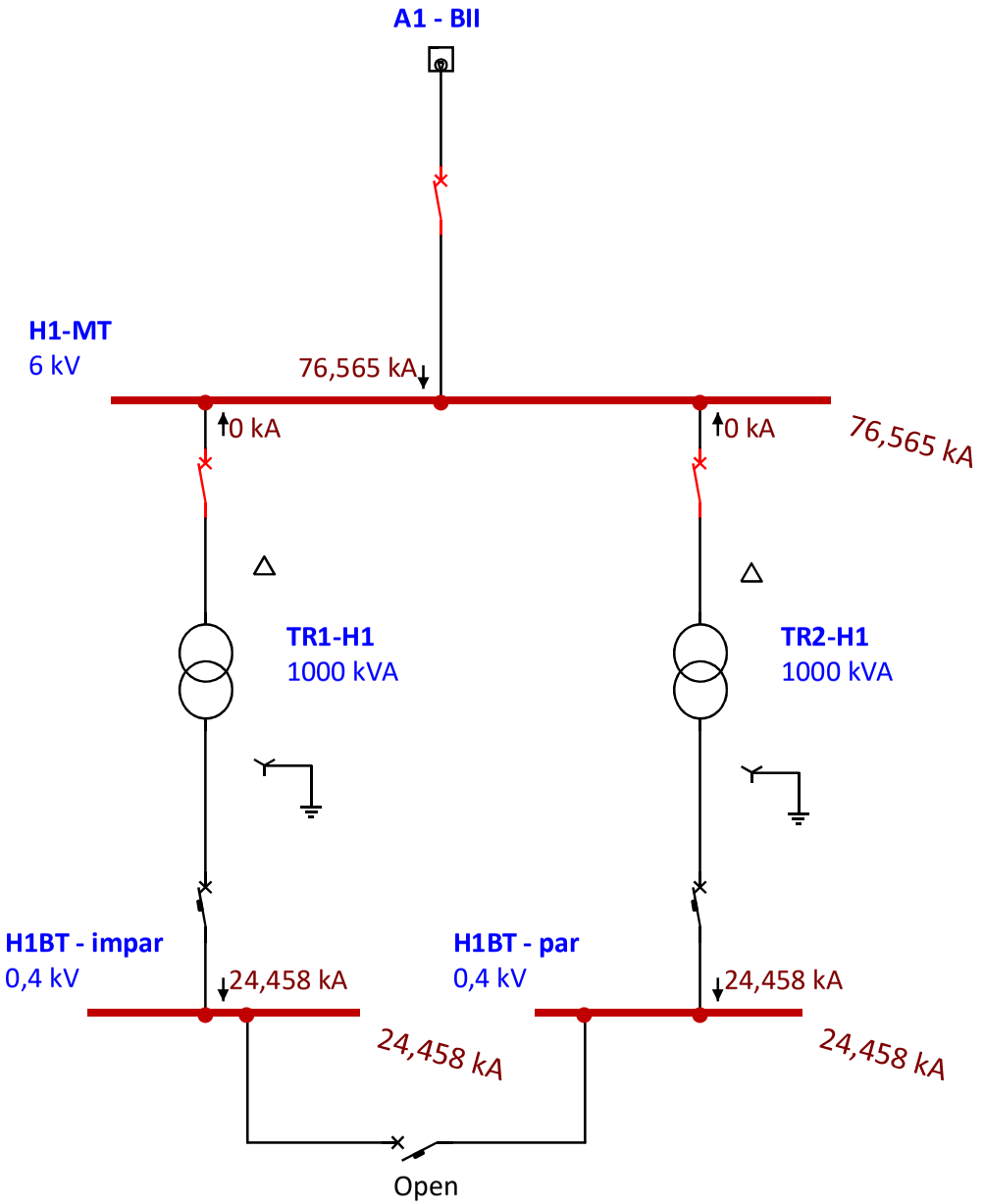

A1 - BII
2,873 kA
Feeder D-1
A1-BI
Feeder D-2
D - Impar
6 kV
36,288 kA
33,545 kA
D - Par
6 kV
Open
36,288 kA
1,367 kA
0,38 kA
1,25 kA
35,135 kA
0,304 kA
0,95 kA
MOTORS D - Impar
TRP-10
1000 kVA
MOTORS D - Par
TRP-15
1000 kVA
Canalis D1-1
Canalis D1-2
D1 - Impar
0,4 kV
34,775 kA
27,214 kA
D1- Par
0,4 kV
27,216 kA
32,947 kA
7,593 kA
5,756 kA
LL D1 - Impar
835 kVA
Open
LL D1 - Par
633 kVA

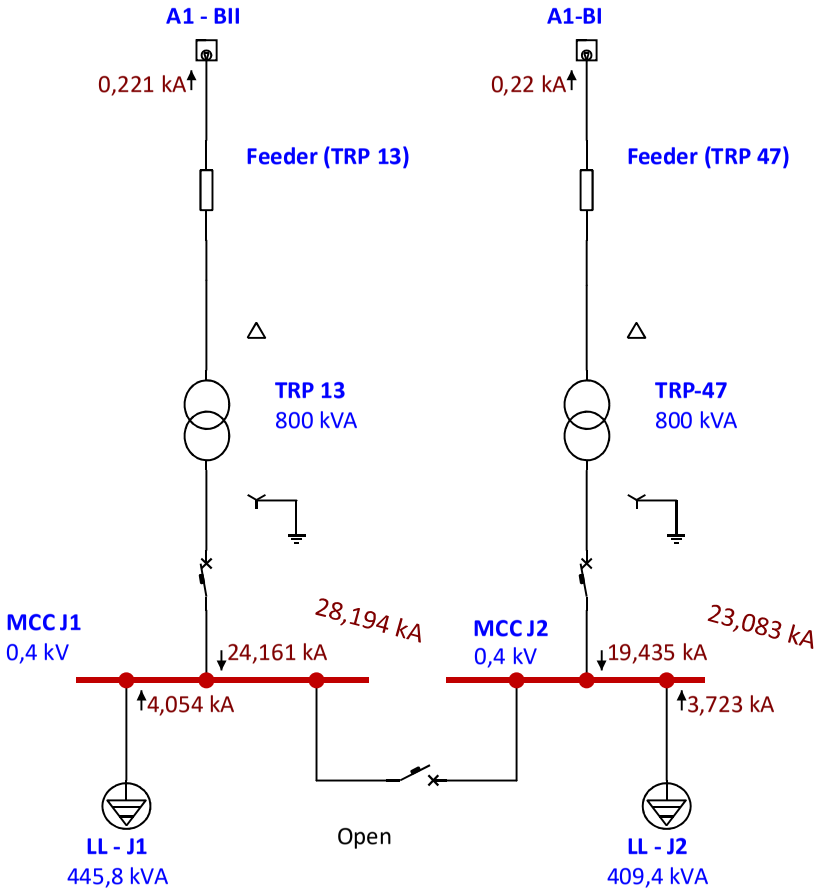

M - Impar
0,847 kA
Feeder TRP-04
TRP-04
1250 kVA
Canalis E3-1
E3
0,4 kV
32,665 kA
76,779 kA
5,82 kA
38,393 kA
LL E - Impar
800 kVA
M - Par
0,843 kA
Feeder TRP-16
TRP-16.
1250 kVA
Canalis E1-1
E1
0,4 kV
32,672 kA
76,779 kA
38,386 kA
5,82 kA
LL E Par
800 kVA

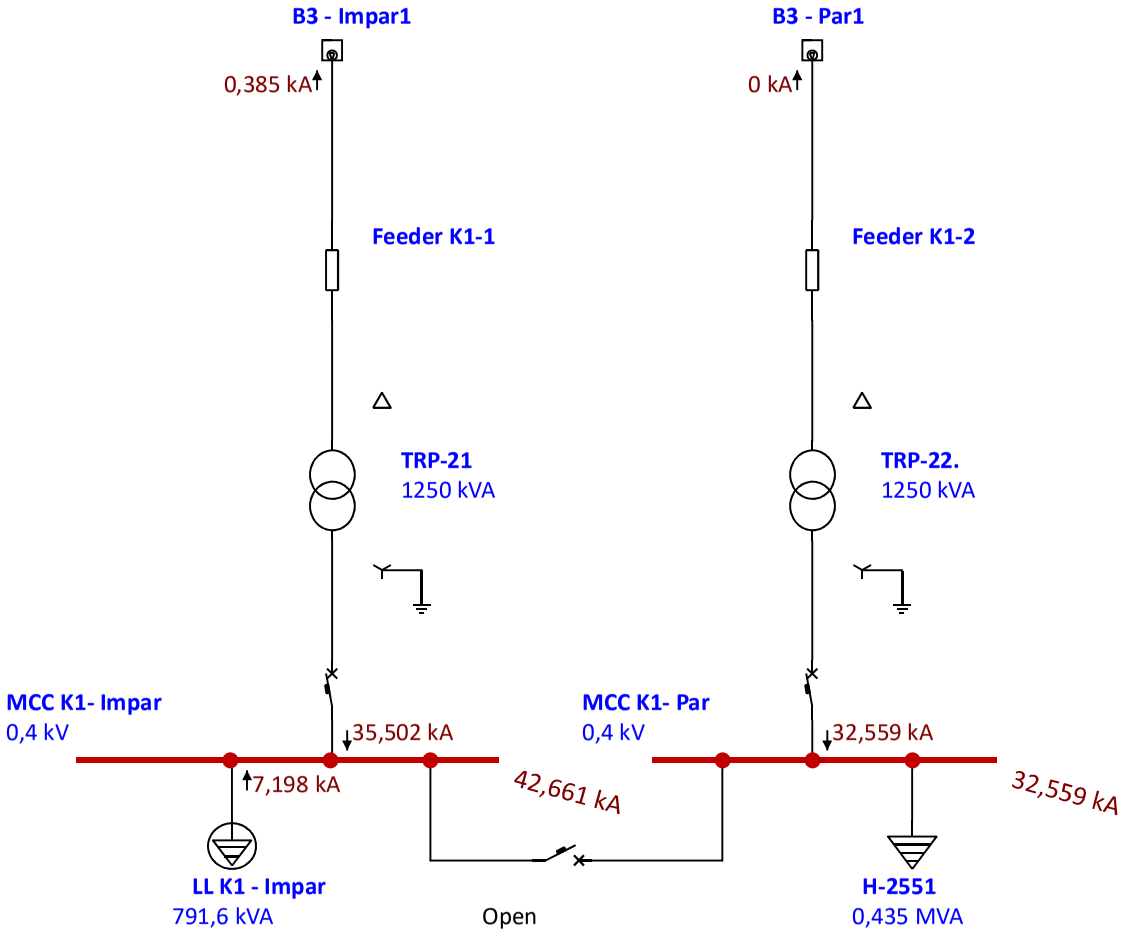

A'1 - Impar
1,728 kA
Feeder F-1
A' 1 - Par
2,076 kA
Feeder F-2
F- Impar
6 kV
24,127 kA
22,398 kA
F - Par
6 kV
22,93 kA
25,009 kA
1,285 kA
0,466 kA
0,474 kA
0,148 kA
1,486 kA
MOTORS F - Impar
Feeder TRP-07
Open
Feeder TRP-09
MOTORS F - Par
TRP-07
1000 kVA
TRP-09
1000 kVA
Sub F5
Canalis F1- impar
canalis F1 par
F1 - Impar
0,4 kV
32,324 kA
23,27 kA
F1 - Par
0,4 kV
24,428 kA
33,368 kA
9,093 kA
9,093 kA
LL F1 - Impar
1000 kVA
Open
LL F1 - Par
1000 kVA


F - Par
0,148 kA
Feeder TRP-11
TRP-11.
400 kVA
F5
0,4 kV
9,626 kA
2,69 kA
12,277 kA
LL F5
295,8 kVA

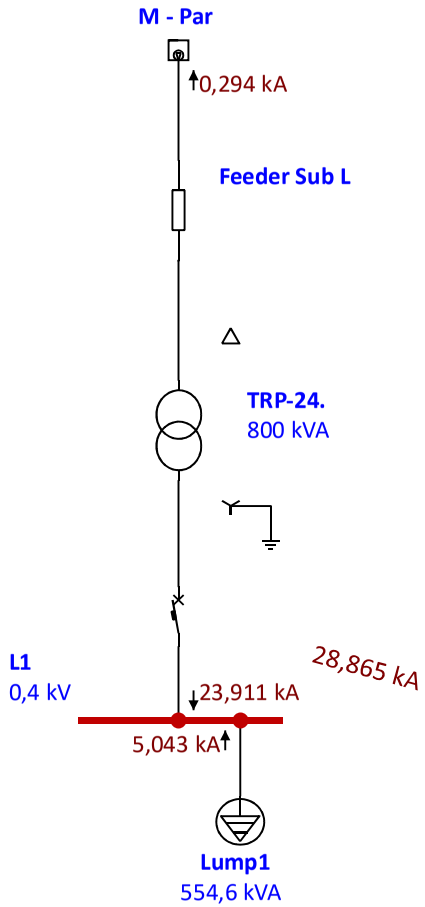

A1 - BII
0,072 kA
Feeder TRE-05
TRE-05
0,25 MVA
G1
0,4 kV
9,389 kA
1,298 kA
10,661 kA
LL G1
178,4 kVA

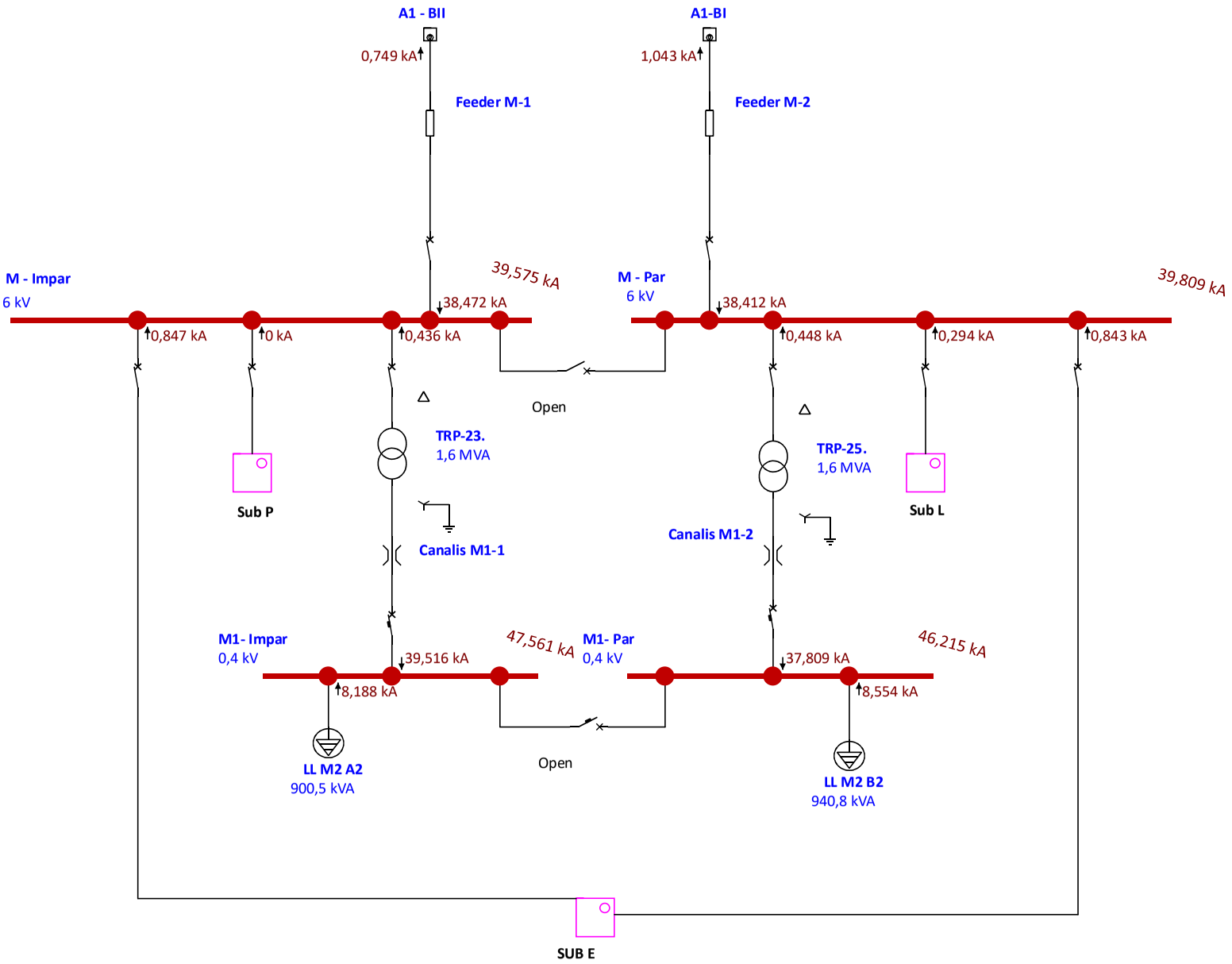

A1 - BII
H1-MT
6 kV
76,565 kA
0 kA
0 kA
76,565 kA
TR1-H1
1000 kVA
TR2-H1
1000 kVA
H1BT - impar
0,4 kV
24,458 kA
H1BT - par
0,4 kV
24,458 kA
24,458 kA
24,458 kA
Open


A1 - BII
0,221 kA
Feeder (TRP 13)
TRP 13
800 kVA
A1-BI
0,22 kA
Feeder (TRP 47)
TRP-47
800 kVA
MCC J1
0,4 kV
28,194 kA
24,161 kA
4,054 kA
MCC J2
0,4 kV
23,083 kA
19,435 kA
3,723 kA
Open
LL - J1
445,8 kVA
LL - J2
409,4 kVA

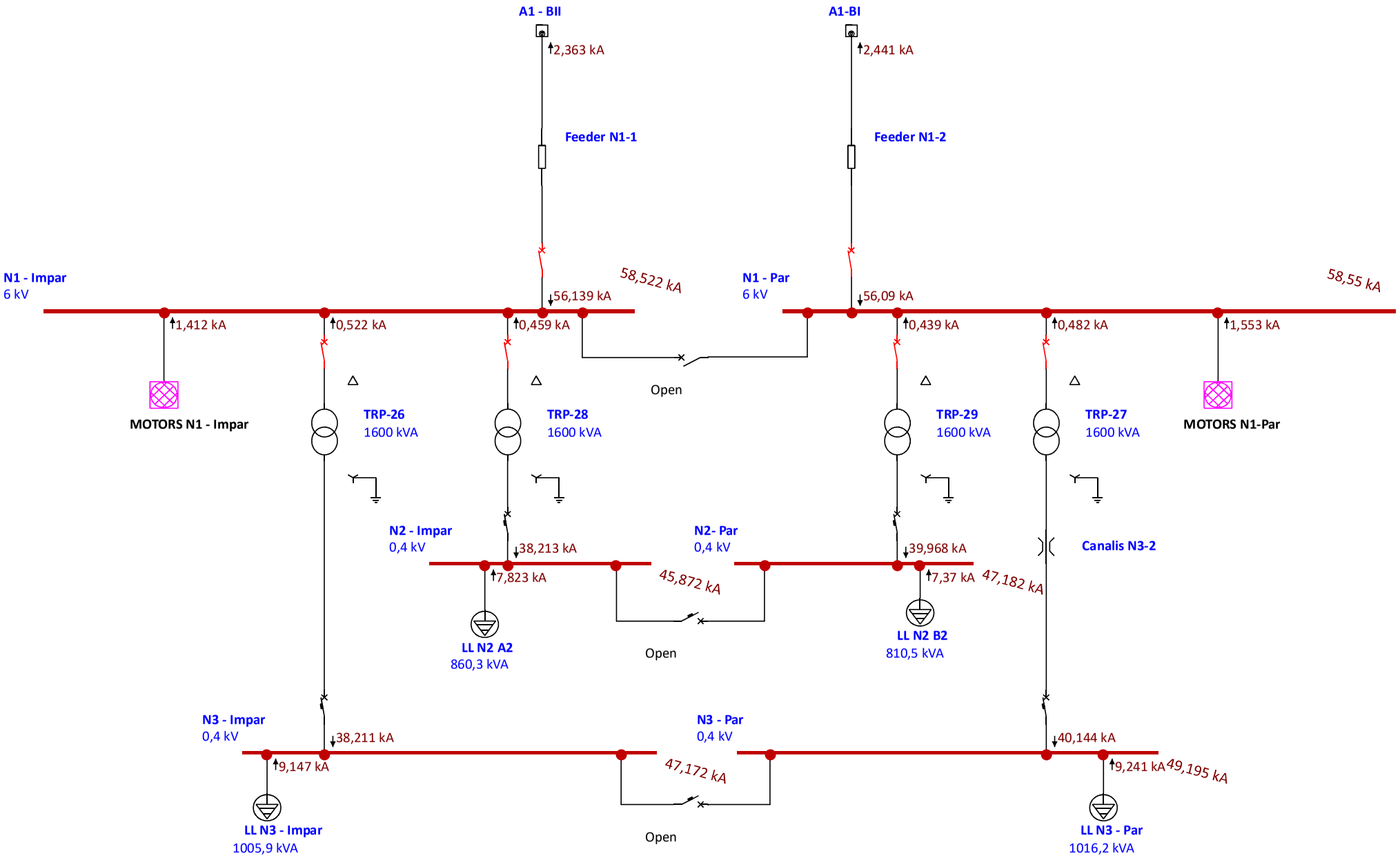

B3 - Impar1
0,385 kA
Feeder K1-1
TRP-21
1250 kVA
MCC K1- Impar
0,4 kV
35,502 kA
7,198 kA
42,661 kA
LL K1 - Impar
791,6 kVA
Open
B3 - Par1
0 kA
Feeder K1-2
TRP-22.
1250 kVA
MCC K1- Par
0,4 kV
32,559 kA
32,559 kA
H-2551
0,435 MVA

One-Line Diagram - REDE ELETRICA da RM=>...=>Sub L (Short-Circuit Analysis)

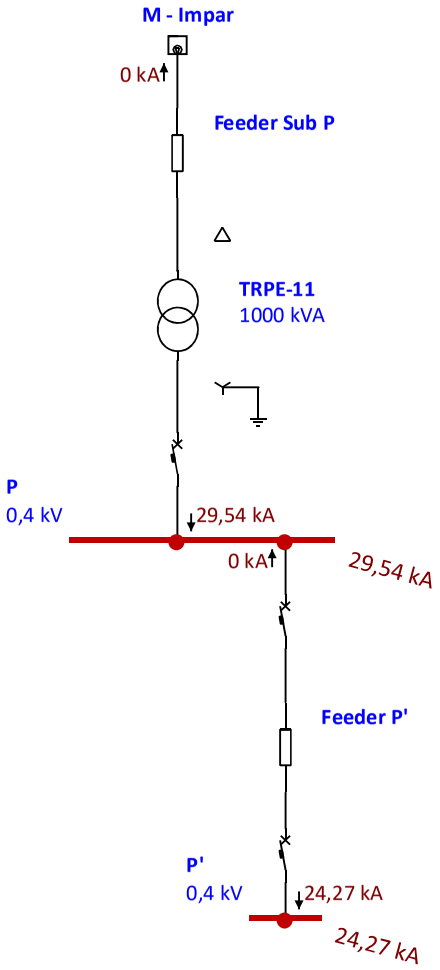


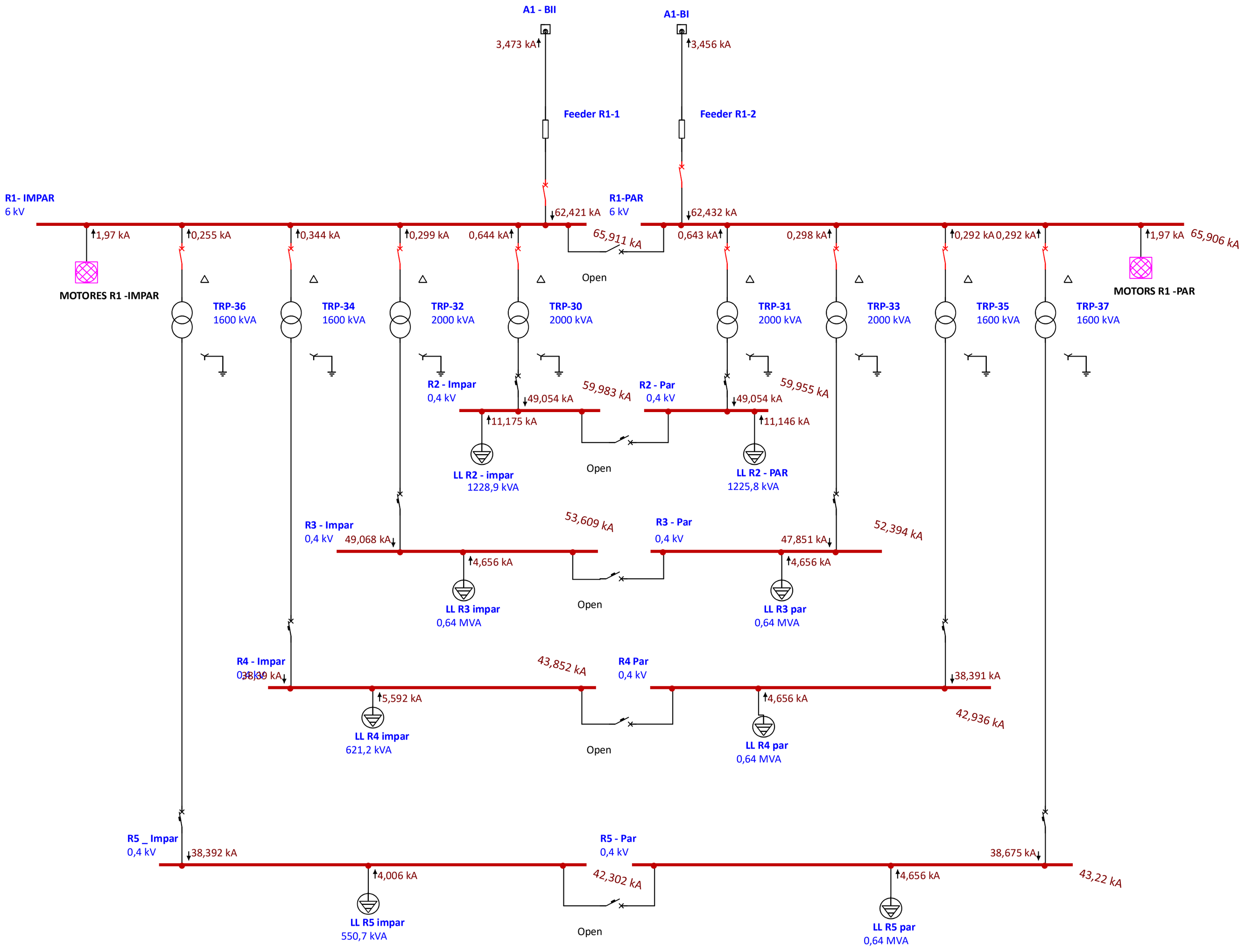

A1 - BII
0,749 kA
Feeder M-1
A1-BI
1,043 kA
Feeder M-2
M - Impar
6 kV
39,575 kA
38,472 kA
0,847 kA
0 kA
0,436 kA
M - Par
6 kV
38,412 kA
0,448 kA
0,294 kA
0,843 kA
39,809 kA
Open
TRP-23.
1,6 MVA
TRP-25.
1,6 MVA
Sub P
Sub L
Canalis M1-1
Canalis M1-2
M1- Impar
0,4 kV
47,561 kA
39,516 kA
8,188 kA
M1- Par
0,4 kV
46,215 kA
37,809 kA
8,554 kA
Open
LL M2 A2
900,5 kVA
LL M2 B2
940,8 kVA
SUB E

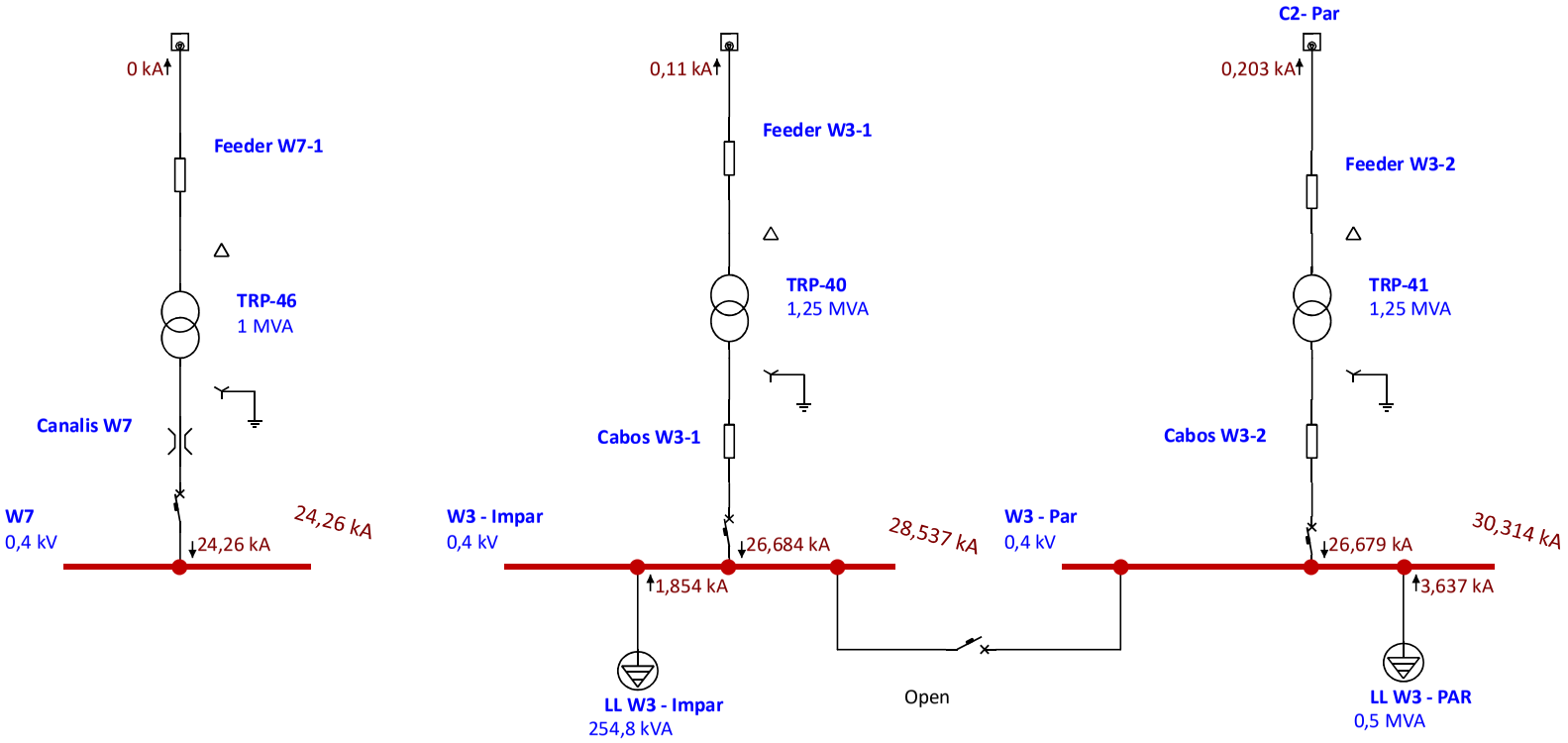
One-Line Diagram - REDE ELETRICA da RM=>...=>Sub N (Short-Circuit Analysis)

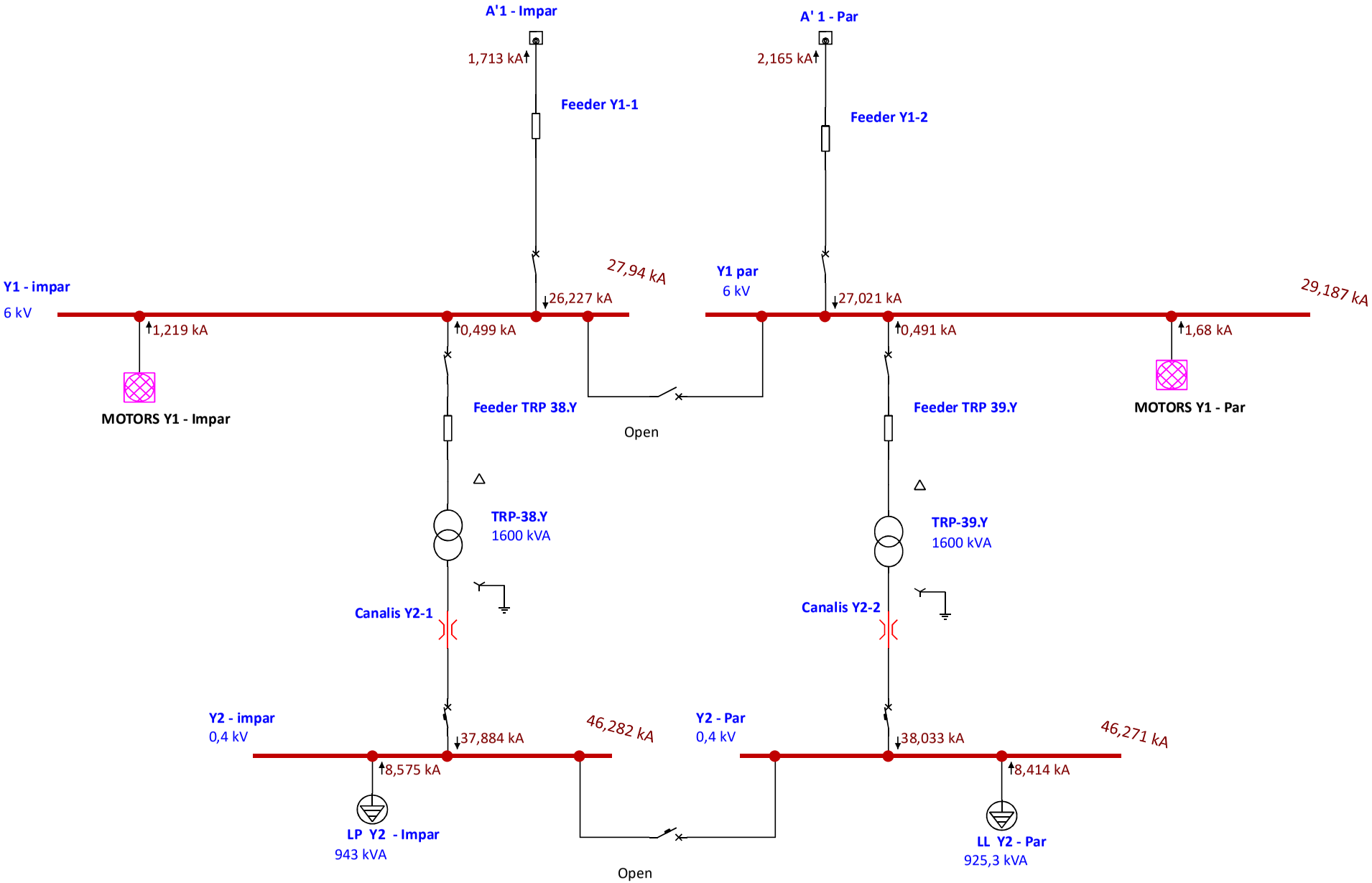


One-Line Diagram - REDE ELETRICA da RM=>...=>Sub P (Short-Circuit Analysis)

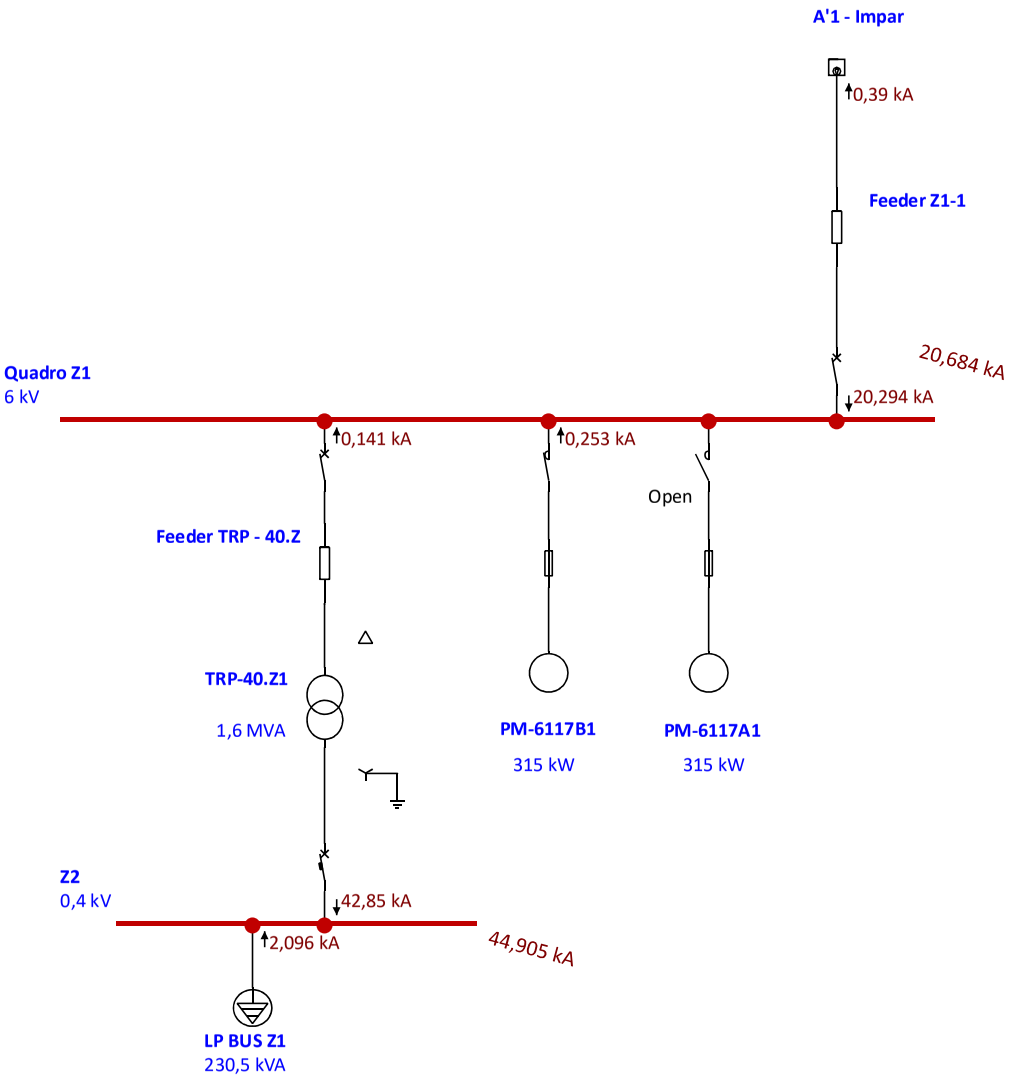



A1 - BII
3,473 kA
A1-BI
3,456 kA
Feeder R1-1
Feeder R1-2
R1- IMPAR
6 kV
R1-PAR
6 kV
62,421 kA
62,432 kA
65,911 kA
1,97 kA
0,255 kA
0,344 kA
0,299 kA
0,644 kA
0,643 kA
0,298 kA
0,292 kA
0,292 kA
1,97 kA
65,906 kA
Open
MOTORES R1 -IMPAR
MOTORS R1 -PAR
TRP-36
1600 kVA
TRP-34
1600 kVA
TRP-32
2000 kVA
TRP-30
2000 kVA
TRP-31
2000 kVA
TRP-33
2000 kVA
TRP-35
1600 kVA
TRP-37
1600 kVA
R2 - Impar
0,4 kV
R2 - Par
0,4 kV
49,054 kA
49,054 kA
59,983 kA
59,955 kA
11,175 kA
11,146 kA
Open
LL R2 - impar
1228,9 kVA
LL R2 - PAR
1225,8 kVA
R3 - Impar
0,4 kV
R3 - Par
0,4 kV
49,068 kA
47,851 kA
53,609 kA
52,394 kA
4,656 kA
4,656 kA
Open
LL R3 impar
0,64 MVA
LL R3 par
0,64 MVA
R4 - Impar
0,4 kV
R4 Par
0,4 kV
38,391 kA
43,852 kA
5,592 kA
4,656 kA
42,936 kA
Open
LL R4 impar
621,2 kVA
LL R4 par
0,64 MVA
R5 _ Impar
0,4 kV
R5 - Par
0,4 kV
38,392 kA
38,675 kA
42,302 kA
43,22 kA
4,006 kA
4,656 kA
Open
LL R5 impar
550,7 kVA
LL R5 par
0,64 MVA


0 kA
Feeder W7-1
TRP-46
1 MVA
Canalis W7
W7
0,4 kV
24,26 kA
24,26 kA
0,11 kA
Feeder W3-1
TRP-40
1,25 MVA
Cabos W3-1
W3 - Impar
0,4 kV
26,684 kA
28,537 kA
1,854 kA
LL W3 - Impar
254,8 kVA
Open
W3 - Par
0,4 kV
C2- Par
0,203 kA
Feeder W3-2
TRP-41
1,25 MVA
Cabos W3-2
26,679 kA
30,314 kA
3,637 kA
LL W3 - PAR
0,5 MVA


A'1 - Impar
1,713 kA
Feeder Y1-1
A' 1 - Par
2,165 kA
Feeder Y1-2
Y1 - impar
6 kV
27,94 kA
26,227 kA
Y1 par
6 kV
27,021 kA
29,187 kA
1,219 kA
0,499 kA
0,491 kA
1,68 kA
MOTORS Y1 - Impar
Feeder TRP 38.Y
Open
Feeder TRP 39.Y
MOTORS Y1 - Par
TRP-38.Y
1600 kVA
TRP-39.Y
1600 kVA
Canalis Y2-1
Canalis Y2-2
Y2 - impar
0,4 kV
46,282 kA
37,884 kA
Y2 - Par
0,4 kV
38,033 kA
46,271 kA
8,575 kA
8,414 kA
LP Y2 - Impar
943 kVA
Open
LL Y2 - Par
925,3 kVA

One-Line Diagram - REDE ELETRICA da RM=>...=>Sub Z (Short-Circuit Analysis)



Anexo C. Relatório completo de resultados do ETAP.

Electrical Transient Analyzer Program

Short-Circuit Analysis

IEC 60909 Standard

3-Phase Fault Currents

	Swing	V-Control	Load	Total
Number of Buses:	1	0	103	104

	XFMR2	XFMR3	Reactor	Line/Cable/ Busway	Impedance	Tie PD	Total
Number of Branches:	50	0	3	45	0	7	105

	Synchronous Generator	Power Grid	Synchronous Motor	Induction Machines	Lumped Load	Total
Number of Machines:	5	1	0	123	39	168

System Frequency:	50.00
Unit System:	Metric
Project Filename:	TESE_REDE ELECT RM
Output Filename:	C:\Users\127221\OneDrive - Galp\0-TESE CC _ 2021\Anexo M - Ficheiros ETAP\Resultados CC.SI1S

Adjustments

Tolerance	Apply Adjustments	Individual /Global	Percent
Transformer Impedance:	Yes	Global	5.0
Reactor Impedance:	Yes	Individual	
Overload Heater Resistance:	No		
Transmission Line Length:	Yes	Global	5.0
Cable / Busway Length:	Yes	Global	5.0

Temperature Correction	Apply Adjustments	Individual /Global	Degree C
Transmission Line Resistance:	Yes	Global	60
Cable / Busway Resistance:	Yes	Global	60

Bus Input Data

Bus					Initial Voltage	
ID	Type	Nom. kV	Base kV	Sub-sys	%Mag.	Ang.
A1 - BII	Load	6.000	6.470	1	102.10	-1.43
A'1 - Impar	Load	6.000	6.794	1	102.23	-1.39
A' 1 - Par	Load	6.000	6.794	1	102.20	-1.37
A1-BI	Load	6.000	6.470	1	102.10	-1.43
A2 - Impar	Load	6.000	6.470	1	101.99	-1.45
A2 - Par	Load	6.000	6.470	1	102.07	-1.43
B3 - Impar1	Load	6.000	6.794	1	102.18	-1.38
B3 - Par1	Load	6.000	6.794	1	102.18	-1.38
Bus1	Load	6.300	6.470	1	97.22	-1.43
Bus2	Load	6.300	6.470	1	100.00	0.00
Bus4	Load	6.000	6.470	1	100.00	0.00
Bus5	Load	60.000	64.700	1	100.00	0.00
Bus6	Load	60.000	64.700	1	100.00	0.00
Bus7	Load	6.000	6.794	1	100.00	0.00
Bus8	Load	6.000	6.470	1	100.00	0.00
Bus9	Load	6.300	6.470	1	100.00	0.00
Bus10	Load	0.400	0.411	1	100.00	0.00
Bus11	Load	6.300	6.470	1	100.00	0.00
Bus12	Load	0.400	0.411	1	100.00	0.00
Bus13	Load	6.000	6.794	1	100.00	0.00
Bus15	Load	6.000	6.470	1	100.00	0.00
Bus16	Load	11.000	11.862	1	100.00	0.00
Bus17	Load	11.000	11.862	1	100.00	0.00
Bus18	Load	6.000	6.794	1	100.00	0.00
Bus20	Load	6.000	6.470	1	100.00	0.00
Bus23	Load	6.300	6.470	1	100.00	0.00
Bus25	Load	6.300	6.470	1	97.50	-0.76
Bus27	Load	6.000	6.470	1	100.00	0.00
Bus39	Load	6.300	6.470	1	100.00	0.00
Bus40	Load	6.000	6.470	1	100.00	0.00
Bus70	Load	63.000	64.700	1	100.00	0.00
Bus71	Load	63.000	64.700	1	100.00	0.00
Bus72	Load	6.300	6.794	1	97.30	-1.39
Bus73	Load	6.000	6.794	1	100.00	0.00
Bus74	Load	6.300	6.794	1	97.31	-1.39
Bus75	Load	6.300	6.794	1	100.00	0.00
Bus76	Load	6.000	6.794	1	100.00	0.00
C2- Par	Load	6.000	6.470	1	101.78	-1.45
C2-Impar	Load	6.000	6.470	1	101.84	-1.43
C4 - Impar	Load	0.400	0.431	1	100.54	-1.93
C4- Par	Load	0.400	0.431	1	100.35	-2.08

Bus					Initial Voltage	
ID	Type	Nom. kV	Base kV	Sub-sys	%Mag.	Ang.
D - Impar	Load	6.000	6.470	1	102.00	-1.43
D - Par	Load	6.000	6.470	1	102.00	-1.43
D1 - Impar	Load	0.400	0.411	1	96.51	-1.80
D1- Par	Load	0.400	0.411	1	96.27	-1.82
E1	Load	0.400	0.411	1	96.51	-2.02
E3	Load	0.400	0.411	1	96.51	-2.02
F - Par	Load	6.000	6.794	1	102.18	-1.39
F- Impar	Load	6.000	6.794	1	102.18	-1.39
F1 - Impar	Load	0.400	0.453	1	96.77	-1.79
F1 - Par	Load	0.400	0.453	1	96.26	-2.21
F5	Load	0.400	0.453	1	100.00	0.00
G1	Load	0.400	0.411	1	95.77	-1.91
H1-MT	Load	6.000	6.470	1	100.00	0.00
H1BT - impar	Load	0.400	0.431	1	100.00	0.00
H1BT - par	Load	0.400	0.431	1	100.00	0.00
L1	Load	0.400	0.431	1	100.00	0.00
M - Impar	Load	6.000	6.470	1	102.10	-1.43
M - Par	Load	6.000	6.470	1	102.09	-1.43
M1- Impar	Load	0.400	0.411	1	96.50	-1.57
M1- Par	Load	0.400	0.411	1	92.39	-1.18
MC B4 - Impar	Load	0.400	0.431	1	97.32	-1.38
MCC A3 - Impar	Load	0.400	0.411	1	95.68	-2.53
MCC A3 - Par	Load	0.400	0.411	1	96.43	-1.98
MCC B2 - Impar	Load	0.400	0.431	1	96.21	-2.15
MCC B2 - Par	Load	0.400	0.431	1	95.61	-2.40
MCC B4 - Par	Load	0.400	0.431	1	97.32	-1.38
MCC J1	Load	0.400	0.411	1	95.27	-2.52
MCC J2	Load	0.400	0.431	1	100.00	0.00
MCC K1- Impar	Load	0.400	0.431	1	95.27	-2.52
MCC K1- Par	Load	0.400	0.453	1	100.00	0.00
N1 - Impar	Load	6.000	6.470	1	102.03	-1.44
N1 - Par	Load	6.000	6.470	1	102.03	-1.44
N2 - Impar	Load	0.400	0.431	1	99.12	-2.33
N2- Par	Load	0.400	0.431	1	101.17	-1.98
N3 - Impar	Load	0.400	0.431	1	101.34	-1.79
N3 - Par	Load	0.400	0.411	1	96.06	-1.99
P	Load	0.400	0.431	1	100.00	0.00
P'	Load	0.400	0.431	1	100.00	0.00
P511	Load	60.000	64.700	1	100.00	0.00
P512	Load	60.000	64.700	1	100.00	0.00
PC 60 kV_BARRAS I	Load	60.000	64.700	1	107.82	0.11
PC 60 kV_BARRAS II	Load	60.000	64.700	1	108.05	0.38
Quadro Z1	Load	6.000	6.794	1	102.20	-1.39

Bus					Initial Voltage	
ID	Type	Nom. kV	Base kV	Sub-sys	%Mag.	Ang.
R1- IMPAR	Load	6.000	6.470	1	102.05	-1.45
R1-PAR	Load	6.000	6.470	1	102.02	-1.47
R2 - Impar	Load	0.400	0.431	1	101.04	-2.09
R2 - Par	Load	0.400	0.431	1	101.06	-2.11
R3 - Impar	Load	0.400	0.431	1	102.05	-1.45
R3 - Par	Load	0.400	0.431	1	102.02	-1.47
R4 - Impar	Load	0.400	0.431	1	102.05	-1.45
R4 Par	Load	0.400	0.431	1	102.02	-1.47
R5 - Par	Load	0.400	0.431	1	102.02	-1.47
R5 _ Impar	Load	0.400	0.431	1	101.91	-1.54
Santa Cruz do Bispo B1	SWNG	60.000	64.700	1	107.83	0.00
Santa Cruz do Bispo B2	Load	60.000	64.700	1	107.89	0.15
W3 - Impar	Load	0.400	0.411	1	95.99	-2.08
W3 - Par	Load	0.400	0.411	1	94.80	-2.65
W7	Load	0.400	0.431	1	100.00	0.00
Y1 - impar	Load	6.000	6.794	1	102.22	-1.39
Y1 par	Load	6.000	6.794	1	102.20	-1.37
Y2 - impar	Load	0.400	0.453	1	100.49	-2.16
Y2 - Par	Load	0.400	0.453	1	100.84	-2.02
Z2	Load	0.400	0.453	1	106.85	-1.60

104 Buses Total

All voltages reported by ETAP are in % of bus Nominal kV.
Base kV values of buses are calculated and used internally by ETAP.

Line/Cable/Busway Input Data

Line/Cable/Busway						ohms or siemens/1000 m per Conductor (Cable) or per Phase (Line/Busway)			
			Length						
ID	Library	Size	Adj. (m)	% Tol.	#/Phase	T (°C)	R	X	Y
Cabos W3-1	6.0NCUS3	240	28.5	-5.0	3	60	0.08930	0.07730	0.0000000
Cabos W3-2	6.0NCUS3	240	28.5	-5.0	3	60	0.08930	0.07730	0.0000000
Feeder (TRP 13)	6.6NCUN3	150	760.0	-5.0	3	60	0.14430	0.09080	0.0000000
Feeder (TRP 47)	6.6NCUN3	150	760.0	-5.0	3	60	0.14430	0.09080	0.0000000
Feeder C2-1	6.0NCUS3	240	533.9	-5.0	4	60	0.08930	0.07730	0.0000000
Feeder C2-2	6.0NCUS3	240	533.9	-5.0	4	60	0.08930	0.07730	0.0000000
Feeder Cogen 1	33MCUS1	630	1710.0	-5.0	1	60	0.03812	0.10800	0.0001233
Feeder Cogen 2	33MCUS1	630	1710.0	-5.0	1	60	0.03812	0.10800	0.0001233
Feeder D-1	6.0NCUS3	185	921.5	-5.0	2	60	0.11617	0.07920	0.0000000
Feeder F-1	6.0NCUS3	120	522.5	-5.0	3	60	0.17788	0.08310	0.0000000
Feeder F-2	6.0NCUS3	120	541.5	-5.0	3	60	0.17788	0.08310	0.0000000
Feeder K1-1	6.6NCUN3	185	294.5	-5.0	3	60	0.11617	0.08810	0.0000000
Feeder K1-2	6.6NCUN3	185	294.5	-5.0	3	60	0.11617	0.08810	0.0000000
Feeder M-1	6.0NCUS3	185	1097.3	-5.0	3	60	0.11617	0.07920	0.0000000
Feeder M-2	6.0NCUS3	185	1097.3	-5.0	3	60	0.11617	0.07920	0.0000000
Feeder N1-1	6.6NCUS3	240	437.0	-5.0	3	60	0.08894	0.08590	0.0000000
Feeder N1-2	6.6NCUN3	240	437.0	-5.0	3	60	0.08894	0.08590	0.0000000
Feeder P'	1.0MCUN3	185	47.5	-5.0	3	60	0.11617	0.07300	0.0001442
Feeder R1-1	11NCUS1	500	950.0	-5.0	12	60	0.04629	0.09980	0.0002334
Feeder R1-2	11NCUS1	500	950.0	-5.0	12	60	0.04629	0.09980	0.0002334
Feeder Sub L	6.0NCUS3	185	400.0	-5.0	3	60	0.11617	0.07920	0.0000000
Feeder Sub P	6.6NCUN3	185	400.0	-5.0	3	60	0.11617	0.08810	0.0000000
Feeder TRE-05	6.0NCUS3	35	627.0	-5.0	2	60	0.60624	0.09720	0.0000000
Feeder TRP-04	6.0NCUS3	185	465.5	-5.0	3	60	0.11617	0.07920	0.0000000
Feeder TRP-07	6.0NCUS3	185	14.3	-5.0	1	60	0.11617	0.07920	0.0000000
Feeder TRP-09	6.0NCUS3	185	14.3	-5.0	1	60	0.11617	0.07920	0.0000000
Feeder TRP-11	6.0NCUS3	35	855.0	-5.0	3	60	0.60624	0.09720	0.0000000
Feeder TRP-16	6.0NCUS3	185	465.5	-5.0	3	60	0.11617	0.07920	0.0000000
Feeder TRP 38.Y	6.0NCUS3	185	33.3	-5.0	3	60	0.11617	0.07920	0.0000000
Feeder TRP 39.Y	6.0NCUS3	185	42.8	-5.0	3	60	0.11617	0.07920	0.0000000
Feeder TRP - 40.Z	6.0NCUS3	150	19.0	-5.0	3	60	0.14430	0.08100	0.0000000
Feeder TRP-C	66NCUN1	240	1520.0	-5.0	1	60	0.11344	0.01000	0.0000503
Feeder TRP-D	66NCUN1	240	1520.0	-5.0	1	60	0.11344	0.01000	0.0000503
Feeder W3-1	6.0NCUS3	150	190.0	-5.0	3	60	0.14521	0.08100	0.0000000
Feeder W3-2	6.0NCUS3	150	190.0	-5.0	3	60	0.14521	0.08100	0.0000000
Feeder W7-1	6.0NCUS3	185	209.0	-5.0	3	60	0.11707	0.07917	0.0000000
Feeder Y1-1	6.6NCUN3	240	19.0	-5.0	2	60	0.08894	0.08590	0.0000000

ohms or siemens/1000 m per Conductor (Cable) or per Phase (Line/Busway)

Line/Cable/Busway			Length						
ID	Library	Size	Adj. (m)	% Tol.	#/Phase	T (°C)	R	X	Y
Feeder Y1-2	6.6NCUN3	240	19.0	-5.0	2	60	0.08894	0.08590	0.0000000
Feeder Z1-1	6.0NCUS3	400	1045.0	-5.0	2	60	0.05763	0.07640	0.0000000
P-A'1 5-B3 2	6.0NCUS3	240	123.5	-5.0	2	60	0.08930	0.07730	0.0000000
P-A'1 8-B3 1	6.0NCUS3	240	123.5	-5.0	2	60	0.08930	0.07730	0.0000000
POSTO_1-SC_BISP1-3	69MCUN1	1000	3549.2	-5.0	1	60	0.04758	0.11938	0.0000000
POSTO_1-SC_BISP1-4	69MCUN1	1000	3549.2	-5.0	1	60	0.04758	0.11938	0.0000000
TRPA \ INCOMING2	66MCUN1	120	1662.5	-5.0	1	60	0.17243	0.01000	0.0000503
TRPB \ INCOMING2	66MCUN1	120	1662.5	-5.0	1	60	0.17243	0.01000	0.0000503

Line / Cable / Busway resistances are listed at the specified temperatures.

2-Winding Transformer Input Data

Transformer	Rating					Z Variation			% Tap Setting		Adjusted
ID	MVA	Prim. kV	Sec. kV	% Z	X/R	+ 5%	- 5%	% Tol.	Prim.	Sec.	% Z
TR1-H1	1.000	6.000	0.400	6.30	6.00	0	0	-5.0	0	0	5.9850
TR2-H1	1.000	6.000	0.400	6.30	6.00	0	0	-5.0	0	0	5.9850
TRE-05	0.250	6.300	0.400	4.00	1.50	0	0	-5.0	0	0	3.8000
TRP-1	2.000	6.300	0.400	6.00	6.00	0	0	-5.0	0	0	5.7000
TRP-2	2.000	6.300	0.400	6.00	6.00	0	0	-5.0	0	0	5.7000
TRP-04	1.250	6.300	0.400	5.50	6.00	0	0	-5.0	0	0	5.2250
TRP-05	2.000	6.000	0.400	6.00	6.00	0	0	-5.0	0	0	5.7000
TRP-06	2.000	6.000	0.400	6.00	6.00	0	0	-5.0	0	0	5.7000
TRP-07	1.000	6.000	0.400	6.30	3.50	0	0	-5.0	0	0	5.9850
TRP-09	1.000	6.000	0.400	6.00	6.00	0	0	-5.0	0	0	5.7000
TRP-10	1.000	6.300	0.400	5.50	3.50	0	0	-5.0	0	0	5.2250
TRP-11.	0.400	6.000	0.400	6.30	6.00	0	0	-5.0	0	0	5.9850
TRP 13	0.800	6.300	0.400	5.00	3.50	0	0	-5.0	0	0	4.7500
TRP-15	1.000	6.300	0.400	5.50	3.50	0	0	-5.0	0	0	5.2250
TRP-16.	1.250	6.300	0.400	5.50	6.00	0	0	-5.0	0	0	5.2250
TRP-17	1.600	6.300	0.400	6.30	6.00	0	0	-5.0	0	0	5.9850
TRP-18	1.600	6.300	0.400	6.30	6.00	0	0	-5.0	0	0	5.9850
TRP-19	1.600	6.300	0.400	6.30	6.00	0	0	-5.0	0	0	5.9850
TRP-20	1.600	6.300	0.400	6.30	6.00	0	0	-5.0	0	0	5.9850
TRP-21	1.250	6.300	0.400	5.00	3.50	0	0	-5.0	0	0	4.7500
TRP-22.	1.250	6.000	0.400	5.50	6.00	0	0	-5.0	0	0	5.2250
TRP-23.	1.600	6.300	0.400	6.00	6.00	0	0	-5.0	0	0	5.7000
TRP-24.	0.800	6.000	0.400	5.00	6.00	0	0	-5.0	0	0	4.7500
TRP-25.	1.600	6.300	0.400	6.30	6.00	0	0	-5.0	0	0	5.9850
TRP-26	1.600	6.000	0.400	6.30	6.00	0	0	-5.0	0	0	5.9850
TRP-27	1.600	6.300	0.400	6.00	6.00	0	0	-5.0	0	0	5.7000
TRP-28	1.600	6.000	0.400	6.30	6.00	0	0	-5.0	0	0	5.9850
TRP-29	1.600	6.000	0.400	6.00	6.00	0	0	-5.0	0	0	5.7000
TRP-30	2.000	6.000	0.400	6.08	6.08	0	0	-5.0	0	0	5.7770
TRP-31	2.000	6.000	0.400	6.08	6.08	0	0	-5.0	0	0	5.7770
TRP-32	2.000	6.000	0.400	6.08	6.08	0	0	-5.0	0	0	5.7770
TRP-33	2.000	6.000	0.400	6.25	6.00	0	0	-5.0	0	0	5.9375
TRP-34	1.600	6.000	0.400	6.30	6.00	0	0	-5.0	0	0	5.9850
TRP-35	1.600	6.000	0.400	6.30	6.00	0	0	-5.0	0	0	5.9850
TRP-36	1.600	6.000	0.400	6.30	6.00	0	0	-5.0	0	0	5.9850

Transformer	Rating					Z Variation			% Tap Setting		Adjusted
ID	MVA	Prim. kV	Sec. kV	% Z	X/R	+ 5%	- 5%	% Tol.	Prim.	Sec.	% Z
TRP-37	1.600	6.000	0.400	6.25	6.00	0	0	-5.0	0	0	5.9375
TRP-38.Y	1.600	6.000	0.400	6.00	6.00	0	0	-5.0	0	0	5.7000
TRP-39.Y	1.600	6.000	0.400	6.00	6.00	0	0	-5.0	0	0	5.7000
TRP-40	1.250	6.300	0.400	6.30	3.50	0	0	-5.0	0	0	5.9850
TRP-40.Z1	1.600	6.000	0.400	5.00	6.00	0	0	-5.0	0	0	4.7500
TRP-41	1.250	6.300	0.400	6.30	3.50	0	0	-5.0	0	0	5.9850
TRP-46	1.000	6.000	0.400	6.30	6.00	0	0	-5.0	0	0	5.9850
TRP-47	0.800	6.000	0.400	6.30	6.00	0	0	-5.0	0	0	5.9850
TRP-110	63.000	60.000	11.000	10.00	20.00	0	0	-5.0	0	0	9.5000
TRP-510	63.000	11.000	60.000	10.00	20.00	0	0	-5.0	0	0	9.5000
TRP-A	20.000	63.000	6.300	12.70	20.00	5.60	-0.80	-5.0	4.884	0	12.7250
TRP-B	20.000	63.000	6.300	12.70	20.00	5.60	-0.80	-5.0	4.884	0	12.7250
TRP-C	20.000	60.000	6.300	8.00	6.00	0	0	-5.0	0	0	7.6000
TRP-D	20.000	60.000	6.300	8.00	6.00	0	0	-5.0	0	0	7.6000
TRPE-11	1.000	6.000	0.400	5.00	6.00	0	0	-5.0	0	0	4.7500

Reactor Input Data

Reactor		Connected Buses		Rated kV	Impedance		
ID	Phase	From Bus	To Bus		X (ohm)	X/R	% Tol.
REC A	3-Phase	Bus25	A1 - BII	10,00	0.25194	45.00	0.0
REC B	3-Phase	Bus23	A1 - BII	10,00	0.25894	45.00	0.0
REC C	3-Phase	Bus27	A1-BI	10,00	0.29593	45.00	0.0

Branch Connections

CKT/Branch		Connected Bus ID		% Impedance, Pos. Seq., 100 MVAb			
ID	Type	From Bus	To Bus	R	X	Z	Y
TR1-H1	2W XFMR	H1-MT	H1BT - impar	81.52	489.11	495.85	
TR2-H1	2W XFMR	H1-MT	H1BT - par	81.52	489.11	495.85	
TRE-05	2W XFMR	Bus8	G1	782.57	1173.86	1410.81	
TRP-1	2W XFMR	A2 - Impar	MCC A3 - Impar	42.87	257.20	260.75	
TRP-2	2W XFMR	A2 - Par	MCC A3 - Par	42.87	257.20	260.75	
TRP-04	2W XFMR	Bus2	E3	63.04	378.26	383.47	
TRP-05	2W XFMR	C2-Impar	C4 - Impar	38.88	233.29	236.51	
TRP-06	2W XFMR	C2- Par	C4- Par	38.88	233.29	236.51	
TRP-07	2W XFMR	Bus74	F1 - Impar	123.66	432.82	450.14	
TRP-09	2W XFMR	Bus72	F1 - Par	70.53	423.20	429.04	
TRP-10	2W XFMR	D - Impar	D1 - Impar	131.79	461.25	479.70	
TRP-11.	2W XFMR	Bus73	F5	184.85	1109.09	1124.39	
TRP 13	2W XFMR	Bus39	MCC J1	150.16	525.54	546.57	
TRP-15	2W XFMR	D - Par	D1- Par	131.79	461.25	479.70	
TRP-16.	2W XFMR	Bus1	E1	63.04	378.26	383.47	
TRP-17	2W XFMR	B3 - Impar1	MCC B2 - Impar	50.95	305.69	309.91	
TRP-18	2W XFMR	B3 - Par1	MCC B2 - Par	50.95	305.69	309.91	
TRP-19	2W XFMR	B3 - Impar1	MC B4 - Impar	50.95	305.69	309.91	
TRP-20	2W XFMR	B3 - Par1	MCC B4 - Par	50.95	305.69	309.91	
TRP-21	2W XFMR	Bus75	MCC K1- Impar	87.16	305.08	317.28	
TRP-22.	2W XFMR	Bus76	MCC K1- Par	51.87	311.19	315.48	
TRP-23.	2W XFMR	M - Impar	M1- Impar	53.58	321.50	325.94	
TRP-24.	2W XFMR	Bus20	L1	81.45	488.68	495.42	
TRP-25.	2W XFMR	M - Par	M1- Par	56.17	337.03	341.67	
TRP-26	2W XFMR	N1 - Impar	N3 - Impar	50.95	305.69	309.91	
TRP-27	2W XFMR	N1 - Par	N3 - Par	53.58	321.50	325.94	
TRP-28	2W XFMR	N1 - Impar	N2 - Impar	50.95	305.69	309.91	
TRP-29	2W XFMR	N1 - Par	N2- Par	48.60	291.61	295.63	
TRP-30	2W XFMR	R1- IMPAR	R2 - Impar	38.87	236.42	239.59	
TRP-31	2W XFMR	R1-PAR	R2 - Par	38.87	236.42	239.59	
TRP-32	2W XFMR	R1- IMPAR	R3 - Impar	38.87	236.42	239.59	
TRP-33	2W XFMR	R1-PAR	R3 - Par	40.45	242.68	246.03	
TRP-34	2W XFMR	R1- IMPAR	R4 - Impar	50.95	305.69	309.91	
TRP-35	2W XFMR	R1-PAR	R4 Par	50.95	305.69	309.91	
TRP-36	2W XFMR	R1- IMPAR	R5 _ Impar	50.95	305.69	309.91	
TRP-37	2W XFMR	R1-PAR	R5 - Par	50.56	303.35	307.53	
TRP-38.Y	2W XFMR	Bus13	Y2 - impar	44.08	264.50	268.15	

CKT/Branch		Connected Bus ID		% Impedance, Pos. Seq., 100 MVAb			
ID	Type	From Bus	To Bus	R	X	Z	Y
TRP-39.Y	2W XFMR	Bus7	Y2 - Par	44.08	264.50	268.15	
TRP-40	2W XFMR	Bus9	Bus10	120.25	420.88	437.72	
TRP-40.Z1	2W XFMR	Bus18	Z2	36.94	221.62	224.68	
TRP-41	2W XFMR	Bus11	Bus12	120.25	420.88	437.72	
TRP-46	2W XFMR	Bus15	W7	81.52	489.11	495.85	
TRP-47	2W XFMR	Bus40	MCC J2	101.90	611.38	619.82	
TRP-110	2W XFMR	P511	Bus16	0.64	12.81	12.82	
TRP-510	2W XFMR	Bus17	P512	0.64	12.81	12.82	
TRP-A	2W XFMR	Bus6	Bus25	2.78	55.67	55.74	
TRP-B	2W XFMR	Bus5	Bus27	2.78	55.67	55.74	
TRP-C	2W XFMR	Bus71	A'1 - Impar	5.37	32.24	32.68	
TRP-D	2W XFMR	Bus70	A' 1 - Par	5.37	32.24	32.68	
TRPE-11	2W XFMR	Bus4	P	65.16	390.94	396.33	
Cabos W3-1	Cable	Bus10	W3 - Impar	50.27	43.52	66.49	
Cabos W3-2	Cable	Bus12	W3 - Par	50.27	43.52	66.49	
Feeder (TRP 13)	Cable	A1 - BII	Bus39	8.73	5.50	10.32	
Feeder (TRP 47)	Cable	A1-BI	Bus40	8.73	5.50	10.32	
Feeder C2-1	Cable	A1 - BII	C2-Impar	2.85	2.46	3.77	
Feeder C2-2	Cable	A1-BI	C2- Par	2.85	2.46	3.77	
Feeder Cogen 1	Cable	P511	PC 60 kV_BARRAS I	0.16	0.44	0.47	
Feeder Cogen 2	Cable	P512	PC 60 kV_BARRAS II	0.16	0.44	0.47	
Feeder D-1	Cable	A1 - BII	D - Impar	12.79	8.72	15.47	
Feeder F-1	Cable	A'1 - Impar	F- Impar	6.71	3.14	7.41	
Feeder F-2	Cable	A' 1 - Par	F - Par	6.96	3.25	7.68	
Feeder K1-1	Cable	B3 - Impar1	Bus75	2.47	1.87	3.10	
Feeder K1-2	Cable	B3 - Par1	Bus76	2.47	1.87	3.10	
Feeder M-1	Cable	A1 - BII	M - Impar	10.15	6.92	12.28	
Feeder M-2	Cable	A1-BI	M - Par	10.15	6.92	12.28	
Feeder N1-1	Cable	A1 - BII	N1 - Impar	3.09	2.99	4.30	
Feeder N1-2	Cable	A1-BI	N1 - Par	3.09	2.99	4.30	
Feeder P'	Cable	P	P'	98.86	62.13	116.76	
Feeder R1-1	Cable	A1 - BII	R1- IMPAR	0.88	1.89	2.08	
Feeder R1-2	Cable	A1-BI	R1-PAR	0.88	1.89	2.08	
Feeder Sub L	Cable	M - Par	Bus20	3.70	2.52	4.48	
Feeder Sub P	Cable	M - Impar	Bus4	3.70	2.81	4.64	
Feeder TRE-05	Cable	A1 - BII	Bus8	45.40	7.28	45.98	
Feeder TRP-04	Cable	M - Impar	Bus2	4.31	2.94	5.21	
Feeder TRP-07	Cable	F- Impar	Bus74	0.36	0.24	0.43	
Feeder TRP-09	Cable	F - Par	Bus72	0.36	0.24	0.43	

CKT/Branch		Connected Bus ID		% Impedance, Pos. Seq., 100 MVAb			
ID	Type	From Bus	To Bus	R	X	Z	Y
Feeder TRP-11	Cable	F - Par	Bus73	37.44	6.00	37.92	
Feeder TRP-16	Cable	M - Par	Bus1	4.31	2.94	5.21	
Feeder TRP 38.Y	Cable	Y1 - impar	Bus13	0.28	0.19	0.34	
Feeder TRP 39.Y	Cable	Y1 par	Bus7	0.36	0.24	0.43	
Feeder TRP - 40.Z	Cable	Quadro Z1	Bus18	0.20	0.11	0.23	
Feeder TRP-C	Cable	PC 60 kV_BARRAS I	Bus71	0.41	0.04	0.41	
Feeder TRP-D	Cable	PC 60 kV_BARRAS II	Bus70	0.41	0.04	0.41	
Feeder W3-1	Cable	C2-Impar	Bus9	2.20	1.23	2.52	
Feeder W3-2	Cable	C2- Par	Bus11	2.20	1.23	2.52	
Feeder W7-1	Cable	C2- Par	Bus15	1.95	1.32	2.35	
Feeder Y1-1	Cable	A'1 - Impar	Y1 - impar	0.18	0.18	0.25	
Feeder Y1-2	Cable	A' 1 - Par	Y1 par	0.18	0.18	0.25	
Feeder Z1-1	Cable	A'1 - Impar	Quadro Z1	6.52	8.65	10.83	
P-A'1 5-B3 2	Cable	A'1 - Impar	B3 - Impar1	1.19	1.03	1.58	
P-A'1 8-B3 1	Cable	A' 1 - Par	B3 - Par1	1.19	1.03	1.58	
POSTO_1-SC_BISP1-3	Cable	Santa Cruz do Bispo B1	PC 60 kV_BARRAS I	0.40	1.01	1.09	
POSTO_1-SC_BISP1-4	Cable	Santa Cruz do Bispo B2	PC 60 kV_BARRAS II	0.40	1.01	1.09	
TRPA \ INCOMING2	Cable	PC 60 kV_BARRAS I	Bus6	0.68	0.04	0.69	
TRPB \ INCOMING2	Cable	PC 60 kV_BARRAS II	Bus5	0.68	0.04	0.69	
REC A	Reactor	Bus25	A1 - BII	1.34	60.18	60.20	
REC B	Reactor	Bus23	A1 - BII	1.37	61.86	61.87	
REC C	Reactor	Bus27	A1-BI	1.57	70.69	70.71	
A1-7	Tie Breaker	A1 - BII	H1-MT				
A1-13	Tie Breaker	A1-BI	A1 - BII				
A2-1	Tie Breaker	A1 - BII	A2 - Impar				
A2-2	Tie Breaker	A1 - BII	A2 - Par				
D-0	Tie Breaker	D - Par	D - Impar				
D5080	Tie Breaker	Santa Cruz do Bispo B1	Santa Cruz do Bispo B2				
P504	Tie Breaker	PC 60 kV_BARRAS I	PC 60 kV_BARRAS II				

Power Grid Input Data

Power Grid	Connected Bus	Rating		% Impedance 100 MVA Base		
ID	ID	MVASC	kV	R	X"	R/X
EDP	Santa Cruz do Bispo B1	2794.000	64.700	2.53081	2.53081	1.00

Total Connected Power Grids (= 1): 2794.000 MVA

Synchronous Generator Input Data

Synchronous Generator		Connected Bus	Rating				% Impedance in Machine Base					
								Xd"				Excitation
ID	Type	ID	MVA	kV	RPM	% PF	R	Adj.	Tol.	R/X	Xd, sat	Type
TG-4001	Steam Turbo	A1 - BII	15.000	6.300	1500	80.00	0.816	15.50	0.0	0.05	155.00	Turbine 130%
TG-4002	Steam Turbo	Bus23	17.500	6.300	1500	80.00	0.632	12.00	0.0	0.05	155.00	Turbine 130%
TG-4003	Steam Turbo	A1 - BII	28.750	6.300	1500	80.00	1.421	27.00	0.0	0.05	165.00	Turbine 130%
TG-4801	Gas Turbo	Bus16	53.750	11.000	1500	80.00	0.125	12.67	-15.0	0.01	165.00	Turbine 130%
TG-4851	Gas Turbo	Bus17	53.750	11.000	3000	80.00	0.125	12.67	-15.0	0.01	155.00	Turbine 130%

Total Connected Synchronous Generators (= 5) : 168,750 MVA

Induction Machine Input Data

Induction Machine			Connected Bus	Rating					% Impedance (Motor Base)			
ID	Type	Qty	ID	HP/kW	kVA	kV	Amp	PF	R	X"	R/X"	MW/PP
BM 4001G1	Motor	1	A2 - Impar	184.00	234.61	6.300	21.50	91.79	3.53	14.97	0.24	0.09
BM 40001H1	Motor	1	A2 - Impar	184.00	234.61	6.300	21.50	91.79	3.53	14.97	0.24	0.09
BM 4001C1	Motor	1	A2 - Impar	250.00	310.99	6.300	28.50	91.92	3.25	15.04	0.22	0.13
BM 4001D.1	Motor	1	A2 - Impar	250.00	310.99	6.300	28.50	91.92	3.25	15.04	0.22	0.13
PM 4001E1	Motor	1	A2 - Impar	400.00	496.49	6.300	45.50	92.11	2.85	15.12	0.19	0.20
CM 4301A1	Motor	1	A2 - Impar	330.00	403.74	6.300	37.00	92.03	3.01	15.09	0.20	0.17
PM 4402A1	Motor	1	A2 - Impar	330.00	403.74	6.300	37.00	92.03	3.01	15.09	0.20	0.17
PM 4401E1	Motor	1	A2 - Impar	600.00	834.76	6.300	76.50	92.28	2.55	15.17	0.17	0.30
PM 4401B1	Motor	1	A2 - Impar	600.00	834.76	6.300	76.50	92.28	2.55	15.17	0.17	0.30
PM 48409A1	Motor	1	A2 - Impar	400.00	436.48	6.300	40.00	92.11	2.85	15.12	0.19	0.20
PM 4401A1	Motor	1	A2 - Par	810.00	998.44	6.300	91.50	92.40	2.34	15.21	0.15	0.41
CM 4301E1	Motor	1	A2 - Par	330.00	403.74	6.300	37.00	92.03	3.01	15.09	0.20	0.17
BM 4001A1	Motor	1	A2 - Par	250.00	310.99	6.300	28.50	91.92	3.25	15.04	0.22	0.13
PM 4001D1	Motor	1	A2 - Par	400.00	496.49	6.300	45.50	92.11	2.85	15.12	0.19	0.20
CM 4301B1	Motor	1	A2 - Par	330.00	403.74	6.300	37.00	92.03	3.01	15.09	0.20	0.17
PM 48409B1	Motor	1	A2 - Par	600.00	834.76	6.300	76.50	92.28	2.55	15.17	0.17	0.30
PM2351B1	Motor	1	B3 - Impar1	132.00	166.95	6.300	15.30	91.66	3.87	14.89	0.26	0.07
CM-2302	Motor	1	B3 - Impar1	660.00	796.57	6.300	73.00	92.32	2.48	15.18	0.16	0.33
PM-2101	Motor	1	B3 - Impar1	196.00	250.97	6.300	23.00	91.82	3.47	14.99	0.23	0.10
PM 2054A.1	Motor	1	B3 - Impar1	250.00	310.99	6.300	28.50	91.92	3.25	15.04	0.22	0.13
MOTOR G. AZOTO1	Motor	1	B3 - Par1	200.00	261.89	6.300	24.00	91.83	3.45	14.99	0.23	0.10
CM-2301	Motor	1	B3 - Par1	2500.00	3055.34	6.300	280.00	92.87	1.71	15.29	0.11	1.25
PM2351A2	Motor	1	B3 - Par1	132.00	166.95	6.300	15.30	91.66	3.87	14.89	0.26	0.07
PM-1402A	Motor	1	C2- Par	153.00	224.71	6.300	20.59	77.00	2.64	15.16	0.17	0.08
PM-1610 B	Motor	1	C2- Par	270.00	416.98	6.300	38.21	77.00	3.18	15.05	0.21	0.14
CM 1201B2	Motor	1	C2- Par	225.00	338.54	6.300	31.02	77.00	3.34	15.02	0.22	0.11
PM1401B	Motor	1	C2- Par	214.00	265.16	6.300	24.30	91.85	3.39	15.01	0.23	0.11
CM 3701	Motor	1	C2- Par	725.00	1047.54	6.300	96.00	92.36	2.42	15.19	0.16	0.36
CM 3701/2B2	Motor	1	C2- Par	2100.00	2432.84	6.300	222.95	89.98	4.58	15.09	0.30	0.53
CM 1401.2B	Motor	1	C2- Par	198.00	299.28	6.300	27.43	77.00	3.46	14.99	0.23	0.10
PM 3761B	Motor	1	C2- Par	850.00	944.46	6.000	90.88	92.30	2.51	15.18	0.17	0.85
PM 3762 B	Motor	1	C2- Par	175.00	194.45	6.000	18.71	92.30	2.51	15.18	0.17	0.18
CM-1601 C	Motor	1	C2- Par	540.00	780.24	6.300	71.50	92.36	2.42	15.19	0.16	0.27
CM-1601 B	Motor	1	C2- Par	540.00	780.24	6.300	71.50	92.36	2.42	15.19	0.16	0.27
PM-1201	Motor	1	C2- Par	430.00	621.30	6.300	56.94	92.36	2.42	15.19	0.16	0.22
CM 1201A	Motor	1	C2-Impar	225.00	338.54	6.300	31.02	77.00	3.34	15.02	0.22	0.11
PM-1610 A	Motor	1	C2-Impar	270.00	416.98	6.300	38.21	77.00	3.18	15.05	0.21	0.27
CM-1601 A	Motor	1	C2-Impar	540.00	780.24	6.300	71.50	92.36	2.42	15.19	0.16	0.27
CM-1702	Motor	1	C2-Impar	1650.00	2384.07	6.300	218.48	92.36	4.42	14.73	0.30	0.83

Induction Machine Input Data

Induction Machine			Connected Bus	Rating					% Impedance (Motor Base)			
ID	Type	Qty	ID	HP/kW	kVA	kV	Amp	PF	R	X"	R/X"	MW/PP
PM-3761 A	Motor	1	C2-Impar	850.00	944.46	6.000	90.88	92.30	2.51	15.18	0.17	0.85
CM-3701/2A	Motor	1	C2-Impar	2100.00	2808.94	6.300	257.42	92.67	8.53	12.80	0.67	0.53
PM-3762 A	Motor	1	C2-Impar	175.00	194.45	6.000	18.71	92.30	2.51	15.18	0.17	0.18
PM-1401 A	Motor	1	C2-Impar	214.00	265.16	6.300	24.30	91.85	3.39	15.01	0.23	0.11
CM 1401.2A	Motor	1	C2-Impar	198.00	299.28	6.300	27.43	77.00	3.46	14.99	0.23	0.10
PM-1402B	Motor	1	C2-Impar	153.00	224.71	6.300	20.59	77.00	2.64	15.16	0.17	0.08
PM-1301	Motor	1	C2-Impar	260.00	401.53	6.300	36.80	77.00	3.18	15.05	0.21	0.13
PM-1610 C	Motor	1	C2-Impar	270.00	416.98	6.300	38.21	77.00	2.30	15.21	0.15	0.27
PM 6107C	Motor	1	D - Impar	440.00	531.41	6.300	48.70	92.15	2.78	15.13	0.18	0.22
PM 6122C	Motor	1	D - Impar	390.00	454.15	6.300	41.62	92.10	2.87	15.11	0.19	0.20
PM 6122A	Motor	1	D - Impar	440.00	531.41	6.300	48.70	92.15	2.78	15.13	0.18	0.22
PM6021	Motor	1	D - Impar	185.00	217.04	6.300	19.89	91.79	3.53	14.97	0.24	0.09
PM 6111C	Motor	1	D - Impar	185.00	223.43	6.300	20.48	92.15	2.78	15.13	0.18	0.09
PM-6405	Motor	1	D - Impar	183.00	233.52	6.300	21.40	91.79	3.54	14.97	0.24	0.09
PM 6107 D	Motor	1	D - Par	440.00	531.41	6.300	48.70	92.15	2.78	15.13	0.18	0.22
PM 6111 D	Motor	1	D - Par	185.00	225.88	6.300	20.70	91.79	3.53	14.97	0.24	0.09
PM 6122 B	Motor	1	D - Par	440.00	531.41	6.300	48.70	92.15	2.78	15.13	0.18	0.22
PM-6406	Motor	1	D - Par	183.00	233.52	6.300	21.40	91.79	3.54	14.97	0.24	0.09
PM 6109B1	Motor	1	F - Par	390.00	469.21	6.300	43.00	92.10	2.87	15.11	0.19	0.20
PM 6107B1	Motor	1	F - Par	430.00	523.77	6.300	48.00	92.14	2.79	15.13	0.18	0.22
PM-4508	Motor	1	F - Par	450.00	523.23	6.000	50.35	92.16	3.32	18.22	0.18	0.23
PM 5151B1	Motor	1	F - Par	110.00	158.22	6.300	14.50	91.58	4.08	14.84	0.27	0.06
PM 6105B1	Motor	1	F - Par	180.00	237.88	6.300	21.80	91.78	3.56	14.97	0.24	0.09
PM 6108B1	Motor	1	F - Par	115.00	146.22	6.300	13.40	91.60	4.03	14.85	0.27	0.06
PM 6111B1	Motor	1	F - Par	175.00	218.24	6.300	20.00	91.77	3.58	14.96	0.24	0.09
PM 3903A1	Motor	1	F - Par	110.00	152.77	6.300	14.00	91.58	4.08	14.84	0.27	0.06
PM 6107A1	Motor	1	F- Impar	430.00	531.41	6.300	48.70	92.14	2.79	15.13	0.18	0.22
PM 6109A1	Motor	1	F- Impar	390.00	469.21	6.300	43.00	92.10	2.87	15.11	0.19	0.20
PM 6105A1	Motor	1	F- Impar	180.00	237.88	6.300	21.80	91.78	3.56	14.97	0.24	0.09
PM 3903B1	Motor	1	F- Impar	110.00	152.77	6.300	14.00	91.58	4.08	14.84	0.27	0.06
PM 6108A1	Motor	1	F- Impar	115.00	146.22	6.300	13.40	91.60	4.03	14.85	0.27	0.06
PM 6108D1	Motor	1	F- Impar	115.00	146.22	6.300	13.40	91.60	4.03	14.85	0.27	0.06
PM 6111A1	Motor	1	F- Impar	175.00	218.24	6.300	20.00	91.77	3.58	14.96	0.24	0.09
PM 5151A1	Motor	1	F- Impar	110.00	158.22	6.300	14.50	91.58	4.08	14.84	0.27	0.06
CM 3201 A	Motor	1	N1 - Impar	216.00	318.52	6.300	29.19	91.86	3.38	15.01	0.23	0.11
PM 3067 A	Motor	1	N1 - Impar	132.00	155.38	6.300	14.24	91.66	3.87	14.89	0.26	0.07
CM 3303 A	Motor	1	N1 - Impar	455.00	551.05	6.300	50.50	92.17	2.75	15.14	0.18	0.23
PM 3064 A	Motor	1	N1 - Impar	110.00	152.77	6.300	14.00	91.58	4.08	14.84	0.27	0.06
PM 3004 A	Motor	1	N1 - Impar	150.00	185.50	6.300	17.00	91.71	3.74	14.92	0.25	0.08

Induction Machine Input Data

Induction Machine			Connected Bus	Rating					% Impedance (Motor Base)			
ID	Type	Qty	ID	HP/kW	kVA	kV	Amp	PF	R	X"	R/X"	MW/PP
PM 3008 A	Motor	1	N1 - Impar	200.00	256.43	6.300	23.50	91.83	3.45	14.99	0.23	0.10
CM 3001 A	Motor	1	N1 - Impar	150.00	189.87	6.300	17.40	91.71	3.74	14.92	0.25	0.08
PM 3003 A	Motor	1	N1 - Impar	220.00	268.43	6.300	24.60	91.87	3.36	15.01	0.22	0.11
PM 3201 A	Motor	1	N1 - Impar	150.00	185.50	6.300	17.00	91.71	3.74	14.92	0.25	0.08
CM 3303 B	Motor	1	N1 - Par	455.00	551.05	6.300	50.50	92.17	2.75	15.14	0.18	0.23
PM 3004 B	Motor	1	N1 - Par	150.00	185.50	6.300	17.00	91.71	3.74	14.92	0.25	0.08
CM 3001 B	Motor	1	N1 - Par	150.00	189.87	6.300	17.40	91.71	3.74	14.92	0.25	0.08
PM 3008 B	Motor	1	N1 - Par	200.00	244.43	6.300	22.40	91.83	3.45	14.99	0.23	0.10
PM 3064 B	Motor	1	N1 - Par	110.00	152.77	6.300	14.00	91.58	4.08	14.84	0.27	0.06
PM 3003 B	Motor	1	N1 - Par	220.00	257.63	6.300	23.61	91.87	3.36	15.01	0.22	0.11
PM 3067 B	Motor	1	N1 - Par	250.00	310.99	6.300	28.50	91.92	3.25	15.04	0.22	0.13
CM 3201 B	Motor	1	N1 - Par	515.00	597.97	6.300	54.80	92.22	2.66	15.15	0.18	0.26
PM-6117B1	Motor	1	Quadro Z1	315.00	367.61	6.000	35.37	92.01	3.04	15.08	0.20	0.16
PM-0106 A	Motor	1	R1- IMPAR	515.00	643.80	6.300	59.00	92.22	2.66	15.15	0.18	0.26
PM-0107 A	Motor	1	R1- IMPAR	132.00	169.13	6.300	15.50	91.66	3.87	14.89	0.26	0.07
PM-0301A	Motor	1	R1- IMPAR	260.00	327.36	6.000	31.50	91.93	3.21	15.05	0.21	0.13
PM-840	Motor	1	R1- IMPAR	260.00	327.36	6.300	30.00	91.93	3.21	15.05	0.21	0.13
PM-0304 A	Motor	1	R1- IMPAR	220.00	268.43	6.300	24.60	91.87	3.36	15.01	0.22	0.11
PM-0306 A	Motor	1	R1- IMPAR	220.00	278.25	6.300	25.50	91.87	3.36	15.01	0.22	0.11
PM-0310 A	Motor	1	R1- IMPAR	132.00	169.13	6.300	15.50	91.66	3.87	14.89	0.26	0.07
PM-0403A	Motor	1	R1- IMPAR	132.00	169.13	6.300	15.50	91.66	3.87	14.89	0.26	0.07
PM-0472 A	Motor	1	R1- IMPAR	220.00	278.25	6.300	25.50	91.87	3.36	15.01	0.22	0.11
PM-0471A	Motor	1	R1- IMPAR	132.00	190.96	6.300	17.50	91.66	3.87	14.89	0.26	0.07
PM-0302	Motor	1	R1- IMPAR	260.00	302.26	6.300	27.70	91.93	3.21	15.05	0.21	0.13
PM-0471 S	Motor	1	R1-PAR	132.00	190.96	6.300	17.50	91.66	3.87	14.89	0.26	0.07
PM-0472 S	Motor	1	R1-PAR	220.00	278.25	6.300	25.50	91.87	3.36	15.01	0.22	0.11
PM-0841	Motor	1	R1-PAR	260.00	302.26	6.300	27.70	91.93	3.21	15.05	0.21	0.13
PM-0403 S	Motor	1	R1-PAR	132.00	169.13	6.300	15.50	91.66	3.87	14.89	0.26	0.07
PM-0310 S	Motor	1	R1-PAR	132.00	169.13	6.300	15.50	91.66	3.87	14.89	0.26	0.07
PM-0306 S	Motor	1	R1-PAR	220.00	278.25	6.300	25.50	91.87	3.36	15.01	0.22	0.11
PM-0304 S	Motor	1	R1-PAR	220.00	268.43	6.300	24.60	91.87	3.36	15.01	0.22	0.11
PM-0842	Motor	1	R1-PAR	260.00	327.36	6.300	30.00	91.93	3.21	15.05	0.21	0.13
PM-0301S	Motor	1	R1-PAR	260.00	327.36	6.000	31.50	91.93	3.21	15.05	0.21	0.13
PM-0107 S	Motor	1	R1-PAR	132.00	169.13	6.300	15.50	91.66	3.87	14.89	0.26	0.07
PM-0106 S	Motor	1	R1-PAR	515.00	643.80	6.300	59.00	92.22	2.66	15.15	0.18	0.26
PM-10102A	Motor	1	Y1 - impar	230.00	269.01	6.000	25.89	90.00	3.12	15.07	0.21	0.23
CM-10101A	Motor	1	Y1 - impar	310.00	361.81	6.000	34.82	92.01	3.06	15.08	0.20	0.06
PM-10004 A	Motor	1	Y1 - impar	335.00	383.57	6.000	36.91	92.04	2.99	15.09	0.20	0.34
PM-10002 A	Motor	1	Y1 - impar	289.00	356.79	6.000	34.33	90.00	3.12	15.07	0.21	0.29

Induction Machine Input Data

Induction Machine			Connected Bus	Rating					% Impedance (Motor Base)			
ID	Type	Qty	ID	HP/kW	kVA	kV	Amp	PF	R	X"	R/X"	MW/PP
PM-10001A	Motor	1	Y1 - impar	373.00	405.08	6.000	38.98	92.08	2.91	15.11	0.19	0.37
PM-10102B	Motor	1	Y1 par	345.00	416.44	6.000	40.07	92.05	2.97	15.10	0.20	0.35
CM-10101B	Motor	1	Y1 par	310.00	361.81	6.000	34.82	92.01	3.06	15.08	0.20	0.06
PM-10004B	Motor	1	Y1 par	500.00	602.56	6.000	57.98	92.20	2.68	15.15	0.18	0.50
PM-10001B	Motor	1	Y1 par	600.00	722.44	6.000	69.52	92.28	2.55	15.17	0.17	0.60
PM-10002B	Motor	1	Y1 par	289.00	349.11	6.000	33.59	91.98	3.12	15.07	0.21	0.29

Total Connected Induction Machines (= 123): 54581.0 kVA

Lumped Load Input Data

Lumped Load								Motor Loads					
Lumped Load	Connected Bus	Rating			% Load			Loading		% Impedance Machine Base			
ID	ID	kVA	kV	Amp	% PF	MTR	STAT	kW	kvar	R	X"	R/X"	MW/PP
LL Y2 - Par	Y2 - Par	925.3	0.400	1335.52	97.27	100	0	900.0	214.8	6.46	15.37	0.42	0.90
LL - J1	MCC J1	445.8	0.400	643.46	100.00	100	0	445.8	0.0	6.46	15.37	0.42	0.45
LL - J2	MCC J2	409.4	0.400	590.90	97.71	100	0	400.0	87.2	6.46	15.37	0.42	0.40
LL A3 - impar	MCC A3 - Impar	1006.2	0.400	1452.32	93.42	100	0	940.0	358.9	6.46	15.37	0.42	0.94
LL A3 - Par	MCC A3 - Par	961.2	0.400	1387.31	97.80	100	0	940.0	200.6	6.46	15.37	0.42	0.94
LL B2 - Impar	MCC B2 - Impar	1120.8	0.400	1617.70	98.15	80	20	880.0	171.8	6.46	15.37	0.42	0.88
LL B2 - Par	MCC B2 - Par	1151.9	0.400	1662.69	95.49	80	20	880.0	273.6	6.46	15.37	0.42	0.88
LL B4 - Impar	MC B4 - Impar	1525.7	0.400	2202.19	98.31	100	0	1500.0	279.0	6.46	15.37	0.42	1.50
LL B4 - Par	MCC B4 - Par	1594.6	0.400	2301.60	98.46	100	0	1570.0	279.0	6.46	15.37	0.42	1.57
LL C4 - Impar	C4 - Impar	984.7	0.400	1421.23	93.43	100	0	920.0	350.9	3.86	16.21	0.24	0.92
LL C4 - Par	C4- Par	974.9	0.400	1407.15	94.37	100	0	920.0	322.5	6.46	15.37	0.42	0.92
LL D1 - Impar	D1 - Impar	835.0	0.400	1205.22	87.19	100	0	728.1	408.9	6.46	15.37	0.42	0.73
LL D1 - Par	D1- Par	633.0	0.400	913.66	80.00	100	0	506.4	379.8	6.46	15.37	0.42	0.51
LL E - Impar	E3	800.0	0.400	1154.70	90.00	80	20	288.0	139.5	6.46	15.37	0.42	0.58
LL E Par	E1	800.0	0.400	1154.70	90.00	80	20	288.0	139.5	6.46	15.37	0.42	0.58
LL F1 - Impar	F1 - Impar	1000.0	0.400	1443.38	89.00	100	0	890.0	456.0	6.46	15.37	0.42	0.89
LL F1 - Par	F1 - Par	1000.0	0.400	1443.38	89.00	100	0	890.0	456.0	6.46	15.37	0.42	0.89
LL F5	F5	295.8	0.400	426.96	67.61	100	0	200.0	217.9	6.46	15.37	0.42	0.20
LL G1	G1	178.4	0.400	257.51	96.97	80	20	138.4	34.9	6.46	15.37	0.42	0.14
LL K1 - Impar	MCC K1- Impar	791.6	0.400	1142.57	96.14	100	0	761.0	217.9	6.46	15.37	0.42	0.76
LL M2 A2	M1- Impar	900.5	0.400	1299.72	99.95	100	0	900.0	29.1	6.46	15.37	0.42	0.90
LL M2 B2	M1- Par	940.8	0.400	1357.86	95.67	100	0	900.0	273.9	6.46	15.37	0.42	0.90
LL N2 A2	N2 - Impar	860.3	0.400	1241.72	92.99	100	0	800.0	316.4	6.46	15.37	0.42	0.80
LL N2 B2	N2- Par	810.5	0.400	1169.80	98.71	100	0	800.0	129.8	6.46	15.37	0.42	0.80
LL N3 - Impar	N3 - Impar	1005.9	0.400	1451.84	99.42	100	0	1000.0	108.5	6.46	15.37	0.42	1.00
LL N3 - Par	N3 - Par	1016.2	0.400	1466.77	98.41	100	0	1000.0	180.8	6.46	15.37	0.42	1.00
LL R2 - impar	R2 - Impar	1228.9	0.400	1773.78	97.65	100	0	1200.0	265.0	6.46	15.37	0.42	1.20
LL R2 - PAR	R2 - Par	1225.8	0.400	1769.24	97.90	100	0	1200.0	250.0	6.46	15.37	0.42	1.20
LL R3 impar	R3 - Impar	640.0	0.400	923.76	90.00	80	20	460.8	223.2	6.46	15.37	0.42	0.46
LL R3 par	R3 - Par	640.0	0.400	923.76	90.00	80	20	460.8	223.2	6.46	15.37	0.42	0.46
LL R4 impar	R4 - Impar	621.2	0.400	896.61	99.81	99	1	613.8	38.0	6.46	15.37	0.42	0.61
LL R4 par	R4 Par	640.0	0.400	923.76	90.00	80	20	460.8	223.2	6.46	15.37	0.42	0.46
LL R5 impar	R5 _ Impar	550.7	0.400	794.88	99.87	80	20	440.0	22.3	6.46	15.37	0.42	0.44

Lumped Load Input Data

Lumped Load								Motor Loads					
Lumped Load	Connected Bus	Rating			% Load			Loading		% Impedance Machine Base			
ID	ID	kVA	kV	Amp	% PF	MTR	STAT	kW	kvar	R	X"	R/X"	MW/PP
LL R5 par	R5 - Par	640.0	0.400	923.76	90.00	80	20	460.8	223.2	6.46	15.37	0.42	0.46
LL W3 - Impar	W3 - Impar	254.8	0.400	367.83	93.00	80	20	189.6	74.9	6.46	15.37	0.42	0.19
LL W3 - PAR	W3 - Par	500.0	0.400	721.69	90.00	80	20	360.0	174.4	6.46	15.37	0.42	0.36
LP Y2 - Impar	Y2 - impar	943.0	0.400	1361.15	95.44	100	0	900.0	281.6	6.46	15.37	0.42	0.90
LP BUS Z1	Z2	230.5	0.400	332.70	86.77	100	0	200.0	114.6	6.46	15.37	0.42	0.20
Lump1	L1	554.6	0.400	800.52	91.96	100	0	510.0	217.9	6.46	15.37	0.42	0.51

Total Connected Lumped Loads (= 39): 31637.8 kVA

SHORT-CIRCUIT REPORT

3-Phase fault at bus: **A1 - BII**

Nominal kV = 6.000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
Peak Value = 182.928 kA Method C
Steady State = 40.830 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
A1 - BII	Total	0.00	11.990	-76.101	6.3	77.039
Bus39	A1 - BII	0.26	0.083	-0.206	2.5	0.222
C2-Impar	A1 - BII	2.91	2.094	-6.039	2.9	6.392
D - Impar	A1 - BII	5.40	0.767	-2.784	3.6	2.888
M - Impar	A1 - BII	1.12	0.272	-0.701	2.6	0.752
N1 - Impar	A1 - BII	1.23	0.666	-2.277	3.4	2.372
R1- IMPAR	A1 - BII	0.88	0.975	-3.344	3.4	3.484
Bus8	A1 - BII	0.41	0.030	-0.067	2.2	0.073
Bus25	A1 - BII	51.77	0.521	-7.454	14.3	7.472
Bus23	A1 - BII	50.38	0.269	-7.070	26.3	7.075
TG-4001	A1 - BII	104.76	0.509	-9.667	19.0	9.680
TG-4003	A1 - BII	104.76	0.595	-11.308	19.0	11.323
MCC A3 - Par	A2 - Par	14.39	0.172	-0.448	2.6	0.479
PM 4401A1	A2 - Par	104.76	0.095	-0.616	6.5	0.623
CM 4301E1	A2 - Par	104.76	0.049	-0.247	5.0	0.252
BM 4001A1	A2 - Par	104.76	0.041	-0.190	4.6	0.194
PM 4001D1	A2 - Par	104.76	0.057	-0.304	5.3	0.310
CM 4301B1	A2 - Par	104.76	0.049	-0.247	5.0	0.252
PM 48409B1	A2 - Par	104.76	0.086	-0.514	6.0	0.521
MCC A3 - Impar	A2 - Impar	14.97	0.178	-0.466	2.6	0.499
BM 4001G1	A2 - Impar	104.76	0.034	-0.142	4.2	0.146
BM 40001H1	A2 - Impar	104.76	0.034	-0.142	4.2	0.146
BM 4001C1	A2 - Impar	104.76	0.041	-0.190	4.6	0.194
BM 4001D.1	A2 - Impar	104.76	0.041	-0.190	4.6	0.194
PM 4001E1	A2 - Impar	104.76	0.057	-0.304	5.3	0.310
CM 4301A1	A2 - Impar	104.76	0.049	-0.247	5.0	0.252
PM 4402A1	A2 - Impar	104.76	0.049	-0.247	5.0	0.252
PM 4401E1	A2 - Impar	104.76	0.086	-0.514	6.0	0.521

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **A1 - BII**

Nominal kV = 6.000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
Peak Value = 182.928 kA Method C
Steady State = 40.830 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
PM 4401B1	A2 - Impar	104.76	0.086	-0.514	6.0	0.521
PM 48409A1	A2 - Impar	104.76	0.050	-0.268	5.3	0.272
Bus40	A1-BI	0.28	0.079	-0.207	2.6	0.221
C2- Par	A1-BI	2.66	1.401	-5.678	4.1	5.848
M - Par	A1-BI	1.57	0.382	-0.984	2.6	1.055
N1 - Par	A1-BI	1.27	0.654	-2.361	3.6	2.450
R1-PAR	A1-BI	0.87	0.970	-3.329	3.4	3.467
Bus27	A1-BI	58.55	0.467	-6.836	14.6	6.852
H1BT - impar	H1-MT	0.00	0.000	0.000	999.9	0.000
H1BT - par	H1-MT	0.00	0.000	0.000	999.9	0.000
MCC J1	Bus39	14.18	0.083	-0.206	2.5	0.222
Bus9	C2-Impar	2.80	0.043	-0.099	2.3	0.108
C4 - Impar	C2-Impar	17.51	0.124	-0.511	4.1	0.526
CM 1201A	C2-Impar	104.76	0.048	-0.201	4.2	0.206
PM-1610 A	C2-Impar	104.76	0.056	-0.248	4.4	0.254
CM-1601 A	C2-Impar	104.76	0.081	-0.469	5.8	0.476
CM-1702	C2-Impar	104.76	0.437	-1.387	3.2	1.454
PM-3761 A	C2-Impar	110.00	0.112	-0.625	5.6	0.635
CM-3701/2A	C2-Impar	104.76	0.969	-1.412	1.5	1.713
PM-3762 A	C2-Impar	110.00	0.023	-0.129	5.6	0.131
PM-1401 A	C2-Impar	104.76	0.038	-0.157	4.2	0.162
CM 1401.2A	C2-Impar	104.76	0.043	-0.177	4.1	0.183
PM-1402B	C2-Impar	104.76	0.025	-0.135	5.3	0.137
PM-1301	C2-Impar	104.76	0.054	-0.239	4.4	0.245
PM-1610 C	C2-Impar	104.76	0.041	-0.251	6.0	0.254
D1 - Impar	D - Impar	24.19	0.146	-0.340	2.3	0.370
PM 6107C	D - Impar	104.76	0.068	-0.312	4.6	0.319
PM 6122C	D - Impar	104.76	0.060	-0.266	4.5	0.273
PM 6122A	D - Impar	104.76	0.068	-0.312	4.6	0.319
PM6021	D - Impar	104.76	0.034	-0.126	3.7	0.130

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **A1 - BII**

Nominal kV = 6.000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
Peak Value = 182.928 kA Method C
Steady State = 40.830 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
PM 6111C	D - Impar	104.76	0.029	-0.131	4.6	0.134
PM-6405	D - Impar	104.76	0.037	-0.135	3.7	0.140
D1- Par	D - Par	20.09	0.118	-0.270	2.3	0.295
PM 6107 D	D - Par	104.76	0.068	-0.312	4.6	0.319
PM 6111 D	D - Par	104.76	0.035	-0.131	3.7	0.136
PM 6122 B	D - Par	104.76	0.068	-0.312	4.6	0.319
PM-6406	D - Par	104.76	0.037	-0.135	3.7	0.140
Bus4	M - Impar	1.12	0.000	0.000	999.9	0.000
Bus2	M - Impar	1.25	0.116	-0.295	2.6	0.317
M1- Impar	M - Impar	17.09	0.156	-0.406	2.6	0.435
N3 - Impar	N1 - Impar	20.48	0.185	-0.488	2.6	0.522
N2 - Impar	N1 - Impar	18.09	0.164	-0.427	2.6	0.458
CM 3201 A	N1 - Impar	104.76	0.044	-0.192	4.3	0.197
PM 3067 A	N1 - Impar	104.76	0.025	-0.093	3.8	0.096
CM 3303 A	N1 - Impar	104.76	0.063	-0.335	5.3	0.341
PM 3064 A	N1 - Impar	104.76	0.026	-0.091	3.6	0.094
PM 3004 A	N1 - Impar	104.76	0.028	-0.111	3.9	0.115
PM 3008 A	N1 - Impar	104.76	0.036	-0.154	4.2	0.158
CM 3001 A	N1 - Impar	104.76	0.029	-0.114	3.9	0.117
PM 3003 A	N1 - Impar	104.76	0.037	-0.162	4.3	0.166
PM 3201 A	N1 - Impar	104.76	0.028	-0.111	3.9	0.115
R2 - Impar	R1- IMPAR	19.50	0.227	-0.604	2.7	0.645
R3 - Impar	R1- IMPAR	9.44	0.111	-0.276	2.5	0.298
R4 - Impar	R1- IMPAR	13.67	0.125	-0.320	2.6	0.343
R5 _ Impar	R1- IMPAR	10.34	0.094	-0.236	2.5	0.254
PM-0106 A	R1- IMPAR	104.76	0.069	-0.393	5.7	0.399
PM-0107 A	R1- IMPAR	104.76	0.026	-0.101	3.8	0.105
PM-0301A	R1- IMPAR	110.00	0.047	-0.218	4.7	0.223
PM-840	R1- IMPAR	104.76	0.043	-0.198	4.7	0.203
PM-0304 A	R1- IMPAR	104.76	0.037	-0.162	4.4	0.166

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **A1 - BII**

Nominal kV = 6.000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
Peak Value = 182.928 kA Method C
Steady State = 40.830 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
PM-0306 A	R1- IMPAR	104.76	0.038	-0.168	4.4	0.172
PM-0310 A	R1- IMPAR	104.76	0.026	-0.101	3.8	0.105
PM-0403A	R1- IMPAR	104.76	0.026	-0.101	3.8	0.105
PM-0472 A	R1- IMPAR	104.76	0.038	-0.168	4.4	0.172
PM-0471A	R1- IMPAR	104.76	0.030	-0.114	3.8	0.118
PM-0302	R1- IMPAR	104.76	0.039	-0.183	4.7	0.187
G1	Bus8	12.10	0.030	-0.067	2.2	0.073
Bus6	Bus25	104.68	0.521	-7.454	14.3	7.472
TG-4002	Bus23	104.76	0.269	-7.070	26.3	7.075
LL A3 - Par	MCC A3 - Par	104.76	2.703	-7.050	2.6	7.551
LL A3 - impar	MCC A3 - Impar	104.76	2.803	-7.338	2.6	7.855
MCC J2	Bus40	16.75	0.079	-0.207	2.6	0.221
Bus11	C2- Par	2.59	0.079	-0.184	2.3	0.201
Bus15	C2- Par	2.66	0.000	0.000	999.9	0.000
C4- Par	C2- Par	16.90	0.195	-0.487	2.5	0.525
PM-1402A	C2- Par	104.76	0.026	-0.135	5.3	0.137
PM-1610 B	C2- Par	104.76	0.056	-0.249	4.4	0.255
CM 1201B2	C2- Par	104.76	0.048	-0.202	4.2	0.207
PM1401B	C2- Par	104.76	0.038	-0.158	4.2	0.162
CM 3701	C2- Par	104.76	0.110	-0.631	5.8	0.641
CM 3701/2B2	C2- Par	104.76	0.441	-1.383	3.1	1.452
CM 1401.2B	C2- Par	104.76	0.044	-0.178	4.1	0.183
PM 3761B	C2- Par	110.00	0.113	-0.627	5.6	0.637
PM 3762 B	C2- Par	110.00	0.023	-0.129	5.6	0.131
CM-1601 C	C2- Par	104.76	0.082	-0.470	5.8	0.477
CM-1601 B	C2- Par	104.76	0.082	-0.470	5.8	0.477
PM-1201	C2- Par	104.76	0.065	-0.374	5.8	0.380
Bus20	M - Par	1.73	0.106	-0.273	2.6	0.293
Bus1	M - Par	1.68	0.116	-0.294	2.5	0.316
M1- Par	M - Par	18.63	0.160	-0.417	2.6	0.447

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **A1 - BII**

Nominal kV = 6.000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
Peak Value = 182.928 kA Method C
Steady State = 40.830 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
N3 - Par	N1 - Par	18.96	0.171	-0.450	2.6	0.481
N2- Par	N1 - Par	16.61	0.159	-0.408	2.6	0.438
CM 3303 B	N1 - Par	104.76	0.063	-0.335	5.3	0.340
PM 3004 B	N1 - Par	104.76	0.029	-0.111	3.9	0.115
CM 3001 B	N1 - Par	104.76	0.029	-0.114	3.9	0.117
PM 3008 B	N1 - Par	104.76	0.035	-0.147	4.2	0.151
PM 3064 B	N1 - Par	104.76	0.026	-0.091	3.6	0.094
PM 3003 B	N1 - Par	104.76	0.036	-0.155	4.3	0.159
PM 3067 B	N1 - Par	104.76	0.042	-0.188	4.5	0.192
CM 3201 B	N1 - Par	104.76	0.066	-0.364	5.5	0.369
R2 - Par	R1-PAR	19.45	0.226	-0.602	2.7	0.644
R3 - Par	R1-PAR	9.65	0.110	-0.276	2.5	0.297
R4 Par	R1-PAR	11.72	0.107	-0.271	2.5	0.291
R5 - Par	R1-PAR	11.65	0.107	-0.271	2.5	0.291
PM-0471 S	R1-PAR	104.76	0.030	-0.114	3.8	0.118
PM-0472 S	R1-PAR	104.76	0.038	-0.168	4.4	0.172
PM-0841	R1-PAR	104.76	0.039	-0.183	4.7	0.187
PM-0403 S	R1-PAR	104.76	0.026	-0.101	3.8	0.105
PM-0310 S	R1-PAR	104.76	0.026	-0.101	3.8	0.105
PM-0306 S	R1-PAR	104.76	0.038	-0.168	4.4	0.172
PM-0304 S	R1-PAR	104.76	0.037	-0.162	4.4	0.166
PM-0842	R1-PAR	104.76	0.043	-0.198	4.7	0.203
PM-0301S	R1-PAR	110.00	0.047	-0.218	4.7	0.223
PM-0107 S	R1-PAR	104.76	0.026	-0.101	3.8	0.105
PM-0106 S	R1-PAR	104.76	0.069	-0.393	5.7	0.399
Bus5	Bus27	104.69	0.467	-6.836	14.6	6.852
LL - J1	MCC J1	104.76	1.309	-3.246	2.5	3.500
Bus10	Bus9	7.84	0.043	-0.099	2.3	0.108
LL C4 - Impar	C4 - Impar	110.00	1.857	-7.665	4.1	7.887
LL D1 - Impar	D1 - Impar	104.76	2.305	-5.352	2.3	5.827

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **A1 - BII**

Nominal kV = 6.000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
Peak Value = 182.928 kA Method C
Steady State = 40.830 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
LL D1 - Par	D1- Par	104.76	1.858	-4.256	2.3	4.644
P	Bus4	1.12	0.000	0.000	999.9	0.000
E3	Bus2	14.88	0.116	-0.295	2.6	0.317
LL M2 A2	M1- Impar	104.76	2.462	-6.399	2.6	6.857
LL N3 - Impar	N3 - Impar	110.00	2.771	-7.318	2.6	7.825
LL N2 A2	N2 - Impar	110.00	2.465	-6.410	2.6	6.867
LL R2 - impar	R2 - Impar	110.00	3.400	-9.056	2.7	9.673
LL R3 impar	R3 - Impar	110.00	1.659	-4.147	2.5	4.466
LL R4 impar	R4 - Impar	110.00	1.869	-4.793	2.6	5.145
LL R5 impar	R5 _ Impar	110.00	1.409	-3.540	2.5	3.810
LL G1	G1	104.76	0.471	-1.047	2.2	1.148
PC 60 kV_BARRAS I	Bus6	104.74	0.052	-0.745	14.3	0.747
LL - J2	MCC J2	110.00	1.183	-3.100	2.6	3.318
Bus12	Bus11	12.14	0.079	-0.184	2.3	0.201
W7	Bus15	2.66	0.000	0.000	999.9	0.000
LL C4 - Par	C4- Par	110.00	2.918	-7.307	2.5	7.868
L1	Bus20	18.77	0.106	-0.273	2.6	0.293
E1	Bus1	15.15	0.116	-0.294	2.5	0.316
LL M2 B2	M1- Par	104.76	2.523	-6.568	2.6	7.036
LL N3 - Par	N3 - Par	104.76	2.694	-7.080	2.6	7.575
LL N2 B2	N2- Par	110.00	2.380	-6.125	2.6	6.571
LL R2 - PAR	R2 - Par	110.00	3.394	-9.037	2.7	9.653
LL R3 par	R3 - Par	110.00	1.655	-4.139	2.5	4.457
LL R4 par	R4 Par	110.00	1.603	-4.062	2.5	4.367
LL R5 par	R5 - Par	110.00	1.605	-4.065	2.5	4.371
PC 60 kV_BARRAS II	Bus5	104.74	0.047	-0.684	14.6	0.685
A1 - BII	H1-MT	0.00	0.000	0.000	9999.0	0.000
A1-BI	A1 - BII	0.00	3.952	-19.394	4.9	19.793
A2 - Impar	A1 - BII	0.00	0.706	-3.224	4.6	3.300
A2 - Par	A1 - BII	0.00	0.550	-2.566	4.7	2.624

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **A1 - BII**

Nominal kV	=	6.000	
Voltage c Factor	=	1.10	(User-Defined)
Peak Value	=	182.928	kA Method C
Steady State	=	40.830	kA rms

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.01	71.360	104.142	75.850
0.02	68.419	92.708	62.558
0.03	64.946	80.406	47.405
0.04	61.408	71.143	35.922
0.05	57.959	68.233	36.006
0.06	56.394	63.347	28.854
0.07	54.855	59.529	23.123
0.08	53.344	56.471	18.530
0.09	51.862	53.946	14.849
0.10	50.410	53.187	16.959
0.15	47.648	48.115	6.691
0.20	44.988	45.065	2.640
0.25	42.443	42.456	1.042
0.30	42.443	42.445	0.411

3-Phase fault at bus: **A'1 - Impar**

Nominal kV = 6.000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
Peak Value = 63.336 kA Method C
Steady State = 22.882 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
A'1 - Impar	Total	0.00	6.549	-28.449	4.3	29.193
F- Impar	A'1 - Impar	1.71	0.465	-1.672	3.6	1.736
Y1 - impar	A'1 - Impar	0.06	0.418	-1.668	4.0	1.720
Quadro Z1	A'1 - Impar	0.56	0.104	-0.376	3.6	0.390
B3 - Impar1	A'1 - Impar	0.51	0.705	-2.315	3.3	2.420
Bus71	A'1 - Impar	90.58	4.858	-22.417	4.6	22.938
Bus74	F- Impar	1.66	0.173	-0.434	2.5	0.468
PM 6107A1	F- Impar	104.76	0.063	-0.322	5.1	0.328
PM 6109A1	F- Impar	104.76	0.057	-0.284	4.9	0.290
PM 6105A1	F- Impar	104.76	0.036	-0.143	4.0	0.147
PM 3903B1	F- Impar	104.76	0.026	-0.091	3.5	0.094
PM 6108A1	F- Impar	104.76	0.025	-0.087	3.5	0.090
PM 6108D1	F- Impar	104.76	0.025	-0.087	3.5	0.090
PM 6111A1	F- Impar	104.76	0.033	-0.131	4.0	0.135
PM 5151A1	F- Impar	104.76	0.027	-0.094	3.5	0.098
Bus13	Y1 - impar	0.08	0.177	-0.471	2.7	0.503
PM-10102A	Y1 - impar	110.00	0.038	-0.181	4.8	0.185
CM-10101A	Y1 - impar	110.00	0.050	-0.244	4.9	0.249
PM-10004 A	Y1 - impar	110.00	0.051	-0.259	5.0	0.264
PM-10002 A	Y1 - impar	110.00	0.050	-0.240	4.8	0.245
PM-10001A	Y1 - impar	110.00	0.053	-0.274	5.2	0.279
Bus18	Quadro Z1	0.57	0.053	-0.130	2.4	0.140
PM-6117B1	Quadro Z1	110.00	0.050	-0.247	4.9	0.252
Bus75	B3 - Impar1	0.64	0.144	-0.358	2.5	0.386
MCC B2 - Impar	B3 - Impar1	17.36	0.153	-0.404	2.6	0.433
MC B4 - Impar	B3 - Impar1	26.38	0.222	-0.623	2.8	0.662
PM2351B1	B3 - Impar1	104.76	0.026	-0.100	3.8	0.104
CM-2302	B3 - Impar1	104.76	0.081	-0.488	6.0	0.495
PM-2101	B3 - Impar1	104.76	0.036	-0.152	4.3	0.156
PM 2054A.1	B3 - Impar1	104.76	0.041	-0.189	4.6	0.193

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **A'1 - Impar**

Nominal kV = 6.000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
Peak Value = 63.336 kA Method C
Steady State = 22.882 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
PC 60 kV_BARRAS I	Bus71	95.42	0.510	-2.354	4.6	2.408
F1 - Impar	Bus74	29.07	0.173	-0.434	2.5	0.468
Y2 - impar	Bus13	18.03	0.177	-0.471	2.7	0.503
Z2	Bus18	4.68	0.053	-0.130	2.4	0.140
MCC K1- Impar	Bus75	16.06	0.144	-0.358	2.5	0.386
LL B2 - Impar	MCC B2 - Impar	104.76	2.417	-6.369	2.6	6.812
LL B4 - Impar	MC B4 - Impar	104.76	3.502	-9.814	2.8	10.420
P511	PC 60 kV_BARRAS I	95.53	-0.077	-0.231	3.0	0.244
Santa Cruz do Bispo B1	PC 60 kV_BARRAS I	96.65	0.351	-0.864	2.5	0.932
Bus6	PC 60 kV_BARRAS I	95.41	-0.016	-0.055	3.4	0.058
P512	PC 60 kV_BARRAS II	95.53	-0.077	-0.231	3.0	0.244
Bus70	PC 60 kV_BARRAS II	90.88	-0.008	-0.058	7.4	0.058
Santa Cruz do Bispo B2	PC 60 kV_BARRAS II	96.65	0.351	-0.864	2.5	0.932
Bus5	PC 60 kV_BARRAS II	95.41	-0.015	-0.051	3.4	0.053

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.01	28.474	35.892	21.851
0.02	28.097	31.045	13.204
0.03	27.651	28.641	7.467
0.04	27.177	27.503	4.223
0.05	26.725	26.889	2.960
0.06	26.508	26.566	1.747
0.07	26.297	26.317	1.031
0.08	26.090	26.097	0.609
0.09	25.890	25.892	0.359
0.10	25.695	25.696	0.275
0.15	25.308	25.308	0.022
0.20	24.942	24.942	0.002

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **A'1 - Impar**

Nominal kV	=	6.000	
Voltage c Factor	=	1.10	(User-Defined)
Peak Value	=	63.336	kA Method C
Steady State	=	22.882	kA rms

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.25	24.598	24.598	0.000
0.30	24.598	24.598	0.000

3-Phase fault at bus: **A' 1 - Par**

Nominal kV = 6.000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
Peak Value = 66.705 kA Method C
Steady State = 22.882 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
A' 1 - Par	Total	0.00	6.560	-29.747	4.5	30.462
F - Par	A' 1 - Par	2.14	0.545	-2.015	3.7	2.087
Y1 par	A' 1 - Par	0.07	0.483	-2.121	4.4	2.175
B3 - Par1	A' 1 - Par	0.69	0.668	-3.200	4.8	3.269
Bus70	A' 1 - Par	90.57	4.863	-22.412	4.6	22.933
Bus72	F - Par	2.06	0.165	-0.444	2.7	0.474
Bus73	F - Par	2.87	0.054	-0.138	2.6	0.148
PM 6109B1	F - Par	104.76	0.058	-0.283	4.9	0.289
PM 6107B1	F - Par	104.76	0.063	-0.317	5.0	0.323
PM-4508	F - Par	110.00	0.057	-0.290	5.1	0.295
PM 5151B1	F - Par	104.76	0.027	-0.094	3.4	0.098
PM 6105B1	F - Par	104.76	0.036	-0.142	3.9	0.147
PM 6108B1	F - Par	104.76	0.025	-0.087	3.5	0.090
PM 6111B1	F - Par	104.76	0.033	-0.130	3.9	0.135
PM 3903A1	F - Par	104.76	0.026	-0.090	3.4	0.094
Bus7	Y1 par	0.10	0.175	-0.463	2.6	0.495
PM-10102B	Y1 par	110.00	0.055	-0.281	5.1	0.286
CM-10101B	Y1 par	110.00	0.050	-0.244	4.9	0.249
PM-10004B	Y1 par	110.00	0.072	-0.408	5.6	0.414
PM-10001B	Y1 par	110.00	0.082	-0.490	5.9	0.497
PM-10002B	Y1 par	110.00	0.049	-0.235	4.8	0.240
Bus76	B3 - Par1	0.69	0.000	0.000	999.9	0.000
MCC B2 - Par	B3 - Par1	17.82	0.157	-0.413	2.6	0.442
MCC B4 - Par	B3 - Par1	27.31	0.229	-0.644	2.8	0.683
MOTOR G. AZOTO1	B3 - Par1	104.76	0.037	-0.158	4.3	0.163
CM-2301	B3 - Par1	104.76	0.219	-1.885	8.6	1.897
PM2351A2	B3 - Par1	104.76	0.026	-0.100	3.8	0.104
PC 60 kV_BARRAS II	Bus70	95.40	0.511	-2.353	4.6	2.408
F1 - Par	Bus72	28.21	0.165	-0.444	2.7	0.474

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **A' 1 - Par**

Nominal kV = 6.000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
Peak Value = 66.705 kA Method C
Steady State = 22.882 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
F5	Bus73	23.55	0.054	-0.138	2.6	0.148
Y2 - Par	Bus7	17.75	0.175	-0.463	2.6	0.495
MCC K1- Par	Bus76	0.69	0.000	0.000	999.9	0.000
LL B2 - Par	MCC B2 - Par	104.76	2.473	-6.509	2.6	6.963
LL B4 - Par	MCC B4 - Par	104.76	3.610	-10.136	2.8	10.760
P512	PC 60 kV_BARRAS II	95.51	-0.078	-0.232	3.0	0.244
Santa Cruz do Bispo B2	PC 60 kV_BARRAS II	96.63	0.351	-0.866	2.5	0.935
Bus5	PC 60 kV_BARRAS II	95.39	-0.015	-0.051	3.4	0.053
P511	PC 60 kV_BARRAS I	95.51	-0.078	-0.232	3.0	0.244
Bus71	PC 60 kV_BARRAS I	90.86	-0.005	-0.050	10.2	0.051
Santa Cruz do Bispo B1	PC 60 kV_BARRAS I	96.63	0.351	-0.866	2.5	0.935
Bus6	PC 60 kV_BARRAS I	95.39	-0.016	-0.056	3.4	0.058

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.01	29.715	37.847	23.440
0.02	29.344	32.728	14.493
0.03	28.859	30.059	8.406
0.04	28.267	28.685	4.876
0.05	27.700	27.916	3.461
0.06	27.430	27.509	2.090
0.07	27.165	27.194	1.262
0.08	26.908	26.918	0.762
0.09	26.657	26.661	0.460
0.10	26.413	26.416	0.353
0.15	25.921	25.921	0.032
0.20	25.454	25.454	0.003
0.25	25.015	25.015	0.000
0.30	25.015	25.015	0.000

3-Phase fault at bus: **A1-BI**

Nominal kV = 6.000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
Peak Value = 182.928 kA Method C
Steady State = 40.830 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
A1-BI	Total	0.00	11.990	-76.101	6.3	77.039
Bus40	A1-BI	0.28	0.079	-0.207	2.6	0.221
C2- Par	A1-BI	2.66	1.401	-5.678	4.1	5.848
M - Par	A1-BI	1.57	0.382	-0.984	2.6	1.055
N1 - Par	A1-BI	1.27	0.654	-2.361	3.6	2.450
R1-PAR	A1-BI	0.87	0.970	-3.329	3.4	3.467
Bus27	A1-BI	58.55	0.467	-6.836	14.6	6.852
Bus39	A1 - BII	0.26	0.083	-0.206	2.5	0.222
C2-Impar	A1 - BII	2.91	2.094	-6.039	2.9	6.392
D - Impar	A1 - BII	5.40	0.767	-2.784	3.6	2.888
M - Impar	A1 - BII	1.12	0.272	-0.701	2.6	0.752
N1 - Impar	A1 - BII	1.23	0.666	-2.277	3.4	2.372
R1- IMPAR	A1 - BII	0.88	0.975	-3.344	3.4	3.484
Bus8	A1 - BII	0.41	0.030	-0.067	2.2	0.073
Bus25	A1 - BII	51.77	0.521	-7.454	14.3	7.472
Bus23	A1 - BII	50.38	0.269	-7.070	26.3	7.075
TG-4001	A1 - BII	104.76	0.509	-9.667	19.0	9.680
TG-4003	A1 - BII	104.76	0.595	-11.308	19.0	11.323
MCC A3 - Par	A2 - Par	14.39	0.172	-0.448	2.6	0.479
PM 4401A1	A2 - Par	104.76	0.095	-0.616	6.5	0.623
CM 4301E1	A2 - Par	104.76	0.049	-0.247	5.0	0.252
BM 4001A1	A2 - Par	104.76	0.041	-0.190	4.6	0.194
PM 4001D1	A2 - Par	104.76	0.057	-0.304	5.3	0.310
CM 4301B1	A2 - Par	104.76	0.049	-0.247	5.0	0.252
PM 48409B1	A2 - Par	104.76	0.086	-0.514	6.0	0.521
MCC A3 - Impar	A2 - Impar	14.97	0.178	-0.466	2.6	0.499
BM 4001G1	A2 - Impar	104.76	0.034	-0.142	4.2	0.146
BM 40001H1	A2 - Impar	104.76	0.034	-0.142	4.2	0.146
BM 4001C1	A2 - Impar	104.76	0.041	-0.190	4.6	0.194
BM 4001D.1	A2 - Impar	104.76	0.041	-0.190	4.6	0.194

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **A1-BI**

Nominal kV = 6.000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
Peak Value = 182.928 kA Method C
Steady State = 40.830 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
PM 4001E1	A2 - Impar	104.76	0.057	-0.304	5.3	0.310
CM 4301A1	A2 - Impar	104.76	0.049	-0.247	5.0	0.252
PM 4402A1	A2 - Impar	104.76	0.049	-0.247	5.0	0.252
PM 4401E1	A2 - Impar	104.76	0.086	-0.514	6.0	0.521
PM 4401B1	A2 - Impar	104.76	0.086	-0.514	6.0	0.521
PM 48409A1	A2 - Impar	104.76	0.050	-0.268	5.3	0.272
H1BT - impar	H1-MT	0.00	0.000	0.000	999.9	0.000
H1BT - par	H1-MT	0.00	0.000	0.000	999.9	0.000
MCC J2	Bus40	16.75	0.079	-0.207	2.6	0.221
Bus11	C2- Par	2.59	0.079	-0.184	2.3	0.201
Bus15	C2- Par	2.66	0.000	0.000	999.9	0.000
C4- Par	C2- Par	16.90	0.195	-0.487	2.5	0.525
PM-1402A	C2- Par	104.76	0.026	-0.135	5.3	0.137
PM-1610 B	C2- Par	104.76	0.056	-0.249	4.4	0.255
CM 1201B2	C2- Par	104.76	0.048	-0.202	4.2	0.207
PM1401B	C2- Par	104.76	0.038	-0.158	4.2	0.162
CM 3701	C2- Par	104.76	0.110	-0.631	5.8	0.641
CM 3701/2B2	C2- Par	104.76	0.441	-1.383	3.1	1.452
CM 1401.2B	C2- Par	104.76	0.044	-0.178	4.1	0.183
PM 3761B	C2- Par	110.00	0.113	-0.627	5.6	0.637
PM 3762 B	C2- Par	110.00	0.023	-0.129	5.6	0.131
CM-1601 C	C2- Par	104.76	0.082	-0.470	5.8	0.477
CM-1601 B	C2- Par	104.76	0.082	-0.470	5.8	0.477
PM-1201	C2- Par	104.76	0.065	-0.374	5.8	0.380
Bus20	M - Par	1.73	0.106	-0.273	2.6	0.293
Bus1	M - Par	1.68	0.116	-0.294	2.5	0.316
M1- Par	M - Par	18.63	0.160	-0.417	2.6	0.447
N3 - Par	N1 - Par	18.96	0.171	-0.450	2.6	0.481
N2- Par	N1 - Par	16.61	0.159	-0.408	2.6	0.438
CM 3303 B	N1 - Par	104.76	0.063	-0.335	5.3	0.340

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **A1-BI**

Nominal kV = 6.000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
Peak Value = 182.928 kA Method C
Steady State = 40.830 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
PM 3004 B	N1 - Par	104.76	0.029	-0.111	3.9	0.115
CM 3001 B	N1 - Par	104.76	0.029	-0.114	3.9	0.117
PM 3008 B	N1 - Par	104.76	0.035	-0.147	4.2	0.151
PM 3064 B	N1 - Par	104.76	0.026	-0.091	3.6	0.094
PM 3003 B	N1 - Par	104.76	0.036	-0.155	4.3	0.159
PM 3067 B	N1 - Par	104.76	0.042	-0.188	4.5	0.192
CM 3201 B	N1 - Par	104.76	0.066	-0.364	5.5	0.369
R2 - Par	R1-PAR	19.45	0.226	-0.602	2.7	0.644
R3 - Par	R1-PAR	9.65	0.110	-0.276	2.5	0.297
R4 Par	R1-PAR	11.72	0.107	-0.271	2.5	0.291
R5 - Par	R1-PAR	11.65	0.107	-0.271	2.5	0.291
PM-0471 S	R1-PAR	104.76	0.030	-0.114	3.8	0.118
PM-0472 S	R1-PAR	104.76	0.038	-0.168	4.4	0.172
PM-0841	R1-PAR	104.76	0.039	-0.183	4.7	0.187
PM-0403 S	R1-PAR	104.76	0.026	-0.101	3.8	0.105
PM-0310 S	R1-PAR	104.76	0.026	-0.101	3.8	0.105
PM-0306 S	R1-PAR	104.76	0.038	-0.168	4.4	0.172
PM-0304 S	R1-PAR	104.76	0.037	-0.162	4.4	0.166
PM-0842	R1-PAR	104.76	0.043	-0.198	4.7	0.203
PM-0301S	R1-PAR	110.00	0.047	-0.218	4.7	0.223
PM-0107 S	R1-PAR	104.76	0.026	-0.101	3.8	0.105
PM-0106 S	R1-PAR	104.76	0.069	-0.393	5.7	0.399
Bus5	Bus27	104.69	0.467	-6.836	14.6	6.852
MCC J1	Bus39	14.18	0.083	-0.206	2.5	0.222
Bus9	C2-Impar	2.80	0.043	-0.099	2.3	0.108
C4 - Impar	C2-Impar	17.51	0.124	-0.511	4.1	0.526
CM 1201A	C2-Impar	104.76	0.048	-0.201	4.2	0.206
PM-1610 A	C2-Impar	104.76	0.056	-0.248	4.4	0.254
CM-1601 A	C2-Impar	104.76	0.081	-0.469	5.8	0.476
CM-1702	C2-Impar	104.76	0.437	-1.387	3.2	1.454

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **A1-BI**

Nominal kV = 6.000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
Peak Value = 182.928 kA Method C
Steady State = 40.830 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
PM-3761 A	C2-Impar	110.00	0.112	-0.625	5.6	0.635
CM-3701/2A	C2-Impar	104.76	0.969	-1.412	1.5	1.713
PM-3762 A	C2-Impar	110.00	0.023	-0.129	5.6	0.131
PM-1401 A	C2-Impar	104.76	0.038	-0.157	4.2	0.162
CM 1401.2A	C2-Impar	104.76	0.043	-0.177	4.1	0.183
PM-1402B	C2-Impar	104.76	0.025	-0.135	5.3	0.137
PM-1301	C2-Impar	104.76	0.054	-0.239	4.4	0.245
PM-1610 C	C2-Impar	104.76	0.041	-0.251	6.0	0.254
D1 - Impar	D - Impar	24.19	0.146	-0.340	2.3	0.370
PM 6107C	D - Impar	104.76	0.068	-0.312	4.6	0.319
PM 6122C	D - Impar	104.76	0.060	-0.266	4.5	0.273
PM 6122A	D - Impar	104.76	0.068	-0.312	4.6	0.319
PM6021	D - Impar	104.76	0.034	-0.126	3.7	0.130
PM 6111C	D - Impar	104.76	0.029	-0.131	4.6	0.134
PM-6405	D - Impar	104.76	0.037	-0.135	3.7	0.140
D1- Par	D - Par	20.09	0.118	-0.270	2.3	0.295
PM 6107 D	D - Par	104.76	0.068	-0.312	4.6	0.319
PM 6111 D	D - Par	104.76	0.035	-0.131	3.7	0.136
PM 6122 B	D - Par	104.76	0.068	-0.312	4.6	0.319
PM-6406	D - Par	104.76	0.037	-0.135	3.7	0.140
Bus4	M - Impar	1.12	0.000	0.000	999.9	0.000
Bus2	M - Impar	1.25	0.116	-0.295	2.6	0.317
M1- Impar	M - Impar	17.09	0.156	-0.406	2.6	0.435
N3 - Impar	N1 - Impar	20.48	0.185	-0.488	2.6	0.522
N2 - Impar	N1 - Impar	18.09	0.164	-0.427	2.6	0.458
CM 3201 A	N1 - Impar	104.76	0.044	-0.192	4.3	0.197
PM 3067 A	N1 - Impar	104.76	0.025	-0.093	3.8	0.096
CM 3303 A	N1 - Impar	104.76	0.063	-0.335	5.3	0.341
PM 3064 A	N1 - Impar	104.76	0.026	-0.091	3.6	0.094
PM 3004 A	N1 - Impar	104.76	0.028	-0.111	3.9	0.115

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **A1-BI**

Nominal kV = 6.000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
Peak Value = 182.928 kA Method C
Steady State = 40.830 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
PM 3008 A	N1 - Impar	104.76	0.036	-0.154	4.2	0.158
CM 3001 A	N1 - Impar	104.76	0.029	-0.114	3.9	0.117
PM 3003 A	N1 - Impar	104.76	0.037	-0.162	4.3	0.166
PM 3201 A	N1 - Impar	104.76	0.028	-0.111	3.9	0.115
R2 - Impar	R1- IMPAR	19.50	0.227	-0.604	2.7	0.645
R3 - Impar	R1- IMPAR	9.44	0.111	-0.276	2.5	0.298
R4 - Impar	R1- IMPAR	13.67	0.125	-0.320	2.6	0.343
R5 _ Impar	R1- IMPAR	10.34	0.094	-0.236	2.5	0.254
PM-0106 A	R1- IMPAR	104.76	0.069	-0.393	5.7	0.399
PM-0107 A	R1- IMPAR	104.76	0.026	-0.101	3.8	0.105
PM-0301A	R1- IMPAR	110.00	0.047	-0.218	4.7	0.223
PM-840	R1- IMPAR	104.76	0.043	-0.198	4.7	0.203
PM-0304 A	R1- IMPAR	104.76	0.037	-0.162	4.4	0.166
PM-0306 A	R1- IMPAR	104.76	0.038	-0.168	4.4	0.172
PM-0310 A	R1- IMPAR	104.76	0.026	-0.101	3.8	0.105
PM-0403A	R1- IMPAR	104.76	0.026	-0.101	3.8	0.105
PM-0472 A	R1- IMPAR	104.76	0.038	-0.168	4.4	0.172
PM-0471A	R1- IMPAR	104.76	0.030	-0.114	3.8	0.118
PM-0302	R1- IMPAR	104.76	0.039	-0.183	4.7	0.187
G1	Bus8	12.10	0.030	-0.067	2.2	0.073
Bus6	Bus25	104.68	0.521	-7.454	14.3	7.472
TG-4002	Bus23	104.76	0.269	-7.070	26.3	7.075
LL A3 - Par	MCC A3 - Par	104.76	2.703	-7.050	2.6	7.551
LL A3 - impar	MCC A3 - Impar	104.76	2.803	-7.338	2.6	7.855
LL - J2	MCC J2	110.00	1.183	-3.100	2.6	3.318
Bus12	Bus11	12.14	0.079	-0.184	2.3	0.201
W7	Bus15	2.66	0.000	0.000	999.9	0.000
LL C4 - Par	C4- Par	110.00	2.918	-7.307	2.5	7.868
L1	Bus20	18.77	0.106	-0.273	2.6	0.293
E1	Bus1	15.15	0.116	-0.294	2.5	0.316

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **A1-BI**

Nominal kV = 6.000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
Peak Value = 182.928 kA Method C
Steady State = 40.830 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
LL M2 B2	M1- Par	104.76	2.523	-6.568	2.6	7.036
LL N3 - Par	N3 - Par	104.76	2.694	-7.080	2.6	7.575
LL N2 B2	N2- Par	110.00	2.380	-6.125	2.6	6.571
LL R2 - PAR	R2 - Par	110.00	3.394	-9.037	2.7	9.653
LL R3 par	R3 - Par	110.00	1.655	-4.139	2.5	4.457
LL R4 par	R4 Par	110.00	1.603	-4.062	2.5	4.367
LL R5 par	R5 - Par	110.00	1.605	-4.065	2.5	4.371
PC 60 kV_BARRAS II	Bus5	104.74	0.047	-0.684	14.6	0.685
LL - J1	MCC J1	104.76	1.309	-3.246	2.5	3.500
Bus10	Bus9	7.84	0.043	-0.099	2.3	0.108
LL C4 - Impar	C4 - Impar	110.00	1.857	-7.665	4.1	7.887
LL D1 - Impar	D1 - Impar	104.76	2.305	-5.352	2.3	5.827
LL D1 - Par	D1- Par	104.76	1.858	-4.256	2.3	4.644
P	Bus4	1.12	0.000	0.000	999.9	0.000
E3	Bus2	14.88	0.116	-0.295	2.6	0.317
LL M2 A2	M1- Impar	104.76	2.462	-6.399	2.6	6.857
LL N3 - Impar	N3 - Impar	110.00	2.771	-7.318	2.6	7.825
LL N2 A2	N2 - Impar	110.00	2.465	-6.410	2.6	6.867
LL R2 - impar	R2 - Impar	110.00	3.400	-9.056	2.7	9.673
LL R3 impar	R3 - Impar	110.00	1.659	-4.147	2.5	4.466
LL R4 impar	R4 - Impar	110.00	1.869	-4.793	2.6	5.145
LL R5 impar	R5 _ Impar	110.00	1.409	-3.540	2.5	3.810
LL G1	G1	104.76	0.471	-1.047	2.2	1.148
PC 60 kV_BARRAS I	Bus6	104.74	0.052	-0.745	14.3	0.747
A1 - BII	H1-MT	0.00	0.000	0.000	9999.0	0.000
A1 - BII	A1-BI	0.00	8.037	-56.706	7.1	57.273
A2 - Impar	A1 - BII	0.00	0.706	-3.224	4.6	3.300
A2 - Par	A1 - BII	0.00	0.550	-2.566	4.7	2.624

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **A1-BI**

Nominal kV	=	6.000	
Voltage c Factor	=	1.10	(User-Defined)
Peak Value	=	182.928	kA Method C
Steady State	=	40.830	kA rms

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.01	71.360	104.142	75.850
0.02	68.419	92.708	62.558
0.03	64.946	80.406	47.405
0.04	61.408	71.143	35.922
0.05	57.959	68.233	36.006
0.06	56.394	63.347	28.854
0.07	54.855	59.529	23.123
0.08	53.344	56.471	18.530
0.09	51.862	53.946	14.849
0.10	50.410	53.187	16.959
0.15	47.648	48.115	6.691
0.20	44.988	45.065	2.640
0.25	42.443	42.456	1.042
0.30	42.443	42.445	0.411

3-Phase fault at bus: **A2 - Impar**

Nominal kV = 6.000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
Peak Value = 182.928 kA Method C
Steady State = 40.830 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
A2 - Impar	Total	0.00	11.990	-76.101	6.3	77.039
MCC A3 - Impar	A2 - Impar	14.97	0.178	-0.466	2.6	0.499
BM 4001G1	A2 - Impar	104.76	0.034	-0.142	4.2	0.146
BM 40001H1	A2 - Impar	104.76	0.034	-0.142	4.2	0.146
BM 4001C1	A2 - Impar	104.76	0.041	-0.190	4.6	0.194
BM 4001D.1	A2 - Impar	104.76	0.041	-0.190	4.6	0.194
PM 4001E1	A2 - Impar	104.76	0.057	-0.304	5.3	0.310
CM 4301A1	A2 - Impar	104.76	0.049	-0.247	5.0	0.252
PM 4402A1	A2 - Impar	104.76	0.049	-0.247	5.0	0.252
PM 4401E1	A2 - Impar	104.76	0.086	-0.514	6.0	0.521
PM 4401B1	A2 - Impar	104.76	0.086	-0.514	6.0	0.521
PM 48409A1	A2 - Impar	104.76	0.050	-0.268	5.3	0.272
Bus39	A1 - BII	0.26	0.083	-0.206	2.5	0.222
C2-Impar	A1 - BII	2.91	2.094	-6.039	2.9	6.392
D - Impar	A1 - BII	5.40	0.767	-2.784	3.6	2.888
M - Impar	A1 - BII	1.12	0.272	-0.701	2.6	0.752
N1 - Impar	A1 - BII	1.23	0.666	-2.277	3.4	2.372
R1- IMPAR	A1 - BII	0.88	0.975	-3.344	3.4	3.484
Bus8	A1 - BII	0.41	0.030	-0.067	2.2	0.073
Bus25	A1 - BII	51.77	0.521	-7.454	14.3	7.472
Bus23	A1 - BII	50.38	0.269	-7.070	26.3	7.075
TG-4001	A1 - BII	104.76	0.509	-9.667	19.0	9.680
TG-4003	A1 - BII	104.76	0.595	-11.308	19.0	11.323
MCC A3 - Par	A2 - Par	14.39	0.172	-0.448	2.6	0.479
PM 4401A1	A2 - Par	104.76	0.095	-0.616	6.5	0.623
CM 4301E1	A2 - Par	104.76	0.049	-0.247	5.0	0.252
BM 4001A1	A2 - Par	104.76	0.041	-0.190	4.6	0.194
PM 4001D1	A2 - Par	104.76	0.057	-0.304	5.3	0.310
CM 4301B1	A2 - Par	104.76	0.049	-0.247	5.0	0.252
PM 48409B1	A2 - Par	104.76	0.086	-0.514	6.0	0.521

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **A2 - Impar**

Nominal kV = 6.000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
Peak Value = 182.928 kA Method C
Steady State = 40.830 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
Bus40	A1-BI	0.28	0.079	-0.207	2.6	0.221
C2- Par	A1-BI	2.66	1.401	-5.678	4.1	5.848
M - Par	A1-BI	1.57	0.382	-0.984	2.6	1.055
N1 - Par	A1-BI	1.27	0.654	-2.361	3.6	2.450
R1-PAR	A1-BI	0.87	0.970	-3.329	3.4	3.467
Bus27	A1-BI	58.55	0.467	-6.836	14.6	6.852
H1BT - impar	H1-MT	0.00	0.000	0.000	999.9	0.000
H1BT - par	H1-MT	0.00	0.000	0.000	999.9	0.000
LL A3 - impar	MCC A3 - Impar	104.76	2.803	-7.338	2.6	7.855
MCC J1	Bus39	14.18	0.083	-0.206	2.5	0.222
Bus9	C2-Impar	2.80	0.043	-0.099	2.3	0.108
C4 - Impar	C2-Impar	17.51	0.124	-0.511	4.1	0.526
CM 1201A	C2-Impar	104.76	0.048	-0.201	4.2	0.206
PM-1610 A	C2-Impar	104.76	0.056	-0.248	4.4	0.254
CM-1601 A	C2-Impar	104.76	0.081	-0.469	5.8	0.476
CM-1702	C2-Impar	104.76	0.437	-1.387	3.2	1.454
PM-3761 A	C2-Impar	110.00	0.112	-0.625	5.6	0.635
CM-3701/2A	C2-Impar	104.76	0.969	-1.412	1.5	1.713
PM-3762 A	C2-Impar	110.00	0.023	-0.129	5.6	0.131
PM-1401 A	C2-Impar	104.76	0.038	-0.157	4.2	0.162
CM 1401.2A	C2-Impar	104.76	0.043	-0.177	4.1	0.183
PM-1402B	C2-Impar	104.76	0.025	-0.135	5.3	0.137
PM-1301	C2-Impar	104.76	0.054	-0.239	4.4	0.245
PM-1610 C	C2-Impar	104.76	0.041	-0.251	6.0	0.254
D1 - Impar	D - Impar	24.19	0.146	-0.340	2.3	0.370
PM 6107C	D - Impar	104.76	0.068	-0.312	4.6	0.319
PM 6122C	D - Impar	104.76	0.060	-0.266	4.5	0.273
PM 6122A	D - Impar	104.76	0.068	-0.312	4.6	0.319
PM6021	D - Impar	104.76	0.034	-0.126	3.7	0.130
PM 6111C	D - Impar	104.76	0.029	-0.131	4.6	0.134

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **A2 - Impar**

Nominal kV = 6.000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
Peak Value = 182.928 kA Method C
Steady State = 40.830 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
PM-6405	D - Impar	104.76	0.037	-0.135	3.7	0.140
D1- Par	D - Par	20.09	0.118	-0.270	2.3	0.295
PM 6107 D	D - Par	104.76	0.068	-0.312	4.6	0.319
PM 6111 D	D - Par	104.76	0.035	-0.131	3.7	0.136
PM 6122 B	D - Par	104.76	0.068	-0.312	4.6	0.319
PM-6406	D - Par	104.76	0.037	-0.135	3.7	0.140
Bus4	M - Impar	1.12	0.000	0.000	999.9	0.000
Bus2	M - Impar	1.25	0.116	-0.295	2.6	0.317
M1- Impar	M - Impar	17.09	0.156	-0.406	2.6	0.435
N3 - Impar	N1 - Impar	20.48	0.185	-0.488	2.6	0.522
N2 - Impar	N1 - Impar	18.09	0.164	-0.427	2.6	0.458
CM 3201 A	N1 - Impar	104.76	0.044	-0.192	4.3	0.197
PM 3067 A	N1 - Impar	104.76	0.025	-0.093	3.8	0.096
CM 3303 A	N1 - Impar	104.76	0.063	-0.335	5.3	0.341
PM 3064 A	N1 - Impar	104.76	0.026	-0.091	3.6	0.094
PM 3004 A	N1 - Impar	104.76	0.028	-0.111	3.9	0.115
PM 3008 A	N1 - Impar	104.76	0.036	-0.154	4.2	0.158
CM 3001 A	N1 - Impar	104.76	0.029	-0.114	3.9	0.117
PM 3003 A	N1 - Impar	104.76	0.037	-0.162	4.3	0.166
PM 3201 A	N1 - Impar	104.76	0.028	-0.111	3.9	0.115
R2 - Impar	R1- IMPAR	19.50	0.227	-0.604	2.7	0.645
R3 - Impar	R1- IMPAR	9.44	0.111	-0.276	2.5	0.298
R4 - Impar	R1- IMPAR	13.67	0.125	-0.320	2.6	0.343
R5 _ Impar	R1- IMPAR	10.34	0.094	-0.236	2.5	0.254
PM-0106 A	R1- IMPAR	104.76	0.069	-0.393	5.7	0.399
PM-0107 A	R1- IMPAR	104.76	0.026	-0.101	3.8	0.105
PM-0301A	R1- IMPAR	110.00	0.047	-0.218	4.7	0.223
PM-840	R1- IMPAR	104.76	0.043	-0.198	4.7	0.203
PM-0304 A	R1- IMPAR	104.76	0.037	-0.162	4.4	0.166
PM-0306 A	R1- IMPAR	104.76	0.038	-0.168	4.4	0.172

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **A2 - Impar**

Nominal kV = 6.000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
Peak Value = 182.928 kA Method C
Steady State = 40.830 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
PM-0310 A	R1- IMPAR	104.76	0.026	-0.101	3.8	0.105
PM-0403A	R1- IMPAR	104.76	0.026	-0.101	3.8	0.105
PM-0472 A	R1- IMPAR	104.76	0.038	-0.168	4.4	0.172
PM-0471A	R1- IMPAR	104.76	0.030	-0.114	3.8	0.118
PM-0302	R1- IMPAR	104.76	0.039	-0.183	4.7	0.187
G1	Bus8	12.10	0.030	-0.067	2.2	0.073
Bus6	Bus25	104.68	0.521	-7.454	14.3	7.472
TG-4002	Bus23	104.76	0.269	-7.070	26.3	7.075
LL A3 - Par	MCC A3 - Par	104.76	2.703	-7.050	2.6	7.551
MCC J2	Bus40	16.75	0.079	-0.207	2.6	0.221
Bus11	C2- Par	2.59	0.079	-0.184	2.3	0.201
Bus15	C2- Par	2.66	0.000	0.000	999.9	0.000
C4- Par	C2- Par	16.90	0.195	-0.487	2.5	0.525
PM-1402A	C2- Par	104.76	0.026	-0.135	5.3	0.137
PM-1610 B	C2- Par	104.76	0.056	-0.249	4.4	0.255
CM 1201B2	C2- Par	104.76	0.048	-0.202	4.2	0.207
PM1401B	C2- Par	104.76	0.038	-0.158	4.2	0.162
CM 3701	C2- Par	104.76	0.110	-0.631	5.8	0.641
CM 3701/2B2	C2- Par	104.76	0.441	-1.383	3.1	1.452
CM 1401.2B	C2- Par	104.76	0.044	-0.178	4.1	0.183
PM 3761B	C2- Par	110.00	0.113	-0.627	5.6	0.637
PM 3762 B	C2- Par	110.00	0.023	-0.129	5.6	0.131
CM-1601 C	C2- Par	104.76	0.082	-0.470	5.8	0.477
CM-1601 B	C2- Par	104.76	0.082	-0.470	5.8	0.477
PM-1201	C2- Par	104.76	0.065	-0.374	5.8	0.380
Bus20	M - Par	1.73	0.106	-0.273	2.6	0.293
Bus1	M - Par	1.68	0.116	-0.294	2.5	0.316
M1- Par	M - Par	18.63	0.160	-0.417	2.6	0.447
N3 - Par	N1 - Par	18.96	0.171	-0.450	2.6	0.481
N2- Par	N1 - Par	16.61	0.159	-0.408	2.6	0.438

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **A2 - Impar**

Nominal kV = 6.000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
Peak Value = 182.928 kA Method C
Steady State = 40.830 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
CM 3303 B	N1 - Par	104.76	0.063	-0.335	5.3	0.340
PM 3004 B	N1 - Par	104.76	0.029	-0.111	3.9	0.115
CM 3001 B	N1 - Par	104.76	0.029	-0.114	3.9	0.117
PM 3008 B	N1 - Par	104.76	0.035	-0.147	4.2	0.151
PM 3064 B	N1 - Par	104.76	0.026	-0.091	3.6	0.094
PM 3003 B	N1 - Par	104.76	0.036	-0.155	4.3	0.159
PM 3067 B	N1 - Par	104.76	0.042	-0.188	4.5	0.192
CM 3201 B	N1 - Par	104.76	0.066	-0.364	5.5	0.369
R2 - Par	R1-PAR	19.45	0.226	-0.602	2.7	0.644
R3 - Par	R1-PAR	9.65	0.110	-0.276	2.5	0.297
R4 Par	R1-PAR	11.72	0.107	-0.271	2.5	0.291
R5 - Par	R1-PAR	11.65	0.107	-0.271	2.5	0.291
PM-0471 S	R1-PAR	104.76	0.030	-0.114	3.8	0.118
PM-0472 S	R1-PAR	104.76	0.038	-0.168	4.4	0.172
PM-0841	R1-PAR	104.76	0.039	-0.183	4.7	0.187
PM-0403 S	R1-PAR	104.76	0.026	-0.101	3.8	0.105
PM-0310 S	R1-PAR	104.76	0.026	-0.101	3.8	0.105
PM-0306 S	R1-PAR	104.76	0.038	-0.168	4.4	0.172
PM-0304 S	R1-PAR	104.76	0.037	-0.162	4.4	0.166
PM-0842	R1-PAR	104.76	0.043	-0.198	4.7	0.203
PM-0301S	R1-PAR	110.00	0.047	-0.218	4.7	0.223
PM-0107 S	R1-PAR	104.76	0.026	-0.101	3.8	0.105
PM-0106 S	R1-PAR	104.76	0.069	-0.393	5.7	0.399
Bus5	Bus27	104.69	0.467	-6.836	14.6	6.852
LL - J1	MCC J1	104.76	1.309	-3.246	2.5	3.500
Bus10	Bus9	7.84	0.043	-0.099	2.3	0.108
LL C4 - Impar	C4 - Impar	110.00	1.857	-7.665	4.1	7.887
LL D1 - Impar	D1 - Impar	104.76	2.305	-5.352	2.3	5.827
LL D1 - Par	D1- Par	104.76	1.858	-4.256	2.3	4.644
P	Bus4	1.12	0.000	0.000	999.9	0.000

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **A2 - Impar**

Nominal kV = 6.000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
Peak Value = 182.928 kA Method C
Steady State = 40.830 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
E3	Bus2	14.88	0.116	-0.295	2.6	0.317
LL M2 A2	M1- Impar	104.76	2.462	-6.399	2.6	6.857
LL N3 - Impar	N3 - Impar	110.00	2.771	-7.318	2.6	7.825
LL N2 A2	N2 - Impar	110.00	2.465	-6.410	2.6	6.867
LL R2 - impar	R2 - Impar	110.00	3.400	-9.056	2.7	9.673
LL R3 impar	R3 - Impar	110.00	1.659	-4.147	2.5	4.466
LL R4 impar	R4 - Impar	110.00	1.869	-4.793	2.6	5.145
LL R5 impar	R5 _ Impar	110.00	1.409	-3.540	2.5	3.810
LL G1	G1	104.76	0.471	-1.047	2.2	1.148
PC 60 kV_BARRAS I	Bus6	104.74	0.052	-0.745	14.3	0.747
LL - J2	MCC J2	110.00	1.183	-3.100	2.6	3.318
Bus12	Bus11	12.14	0.079	-0.184	2.3	0.201
W7	Bus15	2.66	0.000	0.000	999.9	0.000
LL C4 - Par	C4- Par	110.00	2.918	-7.307	2.5	7.868
L1	Bus20	18.77	0.106	-0.273	2.6	0.293
E1	Bus1	15.15	0.116	-0.294	2.5	0.316
LL M2 B2	M1- Par	104.76	2.523	-6.568	2.6	7.036
LL N3 - Par	N3 - Par	104.76	2.694	-7.080	2.6	7.575
LL N2 B2	N2- Par	110.00	2.380	-6.125	2.6	6.571
LL R2 - PAR	R2 - Par	110.00	3.394	-9.037	2.7	9.653
LL R3 par	R3 - Par	110.00	1.655	-4.139	2.5	4.457
LL R4 par	R4 Par	110.00	1.603	-4.062	2.5	4.367
LL R5 par	R5 - Par	110.00	1.605	-4.065	2.5	4.371
PC 60 kV_BARRAS II	Bus5	104.74	0.047	-0.684	14.6	0.685
A1 - BII	H1-MT	0.00	0.000	0.000	9999.0	0.000
A1-BI	A1 - BII	0.00	3.952	-19.394	4.9	19.793
A1 - BII	A2 - Impar	0.00	11.284	-72.877	6.5	73.745
A2 - Par	A1 - BII	0.00	0.550	-2.566	4.7	2.624

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **A2 - Impar**

Nominal kV	=	6.000	
Voltage c Factor	=	1.10	(User-Defined)
Peak Value	=	182.928	kA Method C
Steady State	=	40.830	kA rms

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.01	71.360	104.142	75.850
0.02	68.419	92.708	62.558
0.03	64.946	80.406	47.405
0.04	61.408	71.143	35.922
0.05	57.959	68.233	36.006
0.06	56.394	63.347	28.854
0.07	54.855	59.529	23.123
0.08	53.344	56.471	18.530
0.09	51.862	53.946	14.849
0.10	50.410	53.187	16.959
0.15	47.648	48.115	6.691
0.20	44.988	45.065	2.640
0.25	42.443	42.456	1.042
0.30	42.443	42.445	0.411

3-Phase fault at bus: **A2 - Par**

Nominal kV = 6.000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
Peak Value = 182.928 kA Method C
Steady State = 40.830 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
A2 - Par	Total	0.00	11.990	-76.101	6.3	77.039
MCC A3 - Par	A2 - Par	14.39	0.172	-0.448	2.6	0.479
PM 4401A1	A2 - Par	104.76	0.095	-0.616	6.5	0.623
CM 4301E1	A2 - Par	104.76	0.049	-0.247	5.0	0.252
BM 4001A1	A2 - Par	104.76	0.041	-0.190	4.6	0.194
PM 4001D1	A2 - Par	104.76	0.057	-0.304	5.3	0.310
CM 4301B1	A2 - Par	104.76	0.049	-0.247	5.0	0.252
PM 48409B1	A2 - Par	104.76	0.086	-0.514	6.0	0.521
Bus39	A1 - BII	0.26	0.083	-0.206	2.5	0.222
C2-Impar	A1 - BII	2.91	2.094	-6.039	2.9	6.392
D - Impar	A1 - BII	5.40	0.767	-2.784	3.6	2.888
M - Impar	A1 - BII	1.12	0.272	-0.701	2.6	0.752
N1 - Impar	A1 - BII	1.23	0.666	-2.277	3.4	2.372
R1- IMPAR	A1 - BII	0.88	0.975	-3.344	3.4	3.484
Bus8	A1 - BII	0.41	0.030	-0.067	2.2	0.073
Bus25	A1 - BII	51.77	0.521	-7.454	14.3	7.472
Bus23	A1 - BII	50.38	0.269	-7.070	26.3	7.075
TG-4001	A1 - BII	104.76	0.509	-9.667	19.0	9.680
TG-4003	A1 - BII	104.76	0.595	-11.308	19.0	11.323
MCC A3 - Impar	A2 - Impar	14.97	0.178	-0.466	2.6	0.499
BM 4001G1	A2 - Impar	104.76	0.034	-0.142	4.2	0.146
BM 40001H1	A2 - Impar	104.76	0.034	-0.142	4.2	0.146
BM 4001C1	A2 - Impar	104.76	0.041	-0.190	4.6	0.194
BM 4001D.1	A2 - Impar	104.76	0.041	-0.190	4.6	0.194
PM 4001E1	A2 - Impar	104.76	0.057	-0.304	5.3	0.310
CM 4301A1	A2 - Impar	104.76	0.049	-0.247	5.0	0.252
PM 4402A1	A2 - Impar	104.76	0.049	-0.247	5.0	0.252
PM 4401E1	A2 - Impar	104.76	0.086	-0.514	6.0	0.521
PM 4401B1	A2 - Impar	104.76	0.086	-0.514	6.0	0.521
PM 48409A1	A2 - Impar	104.76	0.050	-0.268	5.3	0.272

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **A2 - Par**

Nominal kV = 6.000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
Peak Value = 182.928 kA Method C
Steady State = 40.830 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
Bus40	A1-BI	0.28	0.079	-0.207	2.6	0.221
C2- Par	A1-BI	2.66	1.401	-5.678	4.1	5.848
M - Par	A1-BI	1.57	0.382	-0.984	2.6	1.055
N1 - Par	A1-BI	1.27	0.654	-2.361	3.6	2.450
R1-PAR	A1-BI	0.87	0.970	-3.329	3.4	3.467
Bus27	A1-BI	58.55	0.467	-6.836	14.6	6.852
H1BT - impar	H1-MT	0.00	0.000	0.000	999.9	0.000
H1BT - par	H1-MT	0.00	0.000	0.000	999.9	0.000
LL A3 - Par	MCC A3 - Par	104.76	2.703	-7.050	2.6	7.551
MCC J1	Bus39	14.18	0.083	-0.206	2.5	0.222
Bus9	C2-Impar	2.80	0.043	-0.099	2.3	0.108
C4 - Impar	C2-Impar	17.51	0.124	-0.511	4.1	0.526
CM 1201A	C2-Impar	104.76	0.048	-0.201	4.2	0.206
PM-1610 A	C2-Impar	104.76	0.056	-0.248	4.4	0.254
CM-1601 A	C2-Impar	104.76	0.081	-0.469	5.8	0.476
CM-1702	C2-Impar	104.76	0.437	-1.387	3.2	1.454
PM-3761 A	C2-Impar	110.00	0.112	-0.625	5.6	0.635
CM-3701/2A	C2-Impar	104.76	0.969	-1.412	1.5	1.713
PM-3762 A	C2-Impar	110.00	0.023	-0.129	5.6	0.131
PM-1401 A	C2-Impar	104.76	0.038	-0.157	4.2	0.162
CM 1401.2A	C2-Impar	104.76	0.043	-0.177	4.1	0.183
PM-1402B	C2-Impar	104.76	0.025	-0.135	5.3	0.137
PM-1301	C2-Impar	104.76	0.054	-0.239	4.4	0.245
PM-1610 C	C2-Impar	104.76	0.041	-0.251	6.0	0.254
D1 - Impar	D - Impar	24.19	0.146	-0.340	2.3	0.370
PM 6107C	D - Impar	104.76	0.068	-0.312	4.6	0.319
PM 6122C	D - Impar	104.76	0.060	-0.266	4.5	0.273
PM 6122A	D - Impar	104.76	0.068	-0.312	4.6	0.319
PM6021	D - Impar	104.76	0.034	-0.126	3.7	0.130
PM 6111C	D - Impar	104.76	0.029	-0.131	4.6	0.134

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **A2 - Par**

Nominal kV = 6.000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
Peak Value = 182.928 kA Method C
Steady State = 40.830 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
PM-6405	D - Impar	104.76	0.037	-0.135	3.7	0.140
D1- Par	D - Par	20.09	0.118	-0.270	2.3	0.295
PM 6107 D	D - Par	104.76	0.068	-0.312	4.6	0.319
PM 6111 D	D - Par	104.76	0.035	-0.131	3.7	0.136
PM 6122 B	D - Par	104.76	0.068	-0.312	4.6	0.319
PM-6406	D - Par	104.76	0.037	-0.135	3.7	0.140
Bus4	M - Impar	1.12	0.000	0.000	999.9	0.000
Bus2	M - Impar	1.25	0.116	-0.295	2.6	0.317
M1- Impar	M - Impar	17.09	0.156	-0.406	2.6	0.435
N3 - Impar	N1 - Impar	20.48	0.185	-0.488	2.6	0.522
N2 - Impar	N1 - Impar	18.09	0.164	-0.427	2.6	0.458
CM 3201 A	N1 - Impar	104.76	0.044	-0.192	4.3	0.197
PM 3067 A	N1 - Impar	104.76	0.025	-0.093	3.8	0.096
CM 3303 A	N1 - Impar	104.76	0.063	-0.335	5.3	0.341
PM 3064 A	N1 - Impar	104.76	0.026	-0.091	3.6	0.094
PM 3004 A	N1 - Impar	104.76	0.028	-0.111	3.9	0.115
PM 3008 A	N1 - Impar	104.76	0.036	-0.154	4.2	0.158
CM 3001 A	N1 - Impar	104.76	0.029	-0.114	3.9	0.117
PM 3003 A	N1 - Impar	104.76	0.037	-0.162	4.3	0.166
PM 3201 A	N1 - Impar	104.76	0.028	-0.111	3.9	0.115
R2 - Impar	R1- IMPAR	19.50	0.227	-0.604	2.7	0.645
R3 - Impar	R1- IMPAR	9.44	0.111	-0.276	2.5	0.298
R4 - Impar	R1- IMPAR	13.67	0.125	-0.320	2.6	0.343
R5 _ Impar	R1- IMPAR	10.34	0.094	-0.236	2.5	0.254
PM-0106 A	R1- IMPAR	104.76	0.069	-0.393	5.7	0.399
PM-0107 A	R1- IMPAR	104.76	0.026	-0.101	3.8	0.105
PM-0301A	R1- IMPAR	110.00	0.047	-0.218	4.7	0.223
PM-840	R1- IMPAR	104.76	0.043	-0.198	4.7	0.203
PM-0304 A	R1- IMPAR	104.76	0.037	-0.162	4.4	0.166
PM-0306 A	R1- IMPAR	104.76	0.038	-0.168	4.4	0.172

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **A2 - Par**

Nominal kV = 6.000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
Peak Value = 182.928 kA Method C
Steady State = 40.830 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
PM-0310 A	R1- IMPAR	104.76	0.026	-0.101	3.8	0.105
PM-0403A	R1- IMPAR	104.76	0.026	-0.101	3.8	0.105
PM-0472 A	R1- IMPAR	104.76	0.038	-0.168	4.4	0.172
PM-0471A	R1- IMPAR	104.76	0.030	-0.114	3.8	0.118
PM-0302	R1- IMPAR	104.76	0.039	-0.183	4.7	0.187
G1	Bus8	12.10	0.030	-0.067	2.2	0.073
Bus6	Bus25	104.68	0.521	-7.454	14.3	7.472
TG-4002	Bus23	104.76	0.269	-7.070	26.3	7.075
LL A3 - impar	MCC A3 - Impar	104.76	2.803	-7.338	2.6	7.855
MCC J2	Bus40	16.75	0.079	-0.207	2.6	0.221
Bus11	C2- Par	2.59	0.079	-0.184	2.3	0.201
Bus15	C2- Par	2.66	0.000	0.000	999.9	0.000
C4- Par	C2- Par	16.90	0.195	-0.487	2.5	0.525
PM-1402A	C2- Par	104.76	0.026	-0.135	5.3	0.137
PM-1610 B	C2- Par	104.76	0.056	-0.249	4.4	0.255
CM 1201B2	C2- Par	104.76	0.048	-0.202	4.2	0.207
PM1401B	C2- Par	104.76	0.038	-0.158	4.2	0.162
CM 3701	C2- Par	104.76	0.110	-0.631	5.8	0.641
CM 3701/2B2	C2- Par	104.76	0.441	-1.383	3.1	1.452
CM 1401.2B	C2- Par	104.76	0.044	-0.178	4.1	0.183
PM 3761B	C2- Par	110.00	0.113	-0.627	5.6	0.637
PM 3762 B	C2- Par	110.00	0.023	-0.129	5.6	0.131
CM-1601 C	C2- Par	104.76	0.082	-0.470	5.8	0.477
CM-1601 B	C2- Par	104.76	0.082	-0.470	5.8	0.477
PM-1201	C2- Par	104.76	0.065	-0.374	5.8	0.380
Bus20	M - Par	1.73	0.106	-0.273	2.6	0.293
Bus1	M - Par	1.68	0.116	-0.294	2.5	0.316
M1- Par	M - Par	18.63	0.160	-0.417	2.6	0.447
N3 - Par	N1 - Par	18.96	0.171	-0.450	2.6	0.481
N2- Par	N1 - Par	16.61	0.159	-0.408	2.6	0.438

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **A2 - Par**

Nominal kV = 6.000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
Peak Value = 182.928 kA Method C
Steady State = 40.830 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
CM 3303 B	N1 - Par	104.76	0.063	-0.335	5.3	0.340
PM 3004 B	N1 - Par	104.76	0.029	-0.111	3.9	0.115
CM 3001 B	N1 - Par	104.76	0.029	-0.114	3.9	0.117
PM 3008 B	N1 - Par	104.76	0.035	-0.147	4.2	0.151
PM 3064 B	N1 - Par	104.76	0.026	-0.091	3.6	0.094
PM 3003 B	N1 - Par	104.76	0.036	-0.155	4.3	0.159
PM 3067 B	N1 - Par	104.76	0.042	-0.188	4.5	0.192
CM 3201 B	N1 - Par	104.76	0.066	-0.364	5.5	0.369
R2 - Par	R1-PAR	19.45	0.226	-0.602	2.7	0.644
R3 - Par	R1-PAR	9.65	0.110	-0.276	2.5	0.297
R4 Par	R1-PAR	11.72	0.107	-0.271	2.5	0.291
R5 - Par	R1-PAR	11.65	0.107	-0.271	2.5	0.291
PM-0471 S	R1-PAR	104.76	0.030	-0.114	3.8	0.118
PM-0472 S	R1-PAR	104.76	0.038	-0.168	4.4	0.172
PM-0841	R1-PAR	104.76	0.039	-0.183	4.7	0.187
PM-0403 S	R1-PAR	104.76	0.026	-0.101	3.8	0.105
PM-0310 S	R1-PAR	104.76	0.026	-0.101	3.8	0.105
PM-0306 S	R1-PAR	104.76	0.038	-0.168	4.4	0.172
PM-0304 S	R1-PAR	104.76	0.037	-0.162	4.4	0.166
PM-0842	R1-PAR	104.76	0.043	-0.198	4.7	0.203
PM-0301S	R1-PAR	110.00	0.047	-0.218	4.7	0.223
PM-0107 S	R1-PAR	104.76	0.026	-0.101	3.8	0.105
PM-0106 S	R1-PAR	104.76	0.069	-0.393	5.7	0.399
Bus5	Bus27	104.69	0.467	-6.836	14.6	6.852
LL - J1	MCC J1	104.76	1.309	-3.246	2.5	3.500
Bus10	Bus9	7.84	0.043	-0.099	2.3	0.108
LL C4 - Impar	C4 - Impar	110.00	1.857	-7.665	4.1	7.887
LL D1 - Impar	D1 - Impar	104.76	2.305	-5.352	2.3	5.827
LL D1 - Par	D1- Par	104.76	1.858	-4.256	2.3	4.644
P	Bus4	1.12	0.000	0.000	999.9	0.000

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **A2 - Par**

Nominal kV = 6.000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
Peak Value = 182.928 kA Method C
Steady State = 40.830 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
E3	Bus2	14.88	0.116	-0.295	2.6	0.317
LL M2 A2	M1- Impar	104.76	2.462	-6.399	2.6	6.857
LL N3 - Impar	N3 - Impar	110.00	2.771	-7.318	2.6	7.825
LL N2 A2	N2 - Impar	110.00	2.465	-6.410	2.6	6.867
LL R2 - impar	R2 - Impar	110.00	3.400	-9.056	2.7	9.673
LL R3 impar	R3 - Impar	110.00	1.659	-4.147	2.5	4.466
LL R4 impar	R4 - Impar	110.00	1.869	-4.793	2.6	5.145
LL R5 impar	R5 _ Impar	110.00	1.409	-3.540	2.5	3.810
LL G1	G1	104.76	0.471	-1.047	2.2	1.148
PC 60 kV_BARRAS I	Bus6	104.74	0.052	-0.745	14.3	0.747
LL - J2	MCC J2	110.00	1.183	-3.100	2.6	3.318
Bus12	Bus11	12.14	0.079	-0.184	2.3	0.201
W7	Bus15	2.66	0.000	0.000	999.9	0.000
LL C4 - Par	C4- Par	110.00	2.918	-7.307	2.5	7.868
L1	Bus20	18.77	0.106	-0.273	2.6	0.293
E1	Bus1	15.15	0.116	-0.294	2.5	0.316
LL M2 B2	M1- Par	104.76	2.523	-6.568	2.6	7.036
LL N3 - Par	N3 - Par	104.76	2.694	-7.080	2.6	7.575
LL N2 B2	N2- Par	110.00	2.380	-6.125	2.6	6.571
LL R2 - PAR	R2 - Par	110.00	3.394	-9.037	2.7	9.653
LL R3 par	R3 - Par	110.00	1.655	-4.139	2.5	4.457
LL R4 par	R4 Par	110.00	1.603	-4.062	2.5	4.367
LL R5 par	R5 - Par	110.00	1.605	-4.065	2.5	4.371
PC 60 kV_BARRAS II	Bus5	104.74	0.047	-0.684	14.6	0.685
A1 - BII	H1-MT	0.00	0.000	0.000	9999.0	0.000
A1-BI	A1 - BII	0.00	3.952	-19.394	4.9	19.793
A2 - Impar	A1 - BII	0.00	0.706	-3.224	4.6	3.300
A1 - BII	A2 - Par	0.00	11.440	-73.535	6.4	74.420

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **A2 - Par**

Nominal kV	=	6.000	
Voltage c Factor	=	1.10	(User-Defined)
Peak Value	=	182.928	kA Method C
Steady State	=	40.830	kA rms

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.01	71.360	104.142	75.850
0.02	68.419	92.708	62.558
0.03	64.946	80.406	47.405
0.04	61.408	71.143	35.922
0.05	57.959	68.233	36.006
0.06	56.394	63.347	28.854
0.07	54.855	59.529	23.123
0.08	53.344	56.471	18.530
0.09	51.862	53.946	14.849
0.10	50.410	53.187	16.959
0.15	47.648	48.115	6.691
0.20	44.988	45.065	2.640
0.25	42.443	42.456	1.042
0.30	42.443	42.445	0.411

3-Phase fault at bus: **B3 - Impar1**

Nominal kV = 6.000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
Peak Value = 59.372 kA Method C
Steady State = 22.099 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
B3 - Impar1	Total	0.00	7.045	-27.240	3.9	28.137
Bus75	B3 - Impar1	0.15	0.144	-0.360	2.5	0.388
A'1 - Impar	B3 - Impar1	5.41	6.343	-24.914	3.9	25.709
MCC B2 - Impar	B3 - Impar1	17.07	0.153	-0.406	2.7	0.434
MC B4 - Impar	B3 - Impar1	26.12	0.222	-0.626	2.8	0.664
PM2351B1	B3 - Impar1	104.76	0.026	-0.101	3.8	0.104
CM-2302	B3 - Impar1	104.76	0.080	-0.491	6.1	0.497
PM-2101	B3 - Impar1	104.76	0.035	-0.153	4.3	0.157
PM 2054A.1	B3 - Impar1	104.76	0.041	-0.190	4.6	0.194
MCC K1- Impar	Bus75	15.74	0.144	-0.360	2.5	0.388
F- Impar	A'1 - Impar	7.03	0.493	-1.592	3.2	1.666
Y1 - impar	A'1 - Impar	5.47	0.448	-1.589	3.5	1.651
Quadro Z1	A'1 - Impar	5.94	0.110	-0.358	3.3	0.375
Bus71	A'1 - Impar	90.82	5.292	-21.375	4.0	22.021
LL B2 - Impar	MCC B2 - Impar	104.76	2.410	-6.400	2.7	6.839
LL B4 - Impar	MC B4 - Impar	104.76	3.491	-9.862	2.8	10.461
LL K1 - Impar	MCC K1- Impar	104.76	2.270	-5.671	2.5	6.109
Bus74	F- Impar	6.72	0.178	-0.412	2.3	0.449
PM 6107A1	F- Impar	104.76	0.070	-0.307	4.4	0.315
PM 6109A1	F- Impar	104.76	0.063	-0.271	4.3	0.278
PM 6105A1	F- Impar	104.76	0.038	-0.136	3.6	0.141
PM 3903B1	F- Impar	104.76	0.028	-0.086	3.1	0.091
PM 6108A1	F- Impar	104.76	0.026	-0.083	3.2	0.087
PM 6108D1	F- Impar	104.76	0.026	-0.083	3.2	0.087
PM 6111A1	F- Impar	104.76	0.035	-0.125	3.5	0.129
PM 5151A1	F- Impar	104.76	0.029	-0.089	3.1	0.094
Bus13	Y1 - impar	5.49	0.183	-0.447	2.4	0.483
PM-10102A	Y1 - impar	110.00	0.041	-0.173	4.2	0.178
CM-10101A	Y1 - impar	110.00	0.054	-0.233	4.3	0.239

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **B3 - Impar1**

Nominal kV = 6.000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
Peak Value = 59.372 kA Method C
Steady State = 22.099 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
PM-10004 A	Y1 - impar	110.00	0.057	-0.247	4.4	0.253
PM-10002 A	Y1 - impar	110.00	0.055	-0.229	4.2	0.236
PM-10001A	Y1 - impar	110.00	0.058	-0.261	4.5	0.267
Bus18	Quadro Z1	5.94	0.055	-0.123	2.2	0.135
PM-6117B1	Quadro Z1	110.00	0.055	-0.235	4.3	0.242
PC 60 kV_BARRAS I	Bus71	95.69	0.556	-2.244	4.0	2.312

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.01	27.462	33.547	19.267
0.02	27.107	29.132	10.671
0.03	26.685	27.251	5.526
0.04	26.234	26.390	2.862
0.05	25.803	25.869	1.844
0.06	25.596	25.615	0.997
0.07	25.394	25.400	0.540
0.08	25.197	25.199	0.292
0.09	25.005	25.006	0.158
0.10	24.819	24.819	0.111
0.15	24.448	24.448	0.006
0.20	24.096	24.096	0.000
0.25	23.765	23.765	0.000
0.30	23.765	23.765	0.000

3-Phase fault at bus: **B3 - Par1**

Nominal kV = 6.000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
Peak Value = 62.642 kA Method C
Steady State = 22.099 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
B3 - Par1	Total	0.00	7.068	-28.510	4.0	29.373
Bus76	B3 - Par1	0.00	0.000	0.000	999.9	0.000
A' 1 - Par	B3 - Par1	5.49	6.408	-25.291	3.9	26.091
MCC B2 - Par	B3 - Par1	17.47	0.156	-0.416	2.7	0.444
MCC B4 - Par	B3 - Par1	27.00	0.228	-0.648	2.8	0.687
MOTOR G. AZOTO1	B3 - Par1	104.76	0.037	-0.159	4.3	0.163
CM-2301	B3 - Par1	104.76	0.213	-1.895	8.9	1.907
PM2351A2	B3 - Par1	104.76	0.026	-0.101	3.8	0.104
MCC K1- Par	Bus76	0.00	0.000	0.000	999.9	0.000
F - Par	A' 1 - Par	7.50	0.580	-1.917	3.3	2.003
Y1 par	A' 1 - Par	5.56	0.524	-2.020	3.9	2.087
Bus70	A' 1 - Par	90.80	5.304	-21.355	4.0	22.004
LL B2 - Par	MCC B2 - Par	104.76	2.461	-6.551	2.7	6.998
LL B4 - Par	MCC B4 - Par	104.76	3.589	-10.201	2.8	10.814
Bus72	F - Par	7.17	0.171	-0.421	2.5	0.455
Bus73	F - Par	8.18	0.055	-0.131	2.4	0.142
PM 6109B1	F - Par	104.76	0.064	-0.270	4.2	0.277
PM 6107B1	F - Par	104.76	0.070	-0.302	4.3	0.310
PM-4508	F - Par	110.00	0.063	-0.276	4.4	0.283
PM 5151B1	F - Par	104.76	0.029	-0.089	3.1	0.094
PM 6105B1	F - Par	104.76	0.039	-0.135	3.5	0.141
PM 6108B1	F - Par	104.76	0.026	-0.082	3.1	0.086
PM 6111B1	F - Par	104.76	0.036	-0.124	3.5	0.129
PM 3903A1	F - Par	104.76	0.028	-0.086	3.1	0.090
Bus7	Y1 par	5.59	0.181	-0.439	2.4	0.475
PM-10102B	Y1 par	110.00	0.061	-0.268	4.4	0.275
CM-10101B	Y1 par	110.00	0.054	-0.232	4.3	0.239
PM-10004B	Y1 par	110.00	0.081	-0.389	4.8	0.398
PM-10001B	Y1 par	110.00	0.093	-0.467	5.0	0.477

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **B3 - Par1**

Nominal kV = 6.000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
Peak Value = 62.642 kA Method C
Steady State = 22.099 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
PM-10002B	Y1 par	110.00	0.053	-0.224	4.2	0.230
PC 60 kV_BARRAS II	Bus70	95.68	0.557	-2.242	4.0	2.310

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.01	28.671	35.453	20.854
0.02	28.324	30.774	12.032
0.03	27.866	28.608	6.476
0.04	27.299	27.521	3.485
0.05	26.756	26.858	2.344
0.06	26.496	26.529	1.319
0.07	26.243	26.253	0.742
0.08	25.995	25.999	0.418
0.09	25.754	25.756	0.235
0.10	25.520	25.521	0.172
0.15	25.045	25.045	0.011
0.20	24.595	24.595	0.001
0.25	24.172	24.172	0.000
0.30	24.172	24.172	0.000

3-Phase fault at bus: **C2- Par**

Nominal kV = 6.000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
Peak Value = 129.740 kA Method C
Steady State = 36.459 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
C2- Par	Total	0.00	18.586	-60.656	3.3	63.440
A1-BI	C2- Par	26.16	17.240	-54.845	3.2	57.491
Bus11	C2- Par	0.06	0.078	-0.189	2.4	0.205
Bus15	C2- Par	0.00	0.000	0.000	999.9	0.000
C4- Par	C2- Par	15.29	0.191	-0.500	2.6	0.535
PM-1402A	C2- Par	104.76	0.024	-0.138	5.7	0.140
PM-1610 B	C2- Par	104.76	0.054	-0.255	4.7	0.260
CM 1201B2	C2- Par	104.76	0.046	-0.206	4.5	0.211
PM1401B	C2- Par	104.76	0.036	-0.161	4.4	0.165
CM 3701	C2- Par	104.76	0.103	-0.646	6.3	0.654
CM 3701/2B2	C2- Par	104.76	0.430	-1.417	3.3	1.481
CM 1401.2B	C2- Par	104.76	0.042	-0.182	4.3	0.187
PM 3761B	C2- Par	110.00	0.106	-0.641	6.1	0.650
PM 3762 B	C2- Par	110.00	0.022	-0.132	6.1	0.134
CM-1601 C	C2- Par	104.76	0.076	-0.481	6.3	0.487
CM-1601 B	C2- Par	104.76	0.076	-0.481	6.3	0.487
PM-1201	C2- Par	104.76	0.061	-0.383	6.3	0.388
Bus40	A1-BI	26.39	0.089	-0.155	1.7	0.179
M - Par	A1-BI	27.42	0.427	-0.737	1.7	0.852
N1 - Par	A1-BI	27.18	0.816	-1.801	2.2	1.978
R1-PAR	A1-BI	26.76	1.189	-2.534	2.1	2.799
Bus27	A1-BI	68.71	1.226	-5.394	4.4	5.531
Bus39	A1 - BII	25.13	0.092	-0.154	1.7	0.179
C2-Impar	A1 - BII	28.48	2.425	-4.555	1.9	5.160
D - Impar	A1 - BII	30.52	0.960	-2.124	2.2	2.331
M - Impar	A1 - BII	27.06	0.305	-0.525	1.7	0.607
N1 - Impar	A1 - BII	27.14	0.816	-1.733	2.1	1.915
R1- IMPAR	A1 - BII	26.77	1.196	-2.546	2.1	2.812
Bus8	A1 - BII	26.48	0.032	-0.049	1.5	0.059
Bus25	A1 - BII	62.32	1.347	-5.880	4.4	6.032

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **C2- Par**

Nominal kV = 6.000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
Peak Value = 129.740 kA Method C
Steady State = 36.459 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
Bus23	A1 - BII	61.59	1.097	-5.605	5.1	5.712
TG-4001	A1 - BII	104.76	1.613	-7.646	4.7	7.815
TG-4003	A1 - BII	104.76	1.887	-8.944	4.7	9.141
MCC A3 - Par	A2 - Par	33.34	0.193	-0.336	1.7	0.387
PM 4401A1	A2 - Par	104.76	0.153	-0.479	3.1	0.503
CM 4301E1	A2 - Par	104.76	0.070	-0.191	2.7	0.203
BM 4001A1	A2 - Par	104.76	0.056	-0.146	2.6	0.157
PM 4001D1	A2 - Par	104.76	0.084	-0.236	2.8	0.250
CM 4301B1	A2 - Par	104.76	0.070	-0.191	2.7	0.203
PM 48409B1	A2 - Par	104.76	0.133	-0.399	3.0	0.421
MCC A3 - Impar	A2 - Impar	33.73	0.200	-0.349	1.7	0.403
BM 4001G1	A2 - Impar	104.76	0.045	-0.109	2.5	0.118
BM 40001H1	A2 - Impar	104.76	0.045	-0.109	2.5	0.118
BM 4001C1	A2 - Impar	104.76	0.056	-0.146	2.6	0.157
BM 4001D.1	A2 - Impar	104.76	0.056	-0.146	2.6	0.157
PM 4001E1	A2 - Impar	104.76	0.084	-0.236	2.8	0.250
CM 4301A1	A2 - Impar	104.76	0.070	-0.191	2.7	0.203
PM 4402A1	A2 - Impar	104.76	0.070	-0.191	2.7	0.203
PM 4401E1	A2 - Impar	104.76	0.133	-0.399	3.0	0.421
PM 4401B1	A2 - Impar	104.76	0.133	-0.399	3.0	0.421
PM 48409A1	A2 - Impar	104.76	0.074	-0.207	2.8	0.220
H1BT - impar	H1-MT	26.16	0.000	0.000	999.9	0.000
H1BT - par	H1-MT	26.16	0.000	0.000	999.9	0.000
Bus12	Bus11	10.35	0.078	-0.189	2.4	0.205
W7	Bus15	0.00	0.000	0.000	999.9	0.000
LL C4 - Par	C4- Par	110.00	2.870	-7.495	2.6	8.026
MCC J2	Bus40	36.20	0.089	-0.155	1.7	0.179
Bus20	M - Par	27.55	0.118	-0.205	1.7	0.236
Bus1	M - Par	26.27	0.129	-0.220	1.7	0.255
M1- Par	M - Par	36.62	0.180	-0.313	1.7	0.361

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **C2- Par**

Nominal kV = 6.000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
Peak Value = 129.740 kA Method C
Steady State = 36.459 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
N3 - Par	N1 - Par	36.75	0.193	-0.337	1.8	0.388
N2- Par	N1 - Par	36.35	0.178	-0.306	1.7	0.354
CM 3303 B	N1 - Par	104.76	0.092	-0.259	2.8	0.275
PM 3004 B	N1 - Par	104.76	0.037	-0.085	2.3	0.093
CM 3001 B	N1 - Par	104.76	0.037	-0.087	2.3	0.095
PM 3008 B	N1 - Par	104.76	0.046	-0.113	2.4	0.122
PM 3064 B	N1 - Par	104.76	0.032	-0.069	2.2	0.076
PM 3003 B	N1 - Par	104.76	0.048	-0.119	2.5	0.128
PM 3067 B	N1 - Par	104.76	0.057	-0.144	2.5	0.155
CM 3201 B	N1 - Par	104.76	0.098	-0.282	2.9	0.298
R2 - Par	R1-PAR	38.07	0.256	-0.452	1.8	0.520
R3 - Par	R1-PAR	31.65	0.122	-0.206	1.7	0.240
R4 Par	R1-PAR	32.94	0.119	-0.203	1.7	0.235
R5 - Par	R1-PAR	32.89	0.119	-0.203	1.7	0.235
PM-0471 S	R1-PAR	104.76	0.038	-0.087	2.3	0.095
PM-0472 S	R1-PAR	104.76	0.051	-0.129	2.5	0.139
PM-0841	R1-PAR	104.76	0.054	-0.141	2.6	0.151
PM-0403 S	R1-PAR	104.76	0.034	-0.077	2.3	0.085
PM-0310 S	R1-PAR	104.76	0.034	-0.077	2.3	0.085
PM-0306 S	R1-PAR	104.76	0.051	-0.129	2.5	0.139
PM-0304 S	R1-PAR	104.76	0.049	-0.125	2.5	0.134
PM-0842	R1-PAR	104.76	0.059	-0.153	2.6	0.164
PM-0301S	R1-PAR	110.00	0.065	-0.168	2.6	0.180
PM-0107 S	R1-PAR	104.76	0.034	-0.077	2.3	0.085
PM-0106 S	R1-PAR	104.76	0.104	-0.304	2.9	0.322
Bus5	Bus27	105.29	1.226	-5.394	4.4	5.531
MCC J1	Bus39	33.90	0.092	-0.154	1.7	0.179
Bus9	C2-Impar	27.14	0.047	-0.074	1.6	0.087
C4 - Impar	C2-Impar	38.16	0.163	-0.392	2.4	0.424
CM 1201A	C2-Impar	104.76	0.063	-0.154	2.4	0.167

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **C2- Par**

Nominal kV = 6.000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
Peak Value = 129.740 kA Method C
Steady State = 36.459 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
PM-1610 A	C2-Impar	104.76	0.076	-0.191	2.5	0.205
CM-1601 A	C2-Impar	104.76	0.123	-0.364	3.0	0.384
CM-1702	C2-Impar	104.76	0.522	-1.051	2.0	1.174
PM-3761 A	C2-Impar	110.00	0.167	-0.485	2.9	0.513
CM-3701/2A	C2-Impar	104.76	0.949	-1.005	1.1	1.383
PM-3762 A	C2-Impar	110.00	0.034	-0.100	2.9	0.106
PM-1401 A	C2-Impar	104.76	0.050	-0.121	2.4	0.131
CM 1401.2A	C2-Impar	104.76	0.057	-0.136	2.4	0.147
PM-1402B	C2-Impar	104.76	0.037	-0.104	2.8	0.111
PM-1301	C2-Impar	104.76	0.073	-0.184	2.5	0.198
PM-1610 C	C2-Impar	104.76	0.064	-0.195	3.0	0.205
D1 - Impar	D - Impar	41.95	0.159	-0.253	1.6	0.299
PM 6107C	D - Impar	104.76	0.093	-0.240	2.6	0.258
PM 6122C	D - Impar	104.76	0.081	-0.205	2.5	0.220
PM 6122A	D - Impar	104.76	0.093	-0.240	2.6	0.258
PM6021	D - Impar	104.76	0.043	-0.096	2.2	0.105
PM 6111C	D - Impar	104.76	0.039	-0.101	2.6	0.108
PM-6405	D - Impar	104.76	0.046	-0.103	2.2	0.113
D1- Par	D - Par	39.08	0.128	-0.201	1.6	0.238
PM 6107 D	D - Par	104.76	0.093	-0.240	2.6	0.258
PM 6111 D	D - Par	104.76	0.045	-0.100	2.2	0.110
PM 6122 B	D - Par	104.76	0.093	-0.240	2.6	0.258
PM-6406	D - Par	104.76	0.046	-0.103	2.2	0.113
Bus4	M - Impar	27.06	0.000	0.000	999.9	0.000
Bus2	M - Impar	25.92	0.129	-0.221	1.7	0.256
M1- Impar	M - Impar	35.45	0.175	-0.305	1.7	0.351
N3 - Impar	N1 - Impar	38.97	0.208	-0.366	1.8	0.421
N2 - Impar	N1 - Impar	37.33	0.184	-0.320	1.7	0.370
CM 3201 A	N1 - Impar	104.76	0.059	-0.147	2.5	0.159
PM 3067 A	N1 - Impar	104.76	0.031	-0.071	2.3	0.078

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **C2- Par**

Nominal kV = 6.000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
Peak Value = 129.740 kA Method C
Steady State = 36.459 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
CM 3303 A	N1 - Impar	104.76	0.092	-0.259	2.8	0.275
PM 3064 A	N1 - Impar	104.76	0.032	-0.069	2.2	0.076
PM 3004 A	N1 - Impar	104.76	0.037	-0.085	2.3	0.093
PM 3008 A	N1 - Impar	104.76	0.048	-0.118	2.5	0.128
CM 3001 A	N1 - Impar	104.76	0.037	-0.087	2.3	0.095
PM 3003 A	N1 - Impar	104.76	0.050	-0.124	2.5	0.134
PM 3201 A	N1 - Impar	104.76	0.037	-0.085	2.3	0.093
R2 - Impar	R1- IMPAR	38.10	0.256	-0.453	1.8	0.521
R3 - Impar	R1- IMPAR	31.51	0.123	-0.207	1.7	0.240
R4 - Impar	R1- IMPAR	34.19	0.139	-0.239	1.7	0.277
R5 _ Impar	R1- IMPAR	32.07	0.104	-0.176	1.7	0.205
PM-0106 A	R1- IMPAR	104.76	0.104	-0.304	2.9	0.322
PM-0107 A	R1- IMPAR	104.76	0.034	-0.077	2.3	0.085
PM-0301A	R1- IMPAR	110.00	0.065	-0.168	2.6	0.180
PM-840	R1- IMPAR	104.76	0.059	-0.153	2.6	0.164
PM-0304 A	R1- IMPAR	104.76	0.049	-0.125	2.5	0.134
PM-0306 A	R1- IMPAR	104.76	0.051	-0.129	2.5	0.139
PM-0310 A	R1- IMPAR	104.76	0.034	-0.077	2.3	0.085
PM-0403A	R1- IMPAR	104.76	0.034	-0.077	2.3	0.085
PM-0472 A	R1- IMPAR	104.76	0.051	-0.129	2.5	0.139
PM-0471A	R1- IMPAR	104.76	0.038	-0.087	2.3	0.095
PM-0302	R1- IMPAR	104.76	0.054	-0.141	2.6	0.151
G1	Bus8	33.75	0.032	-0.049	1.5	0.059
Bus6	Bus25	105.28	1.347	-5.880	4.4	6.032
TG-4002	Bus23	104.76	1.097	-5.605	5.1	5.712
LL A3 - Par	MCC A3 - Par	104.76	3.036	-5.285	1.7	6.096
LL A3 - impar	MCC A3 - Impar	104.76	3.152	-5.503	1.7	6.341
W3 - Par	Bus12	11.70	1.235	-2.978	2.4	3.224

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **C2- Par**

Nominal kV	=	6.000	
Voltage c Factor	=	1.10	(User-Defined)
Peak Value	=	129.740	kA Method C
Steady State	=	36.459	kA rms

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.01	59.950	72.005	39.884
0.02	58.071	61.939	21.544
0.03	55.803	56.793	10.557
0.04	53.479	53.729	5.174
0.05	51.203	51.322	3.496
0.06	50.168	50.201	1.827
0.07	49.149	49.158	0.955
0.08	48.146	48.148	0.499
0.09	47.160	47.160	0.261
0.10	46.192	46.193	0.206
0.15	44.298	44.298	0.010
0.20	42.467	42.467	0.000
0.25	40.709	40.709	0.000
0.30	40.709	40.709	0.000

3-Phase fault at bus: **C2-Impar**

Nominal kV = 6.000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
Peak Value = 130.042 kA Method C
Steady State = 36.459 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
C2-Impar	Total	0.00	18.796	-60.968	3.2	63.799
A1 - BII	C2-Impar	26.06	16.736	-54.759	3.3	57.260
Bus9	C2-Impar	0.03	0.042	-0.102	2.4	0.110
C4 - Impar	C2-Impar	15.38	0.120	-0.525	4.4	0.538
CM 1201A	C2-Impar	104.76	0.046	-0.206	4.5	0.211
PM-1610 A	C2-Impar	104.76	0.054	-0.255	4.7	0.260
CM-1601 A	C2-Impar	104.76	0.076	-0.481	6.3	0.487
CM-1702	C2-Impar	104.76	0.428	-1.425	3.3	1.488
PM-3761 A	C2-Impar	110.00	0.106	-0.641	6.1	0.650
CM-3701/2A	C2-Impar	104.76	0.972	-1.459	1.5	1.753
PM-3762 A	C2-Impar	110.00	0.022	-0.132	6.1	0.134
PM-1401 A	C2-Impar	104.76	0.036	-0.161	4.4	0.165
CM 1401.2A	C2-Impar	104.76	0.042	-0.182	4.3	0.187
PM-1402B	C2-Impar	104.76	0.024	-0.138	5.7	0.140
PM-1301	C2-Impar	104.76	0.052	-0.245	4.7	0.251
PM-1610 C	C2-Impar	104.76	0.039	-0.257	6.6	0.260
Bus39	A1 - BII	25.03	0.092	-0.154	1.7	0.180
D - Impar	A1 - BII	30.43	0.964	-2.129	2.2	2.337
M - Impar	A1 - BII	26.96	0.306	-0.526	1.7	0.609
N1 - Impar	A1 - BII	27.04	0.819	-1.736	2.1	1.920
R1- IMPAR	A1 - BII	26.66	1.201	-2.551	2.1	2.819
Bus8	A1 - BII	26.37	0.032	-0.049	1.5	0.059
Bus25	A1 - BII	62.22	1.356	-5.893	4.3	6.047
Bus23	A1 - BII	61.50	1.105	-5.618	5.1	5.725
TG-4001	A1 - BII	104.76	1.624	-7.663	4.7	7.834
TG-4003	A1 - BII	104.76	1.900	-8.964	4.7	9.163
MCC A3 - Par	A2 - Par	33.20	0.194	-0.336	1.7	0.388
PM 4401A1	A2 - Par	104.76	0.153	-0.480	3.1	0.504
CM 4301E1	A2 - Par	104.76	0.070	-0.191	2.7	0.204
BM 4001A1	A2 - Par	104.76	0.057	-0.146	2.6	0.157

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **C2-Impar**

Nominal kV = 6.000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
Peak Value = 130.042 kA Method C
Steady State = 36.459 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
PM 4001D1	A2 - Par	104.76	0.084	-0.236	2.8	0.251
CM 4301B1	A2 - Par	104.76	0.070	-0.191	2.7	0.204
PM 48409B1	A2 - Par	104.76	0.134	-0.400	3.0	0.422
MCC A3 - Impar	A2 - Impar	33.59	0.201	-0.350	1.7	0.404
BM 4001G1	A2 - Impar	104.76	0.045	-0.110	2.4	0.118
BM 40001H1	A2 - Impar	104.76	0.045	-0.110	2.4	0.118
BM 4001C1	A2 - Impar	104.76	0.057	-0.146	2.6	0.157
BM 4001D.1	A2 - Impar	104.76	0.057	-0.146	2.6	0.157
PM 4001E1	A2 - Impar	104.76	0.084	-0.236	2.8	0.251
CM 4301A1	A2 - Impar	104.76	0.070	-0.191	2.7	0.204
PM 4402A1	A2 - Impar	104.76	0.070	-0.191	2.7	0.204
PM 4401E1	A2 - Impar	104.76	0.134	-0.400	3.0	0.422
PM 4401B1	A2 - Impar	104.76	0.134	-0.400	3.0	0.422
PM 48409A1	A2 - Impar	104.76	0.074	-0.208	2.8	0.220
Bus40	A1-BI	26.28	0.089	-0.155	1.7	0.179
C2- Par	A1-BI	28.20	1.835	-4.362	2.4	4.733
M - Par	A1-BI	27.32	0.429	-0.738	1.7	0.854
N1 - Par	A1-BI	27.07	0.820	-1.805	2.2	1.983
R1-PAR	A1-BI	26.66	1.195	-2.539	2.1	2.806
Bus27	A1-BI	68.62	1.234	-5.405	4.4	5.545
H1BT - impar	H1-MT	26.06	0.000	0.000	999.9	0.000
H1BT - par	H1-MT	26.06	0.000	0.000	999.9	0.000
Bus10	Bus9	5.58	0.042	-0.102	2.4	0.110
LL C4 - Impar	C4 - Impar	110.00	1.794	-7.869	4.4	8.071
MCC J1	Bus39	33.77	0.092	-0.154	1.7	0.180
D1 - Impar	D - Impar	41.83	0.160	-0.253	1.6	0.299
PM 6107C	D - Impar	104.76	0.094	-0.241	2.6	0.258
PM 6122C	D - Impar	104.76	0.081	-0.205	2.5	0.221
PM 6122A	D - Impar	104.76	0.094	-0.241	2.6	0.258
PM6021	D - Impar	104.76	0.043	-0.096	2.2	0.106

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **C2-Impar**

Nominal kV = 6.000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
Peak Value = 130.042 kA Method C
Steady State = 36.459 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
PM 6111C	D - Impar	104.76	0.039	-0.101	2.6	0.109
PM-6405	D - Impar	104.76	0.046	-0.104	2.2	0.114
D1- Par	D - Par	38.96	0.128	-0.201	1.6	0.239
PM 6107 D	D - Par	104.76	0.094	-0.241	2.6	0.258
PM 6111 D	D - Par	104.76	0.045	-0.100	2.2	0.110
PM 6122 B	D - Par	104.76	0.094	-0.241	2.6	0.258
PM-6406	D - Par	104.76	0.046	-0.104	2.2	0.114
Bus4	M - Impar	26.96	0.000	0.000	999.9	0.000
Bus2	M - Impar	25.83	0.130	-0.221	1.7	0.256
M1- Impar	M - Impar	35.32	0.176	-0.305	1.7	0.352
N3 - Impar	N1 - Impar	38.83	0.209	-0.367	1.8	0.422
N2 - Impar	N1 - Impar	37.19	0.185	-0.321	1.7	0.370
CM 3201 A	N1 - Impar	104.76	0.060	-0.148	2.5	0.159
PM 3067 A	N1 - Impar	104.76	0.031	-0.071	2.3	0.078
CM 3303 A	N1 - Impar	104.76	0.092	-0.260	2.8	0.276
PM 3064 A	N1 - Impar	104.76	0.032	-0.069	2.2	0.076
PM 3004 A	N1 - Impar	104.76	0.037	-0.085	2.3	0.093
PM 3008 A	N1 - Impar	104.76	0.049	-0.119	2.4	0.128
CM 3001 A	N1 - Impar	104.76	0.038	-0.087	2.3	0.095
PM 3003 A	N1 - Impar	104.76	0.050	-0.125	2.5	0.134
PM 3201 A	N1 - Impar	104.76	0.037	-0.085	2.3	0.093
R2 - Impar	R1- IMPAR	37.95	0.257	-0.454	1.8	0.522
R3 - Impar	R1- IMPAR	31.38	0.123	-0.207	1.7	0.241
R4 - Impar	R1- IMPAR	34.05	0.140	-0.240	1.7	0.278
R5 _ Impar	R1- IMPAR	31.93	0.105	-0.177	1.7	0.206
PM-0106 A	R1- IMPAR	104.76	0.105	-0.305	2.9	0.323
PM-0107 A	R1- IMPAR	104.76	0.034	-0.078	2.3	0.085
PM-0301A	R1- IMPAR	110.00	0.065	-0.169	2.6	0.181
PM-840	R1- IMPAR	104.76	0.059	-0.153	2.6	0.164
PM-0304 A	R1- IMPAR	104.76	0.050	-0.125	2.5	0.134

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **C2-Impar**

Nominal kV = 6.000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
Peak Value = 130.042 kA Method C
Steady State = 36.459 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
PM-0306 A	R1- IMPAR	104.76	0.051	-0.130	2.5	0.139
PM-0310 A	R1- IMPAR	104.76	0.034	-0.078	2.3	0.085
PM-0403A	R1- IMPAR	104.76	0.034	-0.078	2.3	0.085
PM-0472 A	R1- IMPAR	104.76	0.051	-0.130	2.5	0.139
PM-0471A	R1- IMPAR	104.76	0.038	-0.088	2.3	0.096
PM-0302	R1- IMPAR	104.76	0.054	-0.141	2.6	0.151
G1	Bus8	33.64	0.032	-0.049	1.5	0.059
Bus6	Bus25	105.27	1.356	-5.893	4.3	6.047
TG-4002	Bus23	104.76	1.105	-5.618	5.1	5.725
LL A3 - Par	MCC A3 - Par	104.76	3.049	-5.295	1.7	6.110
LL A3 - impar	MCC A3 - Impar	104.76	3.165	-5.513	1.7	6.357
MCC J2	Bus40	36.05	0.089	-0.155	1.7	0.179
Bus11	C2- Par	26.91	0.087	-0.137	1.6	0.162
Bus15	C2- Par	28.20	0.000	0.000	999.9	0.000
C4- Par	C2- Par	36.81	0.217	-0.365	1.7	0.424
PM-1402A	C2- Par	104.76	0.037	-0.105	2.8	0.111
PM-1610 B	C2- Par	104.76	0.076	-0.192	2.5	0.206
CM 1201B2	C2- Par	104.76	0.064	-0.155	2.4	0.168
PM1401B	C2- Par	104.76	0.050	-0.121	2.4	0.131
CM 3701	C2- Par	104.76	0.167	-0.491	2.9	0.519
CM 3701/2B2	C2- Par	104.76	0.527	-1.050	2.0	1.175
CM 1401.2B	C2- Par	104.76	0.057	-0.137	2.4	0.148
PM 3761B	C2- Par	110.00	0.169	-0.487	2.9	0.516
PM 3762 B	C2- Par	110.00	0.035	-0.100	2.9	0.106
CM-1601 C	C2- Par	104.76	0.125	-0.366	2.9	0.386
CM-1601 B	C2- Par	104.76	0.125	-0.366	2.9	0.386
PM-1201	C2- Par	104.76	0.099	-0.291	2.9	0.308
Bus20	M - Par	27.45	0.119	-0.205	1.7	0.237
Bus1	M - Par	26.17	0.130	-0.220	1.7	0.256
M1- Par	M - Par	36.48	0.181	-0.313	1.7	0.362

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **C2-Impar**

Nominal kV = 6.000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
Peak Value = 130.042 kA Method C
Steady State = 36.459 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
N3 - Par	N1 - Par	36.62	0.193	-0.338	1.7	0.389
N2- Par	N1 - Par	36.21	0.178	-0.306	1.7	0.354
CM 3303 B	N1 - Par	104.76	0.092	-0.260	2.8	0.276
PM 3004 B	N1 - Par	104.76	0.037	-0.085	2.3	0.093
CM 3001 B	N1 - Par	104.76	0.038	-0.087	2.3	0.095
PM 3008 B	N1 - Par	104.76	0.046	-0.113	2.4	0.122
PM 3064 B	N1 - Par	104.76	0.032	-0.069	2.2	0.076
PM 3003 B	N1 - Par	104.76	0.048	-0.119	2.5	0.129
PM 3067 B	N1 - Par	104.76	0.057	-0.145	2.5	0.155
CM 3201 B	N1 - Par	104.76	0.099	-0.282	2.9	0.299
R2 - Par	R1-PAR	37.92	0.257	-0.453	1.8	0.521
R3 - Par	R1-PAR	31.52	0.123	-0.207	1.7	0.240
R4 Par	R1-PAR	32.80	0.120	-0.203	1.7	0.236
R5 - Par	R1-PAR	32.75	0.120	-0.203	1.7	0.236
PM-0471 S	R1-PAR	104.76	0.038	-0.088	2.3	0.096
PM-0472 S	R1-PAR	104.76	0.051	-0.130	2.5	0.139
PM-0841	R1-PAR	104.76	0.054	-0.141	2.6	0.151
PM-0403 S	R1-PAR	104.76	0.034	-0.078	2.3	0.085
PM-0310 S	R1-PAR	104.76	0.034	-0.078	2.3	0.085
PM-0306 S	R1-PAR	104.76	0.051	-0.130	2.5	0.139
PM-0304 S	R1-PAR	104.76	0.050	-0.125	2.5	0.134
PM-0842	R1-PAR	104.76	0.059	-0.153	2.6	0.164
PM-0301S	R1-PAR	110.00	0.065	-0.169	2.6	0.181
PM-0107 S	R1-PAR	104.76	0.034	-0.078	2.3	0.085
PM-0106 S	R1-PAR	104.76	0.105	-0.305	2.9	0.323
Bus5	Bus27	105.28	1.234	-5.405	4.4	5.545
W3 - Impar	Bus10	6.31	0.669	-1.604	2.4	1.738

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **C2-Impar**

Nominal kV	=	6.000	
Voltage c Factor	=	1.10	(User-Defined)
Peak Value	=	130.042	kA Method C
Steady State	=	36.459	kA rms

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.01	60.264	72.098	39.576
0.02	58.381	62.074	21.091
0.03	56.068	56.987	10.197
0.04	53.697	53.922	4.930
0.05	51.376	51.483	3.315
0.06	50.321	50.350	1.712
0.07	49.282	49.290	0.884
0.08	48.260	48.262	0.457
0.09	47.255	47.256	0.236
0.10	46.270	46.270	0.188
0.15	44.341	44.341	0.009
0.20	42.477	42.477	0.000
0.25	40.688	40.688	0.000
0.30	40.688	40.688	0.000

3-Phase fault at bus: **C4 - Impar**

Nominal kV = 0.400
Voltage c Factor = 1.05 (User-Defined)
Peak Value = 136.771 kA Method C
Steady State = 49.983 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
C4 - Impar	Total	0.00	11.013	-59.909	5.4	60.913
C2-Impar	C4 - Impar	99.03	8.939	-51.199	5.7	51.974
LL C4 - Impar	C4 - Impar	105.00	2.074	-8.710	4.2	8.954
A1 - BII	C2-Impar	100.13	0.530	-3.091	5.8	3.136
Bus9	C2-Impar	94.31	0.002	-0.006	3.6	0.006
CM 1201A	C2-Impar	100.00	0.001	-0.012	10.8	0.012
PM-1610 A	C2-Impar	100.00	0.001	-0.014	12.3	0.014
CM-1601 A	C2-Impar	100.00	0.001	-0.027	32.4	0.027
CM-1702	C2-Impar	100.00	0.013	-0.080	6.0	0.081
PM-3761 A	C2-Impar	105.00	0.001	-0.036	27.2	0.036
CM-3701/2A	C2-Impar	100.00	0.043	-0.086	2.0	0.096
PM-3762 A	C2-Impar	105.00	0.000	-0.007	27.2	0.007
PM-1401 A	C2-Impar	100.00	0.001	-0.009	10.5	0.009
CM 1401.2A	C2-Impar	100.00	0.001	-0.010	9.9	0.010
PM-1402B	C2-Impar	100.00	0.000	-0.008	21.8	0.008
PM-1301	C2-Impar	100.00	0.001	-0.014	12.3	0.014
PM-1610 C	C2-Impar	100.00	0.000	-0.014	42.5	0.014
Bus39	A1 - BII	95.37	0.004	-0.009	2.3	0.010
D - Impar	A1 - BII	100.31	0.038	-0.122	3.3	0.128
M - Impar	A1 - BII	100.17	0.013	-0.031	2.4	0.033
N1 - Impar	A1 - BII	100.18	0.032	-0.100	3.1	0.105
R1- IMPAR	A1 - BII	100.17	0.048	-0.147	3.1	0.154
Bus8	A1 - BII	100.14	0.001	-0.003	2.1	0.003
Bus25	A1 - BII	97.65	0.033	-0.330	10.0	0.331
Bus23	A1 - BII	97.59	0.021	-0.313	14.8	0.314
TG-4001	A1 - BII	100.00	0.035	-0.428	12.2	0.429
TG-4003	A1 - BII	100.00	0.041	-0.500	12.2	0.502
MCC A3 - Par	A2 - Par	95.98	0.008	-0.020	2.4	0.021
PM 4401A1	A2 - Par	100.00	0.005	-0.027	5.4	0.028

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **C4 - Impar**

Nominal kV = 0.400
Voltage c Factor = 1.05 (User-Defined)
Peak Value = 136.771 kA Method C
Steady State = 49.983 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
CM 4301E1	A2 - Par	100.00	0.003	-0.011	4.3	0.011
BM 4001A1	A2 - Par	100.00	0.002	-0.008	4.1	0.009
PM 4001D1	A2 - Par	100.00	0.003	-0.013	4.6	0.014
CM 4301B1	A2 - Par	100.00	0.003	-0.011	4.3	0.011
PM 48409B1	A2 - Par	100.00	0.004	-0.023	5.0	0.023
MCC A3 - Impar	A2 - Impar	96.00	0.008	-0.020	2.4	0.022
BM 4001G1	A2 - Impar	100.00	0.002	-0.006	3.7	0.006
BM 40001H1	A2 - Impar	100.00	0.002	-0.006	3.7	0.006
BM 4001C1	A2 - Impar	100.00	0.002	-0.008	4.1	0.009
BM 4001D.1	A2 - Impar	100.00	0.002	-0.008	4.1	0.009
PM 4001E1	A2 - Impar	100.00	0.003	-0.013	4.6	0.014
CM 4301A1	A2 - Impar	100.00	0.003	-0.011	4.3	0.011
PM 4402A1	A2 - Impar	100.00	0.003	-0.011	4.3	0.011
PM 4401E1	A2 - Impar	100.00	0.004	-0.023	5.0	0.023
PM 4401B1	A2 - Impar	100.00	0.004	-0.023	5.0	0.023
PM 48409A1	A2 - Impar	100.00	0.003	-0.012	4.6	0.012
Bus40	A1-BI	100.14	0.004	-0.009	2.4	0.010
C2- Par	A1-BI	100.23	0.069	-0.250	3.6	0.259
M - Par	A1-BI	100.19	0.018	-0.043	2.4	0.047
N1 - Par	A1-BI	100.18	0.032	-0.104	3.2	0.109
R1-PAR	A1-BI	100.17	0.047	-0.146	3.1	0.154
Bus27	A1-BI	102.71	0.030	-0.302	10.2	0.304
H1BT - impar	H1-MT	100.13	0.000	0.000	999.9	0.000
H1BT - par	H1-MT	100.13	0.000	0.000	999.9	0.000
Bus10	Bus9	94.62	0.002	-0.006	3.6	0.006

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.01	60.255	77.579	48.864

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **C4 - Impar**

Nominal kV	=	0.400	
Voltage c Factor	=	1.05	(User-Defined)
Peak Value	=	136.771	kA Method C
Steady State	=	49.983	kA rms

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.02	60.005	66.297	28.190
0.03	59.309	61.462	16.126
0.04	58.493	59.216	9.225
0.05	57.712	57.967	5.435
0.06	57.341	57.426	3.127
0.07	56.978	57.007	1.799
0.08	56.625	56.634	1.035
0.09	56.281	56.284	0.596
0.10	55.946	55.947	0.356
0.15	55.250	55.250	0.023
0.20	54.590	54.590	0.001
0.25	53.970	53.970	0.000
0.30	53.970	53.970	0.000

3-Phase fault at bus: **C4- Par**

Nominal kV = 0.400
Voltage c Factor = 1.05 (User-Defined)
Peak Value = 134.095 kA Method C
Steady State = 49.983 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
C4- Par	Total	0.00	12.363	-59.356	4.8	60.629
C2- Par	C4- Par	98.99	8.929	-51.183	5.7	51.956
LL C4 - Par	C4- Par	105.00	3.434	-8.173	2.4	8.865
A1-BI	C2- Par	100.11	0.568	-3.114	5.5	3.166
Bus11	C2- Par	94.28	0.003	-0.011	3.6	0.011
Bus15	C2- Par	98.99	0.000	0.000	999.9	0.000
PM-1402A	C2- Par	100.00	0.000	-0.008	20.6	0.008
PM-1610 B	C2- Par	100.00	0.001	-0.014	11.9	0.014
CM 1201B2	C2- Par	100.00	0.001	-0.012	10.5	0.012
PM1401B	C2- Par	100.00	0.001	-0.009	10.2	0.009
CM 3701	C2- Par	100.00	0.001	-0.036	29.7	0.036
CM 3701/2B2	C2- Par	100.00	0.014	-0.080	5.8	0.082
CM 1401.2B	C2- Par	100.00	0.001	-0.010	9.7	0.010
PM 3761B	C2- Par	105.00	0.001	-0.036	25.3	0.036
PM 3762 B	C2- Par	105.00	0.000	-0.007	25.3	0.007
CM-1601 C	C2- Par	100.00	0.001	-0.027	29.7	0.027
CM-1601 B	C2- Par	100.00	0.001	-0.027	29.7	0.027
PM-1201	C2- Par	100.00	0.001	-0.021	29.7	0.021
Bus40	A1-BI	100.12	0.004	-0.009	2.4	0.010
M - Par	A1-BI	100.17	0.018	-0.043	2.4	0.047
N1 - Par	A1-BI	100.16	0.032	-0.104	3.2	0.109
R1-PAR	A1-BI	100.15	0.048	-0.147	3.1	0.154
Bus27	A1-BI	102.71	0.030	-0.303	10.0	0.305
Bus39	A1 - BII	95.36	0.004	-0.009	2.3	0.010
C2-Impar	A1 - BII	100.23	0.101	-0.265	2.6	0.284
D - Impar	A1 - BII	100.30	0.038	-0.123	3.2	0.128
M - Impar	A1 - BII	100.15	0.013	-0.031	2.4	0.033
N1 - Impar	A1 - BII	100.16	0.033	-0.100	3.1	0.105
R1- IMPAR	A1 - BII	100.15	0.048	-0.147	3.1	0.155

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **C4- Par**

Nominal kV = 0.400
Voltage c Factor = 1.05 (User-Defined)
Peak Value = 134.095 kA Method C
Steady State = 49.983 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
Bus8	A1 - BII	100.12	0.001	-0.003	2.1	0.003
Bus25	A1 - BII	97.64	0.034	-0.330	9.9	0.332
Bus23	A1 - BII	97.58	0.022	-0.314	14.4	0.314
TG-4001	A1 - BII	100.00	0.036	-0.429	11.9	0.430
TG-4003	A1 - BII	100.00	0.042	-0.502	11.9	0.503
MCC A3 - Par	A2 - Par	95.97	0.008	-0.020	2.4	0.021
PM 4401A1	A2 - Par	100.00	0.005	-0.027	5.4	0.028
CM 4301E1	A2 - Par	100.00	0.003	-0.011	4.3	0.011
BM 4001A1	A2 - Par	100.00	0.002	-0.008	4.0	0.009
PM 4001D1	A2 - Par	100.00	0.003	-0.013	4.5	0.014
CM 4301B1	A2 - Par	100.00	0.003	-0.011	4.3	0.011
PM 48409B1	A2 - Par	100.00	0.005	-0.023	5.0	0.023
MCC A3 - Impar	A2 - Impar	95.99	0.009	-0.020	2.4	0.022
BM 4001G1	A2 - Impar	100.00	0.002	-0.006	3.7	0.007
BM 40001H1	A2 - Impar	100.00	0.002	-0.006	3.7	0.007
BM 4001C1	A2 - Impar	100.00	0.002	-0.008	4.0	0.009
BM 4001D.1	A2 - Impar	100.00	0.002	-0.008	4.0	0.009
PM 4001E1	A2 - Impar	100.00	0.003	-0.013	4.5	0.014
CM 4301A1	A2 - Impar	100.00	0.003	-0.011	4.3	0.011
PM 4402A1	A2 - Impar	100.00	0.003	-0.011	4.3	0.011
PM 4401E1	A2 - Impar	100.00	0.005	-0.023	5.0	0.023
PM 4401B1	A2 - Impar	100.00	0.005	-0.023	5.0	0.023
PM 48409A1	A2 - Impar	100.00	0.003	-0.012	4.5	0.012
H1BT - impar	H1-MT	100.11	0.000	0.000	999.9	0.000
H1BT - par	H1-MT	100.11	0.000	0.000	999.9	0.000
Bus12	Bus11	94.85	0.003	-0.011	3.6	0.011
W7	Bus15	98.99	0.000	0.000	999.9	0.000

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **C4- Par**

Nominal kV	=	0.400	
Voltage c Factor	=	1.05	(User-Defined)
Peak Value	=	134.095	kA Method C
Steady State	=	49.983	kA rms

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.01	59.990	76.373	47.267
0.02	59.746	65.704	27.338
0.03	59.069	61.053	15.437
0.04	58.276	58.925	8.717
0.05	57.517	57.752	5.208
0.06	57.157	57.234	2.974
0.07	56.805	56.830	1.698
0.08	56.462	56.470	0.970
0.09	56.128	56.131	0.554
0.10	55.803	55.804	0.336
0.15	55.128	55.128	0.021
0.20	54.489	54.489	0.001
0.25	53.888	53.888	0.000
0.30	53.888	53.888	0.000

3-Phase fault at bus: **D - Impar**

Nominal kV = 6.000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
Peak Value = 64.591 kA Method C
Steady State = 27.016 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
D - Impar	Total	0.00	21.236	-32.153	1.5	38.533
A1 - BII	D - Impar	66.81	20.535	-29.238	1.4	35.729
D1 - Impar	D - Impar	21.21	0.140	-0.358	2.6	0.384
PM 6107C	D - Impar	104.76	0.060	-0.326	5.5	0.332
PM 6122C	D - Impar	104.76	0.053	-0.278	5.3	0.283
PM 6122A	D - Impar	104.76	0.060	-0.326	5.5	0.332
PM6021	D - Impar	104.76	0.031	-0.132	4.2	0.135
PM 6111C	D - Impar	104.76	0.025	-0.137	5.5	0.139
PM-6405	D - Impar	104.76	0.034	-0.142	4.2	0.146
D1- Par	D - Par	16.90	0.113	-0.284	2.5	0.306
PM 6107 D	D - Par	104.76	0.060	-0.326	5.5	0.332
PM 6111 D	D - Par	104.76	0.032	-0.137	4.2	0.141
PM 6122 B	D - Par	104.76	0.060	-0.326	5.5	0.332
PM-6406	D - Par	104.76	0.034	-0.142	4.2	0.146
Bus39	A1 - BII	63.76	0.080	-0.071	0.9	0.107
C2-Impar	A1 - BII	68.16	2.196	-2.158	1.0	3.079
M - Impar	A1 - BII	67.34	0.268	-0.244	0.9	0.362
N1 - Impar	A1 - BII	67.38	0.775	-0.840	1.1	1.143
R1- IMPAR	A1 - BII	67.15	1.137	-1.235	1.1	1.678
Bus8	A1 - BII	67.01	0.027	-0.022	0.8	0.035
Bus25	A1 - BII	81.99	1.820	-3.105	1.7	3.600
Bus23	A1 - BII	81.90	1.629	-2.994	1.8	3.408
TG-4001	A1 - BII	104.76	2.289	-4.063	1.8	4.663
TG-4003	A1 - BII	104.76	2.677	-4.753	1.8	5.455
MCC A3 - Par	A2 - Par	67.51	0.170	-0.156	0.9	0.231
PM 4401A1	A2 - Par	104.76	0.173	-0.245	1.4	0.300
CM 4301E1	A2 - Par	104.76	0.074	-0.096	1.3	0.121
BM 4001A1	A2 - Par	104.76	0.058	-0.073	1.3	0.093
PM 4001D1	A2 - Par	104.76	0.090	-0.119	1.3	0.149
CM 4301B1	A2 - Par	104.76	0.074	-0.096	1.3	0.121

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **D - Impar**

Nominal kV = 6.000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
Peak Value = 64.591 kA Method C
Steady State = 27.016 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
PM 48409B1	A2 - Par	104.76	0.147	-0.203	1.4	0.251
MCC A3 - Impar	A2 - Impar	67.68	0.177	-0.163	0.9	0.240
BM 4001G1	A2 - Impar	104.76	0.045	-0.054	1.2	0.071
BM 40001H1	A2 - Impar	104.76	0.045	-0.054	1.2	0.071
BM 4001C1	A2 - Impar	104.76	0.058	-0.073	1.3	0.093
BM 4001D.1	A2 - Impar	104.76	0.058	-0.073	1.3	0.093
PM 4001E1	A2 - Impar	104.76	0.090	-0.119	1.3	0.149
CM 4301A1	A2 - Impar	104.76	0.074	-0.096	1.3	0.121
PM 4402A1	A2 - Impar	104.76	0.074	-0.096	1.3	0.121
PM 4401E1	A2 - Impar	104.76	0.147	-0.203	1.4	0.251
PM 4401B1	A2 - Impar	104.76	0.147	-0.203	1.4	0.251
PM 48409A1	A2 - Impar	104.76	0.079	-0.105	1.3	0.131
Bus40	A1-BI	66.95	0.078	-0.072	0.9	0.107
C2- Par	A1-BI	68.07	1.820	-2.151	1.2	2.817
M - Par	A1-BI	67.55	0.375	-0.343	0.9	0.508
N1 - Par	A1-BI	67.40	0.788	-0.879	1.1	1.180
R1-PAR	A1-BI	67.14	1.131	-1.229	1.1	1.670
Bus27	A1-BI	87.75	1.665	-2.850	1.7	3.301
H1BT - impar	H1-MT	66.81	0.000	0.000	999.9	0.000
H1BT - par	H1-MT	66.81	0.000	0.000	999.9	0.000
LL D1 - Impar	D1 - Impar	104.76	2.209	-5.633	2.6	6.051
LL D1 - Par	D1- Par	104.76	1.782	-4.481	2.5	4.822
MCC J1	Bus39	68.02	0.080	-0.071	0.9	0.107
Bus9	C2-Impar	64.93	0.040	-0.034	0.8	0.052
C4 - Impar	C2-Impar	72.94	0.163	-0.194	1.2	0.253
CM 1201A	C2-Impar	104.76	0.064	-0.077	1.2	0.099
PM-1610 A	C2-Impar	104.76	0.077	-0.095	1.2	0.122
CM-1601 A	C2-Impar	104.76	0.135	-0.185	1.4	0.229
CM-1702	C2-Impar	104.76	0.485	-0.505	1.0	0.700
PM-3761 A	C2-Impar	110.00	0.182	-0.246	1.3	0.306

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **D - Impar**

Nominal kV = 6.000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
Peak Value = 64.591 kA Method C
Steady State = 27.016 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
CM-3701/2A	C2-Impar	104.76	0.721	-0.402	0.6	0.825
PM-3762 A	C2-Impar	110.00	0.037	-0.051	1.3	0.063
PM-1401 A	C2-Impar	104.76	0.050	-0.060	1.2	0.078
CM 1401.2A	C2-Impar	104.76	0.057	-0.067	1.2	0.088
PM-1402B	C2-Impar	104.76	0.040	-0.053	1.3	0.066
PM-1301	C2-Impar	104.76	0.074	-0.092	1.2	0.118
PM-1610 C	C2-Impar	104.76	0.072	-0.099	1.4	0.122
Bus4	M - Impar	67.34	0.000	0.000	999.9	0.000
Bus2	M - Impar	64.22	0.113	-0.103	0.9	0.153
M1- Impar	M - Impar	68.57	0.154	-0.142	0.9	0.210
N3 - Impar	N1 - Impar	72.79	0.184	-0.171	0.9	0.251
N2 - Impar	N1 - Impar	72.05	0.162	-0.149	0.9	0.221
CM 3201 A	N1 - Impar	104.76	0.060	-0.073	1.2	0.095
PM 3067 A	N1 - Impar	104.76	0.031	-0.035	1.1	0.046
CM 3303 A	N1 - Impar	104.76	0.099	-0.131	1.3	0.164
PM 3064 A	N1 - Impar	104.76	0.030	-0.034	1.1	0.045
PM 3004 A	N1 - Impar	104.76	0.036	-0.042	1.2	0.055
PM 3008 A	N1 - Impar	104.76	0.049	-0.059	1.2	0.076
CM 3001 A	N1 - Impar	104.76	0.037	-0.043	1.2	0.057
PM 3003 A	N1 - Impar	104.76	0.051	-0.062	1.2	0.080
PM 3201 A	N1 - Impar	104.76	0.036	-0.042	1.2	0.055
R2 - Impar	R1- IMPAR	72.31	0.227	-0.212	0.9	0.311
R3 - Impar	R1- IMPAR	69.36	0.107	-0.096	0.9	0.143
R4 - Impar	R1- IMPAR	70.56	0.122	-0.111	0.9	0.165
R5 _ Impar	R1- IMPAR	69.61	0.091	-0.082	0.9	0.122
PM-0106 A	R1- IMPAR	104.76	0.114	-0.155	1.4	0.192
PM-0107 A	R1- IMPAR	104.76	0.033	-0.038	1.1	0.050
PM-0301A	R1- IMPAR	110.00	0.067	-0.084	1.3	0.108
PM-840	R1- IMPAR	104.76	0.061	-0.076	1.3	0.098
PM-0304 A	R1- IMPAR	104.76	0.050	-0.062	1.2	0.080

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **D - Impar**

Nominal kV = 6.000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
Peak Value = 64.591 kA Method C
Steady State = 27.016 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
PM-0306 A	R1- IMPAR	104.76	0.052	-0.064	1.2	0.083
PM-0310 A	R1- IMPAR	104.76	0.033	-0.038	1.1	0.050
PM-0403A	R1- IMPAR	104.76	0.033	-0.038	1.1	0.050
PM-0472 A	R1- IMPAR	104.76	0.052	-0.064	1.2	0.083
PM-0471A	R1- IMPAR	104.76	0.037	-0.043	1.1	0.057
PM-0302	R1- IMPAR	104.76	0.056	-0.071	1.3	0.090
G1	Bus8	68.43	0.027	-0.022	0.8	0.035
Bus6	Bus25	106.91	1.820	-3.105	1.7	3.600
TG-4002	Bus23	104.76	1.629	-2.994	1.8	3.408
LL A3 - Par	MCC A3 - Par	104.76	2.675	-2.464	0.9	3.637
LL A3 - impar	MCC A3 - Impar	104.76	2.780	-2.567	0.9	3.784
MCC J2	Bus40	71.45	0.078	-0.072	0.9	0.107
Bus11	C2- Par	64.86	0.074	-0.063	0.8	0.097
Bus15	C2- Par	68.07	0.000	0.000	999.9	0.000
C4- Par	C2- Par	72.05	0.188	-0.169	0.9	0.253
PM-1402A	C2- Par	104.76	0.040	-0.053	1.3	0.066
PM-1610 B	C2- Par	104.76	0.078	-0.095	1.2	0.123
CM 1201B2	C2- Par	104.76	0.064	-0.077	1.2	0.100
PM1401B	C2- Par	104.76	0.050	-0.060	1.2	0.078
CM 3701	C2- Par	104.76	0.182	-0.249	1.4	0.309
CM 3701/2B2	C2- Par	104.76	0.486	-0.502	1.0	0.699
CM 1401.2B	C2- Par	104.76	0.057	-0.067	1.2	0.088
PM 3761B	C2- Par	110.00	0.183	-0.246	1.3	0.307
PM 3762 B	C2- Par	110.00	0.038	-0.051	1.3	0.063
CM-1601 C	C2- Par	104.76	0.136	-0.185	1.4	0.230
CM-1601 B	C2- Par	104.76	0.136	-0.185	1.4	0.230
PM-1201	C2- Par	104.76	0.108	-0.148	1.4	0.183
Bus20	M - Par	67.63	0.104	-0.095	0.9	0.141
Bus1	M - Par	64.42	0.113	-0.102	0.9	0.152
M1- Par	M - Par	69.14	0.158	-0.146	0.9	0.215

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **D - Impar**

Nominal kV = 6.000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
Peak Value = 64.591 kA Method C
Steady State = 27.016 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
N3 - Par	N1 - Par	69.16	0.170	-0.157	0.9	0.232
N2- Par	N1 - Par	71.62	0.156	-0.142	0.9	0.211
CM 3303 B	N1 - Par	104.76	0.099	-0.131	1.3	0.164
PM 3004 B	N1 - Par	104.76	0.036	-0.042	1.2	0.055
CM 3001 B	N1 - Par	104.76	0.037	-0.043	1.2	0.057
PM 3008 B	N1 - Par	104.76	0.046	-0.056	1.2	0.073
PM 3064 B	N1 - Par	104.76	0.030	-0.034	1.1	0.045
PM 3003 B	N1 - Par	104.76	0.049	-0.059	1.2	0.077
PM 3067 B	N1 - Par	104.76	0.058	-0.072	1.2	0.093
CM 3201 B	N1 - Par	104.76	0.106	-0.143	1.3	0.178
R2 - Par	R1-PAR	72.30	0.227	-0.212	0.9	0.310
R3 - Par	R1-PAR	69.42	0.107	-0.095	0.9	0.143
R4 Par	R1-PAR	70.00	0.104	-0.094	0.9	0.140
R5 - Par	R1-PAR	69.98	0.104	-0.094	0.9	0.140
PM-0471 S	R1-PAR	104.76	0.037	-0.043	1.1	0.057
PM-0472 S	R1-PAR	104.76	0.052	-0.064	1.2	0.083
PM-0841	R1-PAR	104.76	0.056	-0.071	1.3	0.090
PM-0403 S	R1-PAR	104.76	0.033	-0.038	1.1	0.050
PM-0310 S	R1-PAR	104.76	0.033	-0.038	1.1	0.050
PM-0306 S	R1-PAR	104.76	0.052	-0.064	1.2	0.083
PM-0304 S	R1-PAR	104.76	0.050	-0.062	1.2	0.080
PM-0842	R1-PAR	104.76	0.061	-0.076	1.3	0.098
PM-0301S	R1-PAR	110.00	0.067	-0.084	1.3	0.108
PM-0107 S	R1-PAR	104.76	0.033	-0.038	1.1	0.050
PM-0106 S	R1-PAR	104.76	0.114	-0.155	1.4	0.192
Bus5	Bus27	106.93	1.665	-2.850	1.7	3.301
D - Par	D - Impar	0.00	0.299	-1.216	4.1	1.252

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **D - Impar**

Nominal kV	=	6.000	
Voltage c Factor	=	1.10	(User-Defined)
Peak Value	=	64.591	kA Method C
Steady State	=	27.016	kA rms

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.01	37.535	38.782	9.755
0.02	36.966	37.060	2.629
0.03	36.260	36.265	0.577
0.04	35.528	35.528	0.127
0.05	34.802	34.802	0.049
0.06	34.467	34.467	0.012
0.07	34.135	34.135	0.003
0.08	33.806	33.806	0.001
0.09	33.479	33.479	0.000
0.10	33.157	33.157	0.000
0.15	32.494	32.494	0.000
0.20	31.843	31.843	0.000
0.25	31.206	31.206	0.000
0.30	31.206	31.206	0.000

3-Phase fault at bus: **D - Par**

Nominal kV = 6.000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
Peak Value = 64.591 kA Method C
Steady State = 27.016 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
D - Par	Total	0.00	21.236	-32.153	1.5	38.533
D1- Par	D - Par	16.90	0.113	-0.284	2.5	0.306
PM 6107 D	D - Par	104.76	0.060	-0.326	5.5	0.332
PM 6111 D	D - Par	104.76	0.032	-0.137	4.2	0.141
PM 6122 B	D - Par	104.76	0.060	-0.326	5.5	0.332
PM-6406	D - Par	104.76	0.034	-0.142	4.2	0.146
A1 - BII	D - Impar	66.81	20.535	-29.238	1.4	35.729
D1 - Impar	D - Impar	21.21	0.140	-0.358	2.6	0.384
PM 6107C	D - Impar	104.76	0.060	-0.326	5.5	0.332
PM 6122C	D - Impar	104.76	0.053	-0.278	5.3	0.283
PM 6122A	D - Impar	104.76	0.060	-0.326	5.5	0.332
PM6021	D - Impar	104.76	0.031	-0.132	4.2	0.135
PM 6111C	D - Impar	104.76	0.025	-0.137	5.5	0.139
PM-6405	D - Impar	104.76	0.034	-0.142	4.2	0.146
LL D1 - Par	D1- Par	104.76	1.782	-4.481	2.5	4.822
Bus39	A1 - BII	63.76	0.080	-0.071	0.9	0.107
C2-Impar	A1 - BII	68.16	2.196	-2.158	1.0	3.079
M - Impar	A1 - BII	67.34	0.268	-0.244	0.9	0.362
N1 - Impar	A1 - BII	67.38	0.775	-0.840	1.1	1.143
R1- IMPAR	A1 - BII	67.15	1.137	-1.235	1.1	1.678
Bus8	A1 - BII	67.01	0.027	-0.022	0.8	0.035
Bus25	A1 - BII	81.99	1.820	-3.105	1.7	3.600
Bus23	A1 - BII	81.90	1.629	-2.994	1.8	3.408
TG-4001	A1 - BII	104.76	2.289	-4.063	1.8	4.663
TG-4003	A1 - BII	104.76	2.677	-4.753	1.8	5.455
MCC A3 - Par	A2 - Par	67.51	0.170	-0.156	0.9	0.231
PM 4401A1	A2 - Par	104.76	0.173	-0.245	1.4	0.300
CM 4301E1	A2 - Par	104.76	0.074	-0.096	1.3	0.121
BM 4001A1	A2 - Par	104.76	0.058	-0.073	1.3	0.093
PM 4001D1	A2 - Par	104.76	0.090	-0.119	1.3	0.149

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **D - Par**

Nominal kV = 6.000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
Peak Value = 64.591 kA Method C
Steady State = 27.016 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
CM 4301B1	A2 - Par	104.76	0.074	-0.096	1.3	0.121
PM 48409B1	A2 - Par	104.76	0.147	-0.203	1.4	0.251
MCC A3 - Impar	A2 - Impar	67.68	0.177	-0.163	0.9	0.240
BM 4001G1	A2 - Impar	104.76	0.045	-0.054	1.2	0.071
BM 40001H1	A2 - Impar	104.76	0.045	-0.054	1.2	0.071
BM 4001C1	A2 - Impar	104.76	0.058	-0.073	1.3	0.093
BM 4001D.1	A2 - Impar	104.76	0.058	-0.073	1.3	0.093
PM 4001E1	A2 - Impar	104.76	0.090	-0.119	1.3	0.149
CM 4301A1	A2 - Impar	104.76	0.074	-0.096	1.3	0.121
PM 4402A1	A2 - Impar	104.76	0.074	-0.096	1.3	0.121
PM 4401E1	A2 - Impar	104.76	0.147	-0.203	1.4	0.251
PM 4401B1	A2 - Impar	104.76	0.147	-0.203	1.4	0.251
PM 48409A1	A2 - Impar	104.76	0.079	-0.105	1.3	0.131
Bus40	A1-BI	66.95	0.078	-0.072	0.9	0.107
C2- Par	A1-BI	68.07	1.820	-2.151	1.2	2.817
M - Par	A1-BI	67.55	0.375	-0.343	0.9	0.508
N1 - Par	A1-BI	67.40	0.788	-0.879	1.1	1.180
R1-PAR	A1-BI	67.14	1.131	-1.229	1.1	1.670
Bus27	A1-BI	87.75	1.665	-2.850	1.7	3.301
H1BT - impar	H1-MT	66.81	0.000	0.000	999.9	0.000
H1BT - par	H1-MT	66.81	0.000	0.000	999.9	0.000
LL D1 - Impar	D1 - Impar	104.76	2.209	-5.633	2.6	6.051
MCC J1	Bus39	68.02	0.080	-0.071	0.9	0.107
Bus9	C2-Impar	64.93	0.040	-0.034	0.8	0.052
C4 - Impar	C2-Impar	72.94	0.163	-0.194	1.2	0.253
CM 1201A	C2-Impar	104.76	0.064	-0.077	1.2	0.099
PM-1610 A	C2-Impar	104.76	0.077	-0.095	1.2	0.122
CM-1601 A	C2-Impar	104.76	0.135	-0.185	1.4	0.229
CM-1702	C2-Impar	104.76	0.485	-0.505	1.0	0.700
PM-3761 A	C2-Impar	110.00	0.182	-0.246	1.3	0.306

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **D - Par**

Nominal kV = 6.000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
Peak Value = 64.591 kA Method C
Steady State = 27.016 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
CM-3701/2A	C2-Impar	104.76	0.721	-0.402	0.6	0.825
PM-3762 A	C2-Impar	110.00	0.037	-0.051	1.3	0.063
PM-1401 A	C2-Impar	104.76	0.050	-0.060	1.2	0.078
CM 1401.2A	C2-Impar	104.76	0.057	-0.067	1.2	0.088
PM-1402B	C2-Impar	104.76	0.040	-0.053	1.3	0.066
PM-1301	C2-Impar	104.76	0.074	-0.092	1.2	0.118
PM-1610 C	C2-Impar	104.76	0.072	-0.099	1.4	0.122
Bus4	M - Impar	67.34	0.000	0.000	999.9	0.000
Bus2	M - Impar	64.22	0.113	-0.103	0.9	0.153
M1- Impar	M - Impar	68.57	0.154	-0.142	0.9	0.210
N3 - Impar	N1 - Impar	72.79	0.184	-0.171	0.9	0.251
N2 - Impar	N1 - Impar	72.05	0.162	-0.149	0.9	0.221
CM 3201 A	N1 - Impar	104.76	0.060	-0.073	1.2	0.095
PM 3067 A	N1 - Impar	104.76	0.031	-0.035	1.1	0.046
CM 3303 A	N1 - Impar	104.76	0.099	-0.131	1.3	0.164
PM 3064 A	N1 - Impar	104.76	0.030	-0.034	1.1	0.045
PM 3004 A	N1 - Impar	104.76	0.036	-0.042	1.2	0.055
PM 3008 A	N1 - Impar	104.76	0.049	-0.059	1.2	0.076
CM 3001 A	N1 - Impar	104.76	0.037	-0.043	1.2	0.057
PM 3003 A	N1 - Impar	104.76	0.051	-0.062	1.2	0.080
PM 3201 A	N1 - Impar	104.76	0.036	-0.042	1.2	0.055
R2 - Impar	R1- IMPAR	72.31	0.227	-0.212	0.9	0.311
R3 - Impar	R1- IMPAR	69.36	0.107	-0.096	0.9	0.143
R4 - Impar	R1- IMPAR	70.56	0.122	-0.111	0.9	0.165
R5 _ Impar	R1- IMPAR	69.61	0.091	-0.082	0.9	0.122
PM-0106 A	R1- IMPAR	104.76	0.114	-0.155	1.4	0.192
PM-0107 A	R1- IMPAR	104.76	0.033	-0.038	1.1	0.050
PM-0301A	R1- IMPAR	110.00	0.067	-0.084	1.3	0.108
PM-840	R1- IMPAR	104.76	0.061	-0.076	1.3	0.098
PM-0304 A	R1- IMPAR	104.76	0.050	-0.062	1.2	0.080

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **D - Par**

Nominal kV = 6.000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
Peak Value = 64.591 kA Method C
Steady State = 27.016 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
PM-0306 A	R1- IMPAR	104.76	0.052	-0.064	1.2	0.083
PM-0310 A	R1- IMPAR	104.76	0.033	-0.038	1.1	0.050
PM-0403A	R1- IMPAR	104.76	0.033	-0.038	1.1	0.050
PM-0472 A	R1- IMPAR	104.76	0.052	-0.064	1.2	0.083
PM-0471A	R1- IMPAR	104.76	0.037	-0.043	1.1	0.057
PM-0302	R1- IMPAR	104.76	0.056	-0.071	1.3	0.090
G1	Bus8	68.43	0.027	-0.022	0.8	0.035
Bus6	Bus25	106.91	1.820	-3.105	1.7	3.600
TG-4002	Bus23	104.76	1.629	-2.994	1.8	3.408
LL A3 - Par	MCC A3 - Par	104.76	2.675	-2.464	0.9	3.637
LL A3 - impar	MCC A3 - Impar	104.76	2.780	-2.567	0.9	3.784
MCC J2	Bus40	71.45	0.078	-0.072	0.9	0.107
Bus11	C2- Par	64.86	0.074	-0.063	0.8	0.097
Bus15	C2- Par	68.07	0.000	0.000	999.9	0.000
C4- Par	C2- Par	72.05	0.188	-0.169	0.9	0.253
PM-1402A	C2- Par	104.76	0.040	-0.053	1.3	0.066
PM-1610 B	C2- Par	104.76	0.078	-0.095	1.2	0.123
CM 1201B2	C2- Par	104.76	0.064	-0.077	1.2	0.100
PM1401B	C2- Par	104.76	0.050	-0.060	1.2	0.078
CM 3701	C2- Par	104.76	0.182	-0.249	1.4	0.309
CM 3701/2B2	C2- Par	104.76	0.486	-0.502	1.0	0.699
CM 1401.2B	C2- Par	104.76	0.057	-0.067	1.2	0.088
PM 3761B	C2- Par	110.00	0.183	-0.246	1.3	0.307
PM 3762 B	C2- Par	110.00	0.038	-0.051	1.3	0.063
CM-1601 C	C2- Par	104.76	0.136	-0.185	1.4	0.230
CM-1601 B	C2- Par	104.76	0.136	-0.185	1.4	0.230
PM-1201	C2- Par	104.76	0.108	-0.148	1.4	0.183
Bus20	M - Par	67.63	0.104	-0.095	0.9	0.141
Bus1	M - Par	64.42	0.113	-0.102	0.9	0.152
M1- Par	M - Par	69.14	0.158	-0.146	0.9	0.215

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **D - Par**

Nominal kV = 6.000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
Peak Value = 64.591 kA Method C
Steady State = 27.016 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
N3 - Par	N1 - Par	69.16	0.170	-0.157	0.9	0.232
N2- Par	N1 - Par	71.62	0.156	-0.142	0.9	0.211
CM 3303 B	N1 - Par	104.76	0.099	-0.131	1.3	0.164
PM 3004 B	N1 - Par	104.76	0.036	-0.042	1.2	0.055
CM 3001 B	N1 - Par	104.76	0.037	-0.043	1.2	0.057
PM 3008 B	N1 - Par	104.76	0.046	-0.056	1.2	0.073
PM 3064 B	N1 - Par	104.76	0.030	-0.034	1.1	0.045
PM 3003 B	N1 - Par	104.76	0.049	-0.059	1.2	0.077
PM 3067 B	N1 - Par	104.76	0.058	-0.072	1.2	0.093
CM 3201 B	N1 - Par	104.76	0.106	-0.143	1.3	0.178
R2 - Par	R1-PAR	72.30	0.227	-0.212	0.9	0.310
R3 - Par	R1-PAR	69.42	0.107	-0.095	0.9	0.143
R4 Par	R1-PAR	70.00	0.104	-0.094	0.9	0.140
R5 - Par	R1-PAR	69.98	0.104	-0.094	0.9	0.140
PM-0471 S	R1-PAR	104.76	0.037	-0.043	1.1	0.057
PM-0472 S	R1-PAR	104.76	0.052	-0.064	1.2	0.083
PM-0841	R1-PAR	104.76	0.056	-0.071	1.3	0.090
PM-0403 S	R1-PAR	104.76	0.033	-0.038	1.1	0.050
PM-0310 S	R1-PAR	104.76	0.033	-0.038	1.1	0.050
PM-0306 S	R1-PAR	104.76	0.052	-0.064	1.2	0.083
PM-0304 S	R1-PAR	104.76	0.050	-0.062	1.2	0.080
PM-0842	R1-PAR	104.76	0.061	-0.076	1.3	0.098
PM-0301S	R1-PAR	110.00	0.067	-0.084	1.3	0.108
PM-0107 S	R1-PAR	104.76	0.033	-0.038	1.1	0.050
PM-0106 S	R1-PAR	104.76	0.114	-0.155	1.4	0.192
Bus5	Bus27	106.93	1.665	-2.850	1.7	3.301
D - Impar	D - Par	0.00	20.938	-30.938	1.5	37.357

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **D - Par**

Nominal kV	=	6.000	
Voltage c Factor	=	1.10	(User-Defined)
Peak Value	=	64.591	kA Method C
Steady State	=	27.016	kA rms

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.01	37.535	38.782	9.755
0.02	36.966	37.060	2.629
0.03	36.260	36.265	0.577
0.04	35.528	35.528	0.127
0.05	34.802	34.802	0.049
0.06	34.467	34.467	0.012
0.07	34.135	34.135	0.003
0.08	33.806	33.806	0.001
0.09	33.479	33.479	0.000
0.10	33.157	33.157	0.000
0.15	32.494	32.494	0.000
0.20	31.843	31.843	0.000
0.25	31.206	31.206	0.000
0.30	31.206	31.206	0.000

3-Phase fault at bus: **D1 - Impar**

Nominal kV = 0.400
Voltage c Factor = 1.05 (User-Defined)
Peak Value = 71.339 kA Method C
Steady State = 28.034 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
D1 - Impar	Total	0.00	11.192	-34.380	3.1	36.156
D - Impar	D1 - Impar	105.25	8.250	-27.380	3.3	28.596
LL D1 - Impar	D1 - Impar	105.00	2.941	-7.000	2.4	7.593
A1 - BII	D - Impar	107.76	0.533	-1.614	3.0	1.700
PM 6107C	D - Impar	105.00	-0.002	-0.016	8.9	0.016
PM 6122C	D - Impar	105.00	-0.001	-0.013	9.4	0.013
PM 6122A	D - Impar	105.00	-0.002	-0.016	8.9	0.016
PM6021	D - Impar	105.00	0.000	-0.006	16.2	0.006
PM 6111C	D - Impar	105.00	-0.001	-0.007	8.9	0.007
PM-6405	D - Impar	105.00	0.000	-0.007	16.4	0.007
D1- Par	D - Par	101.03	0.001	-0.015	11.7	0.015
PM 6107 D	D - Par	105.00	-0.002	-0.016	8.9	0.016
PM 6111 D	D - Par	105.00	0.000	-0.007	16.2	0.007
PM 6122 B	D - Par	105.00	-0.002	-0.016	8.9	0.016
PM-6406	D - Par	105.00	0.000	-0.007	16.4	0.007
Bus39	A1 - BII	102.64	0.003	-0.004	1.6	0.005
C2-Impar	A1 - BII	107.83	0.070	-0.129	1.8	0.147
M - Impar	A1 - BII	107.79	0.009	-0.015	1.7	0.017
N1 - Impar	A1 - BII	107.79	0.024	-0.049	2.1	0.054
R1- IMPAR	A1 - BII	107.78	0.035	-0.072	2.1	0.080
Bus8	A1 - BII	107.77	0.001	-0.001	1.5	0.002
Bus25	A1 - BII	103.79	0.040	-0.166	4.1	0.171
Bus23	A1 - BII	103.77	0.033	-0.159	4.8	0.162
TG-4001	A1 - BII	105.00	0.048	-0.217	4.5	0.222
TG-4003	A1 - BII	105.00	0.057	-0.253	4.5	0.260
MCC A3 - Par	A2 - Par	102.94	0.006	-0.009	1.7	0.011
PM 4401A1	A2 - Par	105.00	0.004	-0.014	3.0	0.014
CM 4301E1	A2 - Par	105.00	0.002	-0.005	2.6	0.006
BM 4001A1	A2 - Par	105.00	0.002	-0.004	2.5	0.004

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **D1 - Impar**

Nominal kV = 0.400
Voltage c Factor = 1.05 (User-Defined)
Peak Value = 71.339 kA Method C
Steady State = 28.034 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
PM 4001D1	A2 - Par	105.00	0.002	-0.007	2.7	0.007
CM 4301B1	A2 - Par	105.00	0.002	-0.005	2.6	0.006
PM 48409B1	A2 - Par	105.00	0.004	-0.011	2.9	0.012
MCC A3 - Impar	A2 - Impar	102.95	0.006	-0.010	1.7	0.011
BM 4001G1	A2 - Impar	105.00	0.001	-0.003	2.4	0.003
BM 40001H1	A2 - Impar	105.00	0.001	-0.003	2.4	0.003
BM 4001C1	A2 - Impar	105.00	0.002	-0.004	2.5	0.004
BM 4001D.1	A2 - Impar	105.00	0.002	-0.004	2.5	0.004
PM 4001E1	A2 - Impar	105.00	0.002	-0.007	2.7	0.007
CM 4301A1	A2 - Impar	105.00	0.002	-0.005	2.6	0.006
PM 4402A1	A2 - Impar	105.00	0.002	-0.005	2.6	0.006
PM 4401E1	A2 - Impar	105.00	0.004	-0.011	2.9	0.012
PM 4401B1	A2 - Impar	105.00	0.004	-0.011	2.9	0.012
PM 48409A1	A2 - Impar	105.00	0.002	-0.006	2.7	0.006
Bus40	A1-BI	107.77	0.003	-0.004	1.7	0.005
C2- Par	A1-BI	107.82	0.053	-0.123	2.3	0.134
M - Par	A1-BI	107.80	0.012	-0.021	1.7	0.024
N1 - Par	A1-BI	107.79	0.024	-0.051	2.1	0.056
R1-PAR	A1-BI	107.78	0.035	-0.072	2.1	0.079
Bus27	A1-BI	109.08	0.037	-0.153	4.2	0.157
H1BT - impar	H1-MT	107.76	0.000	0.000	999.9	0.000
H1BT - par	H1-MT	107.76	0.000	0.000	999.9	0.000
LL D1 - Par	D1- Par	105.00	0.020	-0.229	11.7	0.229

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.01	35.572	40.283	18.905
0.02	35.297	36.020	7.181
0.03	34.553	34.658	2.691

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **D1 - Impar**

Nominal kV	=	0.400	
Voltage c Factor	=	1.05	(User-Defined)
Peak Value	=	71.339	kA Method C
Steady State	=	28.034	kA rms

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.04	33.836	33.851	1.008
0.05	33.149	33.152	0.391
0.06	32.823	32.823	0.148
0.07	32.504	32.504	0.056
0.08	32.193	32.193	0.021
0.09	31.890	31.890	0.008
0.10	31.596	31.596	0.003
0.15	30.991	30.991	0.000
0.20	30.418	30.418	0.000
0.25	29.879	29.879	0.000
0.30	29.879	29.879	0.000

3-Phase fault at bus: **D1- Par**

Nominal kV = 0.400
Voltage c Factor = 1.05 (User-Defined)
Peak Value = 67.972 kA Method C
Steady State = 28.034 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
D1- Par	Total	0.00	10.479	-32.690	3.1	34.328
D - Par	D1- Par	105.26	8.250	-27.383	3.3	28.599
LL D1 - Par	D1- Par	105.00	2.230	-5.307	2.4	5.756
PM 6107 D	D - Par	105.00	-0.002	-0.016	8.9	0.016
PM 6111 D	D - Par	105.00	0.000	-0.007	16.3	0.007
PM 6122 B	D - Par	105.00	-0.002	-0.016	8.9	0.016
PM-6406	D - Par	105.00	0.000	-0.007	16.5	0.007
A1 - BII	D - Impar	107.77	0.533	-1.611	3.0	1.697
D1 - Impar	D - Impar	101.23	0.001	-0.018	12.3	0.018
PM 6107C	D - Impar	105.00	-0.002	-0.016	8.9	0.016
PM 6122C	D - Impar	105.00	-0.001	-0.013	9.5	0.013
PM 6122A	D - Impar	105.00	-0.002	-0.016	8.9	0.016
PM6021	D - Impar	105.00	0.000	-0.006	16.3	0.006
PM 6111C	D - Impar	105.00	-0.001	-0.007	8.9	0.007
PM-6405	D - Impar	105.00	0.000	-0.007	16.5	0.007
Bus39	A1 - BII	102.64	0.003	-0.004	1.6	0.005
C2-Impar	A1 - BII	107.83	0.070	-0.128	1.8	0.146
M - Impar	A1 - BII	107.79	0.009	-0.015	1.7	0.017
N1 - Impar	A1 - BII	107.80	0.024	-0.049	2.1	0.054
R1- IMPAR	A1 - BII	107.79	0.035	-0.072	2.1	0.080
Bus8	A1 - BII	107.78	0.001	-0.001	1.5	0.002
Bus25	A1 - BII	103.79	0.040	-0.166	4.1	0.171
Bus23	A1 - BII	103.77	0.033	-0.158	4.8	0.162
TG-4001	A1 - BII	105.00	0.048	-0.216	4.5	0.221
TG-4003	A1 - BII	105.00	0.057	-0.253	4.5	0.259
MCC A3 - Par	A2 - Par	102.94	0.006	-0.009	1.7	0.011
PM 4401A1	A2 - Par	105.00	0.004	-0.014	3.0	0.014
CM 4301E1	A2 - Par	105.00	0.002	-0.005	2.6	0.006
BM 4001A1	A2 - Par	105.00	0.002	-0.004	2.5	0.004

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **D1- Par**

Nominal kV = 0.400
Voltage c Factor = 1.05 (User-Defined)
Peak Value = 67.972 kA Method C
Steady State = 28.034 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
PM 4001D1	A2 - Par	105.00	0.002	-0.007	2.7	0.007
CM 4301B1	A2 - Par	105.00	0.002	-0.005	2.6	0.006
PM 48409B1	A2 - Par	105.00	0.004	-0.011	2.9	0.012
MCC A3 - Impar	A2 - Impar	102.96	0.006	-0.010	1.7	0.011
BM 4001G1	A2 - Impar	105.00	0.001	-0.003	2.4	0.003
BM 40001H1	A2 - Impar	105.00	0.001	-0.003	2.4	0.003
BM 4001C1	A2 - Impar	105.00	0.002	-0.004	2.5	0.004
BM 4001D.1	A2 - Impar	105.00	0.002	-0.004	2.5	0.004
PM 4001E1	A2 - Impar	105.00	0.002	-0.007	2.7	0.007
CM 4301A1	A2 - Impar	105.00	0.002	-0.005	2.6	0.006
PM 4402A1	A2 - Impar	105.00	0.002	-0.005	2.6	0.006
PM 4401E1	A2 - Impar	105.00	0.004	-0.011	2.9	0.012
PM 4401B1	A2 - Impar	105.00	0.004	-0.011	2.9	0.012
PM 48409A1	A2 - Impar	105.00	0.002	-0.006	2.7	0.006
Bus40	A1-BI	107.78	0.003	-0.004	1.7	0.005
C2- Par	A1-BI	107.82	0.053	-0.123	2.3	0.134
M - Par	A1-BI	107.80	0.012	-0.021	1.7	0.024
N1 - Par	A1-BI	107.80	0.024	-0.051	2.1	0.056
R1-PAR	A1-BI	107.79	0.035	-0.071	2.1	0.079
Bus27	A1-BI	109.08	0.037	-0.152	4.2	0.157
H1BT - impar	H1-MT	107.77	0.000	0.000	999.9	0.000
H1BT - par	H1-MT	107.77	0.000	0.000	999.9	0.000
LL D1 - Impar	D1 - Impar	105.00	0.023	-0.286	12.3	0.287

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.01	33.886	38.453	18.177
0.02	33.460	34.180	6.975
0.03	32.905	33.011	2.644

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **D1- Par**

Nominal kV	=	0.400	
Voltage c Factor	=	1.05	(User-Defined)
Peak Value	=	67.972	kA Method C
Steady State	=	28.034	kA rms

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.04	32.370	32.385	1.002
0.05	31.858	31.861	0.392
0.06	31.614	31.615	0.150
0.07	31.376	31.376	0.057
0.08	31.144	31.144	0.022
0.09	30.918	30.918	0.008
0.10	30.699	30.699	0.003
0.15	30.255	30.255	0.000
0.20	29.835	29.835	0.000
0.25	29.440	29.440	0.000
0.30	29.440	29.440	0.000

3-Phase fault at bus: **E1**

Nominal kV = 0.400
Voltage c Factor = 1.05 (User-Defined)
Peak Value = 88.671 kA Method C
Steady State = 34.455 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
E1	Total	0.00	9.098	-39.966	4.4	40.988
Bus1	E1	98.83	6.844	-34.601	5.1	35.271
LL E Par	E1	105.00	2.254	-5.365	2.4	5.820
M - Par	Bus1	104.75	0.435	-2.197	5.1	2.239
A1-BI	M - Par	107.07	0.435	-2.157	5.0	2.200
Bus20	M - Par	104.76	0.000	-0.016	124.9	0.016
M1- Par	M - Par	100.70	0.000	-0.024	93.1	0.024

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.01	40.546	50.275	29.726
0.02	40.198	43.203	15.833
0.03	39.640	40.495	8.275
0.04	39.103	39.341	4.325
0.05	38.589	38.661	2.364
0.06	38.344	38.364	1.247
0.07	38.105	38.111	0.657
0.08	37.872	37.874	0.347
0.09	37.646	37.646	0.183
0.10	37.425	37.426	0.101
0.15	36.977	36.977	0.004
0.20	36.554	36.554	0.000
0.25	36.155	36.155	0.000
0.30	36.155	36.155	0.000

3-Phase fault at bus: **E3**

Nominal kV = 0.400
Voltage c Factor = 1.05 (User-Defined)
Peak Value = 88.631 kA Method C
Steady State = 34.455 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
E3	Total	0.00	9.105	-39.956	4.4	40.981
Bus2	E3	98.81	6.851	-34.591	5.0	35.263
LL E - Impar	E3	105.00	2.254	-5.365	2.4	5.820
M - Impar	Bus2	104.73	0.435	-2.196	5.0	2.239
A1 - BII	M - Impar	107.06	0.435	-2.173	5.0	2.216
Bus4	M - Impar	104.73	0.000	0.000	999.9	0.000
M1- Impar	M - Impar	100.62	0.000	-0.024	96.1	0.024

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.01	40.538	50.251	29.695
0.02	40.190	43.186	15.804
0.03	39.632	40.483	8.253
0.04	39.095	39.332	4.310
0.05	38.581	38.653	2.354
0.06	38.336	38.356	1.241
0.07	38.097	38.103	0.654
0.08	37.864	37.866	0.344
0.09	37.638	37.638	0.182
0.10	37.418	37.418	0.100
0.15	36.970	36.970	0.004
0.20	36.546	36.546	0.000
0.25	36.148	36.148	0.000
0.30	36.148	36.148	0.000

3-Phase fault at bus: **F - Par**

Nominal kV = 6.000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
Peak Value = 49.390 kA Method C
Steady State = 20.040 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
F - Par	Total	0.00	9.734	-24.290	2.5	26.168
A' 1 - Par	F - Par	24.63	9.213	-22.242	2.4	24.075
Bus72	F - Par	0.03	0.160	-0.452	2.8	0.480
Bus73	F - Par	0.76	0.052	-0.140	2.7	0.150
PM 6109B1	F - Par	104.76	0.055	-0.288	5.3	0.293
PM 6107B1	F - Par	104.76	0.059	-0.321	5.4	0.327
PM-4508	F - Par	110.00	0.054	-0.294	5.5	0.299
PM 5151B1	F - Par	104.76	0.026	-0.095	3.6	0.099
PM 6105B1	F - Par	104.76	0.034	-0.144	4.2	0.148
PM 6108B1	F - Par	104.76	0.024	-0.088	3.7	0.091
PM 6111B1	F - Par	104.76	0.032	-0.132	4.2	0.136
PM 3903A1	F - Par	104.76	0.025	-0.092	3.6	0.095
Y1 par	A' 1 - Par	24.69	0.724	-1.697	2.3	1.845
B3 - Par1	A' 1 - Par	25.19	1.042	-2.570	2.5	2.773
Bus70	A' 1 - Par	91.36	7.447	-17.975	2.4	19.456
F1 - Par	Bus72	27.45	0.160	-0.452	2.8	0.480
F5	Bus73	22.68	0.052	-0.140	2.7	0.150
Bus7	Y1 par	24.71	0.216	-0.360	1.7	0.420
PM-10102B	Y1 par	110.00	0.089	-0.226	2.6	0.243
CM-10101B	Y1 par	110.00	0.078	-0.196	2.5	0.211
PM-10004B	Y1 par	110.00	0.122	-0.330	2.7	0.352
PM-10001B	Y1 par	110.00	0.143	-0.397	2.8	0.421
PM-10002B	Y1 par	110.00	0.076	-0.189	2.5	0.204
Bus76	B3 - Par1	25.19	0.000	0.000	999.9	0.000
MCC B2 - Par	B3 - Par1	33.27	0.194	-0.321	1.7	0.375
MCC B4 - Par	B3 - Par1	40.00	0.289	-0.503	1.7	0.580
MOTOR G. AZOTO1	B3 - Par1	104.76	0.055	-0.127	2.3	0.138
CM-2301	B3 - Par1	104.76	0.467	-1.540	3.3	1.610
PM2351A2	B3 - Par1	104.76	0.037	-0.080	2.1	0.088

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **F - Par**

Nominal kV = 6.000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
Peak Value = 49.390 kA Method C
Steady State = 20.040 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
PC 60 kV_BARRAS II	Bus70	96.38	0.782	-1.887	2.4	2.043
LL F1 - Par	F1 - Par	110.00	2.403	-6.784	2.8	7.197
LL F5	F5	110.00	0.784	-2.105	2.7	2.246

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.01	25.580	28.210	11.894
0.02	25.286	25.691	4.545
0.03	24.903	24.954	1.593
0.04	24.441	24.447	0.558
0.05	23.996	23.998	0.253
0.06	23.783	23.783	0.093
0.07	23.574	23.574	0.034
0.08	23.370	23.370	0.013
0.09	23.171	23.171	0.005
0.10	22.977	22.977	0.002
0.15	22.582	22.582	0.000
0.20	22.206	22.206	0.000
0.25	21.850	21.850	0.000
0.30	21.850	21.850	0.000

3-Phase fault at bus: **F- Impar**

Nominal kV = 6.000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
Peak Value = 47.632 kA Method C
Steady State = 20.134 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
F- Impar	Total	0.00	9.411	-23.441	2.5	25.259
A'1 - Impar	F- Impar	23.22	8.961	-21.746	2.4	23.520
Bus74	F- Impar	0.03	0.170	-0.441	2.6	0.472
PM 6107A1	F- Impar	104.76	0.060	-0.326	5.4	0.332
PM 6109A1	F- Impar	104.76	0.055	-0.288	5.3	0.293
PM 6105A1	F- Impar	104.76	0.034	-0.144	4.2	0.148
PM 3903B1	F- Impar	104.76	0.025	-0.092	3.6	0.095
PM 6108A1	F- Impar	104.76	0.024	-0.088	3.7	0.091
PM 6108D1	F- Impar	104.76	0.024	-0.088	3.7	0.091
PM 6111A1	F- Impar	104.76	0.032	-0.132	4.2	0.136
PM 5151A1	F- Impar	104.76	0.026	-0.095	3.6	0.099
Y1 - impar	A'1 - Impar	23.26	0.591	-1.349	2.3	1.473
Quadro Z1	A'1 - Impar	23.63	0.141	-0.303	2.1	0.334
B3 - Impar1	A'1 - Impar	23.63	0.926	-1.855	2.0	2.073
Bus71	A'1 - Impar	91.33	7.303	-18.239	2.5	19.647
F1 - Impar	Bus74	28.35	0.170	-0.441	2.6	0.472
Bus13	Y1 - impar	23.28	0.217	-0.372	1.7	0.431
PM-10102A	Y1 - impar	110.00	0.058	-0.148	2.6	0.158
CM-10101A	Y1 - impar	110.00	0.077	-0.199	2.6	0.213
PM-10004 A	Y1 - impar	110.00	0.080	-0.211	2.6	0.226
PM-10002 A	Y1 - impar	110.00	0.076	-0.196	2.6	0.210
PM-10001A	Y1 - impar	110.00	0.084	-0.224	2.7	0.239
Bus18	Quadro Z1	23.64	0.064	-0.102	1.6	0.120
PM-6117B1	Quadro Z1	110.00	0.078	-0.201	2.6	0.216
Bus75	B3 - Impar1	22.62	0.173	-0.282	1.6	0.331
MCC B2 - Impar	B3 - Impar1	31.86	0.187	-0.320	1.7	0.370
MC B4 - Impar	B3 - Impar1	38.39	0.277	-0.495	1.8	0.567
PM2351B1	B3 - Impar1	104.76	0.037	-0.081	2.2	0.089
CM-2302	B3 - Impar1	104.76	0.138	-0.401	2.9	0.424

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **F- Impar**

Nominal kV = 6.000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
Peak Value = 47.632 kA Method C
Steady State = 20.134 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
PM-2101	B3 - Impar1	104.76	0.052	-0.123	2.4	0.134
PM 2054A.1	B3 - Impar1	104.76	0.062	-0.154	2.5	0.166
PC 60 kV_BARRAS I	Bus71	96.34	0.767	-1.915	2.5	2.063
LL F1 - Impar	F1 - Impar	110.00	2.543	-6.612	2.6	7.084

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.01	24.687	27.203	11.425
0.02	24.390	24.774	4.348
0.03	24.037	24.085	1.517
0.04	23.663	23.669	0.529
0.05	23.304	23.305	0.242
0.06	23.131	23.131	0.089
0.07	22.962	22.962	0.033
0.08	22.796	22.796	0.012
0.09	22.635	22.635	0.004
0.10	22.478	22.478	0.002
0.15	22.165	22.165	0.000
0.20	21.866	21.866	0.000
0.25	21.585	21.585	0.000
0.30	21.585	21.585	0.000

3-Phase fault at bus: **F1 - Impar**

Nominal kV	=	0.400	
Voltage c Factor	=	1.05	(User-Defined)
Peak Value	=	66.044	kA Method C
Steady State	=	24.059	kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
F1 - Impar	Total	0.00	10.419	-31.835	3.1	33.496
Bus74	F1 - Impar	93.08	6.896	-23.451	3.4	24.444
LL F1 - Impar	F1 - Impar	105.00	3.522	-8.383	2.4	9.093
F- Impar	Bus74	97.80	0.460	-1.563	3.4	1.630
A'1 - Impar	F- Impar	98.82	0.449	-1.480	3.3	1.546
PM 6107A1	F- Impar	100.00	0.002	-0.022	11.5	0.022
PM 6109A1	F- Impar	100.00	0.002	-0.019	10.9	0.019
PM 6105A1	F- Impar	100.00	0.001	-0.010	7.2	0.010
PM 3903B1	F- Impar	100.00	0.001	-0.006	5.8	0.006
PM 6108A1	F- Impar	100.00	0.001	-0.006	5.9	0.006
PM 6108D1	F- Impar	100.00	0.001	-0.006	5.9	0.006
PM 6111A1	F- Impar	100.00	0.001	-0.009	7.1	0.009
PM 5151A1	F- Impar	100.00	0.001	-0.006	5.8	0.006

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.01	32.861	37.226	17.491
0.02	32.620	33.291	6.652
0.03	31.921	32.018	2.492
0.04	31.135	31.149	0.934
0.05	30.382	30.384	0.363
0.06	30.024	30.025	0.137
0.07	29.675	29.675	0.052
0.08	29.335	29.335	0.020
0.09	29.003	29.003	0.007
0.10	28.681	28.681	0.003
0.15	28.011	28.011	0.000
0.20	27.377	27.377	0.000

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **F1 - Impar**

Nominal kV	=	0.400	
Voltage c Factor	=	1.05	(User-Defined)
Peak Value	=	66.044	kA Method C
Steady State	=	24.059	kA rms

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.25	26.781	26.781	0.000
0.30	26.781	26.781	0.000

3-Phase fault at bus: **F1 - Par**

Nominal kV = 0.400
Voltage c Factor = 1.05 (User-Defined)
Peak Value = 74.352 kA Method C
Steady State = 25.164 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
F1 - Par	Total	0.00	8.137	-33.621	4.1	34.592
Bus72	F1 - Par	93.11	4.614	-25.238	5.5	25.656
LL F1 - Par	F1 - Par	105.00	3.522	-8.383	2.4	9.093
F - Par	Bus72	97.83	0.308	-1.683	5.5	1.710
A' 1 - Par	F - Par	98.79	0.305	-1.574	5.2	1.603
Bus73	F - Par	97.85	0.002	-0.010	6.4	0.010
PM 6109B1	F - Par	100.00	0.000	-0.019	74.4	0.019
PM 6107B1	F - Par	100.00	0.000	-0.022	54.0	0.022
PM-4508	F - Par	105.00	0.000	-0.020	48.0	0.020
PM 5151B1	F - Par	100.00	0.000	-0.007	14.9	0.007
PM 6105B1	F - Par	100.00	0.000	-0.010	31.1	0.010
PM 6108B1	F - Par	100.00	0.000	-0.006	15.7	0.006
PM 6111B1	F - Par	100.00	0.000	-0.009	29.4	0.009
PM 3903A1	F - Par	100.00	0.000	-0.006	14.9	0.006

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.01	33.963	42.151	24.964
0.02	33.724	36.406	13.713
0.03	33.032	33.820	7.261
0.04	32.254	32.482	3.844
0.05	31.510	31.587	2.206
0.06	31.156	31.179	1.187
0.07	30.811	30.818	0.639
0.08	30.475	30.477	0.344
0.09	30.148	30.148	0.185
0.10	29.829	29.829	0.107
0.15	29.169	29.169	0.005

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **F1 - Par**

Nominal kV	=	0.400	
Voltage c Factor	=	1.05	(User-Defined)
Peak Value	=	74.352	kA Method C
Steady State	=	25.164	kA rms

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.20	28.543	28.543	0.000
0.25	27.956	27.956	0.000
0.30	27.956	27.956	0.000

3-Phase fault at bus: **F5**

Nominal kV = 0.400
Voltage c Factor = 1.05 (User-Defined)
Peak Value = 27.151 kA Method C
Steady State = 10.038 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
F5	Total	0.00	3.070	-12.394	4.0	12.768
Bus73	F5	101.06	2.028	-9.914	4.9	10.119
LL F5	F5	105.00	1.042	-2.480	2.4	2.690
F - Par	Bus73	102.20	0.135	-0.661	4.9	0.675
A' 1 - Par	F - Par	102.58	0.132	-0.610	4.6	0.624
Bus72	F - Par	97.33	0.002	-0.012	6.2	0.012
PM 6109B1	F - Par	100.00	0.000	-0.008	123.6	0.008
PM 6107B1	F - Par	100.00	0.000	-0.008	330.3	0.008
PM-4508	F - Par	105.00	0.000	-0.008	999.9	0.008
PM 5151B1	F - Par	100.00	0.000	-0.003	11.3	0.003
PM 6105B1	F - Par	100.00	0.000	-0.004	18.6	0.004
PM 6108B1	F - Par	100.00	0.000	-0.002	11.7	0.002
PM 6111B1	F - Par	100.00	0.000	-0.004	18.0	0.004
PM 3903A1	F - Par	100.00	0.000	-0.002	11.3	0.002

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.01	12.403	15.210	8.804
0.02	12.171	12.975	4.496
0.03	11.946	12.155	2.244
0.04	11.731	11.784	1.120
0.05	11.526	11.540	0.586
0.06	11.427	11.431	0.295
0.07	11.330	11.331	0.149
0.08	11.237	11.237	0.075
0.09	11.146	11.146	0.038
0.10	11.058	11.058	0.020
0.15	10.888	10.888	0.001

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **F5**

Nominal kV	=	0.400	
Voltage c Factor	=	1.05	(User-Defined)
Peak Value	=	27.151	kA Method C
Steady State	=	10.038	kA rms

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.20	10.727	10.727	0.000
0.25	10.577	10.577	0.000
0.30	10.577	10.577	0.000

3-Phase fault at bus: **G1**

Nominal kV = 0.400
Voltage c Factor = 1.05 (User-Defined)
Peak Value = 18.336 kA Method C
Steady State = 9.837 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
G1	Total	0.00	6.150	-9.314	1.5	11.162
Bus8	G1	107.04	5.647	-8.118	1.4	9.889
LL G1	G1	105.00	0.503	-1.197	2.4	1.298
A1 - BII	Bus8	109.44	0.359	-0.515	1.4	0.628
Bus39	A1 - BII	104.23	0.001	-0.001	0.9	0.002
C2-Impar	A1 - BII	109.47	0.037	-0.037	1.0	0.052
D - Impar	A1 - BII	109.49	0.016	-0.018	1.1	0.024
M - Impar	A1 - BII	109.45	0.004	-0.004	0.9	0.006
N1 - Impar	A1 - BII	109.45	0.013	-0.014	1.1	0.019
R1- IMPAR	A1 - BII	109.45	0.019	-0.021	1.1	0.028
Bus25	A1 - BII	104.60	0.030	-0.053	1.7	0.061
Bus23	A1 - BII	104.60	0.027	-0.051	1.9	0.058
TG-4001	A1 - BII	105.00	0.038	-0.069	1.8	0.079
TG-4003	A1 - BII	105.00	0.045	-0.081	1.8	0.092
MCC A3 - Par	A2 - Par	104.32	0.003	-0.003	0.9	0.004
PM 4401A1	A2 - Par	105.00	0.003	-0.004	1.4	0.005
CM 4301E1	A2 - Par	105.00	0.001	-0.002	1.3	0.002
BM 4001A1	A2 - Par	105.00	0.001	-0.001	1.3	0.002
PM 4001D1	A2 - Par	105.00	0.002	-0.002	1.3	0.003
CM 4301B1	A2 - Par	105.00	0.001	-0.002	1.3	0.002
PM 48409B1	A2 - Par	105.00	0.002	-0.003	1.4	0.004
MCC A3 - Impar	A2 - Impar	104.33	0.003	-0.003	0.9	0.004
BM 4001G1	A2 - Impar	105.00	0.001	-0.001	1.2	0.001
BM 40001H1	A2 - Impar	105.00	0.001	-0.001	1.2	0.001
BM 4001C1	A2 - Impar	105.00	0.001	-0.001	1.3	0.002
BM 4001D.1	A2 - Impar	105.00	0.001	-0.001	1.3	0.002
PM 4001E1	A2 - Impar	105.00	0.002	-0.002	1.3	0.003
CM 4301A1	A2 - Impar	105.00	0.001	-0.002	1.3	0.002
PM 4402A1	A2 - Impar	105.00	0.001	-0.002	1.3	0.002

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **G1**

Nominal kV = 0.400
Voltage c Factor = 1.05 (User-Defined)
Peak Value = 18.336 kA Method C
Steady State = 9.837 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
PM 4401E1	A2 - Impar	105.00	0.002	-0.003	1.4	0.004
PM 4401B1	A2 - Impar	105.00	0.002	-0.003	1.4	0.004
PM 48409A1	A2 - Impar	105.00	0.001	-0.002	1.3	0.002
Bus40	A1-BI	109.45	0.001	-0.001	0.9	0.002
C2- Par	A1-BI	109.46	0.031	-0.037	1.2	0.048
M - Par	A1-BI	109.46	0.006	-0.006	0.9	0.009
N1 - Par	A1-BI	109.45	0.013	-0.015	1.1	0.020
R1-PAR	A1-BI	109.45	0.019	-0.021	1.1	0.028
Bus27	A1-BI	109.86	0.028	-0.049	1.7	0.056
H1BT - impar	H1-MT	109.44	0.000	0.000	999.9	0.000
H1BT - par	H1-MT	109.44	0.000	0.000	999.9	0.000

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.01	10.918	11.123	2.128
0.02	10.797	10.801	0.299
0.03	10.680	10.680	0.041
0.04	10.567	10.567	0.006
0.05	10.461	10.461	0.001
0.06	10.409	10.409	0.000
0.07	10.359	10.359	0.000
0.08	10.310	10.310	0.000
0.09	10.263	10.263	0.000
0.10	10.217	10.217	0.000
0.15	10.130	10.130	0.000
0.20	10.049	10.049	0.000
0.25	9.972	9.972	0.000
0.30	9.972	9.972	0.000

3-Phase fault at bus: **H1-MT**

Nominal kV = 6.000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
Peak Value = 182.928 kA Method C
Steady State = 40.830 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
H1-MT	Total	0.00	11.990	-76.101	6.3	77.039
H1BT - impar	H1-MT	0.00	0.000	0.000	999.9	0.000
H1BT - par	H1-MT	0.00	0.000	0.000	999.9	0.000
Bus39	A1 - BII	0.26	0.083	-0.206	2.5	0.222
C2-Impar	A1 - BII	2.91	2.094	-6.039	2.9	6.392
D - Impar	A1 - BII	5.40	0.767	-2.784	3.6	2.888
M - Impar	A1 - BII	1.12	0.272	-0.701	2.6	0.752
N1 - Impar	A1 - BII	1.23	0.666	-2.277	3.4	2.372
R1- IMPAR	A1 - BII	0.88	0.975	-3.344	3.4	3.484
Bus8	A1 - BII	0.41	0.030	-0.067	2.2	0.073
Bus25	A1 - BII	51.77	0.521	-7.454	14.3	7.472
Bus23	A1 - BII	50.38	0.269	-7.070	26.3	7.075
TG-4001	A1 - BII	104.76	0.509	-9.667	19.0	9.680
TG-4003	A1 - BII	104.76	0.595	-11.308	19.0	11.323
MCC A3 - Par	A2 - Par	14.39	0.172	-0.448	2.6	0.479
PM 4401A1	A2 - Par	104.76	0.095	-0.616	6.5	0.623
CM 4301E1	A2 - Par	104.76	0.049	-0.247	5.0	0.252
BM 4001A1	A2 - Par	104.76	0.041	-0.190	4.6	0.194
PM 4001D1	A2 - Par	104.76	0.057	-0.304	5.3	0.310
CM 4301B1	A2 - Par	104.76	0.049	-0.247	5.0	0.252
PM 48409B1	A2 - Par	104.76	0.086	-0.514	6.0	0.521
MCC A3 - Impar	A2 - Impar	14.97	0.178	-0.466	2.6	0.499
BM 4001G1	A2 - Impar	104.76	0.034	-0.142	4.2	0.146
BM 40001H1	A2 - Impar	104.76	0.034	-0.142	4.2	0.146
BM 4001C1	A2 - Impar	104.76	0.041	-0.190	4.6	0.194
BM 4001D.1	A2 - Impar	104.76	0.041	-0.190	4.6	0.194
PM 4001E1	A2 - Impar	104.76	0.057	-0.304	5.3	0.310
CM 4301A1	A2 - Impar	104.76	0.049	-0.247	5.0	0.252
PM 4402A1	A2 - Impar	104.76	0.049	-0.247	5.0	0.252
PM 4401E1	A2 - Impar	104.76	0.086	-0.514	6.0	0.521

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **H1-MT**

Nominal kV = 6.000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
Peak Value = 182.928 kA Method C
Steady State = 40.830 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
PM 4401B1	A2 - Impar	104.76	0.086	-0.514	6.0	0.521
PM 48409A1	A2 - Impar	104.76	0.050	-0.268	5.3	0.272
Bus40	A1-BI	0.28	0.079	-0.207	2.6	0.221
C2- Par	A1-BI	2.66	1.401	-5.678	4.1	5.848
M - Par	A1-BI	1.57	0.382	-0.984	2.6	1.055
N1 - Par	A1-BI	1.27	0.654	-2.361	3.6	2.450
R1-PAR	A1-BI	0.87	0.970	-3.329	3.4	3.467
Bus27	A1-BI	58.55	0.467	-6.836	14.6	6.852
MCC J1	Bus39	14.18	0.083	-0.206	2.5	0.222
Bus9	C2-Impar	2.80	0.043	-0.099	2.3	0.108
C4 - Impar	C2-Impar	17.51	0.124	-0.511	4.1	0.526
CM 1201A	C2-Impar	104.76	0.048	-0.201	4.2	0.206
PM-1610 A	C2-Impar	104.76	0.056	-0.248	4.4	0.254
CM-1601 A	C2-Impar	104.76	0.081	-0.469	5.8	0.476
CM-1702	C2-Impar	104.76	0.437	-1.387	3.2	1.454
PM-3761 A	C2-Impar	110.00	0.112	-0.625	5.6	0.635
CM-3701/2A	C2-Impar	104.76	0.969	-1.412	1.5	1.713
PM-3762 A	C2-Impar	110.00	0.023	-0.129	5.6	0.131
PM-1401 A	C2-Impar	104.76	0.038	-0.157	4.2	0.162
CM 1401.2A	C2-Impar	104.76	0.043	-0.177	4.1	0.183
PM-1402B	C2-Impar	104.76	0.025	-0.135	5.3	0.137
PM-1301	C2-Impar	104.76	0.054	-0.239	4.4	0.245
PM-1610 C	C2-Impar	104.76	0.041	-0.251	6.0	0.254
D1 - Impar	D - Impar	24.19	0.146	-0.340	2.3	0.370
PM 6107C	D - Impar	104.76	0.068	-0.312	4.6	0.319
PM 6122C	D - Impar	104.76	0.060	-0.266	4.5	0.273
PM 6122A	D - Impar	104.76	0.068	-0.312	4.6	0.319
PM6021	D - Impar	104.76	0.034	-0.126	3.7	0.130
PM 6111C	D - Impar	104.76	0.029	-0.131	4.6	0.134
PM-6405	D - Impar	104.76	0.037	-0.135	3.7	0.140

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **H1-MT**

Nominal kV = 6.000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
Peak Value = 182.928 kA Method C
Steady State = 40.830 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
D1- Par	D - Par	20.09	0.118	-0.270	2.3	0.295
PM 6107 D	D - Par	104.76	0.068	-0.312	4.6	0.319
PM 6111 D	D - Par	104.76	0.035	-0.131	3.7	0.136
PM 6122 B	D - Par	104.76	0.068	-0.312	4.6	0.319
PM-6406	D - Par	104.76	0.037	-0.135	3.7	0.140
Bus4	M - Impar	1.12	0.000	0.000	999.9	0.000
Bus2	M - Impar	1.25	0.116	-0.295	2.6	0.317
M1- Impar	M - Impar	17.09	0.156	-0.406	2.6	0.435
N3 - Impar	N1 - Impar	20.48	0.185	-0.488	2.6	0.522
N2 - Impar	N1 - Impar	18.09	0.164	-0.427	2.6	0.458
CM 3201 A	N1 - Impar	104.76	0.044	-0.192	4.3	0.197
PM 3067 A	N1 - Impar	104.76	0.025	-0.093	3.8	0.096
CM 3303 A	N1 - Impar	104.76	0.063	-0.335	5.3	0.341
PM 3064 A	N1 - Impar	104.76	0.026	-0.091	3.6	0.094
PM 3004 A	N1 - Impar	104.76	0.028	-0.111	3.9	0.115
PM 3008 A	N1 - Impar	104.76	0.036	-0.154	4.2	0.158
CM 3001 A	N1 - Impar	104.76	0.029	-0.114	3.9	0.117
PM 3003 A	N1 - Impar	104.76	0.037	-0.162	4.3	0.166
PM 3201 A	N1 - Impar	104.76	0.028	-0.111	3.9	0.115
R2 - Impar	R1- IMPAR	19.50	0.227	-0.604	2.7	0.645
R3 - Impar	R1- IMPAR	9.44	0.111	-0.276	2.5	0.298
R4 - Impar	R1- IMPAR	13.67	0.125	-0.320	2.6	0.343
R5 _ Impar	R1- IMPAR	10.34	0.094	-0.236	2.5	0.254
PM-0106 A	R1- IMPAR	104.76	0.069	-0.393	5.7	0.399
PM-0107 A	R1- IMPAR	104.76	0.026	-0.101	3.8	0.105
PM-0301A	R1- IMPAR	110.00	0.047	-0.218	4.7	0.223
PM-840	R1- IMPAR	104.76	0.043	-0.198	4.7	0.203
PM-0304 A	R1- IMPAR	104.76	0.037	-0.162	4.4	0.166
PM-0306 A	R1- IMPAR	104.76	0.038	-0.168	4.4	0.172
PM-0310 A	R1- IMPAR	104.76	0.026	-0.101	3.8	0.105

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **H1-MT**

Nominal kV = 6.000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
Peak Value = 182.928 kA Method C
Steady State = 40.830 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
PM-0403A	R1- IMPAR	104.76	0.026	-0.101	3.8	0.105
PM-0472 A	R1- IMPAR	104.76	0.038	-0.168	4.4	0.172
PM-0471A	R1- IMPAR	104.76	0.030	-0.114	3.8	0.118
PM-0302	R1- IMPAR	104.76	0.039	-0.183	4.7	0.187
G1	Bus8	12.10	0.030	-0.067	2.2	0.073
Bus6	Bus25	104.68	0.521	-7.454	14.3	7.472
TG-4002	Bus23	104.76	0.269	-7.070	26.3	7.075
LL A3 - Par	MCC A3 - Par	104.76	2.703	-7.050	2.6	7.551
LL A3 - impar	MCC A3 - Impar	104.76	2.803	-7.338	2.6	7.855
MCC J2	Bus40	16.75	0.079	-0.207	2.6	0.221
Bus11	C2- Par	2.59	0.079	-0.184	2.3	0.201
Bus15	C2- Par	2.66	0.000	0.000	999.9	0.000
C4- Par	C2- Par	16.90	0.195	-0.487	2.5	0.525
PM-1402A	C2- Par	104.76	0.026	-0.135	5.3	0.137
PM-1610 B	C2- Par	104.76	0.056	-0.249	4.4	0.255
CM 1201B2	C2- Par	104.76	0.048	-0.202	4.2	0.207
PM1401B	C2- Par	104.76	0.038	-0.158	4.2	0.162
CM 3701	C2- Par	104.76	0.110	-0.631	5.8	0.641
CM 3701/2B2	C2- Par	104.76	0.441	-1.383	3.1	1.452
CM 1401.2B	C2- Par	104.76	0.044	-0.178	4.1	0.183
PM 3761B	C2- Par	110.00	0.113	-0.627	5.6	0.637
PM 3762 B	C2- Par	110.00	0.023	-0.129	5.6	0.131
CM-1601 C	C2- Par	104.76	0.082	-0.470	5.8	0.477
CM-1601 B	C2- Par	104.76	0.082	-0.470	5.8	0.477
PM-1201	C2- Par	104.76	0.065	-0.374	5.8	0.380
Bus20	M - Par	1.73	0.106	-0.273	2.6	0.293
Bus1	M - Par	1.68	0.116	-0.294	2.5	0.316
M1- Par	M - Par	18.63	0.160	-0.417	2.6	0.447
N3 - Par	N1 - Par	18.96	0.171	-0.450	2.6	0.481
N2- Par	N1 - Par	16.61	0.159	-0.408	2.6	0.438

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **H1-MT**

Nominal kV = 6.000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
Peak Value = 182.928 kA Method C
Steady State = 40.830 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
CM 3303 B	N1 - Par	104.76	0.063	-0.335	5.3	0.340
PM 3004 B	N1 - Par	104.76	0.029	-0.111	3.9	0.115
CM 3001 B	N1 - Par	104.76	0.029	-0.114	3.9	0.117
PM 3008 B	N1 - Par	104.76	0.035	-0.147	4.2	0.151
PM 3064 B	N1 - Par	104.76	0.026	-0.091	3.6	0.094
PM 3003 B	N1 - Par	104.76	0.036	-0.155	4.3	0.159
PM 3067 B	N1 - Par	104.76	0.042	-0.188	4.5	0.192
CM 3201 B	N1 - Par	104.76	0.066	-0.364	5.5	0.369
R2 - Par	R1-PAR	19.45	0.226	-0.602	2.7	0.644
R3 - Par	R1-PAR	9.65	0.110	-0.276	2.5	0.297
R4 Par	R1-PAR	11.72	0.107	-0.271	2.5	0.291
R5 - Par	R1-PAR	11.65	0.107	-0.271	2.5	0.291
PM-0471 S	R1-PAR	104.76	0.030	-0.114	3.8	0.118
PM-0472 S	R1-PAR	104.76	0.038	-0.168	4.4	0.172
PM-0841	R1-PAR	104.76	0.039	-0.183	4.7	0.187
PM-0403 S	R1-PAR	104.76	0.026	-0.101	3.8	0.105
PM-0310 S	R1-PAR	104.76	0.026	-0.101	3.8	0.105
PM-0306 S	R1-PAR	104.76	0.038	-0.168	4.4	0.172
PM-0304 S	R1-PAR	104.76	0.037	-0.162	4.4	0.166
PM-0842	R1-PAR	104.76	0.043	-0.198	4.7	0.203
PM-0301S	R1-PAR	110.00	0.047	-0.218	4.7	0.223
PM-0107 S	R1-PAR	104.76	0.026	-0.101	3.8	0.105
PM-0106 S	R1-PAR	104.76	0.069	-0.393	5.7	0.399
Bus5	Bus27	104.69	0.467	-6.836	14.6	6.852
LL - J1	MCC J1	104.76	1.309	-3.246	2.5	3.500
Bus10	Bus9	7.84	0.043	-0.099	2.3	0.108
LL C4 - Impar	C4 - Impar	110.00	1.857	-7.665	4.1	7.887
LL D1 - Impar	D1 - Impar	104.76	2.305	-5.352	2.3	5.827
LL D1 - Par	D1- Par	104.76	1.858	-4.256	2.3	4.644
P	Bus4	1.12	0.000	0.000	999.9	0.000

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **H1-MT**

Nominal kV = 6.000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
Peak Value = 182.928 kA Method C
Steady State = 40.830 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
E3	Bus2	14.88	0.116	-0.295	2.6	0.317
LL M2 A2	M1- Impar	104.76	2.462	-6.399	2.6	6.857
LL N3 - Impar	N3 - Impar	110.00	2.771	-7.318	2.6	7.825
LL N2 A2	N2 - Impar	110.00	2.465	-6.410	2.6	6.867
LL R2 - impar	R2 - Impar	110.00	3.400	-9.056	2.7	9.673
LL R3 impar	R3 - Impar	110.00	1.659	-4.147	2.5	4.466
LL R4 impar	R4 - Impar	110.00	1.869	-4.793	2.6	5.145
LL R5 impar	R5 _ Impar	110.00	1.409	-3.540	2.5	3.810
LL G1	G1	104.76	0.471	-1.047	2.2	1.148
PC 60 kV_BARRAS I	Bus6	104.74	0.052	-0.745	14.3	0.747
LL - J2	MCC J2	110.00	1.183	-3.100	2.6	3.318
Bus12	Bus11	12.14	0.079	-0.184	2.3	0.201
W7	Bus15	2.66	0.000	0.000	999.9	0.000
LL C4 - Par	C4- Par	110.00	2.918	-7.307	2.5	7.868
L1	Bus20	18.77	0.106	-0.273	2.6	0.293
E1	Bus1	15.15	0.116	-0.294	2.5	0.316
LL M2 B2	M1- Par	104.76	2.523	-6.568	2.6	7.036
LL N3 - Par	N3 - Par	104.76	2.694	-7.080	2.6	7.575
LL N2 B2	N2- Par	110.00	2.380	-6.125	2.6	6.571
LL R2 - PAR	R2 - Par	110.00	3.394	-9.037	2.7	9.653
LL R3 par	R3 - Par	110.00	1.655	-4.139	2.5	4.457
LL R4 par	R4 Par	110.00	1.603	-4.062	2.5	4.367
LL R5 par	R5 - Par	110.00	1.605	-4.065	2.5	4.371
PC 60 kV_BARRAS II	Bus5	104.74	0.047	-0.684	14.6	0.685
A1 - BII	H1-MT	0.00	11.990	-76.101	6.3	77.039
A1-BI	A1 - BII	0.00	3.952	-19.394	4.9	19.793
A2 - Impar	A1 - BII	0.00	0.706	-3.224	4.6	3.300
A2 - Par	A1 - BII	0.00	0.550	-2.566	4.7	2.624

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **H1-MT**

Nominal kV	=	6.000	
Voltage c Factor	=	1.10	(User-Defined)
Peak Value	=	182.928	kA Method C
Steady State	=	40.830	kA rms

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.01	71.360	104.142	75.850
0.02	68.419	92.708	62.558
0.03	64.946	80.406	47.405
0.04	61.408	71.143	35.922
0.05	57.959	68.233	36.006
0.06	56.394	63.347	28.854
0.07	54.855	59.529	23.123
0.08	53.344	56.471	18.530
0.09	51.862	53.946	14.849
0.10	50.410	53.187	16.959
0.15	47.648	48.115	6.691
0.20	44.988	45.065	2.640
0.25	42.443	42.456	1.042
0.30	42.443	42.445	0.411

3-Phase fault at bus: **H1BT - impar**

Nominal kV = 0.400
Voltage c Factor = 1.05 (User-Defined)
Peak Value = 58.670 kA Method C
Steady State = 25.200 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
H1BT - impar	Total	0.00	4.215	-25.325	6.0	25.673
H1-MT	H1BT - impar	102.56	4.215	-25.325	6.0	25.673
H1BT - par	H1-MT	102.56	0.000	0.000	999.9	0.000
Bus39	A1 - BII	97.68	0.002	-0.005	2.4	0.005
C2-Impar	A1 - BII	102.61	0.048	-0.134	2.8	0.142
D - Impar	A1 - BII	102.65	0.018	-0.062	3.5	0.064
M - Impar	A1 - BII	102.58	0.006	-0.016	2.5	0.017
N1 - Impar	A1 - BII	102.58	0.015	-0.050	3.3	0.053
R1- IMPAR	A1 - BII	102.58	0.022	-0.074	3.3	0.077
Bus8	A1 - BII	102.56	0.001	-0.001	2.2	0.002
Bus25	A1 - BII	98.82	0.013	-0.165	12.7	0.166
Bus23	A1 - BII	98.79	0.007	-0.157	21.4	0.157
TG-4001	A1 - BII	100.00	0.013	-0.215	16.3	0.215
TG-4003	A1 - BII	100.00	0.015	-0.251	16.3	0.252
MCC A3 - Par	A2 - Par	97.99	0.004	-0.010	2.5	0.011
PM 4401A1	A2 - Par	100.00	0.002	-0.014	6.1	0.014
CM 4301E1	A2 - Par	100.00	0.001	-0.005	4.8	0.006
BM 4001A1	A2 - Par	100.00	0.001	-0.004	4.4	0.004
PM 4001D1	A2 - Par	100.00	0.001	-0.007	5.1	0.007
CM 4301B1	A2 - Par	100.00	0.001	-0.005	4.8	0.006
PM 48409B1	A2 - Par	100.00	0.002	-0.011	5.7	0.012
MCC A3 - Impar	A2 - Impar	98.00	0.004	-0.010	2.6	0.011
BM 4001G1	A2 - Impar	100.00	0.001	-0.003	4.1	0.003
BM 40001H1	A2 - Impar	100.00	0.001	-0.003	4.1	0.003
BM 4001C1	A2 - Impar	100.00	0.001	-0.004	4.4	0.004
BM 4001D.1	A2 - Impar	100.00	0.001	-0.004	4.4	0.004
PM 4001E1	A2 - Impar	100.00	0.001	-0.007	5.1	0.007
CM 4301A1	A2 - Impar	100.00	0.001	-0.005	4.8	0.006
PM 4402A1	A2 - Impar	100.00	0.001	-0.005	4.8	0.006
PM 4401E1	A2 - Impar	100.00	0.002	-0.011	5.7	0.012

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **H1BT - impar**

Nominal kV = 0.400
Voltage c Factor = 1.05 (User-Defined)
Peak Value = 58.670 kA Method C
Steady State = 25.200 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
PM 4401B1	A2 - Impar	100.00	0.002	-0.011	5.7	0.012
PM 48409A1	A2 - Impar	100.00	0.001	-0.006	5.1	0.006
Bus40	A1-BI	102.56	0.002	-0.005	2.6	0.005
C2- Par	A1-BI	102.60	0.032	-0.126	3.9	0.130
M - Par	A1-BI	102.59	0.009	-0.022	2.5	0.023
N1 - Par	A1-BI	102.58	0.015	-0.052	3.5	0.054
R1-PAR	A1-BI	102.58	0.022	-0.074	3.3	0.077
Bus27	A1-BI	103.86	0.012	-0.152	13.0	0.152
MCC J1	Bus39	97.99	0.002	-0.005	2.4	0.005
Bus9	C2-Impar	97.73	0.001	-0.002	2.3	0.002
C4 - Impar	C2-Impar	102.95	0.003	-0.011	4.0	0.012
CM 1201A	C2-Impar	100.00	0.001	-0.004	4.1	0.005
PM-1610 A	C2-Impar	100.00	0.001	-0.006	4.3	0.006
CM-1601 A	C2-Impar	100.00	0.002	-0.010	5.5	0.011
CM-1702	C2-Impar	100.00	0.010	-0.031	3.1	0.032
PM-3761 A	C2-Impar	105.00	0.003	-0.014	5.3	0.014
CM-3701/2A	C2-Impar	100.00	0.022	-0.031	1.4	0.038
PM-3762 A	C2-Impar	105.00	0.001	-0.003	5.3	0.003
PM-1401 A	C2-Impar	100.00	0.001	-0.003	4.0	0.004
CM 1401.2A	C2-Impar	100.00	0.001	-0.004	3.9	0.004
PM-1402B	C2-Impar	100.00	0.001	-0.003	5.1	0.003
PM-1301	C2-Impar	100.00	0.001	-0.005	4.3	0.005
PM-1610 C	C2-Impar	100.00	0.001	-0.006	5.7	0.006
D1 - Impar	D - Impar	98.21	0.003	-0.008	2.3	0.008
PM 6107C	D - Impar	100.00	0.002	-0.007	4.4	0.007
PM 6122C	D - Impar	100.00	0.001	-0.006	4.3	0.006
PM 6122A	D - Impar	100.00	0.002	-0.007	4.4	0.007
PM6021	D - Impar	100.00	0.001	-0.003	3.6	0.003
PM 6111C	D - Impar	100.00	0.001	-0.003	4.4	0.003
PM-6405	D - Impar	100.00	0.001	-0.003	3.6	0.003

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **H1BT - impar**

Nominal kV = 0.400
Voltage c Factor = 1.05 (User-Defined)
Peak Value = 58.670 kA Method C
Steady State = 25.200 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
D1- Par	D - Par	98.12	0.003	-0.006	2.2	0.007
PM 6107 D	D - Par	100.00	0.002	-0.007	4.4	0.007
PM 6111 D	D - Par	100.00	0.001	-0.003	3.6	0.003
PM 6122 B	D - Par	100.00	0.002	-0.007	4.4	0.007
PM-6406	D - Par	100.00	0.001	-0.003	3.6	0.003
Bus4	M - Impar	102.58	0.000	0.000	999.9	0.000
Bus2	M - Impar	97.70	0.003	-0.007	2.5	0.007
M1- Impar	M - Impar	98.05	0.004	-0.009	2.5	0.010
N3 - Impar	N1 - Impar	103.01	0.004	-0.011	2.6	0.012
N2 - Impar	N1 - Impar	102.95	0.004	-0.009	2.5	0.010
CM 3201 A	N1 - Impar	100.00	0.001	-0.004	4.2	0.004
PM 3067 A	N1 - Impar	100.00	0.001	-0.002	3.6	0.002
CM 3303 A	N1 - Impar	100.00	0.001	-0.007	5.1	0.008
PM 3064 A	N1 - Impar	100.00	0.001	-0.002	3.4	0.002
PM 3004 A	N1 - Impar	100.00	0.001	-0.002	3.8	0.003
PM 3008 A	N1 - Impar	100.00	0.001	-0.003	4.1	0.004
CM 3001 A	N1 - Impar	100.00	0.001	-0.003	3.8	0.003
PM 3003 A	N1 - Impar	100.00	0.001	-0.004	4.2	0.004
PM 3201 A	N1 - Impar	100.00	0.001	-0.002	3.8	0.003
R2 - Impar	R1- IMPAR	102.98	0.005	-0.013	2.6	0.014
R3 - Impar	R1- IMPAR	102.76	0.003	-0.006	2.4	0.007
R4 - Impar	R1- IMPAR	102.85	0.003	-0.007	2.5	0.008
R5 _ Impar	R1- IMPAR	102.78	0.002	-0.005	2.4	0.006
PM-0106 A	R1- IMPAR	100.00	0.002	-0.009	5.4	0.009
PM-0107 A	R1- IMPAR	100.00	0.001	-0.002	3.7	0.002
PM-0301A	R1- IMPAR	105.00	0.001	-0.005	4.5	0.005
PM-840	R1- IMPAR	100.00	0.001	-0.004	4.5	0.005
PM-0304 A	R1- IMPAR	100.00	0.001	-0.004	4.3	0.004
PM-0306 A	R1- IMPAR	100.00	0.001	-0.004	4.3	0.004
PM-0310 A	R1- IMPAR	100.00	0.001	-0.002	3.7	0.002

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **H1BT - impar**

Nominal kV = 0.400
Voltage c Factor = 1.05 (User-Defined)
Peak Value = 58.670 kA Method C
Steady State = 25.200 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
PM-0403A	R1- IMPAR	100.00	0.001	-0.002	3.7	0.002
PM-0472 A	R1- IMPAR	100.00	0.001	-0.004	4.3	0.004
PM-0471A	R1- IMPAR	100.00	0.001	-0.003	3.7	0.003
PM-0302	R1- IMPAR	100.00	0.001	-0.004	4.5	0.004
G1	Bus8	97.94	0.001	-0.001	2.2	0.002
Bus6	Bus25	104.88	0.013	-0.165	12.7	0.166
TG-4002	Bus23	100.00	0.007	-0.157	21.4	0.157
LL A3 - Par	MCC A3 - Par	100.00	0.061	-0.156	2.5	0.168
LL A3 - impar	MCC A3 - Impar	100.00	0.064	-0.162	2.6	0.175
MCC J2	Bus40	102.92	0.002	-0.005	2.6	0.005
Bus11	C2- Par	97.72	0.002	-0.004	2.3	0.004
Bus15	C2- Par	102.60	0.000	0.000	999.9	0.000
C4- Par	C2- Par	102.93	0.004	-0.011	2.4	0.012
PM-1402A	C2- Par	100.00	0.001	-0.003	5.0	0.003
PM-1610 B	C2- Par	100.00	0.001	-0.006	4.3	0.006
CM 1201B2	C2- Par	100.00	0.001	-0.004	4.1	0.005
PM1401B	C2- Par	100.00	0.001	-0.003	4.0	0.004
CM 3701	C2- Par	100.00	0.003	-0.014	5.5	0.014
CM 3701/2B2	C2- Par	100.00	0.010	-0.031	3.0	0.032
CM 1401.2B	C2- Par	100.00	0.001	-0.004	3.9	0.004
PM 3761B	C2- Par	105.00	0.003	-0.014	5.3	0.014
PM 3762 B	C2- Par	105.00	0.001	-0.003	5.3	0.003
CM-1601 C	C2- Par	100.00	0.002	-0.010	5.5	0.011
CM-1601 B	C2- Par	100.00	0.002	-0.010	5.5	0.011
PM-1201	C2- Par	100.00	0.002	-0.008	5.5	0.008
Bus20	M - Par	102.59	0.002	-0.006	2.5	0.007
Bus1	M - Par	97.70	0.003	-0.007	2.5	0.007
M1- Par	M - Par	98.08	0.004	-0.009	2.5	0.010
N3 - Par	N1 - Par	98.09	0.004	-0.010	2.6	0.011
N2- Par	N1 - Par	102.92	0.004	-0.009	2.5	0.010

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **H1BT - impar**

Nominal kV = 0.400
Voltage c Factor = 1.05 (User-Defined)
Peak Value = 58.670 kA Method C
Steady State = 25.200 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
CM 3303 B	N1 - Par	100.00	0.001	-0.007	5.1	0.008
PM 3004 B	N1 - Par	100.00	0.001	-0.002	3.8	0.003
CM 3001 B	N1 - Par	100.00	0.001	-0.003	3.8	0.003
PM 3008 B	N1 - Par	100.00	0.001	-0.003	4.1	0.003
PM 3064 B	N1 - Par	100.00	0.001	-0.002	3.4	0.002
PM 3003 B	N1 - Par	100.00	0.001	-0.003	4.2	0.004
PM 3067 B	N1 - Par	100.00	0.001	-0.004	4.3	0.004
CM 3201 B	N1 - Par	100.00	0.002	-0.008	5.3	0.008
R2 - Par	R1-PAR	102.98	0.005	-0.013	2.6	0.014
R3 - Par	R1-PAR	102.77	0.003	-0.006	2.4	0.007
R4 Par	R1-PAR	102.81	0.002	-0.006	2.5	0.006
R5 - Par	R1-PAR	102.81	0.002	-0.006	2.5	0.006
PM-0471 S	R1-PAR	100.00	0.001	-0.003	3.7	0.003
PM-0472 S	R1-PAR	100.00	0.001	-0.004	4.3	0.004
PM-0841	R1-PAR	100.00	0.001	-0.004	4.5	0.004
PM-0403 S	R1-PAR	100.00	0.001	-0.002	3.7	0.002
PM-0310 S	R1-PAR	100.00	0.001	-0.002	3.7	0.002
PM-0306 S	R1-PAR	100.00	0.001	-0.004	4.3	0.004
PM-0304 S	R1-PAR	100.00	0.001	-0.004	4.3	0.004
PM-0842	R1-PAR	100.00	0.001	-0.004	4.5	0.005
PM-0301S	R1-PAR	105.00	0.001	-0.005	4.5	0.005
PM-0107 S	R1-PAR	100.00	0.001	-0.002	3.7	0.002
PM-0106 S	R1-PAR	100.00	0.002	-0.009	5.4	0.009
Bus5	Bus27	104.88	0.012	-0.152	13.0	0.152

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.01	25.673	33.550	21.599
0.02	25.673	28.742	12.922

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **H1BT - impar**

Nominal kV	=	0.400	
Voltage c Factor	=	1.05	(User-Defined)
Peak Value	=	58.670	kA Method C
Steady State	=	25.200	kA rms

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.03	25.673	26.806	7.709
0.04	25.673	26.082	4.599
0.05	25.673	25.823	2.775
0.06	25.673	25.727	1.659
0.07	25.673	25.692	0.992
0.08	25.673	25.680	0.593
0.09	25.673	25.676	0.355
0.10	25.673	25.674	0.216
0.15	25.673	25.673	0.017
0.20	25.673	25.673	0.001
0.25	25.673	25.673	0.000
0.30	25.673	25.673	0.000

3-Phase fault at bus: **H1BT - par**

Nominal kV = 0.400
Voltage c Factor = 1.05 (User-Defined)
Peak Value = 58.670 kA Method C
Steady State = 25.200 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
H1BT - par	Total	0.00	4.215	-25.325	6.0	25.673
H1-MT	H1BT - par	102.56	4.215	-25.325	6.0	25.673
H1BT - impar	H1-MT	102.56	0.000	0.000	999.9	0.000
Bus39	A1 - BII	97.68	0.002	-0.005	2.4	0.005
C2-Impar	A1 - BII	102.61	0.048	-0.134	2.8	0.142
D - Impar	A1 - BII	102.65	0.018	-0.062	3.5	0.064
M - Impar	A1 - BII	102.58	0.006	-0.016	2.5	0.017
N1 - Impar	A1 - BII	102.58	0.015	-0.050	3.3	0.053
R1- IMPAR	A1 - BII	102.58	0.022	-0.074	3.3	0.077
Bus8	A1 - BII	102.56	0.001	-0.001	2.2	0.002
Bus25	A1 - BII	98.82	0.013	-0.165	12.7	0.166
Bus23	A1 - BII	98.79	0.007	-0.157	21.4	0.157
TG-4001	A1 - BII	100.00	0.013	-0.215	16.3	0.215
TG-4003	A1 - BII	100.00	0.015	-0.251	16.3	0.252
MCC A3 - Par	A2 - Par	97.99	0.004	-0.010	2.5	0.011
PM 4401A1	A2 - Par	100.00	0.002	-0.014	6.1	0.014
CM 4301E1	A2 - Par	100.00	0.001	-0.005	4.8	0.006
BM 4001A1	A2 - Par	100.00	0.001	-0.004	4.4	0.004
PM 4001D1	A2 - Par	100.00	0.001	-0.007	5.1	0.007
CM 4301B1	A2 - Par	100.00	0.001	-0.005	4.8	0.006
PM 48409B1	A2 - Par	100.00	0.002	-0.011	5.7	0.012
MCC A3 - Impar	A2 - Impar	98.00	0.004	-0.010	2.6	0.011
BM 4001G1	A2 - Impar	100.00	0.001	-0.003	4.1	0.003
BM 40001H1	A2 - Impar	100.00	0.001	-0.003	4.1	0.003
BM 4001C1	A2 - Impar	100.00	0.001	-0.004	4.4	0.004
BM 4001D.1	A2 - Impar	100.00	0.001	-0.004	4.4	0.004
PM 4001E1	A2 - Impar	100.00	0.001	-0.007	5.1	0.007
CM 4301A1	A2 - Impar	100.00	0.001	-0.005	4.8	0.006
PM 4402A1	A2 - Impar	100.00	0.001	-0.005	4.8	0.006
PM 4401E1	A2 - Impar	100.00	0.002	-0.011	5.7	0.012

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **H1BT - par**

Nominal kV = 0.400
Voltage c Factor = 1.05 (User-Defined)
Peak Value = 58.670 kA Method C
Steady State = 25.200 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
PM 4401B1	A2 - Impar	100.00	0.002	-0.011	5.7	0.012
PM 48409A1	A2 - Impar	100.00	0.001	-0.006	5.1	0.006
Bus40	A1-BI	102.56	0.002	-0.005	2.6	0.005
C2- Par	A1-BI	102.60	0.032	-0.126	3.9	0.130
M - Par	A1-BI	102.59	0.009	-0.022	2.5	0.023
N1 - Par	A1-BI	102.58	0.015	-0.052	3.5	0.054
R1-PAR	A1-BI	102.58	0.022	-0.074	3.3	0.077
Bus27	A1-BI	103.86	0.012	-0.152	13.0	0.152
MCC J1	Bus39	97.99	0.002	-0.005	2.4	0.005
Bus9	C2-Impar	97.73	0.001	-0.002	2.3	0.002
C4 - Impar	C2-Impar	102.95	0.003	-0.011	4.0	0.012
CM 1201A	C2-Impar	100.00	0.001	-0.004	4.1	0.005
PM-1610 A	C2-Impar	100.00	0.001	-0.006	4.3	0.006
CM-1601 A	C2-Impar	100.00	0.002	-0.010	5.5	0.011
CM-1702	C2-Impar	100.00	0.010	-0.031	3.1	0.032
PM-3761 A	C2-Impar	105.00	0.003	-0.014	5.3	0.014
CM-3701/2A	C2-Impar	100.00	0.022	-0.031	1.4	0.038
PM-3762 A	C2-Impar	105.00	0.001	-0.003	5.3	0.003
PM-1401 A	C2-Impar	100.00	0.001	-0.003	4.0	0.004
CM 1401.2A	C2-Impar	100.00	0.001	-0.004	3.9	0.004
PM-1402B	C2-Impar	100.00	0.001	-0.003	5.1	0.003
PM-1301	C2-Impar	100.00	0.001	-0.005	4.3	0.005
PM-1610 C	C2-Impar	100.00	0.001	-0.006	5.7	0.006
D1 - Impar	D - Impar	98.21	0.003	-0.008	2.3	0.008
PM 6107C	D - Impar	100.00	0.002	-0.007	4.4	0.007
PM 6122C	D - Impar	100.00	0.001	-0.006	4.3	0.006
PM 6122A	D - Impar	100.00	0.002	-0.007	4.4	0.007
PM6021	D - Impar	100.00	0.001	-0.003	3.6	0.003
PM 6111C	D - Impar	100.00	0.001	-0.003	4.4	0.003
PM-6405	D - Impar	100.00	0.001	-0.003	3.6	0.003

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **H1BT - par**

Nominal kV = 0.400
Voltage c Factor = 1.05 (User-Defined)
Peak Value = 58.670 kA Method C
Steady State = 25.200 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
D1- Par	D - Par	98.12	0.003	-0.006	2.2	0.007
PM 6107 D	D - Par	100.00	0.002	-0.007	4.4	0.007
PM 6111 D	D - Par	100.00	0.001	-0.003	3.6	0.003
PM 6122 B	D - Par	100.00	0.002	-0.007	4.4	0.007
PM-6406	D - Par	100.00	0.001	-0.003	3.6	0.003
Bus4	M - Impar	102.58	0.000	0.000	999.9	0.000
Bus2	M - Impar	97.70	0.003	-0.007	2.5	0.007
M1- Impar	M - Impar	98.05	0.004	-0.009	2.5	0.010
N3 - Impar	N1 - Impar	103.01	0.004	-0.011	2.6	0.012
N2 - Impar	N1 - Impar	102.95	0.004	-0.009	2.5	0.010
CM 3201 A	N1 - Impar	100.00	0.001	-0.004	4.2	0.004
PM 3067 A	N1 - Impar	100.00	0.001	-0.002	3.6	0.002
CM 3303 A	N1 - Impar	100.00	0.001	-0.007	5.1	0.008
PM 3064 A	N1 - Impar	100.00	0.001	-0.002	3.4	0.002
PM 3004 A	N1 - Impar	100.00	0.001	-0.002	3.8	0.003
PM 3008 A	N1 - Impar	100.00	0.001	-0.003	4.1	0.004
CM 3001 A	N1 - Impar	100.00	0.001	-0.003	3.8	0.003
PM 3003 A	N1 - Impar	100.00	0.001	-0.004	4.2	0.004
PM 3201 A	N1 - Impar	100.00	0.001	-0.002	3.8	0.003
R2 - Impar	R1- IMPAR	102.98	0.005	-0.013	2.6	0.014
R3 - Impar	R1- IMPAR	102.76	0.003	-0.006	2.4	0.007
R4 - Impar	R1- IMPAR	102.85	0.003	-0.007	2.5	0.008
R5 _ Impar	R1- IMPAR	102.78	0.002	-0.005	2.4	0.006
PM-0106 A	R1- IMPAR	100.00	0.002	-0.009	5.4	0.009
PM-0107 A	R1- IMPAR	100.00	0.001	-0.002	3.7	0.002
PM-0301A	R1- IMPAR	105.00	0.001	-0.005	4.5	0.005
PM-840	R1- IMPAR	100.00	0.001	-0.004	4.5	0.005
PM-0304 A	R1- IMPAR	100.00	0.001	-0.004	4.3	0.004
PM-0306 A	R1- IMPAR	100.00	0.001	-0.004	4.3	0.004
PM-0310 A	R1- IMPAR	100.00	0.001	-0.002	3.7	0.002

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **H1BT - par**

Nominal kV = 0.400
Voltage c Factor = 1.05 (User-Defined)
Peak Value = 58.670 kA Method C
Steady State = 25.200 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
PM-0403A	R1- IMPAR	100.00	0.001	-0.002	3.7	0.002
PM-0472 A	R1- IMPAR	100.00	0.001	-0.004	4.3	0.004
PM-0471A	R1- IMPAR	100.00	0.001	-0.003	3.7	0.003
PM-0302	R1- IMPAR	100.00	0.001	-0.004	4.5	0.004
G1	Bus8	97.94	0.001	-0.001	2.2	0.002
Bus6	Bus25	104.88	0.013	-0.165	12.7	0.166
TG-4002	Bus23	100.00	0.007	-0.157	21.4	0.157
LL A3 - Par	MCC A3 - Par	100.00	0.061	-0.156	2.5	0.168
LL A3 - impar	MCC A3 - Impar	100.00	0.064	-0.162	2.6	0.175
MCC J2	Bus40	102.92	0.002	-0.005	2.6	0.005
Bus11	C2- Par	97.72	0.002	-0.004	2.3	0.004
Bus15	C2- Par	102.60	0.000	0.000	999.9	0.000
C4- Par	C2- Par	102.93	0.004	-0.011	2.4	0.012
PM-1402A	C2- Par	100.00	0.001	-0.003	5.0	0.003
PM-1610 B	C2- Par	100.00	0.001	-0.006	4.3	0.006
CM 1201B2	C2- Par	100.00	0.001	-0.004	4.1	0.005
PM1401B	C2- Par	100.00	0.001	-0.003	4.0	0.004
CM 3701	C2- Par	100.00	0.003	-0.014	5.5	0.014
CM 3701/2B2	C2- Par	100.00	0.010	-0.031	3.0	0.032
CM 1401.2B	C2- Par	100.00	0.001	-0.004	3.9	0.004
PM 3761B	C2- Par	105.00	0.003	-0.014	5.3	0.014
PM 3762 B	C2- Par	105.00	0.001	-0.003	5.3	0.003
CM-1601 C	C2- Par	100.00	0.002	-0.010	5.5	0.011
CM-1601 B	C2- Par	100.00	0.002	-0.010	5.5	0.011
PM-1201	C2- Par	100.00	0.002	-0.008	5.5	0.008
Bus20	M - Par	102.59	0.002	-0.006	2.5	0.007
Bus1	M - Par	97.70	0.003	-0.007	2.5	0.007
M1- Par	M - Par	98.08	0.004	-0.009	2.5	0.010
N3 - Par	N1 - Par	98.09	0.004	-0.010	2.6	0.011
N2- Par	N1 - Par	102.92	0.004	-0.009	2.5	0.010

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **H1BT - par**

Nominal kV = 0.400
Voltage c Factor = 1.05 (User-Defined)
Peak Value = 58.670 kA Method C
Steady State = 25.200 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
CM 3303 B	N1 - Par	100.00	0.001	-0.007	5.1	0.008
PM 3004 B	N1 - Par	100.00	0.001	-0.002	3.8	0.003
CM 3001 B	N1 - Par	100.00	0.001	-0.003	3.8	0.003
PM 3008 B	N1 - Par	100.00	0.001	-0.003	4.1	0.003
PM 3064 B	N1 - Par	100.00	0.001	-0.002	3.4	0.002
PM 3003 B	N1 - Par	100.00	0.001	-0.003	4.2	0.004
PM 3067 B	N1 - Par	100.00	0.001	-0.004	4.3	0.004
CM 3201 B	N1 - Par	100.00	0.002	-0.008	5.3	0.008
R2 - Par	R1-PAR	102.98	0.005	-0.013	2.6	0.014
R3 - Par	R1-PAR	102.77	0.003	-0.006	2.4	0.007
R4 Par	R1-PAR	102.81	0.002	-0.006	2.5	0.006
R5 - Par	R1-PAR	102.81	0.002	-0.006	2.5	0.006
PM-0471 S	R1-PAR	100.00	0.001	-0.003	3.7	0.003
PM-0472 S	R1-PAR	100.00	0.001	-0.004	4.3	0.004
PM-0841	R1-PAR	100.00	0.001	-0.004	4.5	0.004
PM-0403 S	R1-PAR	100.00	0.001	-0.002	3.7	0.002
PM-0310 S	R1-PAR	100.00	0.001	-0.002	3.7	0.002
PM-0306 S	R1-PAR	100.00	0.001	-0.004	4.3	0.004
PM-0304 S	R1-PAR	100.00	0.001	-0.004	4.3	0.004
PM-0842	R1-PAR	100.00	0.001	-0.004	4.5	0.005
PM-0301S	R1-PAR	105.00	0.001	-0.005	4.5	0.005
PM-0107 S	R1-PAR	100.00	0.001	-0.002	3.7	0.002
PM-0106 S	R1-PAR	100.00	0.002	-0.009	5.4	0.009
Bus5	Bus27	104.88	0.012	-0.152	13.0	0.152

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.01	25.673	33.550	21.599
0.02	25.673	28.742	12.922

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **H1BT - par**

Nominal kV	=	0.400	
Voltage c Factor	=	1.05	(User-Defined)
Peak Value	=	58.670	kA Method C
Steady State	=	25.200	kA rms

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.03	25.673	26.806	7.709
0.04	25.673	26.082	4.599
0.05	25.673	25.823	2.775
0.06	25.673	25.727	1.659
0.07	25.673	25.692	0.992
0.08	25.673	25.680	0.593
0.09	25.673	25.676	0.355
0.10	25.673	25.674	0.216
0.15	25.673	25.673	0.017
0.20	25.673	25.673	0.001
0.25	25.673	25.673	0.000
0.30	25.673	25.673	0.000

3-Phase fault at bus: **L1**

Nominal kV = 0.400
Voltage c Factor = 1.05 (User-Defined)
Peak Value = 65.257 kA Method C
Steady State = 24.664 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
L1	Total	0.00	6.643	-29.332	4.4	30.075
Bus20	L1	100.27	4.690	-24.682	5.3	25.124
Lump1	L1	105.00	1.954	-4.650	2.4	5.043
M - Par	Bus20	100.90	0.313	-1.645	5.3	1.675
A1-BI	M - Par	102.62	0.313	-1.614	5.2	1.645
Bus1	M - Par	96.10	0.000	-0.013	109.9	0.013
M1- Par	M - Par	96.80	0.000	-0.018	55.0	0.018

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.01	29.709	37.020	22.087
0.02	29.362	31.715	11.987
0.03	28.905	29.597	6.364
0.04	28.463	28.663	3.378
0.05	28.042	28.105	1.884
0.06	27.841	27.859	1.010
0.07	27.645	27.650	0.542
0.08	27.454	27.455	0.290
0.09	27.268	27.268	0.156
0.10	27.087	27.087	0.088
0.15	26.722	26.722	0.004
0.20	26.376	26.376	0.000
0.25	26.052	26.052	0.000
0.30	26.052	26.052	0.000

3-Phase fault at bus: **M - Impar**

Nominal kV = 6.000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
Peak Value = 69.750 kA Method C
Steady State = 29.301 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
M - Impar	Total	0.00	22.369	-35.213	1.6	41.717
A1 - BII	M - Impar	60.82	22.099	-34.504	1.6	40.974
Bus4	M - Impar	0.00	0.000	0.000	999.9	0.000
Bus2	M - Impar	0.19	0.115	-0.298	2.6	0.320
M1- Impar	M - Impar	16.47	0.155	-0.411	2.6	0.439
Bus39	A1 - BII	58.07	0.085	-0.083	1.0	0.119
C2-Impar	A1 - BII	62.32	2.338	-2.513	1.1	3.432
D - Impar	A1 - BII	63.71	0.980	-1.201	1.2	1.551
N1 - Impar	A1 - BII	61.46	0.821	-0.974	1.2	1.274
R1- IMPAR	A1 - BII	61.19	1.204	-1.432	1.2	1.871
Bus8	A1 - BII	61.04	0.029	-0.026	0.9	0.039
Bus25	A1 - BII	78.84	1.872	-3.549	1.9	4.013
Bus23	A1 - BII	78.70	1.664	-3.415	2.1	3.799
TG-4001	A1 - BII	104.76	2.345	-4.639	2.0	5.198
TG-4003	A1 - BII	104.76	2.743	-5.427	2.0	6.080
MCC A3 - Par	A2 - Par	62.32	0.181	-0.183	1.0	0.257
PM 4401A1	A2 - Par	104.76	0.180	-0.282	1.6	0.335
CM 4301E1	A2 - Par	104.76	0.078	-0.111	1.4	0.135
BM 4001A1	A2 - Par	104.76	0.061	-0.084	1.4	0.104
PM 4001D1	A2 - Par	104.76	0.094	-0.137	1.5	0.166
CM 4301B1	A2 - Par	104.76	0.078	-0.111	1.4	0.135
PM 48409B1	A2 - Par	104.76	0.154	-0.234	1.5	0.280
MCC A3 - Impar	A2 - Impar	62.52	0.188	-0.190	1.0	0.268
BM 4001G1	A2 - Impar	104.76	0.047	-0.063	1.3	0.079
BM 40001H1	A2 - Impar	104.76	0.047	-0.063	1.3	0.079
BM 4001C1	A2 - Impar	104.76	0.061	-0.084	1.4	0.104
BM 4001D.1	A2 - Impar	104.76	0.061	-0.084	1.4	0.104
PM 4001E1	A2 - Impar	104.76	0.094	-0.137	1.5	0.166
CM 4301A1	A2 - Impar	104.76	0.078	-0.111	1.4	0.135
PM 4402A1	A2 - Impar	104.76	0.078	-0.111	1.4	0.135

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **M - Impar**

Nominal kV = 6.000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
Peak Value = 69.750 kA Method C
Steady State = 29.301 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
PM 4401E1	A2 - Impar	104.76	0.154	-0.234	1.5	0.280
PM 4401B1	A2 - Impar	104.76	0.154	-0.234	1.5	0.280
PM 48409A1	A2 - Impar	104.76	0.083	-0.121	1.5	0.146
Bus40	A1-BI	60.97	0.084	-0.084	1.0	0.119
C2- Par	A1-BI	62.22	1.919	-2.486	1.3	3.140
M - Par	A1-BI	61.65	0.401	-0.401	1.0	0.567
N1 - Par	A1-BI	61.48	0.833	-1.018	1.2	1.316
R1-PAR	A1-BI	61.19	1.198	-1.425	1.2	1.862
Bus27	A1-BI	84.68	1.711	-3.257	1.9	3.679
H1BT - impar	H1-MT	60.82	0.000	0.000	999.9	0.000
H1BT - par	H1-MT	60.82	0.000	0.000	999.9	0.000
P	Bus4	0.00	0.000	0.000	999.9	0.000
E3	Bus2	14.24	0.115	-0.298	2.6	0.320
LL M2 A2	M1- Impar	104.76	2.446	-6.468	2.6	6.915
MCC J1	Bus39	62.88	0.085	-0.083	1.0	0.119
Bus9	C2-Impar	59.37	0.043	-0.039	0.9	0.058
C4 - Impar	C2-Impar	67.73	0.172	-0.224	1.3	0.282
CM 1201A	C2-Impar	104.76	0.067	-0.088	1.3	0.111
PM-1610 A	C2-Impar	104.76	0.081	-0.110	1.4	0.137
CM-1601 A	C2-Impar	104.76	0.141	-0.213	1.5	0.255
CM-1702	C2-Impar	104.76	0.515	-0.587	1.1	0.781
PM-3761 A	C2-Impar	110.00	0.190	-0.283	1.5	0.341
CM-3701/2A	C2-Impar	104.76	0.782	-0.484	0.6	0.920
PM-3762 A	C2-Impar	110.00	0.039	-0.058	1.5	0.070
PM-1401 A	C2-Impar	104.76	0.053	-0.069	1.3	0.087
CM 1401.2A	C2-Impar	104.76	0.060	-0.078	1.3	0.098
PM-1402B	C2-Impar	104.76	0.042	-0.061	1.5	0.074
PM-1301	C2-Impar	104.76	0.078	-0.106	1.4	0.131
PM-1610 C	C2-Impar	104.76	0.075	-0.114	1.5	0.137
D1 - Impar	D - Impar	67.71	0.146	-0.135	0.9	0.199

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **M - Impar**

Nominal kV = 6.000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
Peak Value = 69.750 kA Method C
Steady State = 29.301 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
PM 6107C	D - Impar	104.76	0.101	-0.139	1.4	0.172
PM 6122C	D - Impar	104.76	0.087	-0.118	1.4	0.147
PM 6122A	D - Impar	104.76	0.101	-0.139	1.4	0.172
PM6021	D - Impar	104.76	0.044	-0.054	1.2	0.070
PM 6111C	D - Impar	104.76	0.042	-0.058	1.4	0.072
PM-6405	D - Impar	104.76	0.047	-0.059	1.2	0.075
D1- Par	D - Par	66.16	0.117	-0.107	0.9	0.158
PM 6107 D	D - Par	104.76	0.101	-0.139	1.4	0.172
PM 6111 D	D - Par	104.76	0.046	-0.057	1.2	0.073
PM 6122 B	D - Par	104.76	0.101	-0.139	1.4	0.172
PM-6406	D - Par	104.76	0.047	-0.059	1.2	0.075
N3 - Impar	N1 - Impar	67.61	0.197	-0.200	1.0	0.280
N2 - Impar	N1 - Impar	66.76	0.173	-0.174	1.0	0.246
CM 3201 A	N1 - Impar	104.76	0.063	-0.085	1.3	0.106
PM 3067 A	N1 - Impar	104.76	0.032	-0.040	1.2	0.052
CM 3303 A	N1 - Impar	104.76	0.103	-0.151	1.5	0.183
PM 3064 A	N1 - Impar	104.76	0.032	-0.039	1.2	0.051
PM 3004 A	N1 - Impar	104.76	0.038	-0.048	1.3	0.062
PM 3008 A	N1 - Impar	104.76	0.051	-0.068	1.3	0.085
CM 3001 A	N1 - Impar	104.76	0.039	-0.050	1.3	0.063
PM 3003 A	N1 - Impar	104.76	0.053	-0.071	1.3	0.089
PM 3201 A	N1 - Impar	104.76	0.038	-0.048	1.3	0.062
R2 - Impar	R1- IMPAR	67.07	0.242	-0.247	1.0	0.346
R3 - Impar	R1- IMPAR	63.70	0.114	-0.112	1.0	0.160
R4 - Impar	R1- IMPAR	65.07	0.130	-0.130	1.0	0.184
R5 _ Impar	R1- IMPAR	63.99	0.097	-0.096	1.0	0.136
PM-0106 A	R1- IMPAR	104.76	0.119	-0.178	1.5	0.214
PM-0107 A	R1- IMPAR	104.76	0.035	-0.044	1.3	0.056
PM-0301A	R1- IMPAR	110.00	0.070	-0.097	1.4	0.120
PM-840	R1- IMPAR	104.76	0.064	-0.088	1.4	0.109

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **M - Impar**

Nominal kV = 6.000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
Peak Value = 69.750 kA Method C
Steady State = 29.301 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
PM-0304 A	R1- IMPAR	104.76	0.053	-0.072	1.4	0.089
PM-0306 A	R1- IMPAR	104.76	0.055	-0.074	1.4	0.093
PM-0310 A	R1- IMPAR	104.76	0.035	-0.044	1.3	0.056
PM-0403A	R1- IMPAR	104.76	0.035	-0.044	1.3	0.056
PM-0472 A	R1- IMPAR	104.76	0.055	-0.074	1.4	0.093
PM-0471A	R1- IMPAR	104.76	0.039	-0.050	1.3	0.063
PM-0302	R1- IMPAR	104.76	0.059	-0.081	1.4	0.100
G1	Bus8	63.30	0.029	-0.026	0.9	0.039
Bus6	Bus25	106.58	1.872	-3.549	1.9	4.013
TG-4002	Bus23	104.76	1.664	-3.415	2.1	3.799
LL A3 - Par	MCC A3 - Par	104.76	2.856	-2.878	1.0	4.055
LL A3 - impar	MCC A3 - Impar	104.76	2.967	-2.998	1.0	4.218
MCC J2	Bus40	66.08	0.084	-0.084	1.0	0.119
Bus11	C2- Par	59.29	0.079	-0.073	0.9	0.108
Bus15	C2- Par	62.22	0.000	0.000	999.9	0.000
C4- Par	C2- Par	66.74	0.201	-0.197	1.0	0.282
PM-1402A	C2- Par	104.76	0.042	-0.061	1.5	0.074
PM-1610 B	C2- Par	104.76	0.082	-0.110	1.3	0.137
CM 1201B2	C2- Par	104.76	0.067	-0.089	1.3	0.111
PM1401B	C2- Par	104.76	0.053	-0.069	1.3	0.087
CM 3701	C2- Par	104.76	0.191	-0.286	1.5	0.344
CM 3701/2B2	C2- Par	104.76	0.517	-0.584	1.1	0.780
CM 1401.2B	C2- Par	104.76	0.060	-0.078	1.3	0.098
PM 3761B	C2- Par	110.00	0.191	-0.284	1.5	0.342
PM 3762 B	C2- Par	110.00	0.039	-0.058	1.5	0.070
CM-1601 C	C2- Par	104.76	0.142	-0.213	1.5	0.256
CM-1601 B	C2- Par	104.76	0.142	-0.213	1.5	0.256
PM-1201	C2- Par	104.76	0.113	-0.170	1.5	0.204
Bus20	M - Par	61.73	0.111	-0.111	1.0	0.157
Bus1	M - Par	58.81	0.121	-0.119	1.0	0.170

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **M - Impar**

Nominal kV = 6.000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
Peak Value = 69.750 kA Method C
Steady State = 29.301 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
M1- Par	M - Par	64.18	0.169	-0.170	1.0	0.240
N3 - Par	N1 - Par	64.21	0.181	-0.184	1.0	0.258
N2- Par	N1 - Par	66.26	0.166	-0.166	1.0	0.235
CM 3303 B	N1 - Par	104.76	0.103	-0.151	1.5	0.183
PM 3004 B	N1 - Par	104.76	0.038	-0.048	1.3	0.062
CM 3001 B	N1 - Par	104.76	0.039	-0.049	1.3	0.063
PM 3008 B	N1 - Par	104.76	0.049	-0.065	1.3	0.081
PM 3064 B	N1 - Par	104.76	0.032	-0.039	1.2	0.051
PM 3003 B	N1 - Par	104.76	0.051	-0.068	1.3	0.085
PM 3067 B	N1 - Par	104.76	0.061	-0.083	1.4	0.103
CM 3201 B	N1 - Par	104.76	0.111	-0.164	1.5	0.198
R2 - Par	R1-PAR	67.05	0.242	-0.247	1.0	0.346
R3 - Par	R1-PAR	63.77	0.114	-0.112	1.0	0.160
R4 Par	R1-PAR	64.43	0.111	-0.110	1.0	0.156
R5 - Par	R1-PAR	64.41	0.111	-0.110	1.0	0.156
PM-0471 S	R1-PAR	104.76	0.039	-0.050	1.3	0.063
PM-0472 S	R1-PAR	104.76	0.055	-0.074	1.4	0.093
PM-0841	R1-PAR	104.76	0.059	-0.081	1.4	0.100
PM-0403 S	R1-PAR	104.76	0.035	-0.044	1.3	0.056
PM-0310 S	R1-PAR	104.76	0.035	-0.044	1.3	0.056
PM-0306 S	R1-PAR	104.76	0.055	-0.074	1.4	0.093
PM-0304 S	R1-PAR	104.76	0.053	-0.072	1.4	0.089
PM-0842	R1-PAR	104.76	0.064	-0.088	1.4	0.109
PM-0301S	R1-PAR	110.00	0.070	-0.097	1.4	0.120
PM-0107 S	R1-PAR	104.76	0.035	-0.044	1.3	0.056
PM-0106 S	R1-PAR	104.76	0.119	-0.178	1.5	0.214
Bus5	Bus27	106.60	1.711	-3.257	1.9	3.679
P'	P	0.00	0.000	0.000	999.9	0.000
LL E - Impar	E3	104.76	1.810	-4.698	2.6	5.034

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **M - Impar**

Nominal kV = 6.000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
Peak Value = 69.750 kA Method C
Steady State = 29.301 kA rms

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.01	40.739	41.887	9.739
0.02	40.189	40.245	2.138
0.03	39.460	39.462	0.407
0.04	38.689	38.689	0.077
0.05	37.919	37.919	0.025
0.06	37.569	37.569	0.005
0.07	37.221	37.221	0.001
0.08	36.875	36.875	0.000
0.09	36.532	36.532	0.000
0.10	36.192	36.192	0.000
0.15	35.488	35.488	0.000
0.20	34.794	34.794	0.000
0.25	34.116	34.116	0.000
0.30	34.116	34.116	0.000

3-Phase fault at bus: **M - Par**

Nominal kV = 6.000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
Peak Value = 70.258 kA Method C
Steady State = 29.301 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
M - Par	Total	0.00	22.395	-35.471	1.6	41.949
A1-BI	M - Par	60.72	22.017	-34.472	1.6	40.903
Bus20	M - Par	0.16	0.105	-0.277	2.6	0.296
Bus1	M - Par	0.19	0.115	-0.298	2.6	0.320
M1- Par	M - Par	17.77	0.159	-0.423	2.7	0.452
Bus40	A1-BI	60.87	0.084	-0.085	1.0	0.119
C2- Par	A1-BI	62.12	1.922	-2.492	1.3	3.147
N1 - Par	A1-BI	61.38	0.834	-1.021	1.2	1.318
R1-PAR	A1-BI	61.09	1.200	-1.429	1.2	1.866
Bus27	A1-BI	84.62	1.713	-3.265	1.9	3.687
Bus39	A1 - BII	57.97	0.086	-0.083	1.0	0.120
C2-Impar	A1 - BII	62.22	2.342	-2.520	1.1	3.440
D - Impar	A1 - BII	63.61	0.982	-1.204	1.2	1.554
M - Impar	A1 - BII	61.31	0.286	-0.286	1.0	0.405
N1 - Impar	A1 - BII	61.35	0.822	-0.977	1.2	1.277
R1- IMPAR	A1 - BII	61.09	1.206	-1.435	1.2	1.875
Bus8	A1 - BII	60.93	0.029	-0.026	0.9	0.039
Bus25	A1 - BII	78.78	1.874	-3.558	1.9	4.021
Bus23	A1 - BII	78.64	1.666	-3.423	2.1	3.807
TG-4001	A1 - BII	104.76	2.348	-4.650	2.0	5.209
TG-4003	A1 - BII	104.76	2.747	-5.439	2.0	6.094
MCC A3 - Par	A2 - Par	62.23	0.182	-0.183	1.0	0.258
PM 4401A1	A2 - Par	104.76	0.180	-0.283	1.6	0.335
CM 4301E1	A2 - Par	104.76	0.078	-0.111	1.4	0.136
BM 4001A1	A2 - Par	104.76	0.061	-0.085	1.4	0.104
PM 4001D1	A2 - Par	104.76	0.094	-0.137	1.5	0.167
CM 4301B1	A2 - Par	104.76	0.078	-0.111	1.4	0.136
PM 48409B1	A2 - Par	104.76	0.154	-0.234	1.5	0.280
MCC A3 - Impar	A2 - Impar	62.43	0.189	-0.191	1.0	0.268
BM 4001G1	A2 - Impar	104.76	0.047	-0.063	1.3	0.079

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **M - Par**

Nominal kV = 6.000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
Peak Value = 70.258 kA Method C
Steady State = 29.301 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
BM 40001H1	A2 - Impar	104.76	0.047	-0.063	1.3	0.079
BM 4001C1	A2 - Impar	104.76	0.061	-0.085	1.4	0.104
BM 4001D.1	A2 - Impar	104.76	0.061	-0.085	1.4	0.104
PM 4001E1	A2 - Impar	104.76	0.094	-0.137	1.5	0.167
CM 4301A1	A2 - Impar	104.76	0.078	-0.111	1.4	0.136
PM 4402A1	A2 - Impar	104.76	0.078	-0.111	1.4	0.136
PM 4401E1	A2 - Impar	104.76	0.154	-0.234	1.5	0.280
PM 4401B1	A2 - Impar	104.76	0.154	-0.234	1.5	0.280
PM 48409A1	A2 - Impar	104.76	0.083	-0.121	1.5	0.147
H1BT - impar	H1-MT	60.72	0.000	0.000	999.9	0.000
H1BT - par	H1-MT	60.72	0.000	0.000	999.9	0.000
L1	Bus20	17.85	0.105	-0.277	2.6	0.296
E1	Bus1	14.24	0.115	-0.298	2.6	0.320
LL M2 B2	M1- Par	104.76	2.499	-6.666	2.7	7.119
MCC J2	Bus40	65.98	0.084	-0.085	1.0	0.119
Bus11	C2- Par	59.20	0.079	-0.073	0.9	0.108
Bus15	C2- Par	62.12	0.000	0.000	999.9	0.000
C4- Par	C2- Par	66.64	0.202	-0.198	1.0	0.282
PM-1402A	C2- Par	104.76	0.042	-0.061	1.5	0.074
PM-1610 B	C2- Par	104.76	0.082	-0.110	1.4	0.137
CM 1201B2	C2- Par	104.76	0.067	-0.089	1.3	0.111
PM1401B	C2- Par	104.76	0.053	-0.069	1.3	0.087
CM 3701	C2- Par	104.76	0.191	-0.287	1.5	0.345
CM 3701/2B2	C2- Par	104.76	0.517	-0.585	1.1	0.781
CM 1401.2B	C2- Par	104.76	0.060	-0.078	1.3	0.099
PM 3761B	C2- Par	110.00	0.192	-0.284	1.5	0.343
PM 3762 B	C2- Par	110.00	0.039	-0.059	1.5	0.071
CM-1601 C	C2- Par	104.76	0.142	-0.214	1.5	0.257
CM-1601 B	C2- Par	104.76	0.142	-0.214	1.5	0.257
PM-1201	C2- Par	104.76	0.113	-0.170	1.5	0.205

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **M - Par**

Nominal kV = 6.000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
Peak Value = 70.258 kA Method C
Steady State = 29.301 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
N3 - Par	N1 - Par	64.11	0.182	-0.184	1.0	0.259
N2- Par	N1 - Par	66.17	0.167	-0.167	1.0	0.236
CM 3303 B	N1 - Par	104.76	0.104	-0.151	1.5	0.183
PM 3004 B	N1 - Par	104.76	0.038	-0.048	1.3	0.062
CM 3001 B	N1 - Par	104.76	0.039	-0.050	1.3	0.063
PM 3008 B	N1 - Par	104.76	0.049	-0.065	1.3	0.081
PM 3064 B	N1 - Par	104.76	0.032	-0.039	1.2	0.051
PM 3003 B	N1 - Par	104.76	0.051	-0.069	1.3	0.086
PM 3067 B	N1 - Par	104.76	0.061	-0.083	1.4	0.103
CM 3201 B	N1 - Par	104.76	0.111	-0.165	1.5	0.199
R2 - Par	R1-PAR	66.96	0.242	-0.248	1.0	0.346
R3 - Par	R1-PAR	63.67	0.114	-0.112	1.0	0.160
R4 Par	R1-PAR	64.33	0.111	-0.110	1.0	0.157
R5 - Par	R1-PAR	64.30	0.112	-0.110	1.0	0.157
PM-0471 S	R1-PAR	104.76	0.040	-0.050	1.3	0.064
PM-0472 S	R1-PAR	104.76	0.055	-0.075	1.4	0.093
PM-0841	R1-PAR	104.76	0.059	-0.082	1.4	0.101
PM-0403 S	R1-PAR	104.76	0.035	-0.044	1.3	0.056
PM-0310 S	R1-PAR	104.76	0.035	-0.044	1.3	0.056
PM-0306 S	R1-PAR	104.76	0.055	-0.075	1.4	0.093
PM-0304 S	R1-PAR	104.76	0.053	-0.072	1.4	0.089
PM-0842	R1-PAR	104.76	0.064	-0.088	1.4	0.109
PM-0301S	R1-PAR	110.00	0.071	-0.097	1.4	0.120
PM-0107 S	R1-PAR	104.76	0.035	-0.044	1.3	0.056
PM-0106 S	R1-PAR	104.76	0.119	-0.178	1.5	0.215
Bus5	Bus27	106.59	1.713	-3.265	1.9	3.687
MCC J1	Bus39	62.79	0.086	-0.083	1.0	0.120
Bus9	C2-Impar	59.27	0.043	-0.039	0.9	0.058
C4 - Impar	C2-Impar	67.63	0.172	-0.225	1.3	0.283
CM 1201A	C2-Impar	104.76	0.067	-0.089	1.3	0.111

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **M - Par**

Nominal kV = 6.000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
Peak Value = 70.258 kA Method C
Steady State = 29.301 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
PM-1610 A	C2-Impar	104.76	0.081	-0.110	1.4	0.137
CM-1601 A	C2-Impar	104.76	0.142	-0.213	1.5	0.256
CM-1702	C2-Impar	104.76	0.516	-0.588	1.1	0.782
PM-3761 A	C2-Impar	110.00	0.191	-0.284	1.5	0.342
CM-3701/2A	C2-Impar	104.76	0.784	-0.485	0.6	0.922
PM-3762 A	C2-Impar	110.00	0.039	-0.058	1.5	0.070
PM-1401 A	C2-Impar	104.76	0.053	-0.069	1.3	0.087
CM 1401.2A	C2-Impar	104.76	0.060	-0.078	1.3	0.098
PM-1402B	C2-Impar	104.76	0.042	-0.061	1.5	0.074
PM-1301	C2-Impar	104.76	0.078	-0.106	1.4	0.132
PM-1610 C	C2-Impar	104.76	0.075	-0.115	1.5	0.137
D1 - Impar	D - Impar	67.63	0.146	-0.136	0.9	0.199
PM 6107C	D - Impar	104.76	0.101	-0.139	1.4	0.172
PM 6122C	D - Impar	104.76	0.087	-0.118	1.4	0.147
PM 6122A	D - Impar	104.76	0.101	-0.139	1.4	0.172
PM6021	D - Impar	104.76	0.044	-0.055	1.2	0.070
PM 6111C	D - Impar	104.76	0.043	-0.058	1.4	0.072
PM-6405	D - Impar	104.76	0.047	-0.059	1.2	0.076
D1- Par	D - Par	66.08	0.117	-0.107	0.9	0.159
PM 6107 D	D - Par	104.76	0.101	-0.139	1.4	0.172
PM 6111 D	D - Par	104.76	0.046	-0.057	1.2	0.073
PM 6122 B	D - Par	104.76	0.101	-0.139	1.4	0.172
PM-6406	D - Par	104.76	0.047	-0.059	1.2	0.076
Bus4	M - Impar	61.31	0.000	0.000	999.9	0.000
Bus2	M - Impar	58.49	0.121	-0.120	1.0	0.171
M1- Impar	M - Impar	63.44	0.165	-0.166	1.0	0.234
N3 - Impar	N1 - Impar	67.51	0.197	-0.200	1.0	0.281
N2 - Impar	N1 - Impar	66.66	0.174	-0.175	1.0	0.246
CM 3201 A	N1 - Impar	104.76	0.063	-0.085	1.3	0.106
PM 3067 A	N1 - Impar	104.76	0.032	-0.040	1.2	0.052

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **M - Par**

Nominal kV = 6.000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
Peak Value = 70.258 kA Method C
Steady State = 29.301 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
CM 3303 A	N1 - Impar	104.76	0.104	-0.151	1.5	0.183
PM 3064 A	N1 - Impar	104.76	0.032	-0.039	1.2	0.051
PM 3004 A	N1 - Impar	104.76	0.038	-0.048	1.3	0.062
PM 3008 A	N1 - Impar	104.76	0.051	-0.068	1.3	0.085
CM 3001 A	N1 - Impar	104.76	0.039	-0.050	1.3	0.063
PM 3003 A	N1 - Impar	104.76	0.053	-0.072	1.3	0.089
PM 3201 A	N1 - Impar	104.76	0.038	-0.048	1.3	0.062
R2 - Impar	R1- IMPAR	66.97	0.243	-0.248	1.0	0.347
R3 - Impar	R1- IMPAR	63.60	0.114	-0.112	1.0	0.160
R4 - Impar	R1- IMPAR	64.97	0.131	-0.130	1.0	0.185
R5 _ Impar	R1- IMPAR	63.88	0.097	-0.096	1.0	0.137
PM-0106 A	R1- IMPAR	104.76	0.119	-0.178	1.5	0.215
PM-0107 A	R1- IMPAR	104.76	0.035	-0.044	1.3	0.056
PM-0301A	R1- IMPAR	110.00	0.071	-0.097	1.4	0.120
PM-840	R1- IMPAR	104.76	0.064	-0.088	1.4	0.109
PM-0304 A	R1- IMPAR	104.76	0.053	-0.072	1.4	0.089
PM-0306 A	R1- IMPAR	104.76	0.055	-0.075	1.4	0.093
PM-0310 A	R1- IMPAR	104.76	0.035	-0.044	1.3	0.056
PM-0403A	R1- IMPAR	104.76	0.035	-0.044	1.3	0.056
PM-0472 A	R1- IMPAR	104.76	0.055	-0.075	1.4	0.093
PM-0471A	R1- IMPAR	104.76	0.040	-0.050	1.3	0.064
PM-0302	R1- IMPAR	104.76	0.059	-0.082	1.4	0.101
G1	Bus8	63.21	0.029	-0.026	0.9	0.039
Bus6	Bus25	106.57	1.874	-3.558	1.9	4.021
TG-4002	Bus23	104.76	1.666	-3.423	2.1	3.807
LL A3 - Par	MCC A3 - Par	104.76	2.861	-2.885	1.0	4.063
LL A3 - impar	MCC A3 - Impar	104.76	2.972	-3.005	1.0	4.227
Lump1	L1	110.00	1.571	-4.157	2.6	4.444
LL E Par	E1	104.76	1.810	-4.698	2.6	5.034

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **M - Par**

Nominal kV	=	6.000	
Voltage c Factor	=	1.10	(User-Defined)
Peak Value	=	70.258	kA Method C
Steady State	=	29.301	kA rms

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.01	40.952	42.135	9.913
0.02	40.385	40.445	2.192
0.03	39.636	39.638	0.421
0.04	38.845	38.845	0.081
0.05	38.055	38.055	0.026
0.06	37.696	37.696	0.006
0.07	37.339	37.339	0.001
0.08	36.984	36.984	0.000
0.09	36.632	36.632	0.000
0.10	36.283	36.283	0.000
0.15	35.563	35.563	0.000
0.20	34.853	34.853	0.000
0.25	34.159	34.159	0.000
0.30	34.159	34.159	0.000

3-Phase fault at bus: **M1- Impar**

Nominal kV = 0.400
Voltage c Factor = 1.05 (User-Defined)
Peak Value = 107.306 kA Method C
Steady State = 40.381 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
M1- Impar	Total	0.00	11.013	-48.293	4.4	49.532
M - Impar	M1- Impar	103.76	7.841	-40.744	5.2	41.491
LL M2 A2	M1- Impar	105.00	3.172	-7.549	2.4	8.188
A1 - BII	M - Impar	106.48	0.498	-2.567	5.2	2.614
Bus4	M - Impar	103.76	0.000	0.000	999.9	0.000
Bus2	M - Impar	98.82	0.000	-0.020	97.5	0.020
Bus39	A1 - BII	101.42	0.003	-0.007	2.2	0.008
C2-Impar	A1 - BII	106.57	0.079	-0.204	2.6	0.219
D - Impar	A1 - BII	106.63	0.030	-0.094	3.2	0.099
N1 - Impar	A1 - BII	106.52	0.026	-0.077	3.0	0.081
R1- IMPAR	A1 - BII	106.51	0.038	-0.113	3.0	0.119
Bus8	A1 - BII	106.49	0.001	-0.002	2.0	0.002
Bus25	A1 - BII	103.18	0.027	-0.255	9.3	0.256
Bus23	A1 - BII	103.14	0.018	-0.242	13.2	0.242
TG-4001	A1 - BII	105.00	0.030	-0.330	11.1	0.332
TG-4003	A1 - BII	105.00	0.035	-0.386	11.1	0.388
MCC A3 - Par	A2 - Par	101.89	0.006	-0.015	2.3	0.016
PM 4401A1	A2 - Par	105.00	0.004	-0.021	5.2	0.021
CM 4301E1	A2 - Par	105.00	0.002	-0.008	4.2	0.009
BM 4001A1	A2 - Par	105.00	0.002	-0.006	3.9	0.007
PM 4001D1	A2 - Par	105.00	0.002	-0.010	4.4	0.011
CM 4301B1	A2 - Par	105.00	0.002	-0.008	4.2	0.009
PM 48409B1	A2 - Par	105.00	0.004	-0.017	4.8	0.018
MCC A3 - Impar	A2 - Impar	101.91	0.007	-0.016	2.3	0.017
BM 4001G1	A2 - Impar	105.00	0.001	-0.005	3.6	0.005
BM 40001H1	A2 - Impar	105.00	0.001	-0.005	3.6	0.005
BM 4001C1	A2 - Impar	105.00	0.002	-0.006	3.9	0.007
BM 4001D.1	A2 - Impar	105.00	0.002	-0.006	3.9	0.007
PM 4001E1	A2 - Impar	105.00	0.002	-0.010	4.4	0.011

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **M1- Impar**

Nominal kV = 0.400
Voltage c Factor = 1.05 (User-Defined)
Peak Value = 107.306 kA Method C
Steady State = 40.381 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
CM 4301A1	A2 - Impar	105.00	0.002	-0.008	4.2	0.009
PM 4402A1	A2 - Impar	105.00	0.002	-0.008	4.2	0.009
PM 4401E1	A2 - Impar	105.00	0.004	-0.017	4.8	0.018
PM 4401B1	A2 - Impar	105.00	0.004	-0.017	4.8	0.018
PM 48409A1	A2 - Impar	105.00	0.002	-0.009	4.4	0.009
Bus40	A1-BI	106.49	0.003	-0.007	2.4	0.008
C2- Par	A1-BI	106.56	0.055	-0.193	3.5	0.200
M - Par	A1-BI	106.53	0.014	-0.033	2.3	0.036
N1 - Par	A1-BI	106.52	0.025	-0.080	3.1	0.084
R1-PAR	A1-BI	106.51	0.037	-0.113	3.0	0.119
Bus27	A1-BI	108.48	0.025	-0.233	9.4	0.235
H1BT - impar	H1-MT	106.48	0.000	0.000	999.9	0.000
H1BT - par	H1-MT	106.48	0.000	0.000	999.9	0.000
P	Bus4	103.76	0.000	0.000	999.9	0.000
E3	Bus2	99.71	0.000	-0.020	97.5	0.020

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.01	48.910	60.851	36.204
0.02	48.673	52.468	19.592
0.03	47.996	49.102	10.361
0.04	47.225	47.542	5.480
0.05	46.487	46.588	3.061
0.06	46.137	46.166	1.637
0.07	45.795	45.803	0.875
0.08	45.461	45.463	0.468
0.09	45.136	45.137	0.250
0.10	44.820	44.821	0.142
0.15	44.165	44.165	0.006

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **M1- Impar**

Nominal kV	=	0.400	
Voltage c Factor	=	1.05	(User-Defined)
Peak Value	=	107.306	kA Method C
Steady State	=	40.381	kA rms

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.20	43.544	43.544	0.000
0.25	42.960	42.960	0.000
0.30	42.960	42.960	0.000

3-Phase fault at bus: **M1- Par**

Nominal kV = 0.400
Voltage c Factor = 1.05 (User-Defined)
Peak Value = 104.121 kA Method C
Steady State = 38.671 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
M1- Par	Total	0.00	10.763	-46.879	4.4	48.099
M - Par	M1- Par	104.07	7.449	-38.993	5.2	39.698
LL M2 B2	M1- Par	105.00	3.314	-7.887	2.4	8.554
A1-BI	M - Par	106.66	0.473	-2.438	5.2	2.484
Bus20	M - Par	104.07	0.000	-0.018	65.6	0.018
Bus1	M - Par	99.12	0.000	-0.019	112.4	0.019
Bus40	A1-BI	106.67	0.003	-0.007	2.3	0.007
C2- Par	A1-BI	106.73	0.053	-0.184	3.5	0.191
N1 - Par	A1-BI	106.69	0.024	-0.076	3.1	0.080
R1-PAR	A1-BI	106.69	0.036	-0.107	3.0	0.113
Bus27	A1-BI	108.56	0.024	-0.223	9.3	0.224
Bus39	A1 - BII	101.59	0.003	-0.007	2.2	0.007
C2-Impar	A1 - BII	106.74	0.076	-0.195	2.6	0.209
D - Impar	A1 - BII	106.80	0.029	-0.090	3.1	0.094
M - Impar	A1 - BII	106.69	0.010	-0.023	2.3	0.025
N1 - Impar	A1 - BII	106.69	0.025	-0.074	3.0	0.078
R1- IMPAR	A1 - BII	106.69	0.036	-0.108	3.0	0.114
Bus8	A1 - BII	106.67	0.001	-0.002	2.0	0.002
Bus25	A1 - BII	103.26	0.026	-0.243	9.2	0.244
Bus23	A1 - BII	103.22	0.018	-0.231	13.1	0.231
TG-4001	A1 - BII	105.00	0.029	-0.315	11.0	0.316
TG-4003	A1 - BII	105.00	0.034	-0.369	11.0	0.370
MCC A3 - Par	A2 - Par	102.04	0.006	-0.014	2.3	0.016
PM 4401A1	A2 - Par	105.00	0.004	-0.020	5.2	0.020
CM 4301E1	A2 - Par	105.00	0.002	-0.008	4.2	0.008
BM 4001A1	A2 - Par	105.00	0.002	-0.006	3.9	0.006
PM 4001D1	A2 - Par	105.00	0.002	-0.010	4.4	0.010
CM 4301B1	A2 - Par	105.00	0.002	-0.008	4.2	0.008
PM 48409B1	A2 - Par	105.00	0.003	-0.017	4.8	0.017

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **M1- Par**

Nominal kV = 0.400
Voltage c Factor = 1.05 (User-Defined)
Peak Value = 104.121 kA Method C
Steady State = 38.671 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
MCC A3 - Impar	A2 - Impar	102.05	0.006	-0.015	2.3	0.016
BM 4001G1	A2 - Impar	105.00	0.001	-0.005	3.6	0.005
BM 40001H1	A2 - Impar	105.00	0.001	-0.005	3.6	0.005
BM 4001C1	A2 - Impar	105.00	0.002	-0.006	3.9	0.006
BM 4001D.1	A2 - Impar	105.00	0.002	-0.006	3.9	0.006
PM 4001E1	A2 - Impar	105.00	0.002	-0.010	4.4	0.010
CM 4301A1	A2 - Impar	105.00	0.002	-0.008	4.2	0.008
PM 4402A1	A2 - Impar	105.00	0.002	-0.008	4.2	0.008
PM 4401E1	A2 - Impar	105.00	0.003	-0.017	4.8	0.017
PM 4401B1	A2 - Impar	105.00	0.003	-0.017	4.8	0.017
PM 48409A1	A2 - Impar	105.00	0.002	-0.009	4.4	0.009
H1BT - impar	H1-MT	106.66	0.000	0.000	999.9	0.000
H1BT - par	H1-MT	106.66	0.000	0.000	999.9	0.000
L1	Bus20	105.13	0.000	-0.018	65.6	0.018
E1	Bus1	99.96	0.000	-0.019	112.4	0.019

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.01	47.448	59.032	35.121
0.02	47.201	50.896	19.040
0.03	46.493	47.572	10.073
0.04	45.688	45.998	5.329
0.05	44.916	45.016	2.985
0.06	44.550	44.579	1.597
0.07	44.193	44.201	0.855
0.08	43.844	43.847	0.457
0.09	43.505	43.506	0.245
0.10	43.175	43.175	0.139
0.15	42.490	42.490	0.006

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **M1- Par**

Nominal kV	=	0.400	
Voltage c Factor	=	1.05	(User-Defined)
Peak Value	=	104.121	kA Method C
Steady State	=	38.671	kA rms

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.20	41.841	41.841	0.000
0.25	41.232	41.232	0.000
0.30	41.232	41.232	0.000

3-Phase fault at bus: **MC B4 - Impar**

Nominal kV = 0.400
Voltage c Factor = 1.05 (User-Defined)
Peak Value = 112.446 kA Method C
Steady State = 37.542 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
MC B4 - Impar	Total	0.00	11.965	-50.570	4.2	51.966
B3 - Impar1	MC B4 - Impar	100.53	6.591	-37.779	5.7	38.350
LL B4 - Impar	MC B4 - Impar	105.00	5.374	-12.791	2.4	13.874
Bus75	B3 - Impar1	95.76	0.010	-0.033	3.2	0.034
A'1 - Impar	B3 - Impar1	100.90	0.388	-2.245	5.8	2.278
MCC B2 - Impar	B3 - Impar1	97.25	0.011	-0.037	3.5	0.038
PM2351B1	B3 - Impar1	105.00	0.002	-0.009	5.6	0.009
CM-2302	B3 - Impar1	105.00	0.004	-0.044	11.9	0.044
PM-2101	B3 - Impar1	105.00	0.002	-0.014	6.6	0.014
PM 2054A.1	B3 - Impar1	105.00	0.002	-0.017	7.4	0.017
MCC K1- Impar	Bus75	97.14	0.010	-0.033	3.2	0.034
F- Impar	A'1 - Impar	100.99	0.033	-0.144	4.4	0.148
Y1 - impar	A'1 - Impar	100.91	0.029	-0.143	5.0	0.146
Quadro Z1	A'1 - Impar	100.95	0.007	-0.032	4.5	0.033
Bus71	A'1 - Impar	99.23	0.319	-1.925	6.0	1.952
LL B2 - Impar	MCC B2 - Impar	105.00	0.169	-0.582	3.5	0.606

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.01	50.960	63.814	38.410
0.02	50.578	55.068	21.780
0.03	50.151	51.533	11.857
0.04	48.878	49.303	6.455
0.05	47.658	47.813	3.854
0.06	47.081	47.130	2.137
0.07	46.518	46.533	1.185
0.08	45.968	45.973	0.657
0.09	45.433	45.434	0.364

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **MC B4 - Impar**

Nominal kV	=	0.400	
Voltage c Factor	=	1.05	(User-Defined)
Peak Value	=	112.446	kA Method C
Steady State	=	37.542	kA rms

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.10	44.912	44.912	0.221
0.15	43.806	43.806	0.012
0.20	42.759	42.759	0.001
0.25	41.774	41.774	0.000
0.30	41.774	41.774	0.000

3-Phase fault at bus: **MCC A3 - Impar**

Nominal kV = 0.400
Voltage c Factor = 1.05 (User-Defined)
Peak Value = 137.384 kA Method C
Steady State = 50.935 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
MCC A3 - Impar	Total	0.00	12.186	-60.427	5.0	61.644
A2 - Impar	MCC A3 - Impar	105.44	8.641	-51.992	6.0	52.705
LL A3 - impar	MCC A3 - Impar	105.00	3.544	-8.435	2.4	9.150
BM 4001G1	A2 - Impar	105.00	0.002	-0.006	4.1	0.006
BM 40001H1	A2 - Impar	105.00	0.002	-0.006	4.1	0.006
BM 4001C1	A2 - Impar	105.00	0.002	-0.008	4.4	0.008
BM 4001D.1	A2 - Impar	105.00	0.002	-0.008	4.4	0.008
PM 4001E1	A2 - Impar	105.00	0.003	-0.013	5.0	0.014
CM 4301A1	A2 - Impar	105.00	0.002	-0.011	4.8	0.011
PM 4402A1	A2 - Impar	105.00	0.002	-0.011	4.8	0.011
PM 4401E1	A2 - Impar	105.00	0.004	-0.022	5.6	0.023
PM 4401B1	A2 - Impar	105.00	0.004	-0.022	5.6	0.023
PM 48409A1	A2 - Impar	105.00	0.002	-0.012	5.0	0.012
Bus39	A1 - BII	100.43	0.004	-0.009	2.4	0.010
C2-Impar	A1 - BII	105.55	0.094	-0.263	2.8	0.279
D - Impar	A1 - BII	105.62	0.035	-0.121	3.5	0.126
M - Impar	A1 - BII	105.48	0.012	-0.031	2.5	0.033
N1 - Impar	A1 - BII	105.49	0.030	-0.099	3.3	0.104
R1- IMPAR	A1 - BII	105.48	0.044	-0.146	3.3	0.152
Bus8	A1 - BII	105.45	0.001	-0.003	2.2	0.003
Bus25	A1 - BII	102.68	0.026	-0.326	12.5	0.327
Bus23	A1 - BII	102.62	0.015	-0.309	20.9	0.309
TG-4001	A1 - BII	105.00	0.026	-0.422	16.0	0.423
TG-4003	A1 - BII	105.00	0.031	-0.494	16.0	0.495
MCC A3 - Par	A2 - Par	101.04	0.008	-0.019	2.5	0.021
PM 4401A1	A2 - Par	105.00	0.004	-0.027	6.1	0.027
CM 4301E1	A2 - Par	105.00	0.002	-0.011	4.8	0.011
BM 4001A1	A2 - Par	105.00	0.002	-0.008	4.4	0.008
PM 4001D1	A2 - Par	105.00	0.003	-0.013	5.0	0.014
CM 4301B1	A2 - Par	105.00	0.002	-0.011	4.8	0.011

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **MCC A3 - Impar**

Nominal kV = 0.400
Voltage c Factor = 1.05 (User-Defined)
Peak Value = 137.384 kA Method C
Steady State = 50.935 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
PM 48409B1	A2 - Par	105.00	0.004	-0.022	5.6	0.023
Bus40	A1-BI	105.45	0.004	-0.009	2.5	0.010
C2- Par	A1-BI	105.54	0.064	-0.248	3.9	0.256
M - Par	A1-BI	105.50	0.017	-0.043	2.5	0.046
N1 - Par	A1-BI	105.49	0.030	-0.103	3.5	0.107
R1-PAR	A1-BI	105.48	0.044	-0.145	3.3	0.152
Bus27	A1-BI	108.00	0.023	-0.299	12.8	0.300
H1BT - impar	H1-MT	105.44	0.000	0.000	999.9	0.000
H1BT - par	H1-MT	105.44	0.000	0.000	999.9	0.000
MCC J1	Bus39	101.04	0.004	-0.009	2.4	0.010
Bus9	C2-Impar	100.53	0.002	-0.004	2.2	0.005
C4 - Impar	C2-Impar	106.21	0.006	-0.022	4.0	0.023
CM 1201A	C2-Impar	105.00	0.002	-0.009	4.0	0.009
PM-1610 A	C2-Impar	105.00	0.003	-0.011	4.2	0.011
CM-1601 A	C2-Impar	105.00	0.004	-0.020	5.5	0.021
CM-1702	C2-Impar	105.00	0.020	-0.060	3.1	0.064
PM-3761 A	C2-Impar	110.25	0.005	-0.027	5.3	0.028
CM-3701/2A	C2-Impar	105.00	0.043	-0.061	1.4	0.075
PM-3762 A	C2-Impar	110.25	0.001	-0.006	5.3	0.006
PM-1401 A	C2-Impar	105.00	0.002	-0.007	4.0	0.007
CM 1401.2A	C2-Impar	105.00	0.002	-0.008	3.9	0.008
PM-1402B	C2-Impar	105.00	0.001	-0.006	5.0	0.006
PM-1301	C2-Impar	105.00	0.002	-0.010	4.2	0.011
PM-1610 C	C2-Impar	105.00	0.002	-0.011	5.7	0.011
D1 - Impar	D - Impar	101.48	0.007	-0.015	2.3	0.016
PM 6107C	D - Impar	105.00	0.003	-0.014	4.4	0.014
PM 6122C	D - Impar	105.00	0.003	-0.012	4.3	0.012
PM 6122A	D - Impar	105.00	0.003	-0.014	4.4	0.014
PM6021	D - Impar	105.00	0.002	-0.005	3.6	0.006
PM 6111C	D - Impar	105.00	0.001	-0.006	4.4	0.006

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **MCC A3 - Impar**

Nominal kV = 0.400
Voltage c Factor = 1.05 (User-Defined)
Peak Value = 137.384 kA Method C
Steady State = 50.935 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
PM-6405	D - Impar	105.00	0.002	-0.006	3.5	0.006
D1- Par	D - Par	101.30	0.005	-0.012	2.2	0.013
PM 6107 D	D - Par	105.00	0.003	-0.014	4.4	0.014
PM 6111 D	D - Par	105.00	0.002	-0.006	3.6	0.006
PM 6122 B	D - Par	105.00	0.003	-0.014	4.4	0.014
PM-6406	D - Par	105.00	0.002	-0.006	3.5	0.006
Bus4	M - Impar	105.48	0.000	0.000	999.9	0.000
Bus2	M - Impar	100.47	0.005	-0.013	2.5	0.014
M1- Impar	M - Impar	101.16	0.007	-0.018	2.5	0.019
N3 - Impar	N1 - Impar	106.32	0.008	-0.021	2.6	0.023
N2 - Impar	N1 - Impar	106.22	0.007	-0.019	2.5	0.020
CM 3201 A	N1 - Impar	105.00	0.002	-0.008	4.1	0.009
PM 3067 A	N1 - Impar	105.00	0.001	-0.004	3.6	0.004
CM 3303 A	N1 - Impar	105.00	0.003	-0.015	5.1	0.015
PM 3064 A	N1 - Impar	105.00	0.001	-0.004	3.4	0.004
PM 3004 A	N1 - Impar	105.00	0.001	-0.005	3.7	0.005
PM 3008 A	N1 - Impar	105.00	0.002	-0.007	4.1	0.007
CM 3001 A	N1 - Impar	105.00	0.001	-0.005	3.7	0.005
PM 3003 A	N1 - Impar	105.00	0.002	-0.007	4.2	0.007
PM 3201 A	N1 - Impar	105.00	0.001	-0.005	3.7	0.005
R2 - Impar	R1- IMPAR	106.28	0.010	-0.026	2.6	0.028
R3 - Impar	R1- IMPAR	105.85	0.005	-0.012	2.4	0.013
R4 - Impar	R1- IMPAR	106.03	0.006	-0.014	2.5	0.015
R5 _ Impar	R1- IMPAR	105.89	0.004	-0.010	2.4	0.011
PM-0106 A	R1- IMPAR	105.00	0.003	-0.017	5.4	0.017
PM-0107 A	R1- IMPAR	105.00	0.001	-0.004	3.7	0.005
PM-0301A	R1- IMPAR	110.25	0.002	-0.010	4.4	0.010
PM-840	R1- IMPAR	105.00	0.002	-0.009	4.4	0.009
PM-0304 A	R1- IMPAR	105.00	0.002	-0.007	4.2	0.007
PM-0306 A	R1- IMPAR	105.00	0.002	-0.007	4.2	0.008

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **MCC A3 - Impar**

Nominal kV = 0.400
Voltage c Factor = 1.05 (User-Defined)
Peak Value = 137.384 kA Method C
Steady State = 50.935 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
PM-0310 A	R1- IMPAR	105.00	0.001	-0.004	3.7	0.005
PM-0403A	R1- IMPAR	105.00	0.001	-0.004	3.7	0.005
PM-0472 A	R1- IMPAR	105.00	0.002	-0.007	4.2	0.008
PM-0471A	R1- IMPAR	105.00	0.001	-0.005	3.7	0.005
PM-0302	R1- IMPAR	105.00	0.002	-0.008	4.4	0.008
G1	Bus8	100.94	0.001	-0.003	2.2	0.003
Bus6	Bus25	110.01	0.026	-0.326	12.5	0.327
TG-4002	Bus23	105.00	0.015	-0.309	20.9	0.309
LL A3 - Par	MCC A3 - Par	105.00	0.121	-0.307	2.5	0.330
MCC J2	Bus40	106.16	0.004	-0.009	2.5	0.010
Bus11	C2- Par	100.51	0.004	-0.008	2.3	0.009
Bus15	C2- Par	105.54	0.000	0.000	999.9	0.000
C4- Par	C2- Par	106.18	0.009	-0.021	2.4	0.023
PM-1402A	C2- Par	105.00	0.001	-0.006	5.0	0.006
PM-1610 B	C2- Par	105.00	0.003	-0.011	4.2	0.011
CM 1201B2	C2- Par	105.00	0.002	-0.009	4.0	0.009
PM1401B	C2- Par	105.00	0.002	-0.007	4.0	0.007
CM 3701	C2- Par	105.00	0.005	-0.028	5.4	0.028
CM 3701/2B2	C2- Par	105.00	0.020	-0.060	3.0	0.063
CM 1401.2B	C2- Par	105.00	0.002	-0.008	3.9	0.008
PM 3761B	C2- Par	110.25	0.005	-0.027	5.3	0.028
PM 3762 B	C2- Par	110.25	0.001	-0.006	5.3	0.006
CM-1601 C	C2- Par	105.00	0.004	-0.021	5.4	0.021
CM-1601 B	C2- Par	105.00	0.004	-0.021	5.4	0.021
PM-1201	C2- Par	105.00	0.003	-0.016	5.4	0.017
Bus20	M - Par	105.50	0.005	-0.012	2.5	0.013
Bus1	M - Par	100.48	0.005	-0.013	2.5	0.014
M1- Par	M - Par	101.23	0.007	-0.018	2.5	0.020
N3 - Par	N1 - Par	101.24	0.008	-0.020	2.6	0.021
N2- Par	N1 - Par	106.16	0.007	-0.018	2.5	0.019

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **MCC A3 - Impar**

Nominal kV = 0.400
Voltage c Factor = 1.05 (User-Defined)
Peak Value = 137.384 kA Method C
Steady State = 50.935 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
CM 3303 B	N1 - Par	105.00	0.003	-0.015	5.1	0.015
PM 3004 B	N1 - Par	105.00	0.001	-0.005	3.7	0.005
CM 3001 B	N1 - Par	105.00	0.001	-0.005	3.7	0.005
PM 3008 B	N1 - Par	105.00	0.002	-0.006	4.0	0.007
PM 3064 B	N1 - Par	105.00	0.001	-0.004	3.4	0.004
PM 3003 B	N1 - Par	105.00	0.002	-0.007	4.2	0.007
PM 3067 B	N1 - Par	105.00	0.002	-0.008	4.3	0.008
CM 3201 B	N1 - Par	105.00	0.003	-0.016	5.2	0.016
R2 - Par	R1-PAR	106.28	0.010	-0.026	2.6	0.028
R3 - Par	R1-PAR	105.86	0.005	-0.012	2.4	0.013
R4 Par	R1-PAR	105.94	0.005	-0.012	2.5	0.013
R5 - Par	R1-PAR	105.94	0.005	-0.012	2.5	0.013
PM-0471 S	R1-PAR	105.00	0.001	-0.005	3.7	0.005
PM-0472 S	R1-PAR	105.00	0.002	-0.007	4.2	0.008
PM-0841	R1-PAR	105.00	0.002	-0.008	4.4	0.008
PM-0403 S	R1-PAR	105.00	0.001	-0.004	3.7	0.005
PM-0310 S	R1-PAR	105.00	0.001	-0.004	3.7	0.005
PM-0306 S	R1-PAR	105.00	0.002	-0.007	4.2	0.008
PM-0304 S	R1-PAR	105.00	0.002	-0.007	4.2	0.007
PM-0842	R1-PAR	105.00	0.002	-0.009	4.4	0.009
PM-0301S	R1-PAR	110.25	0.002	-0.010	4.4	0.010
PM-0107 S	R1-PAR	105.00	0.001	-0.004	3.7	0.005
PM-0106 S	R1-PAR	105.00	0.003	-0.017	5.4	0.017
Bus5	Bus27	110.01	0.023	-0.299	12.8	0.300

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.01	60.951	78.346	49.224
0.02	60.688	67.368	29.247

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **MCC A3 - Impar**

Nominal kV = 0.400
Voltage c Factor = 1.05 (User-Defined)
Peak Value = 137.384 kA Method C
Steady State = 50.935 kA rms

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.03	59.974	62.321	16.940
0.04	59.116	59.924	9.812
0.05	58.293	58.606	6.043
0.06	57.903	58.011	3.543
0.07	57.522	57.560	2.078
0.08	57.151	57.164	1.218
0.09	56.789	56.793	0.714
0.10	56.437	56.439	0.448
0.15	55.706	55.706	0.032
0.20	55.013	55.013	0.002
0.25	54.361	54.361	0.000
0.30	54.361	54.361	0.000

3-Phase fault at bus: **MCC A3 - Par**

Nominal kV = 0.400
Voltage c Factor = 1.05 (User-Defined)
Peak Value = 136.631 kA Method C
Steady State = 50.935 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
MCC A3 - Par	Total	0.00	12.027	-60.050	5.0	61.243
A2 - Par	MCC A3 - Par	105.44	8.642	-51.993	6.0	52.706
LL A3 - Par	MCC A3 - Par	105.00	3.386	-8.058	2.4	8.740
PM 4401A1	A2 - Par	105.00	0.004	-0.027	6.1	0.027
CM 4301E1	A2 - Par	105.00	0.002	-0.011	4.8	0.011
BM 4001A1	A2 - Par	105.00	0.002	-0.008	4.4	0.008
PM 4001D1	A2 - Par	105.00	0.003	-0.013	5.0	0.014
CM 4301B1	A2 - Par	105.00	0.002	-0.011	4.8	0.011
PM 48409B1	A2 - Par	105.00	0.004	-0.022	5.6	0.023
Bus39	A1 - BII	100.43	0.004	-0.009	2.4	0.010
C2-Impar	A1 - BII	105.55	0.094	-0.263	2.8	0.279
D - Impar	A1 - BII	105.62	0.035	-0.121	3.5	0.126
M - Impar	A1 - BII	105.48	0.012	-0.031	2.5	0.033
N1 - Impar	A1 - BII	105.49	0.030	-0.099	3.3	0.104
R1- IMPAR	A1 - BII	105.48	0.044	-0.146	3.3	0.152
Bus8	A1 - BII	105.45	0.001	-0.003	2.2	0.003
Bus25	A1 - BII	102.68	0.026	-0.326	12.5	0.327
Bus23	A1 - BII	102.62	0.015	-0.309	20.9	0.309
TG-4001	A1 - BII	105.00	0.026	-0.422	16.0	0.423
TG-4003	A1 - BII	105.00	0.031	-0.494	16.0	0.495
MCC A3 - Impar	A2 - Impar	101.06	0.008	-0.020	2.5	0.022
BM 4001G1	A2 - Impar	105.00	0.002	-0.006	4.1	0.006
BM 40001H1	A2 - Impar	105.00	0.002	-0.006	4.1	0.006
BM 4001C1	A2 - Impar	105.00	0.002	-0.008	4.4	0.008
BM 4001D.1	A2 - Impar	105.00	0.002	-0.008	4.4	0.008
PM 4001E1	A2 - Impar	105.00	0.003	-0.013	5.0	0.014
CM 4301A1	A2 - Impar	105.00	0.002	-0.011	4.8	0.011
PM 4402A1	A2 - Impar	105.00	0.002	-0.011	4.8	0.011
PM 4401E1	A2 - Impar	105.00	0.004	-0.022	5.6	0.023
PM 4401B1	A2 - Impar	105.00	0.004	-0.022	5.6	0.023

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **MCC A3 - Par**

Nominal kV = 0.400
Voltage c Factor = 1.05 (User-Defined)
Peak Value = 136.631 kA Method C
Steady State = 50.935 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
PM 48409A1	A2 - Impar	105.00	0.002	-0.012	5.0	0.012
Bus40	A1-BI	105.45	0.004	-0.009	2.5	0.010
C2- Par	A1-BI	105.54	0.064	-0.248	3.9	0.256
M - Par	A1-BI	105.50	0.017	-0.043	2.5	0.046
N1 - Par	A1-BI	105.49	0.030	-0.103	3.5	0.107
R1-PAR	A1-BI	105.48	0.044	-0.145	3.3	0.152
Bus27	A1-BI	108.00	0.023	-0.299	12.8	0.299
H1BT - impar	H1-MT	105.44	0.000	0.000	999.9	0.000
H1BT - par	H1-MT	105.44	0.000	0.000	999.9	0.000
MCC J1	Bus39	101.04	0.004	-0.009	2.4	0.010
Bus9	C2-Impar	100.53	0.002	-0.004	2.2	0.005
C4 - Impar	C2-Impar	106.21	0.006	-0.022	4.0	0.023
CM 1201A	C2-Impar	105.00	0.002	-0.009	4.0	0.009
PM-1610 A	C2-Impar	105.00	0.003	-0.011	4.2	0.011
CM-1601 A	C2-Impar	105.00	0.004	-0.020	5.5	0.021
CM-1702	C2-Impar	105.00	0.020	-0.060	3.1	0.064
PM-3761 A	C2-Impar	110.25	0.005	-0.027	5.3	0.028
CM-3701/2A	C2-Impar	105.00	0.043	-0.061	1.4	0.075
PM-3762 A	C2-Impar	110.25	0.001	-0.006	5.3	0.006
PM-1401 A	C2-Impar	105.00	0.002	-0.007	4.0	0.007
CM 1401.2A	C2-Impar	105.00	0.002	-0.008	3.9	0.008
PM-1402B	C2-Impar	105.00	0.001	-0.006	5.0	0.006
PM-1301	C2-Impar	105.00	0.002	-0.010	4.2	0.011
PM-1610 C	C2-Impar	105.00	0.002	-0.011	5.7	0.011
D1 - Impar	D - Impar	101.48	0.007	-0.015	2.3	0.016
PM 6107C	D - Impar	105.00	0.003	-0.014	4.4	0.014
PM 6122C	D - Impar	105.00	0.003	-0.012	4.3	0.012
PM 6122A	D - Impar	105.00	0.003	-0.014	4.4	0.014
PM6021	D - Impar	105.00	0.002	-0.005	3.6	0.006
PM 6111C	D - Impar	105.00	0.001	-0.006	4.4	0.006

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **MCC A3 - Par**

Nominal kV = 0.400
Voltage c Factor = 1.05 (User-Defined)
Peak Value = 136.631 kA Method C
Steady State = 50.935 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
PM-6405	D - Impar	105.00	0.002	-0.006	3.5	0.006
D1- Par	D - Par	101.30	0.005	-0.012	2.2	0.013
PM 6107 D	D - Par	105.00	0.003	-0.014	4.4	0.014
PM 6111 D	D - Par	105.00	0.002	-0.006	3.6	0.006
PM 6122 B	D - Par	105.00	0.003	-0.014	4.4	0.014
PM-6406	D - Par	105.00	0.002	-0.006	3.5	0.006
Bus4	M - Impar	105.48	0.000	0.000	999.9	0.000
Bus2	M - Impar	100.47	0.005	-0.013	2.5	0.014
M1- Impar	M - Impar	101.16	0.007	-0.018	2.5	0.019
N3 - Impar	N1 - Impar	106.33	0.008	-0.021	2.6	0.023
N2 - Impar	N1 - Impar	106.22	0.007	-0.019	2.5	0.020
CM 3201 A	N1 - Impar	105.00	0.002	-0.008	4.1	0.009
PM 3067 A	N1 - Impar	105.00	0.001	-0.004	3.6	0.004
CM 3303 A	N1 - Impar	105.00	0.003	-0.015	5.1	0.015
PM 3064 A	N1 - Impar	105.00	0.001	-0.004	3.4	0.004
PM 3004 A	N1 - Impar	105.00	0.001	-0.005	3.7	0.005
PM 3008 A	N1 - Impar	105.00	0.002	-0.007	4.1	0.007
CM 3001 A	N1 - Impar	105.00	0.001	-0.005	3.7	0.005
PM 3003 A	N1 - Impar	105.00	0.002	-0.007	4.2	0.007
PM 3201 A	N1 - Impar	105.00	0.001	-0.005	3.7	0.005
R2 - Impar	R1- IMPAR	106.28	0.010	-0.026	2.6	0.028
R3 - Impar	R1- IMPAR	105.85	0.005	-0.012	2.4	0.013
R4 - Impar	R1- IMPAR	106.03	0.006	-0.014	2.5	0.015
R5 _ Impar	R1- IMPAR	105.89	0.004	-0.010	2.4	0.011
PM-0106 A	R1- IMPAR	105.00	0.003	-0.017	5.4	0.017
PM-0107 A	R1- IMPAR	105.00	0.001	-0.004	3.7	0.005
PM-0301A	R1- IMPAR	110.25	0.002	-0.010	4.4	0.010
PM-840	R1- IMPAR	105.00	0.002	-0.009	4.4	0.009
PM-0304 A	R1- IMPAR	105.00	0.002	-0.007	4.2	0.007
PM-0306 A	R1- IMPAR	105.00	0.002	-0.007	4.2	0.008

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **MCC A3 - Par**

Nominal kV = 0.400
Voltage c Factor = 1.05 (User-Defined)
Peak Value = 136.631 kA Method C
Steady State = 50.935 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
PM-0310 A	R1- IMPAR	105.00	0.001	-0.004	3.7	0.005
PM-0403A	R1- IMPAR	105.00	0.001	-0.004	3.7	0.005
PM-0472 A	R1- IMPAR	105.00	0.002	-0.007	4.2	0.008
PM-0471A	R1- IMPAR	105.00	0.001	-0.005	3.7	0.005
PM-0302	R1- IMPAR	105.00	0.002	-0.008	4.4	0.008
G1	Bus8	100.94	0.001	-0.003	2.2	0.003
Bus6	Bus25	110.01	0.026	-0.326	12.5	0.327
TG-4002	Bus23	105.00	0.015	-0.309	20.9	0.309
LL A3 - impar	MCC A3 - Impar	105.00	0.126	-0.319	2.5	0.343
MCC J2	Bus40	106.16	0.004	-0.009	2.5	0.010
Bus11	C2- Par	100.51	0.004	-0.008	2.3	0.009
Bus15	C2- Par	105.54	0.000	0.000	999.9	0.000
C4- Par	C2- Par	106.18	0.009	-0.021	2.4	0.023
PM-1402A	C2- Par	105.00	0.001	-0.006	5.0	0.006
PM-1610 B	C2- Par	105.00	0.003	-0.011	4.2	0.011
CM 1201B2	C2- Par	105.00	0.002	-0.009	4.0	0.009
PM1401B	C2- Par	105.00	0.002	-0.007	4.0	0.007
CM 3701	C2- Par	105.00	0.005	-0.028	5.4	0.028
CM 3701/2B2	C2- Par	105.00	0.020	-0.060	3.0	0.063
CM 1401.2B	C2- Par	105.00	0.002	-0.008	3.9	0.008
PM 3761B	C2- Par	110.25	0.005	-0.027	5.3	0.028
PM 3762 B	C2- Par	110.25	0.001	-0.006	5.3	0.006
CM-1601 C	C2- Par	105.00	0.004	-0.021	5.4	0.021
CM-1601 B	C2- Par	105.00	0.004	-0.021	5.4	0.021
PM-1201	C2- Par	105.00	0.003	-0.016	5.4	0.017
Bus20	M - Par	105.51	0.005	-0.012	2.5	0.013
Bus1	M - Par	100.48	0.005	-0.013	2.5	0.014
M1- Par	M - Par	101.23	0.007	-0.018	2.5	0.020
N3 - Par	N1 - Par	101.24	0.008	-0.020	2.6	0.021
N2- Par	N1 - Par	106.16	0.007	-0.018	2.5	0.019

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **MCC A3 - Par**

Nominal kV = 0.400
Voltage c Factor = 1.05 (User-Defined)
Peak Value = 136.631 kA Method C
Steady State = 50.935 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
CM 3303 B	N1 - Par	105.00	0.003	-0.015	5.1	0.015
PM 3004 B	N1 - Par	105.00	0.001	-0.005	3.7	0.005
CM 3001 B	N1 - Par	105.00	0.001	-0.005	3.7	0.005
PM 3008 B	N1 - Par	105.00	0.002	-0.006	4.1	0.007
PM 3064 B	N1 - Par	105.00	0.001	-0.004	3.4	0.004
PM 3003 B	N1 - Par	105.00	0.002	-0.007	4.2	0.007
PM 3067 B	N1 - Par	105.00	0.002	-0.008	4.3	0.008
CM 3201 B	N1 - Par	105.00	0.003	-0.016	5.2	0.016
R2 - Par	R1-PAR	106.28	0.010	-0.026	2.6	0.028
R3 - Par	R1-PAR	105.86	0.005	-0.012	2.4	0.013
R4 Par	R1-PAR	105.95	0.005	-0.012	2.5	0.013
R5 - Par	R1-PAR	105.94	0.005	-0.012	2.5	0.013
PM-0471 S	R1-PAR	105.00	0.001	-0.005	3.7	0.005
PM-0472 S	R1-PAR	105.00	0.002	-0.007	4.2	0.008
PM-0841	R1-PAR	105.00	0.002	-0.008	4.4	0.008
PM-0403 S	R1-PAR	105.00	0.001	-0.004	3.7	0.005
PM-0310 S	R1-PAR	105.00	0.001	-0.004	3.7	0.005
PM-0306 S	R1-PAR	105.00	0.002	-0.007	4.2	0.008
PM-0304 S	R1-PAR	105.00	0.002	-0.007	4.2	0.007
PM-0842	R1-PAR	105.00	0.002	-0.009	4.4	0.009
PM-0301S	R1-PAR	110.25	0.002	-0.010	4.4	0.010
PM-0107 S	R1-PAR	105.00	0.001	-0.004	3.7	0.005
PM-0106 S	R1-PAR	105.00	0.003	-0.017	5.4	0.017
Bus5	Bus27	110.01	0.023	-0.299	12.8	0.299

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.01	60.581	77.929	49.018
0.02	60.330	67.001	29.146

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **MCC A3 - Par**

Nominal kV	=	0.400	
Voltage c Factor	=	1.05	(User-Defined)
Peak Value	=	136.631	kA Method C
Steady State	=	50.935	kA rms

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.03	59.649	61.998	16.907
0.04	58.828	59.640	9.808
0.05	58.043	58.356	6.039
0.06	57.671	57.779	3.545
0.07	57.307	57.345	2.081
0.08	56.952	56.965	1.222
0.09	56.606	56.611	0.717
0.10	56.270	56.272	0.450
0.15	55.572	55.572	0.032
0.20	54.910	54.910	0.002
0.25	54.288	54.288	0.000
0.30	54.288	54.288	0.000

3-Phase fault at bus: **MCC B2 - Impar**

Nominal kV = 0.400
Voltage c Factor = 1.05 (User-Defined)
Peak Value = 101.985 kA Method C
Steady State = 37.542 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
MCC B2 - Impar	Total	0.00	9.754	-45.324	4.6	46.361
B3 - Impar1	MCC B2 - Impar	100.61	6.595	-37.807	5.7	38.378
LL B2 - Impar	MCC B2 - Impar	105.00	3.158	-7.517	2.4	8.153
Bus75	B3 - Impar1	95.83	0.010	-0.033	3.2	0.034
A'1 - Impar	B3 - Impar1	100.97	0.384	-2.228	5.8	2.261
MC B4 - Impar	B3 - Impar1	98.11	0.015	-0.056	3.7	0.058
PM2351B1	B3 - Impar1	105.00	0.002	-0.009	5.6	0.009
CM-2302	B3 - Impar1	105.00	0.004	-0.044	12.0	0.044
PM-2101	B3 - Impar1	105.00	0.002	-0.014	6.7	0.014
PM 2054A.1	B3 - Impar1	105.00	0.002	-0.017	7.4	0.017
MCC K1- Impar	Bus75	97.20	0.010	-0.033	3.2	0.034
F- Impar	A'1 - Impar	101.06	0.032	-0.143	4.4	0.147
Y1 - impar	A'1 - Impar	100.98	0.028	-0.142	5.0	0.145
Quadro Z1	A'1 - Impar	101.02	0.007	-0.032	4.5	0.033
Bus71	A'1 - Impar	99.24	0.316	-1.911	6.0	1.937
LL B4 - Impar	MC B4 - Impar	105.00	0.238	-0.889	3.7	0.920

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.01	45.772	58.037	35.683
0.02	45.548	49.970	20.551
0.03	44.891	46.342	11.505
0.04	44.162	44.629	6.441
0.05	43.465	43.635	3.849
0.06	43.133	43.189	2.183
0.07	42.810	42.828	1.238
0.08	42.495	42.501	0.702
0.09	42.188	42.190	0.398

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **MCC B2 - Impar**

Nominal kV	=	0.400	
Voltage c Factor	=	1.05	(User-Defined)
Peak Value	=	101.985	kA Method C
Steady State	=	37.542	kA rms

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.10	41.890	41.890	0.241
0.15	41.271	41.271	0.015
0.20	40.685	40.685	0.001
0.25	40.134	40.134	0.000
0.30	40.134	40.134	0.000

3-Phase fault at bus: **MCC B2 - Par**

Nominal kV = 0.400
Voltage c Factor = 1.05 (User-Defined)
Peak Value = 102.833 kA Method C
Steady State = 37.542 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
MCC B2 - Par	Total	0.00	9.822	-45.679	4.7	46.723
B3 - Par1	MCC B2 - Par	100.98	6.576	-37.953	5.8	38.518
LL B2 - Par	MCC B2 - Par	105.00	3.246	-7.726	2.4	8.380
Bus76	B3 - Par1	100.98	0.000	0.000	999.9	0.000
A' 1 - Par	B3 - Par1	101.34	0.392	-2.170	5.5	2.205
MCC B4 - Par	B3 - Par1	98.44	0.015	-0.056	3.6	0.058
MOTOR G. AZOTO1	B3 - Par1	105.00	0.002	-0.014	6.3	0.014
CM-2301	B3 - Par1	105.00	0.007	-0.161	23.8	0.161
PM2351A2	B3 - Par1	105.00	0.002	-0.009	5.3	0.009
MCC K1- Par	Bus76	100.98	0.000	0.000	999.9	0.000
F - Par	A' 1 - Par	101.44	0.038	-0.165	4.4	0.169
Y1 par	A' 1 - Par	101.34	0.032	-0.173	5.4	0.176
Bus70	A' 1 - Par	99.26	0.322	-1.832	5.7	1.860
LL B4 - Par	MCC B4 - Par	105.00	0.243	-0.881	3.6	0.914

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.01	46.117	58.530	36.041
0.02	45.887	50.397	20.837
0.03	45.211	46.701	11.701
0.04	44.462	44.945	6.571
0.05	43.746	43.923	3.946
0.06	43.405	43.463	2.246
0.07	43.073	43.092	1.278
0.08	42.749	42.755	0.727
0.09	42.434	42.436	0.414
0.10	42.127	42.128	0.252
0.15	41.491	41.491	0.016

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **MCC B2 - Par**

Nominal kV	=	0.400	
Voltage c Factor	=	1.05	(User-Defined)
Peak Value	=	102.833	kA Method C
Steady State	=	37.542	kA rms

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.20	40.889	40.889	0.001
0.25	40.323	40.323	0.000
0.30	40.323	40.323	0.000

3-Phase fault at bus: **MCC B4 - Par**

Nominal kV = 0.400
Voltage c Factor = 1.05 (User-Defined)
Peak Value = 114.031 kA Method C
Steady State = 37.542 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
MCC B4 - Par	Total	0.00	12.188	-51.294	4.2	52.722
B3 - Par1	MCC B4 - Par	100.90	6.571	-37.926	5.8	38.491
LL B4 - Par	MCC B4 - Par	105.00	5.617	-13.368	2.4	14.500
Bus76	B3 - Par1	100.90	0.000	0.000	999.9	0.000
A' 1 - Par	B3 - Par1	101.27	0.396	-2.187	5.5	2.222
MCC B2 - Par	B3 - Par1	97.58	0.011	-0.036	3.3	0.038
MOTOR G. AZOTO1	B3 - Par1	105.00	0.002	-0.014	6.3	0.014
CM-2301	B3 - Par1	105.00	0.007	-0.162	23.5	0.162
PM2351A2	B3 - Par1	105.00	0.002	-0.009	5.3	0.009
MCC K1- Par	Bus76	100.90	0.000	0.000	999.9	0.000
F - Par	A' 1 - Par	101.37	0.038	-0.166	4.4	0.171
Y1 par	A' 1 - Par	101.27	0.033	-0.175	5.4	0.178
Bus70	A' 1 - Par	99.25	0.325	-1.846	5.7	1.874
LL B2 - Par	MCC B2 - Par	105.00	0.171	-0.571	3.3	0.596

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.01	51.670	64.714	38.963
0.02	51.271	55.855	22.160
0.03	50.840	52.255	12.081
0.04	49.554	49.990	6.586
0.05	48.276	48.437	3.952
0.06	47.672	47.723	2.196
0.07	47.082	47.098	1.221
0.08	46.507	46.512	0.678
0.09	45.946	45.948	0.377
0.10	45.400	45.401	0.230
0.15	44.240	44.240	0.013

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **MCC B4 - Par**

Nominal kV	=	0.400	
Voltage c Factor	=	1.05	(User-Defined)
Peak Value	=	114.031	kA Method C
Steady State	=	37.542	kA rms

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.20	43.142	43.142	0.001
0.25	42.108	42.108	0.000
0.30	42.108	42.108	0.000

3-Phase fault at bus: **MCC J1**

Nominal kV = 0.400
Voltage c Factor = 1.05 (User-Defined)
Peak Value = 58.574 kA Method C
Steady State = 24.981 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
MCC J1	Total	0.00	8.778	-28.078	3.2	29.419
Bus39	MCC J1	101.39	7.208	-24.341	3.4	25.386
LL - J1	MCC J1	105.00	1.570	-3.737	2.4	4.054
A1 - BII	Bus39	107.96	0.458	-1.545	3.4	1.612
C2-Impar	A1 - BII	108.02	0.060	-0.120	2.0	0.134
D - Impar	A1 - BII	108.06	0.024	-0.056	2.4	0.061
M - Impar	A1 - BII	107.98	0.008	-0.014	1.8	0.016
N1 - Impar	A1 - BII	107.99	0.020	-0.046	2.3	0.050
R1- IMPAR	A1 - BII	107.98	0.030	-0.067	2.3	0.073
Bus8	A1 - BII	107.97	0.001	-0.001	1.6	0.002
Bus25	A1 - BII	103.89	0.031	-0.154	4.9	0.157
Bus23	A1 - BII	103.87	0.025	-0.146	5.8	0.148
TG-4001	A1 - BII	105.00	0.037	-0.200	5.3	0.203
TG-4003	A1 - BII	105.00	0.044	-0.234	5.3	0.238
MCC A3 - Par	A2 - Par	103.11	0.005	-0.009	1.8	0.010
PM 4401A1	A2 - Par	105.00	0.004	-0.013	3.4	0.013
CM 4301E1	A2 - Par	105.00	0.002	-0.005	2.9	0.005
BM 4001A1	A2 - Par	105.00	0.001	-0.004	2.8	0.004
PM 4001D1	A2 - Par	105.00	0.002	-0.006	3.0	0.007
CM 4301B1	A2 - Par	105.00	0.002	-0.005	2.9	0.005
PM 48409B1	A2 - Par	105.00	0.003	-0.010	3.2	0.011
MCC A3 - Impar	A2 - Impar	103.12	0.005	-0.009	1.8	0.010
BM 4001G1	A2 - Impar	105.00	0.001	-0.003	2.6	0.003
BM 40001H1	A2 - Impar	105.00	0.001	-0.003	2.6	0.003
BM 4001C1	A2 - Impar	105.00	0.001	-0.004	2.8	0.004
BM 4001D.1	A2 - Impar	105.00	0.001	-0.004	2.8	0.004
PM 4001E1	A2 - Impar	105.00	0.002	-0.006	3.0	0.007
CM 4301A1	A2 - Impar	105.00	0.002	-0.005	2.9	0.005
PM 4402A1	A2 - Impar	105.00	0.002	-0.005	2.9	0.005

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **MCC J1**

Nominal kV = 0.400
Voltage c Factor = 1.05 (User-Defined)
Peak Value = 58.574 kA Method C
Steady State = 24.981 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
PM 4401E1	A2 - Impar	105.00	0.003	-0.010	3.2	0.011
PM 4401B1	A2 - Impar	105.00	0.003	-0.010	3.2	0.011
PM 48409A1	A2 - Impar	105.00	0.002	-0.005	3.0	0.006
Bus40	A1-BI	107.97	0.002	-0.004	1.8	0.005
C2- Par	A1-BI	108.01	0.045	-0.114	2.5	0.123
M - Par	A1-BI	107.99	0.011	-0.019	1.8	0.022
N1 - Par	A1-BI	107.99	0.020	-0.047	2.3	0.051
R1-PAR	A1-BI	107.98	0.029	-0.067	2.3	0.073
Bus27	A1-BI	109.17	0.029	-0.141	4.9	0.144
H1BT - impar	H1-MT	107.96	0.000	0.000	999.9	0.000
H1BT - par	H1-MT	107.96	0.000	0.000	999.9	0.000

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.01	29.107	33.150	15.866
0.02	28.754	29.405	6.153
0.03	28.365	28.464	2.366
0.04	27.991	28.006	0.910
0.05	27.633	27.635	0.358
0.06	27.462	27.462	0.138
0.07	27.295	27.295	0.054
0.08	27.133	27.133	0.021
0.09	26.974	26.974	0.008
0.10	26.821	26.821	0.003
0.15	26.512	26.512	0.000
0.20	26.220	26.220	0.000
0.25	25.946	25.946	0.000
0.30	25.946	25.946	0.000

3-Phase fault at bus: **MCC J2**

Nominal kV = 0.400
Voltage c Factor = 1.05 (User-Defined)
Peak Value = 52.859 kA Method C
Steady State = 20.112 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
MCC J2	Total	0.00	5.037	-23.524	4.7	24.057
Bus40	MCC J2	101.92	3.595	-20.092	5.6	20.411
LL - J2	MCC J2	105.00	1.442	-3.432	2.4	3.723
A1-BI	Bus40	103.05	0.240	-1.339	5.6	1.361
C2- Par	A1-BI	103.09	0.027	-0.100	3.7	0.104
M - Par	A1-BI	103.08	0.007	-0.017	2.4	0.019
N1 - Par	A1-BI	103.07	0.012	-0.042	3.3	0.043
R1-PAR	A1-BI	103.07	0.018	-0.059	3.2	0.061
Bus27	A1-BI	104.09	0.011	-0.121	11.1	0.121
Bus39	A1 - BII	98.15	0.002	-0.004	2.3	0.004
C2-Impar	A1 - BII	103.10	0.039	-0.106	2.7	0.113
D - Impar	A1 - BII	103.13	0.015	-0.049	3.3	0.051
M - Impar	A1 - BII	103.07	0.005	-0.012	2.4	0.013
N1 - Impar	A1 - BII	103.07	0.013	-0.040	3.2	0.042
R1- IMPAR	A1 - BII	103.07	0.019	-0.059	3.2	0.062
Bus8	A1 - BII	103.06	0.001	-0.001	2.1	0.001
Bus25	A1 - BII	99.06	0.012	-0.132	10.9	0.132
Bus23	A1 - BII	99.04	0.007	-0.125	16.8	0.125
TG-4001	A1 - BII	100.00	0.013	-0.171	13.5	0.171
TG-4003	A1 - BII	100.00	0.015	-0.200	13.5	0.201
MCC A3 - Par	A2 - Par	98.39	0.003	-0.008	2.5	0.008
PM 4401A1	A2 - Par	100.00	0.002	-0.011	5.7	0.011
CM 4301E1	A2 - Par	100.00	0.001	-0.004	4.5	0.004
BM 4001A1	A2 - Par	100.00	0.001	-0.003	4.2	0.003
PM 4001D1	A2 - Par	100.00	0.001	-0.005	4.7	0.005
CM 4301B1	A2 - Par	100.00	0.001	-0.004	4.5	0.004
PM 48409B1	A2 - Par	100.00	0.002	-0.009	5.3	0.009
MCC A3 - Impar	A2 - Impar	98.40	0.003	-0.008	2.5	0.009
BM 4001G1	A2 - Impar	100.00	0.001	-0.003	3.9	0.003

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **MCC J2**

Nominal kV = 0.400
Voltage c Factor = 1.05 (User-Defined)
Peak Value = 52.859 kA Method C
Steady State = 20.112 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
BM 40001H1	A2 - Impar	100.00	0.001	-0.003	3.9	0.003
BM 4001C1	A2 - Impar	100.00	0.001	-0.003	4.2	0.003
BM 4001D.1	A2 - Impar	100.00	0.001	-0.003	4.2	0.003
PM 4001E1	A2 - Impar	100.00	0.001	-0.005	4.7	0.005
CM 4301A1	A2 - Impar	100.00	0.001	-0.004	4.5	0.004
PM 4402A1	A2 - Impar	100.00	0.001	-0.004	4.5	0.004
PM 4401E1	A2 - Impar	100.00	0.002	-0.009	5.3	0.009
PM 4401B1	A2 - Impar	100.00	0.002	-0.009	5.3	0.009
PM 48409A1	A2 - Impar	100.00	0.001	-0.005	4.7	0.005
H1BT - impar	H1-MT	103.05	0.000	0.000	999.9	0.000
H1BT - par	H1-MT	103.05	0.000	0.000	999.9	0.000

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.01	23.788	30.050	18.361
0.02	23.444	25.625	10.345
0.03	23.110	23.804	5.704
0.04	22.789	23.005	3.146
0.05	22.482	22.556	1.818
0.06	22.335	22.358	1.012
0.07	22.192	22.200	0.563
0.08	22.053	22.055	0.314
0.09	21.918	21.918	0.175
0.10	21.786	21.786	0.102
0.15	21.523	21.523	0.006
0.20	21.275	21.275	0.000
0.25	21.041	21.041	0.000
0.30	21.041	21.041	0.000

3-Phase fault at bus: **MCC K1- Impar**

Nominal kV	=	0.400	
Voltage c Factor	=	1.05	(User-Defined)
Peak Value	=	88.832	kA Method C
Steady State	=	36.498	kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
MCC K1- Impar	Total	0.00	13.141	-42.461	3.2	44.448
Bus75	MCC K1- Impar	95.32	10.353	-35.825	3.5	37.291
LL K1 - Impar	MCC K1- Impar	105.00	2.788	-6.636	2.4	7.198
B3 - Impar1	Bus75	100.87	0.657	-2.275	3.5	2.368
A'1 - Impar	B3 - Impar1	101.26	0.605	-2.108	3.5	2.193
MCC B2 - Impar	B3 - Impar1	97.49	0.014	-0.034	2.4	0.037
MC B4 - Impar	B3 - Impar1	98.25	0.021	-0.053	2.6	0.057
PM2351B1	B3 - Impar1	105.00	0.002	-0.009	3.4	0.009
CM-2302	B3 - Impar1	105.00	0.008	-0.042	5.1	0.042
PM-2101	B3 - Impar1	105.00	0.003	-0.013	3.8	0.013
PM 2054A.1	B3 - Impar1	105.00	0.004	-0.016	4.0	0.017

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.01	43.922	50.242	24.396
0.02	43.705	44.773	9.723
0.03	43.034	43.203	3.824
0.04	42.386	42.412	1.504
0.05	41.765	41.770	0.614
0.06	41.470	41.471	0.243
0.07	41.182	41.182	0.096
0.08	40.901	40.901	0.038
0.09	40.628	40.628	0.015
0.10	40.362	40.362	0.006
0.15	39.814	39.814	0.000
0.20	39.295	39.295	0.000
0.25	38.807	38.807	0.000
0.30	38.807	38.807	0.000

3-Phase fault at bus: **MCC K1- Par**

Nominal kV	=	0.400	
Voltage c Factor	=	1.05	(User-Defined)
Peak Value	=	77.058	kA Method C
Steady State	=	33.298	kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
MCC K1- Par	Total	0.00	6.041	-33.650	5.6	34.188
Bus76	MCC K1- Par	95.80	6.041	-33.650	5.6	34.188
B3 - Par1	Bus76	96.48	0.403	-2.243	5.6	2.279
A' 1 - Par	B3 - Par1	96.82	0.368	-1.991	5.4	2.025
MCC B2 - Par	B3 - Par1	93.24	0.010	-0.033	3.3	0.034
MCC B4 - Par	B3 - Par1	93.97	0.014	-0.051	3.6	0.053
MOTOR G. AZOTO1	B3 - Par1	100.00	0.002	-0.013	6.2	0.013
CM-2301	B3 - Par1	100.00	0.007	-0.148	21.6	0.148
PM2351A2	B3 - Par1	100.00	0.002	-0.008	5.2	0.008

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.01	34.188	43.993	27.687
0.02	34.188	37.761	16.033
0.03	34.188	35.413	9.233
0.04	34.188	34.599	5.317
0.05	34.188	34.330	3.122
0.06	34.188	34.235	1.805
0.07	34.188	34.204	1.043
0.08	34.188	34.193	0.603
0.09	34.188	34.190	0.349
0.10	34.188	34.188	0.207
0.15	34.188	34.188	0.013
0.20	34.188	34.188	0.001
0.25	34.188	34.188	0.000
0.30	34.188	34.188	0.000

3-Phase fault at bus: **N1 - Impar**

Nominal kV = 6.000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
Peak Value = 120.262 kA Method C
Steady State = 35.686 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
N1 - Impar	Total	0.00	18.620	-56.939	3.1	59.906
A1 - BII	N1 - Impar	29.90	17.960	-54.636	3.0	57.512
N3 - Impar	N1 - Impar	19.73	0.184	-0.494	2.7	0.527
N2 - Impar	N1 - Impar	17.31	0.164	-0.432	2.6	0.462
CM 3201 A	N1 - Impar	104.76	0.044	-0.194	4.4	0.199
PM 3067 A	N1 - Impar	104.76	0.024	-0.094	3.8	0.097
CM 3303 A	N1 - Impar	104.76	0.061	-0.338	5.5	0.344
PM 3064 A	N1 - Impar	104.76	0.025	-0.092	3.6	0.095
PM 3004 A	N1 - Impar	104.76	0.028	-0.112	4.0	0.116
PM 3008 A	N1 - Impar	104.76	0.036	-0.156	4.3	0.160
CM 3001 A	N1 - Impar	104.76	0.029	-0.115	4.0	0.118
PM 3003 A	N1 - Impar	104.76	0.037	-0.163	4.5	0.168
PM 3201 A	N1 - Impar	104.76	0.028	-0.112	4.0	0.116
Bus39	A1 - BII	28.68	0.089	-0.146	1.6	0.171
C2-Impar	A1 - BII	32.13	2.356	-4.321	1.8	4.922
D - Impar	A1 - BII	34.06	0.936	-2.017	2.2	2.224
M - Impar	A1 - BII	30.76	0.296	-0.498	1.7	0.579
R1- IMPAR	A1 - BII	30.50	1.165	-2.416	2.1	2.683
Bus8	A1 - BII	30.20	0.031	-0.047	1.5	0.056
Bus25	A1 - BII	64.34	1.341	-5.596	4.2	5.754
Bus23	A1 - BII	63.66	1.100	-5.336	4.8	5.448
TG-4001	A1 - BII	104.76	1.612	-7.278	4.5	7.454
TG-4003	A1 - BII	104.76	1.886	-8.513	4.5	8.719
MCC A3 - Par	A2 - Par	36.74	0.187	-0.318	1.7	0.369
PM 4401A1	A2 - Par	104.76	0.150	-0.456	3.0	0.480
CM 4301E1	A2 - Par	104.76	0.069	-0.181	2.6	0.194
BM 4001A1	A2 - Par	104.76	0.055	-0.139	2.5	0.149
PM 4001D1	A2 - Par	104.76	0.082	-0.224	2.7	0.239
CM 4301B1	A2 - Par	104.76	0.069	-0.181	2.6	0.194
PM 48409B1	A2 - Par	104.76	0.131	-0.379	2.9	0.401

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **N1 - Impar**

Nominal kV = 6.000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
Peak Value = 120.262 kA Method C
Steady State = 35.686 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
MCC A3 - Impar	A2 - Impar	37.11	0.194	-0.331	1.7	0.384
BM 4001G1	A2 - Impar	104.76	0.044	-0.104	2.4	0.113
BM 40001H1	A2 - Impar	104.76	0.044	-0.104	2.4	0.113
BM 4001C1	A2 - Impar	104.76	0.055	-0.139	2.5	0.149
BM 4001D.1	A2 - Impar	104.76	0.055	-0.139	2.5	0.149
PM 4001E1	A2 - Impar	104.76	0.082	-0.224	2.7	0.239
CM 4301A1	A2 - Impar	104.76	0.069	-0.181	2.6	0.194
PM 4402A1	A2 - Impar	104.76	0.069	-0.181	2.6	0.194
PM 4401E1	A2 - Impar	104.76	0.131	-0.379	2.9	0.401
PM 4401B1	A2 - Impar	104.76	0.131	-0.379	2.9	0.401
PM 48409A1	A2 - Impar	104.76	0.072	-0.197	2.7	0.210
Bus40	A1-BI	30.12	0.086	-0.147	1.7	0.170
C2- Par	A1-BI	31.95	1.784	-4.135	2.3	4.503
M - Par	A1-BI	31.11	0.415	-0.699	1.7	0.813
N1 - Par	A1-BI	30.88	0.796	-1.710	2.1	1.887
R1-PAR	A1-BI	30.49	1.159	-2.405	2.1	2.670
Bus27	A1-BI	70.67	1.221	-5.133	4.2	5.276
H1BT - impar	H1-MT	29.90	0.000	0.000	999.9	0.000
H1BT - par	H1-MT	29.90	0.000	0.000	999.9	0.000
LL N3 - Impar	N3 - Impar	110.00	2.757	-7.405	2.7	7.902
LL N2 A2	N2 - Impar	110.00	2.453	-6.487	2.6	6.935
MCC J1	Bus39	37.26	0.089	-0.146	1.6	0.171
Bus9	C2-Impar	30.62	0.045	-0.070	1.5	0.083
C4 - Impar	C2-Impar	41.57	0.159	-0.372	2.3	0.405
CM 1201A	C2-Impar	104.76	0.062	-0.147	2.4	0.159
PM-1610 A	C2-Impar	104.76	0.074	-0.181	2.5	0.196
CM-1601 A	C2-Impar	104.76	0.121	-0.346	2.9	0.366
CM-1702	C2-Impar	104.76	0.508	-0.998	2.0	1.119
PM-3761 A	C2-Impar	110.00	0.164	-0.461	2.8	0.489
CM-3701/2A	C2-Impar	104.76	0.915	-0.950	1.0	1.319

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **N1 - Impar**

Nominal kV = 6.000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
Peak Value = 120.262 kA Method C
Steady State = 35.686 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
PM-3762 A	C2-Impar	110.00	0.034	-0.095	2.8	0.101
PM-1401 A	C2-Impar	104.76	0.049	-0.115	2.4	0.125
CM 1401.2A	C2-Impar	104.76	0.055	-0.129	2.3	0.141
PM-1402B	C2-Impar	104.76	0.036	-0.099	2.7	0.106
PM-1301	C2-Impar	104.76	0.071	-0.175	2.5	0.189
PM-1610 C	C2-Impar	104.76	0.063	-0.185	2.9	0.196
D1 - Impar	D - Impar	44.95	0.154	-0.240	1.6	0.285
PM 6107C	D - Impar	104.76	0.091	-0.228	2.5	0.246
PM 6122C	D - Impar	104.76	0.079	-0.195	2.5	0.210
PM 6122A	D - Impar	104.76	0.091	-0.228	2.5	0.246
PM6021	D - Impar	104.76	0.042	-0.091	2.2	0.100
PM 6111C	D - Impar	104.76	0.038	-0.096	2.5	0.103
PM-6405	D - Impar	104.76	0.045	-0.098	2.2	0.108
D1- Par	D - Par	42.21	0.124	-0.190	1.5	0.227
PM 6107 D	D - Par	104.76	0.091	-0.228	2.5	0.246
PM 6111 D	D - Par	104.76	0.044	-0.095	2.2	0.105
PM 6122 B	D - Par	104.76	0.091	-0.228	2.5	0.246
PM-6406	D - Par	104.76	0.045	-0.098	2.2	0.108
Bus4	M - Impar	30.76	0.000	0.000	999.9	0.000
Bus2	M - Impar	29.44	0.125	-0.209	1.7	0.244
M1- Impar	M - Impar	38.76	0.170	-0.289	1.7	0.335
R2 - Impar	R1- IMPAR	41.53	0.249	-0.430	1.7	0.497
R3 - Impar	R1- IMPAR	35.20	0.119	-0.196	1.6	0.229
R4 - Impar	R1- IMPAR	37.78	0.135	-0.227	1.7	0.264
R5 _ Impar	R1- IMPAR	35.74	0.101	-0.167	1.7	0.196
PM-0106 A	R1- IMPAR	104.76	0.102	-0.289	2.8	0.307
PM-0107 A	R1- IMPAR	104.76	0.033	-0.074	2.2	0.081
PM-0301A	R1- IMPAR	110.00	0.063	-0.160	2.5	0.172
PM-840	R1- IMPAR	104.76	0.057	-0.145	2.5	0.156
PM-0304 A	R1- IMPAR	104.76	0.048	-0.119	2.5	0.128

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **N1 - Impar**

Nominal kV = 6.000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
Peak Value = 120.262 kA Method C
Steady State = 35.686 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
PM-0306 A	R1- IMPAR	104.76	0.050	-0.123	2.5	0.133
PM-0310 A	R1- IMPAR	104.76	0.033	-0.074	2.2	0.081
PM-0403A	R1- IMPAR	104.76	0.033	-0.074	2.2	0.081
PM-0472 A	R1- IMPAR	104.76	0.050	-0.123	2.5	0.133
PM-0471A	R1- IMPAR	104.76	0.037	-0.083	2.2	0.091
PM-0302	R1- IMPAR	104.76	0.053	-0.134	2.5	0.144
G1	Bus8	37.06	0.031	-0.047	1.5	0.056
Bus6	Bus25	105.48	1.341	-5.596	4.2	5.754
TG-4002	Bus23	104.76	1.100	-5.336	4.8	5.448
LL A3 - Par	MCC A3 - Par	104.76	2.947	-5.012	1.7	5.814
LL A3 - impar	MCC A3 - Impar	104.76	3.059	-5.218	1.7	6.049
MCC J2	Bus40	39.71	0.086	-0.147	1.7	0.170
Bus11	C2- Par	30.47	0.084	-0.130	1.6	0.155
Bus15	C2- Par	31.95	0.000	0.000	999.9	0.000
C4- Par	C2- Par	40.42	0.210	-0.345	1.6	0.404
PM-1402A	C2- Par	104.76	0.037	-0.099	2.7	0.106
PM-1610 B	C2- Par	104.76	0.074	-0.182	2.4	0.196
CM 1201B2	C2- Par	104.76	0.062	-0.147	2.4	0.159
PM1401B	C2- Par	104.76	0.049	-0.115	2.4	0.125
CM 3701	C2- Par	104.76	0.163	-0.466	2.9	0.493
CM 3701/2B2	C2- Par	104.76	0.510	-0.995	1.9	1.118
CM 1401.2B	C2- Par	104.76	0.056	-0.129	2.3	0.141
PM 3761B	C2- Par	110.00	0.165	-0.462	2.8	0.491
PM 3762 B	C2- Par	110.00	0.034	-0.095	2.8	0.101
CM-1601 C	C2- Par	104.76	0.122	-0.347	2.9	0.368
CM-1601 B	C2- Par	104.76	0.122	-0.347	2.9	0.368
PM-1201	C2- Par	104.76	0.097	-0.276	2.9	0.293
Bus20	M - Par	31.23	0.115	-0.194	1.7	0.225
Bus1	M - Par	29.77	0.125	-0.208	1.7	0.243
M1- Par	M - Par	39.87	0.175	-0.296	1.7	0.344

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **N1 - Impar**

Nominal kV = 6.000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
Peak Value = 120.262 kA Method C
Steady State = 35.686 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
N3 - Par	N1 - Par	40.00	0.187	-0.320	1.7	0.370
N2- Par	N1 - Par	39.86	0.172	-0.290	1.7	0.337
CM 3303 B	N1 - Par	104.76	0.090	-0.246	2.7	0.262
PM 3004 B	N1 - Par	104.76	0.036	-0.081	2.3	0.088
CM 3001 B	N1 - Par	104.76	0.037	-0.083	2.3	0.090
PM 3008 B	N1 - Par	104.76	0.045	-0.107	2.4	0.116
PM 3064 B	N1 - Par	104.76	0.031	-0.066	2.1	0.073
PM 3003 B	N1 - Par	104.76	0.047	-0.113	2.4	0.123
PM 3067 B	N1 - Par	104.76	0.055	-0.137	2.5	0.148
CM 3201 B	N1 - Par	104.76	0.096	-0.268	2.8	0.284
R2 - Par	R1-PAR	41.50	0.248	-0.429	1.7	0.496
R3 - Par	R1-PAR	35.33	0.119	-0.196	1.6	0.229
R4 Par	R1-PAR	36.58	0.116	-0.192	1.7	0.224
R5 - Par	R1-PAR	36.53	0.116	-0.192	1.7	0.224
PM-0471 S	R1-PAR	104.76	0.037	-0.083	2.2	0.091
PM-0472 S	R1-PAR	104.76	0.050	-0.123	2.5	0.133
PM-0841	R1-PAR	104.76	0.053	-0.134	2.5	0.144
PM-0403 S	R1-PAR	104.76	0.033	-0.074	2.2	0.081
PM-0310 S	R1-PAR	104.76	0.033	-0.074	2.2	0.081
PM-0306 S	R1-PAR	104.76	0.050	-0.123	2.5	0.133
PM-0304 S	R1-PAR	104.76	0.048	-0.119	2.5	0.128
PM-0842	R1-PAR	104.76	0.057	-0.145	2.5	0.156
PM-0301S	R1-PAR	110.00	0.063	-0.160	2.5	0.172
PM-0107 S	R1-PAR	104.76	0.033	-0.074	2.2	0.081
PM-0106 S	R1-PAR	104.76	0.102	-0.289	2.8	0.307
Bus5	Bus27	105.49	1.221	-5.133	4.2	5.276

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **N1 - Impar**

Nominal kV	=	6.000	
Voltage c Factor	=	1.10	(User-Defined)
Peak Value	=	120.262	kA Method C
Steady State	=	35.686	kA rms

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.01	56.925	66.940	35.221
0.02	55.352	58.209	18.015
0.03	53.432	54.074	8.307
0.04	51.450	51.592	3.831
0.05	49.501	49.567	2.543
0.06	48.617	48.633	1.262
0.07	47.744	47.748	0.626
0.08	46.883	46.884	0.310
0.09	46.036	46.036	0.154
0.10	45.203	45.203	0.125
0.15	43.559	43.559	0.005
0.20	41.965	41.965	0.000
0.25	40.429	40.429	0.000
0.30	40.429	40.429	0.000

3-Phase fault at bus: **N1 - Par**

Nominal kV = 6.000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
Peak Value = 120.409 kA Method C
Steady State = 35.686 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
N1 - Par	Total	0.00	18.597	-56.975	3.1	59.933
A1-BI	N1 - Par	29.88	17.951	-54.586	3.0	57.462
N3 - Par	N1 - Par	18.22	0.170	-0.455	2.7	0.486
N2- Par	N1 - Par	15.81	0.158	-0.413	2.6	0.442
CM 3303 B	N1 - Par	104.76	0.061	-0.338	5.5	0.344
PM 3004 B	N1 - Par	104.76	0.028	-0.112	4.0	0.116
CM 3001 B	N1 - Par	104.76	0.029	-0.115	4.0	0.118
PM 3008 B	N1 - Par	104.76	0.034	-0.149	4.3	0.153
PM 3064 B	N1 - Par	104.76	0.025	-0.092	3.6	0.095
PM 3003 B	N1 - Par	104.76	0.035	-0.157	4.5	0.161
PM 3067 B	N1 - Par	104.76	0.041	-0.190	4.6	0.194
CM 3201 B	N1 - Par	104.76	0.064	-0.368	5.7	0.373
Bus40	A1-BI	30.09	0.086	-0.147	1.7	0.170
C2- Par	A1-BI	31.93	1.783	-4.136	2.3	4.504
M - Par	A1-BI	31.08	0.415	-0.699	1.7	0.813
R1-PAR	A1-BI	30.47	1.159	-2.406	2.1	2.671
Bus27	A1-BI	70.66	1.220	-5.134	4.2	5.277
Bus39	A1 - BII	28.66	0.089	-0.146	1.6	0.171
C2-Impar	A1 - BII	32.10	2.356	-4.323	1.8	4.923
D - Impar	A1 - BII	34.03	0.936	-2.018	2.2	2.224
M - Impar	A1 - BII	30.74	0.295	-0.498	1.7	0.579
N1 - Impar	A1 - BII	30.82	0.794	-1.645	2.1	1.827
R1- IMPAR	A1 - BII	30.47	1.165	-2.417	2.1	2.683
Bus8	A1 - BII	30.17	0.031	-0.047	1.5	0.056
Bus25	A1 - BII	64.33	1.340	-5.597	4.2	5.755
Bus23	A1 - BII	63.65	1.099	-5.337	4.9	5.449
TG-4001	A1 - BII	104.76	1.611	-7.280	4.5	7.456
TG-4003	A1 - BII	104.76	1.884	-8.515	4.5	8.721
MCC A3 - Par	A2 - Par	36.72	0.187	-0.318	1.7	0.369
PM 4401A1	A2 - Par	104.76	0.150	-0.456	3.0	0.480

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **N1 - Par**

Nominal kV = 6.000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
Peak Value = 120.409 kA Method C
Steady State = 35.686 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
CM 4301E1	A2 - Par	104.76	0.069	-0.181	2.6	0.194
BM 4001A1	A2 - Par	104.76	0.055	-0.139	2.5	0.149
PM 4001D1	A2 - Par	104.76	0.082	-0.224	2.7	0.239
CM 4301B1	A2 - Par	104.76	0.069	-0.181	2.6	0.194
PM 48409B1	A2 - Par	104.76	0.131	-0.379	2.9	0.401
MCC A3 - Impar	A2 - Impar	37.09	0.194	-0.331	1.7	0.384
BM 4001G1	A2 - Impar	104.76	0.044	-0.104	2.4	0.113
BM 40001H1	A2 - Impar	104.76	0.044	-0.104	2.4	0.113
BM 4001C1	A2 - Impar	104.76	0.055	-0.139	2.5	0.149
BM 4001D.1	A2 - Impar	104.76	0.055	-0.139	2.5	0.149
PM 4001E1	A2 - Impar	104.76	0.082	-0.224	2.7	0.239
CM 4301A1	A2 - Impar	104.76	0.069	-0.181	2.6	0.194
PM 4402A1	A2 - Impar	104.76	0.069	-0.181	2.6	0.194
PM 4401E1	A2 - Impar	104.76	0.131	-0.379	2.9	0.401
PM 4401B1	A2 - Impar	104.76	0.131	-0.379	2.9	0.401
PM 48409A1	A2 - Impar	104.76	0.072	-0.197	2.7	0.210
H1BT - impar	H1-MT	29.88	0.000	0.000	999.9	0.000
H1BT - par	H1-MT	29.88	0.000	0.000	999.9	0.000
LL N3 - Par	N3 - Par	104.76	2.679	-7.167	2.7	7.652
LL N2 B2	N2- Par	110.00	2.367	-6.201	2.6	6.637
MCC J2	Bus40	39.69	0.086	-0.147	1.7	0.170
Bus11	C2- Par	30.45	0.084	-0.130	1.6	0.155
Bus15	C2- Par	31.93	0.000	0.000	999.9	0.000
C4- Par	C2- Par	40.40	0.209	-0.345	1.6	0.404
PM-1402A	C2- Par	104.76	0.037	-0.099	2.7	0.106
PM-1610 B	C2- Par	104.76	0.074	-0.182	2.5	0.196
CM 1201B2	C2- Par	104.76	0.062	-0.147	2.4	0.160
PM1401B	C2- Par	104.76	0.049	-0.115	2.4	0.125
CM 3701	C2- Par	104.76	0.163	-0.466	2.9	0.494
CM 3701/2B2	C2- Par	104.76	0.510	-0.995	1.9	1.118

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **N1 - Par**

Nominal kV = 6.000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
Peak Value = 120.409 kA Method C
Steady State = 35.686 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
CM 1401.2B	C2- Par	104.76	0.056	-0.130	2.3	0.141
PM 3761B	C2- Par	110.00	0.165	-0.462	2.8	0.491
PM 3762 B	C2- Par	110.00	0.034	-0.095	2.8	0.101
CM-1601 C	C2- Par	104.76	0.122	-0.347	2.9	0.368
CM-1601 B	C2- Par	104.76	0.122	-0.347	2.9	0.368
PM-1201	C2- Par	104.76	0.097	-0.276	2.9	0.293
Bus20	M - Par	31.20	0.115	-0.194	1.7	0.226
Bus1	M - Par	29.75	0.125	-0.209	1.7	0.243
M1- Par	M - Par	39.85	0.175	-0.297	1.7	0.344
R2 - Par	R1-PAR	41.48	0.248	-0.429	1.7	0.496
R3 - Par	R1-PAR	35.31	0.119	-0.196	1.6	0.229
R4 Par	R1-PAR	36.56	0.116	-0.192	1.7	0.224
R5 - Par	R1-PAR	36.51	0.116	-0.192	1.7	0.224
PM-0471 S	R1-PAR	104.76	0.037	-0.083	2.2	0.091
PM-0472 S	R1-PAR	104.76	0.050	-0.123	2.5	0.133
PM-0841	R1-PAR	104.76	0.053	-0.134	2.5	0.144
PM-0403 S	R1-PAR	104.76	0.033	-0.074	2.2	0.081
PM-0310 S	R1-PAR	104.76	0.033	-0.074	2.2	0.081
PM-0306 S	R1-PAR	104.76	0.050	-0.123	2.5	0.133
PM-0304 S	R1-PAR	104.76	0.048	-0.119	2.5	0.128
PM-0842	R1-PAR	104.76	0.057	-0.145	2.5	0.156
PM-0301S	R1-PAR	110.00	0.063	-0.160	2.5	0.172
PM-0107 S	R1-PAR	104.76	0.033	-0.074	2.2	0.081
PM-0106 S	R1-PAR	104.76	0.102	-0.289	2.8	0.307
Bus5	Bus27	105.49	1.220	-5.134	4.2	5.277
MCC J1	Bus39	37.24	0.089	-0.146	1.6	0.171
Bus9	C2-Impar	30.60	0.045	-0.070	1.5	0.083
C4 - Impar	C2-Impar	41.55	0.159	-0.373	2.3	0.405
CM 1201A	C2-Impar	104.76	0.062	-0.147	2.4	0.159
PM-1610 A	C2-Impar	104.76	0.074	-0.181	2.5	0.196

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **N1 - Par**

Nominal kV = 6.000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
Peak Value = 120.409 kA Method C
Steady State = 35.686 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
CM-1601 A	C2-Impar	104.76	0.121	-0.346	2.9	0.366
CM-1702	C2-Impar	104.76	0.508	-0.998	2.0	1.120
PM-3761 A	C2-Impar	110.00	0.164	-0.461	2.8	0.489
CM-3701/2A	C2-Impar	104.76	0.915	-0.950	1.0	1.319
PM-3762 A	C2-Impar	110.00	0.034	-0.095	2.8	0.101
PM-1401 A	C2-Impar	104.76	0.049	-0.115	2.4	0.125
CM 1401.2A	C2-Impar	104.76	0.055	-0.129	2.3	0.141
PM-1402B	C2-Impar	104.76	0.036	-0.099	2.7	0.106
PM-1301	C2-Impar	104.76	0.071	-0.175	2.5	0.189
PM-1610 C	C2-Impar	104.76	0.063	-0.185	2.9	0.196
D1 - Impar	D - Impar	44.94	0.154	-0.240	1.6	0.285
PM 6107C	D - Impar	104.76	0.091	-0.228	2.5	0.246
PM 6122C	D - Impar	104.76	0.079	-0.195	2.5	0.210
PM 6122A	D - Impar	104.76	0.091	-0.228	2.5	0.246
PM6021	D - Impar	104.76	0.042	-0.091	2.2	0.100
PM 6111C	D - Impar	104.76	0.038	-0.096	2.5	0.103
PM-6405	D - Impar	104.76	0.045	-0.098	2.2	0.108
D1- Par	D - Par	42.19	0.124	-0.190	1.5	0.227
PM 6107 D	D - Par	104.76	0.091	-0.228	2.5	0.246
PM 6111 D	D - Par	104.76	0.044	-0.095	2.2	0.105
PM 6122 B	D - Par	104.76	0.091	-0.228	2.5	0.246
PM-6406	D - Par	104.76	0.045	-0.098	2.2	0.108
Bus4	M - Impar	30.74	0.000	0.000	999.9	0.000
Bus2	M - Impar	29.42	0.125	-0.210	1.7	0.244
M1- Impar	M - Impar	38.74	0.170	-0.289	1.7	0.335
N3 - Impar	N1 - Impar	42.35	0.202	-0.347	1.7	0.402
N2 - Impar	N1 - Impar	40.77	0.179	-0.304	1.7	0.353
CM 3201 A	N1 - Impar	104.76	0.058	-0.140	2.4	0.152
PM 3067 A	N1 - Impar	104.76	0.031	-0.067	2.2	0.074
CM 3303 A	N1 - Impar	104.76	0.090	-0.246	2.7	0.262

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **N1 - Par**

Nominal kV = 6.000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
Peak Value = 120.409 kA Method C
Steady State = 35.686 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
PM 3064 A	N1 - Impar	104.76	0.031	-0.066	2.1	0.073
PM 3004 A	N1 - Impar	104.76	0.036	-0.081	2.3	0.088
PM 3008 A	N1 - Impar	104.76	0.047	-0.113	2.4	0.122
CM 3001 A	N1 - Impar	104.76	0.037	-0.083	2.3	0.090
PM 3003 A	N1 - Impar	104.76	0.049	-0.118	2.4	0.128
PM 3201 A	N1 - Impar	104.76	0.036	-0.081	2.3	0.088
R2 - Impar	R1- IMPAR	41.51	0.249	-0.430	1.7	0.497
R3 - Impar	R1- IMPAR	35.18	0.119	-0.196	1.6	0.229
R4 - Impar	R1- IMPAR	37.76	0.135	-0.227	1.7	0.264
R5 _ Impar	R1- IMPAR	35.72	0.101	-0.167	1.7	0.196
PM-0106 A	R1- IMPAR	104.76	0.102	-0.289	2.8	0.307
PM-0107 A	R1- IMPAR	104.76	0.033	-0.074	2.2	0.081
PM-0301A	R1- IMPAR	110.00	0.063	-0.160	2.5	0.172
PM-840	R1- IMPAR	104.76	0.057	-0.145	2.5	0.156
PM-0304 A	R1- IMPAR	104.76	0.048	-0.119	2.5	0.128
PM-0306 A	R1- IMPAR	104.76	0.050	-0.123	2.5	0.133
PM-0310 A	R1- IMPAR	104.76	0.033	-0.074	2.2	0.081
PM-0403A	R1- IMPAR	104.76	0.033	-0.074	2.2	0.081
PM-0472 A	R1- IMPAR	104.76	0.050	-0.123	2.5	0.133
PM-0471A	R1- IMPAR	104.76	0.037	-0.083	2.2	0.091
PM-0302	R1- IMPAR	104.76	0.053	-0.134	2.5	0.144
G1	Bus8	37.04	0.031	-0.047	1.5	0.056
Bus6	Bus25	105.48	1.340	-5.597	4.2	5.755
TG-4002	Bus23	104.76	1.099	-5.337	4.9	5.449
LL A3 - Par	MCC A3 - Par	104.76	2.946	-5.014	1.7	5.816
LL A3 - impar	MCC A3 - Impar	104.76	3.058	-5.220	1.7	6.050

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **N1 - Par**

Nominal kV = 6.000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
Peak Value = 120.409 kA Method C
Steady State = 35.686 kA rms

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.01	56.959	67.042	35.360
0.02	55.379	58.280	18.160
0.03	53.454	54.111	8.406
0.04	51.467	51.614	3.891
0.05	49.514	49.581	2.587
0.06	48.627	48.644	1.287
0.07	47.752	47.756	0.641
0.08	46.889	46.890	0.319
0.09	46.040	46.040	0.159
0.10	45.205	45.205	0.128
0.15	43.557	43.557	0.005
0.20	41.959	41.959	0.000
0.25	40.419	40.419	0.000
0.30	40.419	40.419	0.000

3-Phase fault at bus: **N2 - Impar**

Nominal kV = 0.400
Voltage c Factor = 1.05 (User-Defined)
Peak Value = 105.312 kA Method C
Steady State = 38.939 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
N2 - Impar	Total	0.00	9.901	-46.715	4.7	47.753
N1 - Impar	N2 - Impar	100.11	6.871	-39.503	5.7	40.096
LL N2 A2	N2 - Impar	105.00	3.030	-7.212	2.4	7.823
A1 - BII	N1 - Impar	101.19	0.448	-2.547	5.7	2.586
N3 - Impar	N1 - Impar	100.99	0.005	-0.023	4.6	0.024
CM 3201 A	N1 - Impar	100.00	0.001	-0.009	12.8	0.009
PM 3067 A	N1 - Impar	100.00	0.000	-0.004	9.0	0.004
CM 3303 A	N1 - Impar	100.00	0.001	-0.015	27.6	0.015
PM 3064 A	N1 - Impar	100.00	0.001	-0.004	8.0	0.004
PM 3004 A	N1 - Impar	100.00	0.001	-0.005	9.8	0.005
PM 3008 A	N1 - Impar	100.00	0.001	-0.007	12.0	0.007
CM 3001 A	N1 - Impar	100.00	0.001	-0.005	9.8	0.005
PM 3003 A	N1 - Impar	100.00	0.001	-0.008	13.0	0.008
PM 3201 A	N1 - Impar	100.00	0.001	-0.005	9.8	0.005
Bus39	A1 - BII	96.38	0.003	-0.007	2.3	0.008
C2-Impar	A1 - BII	101.28	0.077	-0.207	2.7	0.221
D - Impar	A1 - BII	101.34	0.029	-0.096	3.3	0.100
M - Impar	A1 - BII	101.22	0.010	-0.024	2.4	0.026
R1- IMPAR	A1 - BII	101.22	0.036	-0.115	3.2	0.121
Bus8	A1 - BII	101.20	0.001	-0.002	2.1	0.003
Bus25	A1 - BII	98.16	0.024	-0.258	10.9	0.259
Bus23	A1 - BII	98.12	0.015	-0.245	16.7	0.245
TG-4001	A1 - BII	100.00	0.025	-0.334	13.4	0.335
TG-4003	A1 - BII	100.00	0.029	-0.391	13.4	0.392
MCC A3 - Par	A2 - Par	96.86	0.006	-0.015	2.4	0.017
PM 4401A1	A2 - Par	100.00	0.004	-0.021	5.7	0.022
CM 4301E1	A2 - Par	100.00	0.002	-0.009	4.5	0.009
BM 4001A1	A2 - Par	100.00	0.002	-0.007	4.2	0.007
PM 4001D1	A2 - Par	100.00	0.002	-0.010	4.7	0.011

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **N2 - Impar**

Nominal kV = 0.400
Voltage c Factor = 1.05 (User-Defined)
Peak Value = 105.312 kA Method C
Steady State = 38.939 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
CM 4301B1	A2 - Par	100.00	0.002	-0.009	4.5	0.009
PM 48409B1	A2 - Par	100.00	0.003	-0.018	5.3	0.018
MCC A3 - Impar	A2 - Impar	96.88	0.007	-0.016	2.5	0.017
BM 4001G1	A2 - Impar	100.00	0.001	-0.005	3.9	0.005
BM 40001H1	A2 - Impar	100.00	0.001	-0.005	3.9	0.005
BM 4001C1	A2 - Impar	100.00	0.002	-0.007	4.2	0.007
BM 4001D.1	A2 - Impar	100.00	0.002	-0.007	4.2	0.007
PM 4001E1	A2 - Impar	100.00	0.002	-0.010	4.7	0.011
CM 4301A1	A2 - Impar	100.00	0.002	-0.009	4.5	0.009
PM 4402A1	A2 - Impar	100.00	0.002	-0.009	4.5	0.009
PM 4401E1	A2 - Impar	100.00	0.003	-0.018	5.3	0.018
PM 4401B1	A2 - Impar	100.00	0.003	-0.018	5.3	0.018
PM 48409A1	A2 - Impar	100.00	0.002	-0.009	4.7	0.009
Bus40	A1-BI	101.20	0.003	-0.007	2.5	0.008
C2- Par	A1-BI	101.27	0.053	-0.196	3.7	0.203
M - Par	A1-BI	101.24	0.014	-0.034	2.4	0.037
N1 - Par	A1-BI	101.23	0.024	-0.081	3.3	0.085
R1-PAR	A1-BI	101.22	0.036	-0.115	3.2	0.120
Bus27	A1-BI	103.21	0.021	-0.236	11.1	0.237
H1BT - impar	H1-MT	101.19	0.000	0.000	999.9	0.000
H1BT - par	H1-MT	101.19	0.000	0.000	999.9	0.000
LL N3 - Impar	N3 - Impar	105.00	0.075	-0.347	4.6	0.355

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.01	47.188	59.940	36.961
0.02	46.973	51.570	21.284
0.03	46.273	47.791	11.949
0.04	45.577	46.068	6.708

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **N2 - Impar**

Nominal kV	=	0.400	
Voltage c Factor	=	1.05	(User-Defined)
Peak Value	=	105.312	kA Method C
Steady State	=	38.939	kA rms

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.05	44.911	45.088	3.995
0.06	44.595	44.652	2.269
0.07	44.286	44.305	1.289
0.08	43.985	43.991	0.732
0.09	43.691	43.693	0.416
0.10	43.406	43.407	0.251
0.15	42.818	42.818	0.015
0.20	42.261	42.261	0.001
0.25	41.737	41.737	0.000
0.30	41.737	41.737	0.000

3-Phase fault at bus: **N2- Par**

Nominal kV = 0.400
Voltage c Factor = 1.05 (User-Defined)
Peak Value = 108.632 kA Method C
Steady State = 40.673 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
N2- Par	Total	0.00	10.054	-48.111	4.8	49.151
N1 - Par	N2- Par	99.89	7.199	-41.317	5.7	41.939
LL N2 B2	N2- Par	105.00	2.855	-6.794	2.4	7.370
A1-BI	N1 - Par	101.02	0.470	-2.659	5.7	2.701
N3 - Par	N1 - Par	95.98	0.005	-0.022	4.6	0.023
CM 3303 B	N1 - Par	100.00	0.001	-0.016	27.0	0.016
PM 3004 B	N1 - Par	100.00	0.001	-0.005	9.7	0.005
CM 3001 B	N1 - Par	100.00	0.001	-0.006	9.7	0.006
PM 3008 B	N1 - Par	100.00	0.001	-0.007	11.9	0.007
PM 3064 B	N1 - Par	100.00	0.001	-0.004	7.9	0.004
PM 3003 B	N1 - Par	100.00	0.001	-0.008	12.8	0.008
PM 3067 B	N1 - Par	100.00	0.001	-0.009	14.3	0.009
CM 3201 B	N1 - Par	100.00	0.001	-0.018	32.3	0.018
Bus40	A1-BI	101.03	0.003	-0.007	2.5	0.008
C2- Par	A1-BI	101.10	0.055	-0.204	3.7	0.212
M - Par	A1-BI	101.07	0.015	-0.035	2.4	0.038
R1-PAR	A1-BI	101.05	0.038	-0.120	3.2	0.126
Bus27	A1-BI	103.13	0.022	-0.247	11.0	0.248
Bus39	A1 - BII	96.22	0.003	-0.007	2.3	0.008
C2-Impar	A1 - BII	101.11	0.081	-0.217	2.7	0.231
D - Impar	A1 - BII	101.17	0.030	-0.100	3.3	0.105
M - Impar	A1 - BII	101.05	0.010	-0.025	2.4	0.027
N1 - Impar	A1 - BII	101.06	0.026	-0.082	3.2	0.086
R1- IMPAR	A1 - BII	101.05	0.038	-0.120	3.2	0.126
Bus8	A1 - BII	101.03	0.001	-0.002	2.1	0.003
Bus25	A1 - BII	98.08	0.025	-0.269	10.8	0.270
Bus23	A1 - BII	98.03	0.015	-0.256	16.5	0.256
TG-4001	A1 - BII	100.00	0.026	-0.349	13.3	0.350
TG-4003	A1 - BII	100.00	0.031	-0.409	13.3	0.410

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **N2- Par**

Nominal kV = 0.400
Voltage c Factor = 1.05 (User-Defined)
Peak Value = 108.632 kA Method C
Steady State = 40.673 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
MCC A3 - Par	A2 - Par	96.72	0.007	-0.016	2.4	0.017
PM 4401A1	A2 - Par	100.00	0.004	-0.022	5.6	0.023
CM 4301E1	A2 - Par	100.00	0.002	-0.009	4.5	0.009
BM 4001A1	A2 - Par	100.00	0.002	-0.007	4.2	0.007
PM 4001D1	A2 - Par	100.00	0.002	-0.011	4.7	0.011
CM 4301B1	A2 - Par	100.00	0.002	-0.009	4.5	0.009
PM 48409B1	A2 - Par	100.00	0.004	-0.019	5.2	0.019
MCC A3 - Impar	A2 - Impar	96.74	0.007	-0.017	2.5	0.018
BM 4001G1	A2 - Impar	100.00	0.001	-0.005	3.8	0.005
BM 40001H1	A2 - Impar	100.00	0.001	-0.005	3.8	0.005
BM 4001C1	A2 - Impar	100.00	0.002	-0.007	4.2	0.007
BM 4001D.1	A2 - Impar	100.00	0.002	-0.007	4.2	0.007
PM 4001E1	A2 - Impar	100.00	0.002	-0.011	4.7	0.011
CM 4301A1	A2 - Impar	100.00	0.002	-0.009	4.5	0.009
PM 4402A1	A2 - Impar	100.00	0.002	-0.009	4.5	0.009
PM 4401E1	A2 - Impar	100.00	0.004	-0.019	5.2	0.019
PM 4401B1	A2 - Impar	100.00	0.004	-0.019	5.2	0.019
PM 48409A1	A2 - Impar	100.00	0.002	-0.010	4.7	0.010
H1BT - impar	H1-MT	101.02	0.000	0.000	999.9	0.000
H1BT - par	H1-MT	101.02	0.000	0.000	999.9	0.000
LL N3 - Par	N3 - Par	100.00	0.077	-0.351	4.6	0.360

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.01	48.619	61.853	38.236
0.02	48.416	53.204	22.057
0.03	47.757	49.347	12.425
0.04	47.102	47.619	6.999
0.05	46.474	46.661	4.169

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **N2- Par**

Nominal kV	=	0.400	
Voltage c Factor	=	1.05	(User-Defined)
Peak Value	=	108.632	kA Method C
Steady State	=	40.673	kA rms

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.06	46.177	46.238	2.375
0.07	45.886	45.906	1.353
0.08	45.602	45.609	0.771
0.09	45.326	45.328	0.439
0.10	45.058	45.058	0.265
0.15	44.503	44.503	0.016
0.20	43.979	43.979	0.001
0.25	43.485	43.485	0.000
0.30	43.485	43.485	0.000

3-Phase fault at bus: **N3 - Impar**

Nominal kV = 0.400
Voltage c Factor = 1.05 (User-Defined)
Peak Value = 107.743 kA Method C
Steady State = 38.939 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
N3 - Impar	Total	0.00	10.414	-47.934	4.6	49.052
N1 - Impar	N3 - Impar	100.10	6.871	-39.501	5.7	40.094
LL N3 - Impar	N3 - Impar	105.00	3.543	-8.432	2.4	9.147
A1 - BII	N1 - Impar	101.19	0.449	-2.550	5.7	2.589
N2 - Impar	N1 - Impar	100.88	0.005	-0.020	4.5	0.021
CM 3201 A	N1 - Impar	100.00	0.001	-0.009	12.8	0.009
PM 3067 A	N1 - Impar	100.00	0.000	-0.004	9.0	0.004
CM 3303 A	N1 - Impar	100.00	0.001	-0.015	27.6	0.015
PM 3064 A	N1 - Impar	100.00	0.001	-0.004	8.0	0.004
PM 3004 A	N1 - Impar	100.00	0.001	-0.005	9.8	0.005
PM 3008 A	N1 - Impar	100.00	0.001	-0.007	12.0	0.007
CM 3001 A	N1 - Impar	100.00	0.001	-0.005	9.8	0.005
PM 3003 A	N1 - Impar	100.00	0.001	-0.008	13.0	0.008
PM 3201 A	N1 - Impar	100.00	0.001	-0.005	9.8	0.005
Bus39	A1 - BII	96.38	0.003	-0.007	2.3	0.008
C2-Impar	A1 - BII	101.28	0.077	-0.208	2.7	0.222
D - Impar	A1 - BII	101.33	0.029	-0.096	3.3	0.100
M - Impar	A1 - BII	101.22	0.010	-0.024	2.4	0.026
R1- IMPAR	A1 - BII	101.22	0.036	-0.115	3.2	0.121
Bus8	A1 - BII	101.20	0.001	-0.002	2.1	0.003
Bus25	A1 - BII	98.16	0.024	-0.258	10.9	0.259
Bus23	A1 - BII	98.11	0.015	-0.245	16.7	0.245
TG-4001	A1 - BII	100.00	0.025	-0.335	13.4	0.336
TG-4003	A1 - BII	100.00	0.029	-0.391	13.4	0.393
MCC A3 - Par	A2 - Par	96.86	0.006	-0.015	2.4	0.017
PM 4401A1	A2 - Par	100.00	0.004	-0.021	5.7	0.022
CM 4301E1	A2 - Par	100.00	0.002	-0.009	4.5	0.009
BM 4001A1	A2 - Par	100.00	0.002	-0.007	4.2	0.007
PM 4001D1	A2 - Par	100.00	0.002	-0.011	4.7	0.011

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **N3 - Impar**

Nominal kV = 0.400
Voltage c Factor = 1.05 (User-Defined)
Peak Value = 107.743 kA Method C
Steady State = 38.939 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
CM 4301B1	A2 - Par	100.00	0.002	-0.009	4.5	0.009
PM 48409B1	A2 - Par	100.00	0.003	-0.018	5.2	0.018
MCC A3 - Impar	A2 - Impar	96.88	0.007	-0.016	2.5	0.017
BM 4001G1	A2 - Impar	100.00	0.001	-0.005	3.9	0.005
BM 40001H1	A2 - Impar	100.00	0.001	-0.005	3.9	0.005
BM 4001C1	A2 - Impar	100.00	0.002	-0.007	4.2	0.007
BM 4001D.1	A2 - Impar	100.00	0.002	-0.007	4.2	0.007
PM 4001E1	A2 - Impar	100.00	0.002	-0.011	4.7	0.011
CM 4301A1	A2 - Impar	100.00	0.002	-0.009	4.5	0.009
PM 4402A1	A2 - Impar	100.00	0.002	-0.009	4.5	0.009
PM 4401E1	A2 - Impar	100.00	0.003	-0.018	5.2	0.018
PM 4401B1	A2 - Impar	100.00	0.003	-0.018	5.2	0.018
PM 48409A1	A2 - Impar	100.00	0.002	-0.009	4.7	0.009
Bus40	A1-BI	101.20	0.003	-0.007	2.5	0.008
C2- Par	A1-BI	101.26	0.053	-0.196	3.7	0.203
M - Par	A1-BI	101.23	0.014	-0.034	2.4	0.037
N1 - Par	A1-BI	101.23	0.024	-0.081	3.3	0.085
R1-PAR	A1-BI	101.22	0.036	-0.115	3.2	0.120
Bus27	A1-BI	103.21	0.021	-0.237	11.1	0.237
H1BT - impar	H1-MT	101.19	0.000	0.000	999.9	0.000
H1BT - par	H1-MT	101.19	0.000	0.000	999.9	0.000
LL N2 A2	N2 - Impar	105.00	0.068	-0.305	4.5	0.312

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.01	48.390	61.286	37.607
0.02	48.139	52.756	21.583
0.03	47.511	49.012	12.039
0.04	46.689	47.169	6.715

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **N3 - Impar**

Nominal kV	=	0.400	
Voltage c Factor	=	1.05	(User-Defined)
Peak Value	=	107.743	kA Method C
Steady State	=	38.939	kA rms

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.05	45.901	46.075	3.999
0.06	45.528	45.584	2.260
0.07	45.164	45.182	1.277
0.08	44.808	44.814	0.722
0.09	44.462	44.464	0.408
0.10	44.125	44.126	0.247
0.15	43.423	43.423	0.015
0.20	42.758	42.758	0.001
0.25	42.132	42.132	0.000
0.30	42.132	42.132	0.000

3-Phase fault at bus: **N3 - Par**

Nominal kV = 0.400
Voltage c Factor = 1.05 (User-Defined)
Peak Value = 112.565 kA Method C
Steady State = 40.968 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
N3 - Par	Total	0.00	10.784	-50.028	4.6	51.177
N1 - Par	N3 - Par	105.35	7.205	-41.508	5.8	42.129
LL N3 - Par	N3 - Par	105.00	3.579	-8.519	2.4	9.241
A1-BI	N1 - Par	106.44	0.449	-2.546	5.7	2.586
N2- Par	N1 - Par	106.06	0.004	-0.019	4.4	0.020
CM 3303 B	N1 - Par	105.00	0.001	-0.015	27.5	0.015
PM 3004 B	N1 - Par	105.00	0.001	-0.005	9.7	0.005
CM 3001 B	N1 - Par	105.00	0.001	-0.005	9.7	0.005
PM 3008 B	N1 - Par	105.00	0.001	-0.007	12.0	0.007
PM 3064 B	N1 - Par	105.00	0.001	-0.004	8.0	0.004
PM 3003 B	N1 - Par	105.00	0.001	-0.007	12.9	0.007
PM 3067 B	N1 - Par	105.00	0.001	-0.009	14.4	0.009
CM 3201 B	N1 - Par	105.00	0.001	-0.017	33.0	0.017
Bus40	A1-BI	106.45	0.003	-0.007	2.5	0.008
C2- Par	A1-BI	106.52	0.053	-0.196	3.7	0.203
M - Par	A1-BI	106.48	0.014	-0.034	2.4	0.037
R1-PAR	A1-BI	106.47	0.036	-0.115	3.2	0.120
Bus27	A1-BI	108.46	0.021	-0.236	11.1	0.237
Bus39	A1 - BII	101.38	0.003	-0.007	2.3	0.008
C2-Impar	A1 - BII	106.53	0.077	-0.208	2.7	0.222
D - Impar	A1 - BII	106.58	0.029	-0.096	3.3	0.100
M - Impar	A1 - BII	106.47	0.010	-0.024	2.4	0.026
N1 - Impar	A1 - BII	106.48	0.025	-0.078	3.2	0.082
R1- IMPAR	A1 - BII	106.47	0.036	-0.115	3.2	0.121
Bus8	A1 - BII	106.45	0.001	-0.002	2.1	0.003
Bus25	A1 - BII	103.16	0.024	-0.258	10.9	0.259
Bus23	A1 - BII	103.11	0.015	-0.245	16.7	0.245
TG-4001	A1 - BII	105.00	0.025	-0.335	13.4	0.335
TG-4003	A1 - BII	105.00	0.029	-0.391	13.4	0.392

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **N3 - Par**

Nominal kV = 0.400
Voltage c Factor = 1.05 (User-Defined)
Peak Value = 112.565 kA Method C
Steady State = 40.968 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
MCC A3 - Par	A2 - Par	101.86	0.006	-0.015	2.4	0.017
PM 4401A1	A2 - Par	105.00	0.004	-0.021	5.7	0.022
CM 4301E1	A2 - Par	105.00	0.002	-0.009	4.5	0.009
BM 4001A1	A2 - Par	105.00	0.002	-0.007	4.2	0.007
PM 4001D1	A2 - Par	105.00	0.002	-0.011	4.7	0.011
CM 4301B1	A2 - Par	105.00	0.002	-0.009	4.5	0.009
PM 48409B1	A2 - Par	105.00	0.003	-0.018	5.3	0.018
MCC A3 - Impar	A2 - Impar	101.88	0.007	-0.016	2.5	0.017
BM 4001G1	A2 - Impar	105.00	0.001	-0.005	3.9	0.005
BM 40001H1	A2 - Impar	105.00	0.001	-0.005	3.9	0.005
BM 4001C1	A2 - Impar	105.00	0.002	-0.007	4.2	0.007
BM 4001D.1	A2 - Impar	105.00	0.002	-0.007	4.2	0.007
PM 4001E1	A2 - Impar	105.00	0.002	-0.011	4.7	0.011
CM 4301A1	A2 - Impar	105.00	0.002	-0.009	4.5	0.009
PM 4402A1	A2 - Impar	105.00	0.002	-0.009	4.5	0.009
PM 4401E1	A2 - Impar	105.00	0.003	-0.018	5.3	0.018
PM 4401B1	A2 - Impar	105.00	0.003	-0.018	5.3	0.018
PM 48409A1	A2 - Impar	105.00	0.002	-0.009	4.7	0.009
H1BT - impar	H1-MT	106.44	0.000	0.000	999.9	0.000
H1BT - par	H1-MT	106.44	0.000	0.000	999.9	0.000
LL N2 B2	N2- Par	110.25	0.066	-0.291	4.4	0.299

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.01	50.475	64.015	39.372
0.02	50.209	55.074	22.633
0.03	49.543	51.134	12.656
0.04	48.671	49.183	7.078
0.05	47.836	48.021	4.215

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **N3 - Par**

Nominal kV	=	0.400	
Voltage c Factor	=	1.05	(User-Defined)
Peak Value	=	112.565	kA Method C
Steady State	=	40.968	kA rms

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.06	47.440	47.500	2.387
0.07	47.054	47.073	1.352
0.08	46.677	46.683	0.765
0.09	46.309	46.311	0.433
0.10	45.952	45.953	0.262
0.15	45.208	45.208	0.016
0.20	44.503	44.503	0.001
0.25	43.840	43.840	0.000
0.30	43.840	43.840	0.000

3-Phase fault at bus: **P**

Nominal kV	=	0.400	
Voltage c Factor	=	1.05	(User-Defined)
Peak Value	=	68.760	kA Method C
Steady State	=	30.334	kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
P	Total	0.00	5.953	-30.459	5.1	31.035
P'	P	0.00	0.000	0.000	999.9	0.000
Bus4	P	99.09	5.953	-30.459	5.1	31.035
M - Impar	Bus4	99.94	0.397	-2.031	5.1	2.069
A1 - BII	M - Impar	102.07	0.397	-1.993	5.0	2.032
Bus2	M - Impar	95.19	0.000	-0.016	192.4	0.016
M1- Impar	M - Impar	95.98	0.000	-0.022	87.8	0.022

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.01	31.035	39.149	23.863
0.02	31.035	33.674	13.068
0.03	31.035	31.844	7.131
0.04	31.035	31.278	3.891
0.05	31.035	31.110	2.154
0.06	31.035	31.057	1.179
0.07	31.035	31.042	0.645
0.08	31.035	31.037	0.353
0.09	31.035	31.036	0.193
0.10	31.035	31.035	0.108
0.15	31.035	31.035	0.005
0.20	31.035	31.035	0.000
0.25	31.035	31.035	0.000
0.30	31.035	31.035	0.000

3-Phase fault at bus: **P'**

Nominal kV = 0.400
Voltage c Factor = 1.05 (User-Defined)
Peak Value = 48.563 kA Method C
Steady State = 25.245 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
P'	Total	0.00	9.094	-24.040	2.6	25.703
P	P'	24.18	9.094	-24.040	2.6	25.703
Bus4	P	99.77	9.094	-24.040	2.6	25.703
M - Impar	Bus4	100.58	0.606	-1.603	2.6	1.714

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.01	25.703	28.013	11.139
0.02	25.703	25.932	3.446
0.03	25.703	25.724	1.061
0.04	25.703	25.705	0.327
0.05	25.703	25.703	0.102
0.06	25.703	25.703	0.032
0.07	25.703	25.703	0.010
0.08	25.703	25.703	0.003
0.09	25.703	25.703	0.001
0.10	25.703	25.703	0.000
0.15	25.703	25.703	0.000
0.20	25.703	25.703	0.000
0.25	25.703	25.703	0.000
0.30	25.703	25.703	0.000

3-Phase fault at bus: **P511**

Nominal kV = 60.000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
Peak Value = 46.536 kA Method C
Steady State = 23.138 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
P511	Total	0.00	12.164	-21.102	1.7	24.357
PC 60 kV_BARRAS I	P511	12.44	12.096	-18.389	1.5	22.010
Bus16	P511	42.06	0.068	-2.714	39.7	2.715
Bus71	PC 60 kV_BARRAS I	11.87	0.109	-0.481	4.4	0.493
Santa Cruz do Bispo B1	PC 60 kV_BARRAS I	24.44	5.922	-6.940	1.2	9.124
Bus6	PC 60 kV_BARRAS I	12.38	0.021	-0.564	27.0	0.565
P512	PC 60 kV_BARRAS II	13.59	-0.003	-2.386	924.2	2.386
Bus70	PC 60 kV_BARRAS II	11.86	0.105	-0.559	5.3	0.569
Santa Cruz do Bispo B2	PC 60 kV_BARRAS II	24.44	5.922	-6.940	1.2	9.124
Bus5	PC 60 kV_BARRAS II	12.39	0.018	-0.517	28.2	0.518
TG-4801	Bus16	110.00	0.373	-14.802	39.7	14.807
A'1 - Impar	Bus71	33.42	0.109	-0.481	4.4	0.493
EDP	Santa Cruz do Bispo B1	102.01	11.845	-13.881	1.2	18.248
Bus25	Bus6	47.80	0.021	-0.564	27.0	0.565
Bus17	P512	50.28	-0.003	-2.386	924.2	2.386
A' 1 - Par	Bus70	36.52	0.105	-0.559	5.3	0.569
Bus27	Bus5	47.03	0.018	-0.517	28.2	0.518

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.01	24.135	28.794	15.703
0.02	24.043	28.475	15.256
0.03	23.934	25.998	10.153
0.04	23.810	24.751	6.757
0.05	23.684	25.769	10.154
0.06	23.632	24.935	7.953
0.07	23.580	24.389	6.230
0.08	23.528	24.029	4.879

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **P511**

Nominal kV	=	60.000	
Voltage c Factor	=	1.10	(User-Defined)
Peak Value	=	46.536	kA Method C
Steady State	=	23.138	kA rms

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.09	23.476	23.785	3.822
0.10	23.423	24.339	6.612
0.15	23.326	23.505	2.897
0.20	23.228	23.263	1.269
0.25	23.130	23.136	0.556
0.30	23.130	23.131	0.244

3-Phase fault at bus: **P512**

Nominal kV = 60.000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
Peak Value = 46.536 kA Method C
Steady State = 23.138 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
P512	Total	0.00	12.164	-21.102	1.7	24.357
PC 60 kV_BARRAS II	P512	12.44	12.096	-18.389	1.5	22.010
Bus17	P512	42.06	0.068	-2.714	39.7	2.715
Bus70	PC 60 kV_BARRAS II	11.86	0.105	-0.559	5.3	0.569
Santa Cruz do Bispo B2	PC 60 kV_BARRAS II	24.44	5.922	-6.940	1.2	9.124
Bus5	PC 60 kV_BARRAS II	12.39	0.018	-0.517	28.2	0.518
P511	PC 60 kV_BARRAS I	13.59	-0.003	-2.386	924.2	2.386
Bus71	PC 60 kV_BARRAS I	11.87	0.109	-0.481	4.4	0.493
Santa Cruz do Bispo B1	PC 60 kV_BARRAS I	24.44	5.922	-6.940	1.2	9.124
Bus6	PC 60 kV_BARRAS I	12.38	0.021	-0.564	27.0	0.565
TG-4851	Bus17	110.00	0.373	-14.802	39.7	14.807
A' 1 - Par	Bus70	36.52	0.105	-0.559	5.3	0.569
Bus27	Bus5	47.03	0.018	-0.517	28.2	0.518
Bus16	P511	50.28	-0.003	-2.386	924.2	2.386
A'1 - Impar	Bus71	33.42	0.109	-0.481	4.4	0.493
EDP	Santa Cruz do Bispo B1	102.01	11.845	-13.881	1.2	18.248
Bus25	Bus6	47.80	0.021	-0.564	27.0	0.565

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.01	24.135	28.794	15.703
0.02	24.043	28.475	15.256
0.03	23.934	25.998	10.153
0.04	23.810	24.751	6.757
0.05	23.684	25.769	10.154
0.06	23.632	24.935	7.953
0.07	23.580	24.389	6.230
0.08	23.528	24.029	4.879

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **P512**

Nominal kV	=	60.000	
Voltage c Factor	=	1.10	(User-Defined)
Peak Value	=	46.536	kA Method C
Steady State	=	23.138	kA rms

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.09	23.476	23.785	3.822
0.10	23.423	24.339	6.612
0.15	23.326	23.505	2.897
0.20	23.228	23.263	1.269
0.25	23.130	23.136	0.556
0.30	23.130	23.131	0.244

3-Phase fault at bus: **PC 60 kV_BARRAS I**

Nominal kV	=	60.000	
Voltage c Factor	=	1.10	(User-Defined)
Peak Value	=	50.918	kA Method C
Steady State	=	25.468	kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
PC 60 kV_BARRAS I	Total	0.00	14.284	-22.901	1.6	26.991
P511	PC 60 kV_BARRAS I	1.51	0.079	-2.678	34.0	2.679
Bus71	PC 60 kV_BARRAS I	0.26	0.139	-0.536	3.8	0.554
Santa Cruz do Bispo B1	PC 60 kV_BARRAS I	13.49	6.885	-7.587	1.1	10.245
Bus6	PC 60 kV_BARRAS I	0.53	0.043	-0.633	14.8	0.634
P512	PC 60 kV_BARRAS II	1.51	0.079	-2.678	34.0	2.679
Bus70	PC 60 kV_BARRAS II	0.30	0.137	-0.624	4.6	0.639
Santa Cruz do Bispo B2	PC 60 kV_BARRAS II	13.49	6.885	-7.587	1.1	10.245
Bus5	PC 60 kV_BARRAS II	0.48	0.038	-0.580	15.1	0.581
Bus16	P511	42.96	0.079	-2.678	34.0	2.679
A'1 - Impar	Bus71	23.03	0.139	-0.536	3.8	0.554
EDP	Santa Cruz do Bispo B1	102.01	13.769	-15.173	1.1	20.489
Bus25	Bus6	40.73	0.043	-0.633	14.8	0.634
Bus17	P512	42.96	0.079	-2.678	34.0	2.679
A' 1 - Par	Bus70	26.59	0.137	-0.624	4.6	0.639
Bus27	Bus5	39.21	0.038	-0.580	15.1	0.581
TG-4801	Bus16	110.00	0.430	-14.607	34.0	14.613
F- Impar	A'1 - Impar	23.88	0.364	-1.414	3.9	1.461
Y1 - impar	A'1 - Impar	23.07	0.325	-1.410	4.3	1.447
Quadro Z1	A'1 - Impar	23.45	0.081	-0.318	3.9	0.328
B3 - Impar1	A'1 - Impar	23.37	0.555	-1.959	3.5	2.036
A1 - BII	Bus25	88.86	0.428	-6.325	14.8	6.340
TG-4851	Bus17	110.00	0.430	-14.607	34.0	14.613
F - Par	A' 1 - Par	27.67	0.422	-1.634	3.9	1.687
Y1 par	A' 1 - Par	26.64	0.371	-1.719	4.6	1.758
B3 - Par1	A' 1 - Par	27.02	0.511	-2.593	5.1	2.643
A1-BI	Bus27	88.86	0.383	-5.800	15.1	5.813
PC 60 kV_BARRAS II	PC 60 kV_BARRAS I	0.00	7.139	-11.469	1.6	13.509

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **PC 60 kV_BARRAS I**

Nominal kV	=	60.000	
Voltage c Factor	=	1.10	(User-Defined)
Peak Value	=	50.918	kA Method C
Steady State	=	25.468	kA rms

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.01	26.723	31.666	16.989
0.02	26.610	31.467	16.795
0.03	26.478	28.726	11.141
0.04	26.329	27.347	7.390
0.05	26.178	28.514	11.303
0.06	26.115	27.578	8.861
0.07	26.053	26.963	6.946
0.08	25.990	26.554	5.446
0.09	25.927	26.276	4.269
0.10	25.864	26.899	7.389
0.15	25.749	25.953	3.251
0.20	25.633	25.673	1.430
0.25	25.519	25.527	0.629
0.30	25.519	25.520	0.277

3-Phase fault at bus: **PC 60 kV_BARRAS II**

Nominal kV = 60.000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
Peak Value = 50.918 kA Method C
Steady State = 25.468 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
PC 60 kV_BARRAS II	Total	0.00	14.284	-22.901	1.6	26.991
P512	PC 60 kV_BARRAS II	1.51	0.079	-2.678	34.0	2.679
Bus70	PC 60 kV_BARRAS II	0.30	0.137	-0.624	4.6	0.639
Santa Cruz do Bispo B2	PC 60 kV_BARRAS II	13.49	6.885	-7.587	1.1	10.245
Bus5	PC 60 kV_BARRAS II	0.48	0.038	-0.580	15.1	0.581
P511	PC 60 kV_BARRAS I	1.51	0.079	-2.678	34.0	2.679
Bus71	PC 60 kV_BARRAS I	0.26	0.139	-0.536	3.8	0.554
Santa Cruz do Bispo B1	PC 60 kV_BARRAS I	13.49	6.885	-7.587	1.1	10.245
Bus6	PC 60 kV_BARRAS I	0.53	0.043	-0.633	14.8	0.634
Bus17	P512	42.96	0.079	-2.678	34.0	2.679
A' 1 - Par	Bus70	26.59	0.137	-0.624	4.6	0.639
Bus27	Bus5	39.21	0.038	-0.580	15.1	0.581
Bus16	P511	42.96	0.079	-2.678	34.0	2.679
A'1 - Impar	Bus71	23.03	0.139	-0.536	3.8	0.554
EDP	Santa Cruz do Bispo B1	102.01	13.769	-15.173	1.1	20.489
Bus25	Bus6	40.73	0.043	-0.633	14.8	0.634
TG-4851	Bus17	110.00	0.430	-14.607	34.0	14.613
F - Par	A' 1 - Par	27.67	0.422	-1.634	3.9	1.687
Y1 par	A' 1 - Par	26.64	0.371	-1.719	4.6	1.758
B3 - Par1	A' 1 - Par	27.02	0.511	-2.593	5.1	2.643
A1-BI	Bus27	88.86	0.383	-5.800	15.1	5.813
TG-4801	Bus16	110.00	0.430	-14.607	34.0	14.613
F- Impar	A'1 - Impar	23.88	0.364	-1.414	3.9	1.461
Y1 - impar	A'1 - Impar	23.07	0.325	-1.410	4.3	1.447
Quadro Z1	A'1 - Impar	23.45	0.081	-0.318	3.9	0.328
B3 - Impar1	A'1 - Impar	23.37	0.555	-1.959	3.5	2.036
A1 - BII	Bus25	88.86	0.428	-6.325	14.8	6.340
PC 60 kV_BARRAS I	PC 60 kV_BARRAS II	0.00	7.145	-11.433	1.6	13.482

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **PC 60 kV_BARRAS**

II

Nominal kV = 60.000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
Peak Value = 50.918 kA Method C
Steady State = 25.468 kA rms

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.01	26.723	31.666	16.989
0.02	26.610	31.467	16.795
0.03	26.478	28.726	11.141
0.04	26.329	27.347	7.390
0.05	26.178	28.514	11.303
0.06	26.115	27.578	8.861
0.07	26.053	26.963	6.946
0.08	25.990	26.554	5.446
0.09	25.927	26.276	4.269
0.10	25.864	26.899	7.389
0.15	25.749	25.953	3.251
0.20	25.633	25.673	1.430
0.25	25.519	25.527	0.629
0.30	25.519	25.520	0.277

3-Phase fault at bus: **Quadro Z1**

Nominal kV = 6.000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
Peak Value = 42.177 kA Method C
Steady State = 17.890 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
Quadro Z1	Total	0.00	7.197	-20.436	2.8	21.666
Bus18	Quadro Z1	0.00	0.053	-0.130	2.4	0.141
A'1 - Impar	Quadro Z1	30.71	7.093	-20.058	2.8	21.275
PM-6117B1	Quadro Z1	110.00	0.050	-0.248	5.0	0.253
Z2	Bus18	4.22	0.053	-0.130	2.4	0.141
F- Impar	A'1 - Impar	31.86	0.482	-1.188	2.5	1.282
Y1 - impar	A'1 - Impar	30.75	0.447	-1.189	2.7	1.270
B3 - Impar1	A'1 - Impar	31.08	0.712	-1.640	2.3	1.788
Bus71	A'1 - Impar	92.62	5.452	-16.041	2.9	16.942
LP BUS Z1	Z2	110.00	0.802	-1.956	2.4	2.114
Bus74	F- Impar	30.36	0.164	-0.304	1.9	0.345
PM 6107A1	F- Impar	104.76	0.074	-0.231	3.1	0.242
PM 6109A1	F- Impar	104.76	0.066	-0.204	3.1	0.214
PM 6105A1	F- Impar	104.76	0.038	-0.102	2.7	0.109
PM 3903B1	F- Impar	104.76	0.027	-0.064	2.4	0.070
PM 6108A1	F- Impar	104.76	0.025	-0.062	2.4	0.067
PM 6108D1	F- Impar	104.76	0.025	-0.062	2.4	0.067
PM 6111A1	F- Impar	104.76	0.035	-0.093	2.6	0.100
PM 5151A1	F- Impar	104.76	0.028	-0.067	2.4	0.072
Bus13	Y1 - impar	30.77	0.170	-0.330	1.9	0.371
PM-10102A	Y1 - impar	110.00	0.043	-0.130	3.0	0.137
CM-10101A	Y1 - impar	110.00	0.057	-0.175	3.1	0.184
PM-10004 A	Y1 - impar	110.00	0.059	-0.186	3.1	0.195
PM-10002 A	Y1 - impar	110.00	0.057	-0.172	3.0	0.181
PM-10001A	Y1 - impar	110.00	0.062	-0.196	3.2	0.206
Bus75	B3 - Impar1	29.71	0.136	-0.251	1.8	0.285
MCC B2 - Impar	B3 - Impar1	40.49	0.147	-0.284	1.9	0.319
MC B4 - Impar	B3 - Impar1	46.74	0.216	-0.439	2.0	0.489
PM2351B1	B3 - Impar1	104.76	0.028	-0.071	2.6	0.077

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **Quadro Z1**

Nominal kV = 6.000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
Peak Value = 42.177 kA Method C
Steady State = 17.890 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
CM-2302	B3 - Impar1	104.76	0.101	-0.352	3.5	0.366
PM-2101	B3 - Impar1	104.76	0.039	-0.108	2.8	0.115
PM 2054A.1	B3 - Impar1	104.76	0.046	-0.135	2.9	0.143
PC 60 kV_BARRAS I	Bus71	97.59	0.572	-1.684	2.9	1.779

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.01	21.294	23.995	11.059
0.02	21.090	21.581	4.576
0.03	20.846	20.921	1.768
0.04	20.583	20.594	0.683
0.05	20.329	20.331	0.331
0.06	20.205	20.205	0.134
0.07	20.084	20.084	0.054
0.08	19.965	19.965	0.022
0.09	19.848	19.848	0.009
0.10	19.734	19.734	0.005
0.15	19.501	19.501	0.000
0.20	19.278	19.278	0.000
0.25	19.066	19.066	0.000
0.30	19.066	19.066	0.000

3-Phase fault at bus: **R1- IMPAR**

Nominal kV = 6.000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
Peak Value = 151.241 kA Method C
Steady State = 37.658 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
R1- IMPAR	Total	0.00	12.984	-65.528	5.0	66.802
A1 - BII	R1- IMPAR	15.92	12.005	-62.156	5.2	63.305
R2 - Impar	R1- IMPAR	18.82	0.228	-0.609	2.7	0.650
R3 - Impar	R1- IMPAR	8.69	0.111	-0.279	2.5	0.300
R4 - Impar	R1- IMPAR	12.95	0.125	-0.322	2.6	0.346
R5 _ Impar	R1- IMPAR	9.59	0.094	-0.238	2.5	0.256
PM-0106 A	R1- IMPAR	104.76	0.069	-0.396	5.7	0.402
PM-0107 A	R1- IMPAR	104.76	0.027	-0.102	3.8	0.106
PM-0301A	R1- IMPAR	110.00	0.047	-0.220	4.7	0.225
PM-840	R1- IMPAR	104.76	0.043	-0.200	4.7	0.204
PM-0304 A	R1- IMPAR	104.76	0.037	-0.163	4.5	0.168
PM-0306 A	R1- IMPAR	104.76	0.038	-0.169	4.5	0.174
PM-0310 A	R1- IMPAR	104.76	0.027	-0.102	3.8	0.106
PM-0403A	R1- IMPAR	104.76	0.027	-0.102	3.8	0.106
PM-0472 A	R1- IMPAR	104.76	0.038	-0.169	4.5	0.174
PM-0471A	R1- IMPAR	104.76	0.030	-0.115	3.8	0.119
PM-0302	R1- IMPAR	104.76	0.039	-0.184	4.7	0.189
Bus39	A1 - BII	15.37	0.079	-0.174	2.2	0.191
C2-Impar	A1 - BII	18.36	2.011	-5.118	2.5	5.499
D - Impar	A1 - BII	20.25	0.757	-2.366	3.1	2.484
M - Impar	A1 - BII	16.83	0.258	-0.593	2.3	0.647
N1 - Impar	A1 - BII	16.95	0.652	-1.934	3.0	2.041
Bus8	A1 - BII	16.18	0.028	-0.056	2.0	0.063
Bus25	A1 - BII	59.08	0.708	-6.389	9.0	6.428
Bus23	A1 - BII	57.99	0.478	-6.068	12.7	6.086
TG-4001	A1 - BII	104.76	0.774	-8.292	10.7	8.328
TG-4003	A1 - BII	104.76	0.906	-9.699	10.7	9.741
MCC A3 - Par	A2 - Par	26.74	0.163	-0.379	2.3	0.412
PM 4401A1	A2 - Par	104.76	0.103	-0.526	5.1	0.536
CM 4301E1	A2 - Par	104.76	0.051	-0.211	4.1	0.217

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **R1- IMPAR**

Nominal kV = 6.000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
Peak Value = 151.241 kA Method C
Steady State = 37.658 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
BM 4001A1	A2 - Par	104.76	0.042	-0.162	3.9	0.167
PM 4001D1	A2 - Par	104.76	0.060	-0.260	4.3	0.267
CM 4301B1	A2 - Par	104.76	0.051	-0.211	4.1	0.217
PM 48409B1	A2 - Par	104.76	0.092	-0.439	4.8	0.448
MCC A3 - Impar	A2 - Impar	27.22	0.169	-0.394	2.3	0.429
BM 4001G1	A2 - Impar	104.76	0.034	-0.121	3.6	0.126
BM 40001H1	A2 - Impar	104.76	0.034	-0.121	3.6	0.126
BM 4001C1	A2 - Impar	104.76	0.042	-0.162	3.9	0.167
BM 4001D.1	A2 - Impar	104.76	0.042	-0.162	3.9	0.167
PM 4001E1	A2 - Impar	104.76	0.060	-0.260	4.3	0.267
CM 4301A1	A2 - Impar	104.76	0.051	-0.211	4.1	0.217
PM 4402A1	A2 - Impar	104.76	0.051	-0.211	4.1	0.217
PM 4401E1	A2 - Impar	104.76	0.092	-0.439	4.8	0.448
PM 4401B1	A2 - Impar	104.76	0.092	-0.439	4.8	0.448
PM 48409A1	A2 - Impar	104.76	0.053	-0.228	4.3	0.234
Bus40	A1-BI	16.14	0.075	-0.175	2.3	0.190
C2- Par	A1-BI	18.10	1.402	-4.832	3.4	5.031
M - Par	A1-BI	17.20	0.363	-0.832	2.3	0.908
N1 - Par	A1-BI	16.98	0.644	-2.007	3.1	2.108
R1-PAR	A1-BI	16.66	0.950	-2.828	3.0	2.983
Bus27	A1-BI	65.63	0.640	-5.860	9.2	5.894
H1BT - impar	H1-MT	15.92	0.000	0.000	999.9	0.000
H1BT - par	H1-MT	15.92	0.000	0.000	999.9	0.000
LL R2 - impar	R2 - Impar	110.00	3.416	-9.132	2.7	9.750
LL R3 impar	R3 - Impar	110.00	1.667	-4.182	2.5	4.502
LL R4 impar	R4 - Impar	110.00	1.878	-4.833	2.6	5.185
LL R5 impar	R5 _ Impar	110.00	1.416	-3.570	2.5	3.840
MCC J1	Bus39	26.88	0.079	-0.174	2.2	0.191
Bus9	C2-Impar	17.51	0.040	-0.084	2.1	0.093
C4 - Impar	C2-Impar	30.71	0.124	-0.435	3.5	0.452

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **R1- IMPAR**

Nominal kV = 6.000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
Peak Value = 151.241 kA Method C
Steady State = 37.658 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
CM 1201A	C2-Impar	104.76	0.048	-0.171	3.6	0.178
PM-1610 A	C2-Impar	104.76	0.057	-0.211	3.7	0.219
CM-1601 A	C2-Impar	104.76	0.086	-0.400	4.7	0.409
CM-1702	C2-Impar	104.76	0.424	-1.177	2.8	1.251
PM-3761 A	C2-Impar	110.00	0.118	-0.533	4.5	0.546
CM-3701/2A	C2-Impar	104.76	0.882	-1.180	1.3	1.474
PM-3762 A	C2-Impar	110.00	0.024	-0.110	4.5	0.112
PM-1401 A	C2-Impar	104.76	0.038	-0.134	3.5	0.139
CM 1401.2A	C2-Impar	104.76	0.044	-0.151	3.5	0.157
PM-1402B	C2-Impar	104.76	0.026	-0.115	4.3	0.118
PM-1301	C2-Impar	104.76	0.055	-0.203	3.7	0.211
PM-1610 C	C2-Impar	104.76	0.044	-0.214	4.8	0.219
D1 - Impar	D - Impar	35.69	0.138	-0.287	2.1	0.318
PM 6107C	D - Impar	104.76	0.069	-0.266	3.8	0.275
PM 6122C	D - Impar	104.76	0.061	-0.227	3.7	0.235
PM 6122A	D - Impar	104.76	0.069	-0.266	3.8	0.275
PM6021	D - Impar	104.76	0.034	-0.107	3.2	0.112
PM 6111C	D - Impar	104.76	0.029	-0.112	3.8	0.116
PM-6405	D - Impar	104.76	0.036	-0.115	3.2	0.121
D1- Par	D - Par	32.23	0.111	-0.228	2.1	0.254
PM 6107 D	D - Par	104.76	0.069	-0.266	3.8	0.275
PM 6111 D	D - Par	104.76	0.035	-0.111	3.2	0.117
PM 6122 B	D - Par	104.76	0.069	-0.266	3.8	0.275
PM-6406	D - Par	104.76	0.036	-0.115	3.2	0.121
Bus4	M - Impar	16.83	0.000	0.000	999.9	0.000
Bus2	M - Impar	16.19	0.110	-0.250	2.3	0.273
M1- Impar	M - Impar	29.13	0.149	-0.344	2.3	0.375
N3 - Impar	N1 - Impar	32.73	0.176	-0.413	2.3	0.449
N2 - Impar	N1 - Impar	30.72	0.156	-0.362	2.3	0.394
CM 3201 A	N1 - Impar	104.76	0.045	-0.163	3.6	0.169

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **R1- IMPAR**

Nominal kV = 6.000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
Peak Value = 151.241 kA Method C
Steady State = 37.658 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
PM 3067 A	N1 - Impar	104.76	0.024	-0.079	3.2	0.083
CM 3303 A	N1 - Impar	104.76	0.066	-0.286	4.4	0.293
PM 3064 A	N1 - Impar	104.76	0.025	-0.077	3.1	0.081
PM 3004 A	N1 - Impar	104.76	0.028	-0.094	3.3	0.099
PM 3008 A	N1 - Impar	104.76	0.037	-0.131	3.6	0.136
CM 3001 A	N1 - Impar	104.76	0.029	-0.097	3.3	0.101
PM 3003 A	N1 - Impar	104.76	0.038	-0.138	3.7	0.143
PM 3201 A	N1 - Impar	104.76	0.028	-0.094	3.3	0.099
G1	Bus8	25.54	0.028	-0.056	2.0	0.063
Bus6	Bus25	105.29	0.708	-6.389	9.0	6.428
TG-4002	Bus23	104.76	0.478	-6.068	12.7	6.086
LL A3 - Par	MCC A3 - Par	104.76	2.569	-5.966	2.3	6.496
LL A3 - impar	MCC A3 - Impar	104.76	2.665	-6.210	2.3	6.757
MCC J2	Bus40	29.49	0.075	-0.175	2.3	0.190
Bus11	C2- Par	17.28	0.075	-0.156	2.1	0.173
Bus15	C2- Par	18.10	0.000	0.000	999.9	0.000
C4- Par	C2- Par	29.90	0.184	-0.412	2.2	0.451
PM-1402A	C2- Par	104.76	0.027	-0.115	4.3	0.118
PM-1610 B	C2- Par	104.76	0.057	-0.212	3.7	0.219
CM 1201B2	C2- Par	104.76	0.048	-0.172	3.6	0.178
PM1401B	C2- Par	104.76	0.038	-0.134	3.5	0.140
CM 3701	C2- Par	104.76	0.116	-0.539	4.6	0.551
CM 3701/2B2	C2- Par	104.76	0.427	-1.174	2.7	1.249
CM 1401.2B	C2- Par	104.76	0.044	-0.151	3.5	0.158
PM 3761B	C2- Par	110.00	0.119	-0.535	4.5	0.548
PM 3762 B	C2- Par	110.00	0.024	-0.110	4.5	0.113
CM-1601 C	C2- Par	104.76	0.087	-0.401	4.6	0.411
CM-1601 B	C2- Par	104.76	0.087	-0.401	4.6	0.411
PM-1201	C2- Par	104.76	0.069	-0.320	4.6	0.327
Bus20	M - Par	17.33	0.100	-0.231	2.3	0.252

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **R1- IMPAR**

Nominal kV = 6.000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
Peak Value = 151.241 kA Method C
Steady State = 37.658 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
Bus1	M - Par	16.54	0.110	-0.249	2.3	0.272
M1- Par	M - Par	30.48	0.152	-0.353	2.3	0.384
N3 - Par	N1 - Par	30.71	0.163	-0.380	2.3	0.414
N2- Par	N1 - Par	29.49	0.151	-0.345	2.3	0.377
CM 3303 B	N1 - Par	104.76	0.066	-0.285	4.3	0.293
PM 3004 B	N1 - Par	104.76	0.028	-0.094	3.3	0.099
CM 3001 B	N1 - Par	104.76	0.029	-0.097	3.3	0.101
PM 3008 B	N1 - Par	104.76	0.035	-0.125	3.6	0.130
PM 3064 B	N1 - Par	104.76	0.025	-0.077	3.1	0.081
PM 3003 B	N1 - Par	104.76	0.036	-0.132	3.7	0.137
PM 3067 B	N1 - Par	104.76	0.042	-0.160	3.8	0.165
CM 3201 B	N1 - Par	104.76	0.069	-0.310	4.5	0.318
R2 - Par	R1-PAR	31.77	0.215	-0.510	2.4	0.554
R3 - Par	R1-PAR	23.63	0.104	-0.233	2.2	0.256
R4 Par	R1-PAR	25.33	0.101	-0.229	2.3	0.250
R5 - Par	R1-PAR	25.27	0.101	-0.229	2.3	0.251
PM-0471 S	R1-PAR	104.76	0.030	-0.097	3.3	0.102
PM-0472 S	R1-PAR	104.76	0.038	-0.143	3.7	0.148
PM-0841	R1-PAR	104.76	0.040	-0.156	3.9	0.161
PM-0403 S	R1-PAR	104.76	0.026	-0.086	3.3	0.090
PM-0310 S	R1-PAR	104.76	0.026	-0.086	3.3	0.090
PM-0306 S	R1-PAR	104.76	0.038	-0.143	3.7	0.148
PM-0304 S	R1-PAR	104.76	0.037	-0.138	3.7	0.143
PM-0842	R1-PAR	104.76	0.043	-0.169	3.9	0.174
PM-0301S	R1-PAR	110.00	0.048	-0.186	3.9	0.192
PM-0107 S	R1-PAR	104.76	0.026	-0.086	3.3	0.090
PM-0106 S	R1-PAR	104.76	0.073	-0.335	4.6	0.343
Bus5	Bus27	105.30	0.640	-5.860	9.2	5.894

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **R1- IMPAR**

Nominal kV	=	6.000	
Voltage c Factor	=	1.10	(User-Defined)
Peak Value	=	151.241	kA Method C
Steady State	=	37.658	kA rms

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.01	62.804	85.171	57.530
0.02	60.698	73.509	41.465
0.03	58.172	64.332	27.471
0.04	55.576	58.480	18.200
0.05	53.033	55.418	16.083
0.06	51.878	53.091	11.287
0.07	50.739	51.353	7.921
0.08	49.617	49.928	5.559
0.09	48.515	48.672	3.901
0.10	47.432	47.600	3.987
0.15	45.326	45.333	0.819
0.20	43.288	43.288	0.168
0.25	41.329	41.329	0.035
0.30	41.329	41.329	0.007

3-Phase fault at bus: **R1-PAR**

Nominal kV = 6.000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
Peak Value = 151.230 kA Method C
Steady State = 37.658 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
R1-PAR	Total	0.00	12.984	-65.523	5.0	66.797
A1-BI	R1-PAR	15.92	12.010	-62.167	5.2	63.316
R2 - Par	R1-PAR	18.78	0.227	-0.607	2.7	0.649
R3 - Par	R1-PAR	8.90	0.111	-0.278	2.5	0.299
R4 Par	R1-PAR	10.99	0.107	-0.273	2.5	0.293
R5 - Par	R1-PAR	10.91	0.108	-0.273	2.5	0.294
PM-0471 S	R1-PAR	104.76	0.030	-0.115	3.8	0.119
PM-0472 S	R1-PAR	104.76	0.038	-0.169	4.5	0.174
PM-0841	R1-PAR	104.76	0.039	-0.184	4.7	0.189
PM-0403 S	R1-PAR	104.76	0.027	-0.102	3.8	0.106
PM-0310 S	R1-PAR	104.76	0.027	-0.102	3.8	0.106
PM-0306 S	R1-PAR	104.76	0.038	-0.169	4.5	0.174
PM-0304 S	R1-PAR	104.76	0.037	-0.163	4.5	0.168
PM-0842	R1-PAR	104.76	0.043	-0.200	4.7	0.204
PM-0301S	R1-PAR	110.00	0.047	-0.220	4.7	0.225
PM-0107 S	R1-PAR	104.76	0.027	-0.102	3.8	0.106
PM-0106 S	R1-PAR	104.76	0.069	-0.396	5.7	0.402
Bus40	A1-BI	16.14	0.075	-0.175	2.3	0.190
C2- Par	A1-BI	18.10	1.402	-4.832	3.4	5.031
M - Par	A1-BI	17.20	0.363	-0.832	2.3	0.908
N1 - Par	A1-BI	16.98	0.644	-2.007	3.1	2.108
Bus27	A1-BI	65.63	0.640	-5.859	9.2	5.894
Bus39	A1 - BII	15.37	0.079	-0.174	2.2	0.191
C2-Impar	A1 - BII	18.36	2.011	-5.118	2.5	5.499
D - Impar	A1 - BII	20.25	0.757	-2.366	3.1	2.484
M - Impar	A1 - BII	16.83	0.258	-0.593	2.3	0.647
N1 - Impar	A1 - BII	16.95	0.652	-1.934	3.0	2.041
R1- IMPAR	A1 - BII	16.67	0.955	-2.841	3.0	2.997
Bus8	A1 - BII	16.19	0.028	-0.056	2.0	0.063
Bus25	A1 - BII	59.08	0.708	-6.389	9.0	6.428

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **R1-PAR**

Nominal kV = 6.000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
Peak Value = 151.230 kA Method C
Steady State = 37.658 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
Bus23	A1 - BII	58.00	0.478	-6.068	12.7	6.086
TG-4001	A1 - BII	104.76	0.774	-8.291	10.7	8.327
TG-4003	A1 - BII	104.76	0.906	-9.699	10.7	9.741
MCC A3 - Par	A2 - Par	26.74	0.163	-0.379	2.3	0.412
PM 4401A1	A2 - Par	104.76	0.103	-0.526	5.1	0.536
CM 4301E1	A2 - Par	104.76	0.051	-0.211	4.1	0.217
BM 4001A1	A2 - Par	104.76	0.042	-0.162	3.9	0.167
PM 4001D1	A2 - Par	104.76	0.060	-0.260	4.3	0.267
CM 4301B1	A2 - Par	104.76	0.051	-0.211	4.1	0.217
PM 48409B1	A2 - Par	104.76	0.092	-0.439	4.8	0.448
MCC A3 - Impar	A2 - Impar	27.23	0.169	-0.394	2.3	0.429
BM 4001G1	A2 - Impar	104.76	0.034	-0.121	3.6	0.126
BM 40001H1	A2 - Impar	104.76	0.034	-0.121	3.6	0.126
BM 4001C1	A2 - Impar	104.76	0.042	-0.162	3.9	0.167
BM 4001D.1	A2 - Impar	104.76	0.042	-0.162	3.9	0.167
PM 4001E1	A2 - Impar	104.76	0.060	-0.260	4.3	0.267
CM 4301A1	A2 - Impar	104.76	0.051	-0.211	4.1	0.217
PM 4402A1	A2 - Impar	104.76	0.051	-0.211	4.1	0.217
PM 4401E1	A2 - Impar	104.76	0.092	-0.439	4.8	0.448
PM 4401B1	A2 - Impar	104.76	0.092	-0.439	4.8	0.448
PM 48409A1	A2 - Impar	104.76	0.053	-0.228	4.3	0.234
H1BT - impar	H1-MT	15.92	0.000	0.000	999.9	0.000
H1BT - par	H1-MT	15.92	0.000	0.000	999.9	0.000
LL R2 - PAR	R2 - Par	110.00	3.409	-9.112	2.7	9.729
LL R3 par	R3 - Par	110.00	1.663	-4.173	2.5	4.492
LL R4 par	R4 Par	110.00	1.611	-4.096	2.5	4.402
LL R5 par	R5 - Par	110.00	1.613	-4.099	2.5	4.405
MCC J2	Bus40	29.50	0.075	-0.175	2.3	0.190
Bus11	C2- Par	17.28	0.075	-0.156	2.1	0.173
Bus15	C2- Par	18.10	0.000	0.000	999.9	0.000

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **R1-PAR**

Nominal kV = 6.000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
Peak Value = 151.230 kA Method C
Steady State = 37.658 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
C4- Par	C2- Par	29.90	0.184	-0.412	2.2	0.451
PM-1402A	C2- Par	104.76	0.027	-0.115	4.3	0.118
PM-1610 B	C2- Par	104.76	0.057	-0.212	3.7	0.219
CM 1201B2	C2- Par	104.76	0.048	-0.172	3.6	0.178
PM1401B	C2- Par	104.76	0.038	-0.134	3.5	0.140
CM 3701	C2- Par	104.76	0.116	-0.539	4.6	0.551
CM 3701/2B2	C2- Par	104.76	0.427	-1.173	2.7	1.249
CM 1401.2B	C2- Par	104.76	0.044	-0.151	3.5	0.158
PM 3761B	C2- Par	110.00	0.119	-0.535	4.5	0.548
PM 3762 B	C2- Par	110.00	0.024	-0.110	4.5	0.113
CM-1601 C	C2- Par	104.76	0.087	-0.401	4.6	0.411
CM-1601 B	C2- Par	104.76	0.087	-0.401	4.6	0.411
PM-1201	C2- Par	104.76	0.069	-0.320	4.6	0.327
Bus20	M - Par	17.33	0.100	-0.231	2.3	0.252
Bus1	M - Par	16.54	0.110	-0.249	2.3	0.272
M1- Par	M - Par	30.48	0.152	-0.353	2.3	0.384
N3 - Par	N1 - Par	30.72	0.163	-0.380	2.3	0.414
N2- Par	N1 - Par	29.49	0.151	-0.345	2.3	0.377
CM 3303 B	N1 - Par	104.76	0.066	-0.285	4.3	0.293
PM 3004 B	N1 - Par	104.76	0.028	-0.094	3.3	0.099
CM 3001 B	N1 - Par	104.76	0.029	-0.097	3.3	0.101
PM 3008 B	N1 - Par	104.76	0.035	-0.125	3.6	0.130
PM 3064 B	N1 - Par	104.76	0.025	-0.077	3.1	0.081
PM 3003 B	N1 - Par	104.76	0.036	-0.132	3.7	0.137
PM 3067 B	N1 - Par	104.76	0.042	-0.160	3.8	0.165
CM 3201 B	N1 - Par	104.76	0.069	-0.310	4.5	0.318
Bus5	Bus27	105.30	0.640	-5.859	9.2	5.894
MCC J1	Bus39	26.88	0.079	-0.174	2.2	0.191
Bus9	C2-Impar	17.51	0.040	-0.084	2.1	0.093
C4 - Impar	C2-Impar	30.72	0.124	-0.435	3.5	0.452

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **R1-PAR**

Nominal kV = 6.000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
Peak Value = 151.230 kA Method C
Steady State = 37.658 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
CM 1201A	C2-Impar	104.76	0.048	-0.171	3.6	0.178
PM-1610 A	C2-Impar	104.76	0.057	-0.211	3.7	0.219
CM-1601 A	C2-Impar	104.76	0.086	-0.400	4.7	0.409
CM-1702	C2-Impar	104.76	0.424	-1.177	2.8	1.251
PM-3761 A	C2-Impar	110.00	0.118	-0.533	4.5	0.546
CM-3701/2A	C2-Impar	104.76	0.882	-1.180	1.3	1.474
PM-3762 A	C2-Impar	110.00	0.024	-0.110	4.5	0.112
PM-1401 A	C2-Impar	104.76	0.038	-0.134	3.5	0.139
CM 1401.2A	C2-Impar	104.76	0.044	-0.151	3.5	0.157
PM-1402B	C2-Impar	104.76	0.026	-0.115	4.3	0.118
PM-1301	C2-Impar	104.76	0.055	-0.203	3.7	0.211
PM-1610 C	C2-Impar	104.76	0.044	-0.214	4.8	0.219
D1 - Impar	D - Impar	35.69	0.138	-0.287	2.1	0.318
PM 6107C	D - Impar	104.76	0.069	-0.266	3.8	0.275
PM 6122C	D - Impar	104.76	0.061	-0.227	3.7	0.235
PM 6122A	D - Impar	104.76	0.069	-0.266	3.8	0.275
PM6021	D - Impar	104.76	0.034	-0.107	3.2	0.112
PM 6111C	D - Impar	104.76	0.029	-0.112	3.8	0.116
PM-6405	D - Impar	104.76	0.036	-0.115	3.2	0.121
D1- Par	D - Par	32.24	0.111	-0.228	2.1	0.254
PM 6107 D	D - Par	104.76	0.069	-0.266	3.8	0.275
PM 6111 D	D - Par	104.76	0.035	-0.111	3.2	0.117
PM 6122 B	D - Par	104.76	0.069	-0.266	3.8	0.275
PM-6406	D - Par	104.76	0.036	-0.115	3.2	0.121
Bus4	M - Impar	16.83	0.000	0.000	999.9	0.000
Bus2	M - Impar	16.19	0.110	-0.250	2.3	0.273
M1- Impar	M - Impar	29.13	0.149	-0.344	2.3	0.375
N3 - Impar	N1 - Impar	32.73	0.176	-0.413	2.3	0.449
N2 - Impar	N1 - Impar	30.72	0.156	-0.362	2.3	0.394
CM 3201 A	N1 - Impar	104.76	0.045	-0.163	3.6	0.169

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **R1-PAR**

Nominal kV = 6.000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
Peak Value = 151.230 kA Method C
Steady State = 37.658 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
PM 3067 A	N1 - Impar	104.76	0.024	-0.079	3.2	0.083
CM 3303 A	N1 - Impar	104.76	0.066	-0.286	4.4	0.293
PM 3064 A	N1 - Impar	104.76	0.025	-0.077	3.1	0.081
PM 3004 A	N1 - Impar	104.76	0.028	-0.094	3.3	0.099
PM 3008 A	N1 - Impar	104.76	0.037	-0.131	3.6	0.136
CM 3001 A	N1 - Impar	104.76	0.029	-0.097	3.3	0.101
PM 3003 A	N1 - Impar	104.76	0.038	-0.138	3.7	0.143
PM 3201 A	N1 - Impar	104.76	0.028	-0.094	3.3	0.099
R2 - Impar	R1- IMPAR	31.81	0.216	-0.511	2.4	0.555
R3 - Impar	R1- IMPAR	23.46	0.105	-0.234	2.2	0.256
R4 - Impar	R1- IMPAR	26.94	0.118	-0.270	2.3	0.295
R5 _ Impar	R1- IMPAR	24.19	0.089	-0.200	2.2	0.219
PM-0106 A	R1- IMPAR	104.76	0.073	-0.335	4.6	0.343
PM-0107 A	R1- IMPAR	104.76	0.026	-0.086	3.3	0.090
PM-0301A	R1- IMPAR	110.00	0.048	-0.186	3.9	0.192
PM-840	R1- IMPAR	104.76	0.043	-0.169	3.9	0.174
PM-0304 A	R1- IMPAR	104.76	0.037	-0.138	3.7	0.143
PM-0306 A	R1- IMPAR	104.76	0.038	-0.143	3.7	0.148
PM-0310 A	R1- IMPAR	104.76	0.026	-0.086	3.3	0.090
PM-0403A	R1- IMPAR	104.76	0.026	-0.086	3.3	0.090
PM-0472 A	R1- IMPAR	104.76	0.038	-0.143	3.7	0.148
PM-0471A	R1- IMPAR	104.76	0.030	-0.097	3.3	0.102
PM-0302	R1- IMPAR	104.76	0.040	-0.156	3.9	0.161
G1	Bus8	25.54	0.028	-0.056	2.0	0.063
Bus6	Bus25	105.29	0.708	-6.389	9.0	6.428
TG-4002	Bus23	104.76	0.478	-6.068	12.7	6.086
LL A3 - Par	MCC A3 - Par	104.76	2.569	-5.966	2.3	6.495
LL A3 - impar	MCC A3 - Impar	104.76	2.665	-6.210	2.3	6.757

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **R1-PAR**

Nominal kV	=	6.000	
Voltage c Factor	=	1.10	(User-Defined)
Peak Value	=	151.230	kA Method C
Steady State	=	37.658	kA rms

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.01	62.800	85.165	57.526
0.02	60.692	73.503	41.462
0.03	58.167	64.327	27.469
0.04	55.572	58.476	18.198
0.05	53.029	55.414	16.082
0.06	51.874	53.087	11.286
0.07	50.735	51.350	7.920
0.08	49.614	49.925	5.559
0.09	48.512	48.669	3.901
0.10	47.430	47.597	3.987
0.15	45.324	45.331	0.819
0.20	43.286	43.287	0.168
0.25	41.328	41.328	0.035
0.30	41.328	41.328	0.007

3-Phase fault at bus: **R2 - Impar**

Nominal kV = 0.400
Voltage c Factor = 1.05 (User-Defined)
Peak Value = 138.249 kA Method C
Steady State = 49.565 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
R2 - Impar	Total	0.00	12.760	-61.053	4.8	62.372
R1- IMPAR	R2 - Impar	99.30	8.431	-50.751	6.0	51.446
LL R2 - impar	R2 - Impar	105.00	4.329	-10.302	2.4	11.175
A1 - BII	R1- IMPAR	100.09	0.527	-3.239	6.1	3.282
R3 - Impar	R1- IMPAR	99.74	0.005	-0.015	2.7	0.016
R4 - Impar	R1- IMPAR	99.96	0.006	-0.017	2.8	0.018
R5 _ Impar	R1- IMPAR	99.79	0.005	-0.012	2.8	0.013
PM-0106 A	R1- IMPAR	100.00	0.003	-0.021	6.9	0.021
PM-0107 A	R1- IMPAR	100.00	0.001	-0.005	4.4	0.005
PM-0301A	R1- IMPAR	105.00	0.002	-0.011	5.5	0.012
PM-840	R1- IMPAR	100.00	0.002	-0.010	5.5	0.011
PM-0304 A	R1- IMPAR	100.00	0.002	-0.009	5.2	0.009
PM-0306 A	R1- IMPAR	100.00	0.002	-0.009	5.2	0.009
PM-0310 A	R1- IMPAR	100.00	0.001	-0.005	4.4	0.005
PM-0403A	R1- IMPAR	100.00	0.001	-0.005	4.4	0.005
PM-0472 A	R1- IMPAR	100.00	0.002	-0.009	5.2	0.009
PM-0471A	R1- IMPAR	100.00	0.001	-0.006	4.4	0.006
PM-0302	R1- IMPAR	100.00	0.002	-0.010	5.5	0.010
Bus39	A1 - BII	95.34	0.004	-0.009	2.4	0.010
C2-Impar	A1 - BII	100.21	0.096	-0.268	2.8	0.285
D - Impar	A1 - BII	100.28	0.036	-0.124	3.5	0.129
M - Impar	A1 - BII	100.14	0.012	-0.031	2.5	0.034
N1 - Impar	A1 - BII	100.14	0.031	-0.101	3.3	0.106
Bus8	A1 - BII	100.10	0.001	-0.003	2.2	0.003
Bus25	A1 - BII	97.63	0.027	-0.332	12.3	0.333
Bus23	A1 - BII	97.57	0.015	-0.315	20.3	0.316
TG-4001	A1 - BII	100.00	0.027	-0.431	15.7	0.432
TG-4003	A1 - BII	100.00	0.032	-0.504	15.7	0.505
MCC A3 - Par	A2 - Par	95.96	0.008	-0.020	2.5	0.021

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **R2 - Impar**

Nominal kV = 0.400
Voltage c Factor = 1.05 (User-Defined)
Peak Value = 138.249 kA Method C
Steady State = 49.565 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
PM 4401A1	A2 - Par	100.00	0.005	-0.027	6.0	0.028
CM 4301E1	A2 - Par	100.00	0.002	-0.011	4.7	0.011
BM 4001A1	A2 - Par	100.00	0.002	-0.008	4.4	0.009
PM 4001D1	A2 - Par	100.00	0.003	-0.014	5.0	0.014
CM 4301B1	A2 - Par	100.00	0.002	-0.011	4.7	0.011
PM 48409B1	A2 - Par	100.00	0.004	-0.023	5.6	0.023
MCC A3 - Impar	A2 - Impar	95.98	0.008	-0.021	2.5	0.022
BM 4001G1	A2 - Impar	100.00	0.002	-0.006	4.0	0.007
BM 40001H1	A2 - Impar	100.00	0.002	-0.006	4.0	0.007
BM 4001C1	A2 - Impar	100.00	0.002	-0.008	4.4	0.009
BM 4001D.1	A2 - Impar	100.00	0.002	-0.008	4.4	0.009
PM 4001E1	A2 - Impar	100.00	0.003	-0.014	5.0	0.014
CM 4301A1	A2 - Impar	100.00	0.002	-0.011	4.7	0.011
PM 4402A1	A2 - Impar	100.00	0.002	-0.011	4.7	0.011
PM 4401E1	A2 - Impar	100.00	0.004	-0.023	5.6	0.023
PM 4401B1	A2 - Impar	100.00	0.004	-0.023	5.6	0.023
PM 48409A1	A2 - Impar	100.00	0.002	-0.012	5.0	0.012
Bus40	A1-BI	100.10	0.004	-0.009	2.5	0.010
C2- Par	A1-BI	100.19	0.065	-0.253	3.9	0.261
M - Par	A1-BI	100.15	0.018	-0.044	2.5	0.047
N1 - Par	A1-BI	100.14	0.030	-0.105	3.5	0.109
R1-PAR	A1-BI	100.13	0.045	-0.148	3.3	0.155
Bus27	A1-BI	102.70	0.024	-0.305	12.6	0.306
H1BT - impar	H1-MT	100.09	0.000	0.000	999.9	0.000
H1BT - par	H1-MT	100.09	0.000	0.000	999.9	0.000
LL R3 impar	R3 - Impar	105.00	0.080	-0.219	2.7	0.233
LL R4 impar	R4 - Impar	105.00	0.090	-0.253	2.8	0.269
LL R5 impar	R5 _ Impar	105.00	0.068	-0.187	2.8	0.199

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **R2 - Impar**

Nominal kV	=	0.400	
Voltage c Factor	=	1.05	(User-Defined)
Peak Value	=	138.249	kA Method C
Steady State	=	49.565	kA rms

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.01	61.565	78.808	49.197
0.02	61.259	67.837	29.142
0.03	60.683	62.953	16.750
0.04	59.673	60.444	9.628
0.05	58.704	59.004	5.943
0.06	58.246	58.348	3.465
0.07	57.798	57.833	2.020
0.08	57.361	57.373	1.178
0.09	56.935	56.939	0.687
0.10	56.521	56.523	0.432
0.15	55.651	55.651	0.030
0.20	54.827	54.827	0.002
0.25	54.051	54.051	0.000
0.30	54.051	54.051	0.000

3-Phase fault at bus: **R2 - Par**

Nominal kV = 0.400
Voltage c Factor = 1.05 (User-Defined)
Peak Value = 138.196 kA Method C
Steady State = 49.565 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
R2 - Par	Total	0.00	12.749	-61.027	4.8	62.344
R1-PAR	R2 - Par	99.30	8.431	-50.751	6.0	51.446
LL R2 - PAR	R2 - Par	105.00	4.318	-10.276	2.4	11.146
A1-BI	R1-PAR	100.09	0.528	-3.240	6.1	3.282
R3 - Par	R1-PAR	99.75	0.005	-0.015	2.7	0.016
R4 Par	R1-PAR	99.86	0.005	-0.014	2.8	0.015
R5 - Par	R1-PAR	99.86	0.005	-0.014	2.8	0.015
PM-0471 S	R1-PAR	100.00	0.001	-0.006	4.4	0.006
PM-0472 S	R1-PAR	100.00	0.002	-0.009	5.2	0.009
PM-0841	R1-PAR	100.00	0.002	-0.010	5.5	0.010
PM-0403 S	R1-PAR	100.00	0.001	-0.005	4.4	0.005
PM-0310 S	R1-PAR	100.00	0.001	-0.005	4.4	0.005
PM-0306 S	R1-PAR	100.00	0.002	-0.009	5.2	0.009
PM-0304 S	R1-PAR	100.00	0.002	-0.009	5.2	0.009
PM-0842	R1-PAR	100.00	0.002	-0.010	5.5	0.011
PM-0301S	R1-PAR	105.00	0.002	-0.011	5.5	0.012
PM-0107 S	R1-PAR	100.00	0.001	-0.005	4.4	0.005
PM-0106 S	R1-PAR	100.00	0.003	-0.021	6.9	0.021
Bus40	A1-BI	100.10	0.004	-0.009	2.5	0.010
C2- Par	A1-BI	100.19	0.065	-0.253	3.9	0.261
M - Par	A1-BI	100.15	0.018	-0.044	2.5	0.047
N1 - Par	A1-BI	100.14	0.030	-0.105	3.5	0.109
Bus27	A1-BI	102.70	0.024	-0.305	12.6	0.306
Bus39	A1 - BII	95.34	0.004	-0.009	2.4	0.010
C2-Impar	A1 - BII	100.21	0.096	-0.268	2.8	0.285
D - Impar	A1 - BII	100.28	0.036	-0.124	3.5	0.129
M - Impar	A1 - BII	100.14	0.012	-0.031	2.5	0.034
N1 - Impar	A1 - BII	100.14	0.031	-0.101	3.3	0.106
R1- IMPAR	A1 - BII	100.13	0.045	-0.149	3.3	0.155

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **R2 - Par**

Nominal kV = 0.400
Voltage c Factor = 1.05 (User-Defined)
Peak Value = 138.196 kA Method C
Steady State = 49.565 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
Bus8	A1 - BII	100.10	0.001	-0.003	2.2	0.003
Bus25	A1 - BII	97.63	0.027	-0.332	12.3	0.333
Bus23	A1 - BII	97.57	0.015	-0.315	20.3	0.316
TG-4001	A1 - BII	100.00	0.027	-0.431	15.7	0.432
TG-4003	A1 - BII	100.00	0.032	-0.504	15.7	0.505
MCC A3 - Par	A2 - Par	95.96	0.008	-0.020	2.5	0.021
PM 4401A1	A2 - Par	100.00	0.005	-0.027	6.0	0.028
CM 4301E1	A2 - Par	100.00	0.002	-0.011	4.7	0.011
BM 4001A1	A2 - Par	100.00	0.002	-0.008	4.4	0.009
PM 4001D1	A2 - Par	100.00	0.003	-0.014	5.0	0.014
CM 4301B1	A2 - Par	100.00	0.002	-0.011	4.7	0.011
PM 48409B1	A2 - Par	100.00	0.004	-0.023	5.6	0.023
MCC A3 - Impar	A2 - Impar	95.98	0.008	-0.021	2.5	0.022
BM 4001G1	A2 - Impar	100.00	0.002	-0.006	4.0	0.007
BM 40001H1	A2 - Impar	100.00	0.002	-0.006	4.0	0.007
BM 4001C1	A2 - Impar	100.00	0.002	-0.008	4.4	0.009
BM 4001D.1	A2 - Impar	100.00	0.002	-0.008	4.4	0.009
PM 4001E1	A2 - Impar	100.00	0.003	-0.014	5.0	0.014
CM 4301A1	A2 - Impar	100.00	0.002	-0.011	4.7	0.011
PM 4402A1	A2 - Impar	100.00	0.002	-0.011	4.7	0.011
PM 4401E1	A2 - Impar	100.00	0.004	-0.023	5.6	0.023
PM 4401B1	A2 - Impar	100.00	0.004	-0.023	5.6	0.023
PM 48409A1	A2 - Impar	100.00	0.002	-0.012	5.0	0.012
H1BT - impar	H1-MT	100.09	0.000	0.000	999.9	0.000
H1BT - par	H1-MT	100.09	0.000	0.000	999.9	0.000
LL R3 par	R3 - Par	105.00	0.080	-0.219	2.7	0.233
LL R4 par	R4 Par	105.00	0.077	-0.215	2.8	0.228
LL R5 par	R5 - Par	105.00	0.077	-0.215	2.8	0.228

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **R2 - Par**

Nominal kV	=	0.400	
Voltage c Factor	=	1.05	(User-Defined)
Peak Value	=	138.196	kA Method C
Steady State	=	49.565	kA rms

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.01	61.539	78.778	49.183
0.02	61.234	67.812	29.135
0.03	60.659	62.929	16.748
0.04	59.651	60.423	9.628
0.05	58.685	58.985	5.943
0.06	58.228	58.331	3.465
0.07	57.781	57.817	2.021
0.08	57.345	57.357	1.178
0.09	56.921	56.925	0.687
0.10	56.508	56.510	0.432
0.15	55.640	55.640	0.030
0.20	54.818	54.818	0.002
0.25	54.044	54.044	0.000
0.30	54.044	54.044	0.000

3-Phase fault at bus: **R3 - Impar**

Nominal kV = 0.400
Voltage c Factor = 1.05 (User-Defined)
Peak Value = 126.284 kA Method C
Steady State = 49.565 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
R3 - Impar	Total	0.00	10.239	-55.057	5.4	56.001
R1- IMPAR	R3 - Impar	99.33	8.435	-50.765	6.0	51.461
LL R3 impar	R3 - Impar	105.00	1.803	-4.292	2.4	4.656
A1 - BII	R1- IMPAR	100.12	0.522	-3.223	6.2	3.266
R2 - Impar	R1- IMPAR	100.29	0.011	-0.032	2.9	0.034
R4 - Impar	R1- IMPAR	99.99	0.006	-0.017	2.8	0.018
R5 _ Impar	R1- IMPAR	99.81	0.004	-0.012	2.8	0.013
PM-0106 A	R1- IMPAR	100.00	0.003	-0.021	6.9	0.021
PM-0107 A	R1- IMPAR	100.00	0.001	-0.005	4.4	0.005
PM-0301A	R1- IMPAR	105.00	0.002	-0.011	5.5	0.012
PM-840	R1- IMPAR	100.00	0.002	-0.010	5.5	0.011
PM-0304 A	R1- IMPAR	100.00	0.002	-0.008	5.2	0.009
PM-0306 A	R1- IMPAR	100.00	0.002	-0.009	5.2	0.009
PM-0310 A	R1- IMPAR	100.00	0.001	-0.005	4.4	0.005
PM-0403A	R1- IMPAR	100.00	0.001	-0.005	4.4	0.005
PM-0472 A	R1- IMPAR	100.00	0.002	-0.009	5.2	0.009
PM-0471A	R1- IMPAR	100.00	0.001	-0.006	4.4	0.006
PM-0302	R1- IMPAR	100.00	0.002	-0.010	5.5	0.010
Bus39	A1 - BII	95.36	0.004	-0.009	2.4	0.010
C2-Impar	A1 - BII	100.23	0.096	-0.267	2.8	0.284
D - Impar	A1 - BII	100.30	0.035	-0.123	3.5	0.128
M - Impar	A1 - BII	100.16	0.012	-0.031	2.5	0.033
N1 - Impar	A1 - BII	100.17	0.031	-0.101	3.3	0.105
Bus8	A1 - BII	100.13	0.001	-0.003	2.2	0.003
Bus25	A1 - BII	97.64	0.027	-0.331	12.4	0.332
Bus23	A1 - BII	97.59	0.015	-0.314	20.6	0.314
TG-4001	A1 - BII	100.00	0.027	-0.429	15.9	0.430
TG-4003	A1 - BII	100.00	0.032	-0.502	15.9	0.503
MCC A3 - Par	A2 - Par	95.98	0.008	-0.020	2.5	0.021

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **R3 - Impar**

Nominal kV = 0.400
Voltage c Factor = 1.05 (User-Defined)
Peak Value = 126.284 kA Method C
Steady State = 49.565 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
PM 4401A1	A2 - Par	100.00	0.004	-0.027	6.1	0.028
CM 4301E1	A2 - Par	100.00	0.002	-0.011	4.8	0.011
BM 4001A1	A2 - Par	100.00	0.002	-0.008	4.4	0.009
PM 4001D1	A2 - Par	100.00	0.003	-0.013	5.0	0.014
CM 4301B1	A2 - Par	100.00	0.002	-0.011	4.8	0.011
PM 48409B1	A2 - Par	100.00	0.004	-0.023	5.6	0.023
MCC A3 - Impar	A2 - Impar	96.00	0.008	-0.021	2.5	0.022
BM 4001G1	A2 - Impar	100.00	0.002	-0.006	4.0	0.006
BM 40001H1	A2 - Impar	100.00	0.002	-0.006	4.0	0.006
BM 4001C1	A2 - Impar	100.00	0.002	-0.008	4.4	0.009
BM 4001D.1	A2 - Impar	100.00	0.002	-0.008	4.4	0.009
PM 4001E1	A2 - Impar	100.00	0.003	-0.013	5.0	0.014
CM 4301A1	A2 - Impar	100.00	0.002	-0.011	4.8	0.011
PM 4402A1	A2 - Impar	100.00	0.002	-0.011	4.8	0.011
PM 4401E1	A2 - Impar	100.00	0.004	-0.023	5.6	0.023
PM 4401B1	A2 - Impar	100.00	0.004	-0.023	5.6	0.023
PM 48409A1	A2 - Impar	100.00	0.002	-0.012	5.0	0.012
Bus40	A1-BI	100.13	0.004	-0.009	2.5	0.010
C2- Par	A1-BI	100.22	0.065	-0.251	3.9	0.260
M - Par	A1-BI	100.18	0.017	-0.043	2.5	0.047
N1 - Par	A1-BI	100.17	0.030	-0.104	3.5	0.109
R1-PAR	A1-BI	100.16	0.045	-0.147	3.3	0.154
Bus27	A1-BI	102.71	0.024	-0.303	12.7	0.304
H1BT - impar	H1-MT	100.12	0.000	0.000	999.9	0.000
H1BT - par	H1-MT	100.12	0.000	0.000	999.9	0.000
LL R2 - impar	R2 - Impar	105.00	0.162	-0.476	2.9	0.503
LL R4 impar	R4 - Impar	105.00	0.089	-0.252	2.8	0.267
LL R5 impar	R5 _ Impar	105.00	0.067	-0.186	2.8	0.198

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **R3 - Impar**

Nominal kV = 0.400
Voltage c Factor = 1.05 (User-Defined)
Peak Value = 126.284 kA Method C
Steady State = 49.565 kA rms

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.01	55.666	72.154	45.907
0.02	55.303	61.767	27.509
0.03	54.885	57.229	16.213
0.04	54.482	55.314	9.555
0.05	54.098	54.417	5.882
0.06	53.914	54.028	3.497
0.07	53.735	53.775	2.079
0.08	53.561	53.575	1.236
0.09	53.391	53.396	0.735
0.10	53.226	53.228	0.460
0.15	52.894	52.894	0.035
0.20	52.580	52.580	0.003
0.25	52.285	52.285	0.000
0.30	52.285	52.285	0.000

3-Phase fault at bus: **R3 - Par**

Nominal kV = 0.400
Voltage c Factor = 1.05 (User-Defined)
Peak Value = 123.096 kA Method C
Steady State = 48.381 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
R3 - Par	Total	0.00	10.131	-53.782	5.3	54.728
R1-PAR	R3 - Par	99.47	8.328	-49.490	5.9	50.185
LL R3 par	R3 - Par	105.00	1.803	-4.292	2.4	4.656
A1-BI	R1-PAR	100.24	0.516	-3.143	6.1	3.185
R2 - Par	R1-PAR	100.40	0.011	-0.031	2.9	0.033
R4 Par	R1-PAR	100.01	0.005	-0.014	2.8	0.015
R5 - Par	R1-PAR	100.01	0.005	-0.014	2.8	0.015
PM-0471 S	R1-PAR	100.00	0.001	-0.006	4.3	0.006
PM-0472 S	R1-PAR	100.00	0.002	-0.009	5.1	0.009
PM-0841	R1-PAR	100.00	0.002	-0.009	5.4	0.009
PM-0403 S	R1-PAR	100.00	0.001	-0.005	4.3	0.005
PM-0310 S	R1-PAR	100.00	0.001	-0.005	4.3	0.005
PM-0306 S	R1-PAR	100.00	0.002	-0.009	5.1	0.009
PM-0304 S	R1-PAR	100.00	0.002	-0.008	5.1	0.008
PM-0842	R1-PAR	100.00	0.002	-0.010	5.4	0.010
PM-0301S	R1-PAR	105.00	0.002	-0.011	5.4	0.011
PM-0107 S	R1-PAR	100.00	0.001	-0.005	4.3	0.005
PM-0106 S	R1-PAR	100.00	0.003	-0.020	6.8	0.020
Bus40	A1-BI	100.25	0.004	-0.009	2.5	0.010
C2- Par	A1-BI	100.33	0.064	-0.245	3.8	0.253
M - Par	A1-BI	100.30	0.017	-0.042	2.5	0.046
N1 - Par	A1-BI	100.29	0.030	-0.102	3.4	0.106
Bus27	A1-BI	102.77	0.024	-0.296	12.4	0.297
Bus39	A1 - BII	95.48	0.004	-0.009	2.4	0.010
C2-Impar	A1 - BII	100.35	0.094	-0.260	2.8	0.277
D - Impar	A1 - BII	100.42	0.035	-0.120	3.5	0.125
M - Impar	A1 - BII	100.28	0.012	-0.030	2.5	0.033
N1 - Impar	A1 - BII	100.29	0.030	-0.098	3.3	0.103
R1- IMPAR	A1 - BII	100.28	0.044	-0.144	3.3	0.151

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **R3 - Par**

Nominal kV = 0.400
Voltage c Factor = 1.05 (User-Defined)
Peak Value = 123.096 kA Method C
Steady State = 48.381 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
Bus8	A1 - BII	100.25	0.001	-0.003	2.2	0.003
Bus25	A1 - BII	97.70	0.027	-0.322	12.1	0.323
Bus23	A1 - BII	97.65	0.015	-0.306	19.8	0.306
TG-4001	A1 - BII	100.00	0.027	-0.418	15.4	0.419
TG-4003	A1 - BII	100.00	0.032	-0.489	15.4	0.490
MCC A3 - Par	A2 - Par	96.07	0.008	-0.019	2.5	0.021
PM 4401A1	A2 - Par	100.00	0.004	-0.027	6.0	0.027
CM 4301E1	A2 - Par	100.00	0.002	-0.011	4.7	0.011
BM 4001A1	A2 - Par	100.00	0.002	-0.008	4.4	0.008
PM 4001D1	A2 - Par	100.00	0.003	-0.013	5.0	0.013
CM 4301B1	A2 - Par	100.00	0.002	-0.011	4.7	0.011
PM 48409B1	A2 - Par	100.00	0.004	-0.022	5.5	0.023
MCC A3 - Impar	A2 - Impar	96.10	0.008	-0.020	2.5	0.022
BM 4001G1	A2 - Impar	100.00	0.002	-0.006	4.0	0.006
BM 40001H1	A2 - Impar	100.00	0.002	-0.006	4.0	0.006
BM 4001C1	A2 - Impar	100.00	0.002	-0.008	4.4	0.008
BM 4001D.1	A2 - Impar	100.00	0.002	-0.008	4.4	0.008
PM 4001E1	A2 - Impar	100.00	0.003	-0.013	5.0	0.013
CM 4301A1	A2 - Impar	100.00	0.002	-0.011	4.7	0.011
PM 4402A1	A2 - Impar	100.00	0.002	-0.011	4.7	0.011
PM 4401E1	A2 - Impar	100.00	0.004	-0.022	5.5	0.023
PM 4401B1	A2 - Impar	100.00	0.004	-0.022	5.5	0.023
PM 48409A1	A2 - Impar	100.00	0.002	-0.012	5.0	0.012
H1BT - impar	H1-MT	100.24	0.000	0.000	999.9	0.000
H1BT - par	H1-MT	100.24	0.000	0.000	999.9	0.000
LL R2 - PAR	R2 - Par	105.00	0.159	-0.463	2.9	0.489
LL R4 par	R4 Par	105.00	0.075	-0.208	2.8	0.221
LL R5 par	R5 - Par	105.00	0.075	-0.208	2.8	0.222

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **R3 - Par**

Nominal kV	=	0.400	
Voltage c Factor	=	1.05	(User-Defined)
Peak Value	=	123.096	kA Method C
Steady State	=	48.381	kA rms

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.01	54.393	70.296	44.531
0.02	54.029	60.172	26.487
0.03	53.611	55.805	15.495
0.04	53.208	53.975	9.064
0.05	52.824	53.113	5.538
0.06	52.640	52.741	3.268
0.07	52.461	52.496	1.928
0.08	52.286	52.299	1.138
0.09	52.116	52.121	0.671
0.10	51.951	51.953	0.417
0.15	51.619	51.619	0.031
0.20	51.305	51.305	0.002
0.25	51.010	51.010	0.000
0.30	51.010	51.010	0.000

3-Phase fault at bus: **R4 - Impar**

Nominal kV = 0.400
Voltage c Factor = 1.05 (User-Defined)
Peak Value = 102.215 kA Method C
Steady State = 39.108 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
R4 - Impar	Total	0.00	8.837	-44.876	5.1	45.738
R1- IMPAR	R4 - Impar	100.56	6.671	-39.720	6.0	40.277
LL R4 impar	R4 - Impar	105.00	2.166	-5.156	2.4	5.592
A1 - BII	R1- IMPAR	101.18	0.414	-2.524	6.1	2.558
R2 - Impar	R1- IMPAR	101.31	0.009	-0.025	2.9	0.026
R3 - Impar	R1- IMPAR	100.90	0.004	-0.011	2.7	0.012
R5 _ Impar	R1- IMPAR	100.94	0.004	-0.010	2.7	0.010
PM-0106 A	R1- IMPAR	100.00	0.002	-0.016	6.8	0.016
PM-0107 A	R1- IMPAR	100.00	0.001	-0.004	4.3	0.004
PM-0301A	R1- IMPAR	105.00	0.002	-0.009	5.4	0.009
PM-840	R1- IMPAR	100.00	0.001	-0.008	5.4	0.008
PM-0304 A	R1- IMPAR	100.00	0.001	-0.007	5.1	0.007
PM-0306 A	R1- IMPAR	100.00	0.001	-0.007	5.1	0.007
PM-0310 A	R1- IMPAR	100.00	0.001	-0.004	4.3	0.004
PM-0403A	R1- IMPAR	100.00	0.001	-0.004	4.3	0.004
PM-0472 A	R1- IMPAR	100.00	0.001	-0.007	5.1	0.007
PM-0471A	R1- IMPAR	100.00	0.001	-0.005	4.3	0.005
PM-0302	R1- IMPAR	100.00	0.001	-0.007	5.4	0.008
Bus39	A1 - BII	96.37	0.003	-0.007	2.4	0.008
C2-Impar	A1 - BII	101.27	0.075	-0.209	2.8	0.222
D - Impar	A1 - BII	101.32	0.028	-0.096	3.5	0.100
M - Impar	A1 - BII	101.21	0.010	-0.024	2.5	0.026
N1 - Impar	A1 - BII	101.21	0.024	-0.079	3.3	0.082
Bus8	A1 - BII	101.19	0.001	-0.002	2.2	0.003
Bus25	A1 - BII	98.16	0.021	-0.259	12.2	0.260
Bus23	A1 - BII	98.11	0.012	-0.246	19.9	0.246
TG-4001	A1 - BII	100.00	0.022	-0.336	15.4	0.336
TG-4003	A1 - BII	100.00	0.025	-0.393	15.4	0.394
MCC A3 - Par	A2 - Par	96.85	0.006	-0.015	2.5	0.017

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **R4 - Impar**

Nominal kV = 0.400
Voltage c Factor = 1.05 (User-Defined)
Peak Value = 102.215 kA Method C
Steady State = 39.108 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
PM 4401A1	A2 - Par	100.00	0.004	-0.021	6.0	0.022
CM 4301E1	A2 - Par	100.00	0.002	-0.009	4.7	0.009
BM 4001A1	A2 - Par	100.00	0.002	-0.007	4.4	0.007
PM 4001D1	A2 - Par	100.00	0.002	-0.011	5.0	0.011
CM 4301B1	A2 - Par	100.00	0.002	-0.009	4.7	0.009
PM 48409B1	A2 - Par	100.00	0.003	-0.018	5.5	0.018
MCC A3 - Impar	A2 - Impar	96.87	0.006	-0.016	2.5	0.017
BM 4001G1	A2 - Impar	100.00	0.001	-0.005	4.0	0.005
BM 40001H1	A2 - Impar	100.00	0.001	-0.005	4.0	0.005
BM 4001C1	A2 - Impar	100.00	0.002	-0.007	4.4	0.007
BM 4001D.1	A2 - Impar	100.00	0.002	-0.007	4.4	0.007
PM 4001E1	A2 - Impar	100.00	0.002	-0.011	5.0	0.011
CM 4301A1	A2 - Impar	100.00	0.002	-0.009	4.7	0.009
PM 4402A1	A2 - Impar	100.00	0.002	-0.009	4.7	0.009
PM 4401E1	A2 - Impar	100.00	0.003	-0.018	5.5	0.018
PM 4401B1	A2 - Impar	100.00	0.003	-0.018	5.5	0.018
PM 48409A1	A2 - Impar	100.00	0.002	-0.009	5.0	0.009
Bus40	A1-BI	101.18	0.003	-0.007	2.5	0.008
C2- Par	A1-BI	101.25	0.051	-0.197	3.9	0.203
M - Par	A1-BI	101.22	0.014	-0.034	2.5	0.037
N1 - Par	A1-BI	101.22	0.024	-0.082	3.4	0.085
R1-PAR	A1-BI	101.21	0.035	-0.115	3.3	0.121
Bus27	A1-BI	103.21	0.019	-0.237	12.4	0.238
H1BT - impar	H1-MT	101.18	0.000	0.000	999.9	0.000
H1BT - par	H1-MT	101.18	0.000	0.000	999.9	0.000
LL R2 - impar	R2 - Impar	105.00	0.128	-0.373	2.9	0.394
LL R3 impar	R3 - Impar	105.00	0.063	-0.171	2.7	0.182
LL R5 impar	R5 _ Impar	105.00	0.053	-0.146	2.7	0.155

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **R4 - Impar**

Nominal kV	=	0.400	
Voltage c Factor	=	1.05	(User-Defined)
Peak Value	=	102.215	kA Method C
Steady State	=	39.108	kA rms

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.01	45.335	58.311	36.672
0.02	45.053	49.992	21.667
0.03	44.544	46.276	12.540
0.04	44.054	44.648	7.258
0.05	43.585	43.808	4.413
0.06	43.362	43.438	2.580
0.07	43.144	43.170	1.508
0.08	42.931	42.940	0.881
0.09	42.724	42.728	0.515
0.10	42.524	42.525	0.318
0.15	42.114	42.114	0.022
0.20	41.726	41.726	0.002
0.25	41.361	41.361	0.000
0.30	41.361	41.361	0.000

3-Phase fault at bus: **R4 Par**

Nominal kV = 0.400
Voltage c Factor = 1.05 (User-Defined)
Peak Value = 100.494 kA Method C
Steady State = 39.108 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
R4 Par	Total	0.00	8.475	-44.014	5.2	44.822
R1-PAR	R4 Par	100.56	6.672	-39.722	6.0	40.278
LL R4 par	R4 Par	105.00	1.803	-4.292	2.4	4.656
A1-BI	R1-PAR	101.18	0.413	-2.523	6.1	2.556
R2 - Par	R1-PAR	101.31	0.008	-0.025	2.9	0.026
R3 - Par	R1-PAR	100.91	0.004	-0.011	2.7	0.012
R5 - Par	R1-PAR	100.99	0.004	-0.011	2.8	0.012
PM-0471 S	R1-PAR	100.00	0.001	-0.005	4.3	0.005
PM-0472 S	R1-PAR	100.00	0.001	-0.007	5.1	0.007
PM-0841	R1-PAR	100.00	0.001	-0.007	5.4	0.008
PM-0403 S	R1-PAR	100.00	0.001	-0.004	4.3	0.004
PM-0310 S	R1-PAR	100.00	0.001	-0.004	4.3	0.004
PM-0306 S	R1-PAR	100.00	0.001	-0.007	5.1	0.007
PM-0304 S	R1-PAR	100.00	0.001	-0.007	5.1	0.007
PM-0842	R1-PAR	100.00	0.001	-0.008	5.4	0.008
PM-0301S	R1-PAR	105.00	0.002	-0.009	5.4	0.009
PM-0107 S	R1-PAR	100.00	0.001	-0.004	4.3	0.004
PM-0106 S	R1-PAR	100.00	0.002	-0.016	6.8	0.016
Bus40	A1-BI	101.19	0.003	-0.007	2.5	0.008
C2- Par	A1-BI	101.26	0.051	-0.197	3.9	0.203
M - Par	A1-BI	101.23	0.014	-0.034	2.5	0.037
N1 - Par	A1-BI	101.22	0.024	-0.082	3.4	0.085
Bus27	A1-BI	103.21	0.019	-0.237	12.4	0.238
Bus39	A1 - BII	96.37	0.003	-0.007	2.4	0.008
C2-Impar	A1 - BII	101.27	0.075	-0.209	2.8	0.222
D - Impar	A1 - BII	101.32	0.028	-0.096	3.5	0.100
M - Impar	A1 - BII	101.21	0.010	-0.024	2.5	0.026
N1 - Impar	A1 - BII	101.22	0.024	-0.079	3.3	0.082
R1- IMPAR	A1 - BII	101.21	0.035	-0.116	3.3	0.121

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **R4 Par**

Nominal kV = 0.400
Voltage c Factor = 1.05 (User-Defined)
Peak Value = 100.494 kA Method C
Steady State = 39.108 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
Bus8	A1 - BII	101.19	0.001	-0.002	2.2	0.003
Bus25	A1 - BII	98.16	0.021	-0.259	12.2	0.260
Bus23	A1 - BII	98.11	0.012	-0.245	19.9	0.246
TG-4001	A1 - BII	100.00	0.022	-0.336	15.4	0.336
TG-4003	A1 - BII	100.00	0.025	-0.392	15.4	0.393
MCC A3 - Par	A2 - Par	96.85	0.006	-0.015	2.5	0.017
PM 4401A1	A2 - Par	100.00	0.004	-0.021	6.0	0.022
CM 4301E1	A2 - Par	100.00	0.002	-0.009	4.7	0.009
BM 4001A1	A2 - Par	100.00	0.002	-0.007	4.4	0.007
PM 4001D1	A2 - Par	100.00	0.002	-0.011	5.0	0.011
CM 4301B1	A2 - Par	100.00	0.002	-0.009	4.7	0.009
PM 48409B1	A2 - Par	100.00	0.003	-0.018	5.5	0.018
MCC A3 - Impar	A2 - Impar	96.87	0.006	-0.016	2.5	0.017
BM 4001G1	A2 - Impar	100.00	0.001	-0.005	4.0	0.005
BM 40001H1	A2 - Impar	100.00	0.001	-0.005	4.0	0.005
BM 4001C1	A2 - Impar	100.00	0.002	-0.007	4.4	0.007
BM 4001D.1	A2 - Impar	100.00	0.002	-0.007	4.4	0.007
PM 4001E1	A2 - Impar	100.00	0.002	-0.011	5.0	0.011
CM 4301A1	A2 - Impar	100.00	0.002	-0.009	4.7	0.009
PM 4402A1	A2 - Impar	100.00	0.002	-0.009	4.7	0.009
PM 4401E1	A2 - Impar	100.00	0.003	-0.018	5.5	0.018
PM 4401B1	A2 - Impar	100.00	0.003	-0.018	5.5	0.018
PM 48409A1	A2 - Impar	100.00	0.002	-0.009	5.0	0.009
H1BT - impar	H1-MT	101.18	0.000	0.000	999.9	0.000
H1BT - par	H1-MT	101.18	0.000	0.000	999.9	0.000
LL R2 - PAR	R2 - Par	105.00	0.127	-0.372	2.9	0.393
LL R3 par	R3 - Par	105.00	0.062	-0.170	2.7	0.181
LL R5 par	R5 - Par	105.00	0.060	-0.167	2.8	0.178

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **R4 Par**

Nominal kV	=	0.400	
Voltage c Factor	=	1.05	(User-Defined)
Peak Value	=	100.494	kA Method C
Steady State	=	39.108	kA rms

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.01	44.487	57.353	36.198
0.02	44.123	49.053	21.433
0.03	43.705	45.447	12.463
0.04	43.302	43.904	7.247
0.05	42.917	43.143	4.405
0.06	42.733	42.811	2.584
0.07	42.554	42.581	1.516
0.08	42.379	42.389	0.889
0.09	42.209	42.213	0.522
0.10	42.044	42.046	0.322
0.15	41.712	41.712	0.023
0.20	41.398	41.398	0.002
0.25	41.103	41.103	0.000
0.30	41.103	41.103	0.000

3-Phase fault at bus: **R5 - Par**

Nominal kV = 0.400
Voltage c Factor = 1.05 (User-Defined)
Peak Value = 101.174 kA Method C
Steady State = 39.388 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
R5 - Par	Total	0.00	8.525	-44.308	5.2	45.120
R1-PAR	R5 - Par	100.53	6.721	-40.015	6.0	40.576
LL R5 par	R5 - Par	105.00	1.803	-4.292	2.4	4.656
A1-BI	R1-PAR	101.15	0.416	-2.541	6.1	2.575
R2 - Par	R1-PAR	101.28	0.009	-0.025	2.9	0.026
R3 - Par	R1-PAR	100.88	0.004	-0.011	2.7	0.012
R4 Par	R1-PAR	100.97	0.004	-0.011	2.8	0.012
PM-0471 S	R1-PAR	100.00	0.001	-0.005	4.3	0.005
PM-0472 S	R1-PAR	100.00	0.001	-0.007	5.1	0.007
PM-0841	R1-PAR	100.00	0.001	-0.008	5.4	0.008
PM-0403 S	R1-PAR	100.00	0.001	-0.004	4.3	0.004
PM-0310 S	R1-PAR	100.00	0.001	-0.004	4.3	0.004
PM-0306 S	R1-PAR	100.00	0.001	-0.007	5.1	0.007
PM-0304 S	R1-PAR	100.00	0.001	-0.007	5.1	0.007
PM-0842	R1-PAR	100.00	0.002	-0.008	5.4	0.008
PM-0301S	R1-PAR	105.00	0.002	-0.009	5.4	0.009
PM-0107 S	R1-PAR	100.00	0.001	-0.004	4.3	0.004
PM-0106 S	R1-PAR	100.00	0.002	-0.016	6.8	0.016
Bus40	A1-BI	101.16	0.003	-0.007	2.5	0.008
C2- Par	A1-BI	101.23	0.051	-0.198	3.9	0.205
M - Par	A1-BI	101.20	0.014	-0.034	2.5	0.037
N1 - Par	A1-BI	101.19	0.024	-0.082	3.4	0.086
Bus27	A1-BI	103.20	0.019	-0.239	12.4	0.240
Bus39	A1 - BII	96.34	0.003	-0.007	2.4	0.008
C2-Impar	A1 - BII	101.24	0.076	-0.210	2.8	0.224
D - Impar	A1 - BII	101.30	0.028	-0.097	3.5	0.101
M - Impar	A1 - BII	101.18	0.010	-0.024	2.5	0.026
N1 - Impar	A1 - BII	101.19	0.024	-0.079	3.3	0.083
R1- IMPAR	A1 - BII	101.18	0.036	-0.117	3.3	0.122

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **R5 - Par**

Nominal kV = 0.400
Voltage c Factor = 1.05 (User-Defined)
Peak Value = 101.174 kA Method C
Steady State = 39.388 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
Bus8	A1 - BII	101.16	0.001	-0.002	2.2	0.003
Bus25	A1 - BII	98.14	0.021	-0.261	12.2	0.261
Bus23	A1 - BII	98.10	0.012	-0.247	19.9	0.248
TG-4001	A1 - BII	100.00	0.022	-0.338	15.4	0.339
TG-4003	A1 - BII	100.00	0.026	-0.395	15.4	0.396
MCC A3 - Par	A2 - Par	96.83	0.006	-0.016	2.5	0.017
PM 4401A1	A2 - Par	100.00	0.004	-0.022	6.0	0.022
CM 4301E1	A2 - Par	100.00	0.002	-0.009	4.7	0.009
BM 4001A1	A2 - Par	100.00	0.002	-0.007	4.4	0.007
PM 4001D1	A2 - Par	100.00	0.002	-0.011	5.0	0.011
CM 4301B1	A2 - Par	100.00	0.002	-0.009	4.7	0.009
PM 48409B1	A2 - Par	100.00	0.003	-0.018	5.5	0.018
MCC A3 - Impar	A2 - Impar	96.85	0.006	-0.016	2.5	0.017
BM 4001G1	A2 - Impar	100.00	0.001	-0.005	4.0	0.005
BM 40001H1	A2 - Impar	100.00	0.001	-0.005	4.0	0.005
BM 4001C1	A2 - Impar	100.00	0.002	-0.007	4.4	0.007
BM 4001D.1	A2 - Impar	100.00	0.002	-0.007	4.4	0.007
PM 4001E1	A2 - Impar	100.00	0.002	-0.011	5.0	0.011
CM 4301A1	A2 - Impar	100.00	0.002	-0.009	4.7	0.009
PM 4402A1	A2 - Impar	100.00	0.002	-0.009	4.7	0.009
PM 4401E1	A2 - Impar	100.00	0.003	-0.018	5.5	0.018
PM 4401B1	A2 - Impar	100.00	0.003	-0.018	5.5	0.018
PM 48409A1	A2 - Impar	100.00	0.002	-0.009	5.0	0.010
H1BT - impar	H1-MT	101.15	0.000	0.000	999.9	0.000
H1BT - par	H1-MT	101.15	0.000	0.000	999.9	0.000
LL R2 - PAR	R2 - Par	105.00	0.128	-0.374	2.9	0.396
LL R3 par	R3 - Par	105.00	0.063	-0.172	2.7	0.183
LL R4 par	R4 Par	105.00	0.061	-0.168	2.8	0.179

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **R5 - Par**

Nominal kV	=	0.400	
Voltage c Factor	=	1.05	(User-Defined)
Peak Value	=	101.174	kA Method C
Steady State	=	39.388	kA rms

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.01	44.785	57.743	36.449
0.02	44.421	49.388	21.585
0.03	44.003	45.759	12.554
0.04	43.600	44.207	7.302
0.05	43.215	43.442	4.439
0.06	43.031	43.110	2.604
0.07	42.852	42.879	1.528
0.08	42.677	42.687	0.897
0.09	42.507	42.511	0.526
0.10	42.342	42.344	0.324
0.15	42.010	42.010	0.023
0.20	41.696	41.696	0.002
0.25	41.401	41.401	0.000
0.30	41.401	41.401	0.000

3-Phase fault at bus: **R5 _ Impar**

Nominal kV = 0.400
Voltage c Factor = 1.05 (User-Defined)
Peak Value = 99.301 kA Method C
Steady State = 39.108 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
R5 _ Impar	Total	0.00	8.224	-43.416	5.3	44.188
R1- IMPAR	R5 _ Impar	100.56	6.672	-39.723	6.0	40.279
LL R5 impar	R5 _ Impar	105.00	1.552	-3.693	2.4	4.006
A1 - BII	R1- IMPAR	101.18	0.413	-2.521	6.1	2.554
R2 - Impar	R1- IMPAR	101.31	0.008	-0.025	2.9	0.026
R3 - Impar	R1- IMPAR	100.91	0.004	-0.011	2.7	0.012
R4 - Impar	R1- IMPAR	101.08	0.005	-0.013	2.8	0.014
PM-0106 A	R1- IMPAR	100.00	0.002	-0.016	6.8	0.016
PM-0107 A	R1- IMPAR	100.00	0.001	-0.004	4.3	0.004
PM-0301A	R1- IMPAR	105.00	0.002	-0.009	5.4	0.009
PM-840	R1- IMPAR	100.00	0.001	-0.008	5.4	0.008
PM-0304 A	R1- IMPAR	100.00	0.001	-0.007	5.1	0.007
PM-0306 A	R1- IMPAR	100.00	0.001	-0.007	5.1	0.007
PM-0310 A	R1- IMPAR	100.00	0.001	-0.004	4.3	0.004
PM-0403A	R1- IMPAR	100.00	0.001	-0.004	4.3	0.004
PM-0472 A	R1- IMPAR	100.00	0.001	-0.007	5.1	0.007
PM-0471A	R1- IMPAR	100.00	0.001	-0.005	4.3	0.005
PM-0302	R1- IMPAR	100.00	0.001	-0.007	5.4	0.008
Bus39	A1 - BII	96.37	0.003	-0.007	2.4	0.008
C2-Impar	A1 - BII	101.27	0.075	-0.209	2.8	0.222
D - Impar	A1 - BII	101.33	0.028	-0.096	3.5	0.100
M - Impar	A1 - BII	101.21	0.010	-0.024	2.5	0.026
N1 - Impar	A1 - BII	101.22	0.024	-0.079	3.3	0.082
Bus8	A1 - BII	101.19	0.001	-0.002	2.2	0.003
Bus25	A1 - BII	98.16	0.021	-0.259	12.2	0.259
Bus23	A1 - BII	98.11	0.012	-0.245	20.0	0.246
TG-4001	A1 - BII	100.00	0.022	-0.335	15.5	0.336
TG-4003	A1 - BII	100.00	0.025	-0.392	15.5	0.393
MCC A3 - Par	A2 - Par	96.85	0.006	-0.015	2.5	0.017

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **R5 _ Impar**

Nominal kV = 0.400
Voltage c Factor = 1.05 (User-Defined)
Peak Value = 99.301 kA Method C
Steady State = 39.108 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
PM 4401A1	A2 - Par	100.00	0.004	-0.021	6.0	0.022
CM 4301E1	A2 - Par	100.00	0.002	-0.009	4.7	0.009
BM 4001A1	A2 - Par	100.00	0.002	-0.007	4.4	0.007
PM 4001D1	A2 - Par	100.00	0.002	-0.011	5.0	0.011
CM 4301B1	A2 - Par	100.00	0.002	-0.009	4.7	0.009
PM 48409B1	A2 - Par	100.00	0.003	-0.018	5.5	0.018
MCC A3 - Impar	A2 - Impar	96.87	0.006	-0.016	2.5	0.017
BM 4001G1	A2 - Impar	100.00	0.001	-0.005	4.0	0.005
BM 40001H1	A2 - Impar	100.00	0.001	-0.005	4.0	0.005
BM 4001C1	A2 - Impar	100.00	0.002	-0.007	4.4	0.007
BM 4001D.1	A2 - Impar	100.00	0.002	-0.007	4.4	0.007
PM 4001E1	A2 - Impar	100.00	0.002	-0.011	5.0	0.011
CM 4301A1	A2 - Impar	100.00	0.002	-0.009	4.7	0.009
PM 4402A1	A2 - Impar	100.00	0.002	-0.009	4.7	0.009
PM 4401E1	A2 - Impar	100.00	0.003	-0.018	5.5	0.018
PM 4401B1	A2 - Impar	100.00	0.003	-0.018	5.5	0.018
PM 48409A1	A2 - Impar	100.00	0.002	-0.009	5.0	0.009
Bus40	A1-BI	101.19	0.003	-0.007	2.5	0.008
C2- Par	A1-BI	101.26	0.051	-0.196	3.9	0.203
M - Par	A1-BI	101.23	0.014	-0.034	2.5	0.037
N1 - Par	A1-BI	101.22	0.024	-0.082	3.4	0.085
R1-PAR	A1-BI	101.21	0.035	-0.115	3.3	0.120
Bus27	A1-BI	103.21	0.019	-0.237	12.4	0.238
H1BT - impar	H1-MT	101.18	0.000	0.000	999.9	0.000
H1BT - par	H1-MT	101.18	0.000	0.000	999.9	0.000
LL R2 - impar	R2 - Impar	105.00	0.127	-0.372	2.9	0.393
LL R3 impar	R3 - Impar	105.00	0.062	-0.171	2.7	0.182
LL R4 impar	R4 - Impar	105.00	0.070	-0.197	2.8	0.209

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **R5 _ Impar**

Nominal kV	=	0.400	
Voltage c Factor	=	1.05	(User-Defined)
Peak Value	=	99.301	kA Method C
Steady State	=	39.108	kA rms

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.01	43.900	56.689	35.867
0.02	43.569	48.483	21.269
0.03	43.210	44.956	12.408
0.04	42.864	43.471	7.239
0.05	42.534	42.760	4.398
0.06	42.376	42.455	2.587
0.07	42.222	42.249	1.522
0.08	42.072	42.081	0.895
0.09	41.926	41.929	0.526
0.10	41.784	41.786	0.324
0.15	41.500	41.500	0.023
0.20	41.231	41.231	0.002
0.25	40.978	40.978	0.000
0.30	40.978	40.978	0.000

3-Phase fault at bus: **Santa Cruz do Bispo**

B1

Nominal kV = 60.000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
Peak Value = 53.043 kA Method C
Steady State = 27.784 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
Santa Cruz do Bispo B1	Total	0.00	16.943	-23.743	1.4	29.168
PC 60 kV_BARRAS I	Santa Cruz do Bispo B1	4.88	0.297	-3.697	12.4	3.709
EDP	Santa Cruz do Bispo B1	102.01	16.349	-16.349	1.0	23.121
PC 60 kV_BARRAS II	Santa Cruz do Bispo B2	4.88	0.297	-3.697	12.4	3.709
P511	PC 60 kV_BARRAS I	6.33	0.111	-2.563	23.2	2.566
Bus71	PC 60 kV_BARRAS I	4.81	0.140	-0.511	3.6	0.530
Bus6	PC 60 kV_BARRAS I	5.12	0.049	-0.605	12.3	0.607
P512	PC 60 kV_BARRAS II	6.33	0.111	-2.563	23.2	2.566
Bus70	PC 60 kV_BARRAS II	4.83	0.139	-0.596	4.3	0.612
Bus5	PC 60 kV_BARRAS II	5.10	0.044	-0.555	12.5	0.557
Bus16	P511	45.85	0.111	-2.563	23.2	2.566
A'1 - Impar	Bus71	26.87	0.140	-0.511	3.6	0.530
Bus25	Bus6	43.44	0.049	-0.605	12.3	0.607
Bus17	P512	45.85	0.111	-2.563	23.2	2.566
A' 1 - Par	Bus70	30.33	0.139	-0.596	4.3	0.612
Bus27	Bus5	42.22	0.044	-0.555	12.5	0.557
Santa Cruz do Bispo B2	Santa Cruz do Bispo B1	0.00	0.297	-3.697	12.4	3.709

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.01	28.935	33.132	16.139
0.02	28.837	32.620	15.247
0.03	28.721	30.180	9.269
0.04	28.590	29.140	5.635
0.05	28.456	29.720	8.573
0.06	28.401	29.083	6.262
0.07	28.346	28.712	4.573
0.08	28.290	28.487	3.340

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **Santa Cruz do Bispo**

B1

Nominal kV	=	60.000	
Voltage c Factor	=	1.10	(User-Defined)
Peak Value	=	53.043	kA Method C
Steady State	=	27.784	kA rms

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.09	28.235	28.340	2.440
0.10	28.179	28.498	4.251
0.15	28.076	28.109	1.365
0.20	27.972	27.976	0.438
0.25	27.869	27.870	0.141
0.30	27.869	27.869	0.045

3-Phase fault at bus: **Santa Cruz do Bispo**

B2

Nominal kV = 60.000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
Peak Value = 53.043 kA Method C
Steady State = 27.784 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
Santa Cruz do Bispo B2	Total	0.00	16.943	-23.743	1.4	29.168
PC 60 kV_BARRAS II	Santa Cruz do Bispo B2	4.88	0.297	-3.697	12.4	3.709
PC 60 kV_BARRAS I	Santa Cruz do Bispo B1	4.88	0.297	-3.697	12.4	3.709
EDP	Santa Cruz do Bispo B1	102.01	16.349	-16.349	1.0	23.121
P512	PC 60 kV_BARRAS II	6.33	0.111	-2.563	23.2	2.566
Bus70	PC 60 kV_BARRAS II	4.83	0.139	-0.596	4.3	0.612
Bus5	PC 60 kV_BARRAS II	5.10	0.044	-0.555	12.5	0.557
P511	PC 60 kV_BARRAS I	6.33	0.111	-2.563	23.2	2.566
Bus71	PC 60 kV_BARRAS I	4.81	0.140	-0.511	3.6	0.530
Bus6	PC 60 kV_BARRAS I	5.12	0.049	-0.605	12.3	0.607
Bus17	P512	45.85	0.111	-2.563	23.2	2.566
A' 1 - Par	Bus70	30.33	0.139	-0.596	4.3	0.612
Bus27	Bus5	42.22	0.044	-0.555	12.5	0.557
Bus16	P511	45.85	0.111	-2.563	23.2	2.566
A'1 - Impar	Bus71	26.87	0.140	-0.511	3.6	0.530
Bus25	Bus6	43.44	0.049	-0.605	12.3	0.607
Santa Cruz do Bispo B1	Santa Cruz do Bispo B2	0.00	16.646	-20.046	1.2	26.056

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.01	28.935	33.132	16.139
0.02	28.837	32.620	15.247
0.03	28.721	30.180	9.269
0.04	28.590	29.140	5.635
0.05	28.456	29.720	8.573
0.06	28.401	29.083	6.262
0.07	28.346	28.712	4.573
0.08	28.290	28.487	3.340

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **Santa Cruz do Bispo**

B2

Nominal kV = 60.000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
Peak Value = 53.043 kA Method C
Steady State = 27.784 kA rms

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.09	28.235	28.340	2.440
0.10	28.179	28.498	4.251
0.15	28.076	28.109	1.365
0.20	27.972	27.976	0.438
0.25	27.869	27.870	0.141
0.30	27.869	27.869	0.045

3-Phase fault at bus: **W3 - Impar**

Nominal kV = 0.400
Voltage c Factor = 1.05 (User-Defined)
Peak Value = 56.888 kA Method C
Steady State = 27.608 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
W3 - Impar	Total	0.00	10.459	-28.095	2.7	29.978
Bus10	W3 - Impar	13.67	9.740	-26.386	2.7	28.126
LL W3 - Impar	W3 - Impar	105.00	0.718	-1.709	2.4	1.854
Bus9	Bus10	101.67	9.740	-26.386	2.7	28.126
C2-Impar	Bus9	107.17	0.618	-1.675	2.7	1.786

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.01	29.687	32.507	13.243
0.02	29.509	29.802	4.172
0.03	29.336	29.365	1.309
0.04	29.170	29.173	0.411
0.05	29.013	29.013	0.131
0.06	28.937	28.937	0.041
0.07	28.863	28.863	0.013
0.08	28.791	28.791	0.004
0.09	28.721	28.721	0.001
0.10	28.653	28.653	0.000
0.15	28.523	28.523	0.000
0.20	28.399	28.399	0.000
0.25	28.284	28.284	0.000
0.30	28.284	28.284	0.000

3-Phase fault at bus: **W3 - Par**

Nominal kV	=	0.400	
Voltage c Factor	=	1.05	(User-Defined)
Peak Value	=	60.157	kA Method C
Steady State	=	27.608	kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
W3 - Par	Total	0.00	11.146	-29.734	2.7	31.755
Bus12	W3 - Par	13.66	9.737	-26.381	2.7	28.121
LL W3 - PAR	W3 - Par	105.00	1.409	-3.353	2.4	3.637
Bus11	Bus12	101.65	9.737	-26.381	2.7	28.121
C2- Par	Bus11	107.15	0.618	-1.675	2.7	1.785

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.01	31.433	34.381	13.929
0.02	31.075	31.380	4.359
0.03	30.728	30.758	1.358
0.04	30.394	30.397	0.423
0.05	30.075	30.075	0.134
0.06	29.922	29.922	0.042
0.07	29.773	29.773	0.013
0.08	29.628	29.628	0.004
0.09	29.486	29.486	0.001
0.10	29.349	29.349	0.000
0.15	29.077	29.077	0.000
0.20	28.819	28.819	0.000
0.25	28.577	28.577	0.000
0.30	28.577	28.577	0.000

3-Phase fault at bus: **W7**

Nominal kV = 0.400
Voltage c Factor = 1.05 (User-Defined)
Peak Value = 57.733 kA Method C
Steady State = 24.981 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
W7	Total	0.00	4.364	-25.094	5.8	25.471
Bus15	W7	101.75	4.364	-25.094	5.8	25.471
C2- Par	Bus15	102.08	0.291	-1.673	5.8	1.698
A1-BI	C2- Par	102.62	0.275	-1.514	5.5	1.539
Bus11	C2- Par	97.22	0.001	-0.005	3.6	0.005
C4- Par	C2- Par	102.49	0.003	-0.014	4.1	0.014
PM-1402A	C2- Par	100.00	0.000	-0.004	21.0	0.004
PM-1610 B	C2- Par	100.00	0.001	-0.007	12.0	0.007
CM 1201B2	C2- Par	100.00	0.001	-0.006	10.6	0.006
PM1401B	C2- Par	100.00	0.000	-0.004	10.3	0.004
CM 3701	C2- Par	100.00	0.001	-0.017	30.7	0.017
CM 3701/2B2	C2- Par	100.00	0.007	-0.039	5.8	0.040
CM 1401.2B	C2- Par	100.00	0.001	-0.005	9.8	0.005
PM 3761B	C2- Par	105.00	0.001	-0.017	26.0	0.017
PM 3762 B	C2- Par	105.00	0.000	-0.004	26.0	0.004
CM-1601 C	C2- Par	100.00	0.000	-0.013	30.7	0.013
CM-1601 B	C2- Par	100.00	0.000	-0.013	30.7	0.013
PM-1201	C2- Par	100.00	0.000	-0.010	30.7	0.010

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.01	25.471	32.967	20.931
0.02	25.471	28.252	12.224
0.03	25.471	26.447	7.121
0.04	25.471	25.806	4.148
0.05	25.471	25.587	2.439
0.06	25.471	25.510	1.423
0.07	25.471	25.484	0.831

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **W7**

Nominal kV	=	0.400	
Voltage c Factor	=	1.05	(User-Defined)
Peak Value	=	57.733	kA Method C
Steady State	=	24.981	kA rms

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.08	25.471	25.475	0.485
0.09	25.471	25.472	0.283
0.10	25.471	25.471	0.167
0.15	25.471	25.471	0.011
0.20	25.471	25.471	0.001
0.25	25.471	25.471	0.000
0.30	25.471	25.471	0.000

3-Phase fault at bus: **Y1 - impar**

Nominal kV = 6.000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
Peak Value = 62.635 kA Method C
Steady State = 22.748 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
Y1 - impar	Total	0.00	6.628	-28.233	4.3	29.001
Bus13	Y1 - impar	0.02	0.177	-0.471	2.7	0.503
A'1 - Impar	Y1 - impar	0.93	6.210	-26.564	4.3	27.280
PM-10102A	Y1 - impar	110.00	0.038	-0.181	4.8	0.185
CM-10101A	Y1 - impar	110.00	0.049	-0.244	4.9	0.249
PM-10004 A	Y1 - impar	110.00	0.051	-0.259	5.0	0.264
PM-10002 A	Y1 - impar	110.00	0.050	-0.240	4.8	0.245
PM-10001A	Y1 - impar	110.00	0.053	-0.274	5.2	0.279
Y2 - impar	Bus13	17.99	0.177	-0.471	2.7	0.503
F- Impar	A'1 - Impar	2.60	0.469	-1.658	3.5	1.723
Quadro Z1	A'1 - Impar	1.48	0.105	-0.373	3.6	0.388
B3 - Impar1	A'1 - Impar	1.43	0.710	-2.296	3.2	2.403
Bus71	A'1 - Impar	90.63	4.926	-22.237	4.5	22.776
LP Y2 - Impar	Y2 - impar	110.00	2.660	-7.063	2.7	7.547
Bus74	F- Impar	2.50	0.174	-0.430	2.5	0.464
PM 6107A1	F- Impar	104.76	0.064	-0.320	5.0	0.326
PM 6109A1	F- Impar	104.76	0.058	-0.282	4.8	0.288
PM 6105A1	F- Impar	104.76	0.036	-0.141	3.9	0.146
PM 3903B1	F- Impar	104.76	0.026	-0.090	3.4	0.094
PM 6108A1	F- Impar	104.76	0.025	-0.086	3.5	0.090
PM 6108D1	F- Impar	104.76	0.025	-0.086	3.5	0.090
PM 6111A1	F- Impar	104.76	0.033	-0.130	3.9	0.134
PM 5151A1	F- Impar	104.76	0.027	-0.093	3.4	0.097
Bus18	Quadro Z1	1.48	0.054	-0.129	2.4	0.139
PM-6117B1	Quadro Z1	110.00	0.051	-0.245	4.8	0.250
Bus75	B3 - Impar1	1.51	0.145	-0.355	2.4	0.384
MCC B2 - Impar	B3 - Impar1	17.89	0.154	-0.401	2.6	0.429
MC B4 - Impar	B3 - Impar1	26.85	0.224	-0.618	2.8	0.657
PM2351B1	B3 - Impar1	104.76	0.027	-0.100	3.7	0.103

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **Y1 - impar**

Nominal kV = 6.000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
Peak Value = 62.635 kA Method C
Steady State = 22.748 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
CM-2302	B3 - Impar1	104.76	0.083	-0.485	5.9	0.492
PM-2101	B3 - Impar1	104.76	0.036	-0.151	4.2	0.155
PM 2054A.1	B3 - Impar1	104.76	0.042	-0.187	4.5	0.192
PC 60 kV_BARRAS I	Bus71	95.47	0.517	-2.335	4.5	2.391

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.01	28.290	35.476	21.405
0.02	27.917	30.694	12.760
0.03	27.475	28.382	7.117
0.04	27.007	27.297	3.970
0.05	26.559	26.701	2.746
0.06	26.344	26.393	1.599
0.07	26.135	26.151	0.931
0.08	25.930	25.936	0.542
0.09	25.732	25.734	0.316
0.10	25.539	25.540	0.239
0.15	25.156	25.156	0.018
0.20	24.793	24.793	0.001
0.25	24.451	24.451	0.000
0.30	24.451	24.451	0.000

3-Phase fault at bus: **Y1 par**

Nominal kV = 6.000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
Peak Value = 65.953 kA Method C
Steady State = 22.748 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
Y1 par	Total	0.00	6.646	-29.520	4.4	30.259
Bus7	Y1 par	0.03	0.175	-0.463	2.7	0.495
A' 1 - Par	Y1 par	0.95	6.164	-27.398	4.4	28.082
PM-10102B	Y1 par	110.00	0.055	-0.281	5.1	0.287
CM-10101B	Y1 par	110.00	0.049	-0.244	4.9	0.249
PM-10004B	Y1 par	110.00	0.072	-0.408	5.7	0.415
PM-10001B	Y1 par	110.00	0.082	-0.490	6.0	0.497
PM-10002B	Y1 par	110.00	0.049	-0.235	4.8	0.240
Y2 - Par	Bus7	17.71	0.175	-0.463	2.7	0.495
F - Par	A' 1 - Par	3.05	0.551	-1.997	3.6	2.072
B3 - Par1	A' 1 - Par	1.63	0.679	-3.174	4.7	3.245
Bus70	A' 1 - Par	90.61	4.934	-22.227	4.5	22.768
LL Y2 - Par	Y2 - Par	110.00	2.622	-6.949	2.7	7.427
Bus72	F - Par	2.93	0.166	-0.440	2.7	0.470
Bus73	F - Par	3.77	0.054	-0.137	2.5	0.147
PM 6109B1	F - Par	104.76	0.059	-0.281	4.8	0.287
PM 6107B1	F - Par	104.76	0.064	-0.314	4.9	0.320
PM-4508	F - Par	110.00	0.058	-0.287	4.9	0.293
PM 5151B1	F - Par	104.76	0.027	-0.093	3.4	0.097
PM 6105B1	F - Par	104.76	0.036	-0.141	3.9	0.146
PM 6108B1	F - Par	104.76	0.025	-0.086	3.4	0.089
PM 6111B1	F - Par	104.76	0.034	-0.129	3.8	0.134
PM 3903A1	F - Par	104.76	0.027	-0.090	3.4	0.093
Bus76	B3 - Par1	1.63	0.000	0.000	999.9	0.000
MCC B2 - Par	B3 - Par1	18.37	0.158	-0.410	2.6	0.439
MCC B4 - Par	B3 - Par1	27.79	0.231	-0.638	2.8	0.678
MOTOR G. AZOTO1	B3 - Par1	104.76	0.038	-0.157	4.2	0.161
CM-2301	B3 - Par1	104.76	0.226	-1.870	8.3	1.883
PM2351A2	B3 - Par1	104.76	0.027	-0.099	3.7	0.103

(Cont.)

3-Phase fault at bus: **Y1 par**

Nominal kV = 6.000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
Peak Value = 65.953 kA Method C
Steady State = 22.748 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
PC 60 kV_BARRAS II	Bus70	95.45	0.518	-2.334	4.5	2.391

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.01	29.521	37.396	22.956
0.02	29.154	32.341	13.999
0.03	28.674	29.771	8.007
0.04	28.088	28.459	4.580
0.05	27.527	27.713	3.206
0.06	27.259	27.326	1.910
0.07	26.997	27.021	1.137
0.08	26.742	26.750	0.677
0.09	26.493	26.497	0.403
0.10	26.252	26.254	0.305
0.15	25.764	25.764	0.026
0.20	25.302	25.302	0.002
0.25	24.866	24.866	0.000
0.30	24.866	24.866	0.000

3-Phase fault at bus: **Y2 - impar**

Nominal kV = 0.400
Voltage c Factor = 1.05 (User-Defined)
Peak Value = 105.980 kA Method C
Steady State = 38.807 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
Y2 - impar	Total	0.00	10.132	-47.082	4.6	48.160
Bus13	Y2 - impar	94.70	6.810	-39.176	5.8	39.764
LP Y2 - Impar	Y2 - impar	105.00	3.322	-7.906	2.4	8.575
Y1 - impar	Bus13	94.79	0.454	-2.612	5.8	2.651
A'1 - Impar	Y1 - impar	94.86	0.438	-2.499	5.7	2.537
PM-10102A	Y1 - impar	105.00	0.003	-0.017	6.7	0.017
CM-10101A	Y1 - impar	105.00	0.003	-0.023	6.9	0.023
PM-10004 A	Y1 - impar	105.00	0.003	-0.024	7.1	0.025
PM-10002 A	Y1 - impar	105.00	0.003	-0.023	6.7	0.023
PM-10001A	Y1 - impar	105.00	0.003	-0.026	7.4	0.026

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.01	47.570	60.351	37.139
0.02	47.346	51.994	21.489
0.03	46.704	48.239	12.070
0.04	45.974	46.471	6.780
0.05	45.274	45.458	4.083
0.06	44.942	45.002	2.325
0.07	44.618	44.638	1.324
0.08	44.302	44.308	0.754
0.09	43.994	43.996	0.430
0.10	43.695	43.696	0.263
0.15	43.074	43.074	0.016
0.20	42.485	42.485	0.001
0.25	41.932	41.932	0.000
0.30	41.932	41.932	0.000

3-Phase fault at bus: **Y2 - Par**

Nominal kV = 0.400
Voltage c Factor = 1.05 (User-Defined)
Peak Value = 106.113 kA Method C
Steady State = 38.798 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
Y2 - Par	Total	0.00	10.062	-47.091	4.7	48.154
Bus7	Y2 - Par	95.07	6.803	-39.334	5.8	39.918
LL Y2 - Par	Y2 - Par	105.00	3.259	-7.757	2.4	8.414
Y1 par	Bus7	95.18	0.454	-2.622	5.8	2.661
A' 1 - Par	Y1 par	95.25	0.433	-2.473	5.7	2.511
PM-10102B	Y1 par	105.00	0.004	-0.025	6.8	0.026
CM-10101B	Y1 par	105.00	0.003	-0.022	6.5	0.022
PM-10004B	Y1 par	105.00	0.005	-0.037	7.8	0.037
PM-10001B	Y1 par	105.00	0.005	-0.044	8.4	0.044
PM-10002B	Y1 par	105.00	0.003	-0.021	6.3	0.021

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.01	47.575	60.438	37.274
0.02	47.355	52.057	21.618
0.03	46.726	48.288	12.180
0.04	46.010	46.519	6.863
0.05	45.323	45.512	4.134
0.06	44.998	45.060	2.361
0.07	44.680	44.700	1.348
0.08	44.370	44.377	0.770
0.09	44.068	44.070	0.440
0.10	43.774	43.775	0.268
0.15	43.165	43.165	0.017
0.20	42.588	42.588	0.001
0.25	42.046	42.046	0.000
0.30	42.046	42.046	0.000

3-Phase fault at bus: **Z2**

Nominal kV = 0.400
Voltage c Factor = 1.05 (User-Defined)
Peak Value = 103.861 kA Method C
Steady State = 43.695 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
Z2	Total	0.00	9.354	-46.117	4.9	47.056
Bus18	Z2	89.81	8.542	-44.184	5.2	45.003
LP BUS Z1	Z2	105.00	0.812	-1.932	2.4	2.096
Quadro Z1	Bus18	89.86	0.569	-2.946	5.2	3.000
A'1 - Impar	Quadro Z1	93.68	0.568	-2.910	5.1	2.965
PM-6117B1	Quadro Z1	105.00	0.002	-0.035	19.2	0.035

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.01	46.773	59.041	36.029
0.02	46.594	50.707	20.007
0.03	46.420	47.698	10.970
0.04	46.253	46.642	6.015
0.05	46.094	46.221	3.421
0.06	46.017	46.056	1.889
0.07	45.943	45.955	1.043
0.08	45.870	45.874	0.576
0.09	45.800	45.801	0.318
0.10	45.731	45.732	0.184
0.15	45.599	45.599	0.010
0.20	45.475	45.475	0.001
0.25	45.358	45.358	0.000
0.30	45.358	45.358	0.000

Short-Circuit Summary Report

3-Phase Fault Currents

Bus		Device		Device Capacity (kA)				Short-Circuit Current (kA)					
				Making									
ID	kV	ID	Type	Peak	Ib sym	Ib asym	Idc	I"k	ip	Ib sym	Ib asym	Idc	Ik
A1 - BII	6.000	A1 - BII	SwtchGear	145.000				77.039	182.928 *				40.830
	6.000	A1-6	CB	145.000	58.000	62.832	24.162	77.039	182.928 *	57.173	65.633 *	32.232 *	
	6.000	A1-5	CB	145.000	58.000	62.832	24.162	77.039	182.928 *	57.173	65.633 *	32.232 *	
	6.000	A1-4	CB	145.000	58.000	62.832	24.162	77.039	182.928 *	57.173	65.633 *	32.232 *	
	6.000	A1-23	CB	145.000	58.000	62.832	24.162	77.039	182.928 *	57.173	65.633 *	32.232 *	
	6.000	A1-3	CB	145.000	58.000	62.832	24.162	77.039	182.928 *	57.173	65.633 *	32.232 *	
	6.000	A1-12	CB	145.000	58.000	62.832	24.162	77.039	182.928 *	57.173	65.633 *	32.232 *	
	6.000	A1-2	CB	145.000	58.000	62.832	24.162	77.039	182.928 *	57.173	65.633 *	32.232 *	
	6.000	A1-11	CB	145.000	58.000	62.832	24.162	77.039	182.928 *	57.173	65.633 *	32.232 *	
	6.000	A1-15	CB	145.000	58.000	62.832	24.162	77.039	182.928 *	57.173	65.633 *	32.232 *	
	6.000	A1-29	CB	145.000	58.000	62.832	24.162	77.039	182.928 *	57.173	65.633 *	32.232 *	
	6.000	A1-10	CB	145.000	58.000	62.832	24.162	77.039	182.928 *	57.173	65.633 *	32.232 *	
	6.000	A1-8	CB	145.000	58.000	62.832	24.162	77.039	182.928 *	57.173	65.633 *	32.232 *	
	6.000	A1-7	CB	145.000	58.000	62.832	24.162	77.039	182.928 *	57.173	65.633 *	32.232 *	
	6.000	H1-1	CB	145.000	58.000	62.832	24.162	77.039	182.928 *	57.173	65.633 *	32.232 *	
	6.000	A1-19	CB	145.000	58.000	62.832	24.162	77.039	182.928 *	57.173	65.633 *	32.232 *	
	6.000	A2-2	CB	145.000	58.000	62.832	24.162	77.039	182.928 *	57.173	65.633 *	32.232 *	
	6.000	A1-9	CB	145.000	58.000	62.832	24.162	77.039	182.928 *	57.173	65.633 *	32.232 *	
	6.000	A2-1	CB	145.000	58.000	62.832	24.162	77.039	182.928 *	57.173	65.633 *	32.232 *	
	6.000	A1-13	CB	145.000	58.000	62.832	24.162	77.039	182.928 *	57.173	65.633 *	32.232 *	
A'1 - Impar	6.000	A'1 - Impar	SwtchGear	125.000				29.193	63.336				22.882
	6.000	A'1-1	CB	125.000	50.000	52.180	14.925	29.193	63.336	26.297	26.317	1.031	
	6.000	A'1-9	CB	125.000	50.000	52.180	14.925	29.193	63.336	26.297	26.317	1.031	
	6.000	A'1-5	CB	125.000	50.000	52.180	14.925	29.193	63.336	26.297	26.317	1.031	
	6.000	A'1-3	CB	125.000	50.000	52.180	14.925	29.193	63.336	26.297	26.317	1.031	
	6.000	A'1-11	CB	125.000	50.000	52.180	14.925	29.193	63.336	26.297	26.317	1.031	
	6.000	A'1-7	CB	125.000	50.000	52.180	14.925	29.193	63.336	26.297	26.317	1.031	
A' 1 - Par	6.000	A' 1 - Par	SwtchGear	125.000				30.462	66.705				22.882
	6.000	A'1-2	CB	125.000	50.000	52.180	14.925	30.462	66.705	27.165	27.194	1.262	
	6.000	A'1-8	CB	125.000	50.000	52.180	14.925	30.462	66.705	27.165	27.194	1.262	
	6.000	A'1-4	CB	125.000	50.000	52.180	14.925	30.462	66.705	27.165	27.194	1.262	
	6.000	A'1-10	CB	125.000	50.000	52.180	14.925	30.462	66.705	27.165	27.194	1.262	
	6.000	A'1-6	CB	125.000	50.000	52.180	14.925	30.462	66.705	27.165	27.194	1.262	
A1-BI	6.000	A1-BI	SwtchGear	145.000				77.039	182.928 *				40.830
	6.000	A1-13	CB	145.000	58.000	62.832	24.162	77.039	182.928 *	57.173	65.633 *	32.232 *	

3-Phase Fault Currents

Bus		Device		Device Capacity (kA)				Short-Circuit Current (kA)					
				Making									
ID	kV	ID	Type	Peak	Ib sym	Ib asym	Idc	I"k	ip	Ib sym	Ib asym	Idc	Ik
A1-BI	6.000	A1-16	CB	145.000	58.000	62.832	24.162	77.039	182.928 *	57.173	65.633 *	32.232 *	
	6.000	A1-25	CB	145.000	58.000	62.832	24.162	77.039	182.928 *	57.173	65.633 *	32.232 *	
	6.000	A1-20	CB	145.000	58.000	62.832	24.162	77.039	182.928 *	57.173	65.633 *	32.232 *	
	6.000	A1-21	CB	145.000	58.000	62.832	24.162	77.039	182.928 *	57.173	65.633 *	32.232 *	
	6.000	A1-26	CB	145.000	58.000	62.832	24.162	77.039	182.928 *	57.173	65.633 *	32.232 *	
	6.000	A1-28	CB	145.000	58.000	62.832	24.162	77.039	182.928 *	57.173	65.633 *	32.232 *	
	6.000	A1-18	CB	145.000	58.000	62.832	24.162	77.039	182.928 *	57.173	65.633 *	32.232 *	
A2 - Impar	6.000	A2 - Impar	SwtchGear	50.000				77.039	182.928 *				40.830
	6.000	A2-1	CB	145.000	58.000	62.832	24.162	77.039	182.928 *	57.173	65.633 *	32.232 *	
	6.000	A1-9	CB	145.000	58.000	62.832	24.162	77.039	182.928 *	57.173	65.633 *	32.232 *	
	6.000	A2-7	CB	145.000	58.000	62.832	24.162	77.039	182.928 *	57.173	65.633 *	32.232 *	
	6.000	A2-11	CB	145.000	58.000	62.832	24.162	77.039	182.928 *	57.173	65.633 *	32.232 *	
	6.000	A2-13	CB	145.000	58.000	62.832	24.162	77.039	182.928 *	57.173	65.633 *	32.232 *	
	6.000	A2-9	CB	145.000	58.000	62.832	24.162	77.039	182.928 *	57.173	65.633 *	32.232 *	
	6.000	A2-15	CB	145.000	58.000	62.832	24.162	77.039	182.928 *	57.173	65.633 *	32.232 *	
	6.000	A2-17	CB	145.000	58.000	62.832	24.162	77.039	182.928 *	57.173	65.633 *	32.232 *	
	6.000	A2-19	CB	145.000	58.000	62.832	24.162	77.039	182.928 *	57.173	65.633 *	32.232 *	
	6.000	A2-21	CB	145.000	58.000	62.832	24.162	77.039	182.928 *	57.173	65.633 *	32.232 *	
	6.000	A2-25	CB	145.000	58.000	62.832	24.162	77.039	182.928 *	57.173	65.633 *	32.232 *	
	6.000	A2-23	CB	145.000	58.000	62.832	24.162	77.039	182.928 *	57.173	65.633 *	32.232 *	
	6.000	A2-3	CB	145.000	58.000	62.832	24.162	77.039	182.928 *	57.173	65.633 *	32.232 *	
A2 - Par	6.000	A2 - Par	SwtchGear	50.000				77.039	182.928 *				40.830
	6.000	A2-2	CB	145.000	58.000	62.832	24.162	77.039	182.928 *	57.173	65.633 *	32.232 *	
	6.000	A1-19	CB	145.000	58.000	62.832	24.162	77.039	182.928 *	57.173	65.633 *	32.232 *	
	6.000	A2-18	CB	145.000	58.000	62.832	24.162	77.039	182.928 *	57.173	65.633 *	32.232 *	
	6.000	A2-16	CB	145.000	58.000	62.832	24.162	77.039	182.928 *	57.173	65.633 *	32.232 *	
	6.000	A2-14	CB	145.000	58.000	62.832	24.162	77.039	182.928 *	57.173	65.633 *	32.232 *	
	6.000	A2-12	CB	145.000	58.000	62.832	24.162	77.039	182.928 *	57.173	65.633 *	32.232 *	
	6.000	A2-10	CB	145.000	58.000	62.832	24.162	77.039	182.928 *	57.173	65.633 *	32.232 *	
	6.000	A2-8	CB	145.000	58.000	62.832	24.162	77.039	182.928 *	57.173	65.633 *	32.232 *	
	6.000	A2-4	CB	145.000	58.000	58.677	8.889	77.039	182.928 *	50.410	53.187	16.959 *	
B3 - Impar1	6.000	B3 - Impar1	SwtchBoard	70.000				28.137	59.372				22.099
	6.000	B3-1	CB	145.000	58.000	58.677	8.889	28.137	59.372	24.819	24.819	0.111	
	6.000	B3-5	CB	145.000	58.000	58.677	8.889	28.137	59.372	24.819	24.819	0.111	
	6.000	B3-3	CB	145.000	58.000	58.677	8.889	28.137	59.372	24.819	24.819	0.111	
	6.000	B3-7	CB	145.000	58.000	58.677	8.889	28.137	59.372	24.819	24.819	0.111	
B3 - Par1	6.000	B3 - Par1	SwtchBoard	70.000				29.373	62.642				22.099

3-Phase Fault Currents

Bus		Device		Device Capacity (kA)				Short-Circuit Current (kA)					
				Making									
ID	kV	ID	Type	Peak	Ib sym	Ib asym	Idc	I"k	ip	Ib sym	Ib asym	Idc	Ik
B3 - Par1	6.000	B3-2	CB	145.000	58.000	58.677	8.889	29.373	62.642	25.520	25.521	0.172	
	6.000	B3-6	CB	145.000	58.000	58.677	8.889	29.373	62.642	25.520	25.521	0.172	
	6.000	B3-14.2	CB	0.000	50.000	75.537	56.621	29.373	62.642 *	28.671	35.453	20.854	
	6.000	B3-12	CB	145.000	58.000	58.677	8.889	29.373	62.642	25.520	25.521	0.172	
	6.000	B3-14.1	CB	145.000	58.000	58.677	8.889	29.373	62.642	25.520	25.521	0.172	
	6.000	B3-8	CB	145.000	58.000	58.677	8.889	29.373	62.642	25.520	25.521	0.172	
	6.000	B3-4	CB	145.000	58.000	58.677	8.889	29.373	62.642	25.520	25.521	0.172	
C2- Par	6.000	C2- Par	SwtchBoard	70.000				63.440	129.740 *				36.459
	6.000	C2-2	CB	125.000	50.000	52.180	14.925	63.440	129.740 *	49.149 #	49.158 #	0.955	
	6.000	C2-6	CB	125.000	50.000	52.180	14.925	63.440	129.740 *	49.149 #	49.158 #	0.955	
	6.000	C2-4	CB	125.000	50.000	52.180	14.925	63.440	129.740 *	49.149 #	49.158 #	0.955	
	6.000	Fuse-C2-32	Fuse		50.000	66.539		63.440	129.740	59.950 *	72.005 *	39.884	
	6.000	Fuse-C2-12	Fuse		50.000	66.539		63.440	129.740	59.950 *	72.005 *	39.884	
	6.000	Fuse-C2-10	Fuse		50.000	66.539		63.440	129.740	59.950 *	72.005 *	39.884	
	6.000	Fuse-C2-28	Fuse		50.000	66.539		63.440	129.740	59.950 *	72.005 *	39.884	
	6.000	Fuse-C2-30	Fuse		50.000	66.539		63.440	129.740	59.950 *	72.005 *	39.884	
	6.000	Fuse-C2-26	Fuse		50.000	66.539		63.440	129.740	59.950 *	72.005 *	39.884	
	6.000	C2-18	CB	125.000	50.000	52.180	14.925	63.440	129.740 *	49.149 #	49.158 #	0.955	
C2-Impar	6.000	C2-Impar	SwtchBoard	70.000				63.799	130.042 *				36.459
	6.000	C2-1	CB	125.000	50.000	52.180	14.925	63.799	130.042 *	49.282 #	49.290 #	0.884	
	6.000	C2-7	CB	125.000	50.000	52.180	14.925	63.799	130.042 *	49.282 #	49.290 #	0.884	
	6.000	Fuse-C2-21	Fuse		50.000	66.539		63.799	130.042	60.264 *	72.098 *	39.576	
	6.000	Fuse-C2-13	Fuse		50.000	66.539		63.799	130.042	60.264 *	72.098 *	39.576	
	6.000	Fuse-C2-15	Fuse		50.000	66.539		63.799	130.042	60.264 *	72.098 *	39.576	
	6.000	Fuse-C2-11	Fuse		50.000	66.539		63.799	130.042	60.264 *	72.098 *	39.576	
	6.000	Fuse-C2-3	Fuse		50.000	66.539		63.799	130.042	60.264 *	72.098 *	39.576	
	6.000	Fuse-C2-5	Fuse		50.000	66.539		63.799	130.042	60.264 *	72.098 *	39.576	
	6.000	Fuse-C2-17	Fuse		50.000	66.539		63.799	130.042	60.264 *	72.098 *	39.576	
	6.000	Fuse-C2-23	Fuse		50.000	66.539		63.799	130.042	60.264 *	72.098 *	39.576	
C4 - Impar	0.400	C4 - Impar	MCC	70.000				60.913	136.771 *				49.983
C4- Par	0.400	C4- Par	MCC	70.000				60.629	134.095 *				49.983
D - Impar	6.000	D - Impar	SwtchBoard	125.000				38.533	64.591				27.016
	6.000	D-1	CB	125.000	50.000	52.180	14.925	38.533	64.591	34.135	34.135	0.003	
	6.000	D-0	CB	125.000	50.000	52.180	14.925	38.533	64.591	34.135	34.135	0.003	
	6.000	D-9	CB	125.000	50.000	52.180	14.925	38.533	64.591	34.135	34.135	0.003	
	6.000	D-17	CB	125.000	50.000	52.180	14.925	38.533	64.591	34.135	34.135	0.003	
	6.000	D-13	CB	125.000	50.000	52.180	14.925	38.533	64.591	34.135	34.135	0.003	

3-Phase Fault Currents

Bus		Device		Device Capacity (kA)				Short-Circuit Current (kA)					
				Making									
ID	kV	ID	Type	Peak	Ib sym	Ib asym	Idc	I"k	ip	Ib sym	Ib asym	Idc	Ik
D - Impar	6.000	Fuse D-19	Fuse		50.000	66.539		38.533	64.591	37.535	38.782	9.755	
	6.000	Fuse D-11	Fuse		50.000	66.539		38.533	64.591	37.535	38.782	9.755	
	6.000	Fuse D-5	Fuse		50.000	66.539		38.533	64.591	37.535	38.782	9.755	
	6.000	D-3	CB	125.000	50.000	52.180	14.925	38.533	64.591	34.135	34.135	0.003	
D - Par	6.000	D - Par	SwtchBoard	125.000				38.533	64.591				27.016
	6.000	D-0	CB	125.000	50.000	52.180	14.925	38.533	64.591	34.135	34.135	0.003	
	6.000	D-4	CB	125.000	50.000	52.180	14.925	38.533	64.591	34.135	34.135	0.003	
	6.000	D-8	CB	125.000	50.000	52.180	14.925	38.533	64.591	34.135	34.135	0.003	
	6.000	Fuse D-10	Fuse		50.000	66.539		38.533	64.591	37.535	38.782	9.755	
	6.000	D-6	CB	125.000	50.000	52.180	14.925	38.533	64.591	34.135	34.135	0.003	
	6.000	Fuse D-12	Fuse		50.000	66.539		38.533	64.591	37.535	38.782	9.755	
D1 - Impar	0.400	D1 - Impar	MCC	173.000				36.156	71.339				28.034
D1- Par	0.400	D1- Par	MCC	173.000				34.328	67.972				28.034
E1	0.400	E1	MCC	170.000				40.988	88.671				34.455
	0.400	E1-1	CB	187.000	85.000	86.079		40.988	88.671	39.423	39.936	6.383	
E3	0.400	E3	MCC	170.000				40.981	88.631				34.455
	0.400	E3-1	CB	187.000	85.000	86.079		40.981	88.631	39.415	39.925	6.364	
F - Par	6.000	F - Par	SwtchBoard					26.168	49.390				20.040
	6.000	F-4	CB	145.000	58.000	58.677	8.889	26.168	49.390	22.977	22.977	0.002	
	6.000	F-2	CB	145.000	58.000	58.677	8.889	26.168	49.390	22.977	22.977	0.002	
	6.000	F-10	CB	145.000	58.000	58.677	8.889	26.168	49.390	22.977	22.977	0.002	
	6.000	F-6	CB	145.000	58.000	58.677	8.889	26.168	49.390	22.977	22.977	0.002	
	6.000	F-8	CB	145.000	58.000	58.677	8.889	26.168	49.390	22.977	22.977	0.002	
	6.000	F-16	CB	145.000	58.000	58.677	8.889	26.168	49.390	22.977	22.977	0.002	
F- Impar	6.000	F- Impar	SwtchBoard					25.259	47.632				20.134
	6.000	F-1	CB	0.000	50.000	75.537	56.621	25.259	47.632 *	24.687	27.203	11.425	
	6.000	F-3	CB	145.000	58.000	58.677	8.889	25.259	47.632	22.478	22.478	0.002	
	6.000	F-7	CB	145.000	58.000	58.677	8.889	25.259	47.632	22.478	22.478	0.002	
	6.000	F-9.1	CB	145.000	58.000	58.677	8.889	25.259	47.632	22.478	22.478	0.002	
F1 - Impar	0.400	F1 - Impar	MCC	70.000				33.496	66.044 #				24.059
	0.400	F1-1	CB	187.000	85.000	85.501		33.496	66.044	31.135	31.149	0.934	
F1 - Par	0.400	F1 - Par	MCC	70.000				34.592	74.352 *				25.164
	0.400	F1-2	CB	187.000	85.000	85.501		34.592	74.352	32.254	32.482	3.844	
F5	0.400	F5	MCC					12.768	27.151				10.038
G1	0.400	G1	Bus					11.162	18.336				9.837
H1-MT	6.000	H1-MT	SwtchGear					77.039	182.928				40.830
	6.000	H1-1	CB	145.000	58.000	62.832	24.162	77.039	182.928 *	57.173	65.633 *	32.232 *	

3-Phase Fault Currents

Bus		Device		Device Capacity (kA)				Short-Circuit Current (kA)					
				Making									
ID	kV	ID	Type	Peak	Ib sym	Ib asym	Idc	I"k	ip	Ib sym	Ib asym	Idc	Ik
H1-MT	6.000	A1-7	CB	145.000	58.000	62.832	24.162	77.039	182.928 *	57.173	65.633 *	32.232 *	
	6.000	H1-2	CB	145.000	58.000	62.832	24.162	77.039	182.928 *	57.173	65.633 *	32.232 *	
	6.000	H1-3	CB	145.000	58.000	62.832	24.162	77.039	182.928 *	57.173	65.633 *	32.232 *	
H1BT - impar	0.400	H1BT - impar	Bus					25.673	58.670				25.200
	0.400	H1BT-1	CB	187.000	85.000	88.376		25.673	58.670	25.673	27.545	9.981	
H1BT - par	0.400	H1BT - par	Bus					25.673	58.670				25.200
	0.400	H1BT-2.	CB	187.000	85.000	88.376		25.673	58.670	25.673	27.545	9.981	
L1	0.400	L1	MCC	70.000				30.075	65.257 #				24.664
M - Impar	6.000	M - Impar	SwtchBoard					41.717	69.750				29.301
	6.000	M-3	CB	145.000	58.000	58.179	4.564	41.717	69.750	35.769	35.769	0.000	
	6.000	M-1	CB	145.000	58.000	58.677	8.889	41.717	69.750	36.192	36.192	0.000	
	6.000	M-9	CB	145.000	58.000	58.179	4.564	41.717	69.750	35.769	35.769	0.000	
	6.000	M-5	CB	145.000	58.000	58.179	4.564	41.717	69.750	35.769	35.769	0.000	
M - Par	6.000	M - Par	SwtchBoard					41.949	70.258				29.301
	6.000	M-4	CB	145.000	58.000	58.179	4.564	41.949	70.258	35.850	35.850	0.000	
	6.000	M- 2	CB	145.000	58.000	58.179	4.564	41.949	70.258	35.850	35.850	0.000	
	6.000	M-12	CB	145.000	58.000	58.179	4.564	41.949	70.258	35.850	35.850	0.000	
	6.000	M-6	CB	145.000	58.000	58.179	4.564	41.949	70.258	35.850	35.850	0.000	
M1- Impar	0.400	M1- Impar	MCC	70.000				49.532	107.306 *				40.381
M1- Par	0.400	M1- Par	MCC	70.000				48.099	104.121 *				38.671
MC B4 - Impar	0.400	MC B4 - Impar	MCC	70.000				51.966	112.446 *				37.542
	0.400	B4-1	CB	187.000	85.000	88.376		51.966	112.446	50.375	52.876	16.070	
MCC A3 - Impar	0.400	MCC A3 - Impar	MCC	176.000				61.644	137.384				50.935
	0.400	A3-1	CB	187.000	85.000	85.501		61.644	137.384	59.116	59.924	9.812	
MCC A3 - Par	0.400	MCC A3 - Par	MCC	176.000				61.243	136.631				50.935
	0.400	A3-2	CB	187.000	85.000	85.501		61.243	136.631	58.828	59.640	9.808	
MCC B2 - Impar	0.400	MCC B2 - Impar	MCC	176.000				46.361	101.985				37.542
	0.400	B2-1	CB	187.000	85.000	88.376		46.361	101.985	45.265	47.805	15.377	
MCC B2 - Par	0.400	MCC B2 - Par	MCC	176.000				46.723	102.833				37.542
	0.400	B2-2	CB	187.000	85.000	88.376		46.723	102.833	45.596	48.196	15.615	
MCC B4 - Par	0.400	MCC B4 - Par	MCC	176.000				52.722	114.031				37.542
	0.400	B4-2	CB	187.000	85.000	88.376		52.722	114.031	51.059	53.616	16.362	
MCC J1	0.400	MCC J1	MCC	176.000				29.419	58.574				24.981
	0.400	J1-1	CB	187.000	85.000	88.376		29.419	58.574	28.558	28.812	3.816	
MCC J2	0.400	MCC J2	MCC	176.000				24.057	52.859				20.112
	0.400	J2-1	CB	187.000	85.000	88.376		24.057	52.859	23.276	24.511	7.682	
MCC K1- Impar	0.400	MCC K1- Impar	MCC	187.000				44.448	88.832				36.498

3-Phase Fault Currents

Bus		Device		Device Capacity (kA)				Short-Circuit Current (kA)					
				Making									
ID	kV	ID	Type	Peak	Ib sym	Ib asym	Idc	I"k	ip	Ib sym	Ib asym	Idc	Ik
MCC K1- Impar	0.400	K1- 1	CB	187.000	85.000	85.501		44.448	88.832	42.386	42.412	1.504	
MCC K1- Par	0.400	MCC K1- Par	MCC	186.000				34.188	77.058				33.298
	0.400	K1-2	CB	187.000	85.000	85.501		34.188	77.058	34.188	34.599	5.317	
N1 - Impar	6.000	N1 - Impar	SwtchBoard					59.906	120.262				35.686
	6.000	N1-1	CB	145.000	58.000	62.832	24.162	59.906	120.262	49.058	49.090	1.791	
	6.000	N1-3	CB	145.000	58.000	62.832	24.162	59.906	120.262	49.058	49.090	1.791	
	6.000	N1-5	CB	145.000	58.000	62.832	24.162	59.906	120.262	49.058	49.090	1.791	
	6.000	N1-7	CB	145.000	58.000	87.623	65.680	59.906	120.262	56.925 #	66.940	35.221	
	6.000	N1-9	CB	145.000	58.000	87.623	65.680	59.906	120.262	56.925 #	66.940	35.221	
	6.000	N1-11	CB	145.000	58.000	87.623	65.680	59.906	120.262	56.925 #	66.940	35.221	
	6.000	Fuse N1-17.2	Fuse		50.000	66.539		59.906	120.262	56.925 *	66.940 *	35.221	
	6.000	Fuse N1-17.1	Fuse		50.000	66.539		59.906	120.262	56.925 *	66.940 *	35.221	
	6.000	Fuse N1-15.2	Fuse		50.000	66.539		59.906	120.262	56.925 *	66.940 *	35.221	
	6.000	Fuse N1-15.1	Fuse		50.000	66.539		59.906	120.262	56.925 *	66.940 *	35.221	
	6.000	Fuse N1-13.2	Fuse		50.000	66.539		59.906	120.262	56.925 *	66.940 *	35.221	
	6.000	Fuse N1-13.1	Fuse		50.000	66.539		59.906	120.262	56.925 *	66.940 *	35.221	
N1 - Par	6.000	N1 - Par	SwtchBoard					59.933	120.409				35.686
	6.000	N1-2	CB	145.000	58.000	62.832	24.162	59.933	120.409	49.069	49.103	1.825	
	6.000	N1-4	CB	145.000	58.000	62.832	24.162	59.933	120.409	49.069	49.103	1.825	
	6.000	N1-22	CB	145.000	58.000	87.623	65.680	59.933	120.409	56.959 #	67.042	35.360	
	6.000	Fuse N1-16.2	Fuse		50.000	66.539		59.933	120.409	56.959 *	67.042 *	35.360	
	6.000	Fuse N1-18.1	Fuse		50.000	66.539		59.933	120.409	56.959 *	67.042 *	35.360	
	6.000	Fuse N1-18.2.	Fuse		50.000	66.539		59.933	120.409	56.959 *	67.042 *	35.360	
	6.000	Fuse N1-20.2	Fuse		50.000	66.539		59.933	120.409	56.959 *	67.042 *	35.360	
	6.000	Fuse N1-16.1	Fuse		50.000	66.539		59.933	120.409	56.959 *	67.042 *	35.360	
	6.000	Fuse N1-20.1	Fuse		50.000	66.539		59.933	120.409	56.959 *	67.042 *	35.360	
	6.000	N1-10	CB	145.000	58.000	87.623	65.680	59.933	120.409	56.959 #	67.042	35.360	
	6.000	N1-6	CB	145.000	58.000	62.832	24.162	59.933	120.409	49.069	49.103	1.825	
N2 - Impar	0.400	N2 - Impar	MCC	70.000				47.753	105.312 *				38.939
N2- Par	0.400	N2- Par	MCC	70.000				49.151	108.632 *				40.673
N3 - Impar	0.400	N3 - Impar	MCC	70.000				49.052	107.743 *				38.939
N3 - Par	0.400	N3 - Par	MCC	70.000				51.177	112.565 *				40.968
P	0.400	P	Bus					31.035	68.760				30.334
P'	0.400	P'	MCC					25.703	48.563				25.245
P511	60.000	P511	Bus					24.357	46.536				23.138
P512	60.000	P512	Bus					24.357	46.536				23.138
PC 60 kV_BARRAS I	60.000	PC 60 kV_BARRAS I	Bus					26.991	50.918				25.468

3-Phase Fault Currents

Bus		Device		Device Capacity (kA)				Short-Circuit Current (kA)					
				Making									
ID	kV	ID	Type	Peak	Ib sym	Ib asym	Idc	I"k	ip	Ib sym	Ib asym	Idc	Ik
PC 60 kV_BARRAS I	60.000	P504	CB	65.000	31.500	35.508	16.388	26.991	50.918	26.254	26.935	6.019	
	60.000	P502	CB	65.000	31.500	35.508	16.388	26.991	50.918	26.254	26.935	6.019	
	60.000	P508	CB	65.000	31.500	35.508	16.388	26.991	50.918	26.254	26.935	6.019	
	60.000	P510	CB	65.000	31.500	35.508	16.388	26.991	50.918	26.254	26.935	6.019	
	60.000	P506	CB	65.000	31.500	35.508	16.388	26.991	50.918	26.254	26.935	6.019	
PC 60 kV_BARRAS II	60.000	PC 60 kV_BARRAS II	Bus					26.991	50.918				25.468
	60.000	P504	CB	65.000	31.500	35.508	16.388	26.991	50.918	26.254	26.935	6.019	
	60.000	P501	CB	65.000	31.500	35.508	16.388	26.991	50.918	26.254	26.935	6.019	
	60.000	P507	CB	65.000	31.500	35.508	16.388	26.991	50.918	26.254	26.935	6.019	
	60.000	P509	CB	65.000	31.500	35.508	16.388	26.991	50.918	26.254	26.935	6.019	
	60.000	P505	CB	65.000	31.500	35.508	16.388	26.991	50.918	26.254	26.935	6.019	
Quadro Z1	6.000	Quadro Z1	SwtchGear					21.666	42.177				17.890
R1- IMPAR	6.000	R1- IMPAR	MCC	125.000				66.802	151.241 *				37.658
	6.000	R1-1	CB	145.000	58.000	58.677	8.889	66.802	151.241 *	47.432	47.600	3.987	
	6.000	R1-3	CB	145.000	58.000	58.677	8.889	66.802	151.241 *	47.432	47.600	3.987	
	6.000	R1-5	CB	145.000	58.000	58.677	8.889	66.802	151.241 *	47.432	47.600	3.987	
	6.000	R1-9	CB	145.000	58.000	58.677	8.889	66.802	151.241 *	47.432	47.600	3.987	
	6.000	R1-17	CB	145.000	58.000	87.623	65.680	66.802	151.241 *	62.804 *	85.171	57.530	
	6.000	Fuse R1-19.1	Fuse		50.000	66.539		66.802	151.241	62.804 *	85.171 *	57.530	
	6.000	Fuse R1-19..2	Fuse		50.000	66.539		66.802	151.241	62.804 *	85.171 *	57.530	
	6.000	Fuse R1-27.2	Fuse		50.000	66.539		66.802	151.241	62.804 *	85.171 *	57.530	
	6.000	Fuse R1-21.2	Fuse		50.000	66.539		66.802	151.241	62.804 *	85.171 *	57.530	
	6.000	Fuse R1-23.1	Fuse		50.000	66.539		66.802	151.241	62.804 *	85.171 *	57.530	
	6.000	Fuse R1-23.2	Fuse		50.000	66.539		66.802	151.241	62.804 *	85.171 *	57.530	
	6.000	Fuse R1-25.1	Fuse		50.000	66.539		66.802	151.241	62.804 *	85.171 *	57.530	
	6.000	Fuse R1-27.1	Fuse		50.000	66.539		66.802	151.241	62.804 *	85.171 *	57.530	
	6.000	Fuse R1-25.2	Fuse		50.000	66.539		66.802	151.241	62.804 *	85.171 *	57.530	
	6.000	Fuse R1-21.1	Fuse		50.000	66.539		66.802	151.241	62.804 *	85.171 *	57.530	
	6.000	R1-7	CB	145.000	58.000	58.677	8.889	66.802	151.241 *	47.432	47.600	3.987	
R1-PAR	6.000	R1-PAR	SwtchGear	125.000				66.797	151.230 *				37.658
	6.000	R1-4	CB	145.000	58.000	58.677	8.889	66.797	151.230 *	47.430	47.597	3.987	
	6.000	R1-6	CB	145.000	58.000	58.677	8.889	66.797	151.230 *	47.430	47.597	3.987	
	6.000	R1-10	CB	145.000	58.000	58.677	8.889	66.797	151.230 *	47.430	47.597	3.987	
	6.000	Fuse R1-26.2	Fuse		50.000	66.539		66.797	151.230	62.800 *	85.165 *	57.526	
	6.000	Fuse R1-28.1	Fuse		50.000	66.539		66.797	151.230	62.800 *	85.165 *	57.526	
	6.000	Fuse R1-22.1	Fuse		50.000	66.539		66.797	151.230	62.800 *	85.165 *	57.526	
	6.000	Fuse R1-26.1	Fuse		50.000	66.539		66.797	151.230	62.800 *	85.165 *	57.526	

3-Phase Fault Currents

Bus		Device		Device Capacity (kA)				Short-Circuit Current (kA)					
				Making									
ID	kV	ID	Type	Peak	Ib sym	Ib asym	Idc	I"k	ip	Ib sym	Ib asym	Idc	Ik
R1-PAR	6.000	Fuse R1-24.2	Fuse		50.000	66.539		66.797	151.230	62.800 *	85.165 *	57.526	
	6.000	Fuse R1-24.1	Fuse		50.000	66.539		66.797	151.230	62.800 *	85.165 *	57.526	
	6.000	Fuse R1-22.2	Fuse		50.000	66.539		66.797	151.230	62.800 *	85.165 *	57.526	
	6.000	Fuse R1-28.2	Fuse		50.000	66.539		66.797	151.230	62.800 *	85.165 *	57.526	
	6.000	Fuse R1-20.2	Fuse		50.000	66.539		66.797	151.230	62.800 *	85.165 *	57.526	
	6.000	Fuse R1-20.1	Fuse		50.000	66.539		66.797	151.230	62.800 *	85.165 *	57.526	
	6.000	R1-16	CB	145.000	58.000	87.623	65.680	66.797	151.230 *	62.800 *	85.165	57.526	
	6.000	R1-2	CB	145.000	58.000	58.677	8.889	66.797	151.230 *	47.430	47.597	3.987	
	6.000	R1-8	CB	145.000	58.000	58.677	8.889	66.797	151.230 *	47.430	47.597	3.987	
R2 - Impar	0.400	R2 - Impar	MCC	176.000				62.372	138.249				49.565
	0.400	R2-1	CB	187.000	85.000	88.376		62.372	138.249	61.097	64.969	22.094	
R2 - Par	0.400	R2 - Par	MCC	176.000				62.344	138.196				49.565
	0.400	R2-2	CB	187.000	85.000	88.376		62.344	138.196	61.072	64.944	22.090	
R3 - Impar	0.400	R3 - Impar	MCC	176.000				56.001	126.284				49.565
	0.400	R3-1	CB	187.000	85.000	88.376		56.001	126.284	55.092	59.001	21.119	
R3 - Par	0.400	R3 - Par	MCC	176.000				54.728	123.096				48.381
	0.400	R3-2	CB	187.000	85.000	88.376		54.728	123.096	53.818	57.505	20.258	
R4 - Impar	0.400	R4 - Impar	MCC	176.000				45.738	102.215				39.108
	0.400	R4-1	CB	187.000	85.000	88.376		45.738	102.215	44.797	47.733	16.484	
R4 Par	0.400	R4 Par	MCC	176.000				44.822	100.494				39.108
	0.400	R4-2	CB	187.000	85.000	88.376		44.822	100.494	43.912	46.855	16.344	
R5 - Par	0.400	R5 - Par	MCC	176.000				45.120	101.174				39.388
	0.400	R5-2	CB	187.000	85.000	88.376		45.120	101.174	44.210	47.175	16.461	
R5 _ Impar	0.400	R5 _ Impar	MCC	176.000				44.188	99.301				39.108
	0.400	R5-1	CB	187.000	85.000	88.376		44.188	99.301	43.388	46.329	16.245	
Santa Cruz do Bispo B1	60.000	Santa Cruz do Bispo B1	Bus					29.168	53.043				27.784
Santa Cruz do Bispo B2	60.000	Santa Cruz do Bispo B2	Bus					29.168	53.043				27.784
W3 - Impar	0.400	W3 - Impar	MCC	70.000				29.978	56.888				27.608
	0.400	W3-1	CB	187.000	85.000	86.079		29.978	56.888	29.269	29.280	0.823	
W3 - Par	0.400	W3 - Par	MCC	70.000				31.755	60.157				27.608
	0.400	W3-2	CB	105.000	50.000	50.201		31.755	60.157	30.593	30.605	0.852	
W7	0.400	W7	MCC	70.000				25.471	57.733				24.981
	0.400	W7-1	CB	187.000	85.000	88.376		25.471	57.733	25.471	27.126	9.330	
Y1 - impar	6.000	Y1 - impar	SwtchGear	125.000				29.001	62.635				22.748
	6.000	Y1-1	CB	125.000	50.000	52.180	14.925	29.001	62.635	26.135	26.151	0.931	
	6.000	Y1-F15	Fuse		50.000	66.539		29.001	62.635	28.290	35.476	21.405	
	6.000	Y1-11	CB	125.000	50.000	52.180	14.925	29.001	62.635	26.135	26.151	0.931	

3-Phase Fault Currents

Bus		Device		Device Capacity (kA)				Short-Circuit Current (kA)					
				Making									
ID	kV	ID	Type	Peak	Ib sym	Ib asym	Idc	I"k	ip	Ib sym	Ib asym	Idc	Ik
Y1 - impar	6.000	Y1-7	CB	125.000	50.000	52.180	14.925	29.001	62.635	26.135	26.151	0.931	
	6.000	Y1-3	CB	125.000	50.000	52.180	14.925	29.001	62.635	26.135	26.151	0.931	
Y1 par	6.000	Y1 par	SwtchGear	125.000				30.259	65.953				22.748
	6.000	Y1-2	CB	125.000	50.000	52.180	14.925	30.259	65.953	26.997	27.021	1.137	
	6.000	Y1-F6	Fuse		50.000	66.539		30.259	65.953	29.521	37.396	22.956	
	6.000	CB_Y1-10	CB	125.000	50.000	52.180	14.925	30.259	65.953	26.997	27.021	1.137	
	6.000	Y1-F12	Fuse		50.000	66.539		30.259	65.953	29.521	37.396	22.956	
	6.000	CB_Y1-14	CB	125.000	50.000	52.180	14.925	30.259	65.953	26.997	27.021	1.137	
	6.000	Y1-4	CB	125.000	50.000	52.180	14.925	30.259	65.953	26.997	27.021	1.137	
Y2 - impar	0.400	Y2 - impar	MCC	176.000				48.160	105.980				38.807
	0.400	Y2-1	CB	187.000	85.000	85.501		48.160	105.980	45.974	46.471	6.780	
	0.400	Canalis Y2-1	Busduct	50.000				48.160	105.980 *				
Y2 - Par	0.400	Y2 - Par	MCC	176.000				48.154	106.113				38.798
	0.400	Y2-2	CB	187.000	85.000	85.501		48.154	106.113	46.010	46.519	6.863	
	0.400	Canalis Y2-2	Busduct	50.000				48.154	106.113 *				
Z2	0.400	Z2	Bus					47.056	103.861				43.695
	0.400	Z2-1	CB	187.000	85.000	88.376		47.056	103.861	46.506	48.809	14.814	

ip is calculated using method C
Ib does not include decay of non-terminal faulted induction motors
Ik is the maximum steady state fault current
Idc is based on X/R from Method C and Ib as specified above

LV CB duty determined based on service rating.
Total through current is used for device duty.

* Indicates a device with calculated duty exceeding the device capability.

\# Indicates a device with calculated duty exceeding the device marginal limit. (90 % times device capability)

Short-Circuit Summary Report

		Device Capacity			3-Phase Short-Circuit Duty Results			
Bus ID	Device ID	Ithr (kA)	Tkr (sec.)	Rated Thermal Energy (MJ)	Ith (kA)	Tkr (sec.)	Thermal Energy (MJ)	
A1 - BII	A1-6	35.000	60.00	73500.00	41.794	60.00	104804.90	*
A1 - BII	A1-5	35.000	60.00	73500.00	41.794	60.00	104804.90	*
A1 - BII	A1-4	35.000	60.00	73500.00	41.794	60.00	104804.90	*
A1 - BII	A1-23	35.000	60.00	73500.00	41.794	60.00	104804.90	*
A1 - BII	A1-3	35.000	60.00	73500.00	41.794	60.00	104804.90	*
A1 - BII	A1-12	35.000	60.00	73500.00	41.794	60.00	104804.90	*
A1 - BII	A1-2	35.000	60.00	73500.00	41.794	60.00	104804.90	*
A1 - BII	A1-11	35.000	60.00	73500.00	41.794	60.00	104804.90	*
A1 - BII	A1-15	35.000	60.00	73500.00	41.794	60.00	104804.90	*
A1 - BII	A1-29	35.000	60.00	73500.00	41.794	60.00	104804.90	*
A1 - BII	A1-10	35.000	60.00	73500.00	41.794	60.00	104804.90	*
A1 - BII	A1-8	35.000	60.00	73500.00	41.794	60.00	104804.90	*
A1 - BII	A1-7	35.000	60.00	73500.00	41.794	60.00	104804.90	*
A1 - BII	H1-1	35.000	60.00	73500.00	41.794	60.00	104804.90	*
A1 - BII	A1-19	35.000	60.00	73500.00	41.794	60.00	104804.90	*
A1 - BII	A2-2	35.000	60.00	73500.00	41.794	60.00	104804.90	*
A1 - BII	A1-9	35.000	60.00	73500.00	41.794	60.00	104804.90	*
A1 - BII	A2-1	35.000	60.00	73500.00	41.794	60.00	104804.90	*
A1 - BII	A1-13	35.000	60.00	73500.00	41.794	60.00	104804.90	*
A'1 - Impar	A'1-1	50.000	1.00	2500.00	26.937	1.00	725.59	
A'1 - Impar	A'1-9	50.000	3.00	7500.00	25.466	3.00	1945.50	
A'1 - Impar	A'1-5	50.000	3.00	7500.00	25.466	3.00	1945.50	
A'1 - Impar	A'1-3	50.000	3.00	7500.00	25.466	3.00	1945.50	
A'1 - Impar	A'1-11	50.000	3.00	7500.00	25.466	3.00	1945.50	
A'1 - Impar	A'1-7	50.000	3.00	7500.00	25.466	3.00	1945.50	
A' 1 - Par	A'1-2	50.000	1.00	2500.00	27.780	1.00	771.72	
A' 1 - Par	A'1-8	50.000	3.00	7500.00	26.017	3.00	2030.65	
A' 1 - Par	A'1-4	50.000	3.00	7500.00	26.017	3.00	2030.65	
A' 1 - Par	A'1-10	50.000	3.00	7500.00	26.017	3.00	2030.65	
A' 1 - Par	A'1-6	50.000	3.00	7500.00	26.017	3.00	2030.65	
A1-BI	A1-13	35.000	60.00	73500.00	41.794	60.00	104804.90	*
A1-BI	A1-16	35.000	60.00	73500.00	41.794	60.00	104804.90	*
A1-BI	A1-25	35.000	60.00	73500.00	41.794	60.00	104804.90	*
A1-BI	A1-20	35.000	60.00	73500.00	41.794	60.00	104804.90	*
A1-BI	A1-21	35.000	60.00	73500.00	41.794	60.00	104804.90	*
A1-BI	A1-26	35.000	60.00	73500.00	41.794	60.00	104804.90	*

		Device Capacity			3-Phase Short-Circuit Duty Results			
Bus ID	Device ID	Ithr (kA)	Tkr (sec.)	Rated Thermal Energy (MJ)	Ith (kA)	Tkr (sec.)	Thermal Energy (MJ)	
A1-BI	A1-28	35.000	60.00	73500.00	41.794	60.00	104804.90	*
A1-BI	A1-18	35.000	60.00	73500.00	41.794	60.00	104804.90	*
A2 - Impar	A2-1	35.000	60.00	73500.00	41.794	60.00	104804.90	*
A2 - Impar	A1-9	35.000	60.00	73500.00	41.794	60.00	104804.90	*
A2 - Impar	A2-7	35.000	60.00	73500.00	41.794	60.00	104804.90	*
A2 - Impar	A2-11	35.000	60.00	73500.00	41.794	60.00	104804.90	*
A2 - Impar	A2-13	35.000	60.00	73500.00	41.794	60.00	104804.90	*
A2 - Impar	A2-9	35.000	60.00	73500.00	41.794	60.00	104804.90	*
A2 - Impar	A2-15	35.000	60.00	73500.00	41.794	60.00	104804.90	*
A2 - Impar	A2-17	35.000	60.00	73500.00	41.794	60.00	104804.90	*
A2 - Impar	A2-19	35.000	60.00	73500.00	41.794	60.00	104804.90	*
A2 - Impar	A2-21	35.000	60.00	73500.00	41.794	60.00	104804.90	*
A2 - Impar	A2-25	35.000	60.00	73500.00	41.794	60.00	104804.90	*
A2 - Impar	A2-23	35.000	60.00	73500.00	41.794	60.00	104804.90	*
A2 - Impar	A2-3	35.000	60.00	73500.00	41.794	60.00	104804.90	*
A2 - Par	A2-2	35.000	60.00	73500.00	41.794	60.00	104804.90	*
A2 - Par	A1-19	35.000	60.00	73500.00	41.794	60.00	104804.90	*
A2 - Par	A2-18	35.000	60.00	73500.00	41.794	60.00	104804.90	*
A2 - Par	A2-16	35.000	60.00	73500.00	41.794	60.00	104804.90	*
A2 - Par	A2-14	35.000	60.00	73500.00	41.794	60.00	104804.90	*
A2 - Par	A2-12	35.000	60.00	73500.00	41.794	60.00	104804.90	*
A2 - Par	A2-10	35.000	60.00	73500.00	41.794	60.00	104804.90	*
A2 - Par	A2-8	35.000	60.00	73500.00	41.794	60.00	104804.90	*
A2 - Par	A2-4	35.000	60.00	73500.00	41.794	60.00	104804.90	*
B3 - Impar1	B3-1	35.000	60.00	73500.00	22.280	60.00	29784.61	
B3 - Impar1	B3-5	35.000	60.00	73500.00	22.280	60.00	29784.61	
B3 - Impar1	B3-3	35.000	60.00	73500.00	22.280	60.00	29784.61	
B3 - Impar1	B3-7	35.000	60.00	73500.00	22.280	60.00	29784.61	
B3 - Par1	B3-2	35.000	60.00	73500.00	22.319	60.00	29887.67	
B3 - Par1	B3-6	35.000	60.00	73500.00	22.319	60.00	29887.67	
B3 - Par1	B3-14.2	50.000	1.00	2500.00	26.769	1.00	716.59	
B3 - Par1	B3-12	35.000	60.00	73500.00	22.319	60.00	29887.67	
B3 - Par1	B3-14.1	35.000	60.00	73500.00	22.319	60.00	29887.67	
B3 - Par1	B3-8	35.000	60.00	73500.00	22.319	60.00	29887.67	
B3 - Par1	B3-4	35.000	60.00	73500.00	22.319	60.00	29887.67	
C2- Par	C2-2	50.000	3.00	7500.00	46.875	3.00	6591.71	
C2- Par	C2-6	50.000	1.00	2500.00	52.978	1.00	2806.69	*
C2- Par	C2-4	50.000	1.00	2500.00	52.978	1.00	2806.69	*
C2- Par	C2-18	50.000	1.00	2500.00	52.978	1.00	2806.69	*

		Device Capacity			3-Phase Short-Circuit Duty Results			
Bus ID	Device ID	Ithr (kA)	Tkr (sec.)	Rated Thermal Energy (MJ)	Ith (kA)	Tkr (sec.)	Thermal Energy (MJ)	
C2-Impar	C2-1	50.000	3.00	7500.00	46.987	3.00	6623.26	
C2-Impar	C2-7	50.000	1.00	2500.00	53.167	1.00	2826.77	*
D - Impar	D-1	50.000	3.00	7500.00	31.683	3.00	3011.44	
D - Impar	D-0	50.000	3.00	7500.00	31.683	3.00	3011.44	
D - Impar	D-9	50.000	3.00	7500.00	31.683	3.00	3011.44	
D - Impar	D-17	50.000	3.00	7500.00	31.683	3.00	3011.44	
D - Impar	D-13	50.000	3.00	7500.00	31.683	3.00	3011.44	
D - Impar	D-3	50.000	1.00	2500.00	34.198	1.00	1169.49	
D - Par	D-0	50.000	3.00	7500.00	31.683	3.00	3011.44	
D - Par	D-4	50.000	1.00	2500.00	34.198	1.00	1169.49	
D - Par	D-8	50.000	3.00	7500.00	31.683	3.00	3011.44	
D - Par	D-6	50.000	3.00	7500.00	31.683	3.00	3011.44	
E1	E1-1	80.000	1.00	6400.00	38.546	1.00	1485.80	
E3	E3-1	80.000	1.00	6400.00	38.540	1.00	1485.36	
F - Par	F-4	35.000	60.00	73500.00	20.223	60.00	24538.74	
F - Par	F-2	35.000	60.00	73500.00	20.223	60.00	24538.74	
F - Par	F-10	35.000	60.00	73500.00	20.223	60.00	24538.74	
F - Par	F-6	35.000	60.00	73500.00	20.223	60.00	24538.74	
F - Par	F-8	35.000	60.00	73500.00	20.223	60.00	24538.74	
F - Par	F-16	35.000	60.00	73500.00	20.223	60.00	24538.74	
F- Impar	F-1	50.000	1.00	2500.00	23.323	1.00	543.96	
F- Impar	F-3	35.000	60.00	73500.00	20.286	60.00	24690.90	
F- Impar	F-7	35.000	60.00	73500.00	20.286	60.00	24690.90	
F- Impar	F-9.1	35.000	60.00	73500.00	20.286	60.00	24690.90	
F1 - Impar	F1-1	85.000	1.00	7225.00	30.038	1.00	902.26	
F1 - Par	F1-2	85.000	1.00	7225.00	31.225	1.00	975.02	
H1-MT	H1-1	35.000	60.00	73500.00	41.794	60.00	104804.90	*
H1-MT	A1-7	35.000	60.00	73500.00	41.794	60.00	104804.90	*
H1-MT	H1-2	35.000	60.00	73500.00	41.794	60.00	104804.90	*
H1-MT	H1-3	35.000	60.00	73500.00	41.794	60.00	104804.90	*
H1BT - impar	H1BT-1	85.000	1.00	7225.00	25.937	1.00	672.72	
H1BT - par	H1BT-2.	85.000	1.00	7225.00	25.937	1.00	672.72	
M - Impar	M-3	35.000	60.00	73500.00	29.667	60.00	52808.60	
M - Impar	M-1	35.000	60.00	73500.00	29.667	60.00	52808.60	
M - Impar	M-9	35.000	60.00	73500.00	29.667	60.00	52808.60	
M - Impar	M-5	35.000	60.00	73500.00	29.667	60.00	52808.60	
M - Par	M-4	35.000	60.00	73500.00	29.674	60.00	52831.10	
M - Par	M- 2	35.000	60.00	73500.00	29.674	60.00	52831.10	
M - Par	M-12	35.000	60.00	73500.00	29.674	60.00	52831.10	

		Device Capacity			3-Phase Short-Circuit Duty Results			
Bus ID	Device ID	Ithr (kA)	Tkr (sec.)	Rated Thermal Energy (MJ)	Ith (kA)	Tkr (sec.)	Thermal Energy (MJ)	
M - Par	M-6	35.000	60.00	73500.00	29.674	60.00	52831.10	
MC B4 - Impar	B4-1	85.000	1.00	7225.00	46.826	1.00	2192.69	
MCC A3 - Impar	A3-1	75.000	1.00	5625.00	57.783	1.00	3338.87	
MCC A3 - Par	A3-2	75.000	1.00	5625.00	57.511	1.00	3307.50	
MCC B2 - Impar	B2-1	85.000	1.00	7225.00	43.193	1.00	1865.61	
MCC B2 - Par	B2-2	85.000	1.00	7225.00	43.438	1.00	1886.84	
MCC B4 - Par	B4-2	85.000	1.00	7225.00	47.301	1.00	2237.43	
MCC J1	J1-1	85.000	1.00	7225.00	27.669	1.00	765.55	
MCC J2	J2-1	85.000	1.00	7225.00	22.606	1.00	511.01	
MCC K1- Impar	K1- 1	85.000	1.00	7225.00	41.432	1.00	1716.65	
MCC K1- Par	K1-2	85.000	1.00	7225.00	34.514	1.00	1191.23	
N1 - Impar	N1-1	35.000	60.00	73500.00	36.360	60.00	79323.61	*
N1 - Impar	N1-3	35.000	60.00	73500.00	36.360	60.00	79323.61	*
N1 - Impar	N1-5	35.000	60.00	73500.00	36.360	60.00	79323.61	*
N1 - Impar	N1-7	35.000	3.00	3675.00	45.157	3.00	6117.41	*
N1 - Impar	N1-9	35.000	3.00	3675.00	45.157	3.00	6117.41	*
N1 - Impar	N1-11	35.000	3.00	3675.00	45.157	3.00	6117.41	*
N1 - Par	N1-2	35.000	60.00	73500.00	36.361	60.00	79326.38	*
N1 - Par	N1-4	35.000	60.00	73500.00	36.361	60.00	79326.38	*
N1 - Par	N1-22	35.000	3.00	3675.00	45.166	3.00	6119.98	*
N1 - Par	N1-10	35.000	3.00	3675.00	45.166	3.00	6119.98	*
N1 - Par	N1-6	35.000	60.00	73500.00	36.361	60.00	79326.38	*
PC 60 kV_BARRAS I	P504	25.000	3.00	1875.00	27.032	3.00	2192.18	*
PC 60 kV_BARRAS I	P502	25.000	3.00	1875.00	27.032	3.00	2192.18	*
PC 60 kV_BARRAS I	P508	25.000	3.00	1875.00	27.032	3.00	2192.18	*
PC 60 kV_BARRAS I	P510	25.000	3.00	1875.00	27.032	3.00	2192.18	*
PC 60 kV_BARRAS I	P506	25.000	3.00	1875.00	27.032	3.00	2192.18	*
PC 60 kV_BARRAS II	P504	25.000	3.00	1875.00	27.032	3.00	2192.18	*
PC 60 kV_BARRAS II	P501	25.000	3.00	1875.00	27.032	3.00	2192.18	*
PC 60 kV_BARRAS II	P507	25.000	3.00	1875.00	27.032	3.00	2192.18	*
PC 60 kV_BARRAS II	P509	25.000	3.00	1875.00	27.032	3.00	2192.18	*
PC 60 kV_BARRAS II	P505	25.000	3.00	1875.00	27.032	3.00	2192.18	*
R1- IMPAR	R1-1	35.000	60.00	73500.00	38.454	60.00	88723.38	*
R1- IMPAR	R1-3	35.000	60.00	73500.00	38.454	60.00	88723.38	*
R1- IMPAR	R1-5	35.000	60.00	73500.00	38.454	60.00	88723.38	*
R1- IMPAR	R1-9	35.000	60.00	73500.00	38.454	60.00	88723.38	*
R1- IMPAR	R1-17	35.000	3.00	3675.00	48.930	3.00	7182.41	*
R1- IMPAR	R1-7	35.000	60.00	73500.00	38.454	60.00	88723.38	*
R1-PAR	R1-4	35.000	60.00	73500.00	38.454	60.00	88722.93	*

		Device Capacity			3-Phase Short-Circuit Duty Results			
Bus ID	Device ID	Ithr (kA)	Tkr (sec.)	Rated Thermal Energy (MJ)	Ith (kA)	Tkr (sec.)	Thermal Energy (MJ)	
R1-PAR	R1-6	35.000	60.00	73500.00	38.454	60.00	88722.93	*
R1-PAR	R1-10	35.000	60.00	73500.00	38.454	60.00	88722.93	*
R1-PAR	R1-16	35.000	3.00	3675.00	48.928	3.00	7181.98	*
R1-PAR	R1-2	35.000	60.00	73500.00	38.454	60.00	88722.93	*
R1-PAR	R1-8	35.000	60.00	73500.00	38.454	60.00	88722.93	*
R2 - Impar	R2-1	85.000	1.00	7225.00	57.830	1.00	3344.29	
R2 - Par	R2-2	85.000	1.00	7225.00	57.811	1.00	3342.12	
R3 - Impar	R3-1	85.000	1.00	7225.00	53.480	1.00	2860.09	
R3 - Par	R3-2	85.000	1.00	7225.00	52.241	1.00	2729.14	
R4 - Impar	R4-1	85.000	1.00	7225.00	43.271	1.00	1872.34	
R4 Par	R4-2	85.000	1.00	7225.00	42.635	1.00	1817.73	
R5 - Par	R5-2	85.000	1.00	7225.00	42.924	1.00	1842.50	
R5 _ Impar	R5-1	85.000	1.00	7225.00	42.190	1.00	1780.03	
W3 - Impar	W3-1	80.000	1.00	6400.00	28.761	1.00	827.17	
W3 - Par	W3-2	55.000	1.00	3025.00	30.020	1.00	901.18	
W7	W7-1	85.000	1.00	7225.00	25.721	1.00	661.56	
Y1 - impar	Y1-1	50.000	3.00	7500.00	25.305	3.00	1921.05	
Y1 - impar	Y1-11	50.000	1.00	2500.00	26.760	1.00	716.07	
Y1 - impar	Y1-7	50.000	1.00	2500.00	26.760	1.00	716.07	
Y1 - impar	Y1-3	50.000	1.00	2500.00	26.760	1.00	716.07	
Y1 par	Y1-2	50.000	3.00	7500.00	25.852	3.00	2005.02	
Y1 par	CB_Y1-10	50.000	1.00	2500.00	27.595	1.00	761.51	
Y1 par	CB_Y1-14	50.000	1.00	2500.00	27.595	1.00	761.51	
Y1 par	Y1-4	50.000	1.00	2500.00	27.595	1.00	761.51	
Y2 - impar	Y2-1	85.000	1.00	7225.00	44.809	1.00	2007.83	
Y2 - Par	Y2-2	85.000	1.00	7225.00	44.805	1.00	2007.50	
Z2	Z2-1	85.000	1.00	7225.00	45.432	1.00	2064.05	

Ithr = Rated short-time withstand current (Icw for low voltage circuit breaker)
Tkr = Rated short-time
Ith = Thermal equivalent short-time current

* Indicates a device with calculated duty exceeding the device capability.

\# Indicates a device with calculated duty exceeding the device marginal limit . (90 % times device capability)

Anexo D. Documentos utilizados na modelização e parametrização da rede.

DELEGAÇÃO NA REP...
19 ABR. 2005
...ERGIA

DADOS DO CABO BASE

CABO: HERSATENE RHZ1-Sinagua 36/66 (72,5)kV 1x95 +H95 CU2 s/IEC 60840

Código: 0318949

Tensão Nominal do Cabo: 36/66 (72,5)kV

CONSTRUÇÃO

Secção do Condutor:	95mm^2
Material do Condutor:	Cobre
Material de Isolamento:	XLPE
Tipo de Blindagem:	Coroa de fios
Material da Blindagem:	Cobre
Secção da Blindagem:	95mm^2
Material da Bainha Exterior:	PE

DIMENSÕES NOMINAIS

Diâmetro do Condutor:	11,2mm
Espessura de Isolamento:	12,7mm
Diâmetro sobre Isolamento:	37,8mm
Diâmetro sob Bainha Exterior:	45,2mm
Espessura da Bainha Exterior:	3mm
Diâmetro Exterior:	51,2mm

Nota: Dimensões sujeitas a modificação

Raio mínimo de curvatura durante o lançamento do cabo: 1536mm (considera-se 30 vezes o diâmetro exterior do cabo)

Raio mínimo de curvatura em posição final: 768mm (considera-se 15 vezes o diâmetro exterior do cabo)

Peso aproximado do cabo:	3,39kg/m
Força máxima de tracção:	475 daN

CARACTERÍSTICAS DO CABO: UNIPOLAR

Resistência do condutor em c.c. a 20°C: 0,1930 Ohm/km

Resistência da blindagem em c.c. a 20°C: 0,1815 Ohm/km

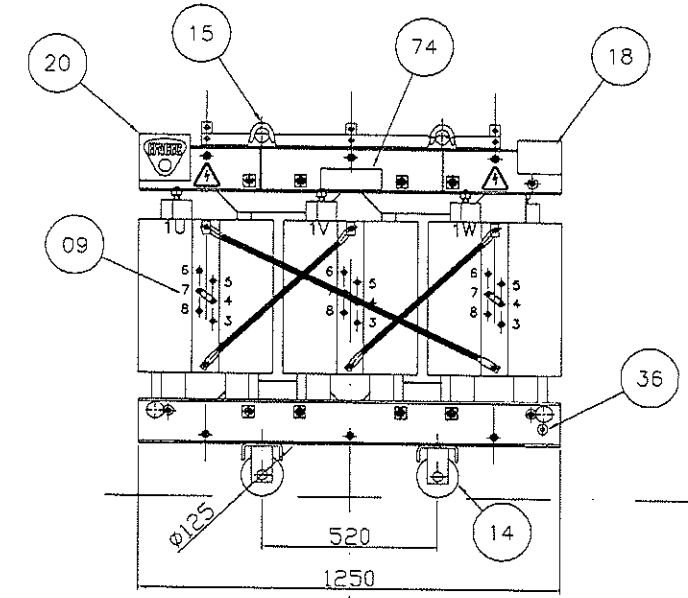
Impedância a sequência zero: 0,382 + j·0,098 Ohm/km

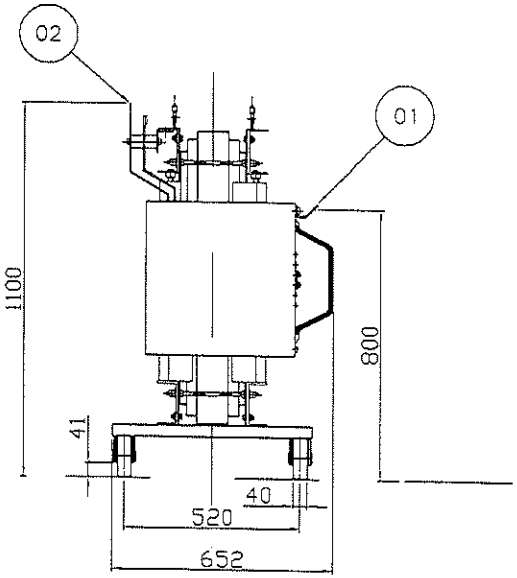
Capacidade nominal do cabo: 0,125 μF/km

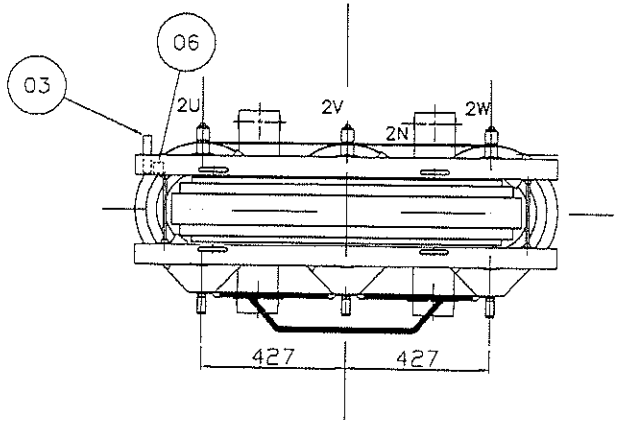
Corrente de carga: 1,41 A/km

Gradiante de potencial máximo: 5,22 kV/mm

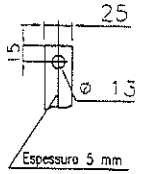
Gradiante de potencial mínimo: 1,71 kV/mm



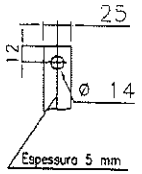




Extremidade terminal AT



Extremidade terminal BT



01 - TERMINAL AT
02 - TERMINAL BT
03 - RELÉ MSF 220SE
06 - LIGAÇÃO SONDAS PTCs
09 - COMUTAÇÃO FORA DE TENSÃO
14 - RODADO BI-DIRECCIONAL
15 - OLHAL DE SUSPENSÃO
18 - CHAPA DE CARACTERISTICAS
20 - CHAPA DE PUBLICIDADE
36 - TERMINAL DE TERRA
74 - CHAPA INDICATIVA POWERCAST

DTDT	
Difusão	
Sector	Ex
DTLO	
DTQS	1
CLIENTE	3
DTPR	
EQ.01	
EQ.02	
EQ.03	
EQ.04	
EQ.05	
EQ.06	
EQ.07	
EQ.08	1
DTPR	

Rev / Rev	Data / Date	Designação / Designation	Des. Drw.	Verif. Chk.	Aprov. Appr.
/	20050830	ORIGINAL	SERGIO P.	F.BRAVESSA	A. MOURA

Revisões Revisions

ESTE DESENHO É PROPRIEDADE DA EFACEC. NÃO PODERÁ SER REPRODUZIDO, NO TODO OU EM PARTE, COMUNICADO A TERCEIROS, OU USADO PARA QUALQUER PROPÓSITO A NÃO SER O AQUI INDICADO, SEM SUA EXPRESSA AUTORIZAÇÃO

THIS DOCUMENT IS THE PROPERTY OF EFACEC AND HOLDS ITS COPYRIGHT. THIS DISCLOSURE HAS BEEN LAWFULLY MADE TO THEM AND THAT ANY REPRODUCTION, USE OR DISCLOSURE SHALL BE SUBJECT TO SPECIFIC PRIOR AUTHORIZATION.

TRANSFORMADOR POWERCAST 250 kVA 6000 ± 2*2.5 % / 400 V (E60500357)

EFACEC DT — PORTUGAL

Cliente / Client: PETROGAL

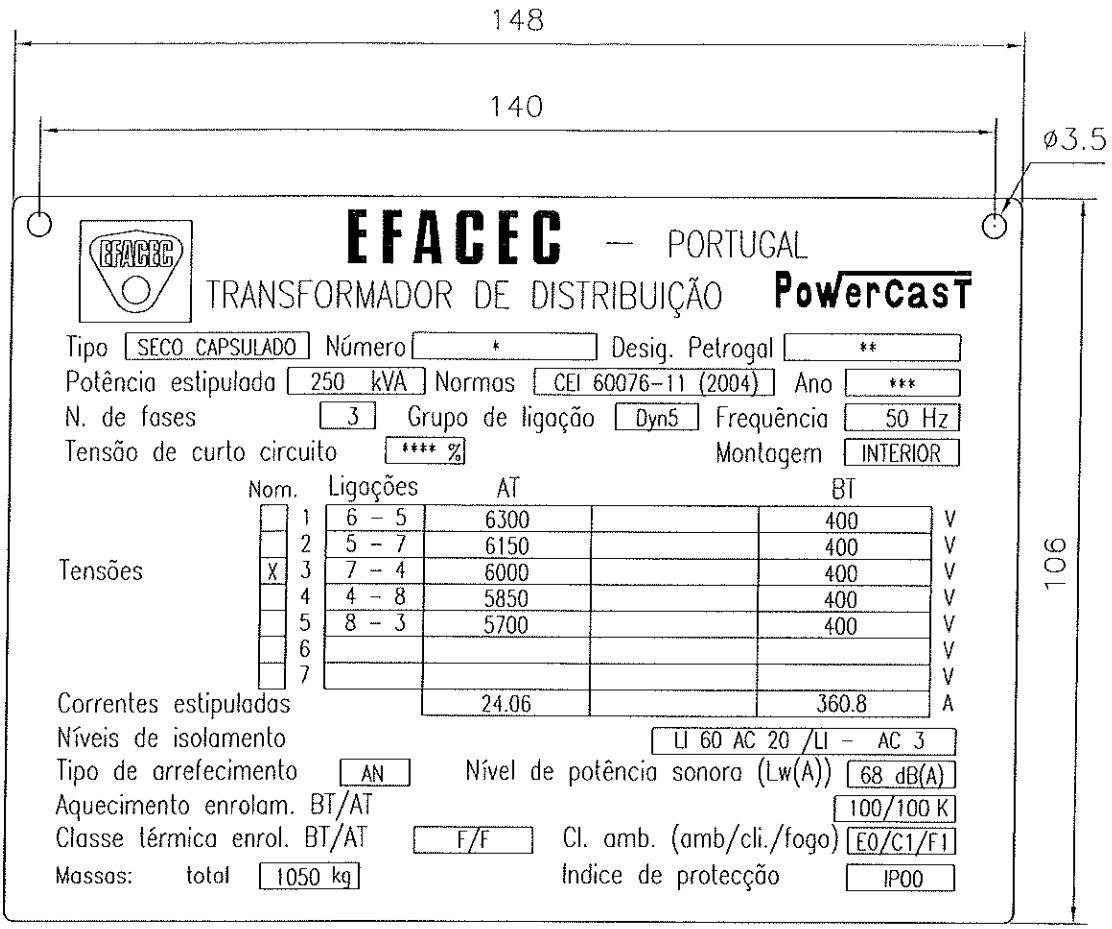
Simb.ISO

Escala: 1 / 15 — Folha/Sheet: 1 / 1

Subst.

Título/Title: ATRAVANCAMENTO
GENERAL ARRANGEMENT

Desenho/Drawing N°: 3DT055589 — Rev.



EFACEC — PORTUGAL

TRANSFORMADOR DE DISTRIBUIÇÃO PowerCast

Tipo [SECO CAPSULADO] Número [*] Desig. Petrogal [**]

Potência estipulada [250 kVA] Normas [CEI 60076-11 (2004)] Ano [***]

N. de fases [3] Grupo de ligação [Dyn5] Frequência [50 Hz]

Tensão de curto circuito [**** %] Montagem [INTERIOR]

	Nom.	Ligações	AT		BT	
	1	6 - 5	6300		400	V
	2	5 - 7	6150		400	V
Tensões	X 3	7 - 4	6000		400	V
	4	4 - 8	5850		400	V
	5	8 - 3	5700		400	V
	6					V
	7					V
Correntes estipuladas			24.06		360.8	A

Níveis de isolamento [LI 60 AC 20 /LI - AC 3]

Tipo de arrefecimento [AN] Nível de potência sonora (Lw(A)) [68 dB(A)]

Aquecimento enrolam. BT/AT [100/100 K]

Classe térmica enrol. BT/AT [F/F] Cl. amb. (amb/cli./fogo) [E0/C1/F1]

Massas: total [1050 kg] Indice de protecção [IP00]

*	**
_____ . 01	TRE - 04
_____ . 02	TRE - 05
_____ . 03	TRE - 06
_____ . 04	TRE - 09
_____ . 05	TRP - 11
_____ . 06	RESERVA

MATERIAL: AÇO INOXIDAVEL ESP. 0.8
CARACTERES A PRETO SOBRE FUNDO BRANCO

MATERIAL: STAINLESS STEEL THICKNESS 0.8
BLACK CHARACTERES ON WHITE BASE

*** - _____

**** - Apos ensaio (valor garantido 4.0%)

DTDT	
Difusão	
Sector	Ex
DTLO	1
DTQS	1
Cliente	3
DTPR: EQ.01	
EQ.02	
EQ.03	
EQ.04	1
EQ.05	
EQ.06	
EQ.07	
EQ.08	
DTPR	

Rev	Data / Date	Designacao / Designation	Des. Drw.	Verif. Chk.	Aprov. Appr.
/	20050831	ORIGINAL	SÉRGIO P.	F. TRAVESSA	A. MOURA

Revisoes Revisions

ESTE DESENHO É PROPRIEDADE DA EFACEC, NAO PODENDO SER REPRODUZIDO, NO TODO OU EM PARTE, COMUNICADO A TERCEIROS, OU USADO PARA QUALQUER PROPÓSITO A NAO SER O AQUI INDICADO, SEM SUA EXPRESSA AUTORIZAÇÃO

THIS DOCUMENT IS THE PROPERTY OF EFACEC AND HOLDERS CERTIFY THAT DISCLOSURE HAS BEEN LAWFULLY MADE TO THEM AND THAT ANY REPRODUCTION, USE OR DISCLOSURE SHALL BE SUBJECT TO SPECIFIC PRIOR AUTHORIZATION.

TRANSFORMADOR POWERCAST 250 kVA 6000 +-2*2.5% / 400 V (E60500357)

EFACEC DT — PORTUGAL

Cliente / Client: PETROGAL

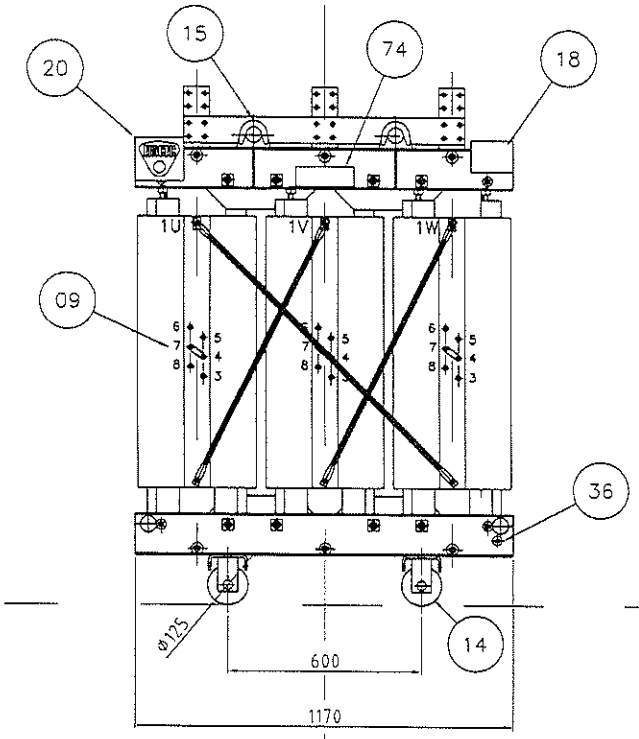
Simb.ISO

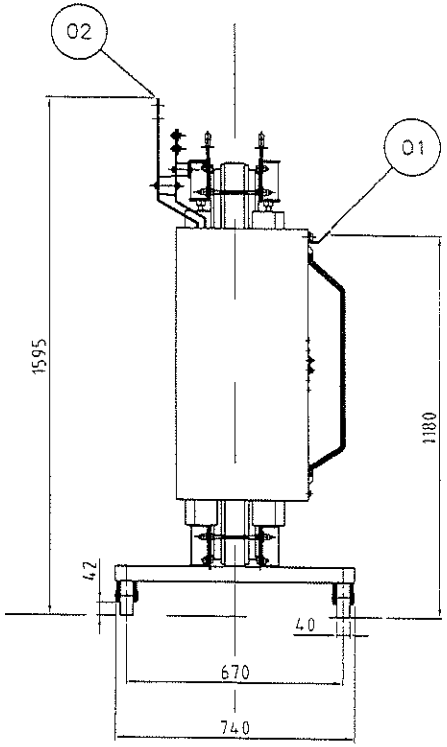
Escala | Subst.

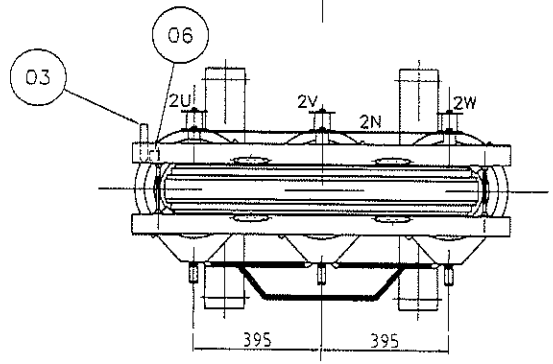
Folha/Sheet: 1 / 1

Titulo/Title: CHAPA DE CARACTERISTICAS
RATING PLATE

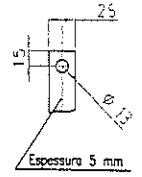
Desenho/Drawing N°: 4DT055590 Rev.



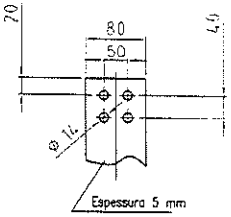




Extremidade terminal AT



Extremidade terminal BT



01 – TERMINAL AT
02 – TERMINAL BT
03 – RELÉ MSF 220SE
06 – LIGAÇÃO SONDAS PTCs
09 – COMUTAÇÃO FORA DE TENSÃO
14 – RODADO BI-DIRECCIONAL
15 – OLHAL DE SUSPENSÃO
18 – CHAPA DE CARACTERISTICAS
20 – CHAPA DE PUBLICIDADE
36 – TERMINAL DE TERRA
74 – CHAPA INDICATIVA POWERCAST

DTDT	
Difusão	
Sector	Ex
DTLO	
DTQS	1
CLIENTE	3
DTPR	
EQ.01	
EQ.02	
EQ.03	
EQ.04	
EQ.05	
EQ.06	
EQ.07	
EQ.08	1
DTPR	

Rev	Data / Date	Designação / Designation	Des. / Drw.	Verif. / Chk.	Aprov. / Appr.
/	20050908	ORIGINAL	SONIA P.	CARLOS R.	A. MOURA

Revisões Revisions

ESTE DESENHO É PROPRIEDADE DA EFACEC, NÃO PODENDO SER REPRODUZIDO, NO TODO OU EM PARTE, COMUNICADO A TERCEIROS OU USADO PARA QUALQUER PROPÓSITO A NÃO SER O ADUI INDICADO, SEM SUA EXPRESSA AUTORIZAÇÃO

THIS DOCUMENT IS THE PROPERTY OF EFACEC AND HOLDING DEPOSIT THAT DISCLOSURE HAS BEEN CAREFULLY MADE TO THEM AND THAT ANY REPRODUCTION, USE OR DISCLOSURE SHALL BE SUBJECT TO SPECIFIED PRIOR AUTHORIZATION.

TRANSFORMADOR POWERCAST 400 kVA 6000 ± 2*2.5 % / 400 V (E60500358)

EFACEC DT
PORTUGAL

Cliente / Client: PETROGAL

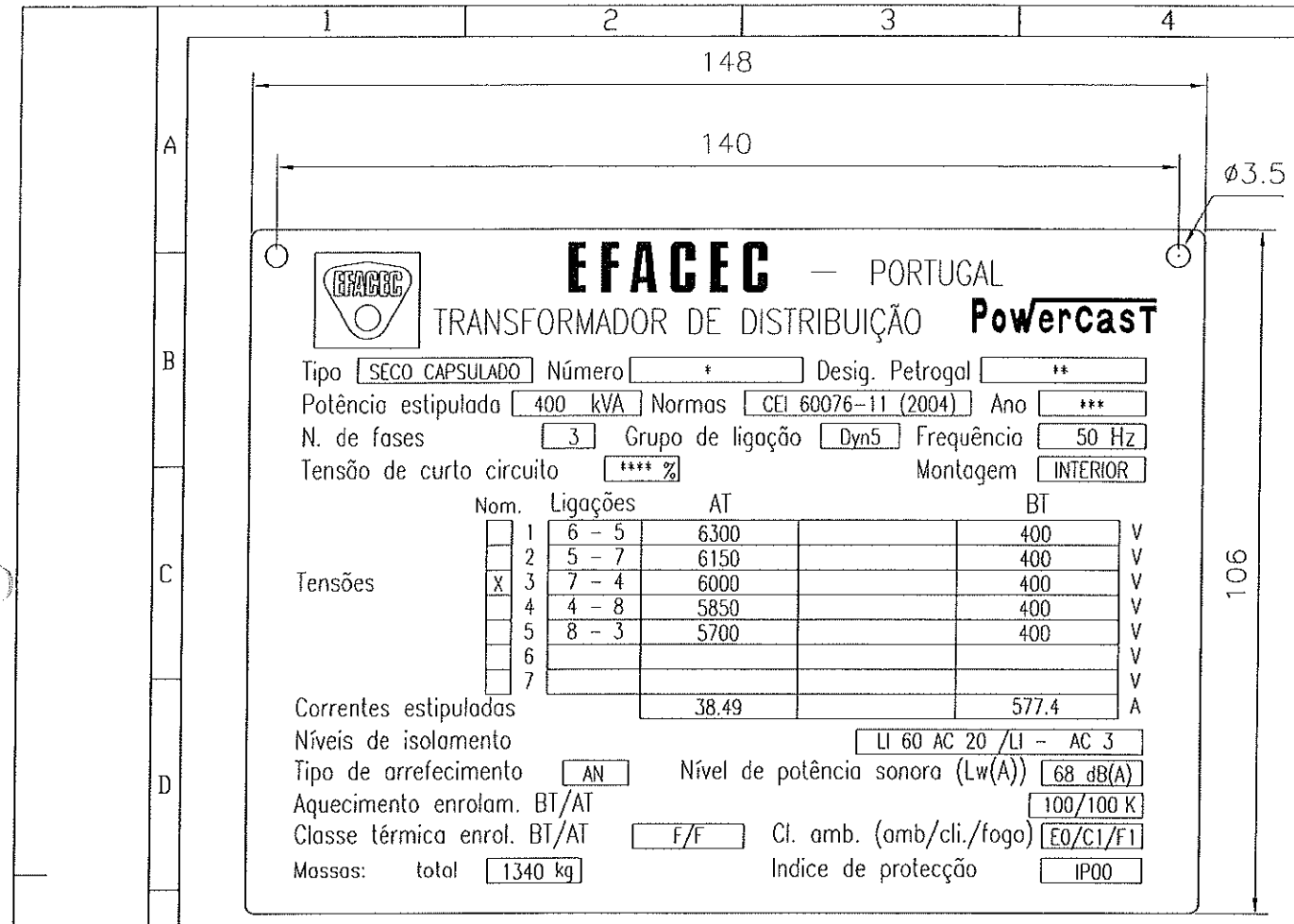
Simb.ISO

Escala: 1 / 15 | Folha/Sheet: 1 / 1

Subst.

Título/Title: ATRAVANCAMENTO
GENERAL ARRANGEMENT

Desenho/Drawing Nº: 3DT055622 | Rev.



EFACEC — PORTUGAL

TRANSFORMADOR DE DISTRIBUIÇÃO PowerCast

Tipo: SECO CAPSULADO | Número: * | Desig. Petrogal: **

Potência estipulada: 400 kVA | Normas: CEI 60076-11 (2004) | Ano: ***

N. de fases: 3 | Grupo de ligação: Dyn5 | Frequência: 50 Hz

Tensão de curto circuito: **** % | Montagem: INTERIOR

	Nom.		Ligações	AT		BT	
Tensões		1	6 - 5	6300		400	V
		2	5 - 7	6150		400	V
	X	3	7 - 4	6000		400	V
		4	4 - 8	5850		400	V
		5	8 - 3	5700		400	V
		6					V
		7					V
Correntes estipuladas				38.49		577.4	A

Níveis de isolamento: LI 60 AC 20 /LI - AC 3

Tipo de arrefecimento: AN | Nível de potência sonora (Lw(A)): 68 dB(A)

Aquecimento enrolam. BT/AT: 100/100 K

Classe térmica enrol. BT/AT: F/F | Cl. amb. (amb/cli./fogo): E0/C1/F1

Massas: total 1340 kg | Indice de protecção: IP00

*	**
_____ . 01	TRE - 01
_____ . 02	TRE - 07
_____ . 03	TRE - 08
_____ . 04	TRE - 10
_____ . 05	RESERVA

MATERIAL: AÇO INOXIDAVEL ESP. 0.8
CARACTERES A PRETO SOBRE FUNDO BRANCO

MATERIAL: STAINLESS STEEL THICKNESS 0.8
BLACK CHARACTERES ON WHITE BASE

*** - _____

**** - Apos ensaio (valor garantido 4.0 %)

DTDT	
Difusão	
Sector	Ex
DTLO	1
DTQS	1
Cliente	3
DTPR EQ.01	
DTPR EQ.02	
DTPR EQ.03	
DTPR EQ.04	1
DTPR EQ.05	
DTPR EQ.06	
DTPR EQ.07	
DTPR EQ.08	
DTPR DTPR	

Rev Rev	Data Date	Designacao Designation	Des. Drw.	Verif. Chk.	Aprov. Appr.
/	20050909	ORIGINAL	SÉRGIO P.	CARLOS R.	A. MOURA

Revisoes Revisions

ESTE DESENHO É PROPRIEDADE DA EFACEC, NAO PODENDO SER REPRODUZIDO, NO TODO OU EM PARTE, COMUNICADO A TERCEIROS ,OU USADO PARA QUALQUER PROPÓSITO A NAO SER O AQUI INDICADO, SEM SUA EXPRESSA AUTORIZACAO

THIS DOCUMENT IS THE PROPERTY OF EFACEC AND HOLDERS CERTIFY THAT DISCLOSURE HAS BEEN LAWFULLY MADE TO THEM AND THAT ANY REPRODUCTION, USE OR DISCLOSURE SHALL BE SUBJECT TO SPECIFIC PRIOR AUTHORIZATION.

TRANSFORMADOR POWERCAST 400 kVA 6000 +-2*2.5% / 400 V (E60500358)

EFACEC DT — PORTUGAL

Cliente / Client: PETROGAL

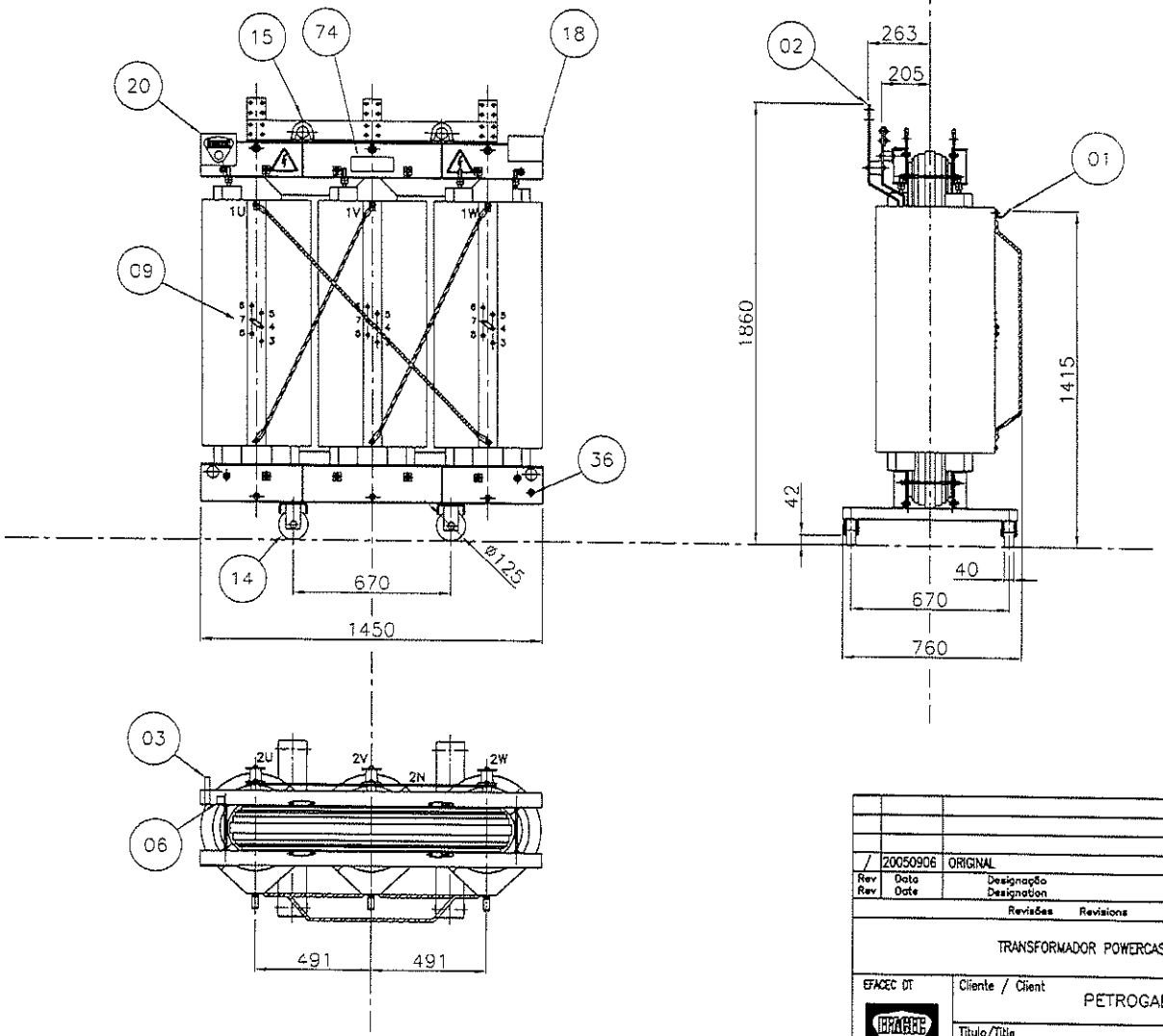
Simb.ISO

Escala: Subst.

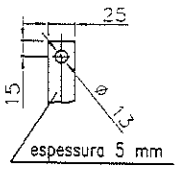
Folha/Sheet: 1 / 1

Titulo/Title: CHAPA DE CARACTERISTICAS RATING PLATE

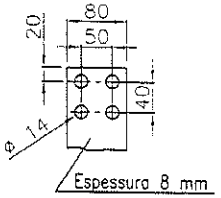
Desenho/Drowing N°: 4DT055623 | Rev.



Extremidade terminal AT



Extremidade terminal BT



01 – TERMINAL AT
02 – TERMINAL BT
03 – RELÉ MSF 220SE
06 – LIGAÇÃO SONDAS PTCs
09 – COMUTAÇÃO FORA DE TENSÃO
14 – RODADO BI-DIRECCIONAL
15 – OLHAL DE SUSPENSÃO
18 – CHAPA DE CARACTERÍSTICAS
20 – CHAPA DE PUBLICIDADE
36 – TERMINAL DE TERRA
74 – CHAPA INDICATIVA POWERCAST

DTDT	
Difusão	
Sector	Ex
OTLO	
OTQS	1
Cliente	3
DTPR	
EQ.01	
EQ.02	
EQ.03	
EQ.04	
EQ.05	
EQ.06	
EQ.07	
EQ.08	1
DTPR	

Rev Rev	Data Date	Designação Designation	Des. Drw.	Verif. Chk.	Aprov. Appr.
/	20050906	ORIGINAL	CARLOS R.	P. BORGES	SERGIO F.

Revisões Revisions

ESTE DESENHO É PROPRIEDADE DA EFACEC, NÃO PODENDO SER REPRODUZIDO, NO TODO OU DE PARTE, COMUNICADO A TERCEIROS OU USADO PARA QUALQUER PROPÓSITO A NÃO SER O AQUI INDICADO, SEM SUA EXPRESSA AUTORIZAÇÃO

THIS DOCUMENT IS THE PROPERTY OF EFACEC AND HOLDERS CERTIFY THAT DISCLOSURE HAS BEEN LAWFULLY MADE TO THEM AND THAT ANY REPRODUCTION, USE OR DISCLOSURE SHALL BE SUBJECT TO SPECIFIC PRIOR AUTHORIZATION.

TRANSFORMADOR POWERCAST 800 kVA 6000 ± 2 * 2,5 % / 400 V – E60500359

EFACEC DT
PORTUGAL

Cliente / Client: PETROGAL

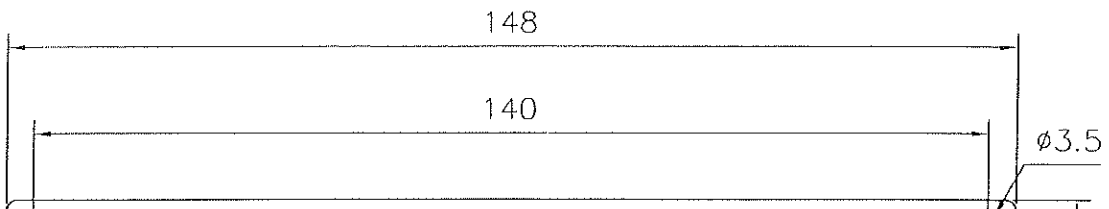
Simb.ISO

Escala: 1/20 | Folha/Sheet: 1 / 1

Subst.

Título/Title: ATRAVANCAMENTO
GENERAL ARRANGEMENT

Desenho/Drawing N°: 3DT055602 | Rev.



EFACEC — PORTUGAL

TRANSFORMADOR DE DISTRIBUIÇÃO PowerCast

Tipo [SECO CAPSULADO] Número [*] Desig. Petrogal [**]

Potência estipulada [800 kVA] Normas [CEI 60076-11 (2004)] Ano [***]

N. de fases [3] Grupo de ligação [Dyn5] Frequência [50 Hz]

Tensão de curto circuito [**** %] Montagem [INTERIOR]

	Nom.	Ligações	AT		BT	
	1	6 – 5	6300		400	V
	2	5 – 7	6150		400	V
Tensões	X 3	7 – 4	6000		400	V
	4	4 – 8	5850		400	V
	5	8 – 3	5700		400	V
	6					V
	7					V
Correntes estipuladas			76.98		1155	A

Níveis de isolamento [LI 60 AC 20 /LI – AC 3]

Tipo de arrefecimento [AN] Nível de potência sonora (Lw(A)) [72 dB(A)]

Aquecimento enrolam. BT/AT [100/100 K]

Classe térmica enrol. BT/AT [F/F] Cl. amb. (amb/cli./fogo) [E0/C1/F1]

Massas: total [2320 kg] Índice de protecção [IP00]

106

*	**
_____ . 01	TR – 1 – H
_____ . 02	TR – 2 – H
_____ . 03	TRP – 13
_____ . 04	TRP – 24
_____ . 05	RESERVA

MATERIAL: AÇO INOXIDAVEL ESP. 0.8
CARACTERES A PRETO SOBRE FUNDO BRANCO

MATERIAL: STAINLESS STEEL THICKNESS 0.8
BLACK CHARACTERES ON WHITE BASE

*** – _____

**** – Apos ensaio (valor garantido 5.0%)

DTDT	
Difusão	
Sector	Ex
DTLO	1
DTQS	1
Cliente	3
DTPR EQ.01	
DTPR EQ.02	
DTPR EQ.03	
DTPR EQ.04	1
DTPR EQ.05	
DTPR EQ.06	
DTPR EQ.07	
DTPR EQ.08	
DTPR	

Rev	Data	Designacao / Designation	Des. Drw.	Verif. Chk.	Aprov. Appr.
/	20050906	ORIGINAL	CARLOS R.	P. BORGES	SÉRGIO P.

Revisoes Revisions

ESTE DESENHO É PROPRIEDADE DA EFACEC, NAO PODENDO SER REPRODUZIDO, NO TODO OU EM PARTE, COMUNICADO A TERCEIROS OU USADO PARA QUALQUER PROPÓSITO A NAO SER O AQUI INDICADO, SEM SUA EXPRESSA AUTORIZACAO

THIS DOCUMENT IS THE PROPERTY OF EFACEC AND HOLDERS CERTIFY THAT DISCLOSURE HAS BEEN LAWFULLY MADE TO THEM AND THAT ANY REPRODUCTION, USE OR DISCLOSURE SHALL BE SUBJECT TO SPECIFIC PRIOR AUTHORIZATION.

TRANSFORMADOR POWERCAST 800 kVA 6000 +-2*2.5% / 400 V (E60500359)

EFACEC DT — PORTUGAL

Cliente / Client: PETROGAL

Simb.ISO

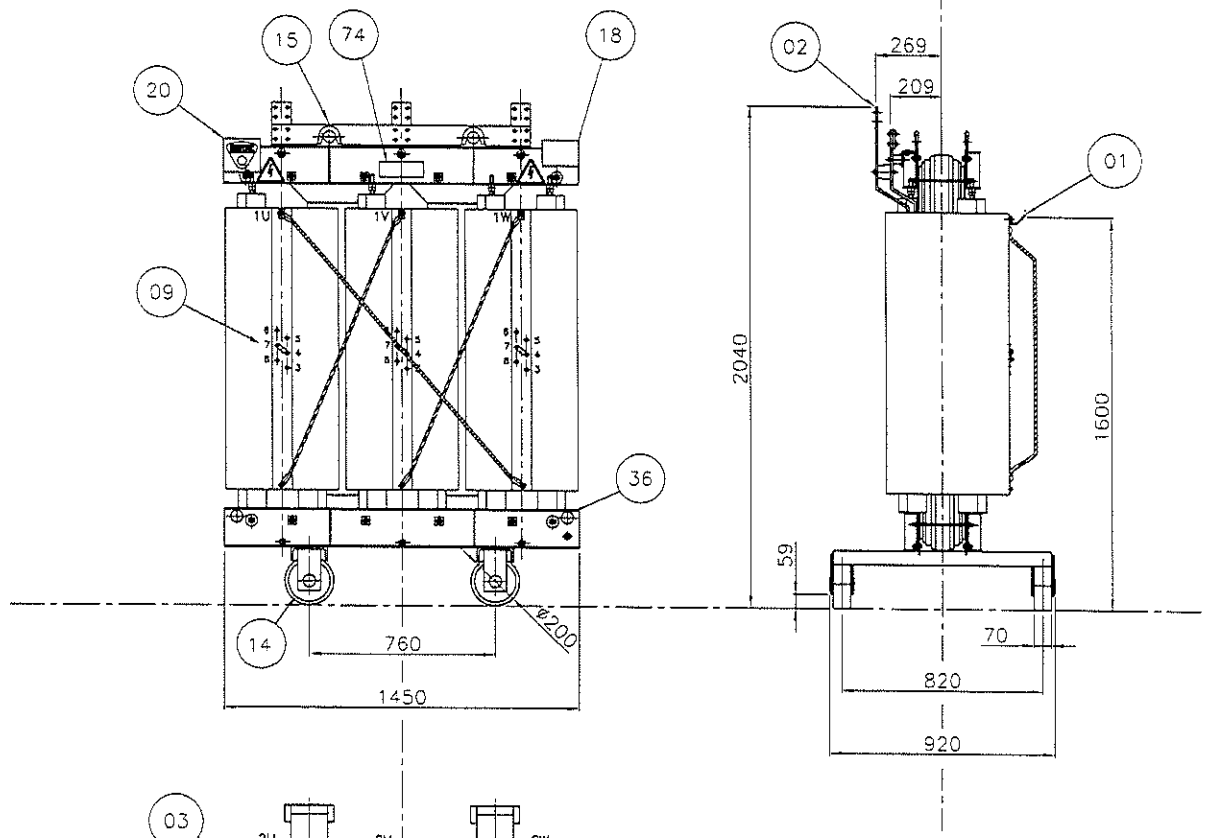
Escala: Subst.

Folha/Sheet: 1 / 1

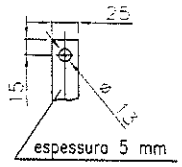
Titulo/Title: CHAPA DE CARACTERISTICAS RATING PLATE

Desenho/Drawing N°: 4DT055603

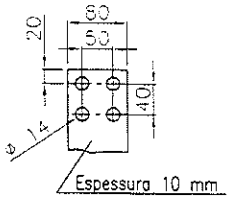
Rev.



Extremidade terminal AT



Extremidade terminal BT



01 – TERMINAL AT
02 – TERMINAL BT
03 – RELÉ MSF 220SE
06 – LIGAÇÃO SONDAS PTCs
09 – COMUTAÇÃO FORA DE TENSÃO
14 – RODADO BI-DIRECCIONAL
15 – OLHAL DE SUSPENSÃO
18 – CHAPA DE CARACTERÍSTICAS
20 – CHAPA DE PUBLICIDADE
36 – TERMINAL DE TERRA
74 – CHAPA INDICATIVA POWERCAST

DTDT	
Difusão	
Sector	Ex
DTLO	
DTQS	1
Cliente	3
DTPR	
EQ.01	
EQ.02	
EQ.03	
EQ.04	
EQ.05	
EQ.06	
EQ.07	
EQ.08	1
DTPR	

Rev	Data / Date	Designação / Designation	Des. / Drw.	Verif. / Chk.	Aprov. / Appr.
/	20050909	ORIGINAL	CARLOS R.	F. BORGES	SERGIO P.

Revisões / Revisions

ESTE DESENHO É PROPRIEDADE DA EFACEC, NÃO PODENDO SER REPRODUZIDO, NO TODO OU EM PARTE, COMUNICADO A TERCEIROS, OU USADO PARA QUALQUER PROPÓSITO A NÃO SER O AQUI INDICADO, SEM SUA EXPRESSA AUTORIZAÇÃO

THIS DOCUMENT IS THE PROPERTY OF EFACEC AND HOLDERS CERTIFY THAT DISCLOSURE HAS BEEN LAWFULLY MADE TO THEM AND THAT ANY REPRODUCTION, USE OR DISCLOSURE SHALL BE SUBJECT TO SPECIFIC PRIOR AUTHORIZATION.

TRANSFORMADOR POWERCAST 1000 kVA 6000 ± 2 * 2,5 % / 400 V – E60500360

EFACEC DT — PORTUGAL

Cliente / Client: PETROGAL

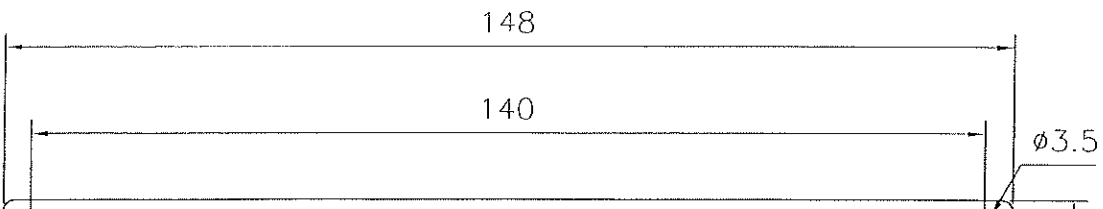
Simb.ISO

Escala: 1/20 | Folha/Sheet: 1 / 1

Subst.

Título/Title: ATRAVANCAMENTO
GENERAL ARRANGEMENT

Desenho/Drawing Nº: 3DT055620 | Rev.



EFACEC — PORTUGAL

TRANSFORMADOR DE DISTRIBUIÇÃO PowerCast

Tipo: SECO CAPSULADO | Número: * | Desig. Petrogal: **

Potência estipulada: 1000 kVA | Normas: CEI 60076-11 (2004) | Ano: ***

N. de fases: 3 | Grupo de ligação: Dyn5 | Frequência: 50 Hz

Tensão de curto circuito: **** % | Montagem: INTERIOR

	Nom.	Ligações	AT		BT	
Tensões	1	6 - 5	6300		400	V
	2	5 - 7	6150		400	V
	X 3	7 - 4	6000		400	V
	4	4 - 8	5850		400	V
	5	8 - 3	5700		400	V
	6					V
	7					V
Correntes estipuladas			96.23		1443	A

Níveis de isolamento: LI 60 AC 20 /LI - AC 3

Tipo de arrefecimento: AN | Nível de potência sonora (Lw(A)): 72 dB(A)

Aquecimento enrolam. BT/AT: 100/100 K

Classe térmica enrol. BT/AT: F/F | Cl. amb. (amb/cli./fogo): E0/C1/F1

Massas: total 2680 kg | Indice de protecção: IP00

106

*	**
_____ . 01	TRP - 07
_____ . 02	TRP - 09
_____ . 03	TRP - 10
_____ . 04	TRP - 15
_____ . 05	TRP/E - 7
_____ . 06	RESERVA

MATERIAL: AÇO INOXIDAVEL ESP. 0.8
CARACTERES A PRETO SOBRE FUNDO BRANCO

MATERIAL: STAINLESS STEEL THICKNESS 0.8
BLACK CHARACTERES ON WHITE BASE

*** - _____

**** - Apos ensaio (valor garantido 5.0%)

DTDT	
Difusão	
Sector	Ex
DTLO	1
DTQS	1
Cliente	3
DTPR EQ.01	
EQ.02	
EQ.03	
EQ.04	1
EQ.05	
EQ.06	
EQ.07	
EQ.08	
DTPR	

Rev	Data	Designacao	Des.	Verif.	Aprov.
/	20050907	ORIGINAL	CARLOS R.	P. BORGES	SÉRGIO P.

Revisoes Revisions

ESTE DESENHO É PROPRIEDADE DA EFACEC, NAO PODENDO SER REPRODUZIDO, NO TODO OU EM PARTE, COMUNICADO A TERCEIROS, OU USADO PARA QUALQUER PROPÓSITO A NAO SER O AQUI INDICADO, SEM SUA EXPRESSA AUTORIZACAO

THIS DOCUMENT IS THE PROPERTY OF EFACEC AND HOLDERS CERTIFY THAT DISCLOSURE HAS BEEN LAWFULLY MADE TO THEM AND THAT ANY REPRODUCTION, USE OR DISCLOSURE SHALL BE SUBJECT TO SPECIFIC PRIOR AUTHORIZATION.

TRANSFORMADOR POWERCAST 1000 kVA 6000 +-2*2.5% / 400 V (E60500360)

EFACEC DT — PORTUGAL

Cliente / Client: PETROGAL

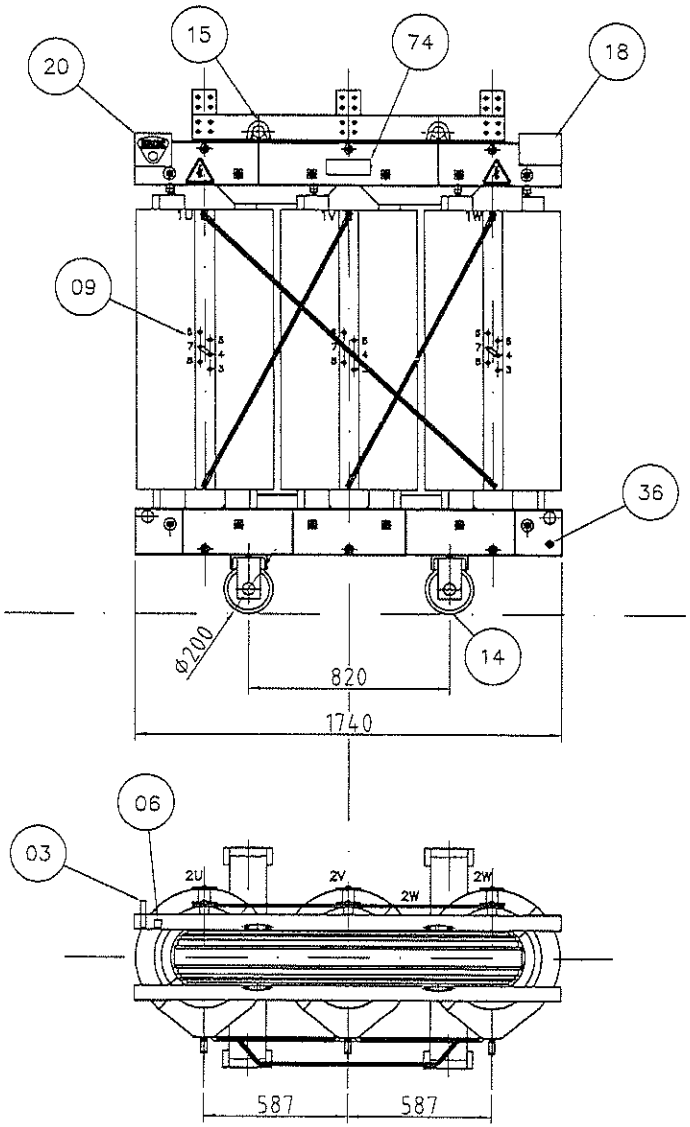
Simb.ISO

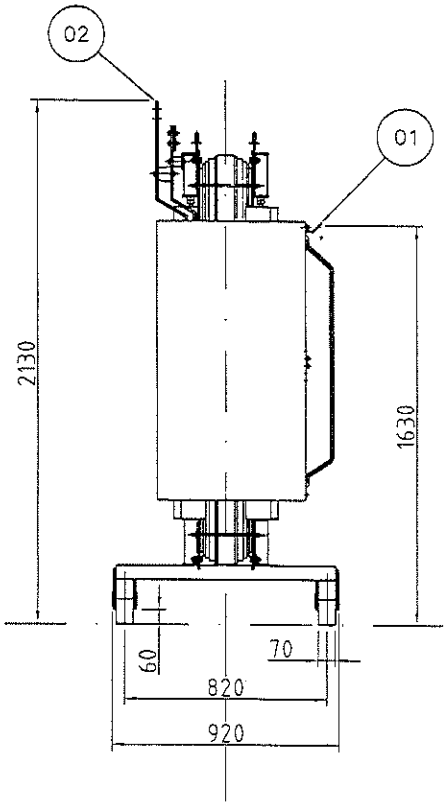
Escala: Subst.

Folha/Sheet: 1 / 1

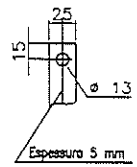
Titulo/Title: CHAPA DE CARACTERISTICAS RATING PLATE

Desenho/Drawing N°: 4DT055621 | Rev.

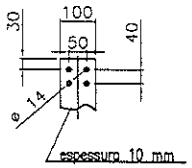




Extremidade terminal AT



Extremidade terminal BT



01 – TERMINAL AT
02 – TERMINAL BT
03 – RELÉ MSF 220SE
06 – LIGAÇÃO SONDAS PTCs
09 – COMUTAÇÃO FORA DE TENSÃO
14 – RODADO BI-DIRECCIONAL
15 – OLHAL DE SUSPENSÃO
18 – CHAPA DE CARACTERISTICAS
20 – CHAPA DE PUBLICIDADE
36 – TERMINAL DE TERRA
74 – CHAPA INDICATIVA POWERCAST

DTDT	
Difusão	
Sector	Ex
DTLO	
DTQS	1
CLIENTE	3
DTPR EQ.01	
DTPR EQ.02	
DTPR EQ.03	
DTPR EQ.04	
DTPR EQ.05	
DTPR EQ.06	
DTPR EQ.07	
DTPR EQ.08	1
DTPR	

Rev	Data	Designação / Designation	Dese. Drw.	Verif. Chk.	Aprov. Appr.
/	20050905	ORIGINAL	SERGIO P.	CARLOS R.	A. MOURA

Revisões / Revisions

ESTE DESENHO É PROPRIEDADE DA EFACEC, NÃO PODENDO SER REPRODUZIDO, NO TODO OU EM PARTE, COMUNICADO A TERCEIROS, NEM USADO PARA QUALQUER FINALIDADE, SEM A PRÉVIA E ESCRITA AUTORIZAÇÃO DA EFACEC.

THIS DRAWING IS THE PROPERTY OF EFACEC AND SHOULDN'T BE COPIED, DISCLOSED, THIS BEING LIMITEDLY MADE TO THEM AND THEY ANY REPRODUCTION, USE OR DISCLOSURE SHALL BE SUBJECT TO SPECIFIC PRIOR AUTHORIZATION.

TRANSFORMADOR POWERCAST 1600 kVA 6000 ± 2*2.5 % / 400 V (E60S00361)

EFACEC DT
PORTUGAL

Cliente / Client: PETROGAL

Simb.ISO

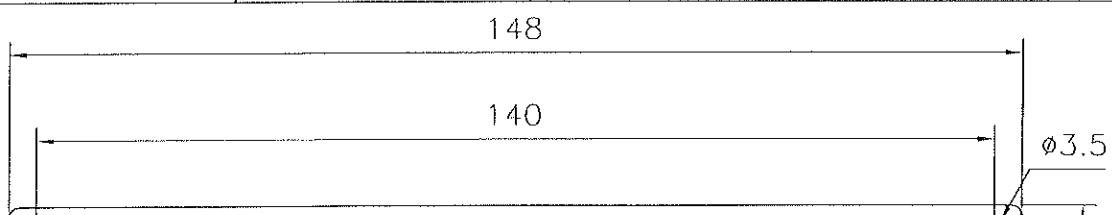
Escala: 1 / 15

Folha/Sheet: 1 / 1

Título/Title: ATRAVANCAMENTO
GENERAL ARRANGEMENT

Desenho/Drawing Nº: 3DT055606

Rev.



EFACEC — PORTUGAL

TRANSFORMADOR DE DISTRIBUIÇÃO PowerCast

Tipo [SECO CAPSULADO] Número [*] Desig. Petrogal [**]

Potência estipulada [1600 kVA] Normas [CEI 60076-11 (2004)] Ano [***]

N. de fases [3] Grupo de ligação [Dyn5] Frequência [50 Hz]

Tensão de curto circuito [**** %] Montagem [INTERIOR]

	Nom.		Ligações	AT		BT	
Tensões		1	6 – 5	6300		400	V
		2	5 – 7	6150		400	V
	X	3	7 – 4	6000		400	V
		4	4 – 8	5850		400	V
		5	8 – 3	5700		400	V
		6					V
		7					V
Correntes estipuladas				154.0		2309	A

Níveis de isolamento [LI 60 AC 20 /LI – AC 3]

Tipo de arrefecimento [AN] Nível de potência sonora (Lw(A)) [75 dB(A)]

Aquecimento enrolam. BT/AT [100/100 K]

Classe térmica enrol. BT/AT [F/F] Cl. amb. (amb/cli./fogo) [E0/C1/F1]

Massas: total [3920 kg] Indice de protecção [IP00]

106

*** – _____

**** – Apos ensaio (valor garantido 6.25 %)

*	**
_____ . 01	TRP – 05
_____ . 02	TRP – 06
_____ . 03	TRP – 17
_____ . 04	TRP – 18
_____ . 05	TRP – 19
_____ . 06	TRP – 20
_____ . 07	TRP – 23
_____ . 08	TRP – 25
_____ . 09	TRP – 26
_____ . 10	TRP – 27
_____ . 11	TRP – 28
_____ . 12	TRP – 29
_____ . 13	RESERVA

MATERIAL: AÇO INOXIDAVEL ESP. 0.8
CARACTERES A PRETO SOBRE FUNDO BRANCO

MATERIAL: STAINLESS STEEL THICKNESS 0.8
BLACK CHARACTERES ON WHITE BASE

DTDT	
Difusão	
Sector	Ex
DTLO	1
DTQS	1
Cliente	3
DTPR EQ.01	
DTPR EQ.02	
DTPR EQ.03	
DTPR EQ.04	1
DTPR EQ.05	
DTPR EQ.06	
DTPR EQ.07	
DTPR EQ.08	
DTPR DTPR	

Rev Rev	Data Date	Designacao Designation	Des. Drw.	Verif. Chk.	Aprov. Appr.
/	20050905	ORIGINAL	SERGIO P.	CARLOS R.	A. MOURA

Revisoes Revisions

ESTE DESENHO É PROPRIEDADE DA EFACEC, NAO PODENDO SER REPRODUZIDO, NO TODO OU EM PARTE, COMUNICADO A TERCEIROS, OU USADO PARA QUALQUER PROPÓSITO A NAO SER O AQUI INDICADO, SEM SUA EXPRESSA AUTORIZACAO.

THIS DOCUMENT IS THE PROPERTY OF EFACEC AND HOLDERS CERTIFY THAT DISCLOSURE HAS BEEN LAWFULLY MADE TO THEM AND THAT ANY REPRODUCTION, USE OR DISCLOSURE SHALL BE SUBJECT TO SPECIFIC PRIOR AUTHORIZATION.

TRANSFORMADOR POWERCAST 1600 kVA 6000 +–2*2.5% / 400 V (E60500361)

EFACEC DT — PORTUGAL

Cliente / Client: PETROGAL

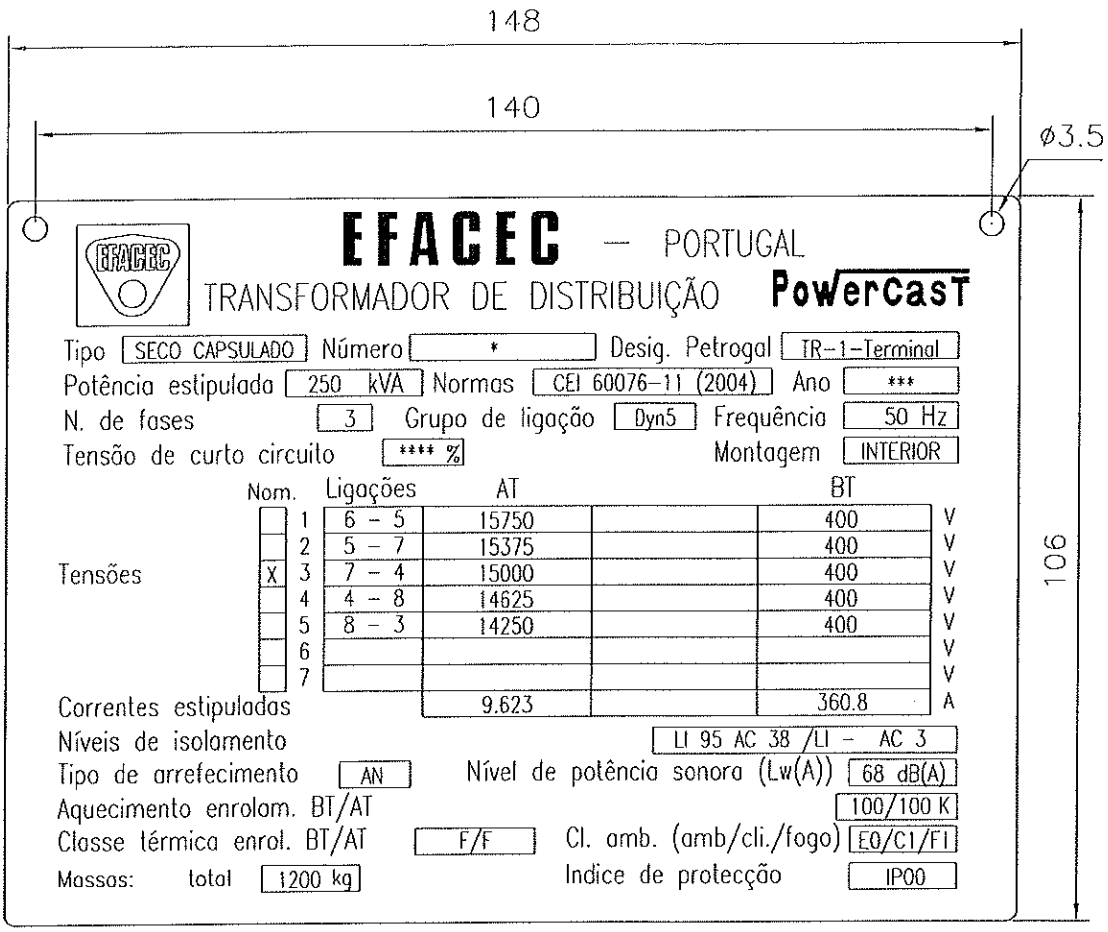
Simb.ISO

Escala: Subst.

Folha/Sheet: 1 / 1

Titulo/Title: CHAPA DE CARACTERISTICAS RATING PLATE

Desenho/Drawing N°: 4DT0556078 Rev.



EFACEC — PORTUGAL

TRANSFORMADOR DE DISTRIBUIÇÃO PowerCast

Tipo: SECO CAPSULADO | Número: * | Desig. Petrogal: TR-1-Terminal

Potência estipulada: 250 kVA | Normas: CEI 60076-11 (2004) | Ano: ***

N. de fases: 3 | Grupo de ligação: Dyn5 | Frequência: 50 Hz

Tensão de curto circuito: **** % | Montagem: INTERIOR

	Nom.	Ligações	AT		BT	
	1	6 - 5	15750		400	V
	2	5 - 7	15375		400	V
Tensões	X 3	7 - 4	15000		400	V
	4	4 - 8	14625		400	V
	5	8 - 3	14250		400	V
	6					V
	7					V
Correntes estipuladas			9.623		360.8	A

Níveis de isolamento: LI 95 AC 38 /LI - AC 3

Tipo de arrefecimento: AN | Nível de potência sonora (Lw(A)): 68 dB(A)

Aquecimento enrolam. BT/AT: 100/100 K

Classe térmica enrol. BT/AT: F/F | Cl. amb. (amb/cli./fogo): E0/C1/F1

Massas: total 1200 kg | Indice de protecção: IP00

MATERIAL: AÇO INOXIDAVEL ESP. 0.8
CARACTERES A PRETO SOBRE FUNDO BRANCO

MATERIAL: STAINLESS STEEL THICKNESS 0.8
BLACK CHARACTERES ON WHITE BASE

* – _____

*** – _____

**** – Apos ensaio (valor garantido 4.0%)

Rev	Data / Date	Designacao / Designation	Des. Drw.	Verif. Chk.	Aprov. Appr.
/	20050901	ORIGINAL	SÉRGIO P.	F. TRAVESSA	A. MOURA

Revisoes / Revisions

ESTE DESENHO É PROPRIEDADE DA EFACEC, NAO PODENDO SER REPRODUZIDO, NO TODO OU EM PARTE, COMUNICADO A TERCEIROS, OU USADO PARA QUALQUER PROPÓSITO A NAO SER O AQUI INDICADO, SEM SUA EXPRESSA AUTORIZACAO

THIS DOCUMENT IS THE PROPERTY OF EFACEC AND HOLDERS CERTIFY THAT DISCLOSURE HAS BEEN LAWFULLY MADE TO THEM AND THAT ANY REPRODUCTION, USE OR DISCLOSURE SHALL BE SUBJECT TO SPECIFIC PRIOR AUTHORIZATION.

TRANSFORMADOR POWERCAST 250 kVA 15000 +-2*2.5% / 400 V (E60500362)

EFACEC DT — PORTUGAL

Cliente / Client: PETROGAL

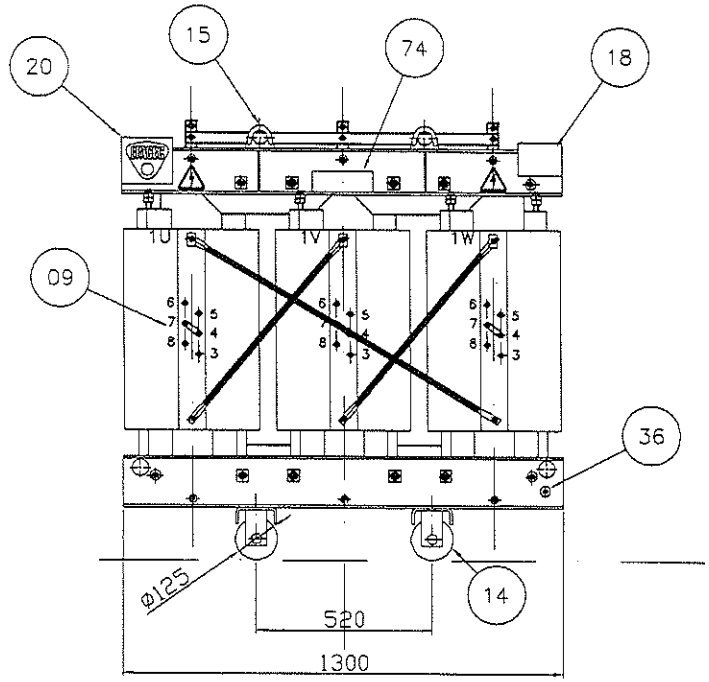
Simb.ISO

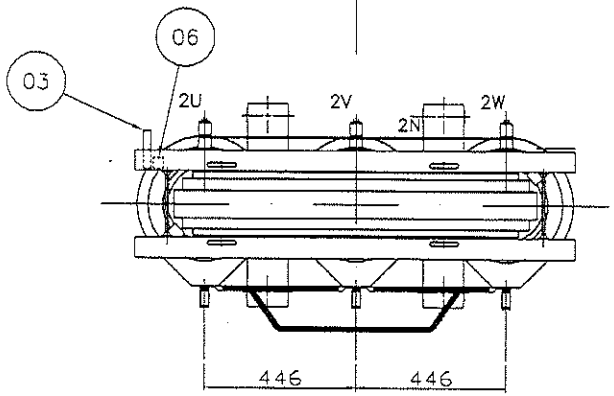
Escala: | Subst.: | Folha/Sheet: 1 / 1

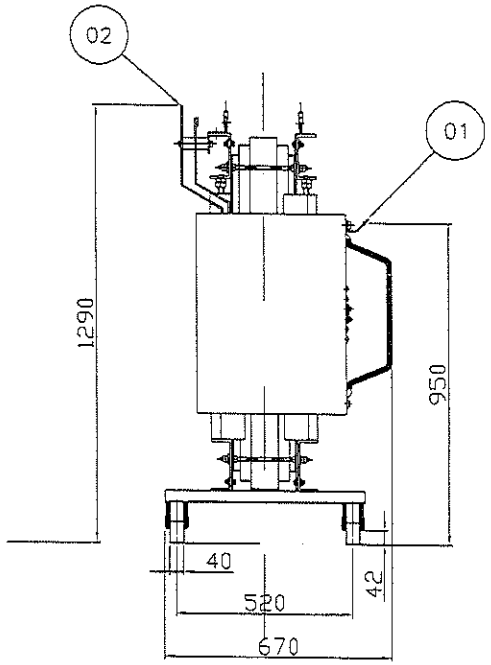
Titulo/Title: CHAPA DE CARACTERISTICAS / RATING PLATE

Desenho/Drawing N°: 4DT055594 | Rev.:

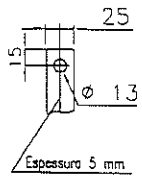
DTDT	
Difusão	
Sector	Ex
TLO	1
DTQS	1
Cliente	3
DTPR EQ.01	
DTPR EQ.02	
DTPR EQ.03	
DTPR EQ.04	1
DTPR EQ.05	
DTPR EQ.06	
DTPR EQ.07	
DTPR EQ.08	
DTPR	



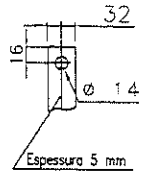




Extremidade terminal AT



Extremidade terminal BT



01 - TERMINAL AT
02 - TERMINAL BT
03 - RELÉ MSF 220SE
06 - LIGAÇÃO SONDAS PTCs
09 - COMUTAÇÃO FORA DE TENSÃO
14 - RODADO BI-DIRECCIONAL
15 - OLHAL DE SUSPENSÃO
18 - CHAPA DE CARACTERISTICAS
20 - CHAPA DE PUBLICIDADE
36 - TERMINAL DE TERRA
74 - CHAPA INDICATIVA POWERCAST

DTDT	
Difusão	
Sector	Ex
DTLO	
DTQS	1
CLIENTE	3
DTPR EQ.01	
DTPR EQ.02	
DTPR EQ.03	
DTPR EQ.04	
DTPR EQ.05	
DTPR EQ.06	
DTPR EQ.07	
DTPR EQ.08	1
DTPR	

Rev	Data / Date	Designação / Designation	Des. / Drw.	Verif. / Chk.	Aprov. / Appr.
/	20050901	ORIGINAL	SÉRGIO P.	F.TAVARESSA	A. MOURA

Revisões / Revisions

ESTE DESENHO É PROPRIEDADE DA EFACEC, NÃO PODENDO SER REPRODUZIDO, NO TODO OU EM PARTE, COMUNICADO A TERCEIROS, OU USADO PARA QUALQUER PROPÓSITO A NÃO SER O ADUF INDICADO, SEM SUA EXPRESSA AUTORIZAÇÃO.

THE DOCUMENT IS THE PROPERTY OF EFACEC AND HOLDER CERTIFY THAT DISCLOSURE HAS BEEN LAWFULLY MADE TO THEM AND THAT ANY REPRODUCTION, USE OR DISCLOSURE SHALL BE SUBJECT TO SPECIFIC PRIOR AUTHORIZATION.

TRANSFORMADOR POWERCAST 250 kVA 15000 ± 2*2,5 % / 400 V (E60500362)

EFACEC DT — PORTUGAL

Cliente / Client: PETROGAL

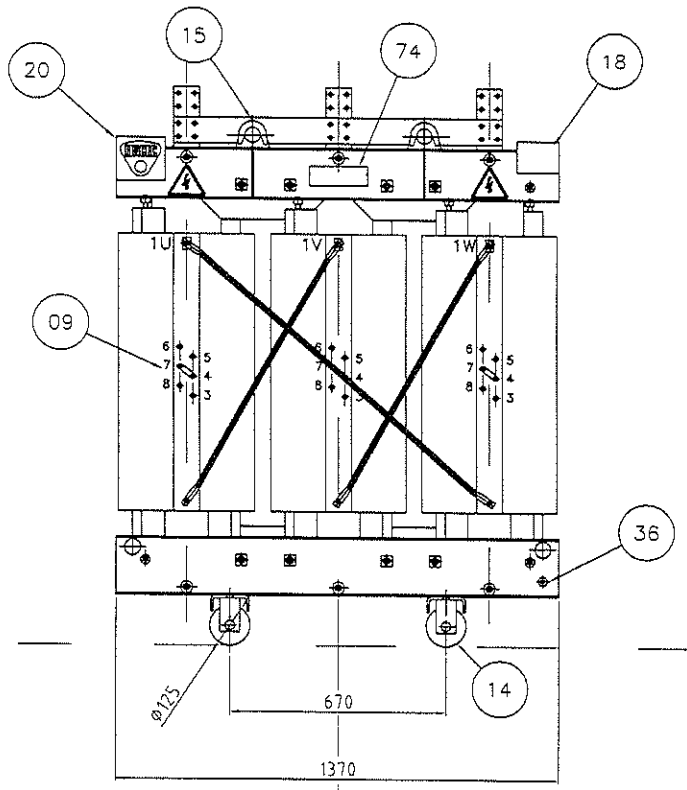
Simb.ISO

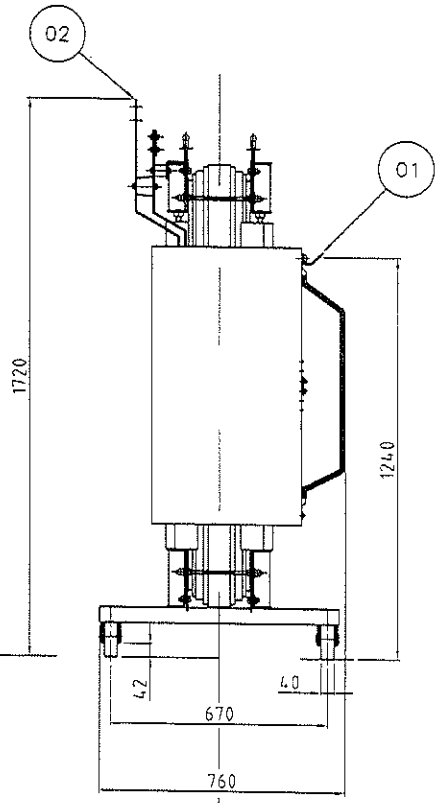
Escala: 1 / 15 — Folha/Sheet: 1 / 1

Subst.

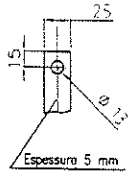
Título/Title: ATRAVANCAMENTO
GENERAL ARRANGEMENT

Desenho/Drawing N°: 3DT055593 — Rev.

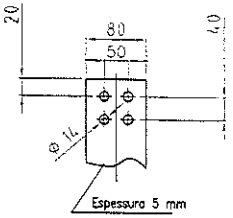


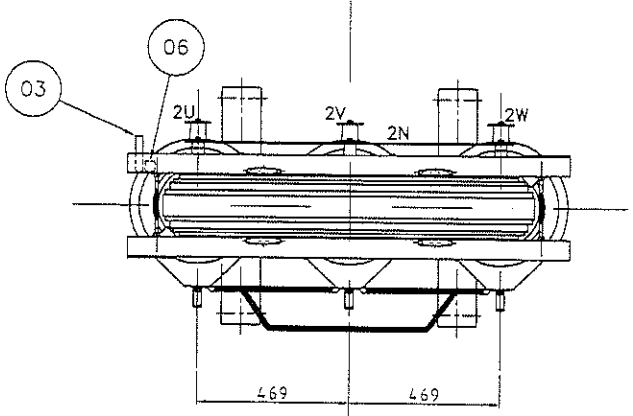


Extremidade terminal AT



Extremidade terminal BT





01 – TERMINAL AT
02 – TERMINAL BT
03 – RELÉ MSF 220SE
06 – LIGAÇÃO SONDAS PTCs
09 – COMUTAÇÃO FORA DE TENSÃO
14 – RODADO BI-DIRECCIONAL
15 – OLHAL DE SUSPENSÃO
18 – CHAPA DE CARACTERISTICAS
20 – CHAPA DE PUBLICIDADE
36 – TERMINAL DE TERRA
74 – CHAPA INDICATIVA POWERCAST

DTDT	
Difusão	
Sector	Ex
DTLO	
DTQS	1
CLIENTE	3
DTPR	
EQ.01	
EQ.02	
EQ.03	
EQ.04	
EQ.05	
EQ.06	
EQ.07	
EQ.08	1
DTPR	

Rev	Data / Date	Designação / Designation	Des. Drw.	Verif. Chk.	Aprov. Appr.
/	20050912	ORIGINAL	SERGIO P.	CARLOS R.	A. MOURA

Revisões / Revisions

ESTE DOCUMENTO É PROPRIEDADE DA EFACEC. NÃO PODENDO SER REPRODUZIDO, NO TODO OU EM PARTE, COMUNICADO, TERCEIROS, OU USADO PARA QUALQUER PROPÓSITO A NÃO SER O AQUI INDICADO, SEM SUA EXPRESSA AUTORIZAÇÃO

THIS DOCUMENT IS THE PROPERTY OF EFACEC AND IS ADVISED, PERFECT THAT DISCLOSURE HAS BEEN LAWFULLY MADE TO THEM AND THAT ANY REPRODUCTION, USE OR DISCLOSURE SHALL BE SUBJECT TO SPECIFIC PRIOR AUTHORIZATION.

TRANSFORMADOR POWERCAST 400 kVA 15000 ± 2*2.5 % / 400 V (E60500363)

EFACEC DT
PORTUGAL

Cliente / Client: PETROGAL

Simb.ISO

Escala: 1 / 15

Subst.:

Folha/Sheet: 1 / 1

Titulo/Title: ATRAVANCAMENTO
GENERAL ARRANGEMENT

Desenho/Drawing N°: 3DT055631

Rev.:



EFACEC — PORTUGAL

TRANSFORMADOR DE DISTRIBUIÇÃO PowerCast

Tipo: SECO CAPSULADO | Número: * | Desig. Petrogal: **

Potência estipulada: 400 kVA | Normas: CEI 60076-11 (2004) | Ano: ***

N. de fases: 3 | Grupo de ligação: Dyn5 | Frequência: 50 Hz

Tensão de curto circuito: **** % | Montagem: INTERIOR

	Nom.	Ligações	AT		BT	
Tensões	1	6 - 5	15750		400	V
	2	5 - 7	15375		400	V
	X 3	7 - 4	15000		400	V
	4	4 - 8	14625		400	V
	5	8 - 3	14250		400	V
	6					V
	7					V
Correntes estipuladas			15.40		577.4	A

Níveis de isolamento: LI 95 AC 38 /LI - AC 3

Tipo de arrefecimento: AN | Nível de potência sonora (Lw(A)): 68 dB(A)

Aquecimento enrolam. BT/AT: 100/100 K

Classe térmica enrol. BT/AT: F/F | Cl. amb. (amb/cli./fogo): E0/C1/F1

Massas: total: 1900 kg | Indice de protecção: IP00

*	**
_____ . 01	TR-2-Terminal
_____ . 02	TR-3-Terminal

MATERIAL: AÇO INOXIDAVEL ESP. 0.8
CARACTERES A PRETO SOBRE FUNDO BRANCO

MATERIAL: STAINLESS STEEL THICKNESS 0.8
BLACK CHARACTERES ON WHITE BASE

*** - _____

**** - Apos ensaio (valor garantido 4.0 %)

DTDT	
Difusão	
Sector	Ex
DTLO	1
DTQS	1
Cliente	3
DTPR EQ.01	
DTPR EQ.02	
DTPR EQ.03	
DTPR EQ.04	1
DTPR EQ.05	
DTPR EQ.06	
DTPR EQ.07	
DTPR EQ.08	
DTPR DTPR	

Rev	Data / Date	Designacao / Designation	Des. Drw.	Verif. Chk.	Aprov. Appr.
/	20050909	ORIGINAL	SÉRGIO P.	CARLOS R.	A. MOURA

Revisoes Revisions

ESTE DESENHO É PROPRIEDADE DA EFACEC, NAO PODENDO SER REPRODUZIDO, NO TODO OU EM PARTE, COMUNICADO A TERCEIROS OU USADO PARA QUALQUER PROPOSITO A NAO SER O AQUI INDICADO, SEM SUA EXPRESSA AUTORIZACAO

THIS DOCUMENT IS THE PROPERTY OF EFACEC AND HOLDERS CERTIFY THAT DISCLOSURE HAS BEEN LAWFULLY MADE TO THEM AND THAT ANY REPRODUCTION, USE OR DISCLOSURE SHALL BE SUBJECT TO SPECIFIC PRIOR AUTHORIZATION.

TRANSFORMADOR POWERCAST 400 kVA 15000 +-2*2.5% / 400 V (E60500363)

EFACEC DT — PORTUGAL

Cliente / Client: PETROGAL

Simb.ISO

Escala: | Subst.: | Folha/Sheet: 1 / 1

Titulo/Title: CHAPA DE CARACTERISTICAS
RATING PLATE

Desenho/Drawing N°: 4DT055632 | Rev.:

COMPLETED ELECTRICAL DATA SHEET SWB A'1
70653.01.006.1005_rev A

Schneider Electric

FLUOR	galp energia
	REFINARIA DO PORTO

FLUOR TO COMPLETE

Date Received : 16/03/10

Authorized by: S. Cuesta 24/03/10

	1 - DO NOT PROCEED, change as noted & resubmit
	2 - Proceed, change as noted and resubmit
X	3 - Proceed
	4 - Reviewed for Information Only
	Q - Quality is below standards. Correct and resubmit

Authorization to proceed does not relieve Vendor of its responsibility or liability under the Contract and or Purchase Order.

Petrogal Document No	RP-07-A4-042-16605-SWBA1-0014

Contract No.: A3SI

PO. Number (if applicable): A3SI-6-2002-01

First Issue: Yes

EDR Code(s): D106

Item/Tag Number(s): MV switchboard A'1

Fluor Document Document Number	SDOC-A3SI-6-2002-RQ-D106-0001	Rev: A

FLUOR

MEDIUM VOLTAGE SWITCHBOARD DATA SHEET

galp energia
REFINARIA DO PORTO

Contract	A3SI
Item No.	A'1
Service	6kV SWITCHBOARD A'1
P.O. No.	A3SI-6-2002-01
Doc. No.	FLUOR: SDOC-A3SI-6-2002-RQ-D106-0001-Rev A
Doc. No.	GALP: RP-07-A4-042-16605-SWBA1-0014
Doc. No.	Schneider: 70653.01.006.1005-Rev A
Sheet	1 of 9

Client: Petrogal
Site: Porto, Portugal
Plant: Porto Refinery
Unit: Main Substation A'

					Rev
1	**INFORMATION BY PURCHASER**				
2	Supply system (nominal)	:		6kV 3 phase 3 wire 50Hz	
3	Supply variation	:		+/-10% Volts, +/- 5% Hz	
4	System neutral	:		Resistance earthed 100A 10sec	
5	System fault breaking duty	:		50kA for 1 second	
6	System fault making duty	:		125kA	
7	Busbar rated current	:		3150A	
8	Parallelling of incomers	:		Yes - momentarily during transfer	
9	Busbar system	:		Single	
10	Busbar insulation	:		Sleeved by Medium Voltage Crosslinked Polyolefin Bus Bar Tubing	
11	Switchboard enclosure	:		LSC2B-PM	
12	Closing supply	:		220V DC	
13	Tripping supply	:		220V DC	
14	Spring charge supply	:		220V DC	
15	Switchgear space heater supply	:		230V AC	
16	Circuit earthing	:		incomers / outgoing feeders / busbars	
17	Accessibility	:		Front , rear and both ends for extensions	
18	Cable entry	:		Outgoing cablesbottom	
19	Incoming cable	:		Bus Duact TRP-C/DB & TRP-D/DB, 3150A, Cooper, non-segregated bars	
20	Stress relief	:		Per specification ADD-BES-1600-108	
21	Common alarm	:		See note 1	
22	Protection & Control	:		See note 1	
23			Note 1	According to Single Line Diagrams (Schneider plan 053976-902),	
24				Control Diagrams (Schneider plans 053976-580/ 581/ 582/ 583/ 584/ 585),	
25				and Intercubicle diagram (Schneider plan 053976-903)	
26				Per Specification BES-1600-108 & ADD-BES-1600-108, SLD RP-07-A1-000-	
27				-16010-XXXXXXX-1001, RP-07-A1-042-16010-XXXXXXX-2001 & 2003	
28				and C & I matrix RP-07-A3-042-16600-XXXXXXX-2011/ 2012/ 2015	
29			2	The protocol and Toplogy for communication to SCC is:	
30				Ethernet TCP-IP (PowerLogic CM4000T)	
31				Modbus RTU RS485 (Protection relays Sepam & PowerLogic CM4000T)	
32			3	The protocol and Toplogy for communication to EMS shall be:	
33				Ethernet TCP-IP (SCC to EMS)	
34					
35	**INFORMATION BY SUPPLIER**				
36	Name of supplier / manufacturer	:		SCHNEIDER ELECTRIC	
37	Equipment type	:		MCSET	
38	Short circuit withstand	:		50kA 1s	
39	Earth switches short circuit withstand	:		Ith 50kA 1s, Ip 125kA	
40	Short circuit test by	:		VOLTA	
41	Busbar continuous rating	:		3150A	
42	Standard circuit breaker ratings	:		3150A - 1250A	
43	Manufacturing / design standard	:		LSC2B type/ PM class/ ICE standards	
44	Degree of protection	:		IP4X - IP2X	
45	Panel heaters	:		yes, control by thermostat	
46	Busbar insulation	:		yes	
47	Switchboard enclosure	:		Metal	
48	Paint finish top coat	:		RAL9001	
49	Total equipment weight	:		14300kg	
50	Overall dimensions	:		Depth 1725mm (outgoings) & 2000mm (incomers);	
51				Height 2300mm; Width 106020mm	
52	Switchboard heat output	:		9919W, for CT's rated current and 1 Incomer open and Bus-tie close	
53				refer to Schneider document 70653.01.006.1006_rev B (Heat Emission Calculation)	
54					
55					

REVISION LOG

Revision	Date	By	Checked	FDL App	CLT App	Comments
A	06/3/10	MFA	MFA			Schneider revision after order

Notice: This drawing has not been published and is the sole property of Fluor Daniel Ltd, and is lent to the borrower for his confidential use only: and in consideration of the loan of this drawing, the borrower promises and agrees to return it upon request and agrees that it shall not be reproduced, copied, lent or otherwise disposed of directly or indirectly, nor used for any purpose other than that for which it is specifically furnished.

FLUOR

MEDIUM VOLTAGE SWITCHBOARD DATA SHEET

galp energia
REFINARIA DO PORTO

Contract	A3SI
Item No.	A'1
Service	6kV SWITCHBOARD A'1
P.O. No.	A3SI-6-2002-01
Doc. No.	FLUOR: SDOC-A3SI-6-2002-RQ-D106-0001-Rev A
Doc. No.	GALP: RP-07-A4-042-16605-SWBA1-0014
Doc. No.	Schneider: 70653.01.006.1005-Rev A
Sheet	2 of 9

Client: Petrogal — Plant: Porto Refinery
Site: Porto, Portugal — Unit: Main Substation A'

	SWITCHBOARD CIRCUIT DATA					Rev
Panel No.s	:	**1 & 2 (Incomer 1 / Incomer 2)**				
Duty	:	**Incomers**				
CB rating / Normal load current	:	**3150A/1400A** Circuit-breaker LF3 type				
Local indication lamps (LEDs)	:	**open / closed / fault / trip circuit healthy/Cubicle ACH on**				
Local control switches	:	**local - remote switch**				
	:	**Trip/Close switch (Turn-Push-Light type)**				
		Emergency Push Button (EPB)				
Remote control facilities	:	**Refer to control diagram (Schneider plan 053976-583)**				
		Refer to FLUOR Switchcontrol & indication matrix - RP-07-A3-042-16600-XXXXXXX-2011				
Remote indication facilities	:	**Refer to control diagram (Schneider plan 053976-583)**				
		Refer to FLUOR Switchcontrol & indication matrix - RP-07-A3-042-16600-XXXXXXX-2011				
Thermographic Inspection Windows:		**NA**				
Current transformers	:	Duty	Quantity	VA / class	Ratio	
		Metering	3	**30VA cl.0,5**	**3000/1-1-1A**	
		Protection		**2,5VA 5P20**		
		BB Differential Protection		**10VA 5P20**		
		Transformer Differential protection	**3**	**30VA 5P20**	**3000/5A**	
		Earth fault protection (50GT/51GT)	**1**	**CSH 30 (interposing ring current transformer)**		
		Earth fault protection (50G/51G)	**1**	**CSH 30 (interposing ring current transformer)**		
Voltage transformers	:	Duty	Phases	VA / class	Ratio	
		Metering & protection	**3**	**50VA/0.5**	**6000/√3/100/√3**	
Power cables	:	**Incomer Bus 1: Bus Duct TRP-C/BD & Incomer Bus 2: Bus Duct TRP-D/BD**				
Control cables	:	**12Cx2.5 mm2, 7Cx2.5 mm2, 5Cx4 mm2**				
Auto Transfer & Interlocking	:	**Incomer mechanically interlocked with busbar earth truck**				
		Incomer interlocked with upstream breaker				
		Electrical auto-transfer / manual transfer scheme shall be per Specification				
		RP-07-A4-000-95070-XXXXXXX-1108				

	Duty	Characteristic / Range	INFORMATION BY SUPPLIER	
			Type	Range
			Sepam 80 series, model T81	
1.	Instantaneous overcurrent - 50	2 groups of 8 set points avaiable, triping curves DT or IDMT (15 options). DT: Is set point 0,05 to 2,4In, Time delay 0,05 (inst) to 300s. IDMT: Is set point 0,05 to 24In, Time delay 0,1 to 12,5s at 10Is		
2.	Time delay overcurrent - 51			
3.	Undervoltage relay TD I-27/27 I	4 set points avaiable, triping curves DT or IDMT. DT: Us set point 5 to 100% of Unp, Time delay 0,05 (inst) to 300s.		
4.	Undervolatge Relay Inst - 27 I			
5.	Synchrocheck relay - 25	In Bus coupler Sepam relay		
6.	Earth fault 50G/51G (CT + CSH30)	2 groups of 8 set points avaiable, triping curves DT or IDMT (15 options). DT: Is0 set point 0,01 to 15 In0 (min 0,1A), Time delay 0,05 (inst) to 300s. IDMT: Is0 set point 0,01 to 1 In0 (min 0,1A), Time delay 0,1 to 12,5s at 10Is0		
7.	Earth fault 50GT/51GT (CT + CSH30)	2 groups of 8 set points avaiable, triping curves DT or IDMT (15 options). DT: Is0 set point 0,01 to 15 In0 (min 0,1A), Time delay 0,05 (inst) to 300s. IDMT: Is0 set point 0,01 to 1 In0 (min 0,1A), Time delay 0,1 to 12,5s at 10Is0		
8.	Upstream differential prot. - 87T	Client supply		
9.	Busbar differential prot. - 87B	Siemens SIPROTEC 7SS60. Differential current: 0,2 to 22,50 Ino; Restraint factor k: 0,25 to 0,80; Trip command 0,01 to 32s.		
10.	Hand reset lockout relay - 86	yes, in relay front face (T81)		
11.	Hand reset lockout relay - 86T	Client supply		
12.	Trip Circuit Healthy Relay - 74	yes (T81)		
13.	Meters			
a.	Voltmeter - 3 phase	**0 - 6kV (front door mounted)**	72x72, 90°, Imesys, RQ72E, scale 0-9kV	
	with selector switch (4 position)		Telemecanique, K1F027MLH	
b.	Power Quality Meter	**Multifunction Analyzer Network**	PowerLogic CM 4000T	
c.	Ammeter - 3 phase			
	3 Ammeters	**0-3000A (front door mounted)**	72x72, 90°, Imesys, RQ72E, scale 0-3000/6000A	

Notice: This drawing has not been published and is the sole property of Fluor Daniel Ltd, and is lent to the borrower for his confidential use only: and in consideration of the loan of this drawing, the borrower promises and agrees to return it upon request and agrees that it shall not be reproduced, copied, lent or otherwise disposed of directly or indirectly, nor used for any purpose other than that for which it is specifically furnished.

FLUOR®

MEDIUM VOLTAGE SWITCHBOARD DATA SHEET

galp energia
REFINARIA DO PORTO

Contract	A3SI
Item No.	A'1
Service	6kV SWITCHBOARD A'1
P.O. No.	A3SI-6-2002-01
Doc. No.	FLUOR: SDOC-A3SI-6-2002-RQ-D106-0001-Rev A
Doc. No.	GALP: RP-07-A4-042-16605-SWBA1-0014
Doc. No.	Schneider: 70653.01.006.1005-Rev A
Sheet	3 of 9

Client: Petrogal
Site: Porto, Portugal
Plant: Porto Refinery
Unit: Main Substation A'

SWITCHBOARD CIRCUIT DATA

Rev

Panel No.s	:	0.I (Bus Coupler) & 0.II (Bus Riser)
Duty	:	Bus Section
CB rating / Normal load current	:	3150A/1400A ✓ Circuit-breaker LF3 type
Local indication lamps	:	open / closed / trip circuit healthy
Local control switches	:	local - remote switch
	:	Trip/Close switch (Turn-Push-Light type)
		Emergency Push Button (EPB)
		Auxiliary voltages supply isolator switch
		ATS Auto-Manual switch
		ATS "NO CB" switch
Remote control facilities	:	Refer to control diagram (Schneider plan 053976-584/ 585)
		Refer to FLUOR Switchcontrol & indication matrix doc. RP-07-A3-042-16600-XXXXXXX-2012
Remote indication facilities	:	Refer to control diagram (Schneider plan 053976-584/ 585)
		Refer to FLUOR Switchcontrol & indication matrix doc. RP-07-A3-042-16600-XXXXXXX-2012

Current transformers	:	Duty	Quantity	VA / class	Ratio
N/A		BB Differential Protection	3	10VA 5P20 ✓	3000/1A ✓
		BB Differential Protection	3	10VA 5P20 ✓	3000/1A ✓

Voltage transformers	:	Duty	Phases	VA / class	Ratio
		Metering & Protection Bus I	3	50VA/0.5 ✓	6000/√3/100/√3 ✓
		Metering & Protection Bus II	3	50VA/0.5 ✓	6000/√3/100/√3 ✓

Power cables	:	None
Control cables	:	12Cx2.5 mm2, 12Cx2,5 mm2
Autotransfer & Interlocking	:	Bus Coupler mechanically interlocked with busbar earth truck
		Electrical auto-transfer / manual transfer scheme shall be per Specification
		RP-07-A4-000-95070-XXXXXXX-1108
Bus section disconnection switch	:	N/A

RELAYS AND INSTRUMENTS

Duty	Characteristic / Range	INFORMATION BY SUPPLIER	
		Type	Range
		Sepam 80 series, model B83 + MCS025	
Auto-transfer scheme only - no protection function			
1. Synchrocheck relay - 25	dUs set point 3 % to 30 % of Unp sync1; dfs set point 0.05 to 0.5 Hz; dPhi set point 5 to 80°; Us high set point 70 % to 110 % Unp sync1; Us low set point 10 % to 70 % Unp sync1		
2. Bus I-Undervolatge Relay-27R	Us set point 5 to 100% of Unp, Time delay 0,05 (inst) to 300s.		
3. Bus II-Undervolatge Relay-27R	Us set point 5 to 100% of Unp, Time delay 0,05 (inst) to 300s.		
4. Trip Circuit Healthy Relay - 74	yes		
5. Bus I - Voltmeter - 3 phase	0 - 6kV ✓	72x72, 90°, Imesys, RQ72E, scale 0-9kV ✓	
with selector switch (4 position)		Telemecanique, K1F027MLH	
6. Bus II - Voltmeter - 3 phase	0 - 6kV ✓	72x72, 90°, Imesys, RQ72E, scale 0-9kV ✓	
with selector switch (4 position)		Telemecanique, K1F027MLH	

Notice: This drawing has not been published and is the sole property of Fluor Daniel Ltd, and is lent to the borrower for his confidential use only: and in consideration of the loan of this drawing, the borrower promises and agrees to return it upon request and agrees that it shall not be reproduced, copied, lent or otherwise disposed of directly or indirectly, nor used for any purpose other than that for which it is specifically furnished.

FLUOR®

MEDIUM VOLTAGE SWITCHBOARD DATA SHEET

galp energia
REFINARIA DO PORTO

Contract	A3SI
Item No.	A'1
Service	6kV SWITCHBOARD A'1
P.O. No.	A3SI-6-2002-01
Doc. No.	FLUOR: SDOC-A3SI-6-2002-RQ-D106-0001-Rev A
Doc. No.	GALP: RP-07-A4-042-16605-SWBA1-0014
Doc. No.	Schneider: 70653.01.006.1005-Rev A
Sheet	4 of 9

Client: Petrogal
Site: Porto, Portugal
Plant: Porto Refinery
Unit: Main Substation A'

SWITCHBOARD CIRCUIT DATA

Rev

Panel No.s	:	3 & 4
Duty	:	Outgoing feeders
		Fully equipped for Switchboard Y1 Feeder
CB rating / Normal load current	:	1250A/515A ✓ Circuit-breaker LF2 type
Local indication lamps	:	open / closed / fault / trip circuit healthy/Cubicle ACH on
Local control switches	:	local - remote switch
		Trip/Close switch (Turn-Push-Light type)
		Emergency Push Button (EPB)
Remote control facilities	:	Refer to control diagram (Schneider plan 053976-582)
		Refer to FLUOR Switchcontrol & indication matrix - RP-07-A3-100-16600-XXXXXXX-2015
Remote indication facilities	:	Refer to control diagram (Schneider plan 053976-582)
		Refer to FLUOR Switchcontrol & indication matrix - RP-07-A3-100-16600-XXXXXXX-2015
Thermographic Inspection Windows:		2 x H. VIR 85

Current transformers :	Duty	Quantity	VA / class	Ratio
	Protection	3	10VA /5P20 ✓	1000/1-1A ✓
	BB Differential Protection		10VA /5P20 ✓	
	Earth fault protection (50G/51G)	2	CSH 200	

Voltage transformers :	Duty	Phases	VA / class	Ratio
	None (bus wired voltage signal)			

Power cables	:	2 x 3 x 1x240 mm2
Control cables	:	12Cx 2.5 mm2
Interlocking	:	Feeder Breaker mechanically interlocked with busbar earth truck
		Feeder earth switch interlocked with downstream circuit-breaker

RELAYS AND INSTRUMENTS

Duty	Characteristic / Range	INFORMATION BY SUPPLIER	
		Type	Range
		Sepam 40 series, model S40	
1. Instantaneous overcurrent - 50	2 groups of 4 set points avaiable, triping curves DT or IDMT (15 options). DT: Is set point 0,05 to 2,4In, Time delay 0,05 (inst) to 300s. IDMT: Is set point 0,05 to 24In, Time delay 0,1 to 12,5s at 10Is		
2. Time delay overcurrent - 51			
3. Lockout relay (hand reset) - 86	yes, in relay front face		
4. Earth fault 50G/51G (core balance)	2 groups of 4 set points avaiable, triping curves DT or IDMT (15 options). DT: Is0 set point 0,01 to 15 In0 (min 0,1A), Time delay 0,05 (inst) to 300s. IDMT: Is0 set point 0,01 to 1 In0 (min 0,1A), Time delay 0,1 to 12,5s at 10Is0		
5. Trip Circuit Healthy Relay - 74	yes		
6. Line differential prot. - 87L	- n/a -		
7. Busbar differential prot. - 87B	CT's wired to 87B relay in incomer cell. Summation/matching CT's 4AM5120		
8. Meters	Read from the protection relay		

Notice: This drawing has not been published and is the sole property of Fluor Daniel Ltd, and is lent to the borrower for his confidential use only: and in consideration of the loan of this drawing, the borrower promises CEL2100 and agrees to return it upon request and agrees that it shall not be reproduced, copied, lent or otherwise disposed of directly or indirectly, nor used for any purpose other than that for which it is specifically furnished.
REV 2/95

FLUOR

MEDIUM VOLTAGE SWITCHBOARD DATA SHEET

galp energia
REFINARIA DO PORTO

Contract	A3SI
Item No.	A'1
Service	6kV SWITCHBOARD A'1
P.O. No.	A3SI-6-2002-01
Doc. No.	FLUOR: SDOC-A3SI-6-2002-RQ-D106-0001-Rev A
Doc. No.	GALP: RP-07-A4-042-16605-SWBA1-0014
Doc. No.	Schneider: 70653.01.006.1005-Rev A
Sheet	5 of 9

Client: Petrogal
Site: Porto, Portugal
Plant: Porto Refinery
Unit: Main Substation A'

SWITCHBOARD CIRCUIT DATA

Rev

Panel No.s	:	5 & 8
Duty	:	Outgoing feeders
		Fully equipped for Switchboard B3 Feeder
CB rating / Normal load current	:	1250A/626A ✓ Circuit-breaker LF2 type
Local indication lamps	:	open / closed / fault / trip circuit healthy/Cubicle ACH on
Local control switches	:	local - remote switch
		Trip/Close switch (Turn-Push-Light type)
		Emergency Push Button (EPB)
Remote control facilities	:	Refer to control diagram (Schneider plan 053976-581)
		Refer to FLUOR Switchcontrol & indication matrix - RP-07-A3-100-16600-XXXXXXX-2015
Remote indication facilities	:	Refer to control diagram (Schneider plan 053976-581)
		Refer to FLUOR Switchcontrol & indication matrix - RP-07-A3-100-16600-XXXXXXX-2015
Thermographic Inspection Windows:		2 x H. VIR 85

Current transformers :	Duty	Quantity	VA / class	Ratio
	Protection	3	10VA /5P20 ✓	1000/1-1A ✓
	BB Differential Protection		10VA /5P20 ✓	
	Line Differential Protection	3	10VA /5P20 ✓	1000/1A ✓
	Earth fault protection (50G/51G)	2	CSH 200	

Voltage transformers :	Duty	Phases	VA / class	Ratio
	None (bus wired voltage signal)			

Power cables	:	2 x 3 x 1x240 mm2
Control cables	:	12Cx 2.5 mm2
Interlocking	:	Feeder Breaker mechanically interlocked with busbar earth truck
		Feeder earth switch interlocked with downstream circuit-breaker

RELAYS AND INSTRUMENTS

Duty	Characteristic / Range	INFORMATION BY SUPPLIER	
		Type	Range
		Sepam 40 series, model S40	
1. Instantaneous overcurrent - 50	2 groups of 4 set points avaiable, triping curves DT or IDMT (15 options). DT: Is set point 0,05 to 2,4In, Time delay 0,05 (inst) to 300s. IDMT: Is set point 0,05 to 24In, Time delay 0,1 to 12,5s at 10Is		
2. Time delay overcurrent - 51			
3. Lockout relay (hand reset) - 86	yes, in relay front face		
4. Earth fault 50G/51G (core balance)	2 groups of 4 set points avaiable, triping curves DT or IDMT (15 options). DT: Is0 set point 0,01 to 15 In0 (min 0,1A), Time delay 0,05 (inst) to 300s. IDMT: Is0 set point 0,01 to 1 In0 (min 0,1A), Time delay 0,1 to 12,5s at 10Is0		
5. Trip Circuit Healthy Relay - 74	yes		
6. Line differential prot. - 87L	Siemens SIPROTEC 7SD60. Current threshold: 0 to 1,5In; Differential current: 0,5 to 2,50In; Time delay: 0 to 60s; Restraint 2nd harmonic: 10-80%		
7. Busbar differential prot. - 87B	CT's wired to 87B relay in incomer cell. Summation/matching CT's 4AM5120		
8. Meters	Read from the protection relay		

Notice: This drawing has not been published and is the sole property of Fluor Daniel Ltd, and is lent to the borrower for his confidential use only: and in consideration of the loan of this drawing, the borrower promises CEL2100 and agrees to return it upon request and agrees that it shall not be reproduced, copied, lent or otherwise disposed of directly or indirectly, nor used for any purpose other than that for which it is specifically furnished.
REV 2/95

FLUOR

MEDIUM VOLTAGE SWITCHBOARD DATA SHEET

galp energia
REFINARIA DO PORTO

Contract	A3SI
Item No.	A'1
Service	6kV SWITCHBOARD A'1
P.O. No.	A3SI-6-2002-01
Doc. No.	FLUOR: SDOC-A3SI-6-2002-RQ-D106-0001-Rev A
Doc. No.	GALP: RP-07-A4-042-16605-SWBA1-0014
Doc. No.	Schneider: 70653.01.006.1005-Rev A
Sheet	6 of 9

Client: Petrogal
Site: Porto, Portugal
Plant: Porto Refinery
Unit: Main Substation A'

SWITCHBOARD CIRCUIT DATA

Rev

Panel No.s	:	7
Duty	:	Outgoing feeders
		Fully equipped for Switchboard Z1 Feeder
CB rating / Normal load current	:	1250A/140A Circuit-breaker LF2 type
Local indication lamps	:	open / closed / fault / trip circuit healthy/Cubicle ACH on
Local control switches	:	local - remote switch
		Trip/Close switch (Turn-Push-Light type)
		Emergency Push Button (EPB)
Remote control facilities	:	Refer to control diagram (Schneider plan 053976-581)
		Refer to FLUOR Switchcontrol & indication matrix - RP-07-A3-100-16600-XXXXXXX-2015
Remote indication facilities	:	Refer to control diagram (Schneider plan 053976-581)
		Refer to FLUOR Switchcontrol & indication matrix - RP-07-A3-100-16600-XXXXXXX-2015
Thermographic Inspection Windows:		2 x H. VIR 85

Current transformers :	Duty	Quantity	VA / class	Ratio
	Protection	3	10VA /5P20	500/1-1A
	BB Differential Protection		10VA /5P30	
	Line Differential Protection	3	10VA /5P20	1000/1A
	Earth fault protection (50G/51G)	3	CSH 200	

Voltage transformers :	Duty	Phases	VA / class	Ratio
	None (bus wired voltage signal)			

Power cables	:	3 x 3 x 1x400 mm2
Control cables	:	12Cx 2.5 mm2
Interlocking	:	Feeder Breaker mechanically interlocked with busbar earth truck
		Feeder earth switch interlocked with downstream circuit-breaker

RELAYS AND INSTRUMENTS

Duty	Characteristic / Range	INFORMATION BY SUPPLIER Type	Range
		Sepam 40 series, model S40	
1. Instantaneous overcurrent - 50	2 groups of 4 set points avaiable, triping curves DT or IDMT (15 options). DT: Is set point 0,05 to 2,4In, Time delay 0,05 (inst) to 300s. IDMT: Is set point 0,05 to 24In, Time delay 0,1 to 12,5s at 10Is		
2. Time delay overcurrent - 51			
3. Lockout relay (hand reset) - 86	yes, in relay front face		
4. Earth fault 50G/51G (core balance)	2 groups of 4 set points avaiable, triping curves DT or IDMT (15 options). DT: Is0 set point 0,01 to 15 In0 (min 0,1A), Time delay 0,05 (inst) to 300s. IDMT: Is0 set point 0,01 to 1 In0 (min 0,1A), Time delay 0,1 to 12,5s at 10Is0		
5. Trip Circuit Healthy Relay - 74	yes		
6. Line differential prot. - 87L	Siemens SIPROTEC 7SD60. Current threshold: 0 to 1,5In; Differential current: 0,5 to 2,50In; Time delay: 0 to 60s; Restraint 2nd harmonic: 10-80%		
7. Busbar differential prot. - 87B	CT's wired to 87B relay in incomer cell. Summation/matching CT's 4AM5120		
8. Meters	Read from the protection relay		

Notice: This drawing has not been published and is the sole property of Fluor Daniel Ltd, and is lent to the borrower for his confidential use only: and in consideration of the loan of this drawing, the borrower promises CEL2100 and agrees to return it upon request and agrees that it shall not be reproduced, copied, lent or otherwise disposed of directly or indirectly, nor used for any purpose other than that for which it is specifically furnished.

FLUOR

MEDIUM VOLTAGE SWITCHBOARD DATA SHEET

galp energia
REFINARIA DO PORTO

Contract	A3SI
Item No.	A'1
Service	6kV SWITCHBOARD A'1
P.O. No.	A3SI-6-2002-01
Doc. No.	FLUOR: SDOC-A3SI-6-2002-RQ-D106-0001-Rev A
Doc. No.	GALP: RP-07-A4-042-16605-SWBA1-0014
Doc. No.	Schneider: 70653.01.006.1005-Rev A
Sheet	7 of 9

Client: Petrogal — Plant: Porto Refinery
Site: Porto, Portugal — Unit: Main Substation A'

SWITCHBOARD CIRCUIT DATA

Rev

Panel No.s	:	6
Duty	:	Outgoing feeders
		Fully equipped spares
CB rating / Normal load current	:	1250A/ ----A ✓ Circuit-breaker LF2 type
Local indication lamps	:	open / closed / fault / trip circuit healthy/Cubicle ACH on
Local control switches	:	local - remote switch
		Trip/Close switch (Turn-Push-Light type)
		Emergency Push Button (EPB)
Remote control facilities	:	Refer to control diagram (Schneider plan 053976-581)
		Refer to FLUOR Switchcontrol & indication matrix - RP-07-A3-100-16600-XXXXXXX-2015
Remote indication facilities	:	Refer to control diagram (Schneider plan 053976-581)
		Refer to FLUOR Switchcontrol & indication matrix - RP-07-A3-100-16600-XXXXXXX-2015
Thermographic Inspection Windows:		2 x H. VIR 85

Current transformers :	Duty	Quantity	VA / class	Ratio
	Protection	3	10VA /5P20 ✓	1000/1-1A ✓
	BB Differential Protection		10VA /5P20 ✓	
	Line Differential Protection	3	10VA /5P20 ✓	1000/1A ✓
	Earth fault protection (50G/51G)	2	CSH 200	

Voltage transformers :	Duty	Phases	VA / class	Ratio
	None (bus wired voltage signal)			

Power cables	:	---
Control cables	:	12Cx 2.5 mm2
Interlocking	:	Feeder Breaker mechanically interlocked with busbar earth truck
		Feeder earth switch interlocked with downstream circuit-breaker

RELAYS AND INSTRUMENTS

Duty	Characteristic / Range	INFORMATION BY SUPPLIER	
		Type	Range
		Sepam 40 series, model S40	
1. Instantaneous overcurrent - 50	2 groups of 4 set points avaiable, triping curves DT or IDMT (15 options). DT: Is set point 0,05 to 2,4In, Time delay 0,05 (inst) to 300s. IDMT: Is set point 0,05 to 24In, Time delay 0,1 to 12,5s at 10Is		
2. Time delay overcurrent - 51			
3. Lockout relay (hand reset) - 86	yes, in relay front face		
4. Earth fault 50G/51G (core balance)	2 groups of 4 set points avaiable, triping curves DT or IDMT (15 options). DT: Is0 set point 0,01 to 15 In0 (min 0,1A), Time delay 0,05 (inst) to 300s. IDMT: Is0 set point 0,01 to 1 In0 (min 0,1A), Time delay 0,1 to 12,5s at 10Is0		
5. Trip Circuit Healthy Relay - 74	yes		
6. Line differential prot. - 87L	Siemens SIPROTEC 7SD60. Current threshold: 0 to 1,5In; Differential current: 0,5 to 2,50In; Time delay: 0 to 60s; Restraint 2nd harmonic: 10-80%		
7. Busbar differential prot. - 87B	CT's wired to 87B relay in incomer cell. Summation/matching CT's 4AM5120		
8. Meters	Read from the protection relay		

Notice: This drawing has not been published and is the sole property of Fluor Daniel Ltd, and is lent to the borrower for his confidential use only: and in consideration of the loan of this drawing, the borrower promises CEL2100 and agrees to return it upon request and agrees that it shall not be reproduced, copied, lent or otherwise disposed of directly or indirectly, nor used for any purpose other than that for which it is specifically furnished.
REV 2/95

FLUOR

MEDIUM VOLTAGE SWITCHBOARD DATA SHEET

galp energia
REFINARIA DO PORTO

Contract	A3SI
Item No.	A'1
Service	6kV SWITCHBOARD A'1
P.O. No.	A3SI-6-2002-01
Doc. No.	FLUOR: SDOC-A3SI-6-2002-RQ-D106-0001-Rev A
Doc. No.	GALP: RP-07-A4-042-16605-SWBA1-0014
Doc. No.	Schneider: 70653.01.006.1005-Rev A
Sheet	8 of 9

Client: Petrogal
Site: Porto, Portugal
Plant: Porto Refinery
Unit: Main Substation A'

SWITCHBOARD CIRCUIT DATA

Rev

Panel No.s	:	9 & 10
Duty	:	Outgoing feeders
		Fully equipped spare
CB rating / Normal load current	:	1250A/----A Circuit-breaker LF2 type
Local indication lamps	:	open / closed / fault / trip circuit healthy/Cubicle ACH on
Local control switches	:	local - remote switch
		Trip/Close switch (Turn-Push-Light type)
		Emergency Push Button (EPB)
Remote control facilities	:	Refer to control diagram (Schneider plan 053976-581)
		Refer to FLUOR Switchcontrol & indication matrix - RP-07-A3-100-16600-XXXXXXX-2015
Remote indication facilities	:	Refer to control diagram (Schneider plan 053976-581)
		Refer to FLUOR Switchcontrol & indication matrix - RP-07-A3-100-16600-XXXXXXX-2015
Thermographic Inspection Windows:		2 x H. VIR 85

Current transformers :	Duty	Quantity	VA / class	Ratio
	Protection	3	10VA /5P20 ✓	500/1-1A ✓
	BB Differential Protection		10VA /5P30 ✓	
	Line Differential Protection	3	10VA /5P20 ✓	1000/1A ✓
	Earth fault protection (50G/51G)	2	CSH 200	

Voltage transformers :	Duty	Phases	VA / class	Ratio
	None (bus wired voltage signal)			

Power cables	:	---
Control cables	:	12Cx 2.5 mm2
Interlocking	:	Feeder Breaker mechanically interlocked with busbar earth truck
		Feeder earth switch interlocked with downstream circuit-breaker

RELAYS AND INSTRUMENTS

Duty	Characteristic / Range	INFORMATION BY SUPPLIER	
		Type	Range
		Sepam 40 series, model S40	
1. Instantaneous overcurrent - 50	2 groups of 4 set points avaiable, triping curves DT or IDMT (15 options). DT: Is set point 0,05 to 2,4In, Time delay 0,05 (inst) to 300s. IDMT: Is set point 0,05 to 24In, Time delay 0,1 to 12,5s at 10Is		
2. Time delay overcurrent - 51			
3. Lockout relay (hand reset) - 86	yes, in relay front face		
4. Earth fault 50G/51G (core balance)	2 groups of 4 set points avaiable, triping curves DT or IDMT (15 options). DT: Is0 set point 0,01 to 15 In0 (min 0,1A), Time delay 0,05 (inst) to 300s. IDMT: Is0 set point 0,01 to 1 In0 (min 0,1A), Time delay 0,1 to 12,5s at 10Is0		
5. Trip Circuit Healthy Relay - 74	yes		
6. Line differential prot. - 87L	Siemens SIPROTEC 7SD60. Current threshold: 0 to 1,5In; Differential current: 0,5 to 2,50In; Time delay: 0 to 60s; Restraint 2nd harmonic: 10-80%		
7. Busbar differential prot. - 87B	CT's wired to 87B relay in incomer cell. Summation/matching CT's 4AM5120		
8. Meters	Read from the protection relay		

Notice: This drawing has not been published and is the sole property of Fluor Daniel Ltd, and is lent to the borrower for his confidential use only: and in consideration of the loan of this drawing, the borrower promises CEL2100 and agrees to return it upon request and agrees that it shall not be reproduced, copied, lent or otherwise disposed of directly or indirectly, nor used for any purpose other than that for which it is specifically furnished.
REV 2/95

FLUOR®

MEDIUM VOLTAGE SWITCHBOARD DATA SHEET

galp energia
REFINARIA DO PORTO

Contract	A3SI
Item No.	A'1
Service	6kV SWITCHBOARD A'1
P.O. No.	A3SI-6-2002-01
Doc. No.	FLUOR: SDOC-A3SI-6-2002-RQ-D106-0001-Rev A
Doc. No.	GALP: RP-07-A4-042-16605-SWBA1-0014
Doc. No.	Schneider: 70653.01.006.1005-Rev A
Sheet	9 of 9

Client: Petrogal
Site: Porto, Portugal
Plant: Porto Refinery
Unit: Main Substation A'

SWITCHBOARD CIRCUIT DATA

Rev

Panel No.s	:	11 & 12
Duty	:	Space future use
CB rating / Normal load current	:	n/a
Local indication lamps	:	n/a
Local control switches	:	n/a
Remote control facilities	:	Refer to control diagram (Schneider plan 053976-580)
Remote indication facilities	:	Refer to control diagram (Schneider plan 053976-580)
Thermographic Inspection Windows:		2 x H. VIR 85

Current transformers:	n/a Duty	Quantity	VA / class	Ratio
	Protection			
	BB Differential Protection			
	Line Differential Protection			
	Earth fault protection (50G/51G)			

Voltage transformers :	n/a Duty	Phases	VA / class	Ratio

Power cables	:	n/a
Control cables	:	n/a
Interlocking	:	n/a

RELAYS AND INSTRUMENTS

Duty	Characteristic / Range	INFORMATION BY SUPPLIER	
		Type	Range

Notice: This drawing has not been published and is the sole property of Fluor Daniel Ltd, and is lent to the borrower for his confidential use only: and in consideration of the loan of this drawing, the borrower promises CEL2100 and agrees to return it upon request and agrees that it shall not be reproduced, copied, lent or otherwise disposed of directly or indirectly, nor used for any purpose other than that for which it is specifically furnished.

Electrical characteristics :

Rated service voltage (Us / KV)	6kV				
Rated voltage (Ur / KV)	☒ 7,2kV	☐ 12kV	☐ 17,5kV		
Power frequency withstand voltage 50Hz - 1mn (Ud / rms kV)	☒ 20kVrms-1mn	☐ 28kVrms-1mn	☐ 32kVrms-1mn	☐ 38kVrms-1mn	☐ 42kVrms-1mn
Lightning impulse withstand voltage 1,2/50 µs (Up / KV peak)	☒ 60kV Peak	☐ 75kV Peak	☐ 95kV Peak		
Rated frequency	☒ 50Hz	☐ 60Hz			
Short time withstand current (Ik / KA - tk / s)	☐ 25kAeff-1sec	☐ 31,5kAeff-1sec	☐ 40kAeff-1sec	☒ 50kAeff-1sec	
Short circuit making current at 50Hz (Ip / peak value KA)	☐ 63kA peak	☐ 79kA peak	☐ 100kA peak	☒ 125kA peak	
Internal arc current (IA / KA)	☐ NA	☐ 25kA	☐ 31,5kA	☐ 40kA	☒ 50kA
Internal arc classification (IAC) and time (tA / s)	☐ NA				
	☐ AFL (3 sides)	☐ 0,15sec	☐ 0,25sec	☐ 0,5sec	☐ 1sec
	☒ AFLR (4 sides)	☐ 0,15sec	☐ 0,25sec	☐ 0,5sec	☒ 1sec
Neutral system network	**Resistance grounded**				

General characteristics of the swithcboard:

Degree of protection (IP)	☐ IP3x	☐ IP31	☐ IP32	☐ IP4x	☒ IP41	☐ IP42
Switchboard color	☐ RAL9003	☐ RAL7032	☐ RAL9002	☒ RAL9001		
Painted surfaces	☒ Front	☐ Front and sideplates		☐ Front, sideplates, tunnel		

Busbar characteristics :

Busbar rated current	☐ 630A	☒ 1250A	☐ 2500A	☐ 3150A	☐ 4000A
Busbar colour coding	☐ L1 / L2 / L3	☐ R-R/S-Y/T-B	☒ L1-Red / L2-Yellow / L3-Green		
Horizontal busbar type (100mmx8mm flat copper)	☒ 630/1250A - 1 busbar/phase	☐ 2500A - 2 busbars/phase	☐ 3150A - 3 busbars/phase	☐ 3600/4000A - 4 busbars/phase	
Vertical main derivation busbar type	☐ <2500A (Alu)	☐ >2500A (Copper)	☒ <2500A (Copper)		

Insulation

Horizontal and Vertical (derivation) main busbar	☒ Sheathed bars	☐ Bare bars
Cable connection busbar	☐ Sheathed bars	☒ Bare bars

Coating (plating)

Main busbar	☒ Without	☐ Silver	☐ Tin
Cables and CT's compartment connection busbar	☒ Without	☐ Silver	☐ Tin
Earthing busbar	☒ Without	☐ Silver	☐ Tin

The technical information contained in this document is the exclusive property of Schneider Electric and can not be used or disclosed to third parties of any kind without its written consent. Only those drawings and diagrams remitted after order booking are binding for execution. All devices shown in the diagrams are in open position, drawn not with operating mechanisms discharged and all power sources off

Rev.	Date	Revision description
A	2018.01.22.	First issue
E	2018.09.07.	As manufactured
F	2018.12.19	As Built

Schneider Electric ZEG

Customer name: Schneider Electric Front Office Portugal

Project description: GALP C2 replacement

Page description: MV Characteristics

Front view, single line, civil engineering drawing

Project: Z1-220690696

Page 3 / Total pages 33

Drawing number: 220690696-800

Revision: F

ELECTRICAL DATA SHEET

P O Box 18, Falcon Works, Loughborough, Leics. LE11 1HJ, England
Telephone: +44 (0) 1509 611511 Fax: +44 (0) 1509 612345 E-mail: Sales@bem.fki-et.com

1. RATING DETAILS

1.1	Frame size	BDAX 7-290ERHN
1.2	Terminal voltage	11.00 kV
1.3	Frequency	50 Hz
1.4	Speed	3000 rev/min
1.5	Power factor	0.800
1.6	Applicable national standard	IEC 60034-3
1.7	Rated coolant inlet temperature	32.0 °C
1.8	Rated output	45.400 MW, 56.750 MVA

2. PERFORMANCE CURVES

2.1	Output vs coolant inlet temperature	H.E.P. 24752
2.2	Generator capability diagram	H.E.P. 24753
2.3	Efficiency vs output	H.E.P. 24360
2.4	Open and short circuit curves	H.E.P. 19043
2.5	V-curves	H.E.P. 24755
2.6	Permitted duration of negative sequence current	H.E.P. 1216

3. REACTANCES

3.1	Direct axis synchronous reactance, $X_{d(i)}$	246%
3.2	Direct axis saturated transient reactance, $X'_{d(v)}$	21.2 % ±15 %
3.3	Direct axis saturated sub transient reactance, $X''_{d(v)}$	14.9 % ± 15 %
3.4	Unsaturated negative sequence reactance, $X_{2(i)}$	18.3 %
3.5	Unsaturated zero sequence reactance, $X_{o(i)}$	9.8 %
3.6	Quadrature axis synchronous reactance, $X_{q(i)}$	225%
3.7	Quadrature axis saturated transient reactance, $X'_{q(v)}$	25%
3.8	Quadrature axis saturated sub transient reactance, $X''_{q(v)}$	18%
3.9	Short circuit ratio	0.43

Notes:

1. The electrical details provided are calculated values. Unless otherwise stated, all values are subject to tolerances as given in the relevant national standards.

Date: 07-Oct-2009

Ref: 104008/16/203S/118R RevB

FOR EXECUTION
GE Official

ELECTRICAL DATA SHEET - CONTINUATION

BDAX 7-290ERHN, 45.400 MW, 0.800 pf, 11.00 kV, 50 Hz

4. RESISTANCES AT 20°C

4.1	Rotor resistance	0.157 ohms
4.2	Stator resistance per phase	0.0033 ohms

5. TIME CONSTANTS AT 20°C

5.1	Transient O.C. time constant, T'_{do}	10.5 seconds
5.2	Transient S.C. time constant, T'_{d}	0.73 seconds
5.3	Sub transient O.C. time constant T''_{do}	0.05 seconds
5.4	Sub transient S.C. time constant, T''_{d}	0.04 seconds

6. INERTIA

6.1	Moment of inertia, WR^2 (See note 2)	990 $Kg.m^2$
6.2	Inertia constant, H	0.86 kW.secs/kVA

7. CAPACITANCE

7.1	Capacitance per phase of stator winding to earth	0.19 microfarad

8. EXCITATION

8.1	Excitation current at no load, rated voltage	267 amps
8.2	Excitation voltage at no load, rated voltage	42 volts
8.3	Excitation current at rated load and P.F.	857 amps
8.4	Excitation voltage at rated load and P.F.	181 volts
8.5	Inherent voltage regulation, F.L. to N.L.	42 %

Notes:

1. The electrical details provided are calculated values. Unless otherwise stated, all values are subject to tolerances as given in the relevant national standards.

2. The rotor inertia value may vary slightly with generator / turbine interface. In the event of conflict, the figure quoted on the rotor geometry drawing takes precedence.

Documentação Técnica Oficial
Documentation Technique Officielle
Certified Technical Documentation

Confirmação de Encomenda Confirmation de Commande Order Acknowledgement	320622
Pos	1

Motor Elétrico / Moteur Eléctrique / Electric Motor

BF640002P430137A

Documentos / Documents / Documents

Nº	Código / Code / Code	Descrição / Description / Description
1	DS 320622_01	Folha de Dados
2	4MF6713227	Atravancamento
3	C 320622_01	Curva Binário
4	32062201WT APROVADO	Relatório de ensaio tipo

Rev.	Data / Date	Descrição / Description / Description	Resp.
0	2012-06-19	Documentação inicial/Documentation initiale/Initial submittal	pedrocruz
1	2012-09-18	Novo Doc./Nouveau Doc./New Doc.: 4	pedrocruz

WEGeuro - Indústria Eléctrica, S.A.
Rua Eng. Frederico Ulrich - Apartado 6074
4476-908 Maia - PORTUGAL
Tel. / Phone: +351 229 477 700 - Fax: +351 229 477 792
info-pt@weg.net - www.weg.net/pt

DATA SHEET

Three-Phase Induction Motor

DS nº	7546
CE	320622/01
CTW	
DATA	23-05-2012

Cliente Cliente / Client — **PETROGAL SA.**

Motor Motor / Moteur — **BFN6 400LJ 2**

Potência	Power / Puissance / Leistung	430	**kW**
Frequência	Frequency / Frequence / Frequenz	50	**Hz**
Tensão	Voltage / Tension / Spannung	6000	**V**
Ligação Estator	Stator Connection / Liaison du stator / Verbindung	STAR	
Arranque	Starting / Demarrage / Anlauf	DOL	
Material do Rotor	Rotor Material / Material du Rotor / Rotor-Material	CU	
Classe Isolamento	Insulation Class / Isolement / Isolation-Klasse	F	
Corrente Nominal	Rated Current / Courrent Nominal / Nennstrom	48.2	**A**
Velocidade Nominal	Rated Speed / Vitesse Nominal / Nenndrehzahl	2984	**rpm**
Binário Nominal	Rated Torque / Couple Nominal / Drehmoment	1376	**Nm**
Ia/In, (directo)	Is/In / Id/In, (D.O.L.) / Ia/Ir, (D.O.L.)	6.5	
Ba/Bn	Ts/Tn / Cd/Cn / Ma/Mn	0.9	
Bmax/Bn	Tmax/Tn / Cmax/Cn / Mk/Mn	2.9	
Temp. ambiente	Ambient temp. / Temp. ambiente / Raumtemperatur	40	**ºC**
Aquec Estator	Stator Temp. Rise / Echauff. Stator. / Übertemperatur Stator	80	**K**
J	Inertia / Moment d´Inertie / Massenträgheitsmoment	8.6	**Kgm2**
Pressão Sonora,1m, em vazio	Sound pressure 1 m, no load / Pression Acc oustique 1 m, à vide /Schalldruckpegel Leerlauf gemessen in 1m Entfernung	80	**(+3) dB(A)**
Proteccão, IP	Protection / Schutzart, IP	55	
Ventilação, IC	Cooling / Refrigeration / Kühlart, IC	411	
Montagem, IM	Mounting / Construction / Bauform, IM	1001	
Massa do motor	Weight / Poids du moteur /Masse	3200	**Kg**
Serviço:	Duty cicle / Service / Betriebsart	S1	
Factor de Serviço, FS	Service Factor / Facteur de Service / Betriebsfaktor	1.0	
Sentido rotação	Rotation / Sens de rotation / Drehrichtung (**)	CCW	

Carga / Load / Charge / Last	1/4	2/4	3/4	4/4	5/4
Factor de Potência / Power Factor / Facteur de Puissance / Leistungsfaktor		0.85	0.88	0.89	
Rendimento / Efficiency / Rendement/ Wirkungsgrad (%)		96.0	96.5	96.5	

Note: Only full load values are considered guaranteed under IEC tolerances

	Rolamento / Bearing / Roulement / Lager	Int. Lubrif. / Reag. Int / Int. Grais. / Nachschmierfrist (h)	Quant. massa / Grease Amount / Quant. graisse / Fettmenge (g)
L.A. / D.E. / C.A. / A.S.	6318 C3	2500	41
L.O.A. / N.D.E. / C.O.A. / B.S.	6318 C3 INSU	2500	41
Massa / Grease / Graisse / Schmierfett	POLYREX EM-ESSO		

Obs: ExnA II T3

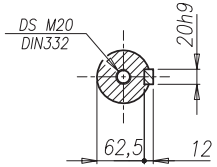
(**) Visto L.A./ Facing D.E./Vú C.A./A-Seite gesehen

Responsável Ricardo Rodrigues

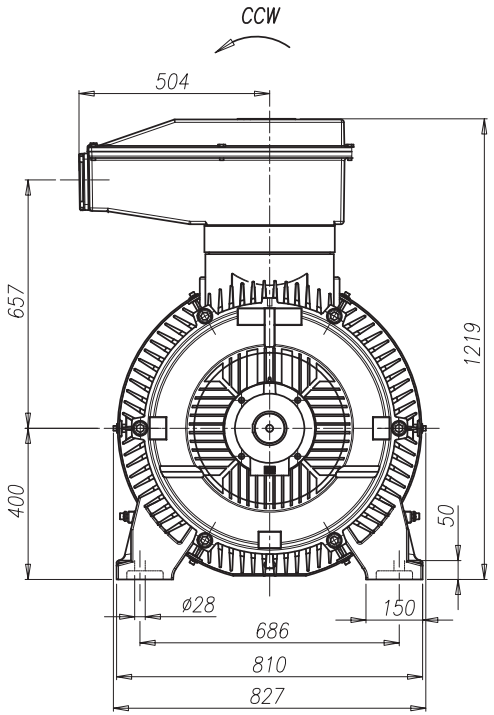
Valores: Values / Valeurs / Werte according IEC 60034-1(2004)

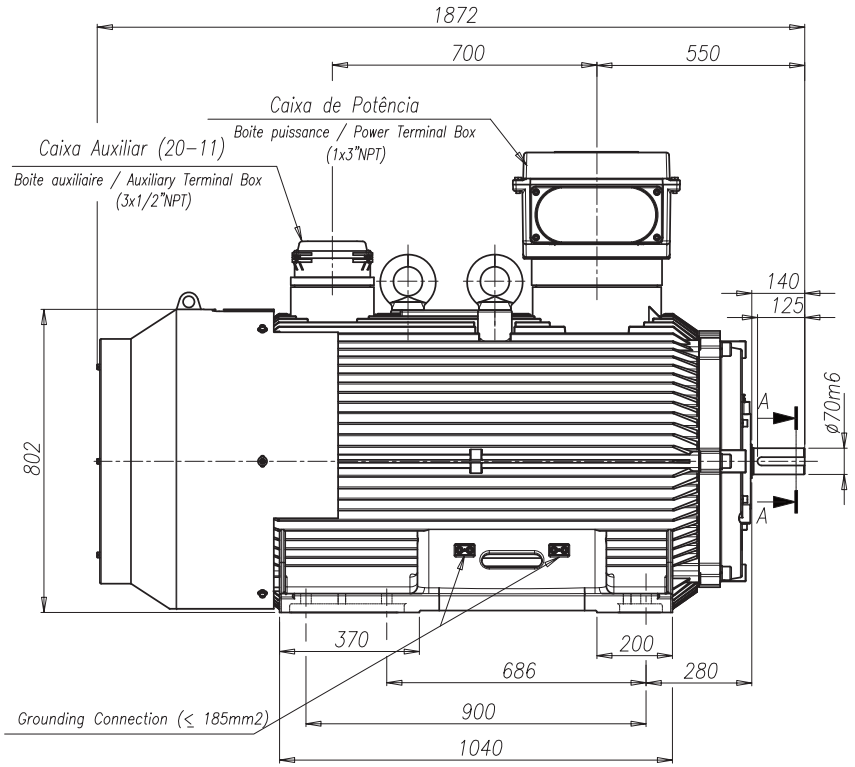
DISTRIBUIÇÃO DE COPIAS													
DEPARTAMENTO	EPAP	EIEP	VDFE	ADCC	DSQA	DSLA	DSCO	PRES	PRUS	PRM01	PRM02	PRMT	PRBT
Nº CÓPIAS	1		1	1		1					1		

Dimensões em mm
Dimensions en mm
Dimensions in mm



A–A
(1/10)





Rev	Data	Desenhou	Verificou	Aprovou	Alterações	Processo

MODIFICAÇÕES

Protecções: Resistência anticondensação + 6 PT100 (2/fase) na bobinagem + 2 PT100 (1/rolamento)
Protections: Resistance d'échauffement + 6 PT100 (2/phase) dans bobinage + 2 PT100 (1/roulement)
Protections: Space heaters + 6 PT100 (2/phase) on windings + 2 PT100 (1/bearing)

Possibilidade de rotação da caixa de potência (180 graus)
Possibilité de rotation de la boite puissance (180 degrés)
Possibility of rotation of the power terminal box (180 degrees)

Rolamentos / Roulements / Bearings

LA/CA/DE – 6318 C3	LOA/COA/NDE – 6318 C3 INSU

Processo	ESM12069	Des.	31/05/2012	Josué C.
		Verif.	31/05/2012	André R.
		Aprov.		

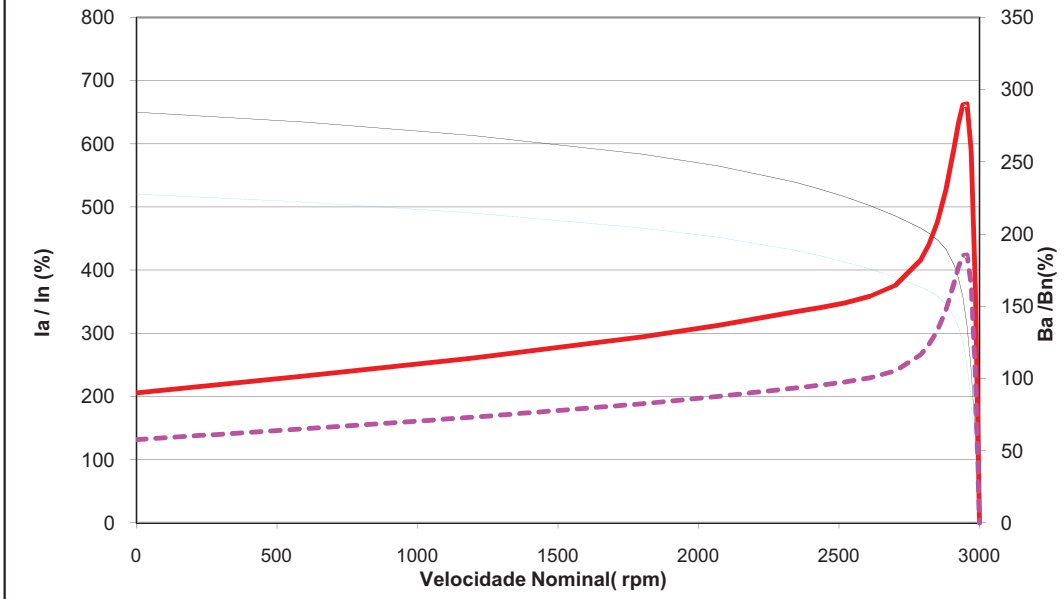
TIPO DE MOTOR
BFN6 400LJ 2P Sp.137

WEGeuro–Industria Electrica,S.A.
Rua Frederico Ulrich Sector V
Apartado 6074–CP:4471 907 MAIA–Portugal
Contribuinte (VAT):PT506 177 521

Escalas 1/20	ATRAVANCAMENTO / ENCOMBREMENT/DIMENSIONAL DRAWING	IM1001 (B3T)
Norma IEC 34 IEC 72	Ind. compl.: Motores de/Moteurs de/Motors of Un ≤ 6600V , I ≤ 400A De acordo com/ Selon/ According to: ATEX 94/9/CE – Ex nA II T3	

Rev.
4MF6713227
Substitui:
Substituido por:

Curva Característica	Data:	*23-05-12*
	ID	C 320622/01



Cliente	:	PETROGAL SA.
Motor	:	BFN6 400LJ2

Potência	:	430 kW	Serviço	:	S1
Carcaça	:	400LJ	Factor de Serviço	:	1
Velocidade Nominal	:	2984 rpm	Concepção (binário)	:	N
Frequência	:	50 Hz	Protecção	:	IP55
Tensão Nominal	:	6000 V	Ba /Bn	:	0.9
Classe Isolamento	:	F	Bmin /Bn	:	0.9
Corrente Nominal	:	48.2 A	Bmáx /Bn	:	2.9
Ia / In	:	6.5	Motor inertia	:	8.6

Notas:

Os valores indicados estão de acordo com as tolerâncias admitidas pela Norma CEI 60034-1.

Realizado por: Ricardo Rodrigues

RELATORIO DE ENSAIO
TEST REPORT

Motor tipo *Motor Type*	*BFN6 400LJ2*
Potência *Output*	*430 kW*
Velocidade *Speed*	*3000 RPM*
Tensão *Voltage*	*6000 V*
Frequência *Frequency*	*50 Hz*
Nº Motor *Motor Nr.*	*1226355301*
Normas *Specification*	*IEC*
Serviço *Duty*	*S1*

Cliente *Customer*	*PETROGAL, S.A.*
Encomenda *Order*	*7100011289*
Conf. Enc. *Order acknowl*	*32062201*
Relatório *Report*	*32062201WT*

Ensaio tipo assistido

Data de ensaio
Test date *05-09-2012*

Aprovado em: *12-09-2012*
Approved on

O Responsável pelo Laboratório de Ensaios
Test Plant Manager

RESULTADOS DE ENSAIO E DETERMINAÇÃO DE CARACTERÍSTICAS

1 Medida da resistência de enrolamentos
Winding resistance

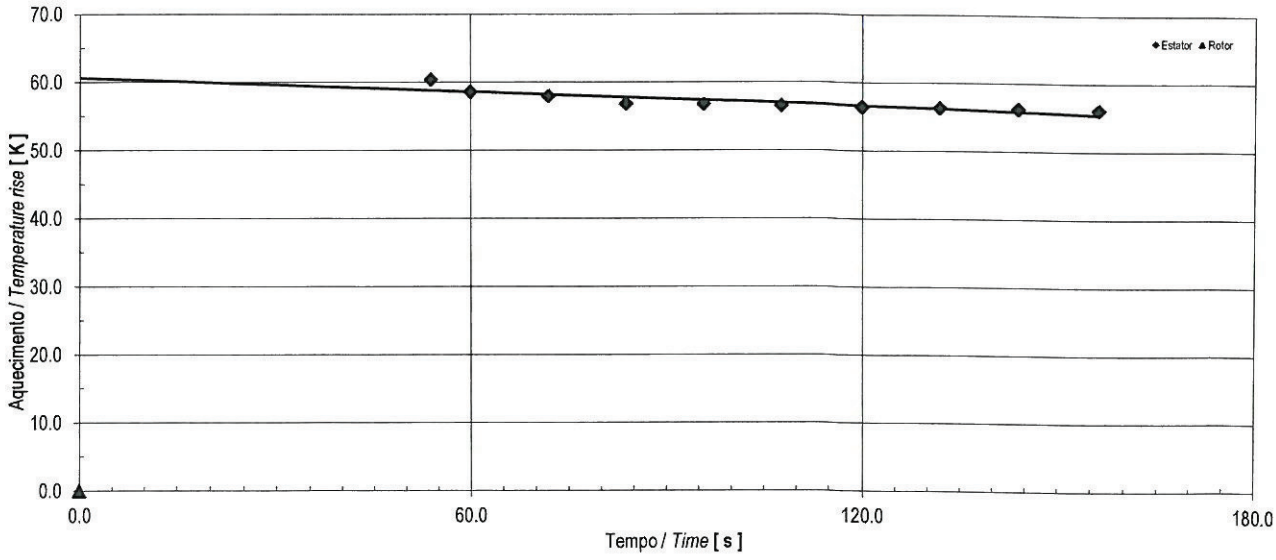
R_{U-W} =	0.8428	Ω	R_{fase} =	0.4214	Ω
R_{U-V} =	0.8426	Ω	R_{fase} 20º =	0.4090	Ω
R_{V-W} =	0.8430	Ω			
$R_{méd}$ =	0.8428	Ω	RTRef =	1.059	Ω
Desv máx=	0.02452	%			

Temperatura ambiente: 27.7 ºC

2 Determinação do aquecimento
Determination of temperature rise

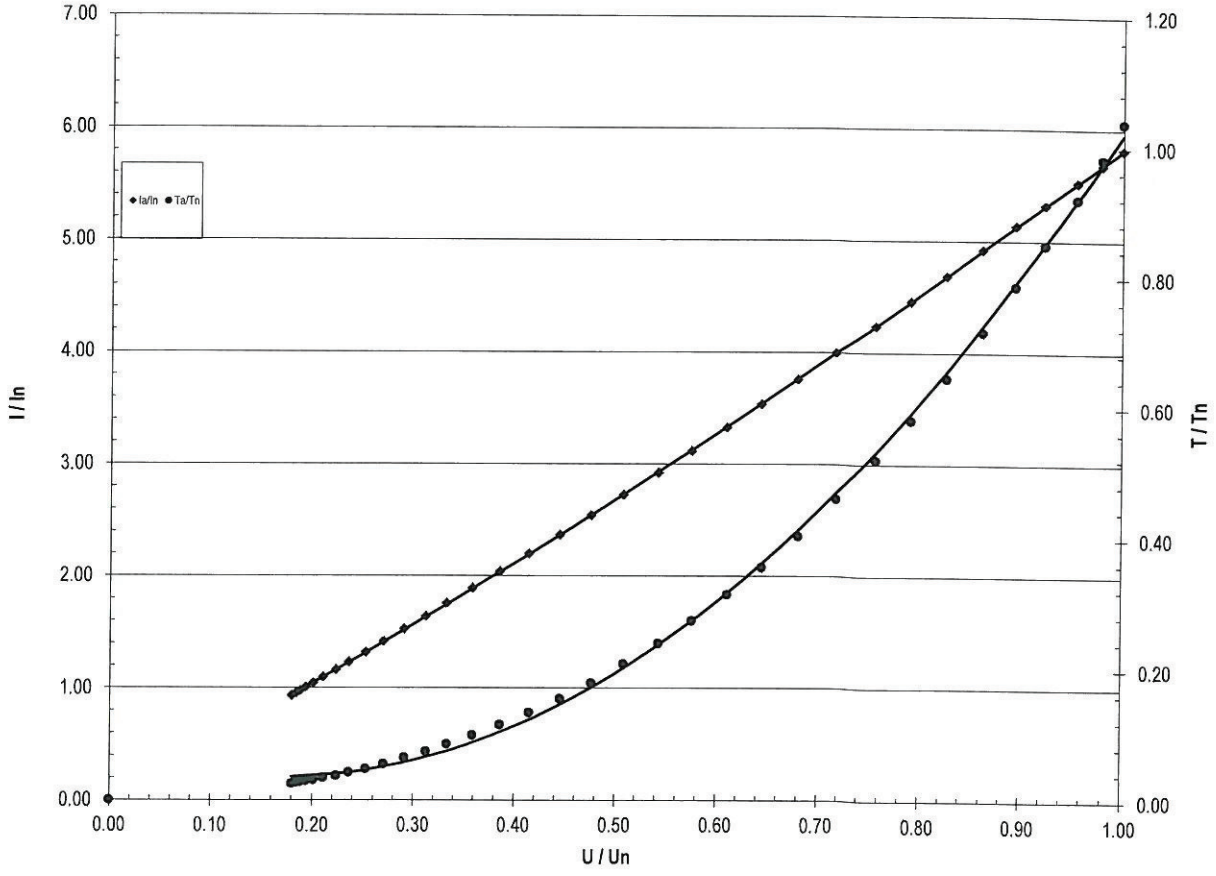
Aquecimento Estatórico *Stator temperature rise*				Aquecimento Rotórico (Motor rotor bobinado) *Rotor temperature rise (Wound rotor motor)*			
$T_{0,6\,s}$	Rq	Rq-Rf	θ	$T_{0,6\,s}$	Rq	Rq-Rf	θ
0	1.051 Ω	0.2086 Ω	60.6 K		na	na	
90	1.051 Ω	0.2078 Ω	60.4 K		na	na	
100	1.045 Ω	0.2020 Ω			na	na	
120	1.043 Ω	0.2000 Ω			na	na	
140	1.039 Ω	0.1964 Ω			na	na	
160	1.039 Ω	0.1962 Ω			na	na	
180	1.038 Ω	0.1954 Ω			na	na	
200	1.038 Ω	0.1950 Ω			na	na	
220	1.038 Ω	0.1948 Ω			na	na	
240	1.037 Ω	0.1944 Ω			na	na	
260	1.037 Ω	0.1940 Ω			na	na	

I		*Pabs*		*T*		*n*		*f*		*s*	
46.36	A	433.7	kW	1379	Nm	2984	RPM	49.96	Hz	0.4477	%



3 Ensaio com o rotor bloqueado
Locked rotor tests

	U	I_{st}	I_{st}/I_N	W_{st}	T_{st}	T_{st}/T_N
Y	1500 V	62.46 A	1.3	28250 W	61.8 Nm	0.0
Y	2000 V	83.82 A	1.7	48220 W	102.4 Nm	0.1
Y	2500 V	105.9 A	2.2	79290 W	170.1 Nm	0.1
Y	3000 V	128.7 A	2.7	121500 W	264.9 Nm	0.2
Y	3500 V	152.2 A	3.2	174700 W	386.8 Nm	0.3
Y	4000 V	176.4 A	3.7	239100 W	535.9 Nm	0.4
Y	4500 V	201.4 A	4.2	314500 W	712.1 Nm	0.5
Y	5000 V	227.1 A	4.7	401100 W	915.4 Nm	0.7
Y	5500 V	253.5 A	5.3	498700 W	1145.8 Nm	0.8
Y	6000 V	280.6 A	5.8	607400 W		



Corrente de arranque: *Starting current*	281 A 5.9 (Ia/In)	Binário de arranque: *Starting torque*	1403 Nm 1.0 (Ba/Bn)	Factor de Potência no arranque: *Starting power factor*	0.21

4 Ensaio em carga à tensão nominal

Load Test at Rated Voltage

% P_N	U	I	P_{abs}	Cos φ	n
125%	6000 V	60.58 A	555.3 kW	0.88	2981 RPM
100%	6000 V	47.33 A	443.6 kW	0.90	2986 RPM
75%	6000 V	35.60 A	333.0 kW	0.90	2990 RPM
50%	6000 V	24.87 A	223.4 kW	0.86	2994 RPM
25%	6000 V	14.83 A	114.3 kW	0.74	2997 RPM

5 Ensaio em curto-circuito

short-circuit Test

Tensão de curto-circuito: 1 170 V *Short circuit voltage*

Deslizamento para o Bin. 2.57 % *Slip at maximal torque*

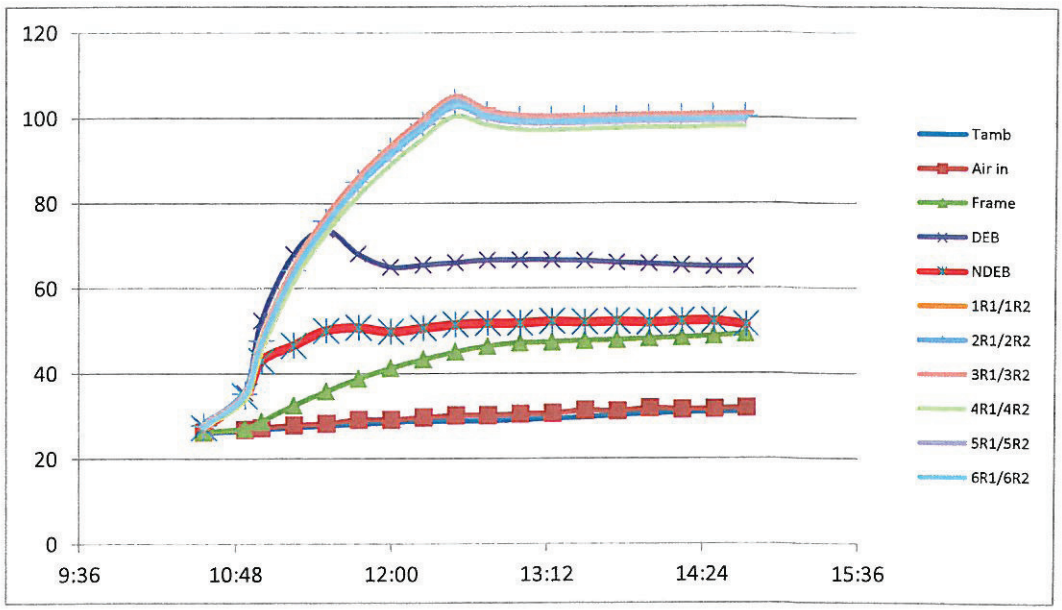
Binário Máximo: 3 824 Nm *Pull-out torque*

2.8 Ba/Bn

6 Estabilização térmica

Thermal stabilization

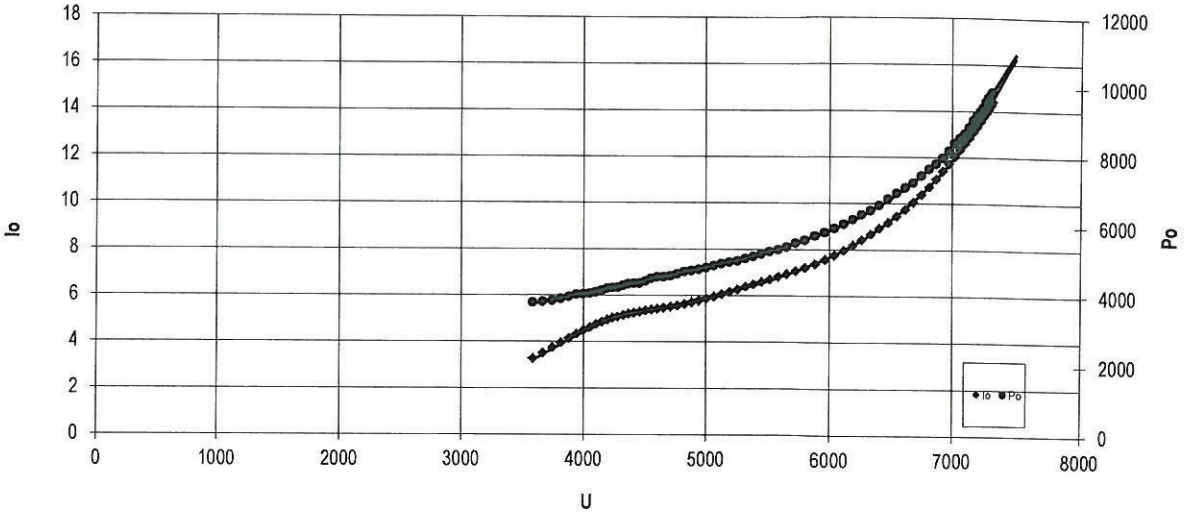
Time	kW	Tamb Tamb	Ent ar Air in	Centro Frame	RLA DEB	RLOA NDEB	1R1/1R2 1R1/1R2	2R1/2R2 2R1/2R2	3R1/3R2 3R1/3R2	4R1/4R2 4R1/4R2	5R1/5R2 5R1/5R2	6R1/6R2 6R1/6R2
10:33		26.1	26.3	26.3	27.5	27.3	28.1	27.8	27.9	27.5	27.6	27.5
10:52	537.5	26.5	26.9	27.1	35.5	34.7	33.8	35.2	35.3	33.8	34.9	34.7
11:00	537.5	26.9	27.3	28.8	52.4	43	45.3	47.7	48.3	45.1	47.0	47.0
11:15	537.5	27.3	27.9	32.5	68	46.6	62.6	64.3	65.1	61.3	63.4	63.4
11:30	537.5	27.7	28.3	35.8	73.8	50.1	74.5	75.8	76.8	72.6	74.7	74.8
11:45	537.5	28.1	29.2	38.8	68.1	50.8	83.8	85	86.1	81.6	83.9	84.0
12:00	537.5	28.5	29.2	41.3	65	49.8	91.3	92.4	93.5	88.9	91.1	91.3
12:15	537.5	28.8	29.7	43.3	65.5	50.7	97.6	98.6	99.8	95.1	97.3	97.5
12:30	430	28.7	30.2	45.1	66	51.5	103	103.9	105.1	100.4	102.6	102.8
12:45	430	28.9	30.2	46.4	66.6	51.8	101.3	101.1	102	98.4	100.0	100.3
13:00	430	29.1	30.5	47.2	66.7	51.9	99.8	99.9	100.7	97.3	98.9	99.2
13:15	430	29.4	30.7	47.4	66.7	52.3	99.5	99.7	100.5	97.2	98.8	99.2
13:30	430	29.7	31.4	47.7	66.5	52.1	99.6	99.9	100.6	97.4	98.9	99.3
13:45	430	30.2	31.2	47.9	66.1	52.3	99.8	100	100.8	97.6	99.1	99.5
14:00	430	30.5	31.9	48.2	65.8	52	100	100.2	100.9	97.8	99.3	99.7
14:15	430	30.8	31.6	48.5	65.4	52.4	100	100.2	100.9	97.8	99.3	99.7
14:30	430	31	31.7	48.8	65.1	52.4	100	100.3	101.1	98.0	99.4	99.8
14:45	430	31	32	49.3	65.1	51.5	100.2	100.4	101.1	98.1	99.5	99.9



7 Ensaio em Vazio

No Load Test

V_0	I_0	P_0	R_{sv}	Speed
7200 V	13.31 A	9191 W	0.99 Ω	3000 rpm
6900 V	11.20 A	7930 W		
6600 V	9.663 A	7027 W		
6300 V	8.523 A	6370 W		
6000 V	7.654 A	5874 W		
5700 V	6.977 A	5481 W		
5400 V	6.442 A	5155 W		
4800 V	5.650 A	4619 W		
4200 V	4.880 A	4180 W		
3600 V	3.234 A	3751 W		

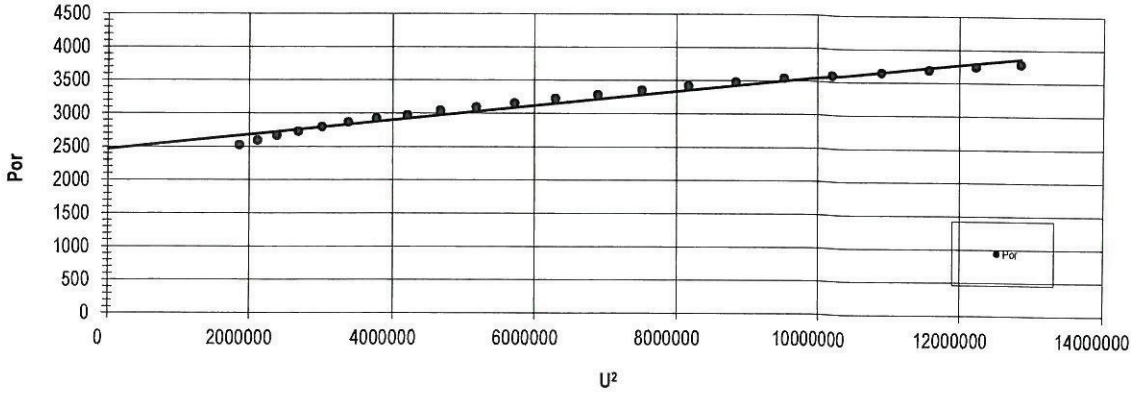


8 Determinação das perdas mecânicas

Windage and friction losses determination

V^2_0	P_0
12960000 V	3874 W
10890000 V	3649 W
9000000 V	3443 W
7290000 V	3256 W
5760000 V	3090 W
4410000 V	2942 W
3240000 V	2815 W
2250000 V	2707 W
1440000 V	2619 W
810000 V	2550 W
360000 V	2501 W

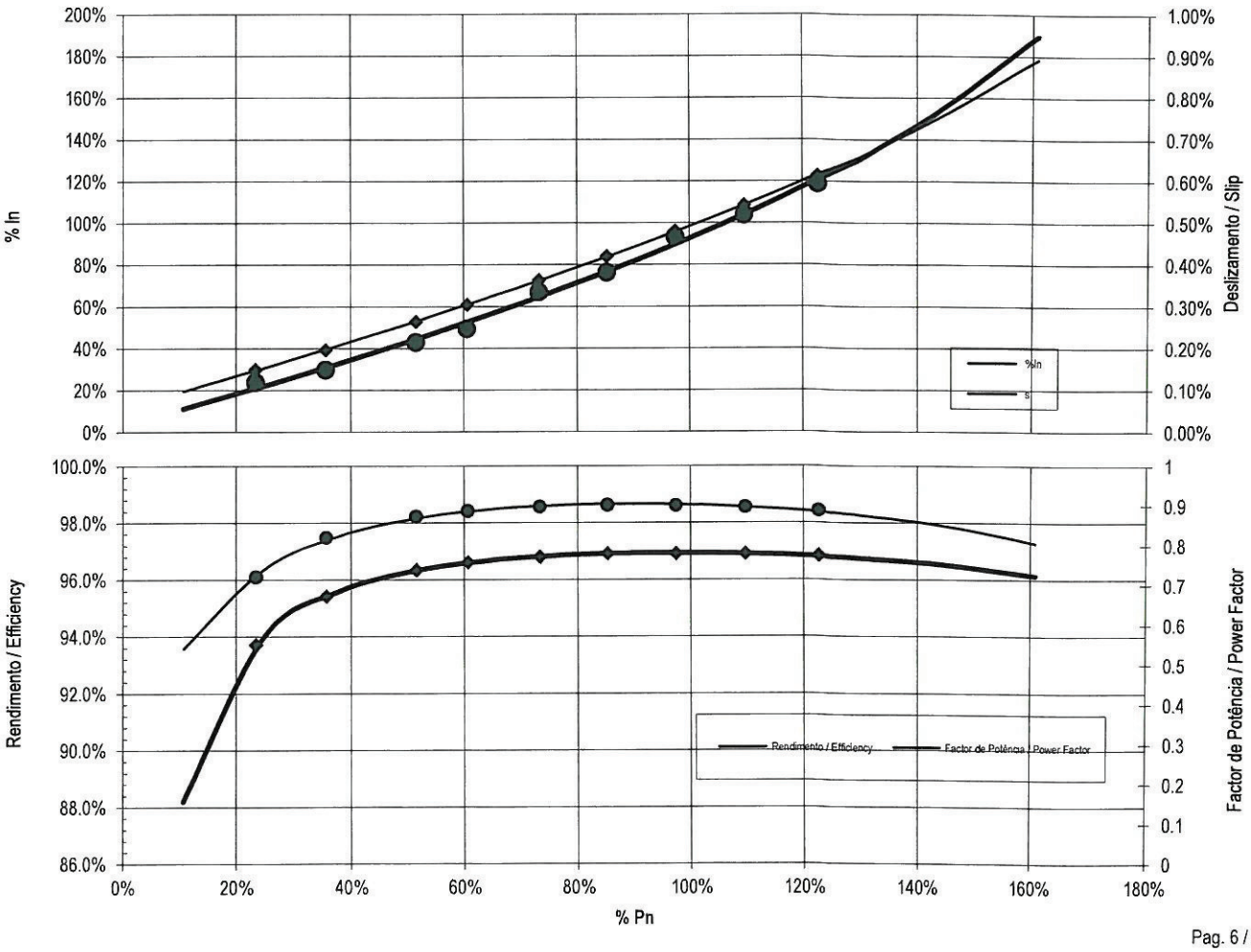
I_0	Corrente em Vazio *No load current*	=	7.654 A
P_0	Potência em Vazio *No load Power*	=	5874 W
P_{AV}	Perdas mecânicas *Windage and friction losses*	=	2462 W
P_{J0}	Perdas Joule (vazio) I^2R *losses (No load)*	=	87.12 W
P_{FE}	Perdas no ferro *Core losses*	=	3325 W



9 Determinação das caracteristicas em carga - Separação de perdas (IEC60034-2)

Load characteristics determination - Summation of losses (IEC 60034-2)

6000V - 50Hz	$^{1}/_{4}$ P_N	$^{2}/_{4}$ P_N	$^{3}/_{4}$ P_N	$^{4}/_{4}$ P_N	$^{5}/_{4}$ P_N
Potência útil: *Output*	*107.5 kW*	***215.0 kW***	*322.5 kW*	***430.0 kW***	*537.5 kW*
Corrente: *Current*	*14.8 A*	*24.9* ***A***	*35.60 A*	***47.3 A***	*60.6 A*
Deslizamento: *Slip*	*0.11 %*	***0.21 %***	*0.33 %*	***0.46 %***	*0.62 %*
Velocidade: *Speed*	*2 997 RPM*	***2994 RPM***	*2990 RPM*	***2986 RPM***	*2 981 RPM*
Potência Absorvida: *Input*	*114.3 kW*	***223.4 kW***	*333.0 kW*	***443.6 kW***	*555.3 kW*
factor de potência *power factor*	*0.74*	***0.86***	*0.90*	***0.90***	*0.88*
Perdas Joule no Estator: *Stator winding losses*	*349.4 W*	***982.4 W***	*2 014 W*	***3 558 W***	*5 830 W*
Perdas Joule no Rotor: *Rotor winding losses*	*122.4 W*	***470.7 W***	*1 083 W*	***2 018***	*3 378 W*
Perdas no ferro: *Core losses*	*3 325 W*	***3 325 W***	*3 325 W*	***3 325 W***	*3 325 W*
Perdas mecânicas: *Windage and friction losses*	*2 462 W*	***2 462 W***	*2 462 W*	***2 462 W***	*2 462 W*
Perdas Suplementares: *Stray losses*	*571.7 W*	***1 117 W***	*1 665 W*	***2 218 W***	*2 776 W*
Perdas Totais: *Total losses*	*6 830 W*	***8 357 W***	*10 550 W*	***13 580 W***	*17 770 W*
Rendimento: *Efficiency*	*94.0 %*	***96.3 %***	*96.8 %*	***96.9 %***	*96.8 %*
Binário: *Torque*	*342.6 Nm*	***685.8 Nm***	*1 030 Nm*	***1 375 Nm***	*1 722 Nm*



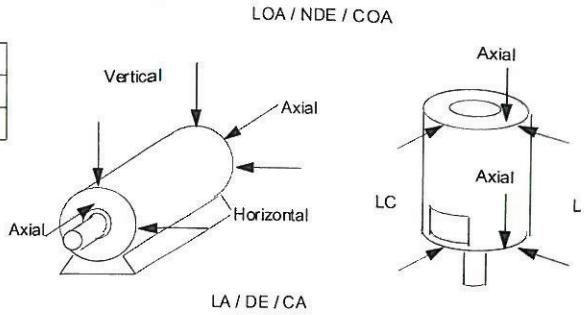
9 Medida das vibrações
Vibrations measurement

Resultados de Ensaio
Test Results

Antes da sobrevelocidade / *Before overspeed*

	Horizontal / LC	Vertical / LD	Axial
LA / DE / CA	0.37 mm/s	0.48 mm/s	0.34 mm/s
LOA / NDE / COA	1.08 mm/s	0.63 mm/s	- mm/s

Pontos de medida
Measurement points

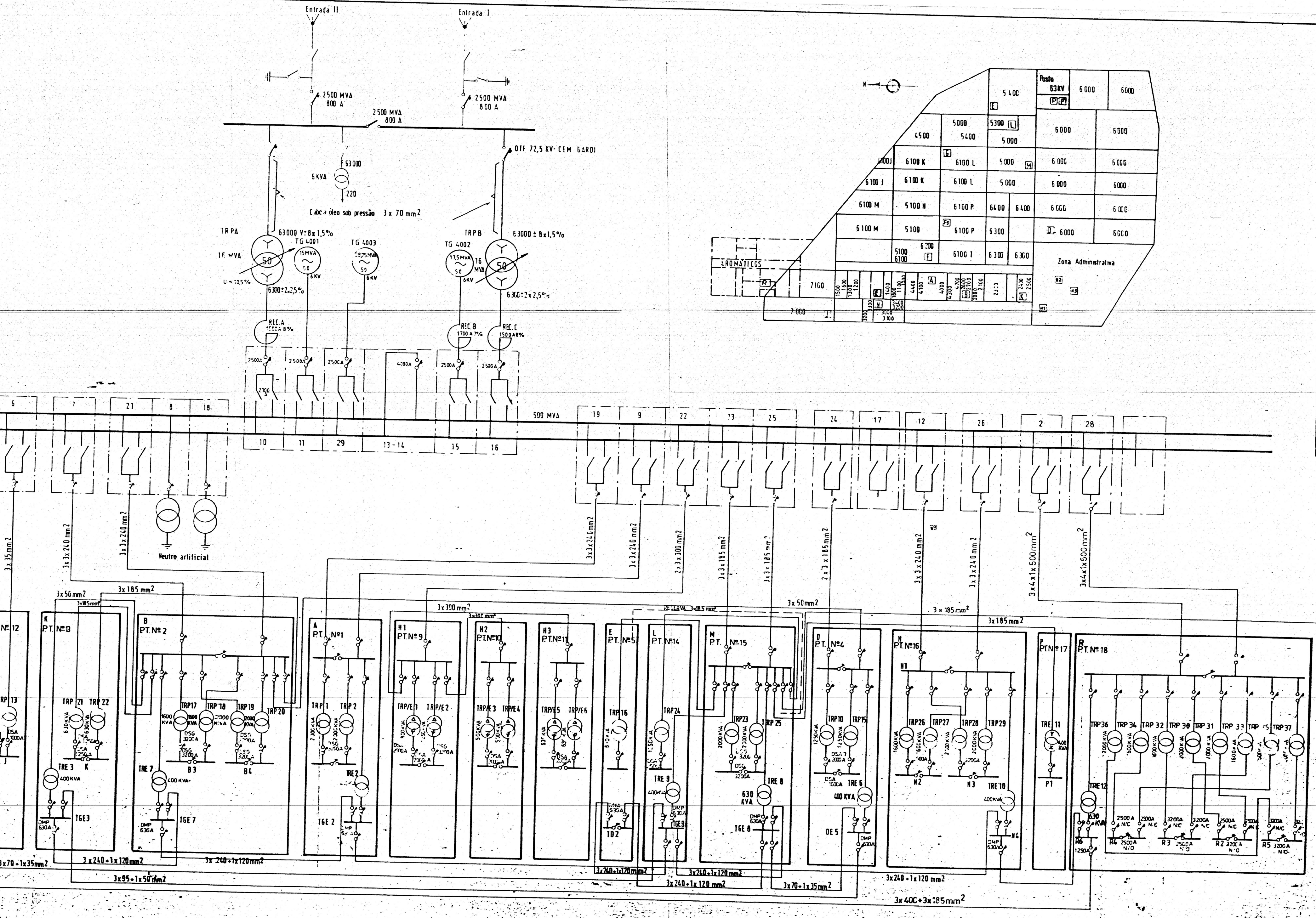


10 Resistência de isolamento
Insulation resistance

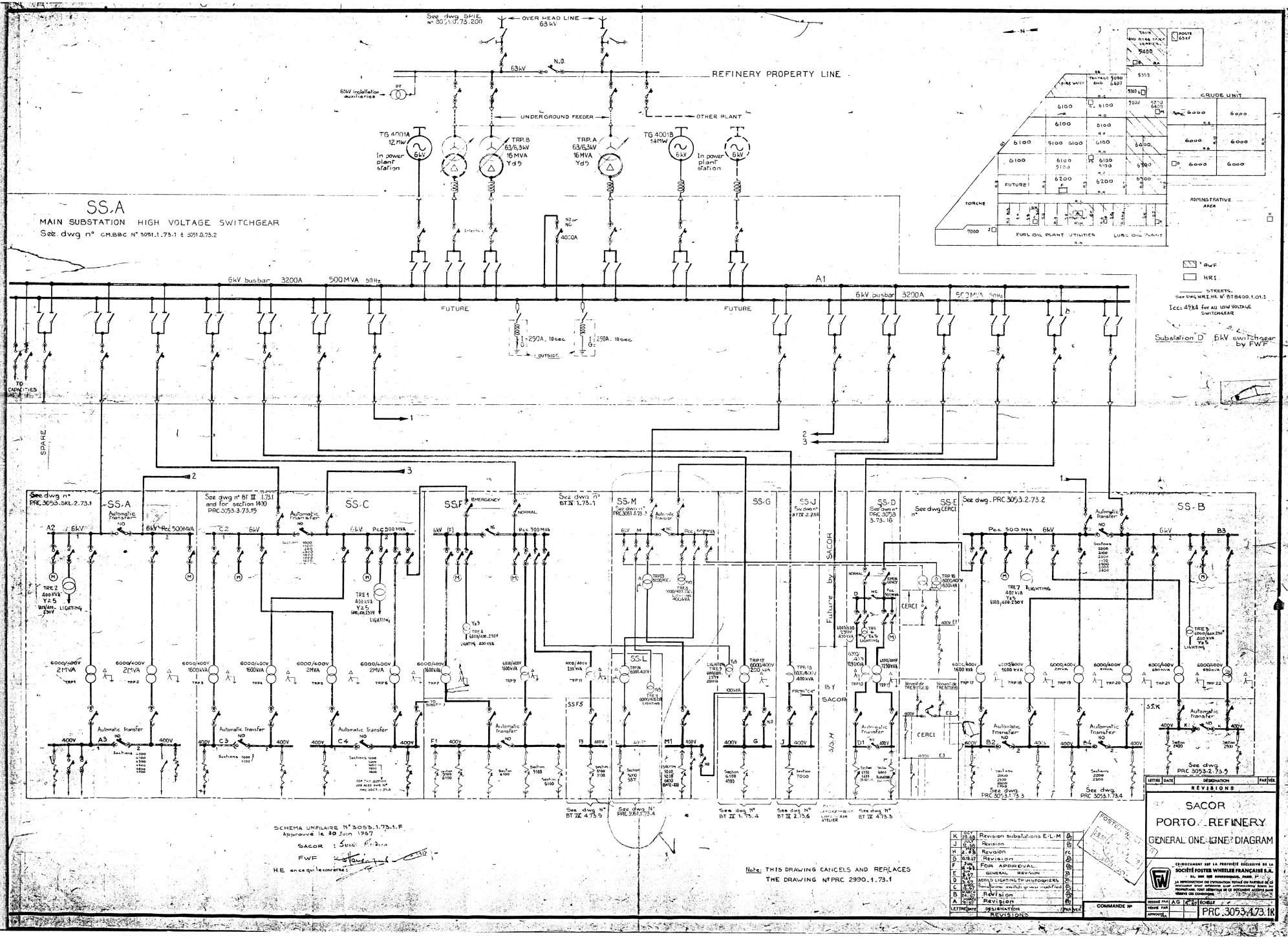
	Tensão de ensaio *Test voltage*	Resistência de isolamento *Insulation resistance*
Estator: *Stator*	500 V	2360 MΩ
Circuitos auxiliares *Auxiliary circuits*	500 V	10600/24400 MΩ

11 Rigidez dielécTRica
Dielectric test

	Tensão de ensaio *Test voltage*	Tempo *Time*	Resultado *Result*
Estator: *Stator*	10400 V	60 s	OK
Circuitos auxiliares *Auxiliary circuits*	1500 V	60 s	OK



SUB EST	PT Nº	UNIDADES
A	1	4000-4300
		4100 4700
B	2	2000-2100-2
		2200-2
C	3	1000
		1200- 1500
D	4	600
E	5	
F	6	6100M
		BOMBAGEM
F5	7	5100N
G	8	4500-610
H1	9	OF MANU
H2	10	LABORATÓRI EST ÁGUA POT
H3	11	POSTO MÉDIC BALNEÁRIOS-
J	12	7000
K	13	2400
L	14	5000
M	15	5000-52
N	16	3000-3100- 3400-35
		300
		3200-3300-34
P	17	60
R	18	0100-03
		01
		0300
		04
P'	19	D.(


See dwg SMIE N° 3051.1.73.200
OVER HEAD LINE 63 kV
63kV
N.O.
REFINERY PROPERTY LINE
63kV installation auxiliaries
PT
UNDERGROUND FEEDER
OTHER PLANT
TG 4001A 12 MW 6kV
In power plant station
TRP.B 63/6,3kV 16 MVA Yd 5
TRP.A 63/6,3kV 16MVA Yd 5
TG 4001B 14MW 6kV
In power plant station
SS.A
MAIN SUBSTATION HIGH VOLTAGE SWITCHGEAR
See dwg n° CM.BBC N° 3051.1.73.1 & 3051.2.73.2
6kV busbar 3200A 500MVA 50Hz
FUTURE
A1
TO CAPACITIES
SPARE
See dwg n° PRC.3053.SKL.2.73.1
See dwg n° BT III 1.73.1 and for section 1410 PRC.3053.3.73.15
See dwg n° BT IV 1.73.1
See dwg PRC.3053.2.73.2
SS.A
SS.C
SS.F
SS.M
SS.G
SS.J
SS.D
SS.E
SS.B
SS.L
SS.K
Automatic Transfer
EMERGENCY
NORMAL
Pcc 500 MVA
6kV
TRE 2 400 KVA Yz 5 LIGHTING
TRE 1 400 KVA Yz 5 LIGHTING
TRE 4 LIGHTING 400 KVA
TRE 7 LIGHTING 400 KVA Yz 5
TRE 8 LIGHTING 400 KVA Yz 5
6000/400V 2MVA
6000/400V 1600 KVA
6000/400V 1600kVA
6000/400V 2MVA
TRP 1
TRP 2
TRP 3
TRP 4
TRP 5
TRP 6
TRP 7
TRP 9
TRP 11
TRP 12 6000/400V 200 kVA
TRP 15 6000/400V 400 kVA
TRP 16 6000/400V 1250kVA
TRP 17
TRP 18
TRP 19
TRP 20
TRP 21
TRP 22
400V
Section 5100 6100
Section 5100
Section 7000
Section 2400
Section 2500
Future by SACOR
SACOR
CERCI
See dwg N° BT IV 4.73.3
See dwg N° PRC.3051.73.4
See dwg N° BT IV 1.75.4
See dwg N° BT IV 2.73.6
See dwg N° BT IV 4.73.5
See dwg PRC 3053.1.73.3
See dwg PRC 3053.1.73.4
See dwg PRC 3053.2.73.3
SCHEMA UNIFILAIRE N° 3053.1.73.1.F
Approuvé le 30 Juin 1967
SACOR :
FWF
H.E. en ce qui le concerne :
Note: THIS DRAWING CANCELS AND REPLACES THE DRAWING N°PRC 2990.1.73.1
N
POSTE 63kV
CRUDE UNIT
FUTURE
TORCHE
ADMINISTRATIVE AREA
FUEL OIL PLANT UTILITIES
LUBE OIL PLANT
FIRE WATCH
FWF
HRI
STREETS
See DWG HRI.RE. N° BT.8400.1.01.1
Icc= 45kA for ALL LOW VOLTAGE SWITCHGEAR
Substation D 6kV switchgear by FWF
K 29.8.68 Revision substations E-L-M
J 15.8.68 Revision
H 2.8.68 Revision
G 10.8.67 Revision
F 3.8.67 FOR APPROVAL
E 4.8.67 GENERAL REVISION
D 5.7.67 ADDED LIGHTING TRANSFORMERS
C 5.6.67 Transformers switch yard modified
B 24.5.67 Revision
A 7.3.67 Revision
LETTRE DATE DESIGNATION PAR VER
REVISIONS
SACOR
PORTO REFINERY
GENERAL ONE LINE DIAGRAM
SOCIETE FOSTER WHEELER FRANÇAISE S.A.
DESSINE PAR AG
VERIFIE PAR
APPROUVE
ECHELLE
PRC.3053.1.73.1R

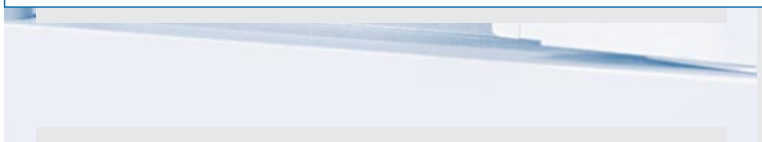
HD4

Disjuntores de média tensão de hexafluoreto de enxofre
12 ... 40,5 kV - 630 ... 3600 A - 16 ... 50 kA





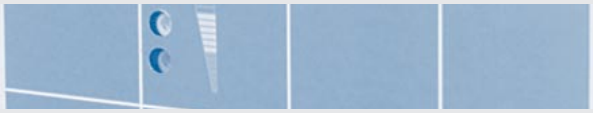
1 DESCRIÇÃO 3



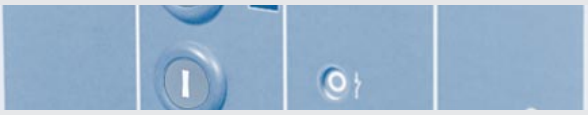
2 ESCOLHA E PEDIDO DOS DISJUNTORES 11



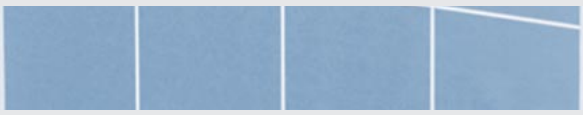
3 ESCOLHA E PEDIDO DOS RECEPTÁCULOS CBE 33



4 ESCOLHA E PEDIDO DE PARTES FIXAS CBF 41



5 CARACTERÍSTICAS ESPECÍFICAS DE PRODUTO 45



6 DIMENSÕES TOTAIS 49



7 ESQUEMA ELÉTRICO DO CIRCUITO 73

1

DESCRIÇÃO

Informações gerais	4
Versões disponíveis	4
Campos de uso	4
Princípio de interrupção	5
Normas e homologações	6
Segurança de exercício	6
Acessórios	6
Comando ESH	7
Caixas CBE	8
Partes fixas CBF	9
Documentação técnica	10
Sistema para a Gestão Ambiental	10
Sistema de Qualidade	10
Laboratório de testes	10

DESCRIÇÃO

Informações gerais

Os disjuntores de média tensão HD4, utilizam gás hexafluoreto de enxofre (SF6) para a extinção do arco elétrico e como meio isolante.
A interrupção em gás SF6 é efetuada sem estiramento do arco e sem a gerações de sobretensões. Estas características garantem ao disjuntores vida elétrica elevada e à instalação limitadas solicitações dinâmicas, dielétricas e térmicas.
Os pólos do disjuntor, que constituem a parte disjuntora, são sistemas com pressão vedada para a vida operativa (normas IEC 62271-100 e CEI 17-1) e não necessitam de manutenção.
O comando mecânico, tipo ESH, é por acúmulo de energia com disparo livre e permite manobras de abertura e fechamento independentes do operador.
O comando e os pólos são fixados à estrutura metálica que funciona também como suporte para o cinematismo de acionamento dos contatos móveis.
Os disjuntores com versão extraível são dotados de um carrinho para permitir a inserção e a extração no quadro ou no receptáculo.
O disjuntor tem uma estrutura compacta e leve que garante uma resistência elevada e uma confiabilidade mecânica ótima.



rsões disponíveis

Os disjuntores HD4 são disponíveis na versão fixa e extraível com comando frontal.
A versão extraível é disponível para receptáculos CBE, partes fixas CBF, quadros UniVer C, UniSafe e UniGear tipo ZS1.

Campos de uso

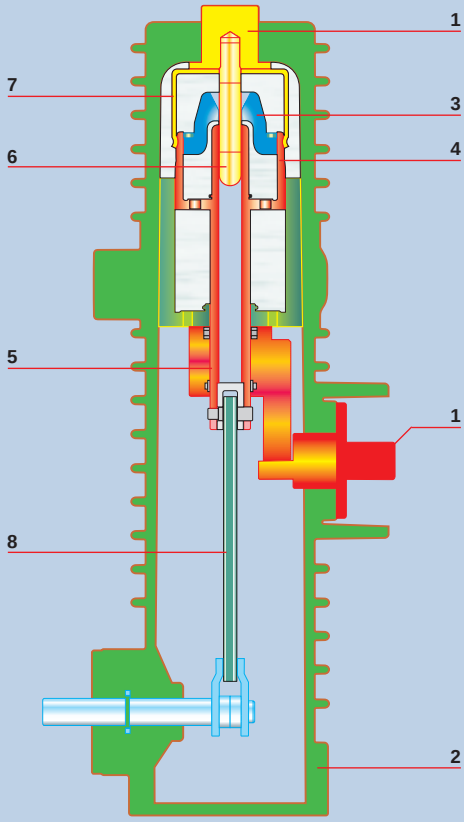
Os disjuntores HD4 são utilizados na distribuição elétrica para comando e proteção de linhas, subestações de transformação e distribuição, motores, transformadores, baterias de condensadores, etc.
Graças à técnica de interrupção **autopuffer**, em SF6, os disjuntores HD4 não geram sobretensões de manobra, portanto são idóneos também para o retrofitting, a modernização e a ampliação de instalações velhas nas quais os materiais isolantes de motores, cabos, etc. podem ser particularmente sensíveis aos esforços dielétricos.

- Técnica de interrupção autopuffer.
- Extensão do arco elétrico sem a corrente destacada.
- Nenhum reengate depois da interrupção.
- Rápido restabelecimento das propriedades dielétricas do meio de extensão.
- Retenção da tensão de isolamento também com pressão relativa zero.
- Interrupção até 30% do poder de interrupção nominal também com pressão relativa zero.
- Polos sigilados com parafusos.
- Testes de controle de resistência do gás práticados três vezes em cada aparelho.
- Dimensões compactas.
- Versões fixas e extraíveis.
- Comando de acúmulos de energia com dispositivo de antepompagem de série comun em toda a série de disjuntores.
- Blocos mecanicos de segurança contro manobras erradas.
- Fácil personalização graças a uma completa gama de acessórios.
- Isento de manutenção.
- Dispositivo de controle da pressão do gás SF6(a pedido).

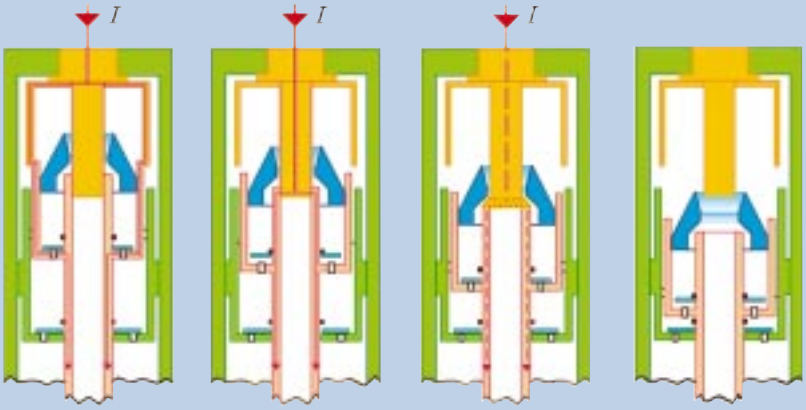
(*) Até 24 kV.

Princípio de interrupção

O princípio de interrupção dos disjuntores HD4 baseia-se nas técnicas de compressão e autogeração para obter as melhores prestações a todos os valores de corrente de interrupção, com tempos mínimos de arco, extinção gradual do arco sem estiramento, ausência de reengates e de sobretensões de manobra.
A série HD4 introduz na média tensão as vantagens da técnica de interrupção "autopuffer" já utilizada em alta tensão.



1 Terminal
2 Receptáculo isolante
3 Orifício de assopro
4 Contato de arco móvel
5 Contato móvel
6 Contato de arco fixo
7 Contato fixo
8 Biela isolante



Disjuntor fechado | Desconexão contatosprincipais | Desconexão contatos quebra arco | Disjuntor aberto

Desconexão dos contatos principais
Nenhum arco elétrico se estabelece porque a corrente flui através dos contatos quebra arco. Durante o seu curso para baixo, o equipamento móvel comprime o gás contido na câmara inferior. O gás comprimido flui da câmara inferior à câmara superior levando ambas à mesma pressão.

Desconexão dos contatos quebra arco
A corrente flui graças ao arco elétrico que se estabelece entre os contatos quebra arco. O gás não pode sair através do orifício porque o furo ainda está fechado pelo contato quebra arco fixo e nem pode sair através da parte interna do contato quebra arco móvel, porque o arco elétrico o fecha (clogging effect):

- **com correntes de pouca entidade,** quando a corrente passa pelo seu zero natural e o arco se extingue, o gás flui através dos contatos; a baixa pressão atingida não pode estirar a corrente e a quantidade reduzida de gás comprimido é suficiente para restabelecer a rigidez dielétrica entre os dois contatos impedindo um reengate na frente de saída da tensão de retorno.
- **com correntes de curto-circuito elevadas,** a onda de pressão gerada pelo arco elétrico fecha a válvula entre as duas câmaras, assim o interruptor inicia a funcionar como um "puro self-blast" (autogeração); a pressão aumenta no volume superior graças ao aquecimento do gás e à dissociação molecular devido à alta temperatura. O aumento de pressão gerado é proporcional à corrente de arco e garante a extinção na primeira passagem pelo zero da corrente.

Disjuntor aberto
O arco foi interrompido, a pressão autogerada no volume superior se reduz porque o gás está fluindo através dos contatos. A válvula se reabre e assim um novo fluxo de gás fresco aflui na câmara de interrupção; desse modo o aparelho está todo pronto para o restabelecimento e a interrupção até o máximo poder de interrupção.

DESCRIÇÃO

Normas e homologações

Os disjuntores HD4 são conformes às normas IEC 62271-100, CEI 17-1 caderno 1375, CENELEC HD 348 S3 e às normas dos principais países industriais.
Foram submetidos às provas reproduzidas a seguir e garantem a segurança e a confiabilidade da aparelhagem em serviço em cada instalação.

- **Testes de tipo:** aquecimento, resistência ao isolamento com freqüência industrial e impulso atmosférico, resistência à corrente de curta duração e de pico, duração mecânica, poder de fechamento e de interrupção das correntes de curto-circuito.
- **Testes individuais:** isolamento com tensão de freqüência industrial dos circuitos principais, isolamento dos circuitos auxiliares e de comando, medida da resistência dos circuitos principais, funcionamento mecânico e elétrico.

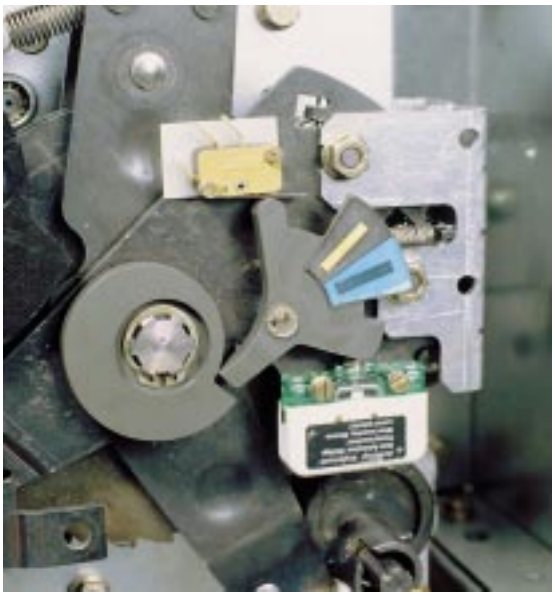
Os disjuntores HD4 são testados de acordo com as prescrições da Norma IEC 62271-100 (classe E2-tabela 21) e garantem a idoneidade ao uso para linhas aéreas, com ciclo de restabelecimento rápido.
Além disso, são disponíveis algumas versões homologadas de acordo com a norma GOST (consultem-nos).

Segurança de exercício

Graças à série completa de bloqueios mecânicos e elétricos (a pedido), com os disjuntores HD4 é possível realizar quadros de distribuição seguros. Os dispositivos de bloqueio foram estudados para impedir manobras erradas e executar a inspeção das instalações garantindo a máxima segurança ao operador.

Acessórios

Os disjuntores HD4 dispõem de uma série completa de acessórios que permite de satisfazer qualquer necessidade de instalação.
O comando é do mesmo tipo para toda a série e dispõe de uma série unificada de acessórios e de peças de reposição com simples identificação e ordem.
O uso, a manutenção e o exercício do aparelho foram simplificados e necessitam de uso menor de recursos





Os terminais de conexão e os contatos de secionamento são prateados.

Comando ESH

- Único para toda a série.
- Acessórios iguais para todos os tipos de disjuntores HD4.
- Suportes fixos para facilitar a montagem ou a substituição dos acessórios.
- Cablagens dos acessórios com tomada e plugue.



Todos os dispositivos de comando do controle e sinalização são colocados na frente do disjuntor.
Bloqueios apropriados impedem manobras erradas.
É sempre previsto o dispositivo de antifechamento no actuador.





Para a proteção das instalações há o dispositivo de proteção autoalimentado pelo quadro PR512.
O PR512 realiza a intervenção do disjuntor mediante o solenóide de abertura apropriado (YO3) (ver cap.2 – kit 2B).
Em base à versão, o PR512 efetua as seguintes funções:

- proteção 50-51-50N-51N
- medida de corrente com visualização do valor máximo entre as fases.
- diálogo

Para maiores informações relativas ao disparador PR512 consultar o catálogo técnico 649092.



Os disjuntores extraíveis são dotados de dispositivo de extração e inserção com porta fechada.



Dispositivo de presença de gás SF6 (disponível a pedido).



A placa colocada no painel dianteiro, permite de identificar todas as características do disjuntor.

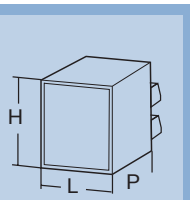
DESCRIÇÃO

Receptáculos CBE

Os receptáculos CBE são apropriados para receber os disjuntores HD4 extraíveis. O seu uso permite de realizar facilmente quadros blindados com média tensão.
São conformes às Normas IEC 62271-100/CEI 17-1 – arquivo 1375 e IEC 60298/CEI 17-6 – arquivo 2056.
São disponíveis para tensão até 24 kV, corrente nominal até 3150 A (3150 A com ventilação forçada a cargo do cliente), corrente nominal suportável de curta duração até 50 kA.
Os receptáculos CBE foram estudados e realizados de modo que o usuário tenha a máxima segurança e o uso prático.
São equipáveis com uma série de acessórios completa e funcional para adaptar o quadro às características da instalação.
As características principais são:
– construção normalizada
– dimensões e pesos reduzidos
– predisposição de todos os acoplamentos mecânicos e elétricos
– bloqueios mecânicos e eletromecânicos
– inserção e extração com porta fechada
– seccionador de ligação à terra com poder de fechamento (a pedido)
– dispositivo Fail-Safe na persiana metálica para impedir a abertura manual.



	Un [kV]	**In** [A]	**L** [mm]	**H** [mm]	**P** [mm]
CBE11	12/17,5	630-1250	600	943	752
CBE21	12/17,5	1600	750	1015	752
CBE31	12/17,5	2000-2500-3150 (*)	1000	1015	752
CBE41	24	630-1250	750	1125	910
CBE51	24	1600-2000-2500	1000	1125	910



(*) Corrente nominal no quadro com ventilação forçada (a cargo do cliente).



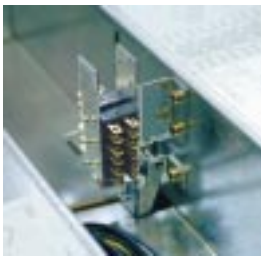
Os terminais colocados nos monoblocos são predispostos para a conexão fácil ao circuito de potência.



As persianas metálicas são acionadas automaticamente pelo deslocamento do disjuntor.



O seccionador de terra (se presente) é comandado pela frente e intertravado com o disjuntor.



Contatos apropriados sinalizam a posição inserido/secionado do disjuntor.

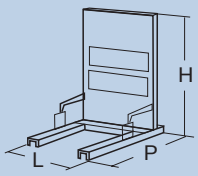
Partes fixas CBF

As partes fixas série CBF são constituídas por uma base com guias para a inserção do disjuntor e por uma parede de fundo à qual são fixados os monoblocos isolantes com os contatos de potência.
Na parede de fundo estão presentes as persianas metálicas que são acionadas automaticamente pelo disjuntor durante a manobra de inserção.
As partes fixas são realizadas sem chapas laterais e sem parafusos salientes lateralmente para permitir a inserção em compartimentos pré-fabricados com largura igual àquela da parte fixa.
A base com as guias e a parede de fundo com os monoblocos e as persianas são normalmente embaladas separadamente para facilitar as operações de armazenagem. A montagem e a instalação nos compartimentos são operações particularmente simples descritas nas instruções de montagem apropriadas.
As partes fixas são realizadas em chapa zincada.
As várias partes são montadas com o auxílio de ferramentas comuns e com um uso limitado de parafusos.
Os terminais dos contatos de potência são prateados e predispostos para a conexão das derivações mediante chumbadores (derivações e chumbadores a cargo do cliente).





	Un [kV]	**In** [A]	**L** [mm]	**H** [mm]	**P** [mm]
CBF11	12/17,5	1250	594	863	1022
CBF21	12/17,5	1600	744	935	1018
CBF41	24	1250	744	1045	1263



1

DESCRIÇÃO

Documentação técnica

Para aprofundar aspectos técnicos e aplicativos dos disjuntores HD4 podem solicitar-nos as seguintes publicações:

– Quadros UniSafe	Cod. 649228
– Quadros UniGear tipo ZS1	Cod. 649424
– Quadros ZS3.2 / PowerBloc	DECMS 226100 E
– Unidade REF 542 Plus	Cod. 649423
– Relé PR512	Cod. 649092

Sistema para a Gestão Ambiental

de conformidade com as Normas ISO 14001, certificado por um órgão independente.

Sistema de Qualidade

de conformidade com as Normas ISO 9001, certificado por um órgão independente.

Laboratório de testes

de conformidade com as Normas ISO 45001, acreditado da um órgão independente.

2

ESCOLHA E PEDIDO DOS DISJUNTORES

Características gerais de disjuntores fixos (12 - 17,5 - 24 kV)	12
Características gerais dos disjuntores fixos (36 kV)	14
Características gerais dos disjuntores extraíveis para receptáculos CBE e partes fixas CBF (12 – 17,5 – 24 kV)	16
Características gerais dos disjuntores para quadros UniGear tipo ZS1 (12 - 17,5 - 24 kV)	18
Características gerais dos disjuntores extraíveis para quadros UniGear 36 tipo ZS3.2 (40,5 kV)	20
Características gerais dos disjuntores extraíveis para quadros UniSafe (12 - 17,5 - 24 kV)	22
Características gerais dos disjuntores extraíveis para quadros UniSafe (36 kV)	24
Identificação do tipo de disjuntor	26
Fornecimento de série	27
Tabela de acessórios disponíveis	28
Acessórios a pedido	30
Características dos acessórios elétricos	32



Características gerais dos disjuntores fixos (12 - 17,5 - 24 kV)

Disjuntor		
Normas	**IEC 62271-100** **CEI 17-1 (Caderno 1375)** **CENELEC HD 348 S6**	
Tensão nominal	**Ur** [kV]	
Tensão nominal de isolamento	**Us** [kV]	
Tensão suportável a 50 Hz	**Ud (1 min)** [kV]	
Tensão suportável de impulso	**Up** [kV]	
Freqüência nominal	**fr** [Hz]	
Corrente térmica nominal (40° C) (1)	**Ir** [A]	
Poder de interrupção nominal	**Isc** [kA]	
Corrente nominal suportável de curta duração (3 s)	**Ik** [kA]	
Poder de fechamento	**Ip** [kA]	
Seqüência de operações	[O-0,3s-CO-15s-CO]	
Duração de abertura	[ms]	
Duração de arco	[ms]	
Duração total de interrupção	[ms]	
Duração de fechamento	[ms]	
Dimensões máximas de volume	 **H** [mm] **L** [mm] **P** [mm]	
Peso	[Kg]	
Pressão absoluta do gás SF6 (2)	[kPa]	
Temperatura de funcionamento	[°C]	
Tropicalização	**IEC: 60068-2-30, 721-2-1**	
Compatibilidade eletromagnética	**IEC: 60694, 61000-6-2, 61000-6-4**	

(1) Correntes nominais não interrompidas definidas em ar livre.
(2) Valor nominal de serviço.
(3) Ik = 31,5 kA para 1 s.
(4) Incluídos os écrans isolantes (disposição a pedido).

	HD4 12								HD4 17								HD4 24							
	■								■								■							
	■								■								■							
	■								■								■							
	12								17,5								24							
	12								17,5								24							
	28								38								50							
	75								95								125							
	50-60								50-60								50-60							
	630	1250	1600	1600	2000	2500	3150	3600	630	1250	1600	1600	2000	2500	3150	3600	630	1250	1600	1600	2000	2500	3150	3600
	16	16	16	–	–	–	–	–	16	16	16	–	–	–	–	–	16	16	16	–	–	–	–	–
	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	20	20	20	–	–	–	–	–
	25	25	25	–	25	25	25	–	25	25	25	–	25	25	25	–	25	25	25	–	25	25	25	25
	31,5	31,5	31,5	–	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	–	31,5	31,5	31,5	31,5	–	–	–	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5
	–	–	–	40	40	40	40	40	–	–	–	40	40	40	40	40	–	–	–	40	40	40	40	40
	–	–	–	50	50	50	50	50	–	–	–	50	50	50	50	50	–	–	–	–	–	–	–	–
	16	16	16	–	–	–	–	–	16	16	16	–	–	–	–	–	16	16	16	–	–	–	–	–
	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	20	20	20	–	–	–	–	–
	25	25	25	–	25	25	25	–	25	25	25	–	25	25	25	–	25	25	25	–	25	25	25	25
	31,5[3]	31,5	31,5	–	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5[3]	31,5	31,5	–	31,5	31,5	31,5	31,5	–	–	–	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5
	–	–	–	40	40	40	40	40	–	–	–	40	40	40	40	40	–	–	–	40	40	40	40	40
	–	–	–	50	50	50	50	50	–	–	–	50	50	50	50	50	–	–	–	–	–	–	–	–
	40	40	40	–	–	–	–	–	40	40	40	–	–	–	–	–	40	40	40	–	–	–	–	–
	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	50	50	50	–	–	–	–	–
	63	63	63	–	63	63	63	–	63	63	63	–	63	63	63	–	63	63	63	–	63	63	63	63
	80	80	80	–	80	80	80	80	80	80	80	–	80	80	80	80	–	–	–	80	80	80	80	80
	–	–	–	100	100	100	100	100	–	–	–	100	100	100	100	100	–	–	–	100	100	100	100	100
	–	–	–	125	125	125	125	125	–	–	–	125	125	125	125	125	–	–	–	–	–	–	–	–
	■								■								■							
	45								45								45							
	10-15								10-15								10-15							
	55-60								55-60								55-60							
	80								80								80							
	640		655		655				649		655		655				818[4]		655		818[4]			
	493		600		730				600		600		730				600		730		730			
	495		561		603				496		561		603				516		561		603			
	114		145		165				114		145		165				119		145		165			
	380								380								380							
	– 5 ... + 40								– 5 ... + 40								– 5 ... + 40							
	■								■								■							
	■								■								■							



Disjuntor HD4 36 kV – fixo com distância entre eixos 350 mm.

Características gerais dos disjuntores fixos (36 kV)

Disjuntor		
Normas	**IEC 62271-100** **CEI 17-1 (Caderno 1375)** **CENELEC HD 348 S6**	
Tensão nominal	**Ur** [kV]	
Tensão nominal de isolamento	**Us** [kV]	
Tensão suportável a 50 Hz	**Ud (1 min)** [kV]	
Tensão suportável de impulso	**Up** [kV]	
Freqüência nominal	**fr** [Hz]	
Corrente térmica nominal (40 °C) (1)	**Ir** [A]	
Poder de interrupção nominal	**Isc** [kA]	
Corrente nominal suportável de curta duração (3 s)	**Ik** [kA]	
Poder de fechamento	**Ip** [kA]	
Seqüência de operações	[O-0,3s-CO-15s-CO]	
Duração de abertura	[ms]	
Duração de arco	[ms]	
Duração total de interrupção	[ms]	
Duração de fechamento	[ms]	
Dimensões totais máximas	**H** [mm]	
Disjuntores fixos sem carro e sem écrans isolantes entre as fases (4)	**L** [mm] **P** [mm]	
Peso	[Kg]	
Pressão absoluta do gás SF6 (2)	[kPa]	
Temperatura de funcionamento	[°C]	
Tropicalização	**IEC: 60068-2-30, 721-2-1**	
Compatibilidade eletromagnética	**IEC: 60694, 61000-6-2, 61000-6-4**	

	HD4 36						
	■						
	■						
	■						
	36						
	36						
	70						
	170						
	50-60						
	630	1250	1250 (3)	1600	1600 (3)	2000 (3)	2500 (3)
	16	16	–	16	–	–	–
	20 (5)	20 (5)	–	20 (5)	–	20	20
	–	–	25	–	25	25	25
	–	–	31,5	–	31,5	31,5	31,5
	16	16	–	16	–	–	–
	20	20	–	20	–	20	20
	–	–	25	–	25	25	25
	–	–	31,5	–	31,5	31,5	31,5
	40	40	–	40	–	–	–
	50	50	–	50	–	50	50
	–	–	63	–	63	63	63
	–	–	80	–	80	80	80
	■						
	45						
	10-15						
	55-60						
	80						
	712/1060 (6)	712/1060 (6)	790/1123 (6)	712/1060 (6)	790/1123 (6)	790/1123 (6)	790/1123 (6)
	880/955 (6)	880/955 (6)	748/805 (6)	880/955 (6)	748/805 (6)	748/805 (6)	748/805 (6)
	695	695	833	695	833	833	883
	124	128	130	128	142	142	158
	450						
	– 5 ... + 40						
	■						
	■						

(1) Correntes nominais não interrompidas definidas em ar livre.
(2) Valor nominal de serviço.
(3) Para estas versões são previstas especiais barreiras isolantes (a pedido).
(4) Para o detalhe das dimensões ver cap. 6.
(5) Sequência operações 0-0,3 min – CO – 3 min - CO.
(6) Quota de carro (se em previsão).



Características gerais dos disjuntores extraíveis para receptáculos CBE e partes fixas CBF (12 - 17,5 - 24 kV)

Disjuntor		
Normas	**IEC 62271-100** **CEI 17-1 (Caderno 1375)** **CENELEC HD 348 S6**	
Tensão nominal	**Ur** [kV]	
Tensão nominal de isolamento	**Us** [kV]	
Tensão suportável a 50 Hz	**Ud (1 min)** [kV]	
Tensão suportável de impulso	**Up** [kV]	
Freqüência nominal	**fr** [Hz]	
Corrente térmica nominal (40 °C) (1)	**Ir** [A]	
Poder de interrupção nominal	**Isc** [kA]	
Corrente nominal suportável de curta duração (3 s) (5)	**Ik** [kA]	
Poder de fechamento	**Ip** [kA]	
Seqüência de operações	[O-0,3s-CO-15s-CO]	
Duração de abertura	[ms]	
Duração de arco	[ms]	
Duração total de interrupção	[ms]	
Duração de fechamento	[ms]	
Dimensão total	**H** [mm]	
	L [mm]	
	P [mm]	
Peso	[Kg]	
Pressão absoluta do gás SF6 (2)	[kPa]	
Temperatura de funcionamento	[°C]	
Tropicalização	**IEC: 60068-2-30, 721-2-1**	
Compatibilidade eletromagnética	**IEC: 60694, 61000-6-2, 61000-6-4**	

(1) Correntes nominais não interrompidas garantidas com disjuntor extraível instalado no quadro (40°C).
(2) Valor nominal de serviço.
(3) Ik = 31,5 kA para 1 s.
(4) Capacidade nominal no quadro com ventilação forçada.
(5) Para a corrente de curta duração do quadro, receptáculo/parte fixa, consultar os catálogos específicos.

	HD4/C 12							HD4/C 17							HD4/C 24					
	■							■							■					
	■							■							■					
	■							■							■					
	12							17,5							24					
	12							17,5							24					
	28							38							50					
	75							95							125					
	50-60							50-60							50-60					
	630	1250	1250	1600	2000	2500	3150 (4)	630	1250	1250	1600	2000	2500	3150 (4)	630	1250	1250	1600	2000	2500
	16	16	–	–	–	–	–	16	16	–	–	–	–	–	16	16	–	–	–	–
	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	20	20	–	–	–	–
	25	25	–	25	25	25	25	25	25	–	25	25	25	25	25	25	–	25	25	25
	31,5	31,5	–	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	–	31,5	31,5	31,5	31,5	–	–	31,5	31,5	31,5	31,5
	–	–	40	40	40	40	40	–	–	40	40	40	40	40	–	–	40	40	40	40
	–	–	50	50	50	50	50	–	–	50	50	50	50	50	–	–	–	–	–	–
	16	16	–	–	–	–	–	16	16	–	–	–	–	–	16	16	–	–	–	–
	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	20	20	–	–	–	–
	25	25	–	25	25	25	25	25	25	–	25	25	25	25	25	25	–	25	25	25
	31,5(3)	31,5	–	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5(3)	31,5	–	31,5	31,5	31,5	31,5	–	–	31,5	31,5	31,5	31,5
	–	–	40	40	40	40	40	–	–	40	40	40	40	40	–	–	40	40	40	40
	–	–	50	50	50	50	50	–	–	50	50	50	50	50	–	–	–	–	–	–
	40	40	–	–	–	–	–	40	40	–	–	–	–	–	40	40	–	–	–	–
	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	50	50	–	–	–	–
	63	63	–	63	63	63	63	63	63	–	63	63	63	63	63	63	–	63	63	63
	80	80	–	80	80	80	80	80	80	–	80	80	80	80	–	–	80	80	80	80
	–	–	100	100	100	100	100	–	–	100	100	100	100	100	–	–	100	100	100	100
	–	–	125	125	125	125	125	–	–	125	125	125	125	125	–	–	–	–	–	–
	■							■							■					
	45							45							45					
	10-15							10-15							10-15					
	55-60							55-60							55-60					
	80							80							80					
	636		702		702			636		702		702			792		792		838	
	532		682		882			532		682		882			682		682		882	
	659		640		640			659		640		640			799		799		788	
	120		177		220			120		177		220			125		177		177	
	380							380							380					
	– 5 ... + 40							– 5 ... + 40							– 5 ... + 40					
	■							■							■					
	■							■							■					

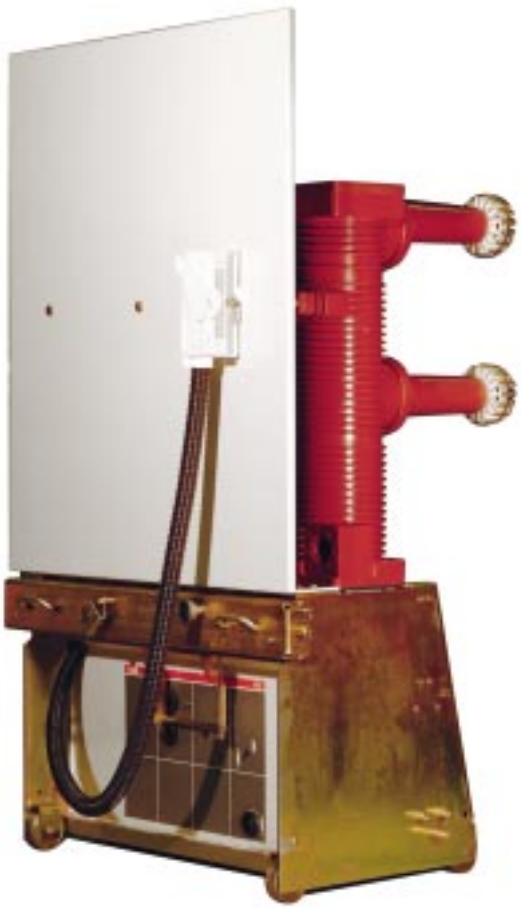


Características gerais dos disjuntores para quadros UniGear tipo ZS1 (12 - 17,5 - 24 kV) (5)

Disjuntor		
Normas	**IEC 62271-100** **CEI 17-1 (Caderno 1375)** **CENELEC HD 348 S6**	
Tensão nominal	**Ur** [kV]	
Tensão nominal de isolamento	**Us** [kV]	
Tensão suportável a 50 Hz	**Ud (1 min)** [kV]	
Tensão suportável de impulso	**Up** [kV]	
Freqüência nominal	**fr** [Hz]	
Corrente térmica nominal (40 °C) (1)	**Ir** [A]	
Poder de interrupção nominal	**Isc** [kA]	
Corrente nominal suportável de curta duração (3 s)	**Ik** [kA]	
Poder de fechamento	**Ip** [kA]	
Seqüência de operações	[O-0,3s-CO-15s-CO]	
Duração de abertura	[ms]	
Duração de arco	[ms]	
Duração total de interrupção	[ms]	
Duração de fechamento	[ms]	
Dimensões totais	**H** [mm]	
	H **L** [mm]	
	L P **P** [mm]	
Peso	[Kg]	
Pressão absoluta do gás SF6 (2)	[kPa]	
Temperatura de funcionamento	[°C]	
Tropicalização	**IEC: 60068-2-30, 721-2-1**	
Compatibilidade eletromagnética	**IEC: 60694, 61000-6-2, 61000-6-4**	

(1) Correntes nominais não interrompidas garantidas com disjuntor extraível no quadro (40°C).
(2) Valor nominal de serviço.
(4) Quadro com ventilação forçada. Para à disposição consultem-nos.
(5) Neste tipo de disjuntores o íman de bloqueio YL2, no carro, è sempre previsto para realizar o bloqueio na introdução sem conexão dos circuitos auxiliares.

	HD4/P 12							HD4/P 17							HD4/P 24				
	■							■							■				
	■							■							■				
	■							■							■				
	12							17,5							24				
	12							17,5							24				
	28							38							50				
	75							95							125				
	50-60							50-60							50-60				
	630	1250	1250	1600	2000	2500	3150 (4)	630	1250	1250	1600	2000	2500	3150 (4)	630	1250	1600	2000	2500
	16	16	–	–	–	–	–	16	16	–	–	–	–	–	16	16	16	16	16
	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	20	20	20	20	20
	25	25	–	25	25	25	25	25	25	–	25	25	25	25	25	25	25	25	25
	31,5	31,5	–	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	–	31,5	31,5	31,5	31,5	–	–	–	–	–
	–	–	40	40	40	40	40	–	–	40	40	40	40	40	–	–	–	–	–
	–	–	–	50	50	50	50	–	–	–	50	50	50	50	–	–	–	–	–
	16	16	–	–	–	–	–	16	16	–	–	–	–	–	16	16	16	16	16
	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	20	20	20	20	20
	25	25	–	25	25	25	25	25	25	–	25	25	25	25	25	25	25	25	25
	31,5	31,5	–	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	–	31,5	31,5	31,5	31,5	–	–	–	–	–
	–	–	40	40	40	40	40	–	–	40	40	40	40	40	–	–	–	–	–
	–	–	–	50	50	50	50	–	–	–	50	50	50	50	–	–	–	–	–
	40	40	–	–	–	–	–	40	40	–	–	–	–	–	40	40	40	40	40
	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	50	50	50	50	50
	63	63	–	–	63	63	63	63	63	–	63	63	63	63	63	63	63	63	63
	80	80	–	80	80	80	80	80	80	–	80	80	80	80	–	–	–	–	–
	–	–	100	100	100	100	100	–	–	100	100	100	100	100	–	–	–	–	–
	–	–	–	125	125	125	125	–	–	–	125	125	125	125	–	–	–	–	–
	■							■							■				
	45							45							45				
	10-15							10-15							10-15				
	55-60							55-60							55-60				
	80							80							80				
	628	695		695				628	695		695				736	821		821	
	532	636		882				532	636		882				636	842		842	
	659	640		643				659	640		643				802	788		788	
	120	177		220				120	177		220				125	177		220	
	380							380							380				
	– 5 ... + 40							– 5 ... + 40							– 5 ... + 40				
	■							■							■				
	■							■							■				



Características gerais dos disjuntores extraíveis para quadros UniGear 36 tipo ZS3.2 (40,5 kV)

Disjuntor		
Normas	**IEC 62271-100** **CEI 17-1 (Caderno 1375)** **CENELEC HD 348 S6** **(4)**	
Tensão nominal	**Ur** [kV]	
Tensão nominal de isolamento	**Us** [kV]	
Tensão suportável a 50 Hz	**Ud (1 min)** [kV]	
Tensão suportável de impulso	**Up** [kV]	
Freqüência nominal	**fr** [Hz]	
Corrente térmica nominal (40 °C) (1)	**Ir** [A]	
Poder de interrupção nominal	**Isc** [kA]	
Corrente nominal suportável de curta duração (3 s)	**Ik** [kA]	
Poder de fechamento	**Ip** [kA]	
Seqüência de operações	[O-0,3s-CO-15s-CO]	
Duração de abertura	[ms]	
Duração de arco	[ms]	
Duração total de interrupção	[ms]	
Duração de fechamento	[ms]	
Dimensões totais	**H** [mm]	
	H **L** [mm]	
	L P **P** [mm]	
Peso	[Kg]	
Pressão absoluta do gás SF6 (2)	[kPa]	
Temperatura de funcionamento	[°C]	
Tropicalização	**IEC: 60068-2-30, 721-2-1**	
Compatibilidade eletromagnética	**IEC: 60694, 61000-6-2, 61000-6-4**	

	HD4/Z 40,5			
	■			
	■			
	■			
	■			
	40,5			
	40,5			
	95			
	185			
	50-60			
	1250	1600	2000	2500(3)
	25	25	25	25
	31,5	31,5	31,5	31,5
	25	25	25	25
	31,5	31,5	31,5	31,5
	63	63	63	63
	80	80	80	80
	■			
	45			
	10-15			
	55-60			
	80			
	1575	1575	1575	1575
	895	895	895	895
	686	686	686	686
	370	370	370	370
	550			
	– 5 ... + 40			
	■			
	■			

(1) Correntes nominais não interrompidas garantidas com disjuntor extraível instalado no quadro.
(2) Valor nominal de serviço.
(3) Corrente nominal no quadro com ventilação forçada. Nos receptáculos soltos Powerbloc è guarantida a corrente nominal de 2500 A com ventilação natural.
(4) Estes disjuntores, além disso, correspondem às seguintes normas:
– GB 1984-1989 National Standard
– DL/T402-1999 National Power Company Standard
– JB/T9694-1999 Machinery/Electricity Ministry Standard (somente para referência).



Características gerais dos disjuntores extraíveis para quadros UniSafe (12 - 17,5 - 24 kV) (4)

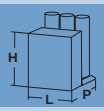
Disjuntor		
Normas	**IEC 62271-100**	
	CEI 17-1 (Caderno 1375)	
	CENELEC HD 348 S6	
Tensão nominal	**Ur** [kV]	
Tensão nominal de isolamento	**Us** [kV]	
Tensão suportável a 50 Hz	**Ud (1 min)** [kV]	
Tensão suportável de impulso	**Up** [kV]	
Freqüência nominal	**fr** [Hz]	
Corrente térmica nominal (40 °C) (1)	**Ir** [A]	
Poder de interrupção nominal	**Isc** [kA]	
Corrente nominal suportável de curta duração (3 s)	**Ik** [kA]	
Poder de fechamento	**Ip** [kA]	
Seqüência de operações	[O-0,3s-CO-15s-CO]	
Duração de abertura	[ms]	
Duração de arco	[ms]	
Duração total de interrupção	[ms]	
Duração de fechamento	[ms]	
Dimensões totais	**H** [mm]	
	L [mm]	
	P [mm]	
Peso	[Kg]	
Pressão absoluta do gás SF6 (2)	[kPa]	
Temperatura de funcionamento	[°C]	
Tropicalização	**IEC: 60068-2-30, 721-2-1**	
Compatibilidade eletromagnética	**IEC: 60694, 61000-6-2, 61000-6-4**	

(1) Correntes nominais não interrompidas garantidas com disjuntor extraível no quadro (40°C).
(2) Valor nominal de serviço.
(3) Ik = 31,5 kA para 1 s.
(4) Neste tipo de disjuntores o íman de bloqueio YL2, no carro, è sempre previsto para realizar o bloqueio na introdução sem conexão dos circuitos auxiliares.

	HD4/W 12					HD4/W 17					HD4/W 24			
	■					■					■			
	■					■					■			
	■					■					■			
	12					17,5					24			
	12					17,5					24			
	28					38					50			
	75					95					125			
	50-60					50-60					50-60			
	630	1250	1600	2000	2500	630	1250	1600	2000	2500	630	1250	1600	2000
	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	20	20	20	20
	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	–	–	–	–
	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	20	20	20	20
	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
	31,5 (3)	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5 (3)	31,5	31,5	31,5	31,5	–	–	–	–
	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	50	50	50	50
	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63
	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	–	–	–	–
	■					■					■			
	45					45					45			
	10-15					10-15					10-15			
	55-60					55-60					55-60			
	80					80					80			
	636/702	702				636/702	702				792/838	838		
	532/682	682				532/682	682				682/882	882		
	640	640				640	640				799	788		
	120	177				120	177				125	177		
	380					380					380			
	– 5 ... + 40					– 5 ... + 40					– 5 ... + 40			
	■					■					■			
	■					■					■			



Características gerais dos disjuntores extraíveis para quadros UniSafe (36 kV)

Disjuntor		
Normas	**IEC 62271-100** **CEI 17-1 (Caderno 1375)** **CENELEC HD 348 S6**	
Tensão nominal	**Ur** [kV]	
Tensão nominal de isolamento	**Us** [kV]	
Tensão suportável a 50 Hz	**Ud (1 min)** [kV]	
Tensão suportável de impulso	**Up** [kV]	
Freqüência nominal	**fr** [Hz]	
Corrente térmica nominal (40 °C) (1)	**Ir** [A]	
Poder de interrupção nominal	**Isc** [kA]	
Corrente nominal suportável de curta duração (3 s)	**Ik** [kA]	
Poder de fechamento	**Ip** [kA]	
Seqüência de operações	[O-0,3s-CO-15s-CO]	
Duração de abertura	[ms]	
Duração de arco	[ms]	
Duração total de interrupção	[ms]	
Duração de fechamento	[ms]	
Dimensões totais	 **H** [mm] **L** [mm] **P** [mm]	
Peso	[Kg]	
Pressão absoluta do gás SF6 (2)	[kPa]	
Temperatura de funcionamento	[°C]	
Tropicalização	**IEC: 60068-2-30, 721-2-1**	
Compatibilidade eletromagnética	**IEC: 60694, 61000-6-2, 61000-6-4**	

	HD4/W 36			
	■			
	■			
	■			
	36			
	36			
	70			
	170			
	50-60			
	1250	1600	2000	2500 (3)
	20	20	20	20
	25	25	25	25
	20	20	20	20
	25	25	25	25
	50	50	50	50
	63	63	63	63
	■			
	45			
	10-15			
	55-60			
	80			
	973	973	973	973
	882	882	882	882
	788	788	789	789
	207	207	210	270
	450			
	– 5 ... + 40			
	■			
	■			

(1) Correntes nominais não interrompidas garantidas com disjuntores extraíveis instalados no quadro.
(2) Valor nominal do serviço.
(3) Corrente nominal no quadro com ventilação forçada.

ESCOLHA E PEDIDO DOS DISJUNTORES

Identificaçã do tipo dos disjuntores

A sigla de identificação de um disjuntor é composta com os elementos da tabela abaixo.
Para a identificação correta de um disjuntor é necessário consultar as tabelas características das páginas de 12 a 25.
O disjuntor escolhido pode portanto ser complementado, a pedido, com os acessórios reproduzidos nas páginas seguintes.

Exemplos

- A sigla HD4/C 12.16.25 identifica um disjuntor extraível para receptáculo CBE ou parte fixa CBF com tensão nominal 12 kV, corrente térmica nominal 1600 A e poder de interrupção 25 kA.
- A sigla HD4/W 24.20.25 identifica um disjuntor extraível para quadro UniSafe com tensão nominal 24 kV, corrente térmica nominal 2000 A e poder de interrupção 25 kA.

HD4	...	...	...	...

Versão		
	Fixo	–
	CBE / CBF	C
	UniGear tipo ZS1	P
	UniSafe	W
	ZS3.2	Z

Tensão nominal		
	12 kV	12
	17,5 kV	17
	24 kV	24
	36 kV	36
	40,5 kV	40

Corrente térmica nominal (1)		
	630 A	06
	1250 A	12
	1600 A	16
	2000 A	20
	2500 A	25
	3150 A	32
	3600 A	36

Poder de interrupção nominal		
	16 kA	16
	20 kA	20
	25 kA	25
	31,5 kA	32
	40 kA	40
	50 kA	50

(1) Corrente nominal não interrompida definida em ar livre para disjuntor fixo; para as versões extraíveis ver as páginas anteriores.

Fornecimento de série

As versões base dos disjuntores são sempre tripolares e contém quanto segue:
– comando manual
– sinalizador mecânico molas de fechamento carregadas/descarregadas
– sinalizador mecânico disjuntor aberto/fechado
– botão de fechamento
– botão de abertura
– contador de manobras
– grupo de dez contatos auxiliares disjuntor aberto/fechado (disponíveis quatro de abertura (NC) e três de fechamento (NO), em função das aplicações necessárias)
– alavanca para o carregamento manual das molas de fechamento (a quantidade deve ser definida em função do número de aparelhos pedidos).

Além disso:
- para disjuntor fixo
  – terminais de conexão
  – bloco de terminais para circuitos auxiliares;
- para disjuntor extraível
  – contatos de secionamento
  – cordão com conector (somente plugue) para circuitos auxiliares
  – contato de ligação à terra no carrinho (apenas para CBE, CBF)
  – bloqueio anti-introdução para corrente nominal diferente
  – alavanca de extração/inserção (a quantidade deve ser definida em função do número de aparelhos pedidos).
  – eletroíman de bloqueio no carrinho (versões / P e /W).



Terminais para disjuntor fixo.



Contatos de seccionamento tipo tulipa para disjuntor extraível.



Contatos de seccionamento em pinça para disjuntor extraível.



Alavanca de extração/inserção disjuntor.



Alavanca de carregamento manual das molas de comando.

Tabela de disponibilidade dos acessórios

	Disparador de abertura YO1.	Disparador de abertura suplementar YO2.	Solenóide de abertura para PR512	Disparador de fechamento YC.	Disparador de tensão mínima YU (alimentação derivada a montante).	Disparador de tensão mínima YU com retardador eletrônico (alimentação derivada a montante).	Excluidor mecânico de intervenção do disparador de tensão mínima com sinalização elétrica.	Sinalização elétrica do disparador de tensão mínima (excitado ou desexcitado).	
	1	**2A**	**2B**	**3**	**4A**	**4B**	**5**	**6**	
Disjuntores fixos									
HD4 12	■	■	■	■	■	■	■	■	
HD4 17	■	■	■	■	■	■	■	■	
HD4 24	■	■	■	■	■	■	■	■	
HD4 36	■	■	■	■	■	■	■	■	
Disjuntores extraíveis para receptáculos CBE e partes fixas CBF									
HD4/C 12	■	■	■	■	■	■	■	■	
HD4/C 17	■	■	■	■	■	■	■	■	
HD4/C 24	■	■	■	■	■	■	■	■	
Disjuntores extraíveis para quadros UniGear tipo ZS1									
HD4/P 12	■	■	■	■	■	■	■	■	
HD4/P 17	■	■	■	■	■	■	■	■	
HD4/P 24	■	■	■	■	■	■	■	■	
Disjuntores extraíveis para quadros UniGear tipo ZS3.2									
HD4/Z 40,5	■	■	■	■	■	■	■	■	
Disjuntores extraíveis para quadros UniSafe									
HD4/W 12	■	■	■	■	■	■	■	■	
HD4/W 17	■	■	■	■	■	■	■	■	
HD4/W 24	■	■	■	■	■	■	■	■	
HD4/W 36	■	■	■	■	■	■	■	■	

(1) Dotação de série nr.6 contatos auxiliares
(2) A aplicação do pressóstato è possível somente na fábrica

■	■	■	■		■		■	■	■		■	■	■		■	■	■	■		7	Grupo de 15 contatos auxiliares do disjuntor (como alternativa aos 10 previstos de série).
■	■	■	■		■		■	■	■		■	■	■		■	■	■	■		8	Contato transitório Q0.
■	■	■	■		-		■	■	■		■	■	■		-	-	-	-		9	Contato de posição S75C do disjuntor extraível (instalado no carrinho). Montado de série quando for previsto o magnete de bloco YL1).
■	■	■	■		(1)		■	■	■		■	■	■		-	-	-	-		10	Contatos do disjuntor extraível reenviados (instalados no carro do disjuntor).
■	■	■	■		■		■	■	■		■	■	■		■	■	■	■		11	Motoredutor de carregamento molas M.
■	■	■	■		■		■	■	■		■	■	■		■	■	■	■		12	Proteção magnetotérmica Q60 do motoredutor de carregamento molas.
■	■	■	■		■		■	■	■		■	■	■		■	■	■	■		13A	Sinalização elétrica molas carregadas.
■	■	■	■		■		■	■	■		■	■	■		■	■	■	■		13B	Sinalização elétrica molas descarregadas.
■	■	■	■		-		■	■	■		■	■	■		■	■	■	■		14	Bloqueio botão de abertura.
■	■	■	■		-		■	■	■		■	■	■		■	■	■	■		15	Bloqueio botão de fechamento.
■	■	■	■		■		■	■	■		■	■	■		■	■	■	■		16	Bloqueio com chave disjuntor aberto.
■	■	■	■		■		■	■	■		■	■	■		■	■	■	■		17	Magnete de bloqueio YL1 do comando.
■	■	■	■		■		■	■	■		■	■	■		-	-	-	-		18	Magnete de bloqueio YL2 do carrinho.
-	-	-	-		-		■	■	■		■	■	■		■	■	■	■		19	Intertravamento para disjuntor fixo.
-	-	-	-		-		■	■	■		■	■	■		-	-	-	-		20	Intertravamento mecânico de seccionamento com a porta do receptáculo CBE.
-	-	-	-		-		■	■	■		■	■	■		-	-	-	-		21	Contato de ligação à terra no carrinho.
■	■	■	■		■		■	■	■		■	■	■		■	■	■	■		22A	Pressostato em dois níveis (2).
■	■	■	■		■		■	■	■		■	■	■		■	■	■	■		B/C/D 22	Pressostato em dois níveis mais dispositivo de controle SF6 com três LED (2).
-	-	-	-		-		-	-	-		-	-	-		■	■	-	-		23	Barreiras isolantes.

Acessórios a pedido

Os acessórios identificados com o mesmo número são alternativos entre si.

■ **Relé de abertura**

1 Relé de abertura **YO1**.

■ **Relé de abertura suplementar**

2A Relé de abertura suplementar **YO2**.

2B Solenóide de abertura para relé com microprocessador PR512 (PR512 montado na parte externa do interruptor).

■ **Relé de fechamento**

3 Relé de fechamento **YC**.

■ **Relé de mínima tensão**

4A Relé de mínima tensão **YU** (alimentação derivada a montante).

4B Relé de mínima tensão **YU** com temporizador eletrônico (0,5 –1 – 1,5 – 2 – 3 s) (alimentação derivada a montante); este dispositivo é entregue regulado a 0,5 s (para a regulação ver capítolo Esquemas elétricos nota 1).

5 Dispositivo de exclusão mecânica de intervenção do relé de mínima tensão com sinalização elétrica.

6 Sinalização elétrica do relé de mínima tensão (excitado ou desexcitado).

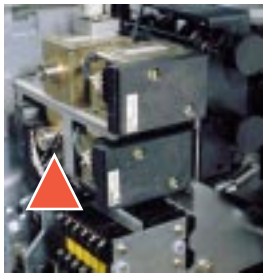
■ **Contatos auxiliares e de sinalização**

7 Grupo de 15 contatos auxiliares do disjuntor (como alternativa aos 10 previstos de série) (em função das aplicações necessárias, são disponíveis no máximo sete contatos de abertura – NC e oito contatos de fechamento – NO).

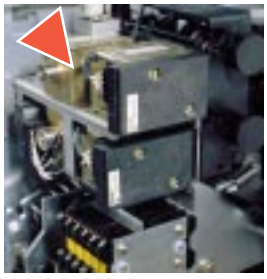
8 Contato transitório **Q0** com fechamento momentâneo durante a abertura do disjuntor.

9 Contato de posição do disjuntor extraível S75C (instalado no carrinho, disponível somente na versão/C, /P,/W quando não è previsto o íman de bloqueio); (montado de série quando for previsto o íman de bloqueio **YL1** no comando).

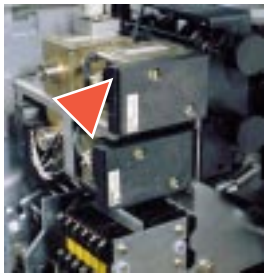
10 Contatos do disjuntor extraível transmitidos (instalados no carro do disjuntor).



Relé de abertura.



Relé de fechamento.



Relé de mínima tensão.



Contatos auxiliares.

Comando a motor

11 Motor de engrenagens para carga das molas **M**.

12 Proteção magnetotérmica **Q60** do motor de engrenagens para carga das molas (montada de série para motor de engrenagens a 24 V c.c.) completo de sinalização elétrica proteção magnetotérmica intervinda.

13A Sinalização elétrica molas carregadas do comando.

13B Sinalização elétrica molas descarregadas do comando.

Bloqueios e intertravamentos

14 Bloqueio botão de abertura (sem ou com cadeado).

15 Bloqueio botão de fechamento (sem ou com cadeado).

16 Bloqueio com chave interruptor aberto (chaves diferentes ou chaves iguais)

17 Iman de bloqueio YL1 do comando.

18 Iman de bloqueio YL2 do carrinho. Acessório obrigatório para as versões extraíveis para o quadro UniSafe e UniGear tipo ZS1, para impedir a introdução do disjuntor no quadro com a tomada dos circuitos auxiliares desconectada. A tomada realiza o bloco anti-introdução para corrente nominal diferente (mediante um pino especial).

19 Intertravamento para disjuntor fixo (para aparelhos fixos transformados em seccionáveis pelo cliente).

20 Intertravamento mecânico de seccionamento com a porta do quadro (não previsto para HD4/P e HD4/W).

Ligação à terra de disjuntor extraível

21 Contato de ligação à terra no carrinho (obrigatório para disjuntor para receptáculo CBE e para parte fixa CBF; não previsto para quadros UniSafe e UniGear tipo ZS1).

Dispositivo de controle gás

Nota: em qualquer momento que se deseja a aplicação do pressóstato especificar no momento do pedido dado que o cliente não poderá fazer a aplicação.

22A Pressostato em dois níveis.

22B Pressostato em dois níveis mais dispositivo de controle SF6 em dois níveis com três LED e relé de abertura suplementar **YO2**; abertura do disjuntor e bloqueio do fechamento.

22C Pressostato em dois níveis mais dispositivo de controle SF6 em dois níveis com três LED: bloqueio do disjuntor na posição onde se encontra.

Barreiras isolantes

23 Barreiras isolantes.



Motor de engrenagens para carga das molas.



Proteção do motor de engrenagens.



Dispositivo de controle SF6.

Características dos acessórios elétricos

Relé de abertura (YO1-YO2)	**Ps**	=	125 W/VA (Instant. ≤ 45 ms)
	Un	=	24, 30, 48, 60, 110, 125, 220, 250 V–
	Un	=	48, 110, 120 (127), 230 (220/240) V~ 50 Hz
	Un	=	110 (127), 230 (220/240) V~ 60 Hz
Relé de fechamento (YC)	**Ps**	=	250 W/VA (150 ms)
	Pc	=	5 W/VA (função antibombeamento) (80 ms)
	Un	=	24, 30, 48, 60, 110, 125, 220, 250 V–
	Un	=	48, 110, 120 (127), 230 (220/240) V~ 50 Hz
	Un	=	110 (127), 230 (220/240) V~ 60 Hz
Relé de mínima tensão (YU)	**Ps**	=	250 W/VA (150 ms)
	Pc	=	5 W/VA
	Un	=	24, 30, 48, 60, 110, 125, 220, 250 V–
	Un	=	48, 110, 120 (127), 230 (220/240) V~ 50 Hz
	Un	=	110 (127), 230 (220/240) V~ 60 Hz
Motor de engrenagens para carga das molas (M)	**Ps**	=	1500 W/VA (100 ms)
	Pc	=	400 W/VA (6 s)
	Un	=	24, 30, 48, 60, 110, 125, 220, 250 V–
	Un	=	48, 110, 120 (127), 230 (220/240) V~ 50 Hz
	Un	=	110 (127), 230 (220/240) V~ 60 Hz
Iman de bloqueio (YL1-YL2)	**Ps**	=	250 W/VA (150 ms)
	Pc	=	5 W/VA (80 ms)
	Un	=	24, 30, 48, 60, 110, 125, 220, 250 V–
	Un	=	48, 110, 120 (127), 230 (220/240) V~ 50 Hz
	Un	=	110 (127), 230 (220/240) V~ 60 Hz
Dispositivo de controle gás com 3 LED	**Un**	=	24, 30, 48, 60, 110, 125, 220, 250 V–
	Un	=	48, 110, 120 (127), 230 (220/240) V~ 50 Hz
	Un	=	110 (127), 230 (220/240) V~ 60 Hz
Contatos auxiliares do disjuntor	**Un**	=	500 V~ 220 V–
	Icu	=	15 A 1,5 A
	cosφ	=	0,4 –
	T	=	– 10 ms

Un Tensão nominal
Cosφ Fator de potência
Icu Poder de interrupção
Ps Potência absorvida no arranque
Pc Potência absorvida em serviço contínuo
T Constante de tempo

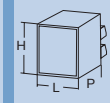
3

ESCOLHA E PEDIDO DOS RECEPTÁCULOS CBE

Características gerais	34
Fornecimento de série	35
Tabela de combinação disjuntores – receptáculos	36
Notas para o pedido dos receptáculos	38
Acessórios a pedido	38
Características dos acessórios elétricos	40

ESCOLHA E PEDIDO DOS RECEPTÁCULOS CBE

Características gerais

Receptáculo		CBE11	CBE21	CBE31	CBE41	CBE51
Normas		IEC 62271-100 / 60298 CEI 17-1 (Caderno 1375) / 17-6 (Caderno 2056) CENELEC HD 348 S6 / 187 S5				
Tensão nominal	**Ur** [kV]	12 17,5	12 17,5	12 17,5	24	24
Tensão nominal de isolamento	**Ui** [kV]	12 17,5	12 17,5	12 17,5	24	24
Tensão suportável a 50 Hz	**Ud** (1 min) [kV]	28 38	28 38	28 38	50	50
Tensão suportável de impulso	**Up** [kV]	75 95	75 95	75 95	125	125
Freqüência nominal	**fr** [Hz]	50-60	50-60	50-60	50-60	50-60
Corrente nominal (1)	**Ir** (40 °C) [A]	630 1250 – – – –	– – 1600 – – –	– – – 2000 2500 3150 (2)	630 1250 – – – –	– – 1600 2000 2500 –
Corrente nominal suportável de curta duração	**Ik** [kA]	31,5	50	50	40	40
Dimensões (excluídos os monoblocos)	 **L** [mm] **H** [mm] **P** [mm]	600 943 752	750 1015 752	1000 1015 752	750 1125 910	1000 1125 910
Peso	[kg]	120	200	320	225	370
Tropicalização		IEC 721-2-1				
Compatibilidade eletromagnética		EN 50081.../50082...				
Grau de proteção		IP 3X				

(1) Corrente nominal do receptáculo CBE instalada no quadro.
(2) Com ventilação forçada.

Fornecimento de série

As execuções base dos receptáculos CBE são sempre previstas com grau de proteção IP3X com porta fechada, IP2X com porta aberta e são compostas conforme segue:

– estrutura em chapa zincada não pintada
– porta pintada RAL 7035. A pedido é possível fornecer a porta desmontada e protegida contra a corrosão (pintura a cargo do cliente) com kit de acessórios para complementação da porta (maçaneta para porta sem fechadura, janela e dobradiças; a pedido está disponível a maçaneta com fechadura)
– monoblocos isolantes com contatos de média tensão.
– persianas metálicas automáticas de segregação dos contatos de média tensão com dispositivo “fail safe” que impede a manobra manual das próprias persianas
– contato deslizante de ligação à terra
– conector (tomada)
– bloqueio anti-introdução para correntes nominais diferentes
– placa de características na língua.

O seccionador de terra (se pedido) é comandado pela frente e é intertravado com o disjuntor para impedir a ligação à terra do circuito de potência com disjuntor inserido.





1 Persianas de segregação
2 Conector tomada
3 Janela de inspeção
4 Comando do seccionador de terra
5 Contato deslizante de ligação à terra
6 Alavanca de desbloqueio do seccionador de terra
7 Bussola para a passagem da alavanca de manobra inserido/secionado
8 Porta com resistência de arco interno
9 Monoblocos isolantes
10 Contatos dos circuitos principais.

Tabela de combinação disjuntores - receptáculos

Disjuntor HD4					Receptáculo
Ur (kV)	**Isc (kA)**	**Ir (A)**			
12	16	630	HD4/C	12.06.16	**CBE11**
		1250	HD4/C	12.12.16	
	25	630	HD4/C	12.06.25	
		1250	HD4/C	12.12.25	
	31,5	630	HD4/C	12.06.32	
		1250	HD4/C	12.12.32	
17	16	630	HD4/C	17.06.16	**CBE11**
		1250	HD4/C	17.12.16	
	25	630	HD4/C	17.06.25	
		1250	HD4/C	17.12.25	
	31,5	630	HD4/C	17.06.32	
		1250	HD4/C	17.12.32	
12	25	1600	HD4/C	12.16.25	**CBE21**
	31,5	1600	HD4/C	12.16.32	
	40	1250	HD4/C	12.12.40	
		1600	HD4/C	12.16.40	
	50	1250	HD4/C	12.12.50	
		1600	HD4/C	12.16.50	
17	25	1600	HD4/C	17.16.25	**CBE21**
	31,5	1600	HD4/C	17.16.32	
	40	1250	HD4/C	17.12.40	
		1600	HD4/C	17.16.40	
	50	1250	HD4/C	17.12.50	
		1600	HD4/C	17.16.50	
12	25	2000	HD4/C	12.20.25	**CBE31**
		2500	HD4/C	12.25.25	
		3150 (1)	HD4/C	12.32.25	
	31,5	2000	HD4/C	12.20.32	
		2500	HD4/C	12.25.32	
		3150 (1)	HD4/C	12.32.32	
	40	2000	HD4/C	12.20.40	
		2500	HD4/C	12.25.40	
		3150 (1)	HD4/C	12.32.40	
	50	2000	HD4/C	12.20.50	
		2500	HD4/C	12.25.50	
		3150 (1)	HD4/C	12.32.50	

(1) Com ventilação forçada (a cargo do cliente)

Disjuntor HD4					Receptáculo
Ur (kV)	**Isc (kA)**	**Ir (A)**			
17	25	2000	HD4/C	17.20.25	**CBE31**
		2500	HD4/C	17.25.25	
		3150 (1)	HD4/C	17.32.25	
	31,5	2000	HD4/C	17.20.32	
		2500	HD4/C	17.25.32	
		3150 (1)	HD4/C	17.32.32	
	40	2000	HD4/C	17.20.40	
		2500	HD4/C	17.25.40	
		3150 (1)	HD4/C	17.32.40	
	50	2000	HD4/C	17.20.50	
		2500	HD4/C	17.25.50	
		3150 (1)	HD4/C	17.32.50	
24	16	630	HD4/C	24.06.16	**CBE41**
		1250	HD4/C	24.12.16	
	20	630	HD4/C	24.06.20	
		1250	HD4/C	24.12.20	
	25	630	HD4/C	24.06.25	
		1250	HD4/C	24.12.25	
	32	1250	HD4/C	24.12.32	
	40	1250	HD4/C	24.12.40	
24	25	1600	HD4/C	24.16.25	**CBE51**
		2000	HD4/C	24.20.25	
		2500	HD4/C	24.25.25	
	31,5	1600	HD4/C	24.16.32	
		2000	HD4/C	24.20.32	
		2500	HD4/C	24.25.32	
	40	1600	HD4/C	24.16.40	
		2000	HD4/C	24.20.40	
		2500	HD4/C	24.25.40	

(1) Com ventilação forçada (a cargo do cliente)

ESCOLHA E PEDIDO DOS RECEPTÁCULOS CBE

Notas para o pedido dos receptáculos

Os receptáculos CBE são disponíveis em cinco medidas diferentes .
Cada receptáculo é disponível em duas versões:
– receptáculo sem seccionador de terra
– receptáculo com seccionador de terra.
O seccionador de terra não é um acessório e não pode ser aplicado num segundo tempo.
Por este motivo, na fase de pedido, é necessário avaliar previamente as necessidades reais da instalação.
Os receptáculos CBE11 e CBE21 são disponíveis também na versão com seccionador de terra predispostos para transformador de corrente:
– TA tipo IBR10L para CBE11
– TA tipo IBR20L para CBE21.
Consultem-nos para eventuais aplicações.

Acessórios a pedido

Notas – Os acessórios identificados com o mesmo número são em alternativa entre si.
– Para a escolha dos acessórios especificar sempre o tipo de receptáculo.

Contatos de posição do disjuntor

Receptáculos CBE 11-21-31

1A Grupo de doze contatos de sinalização disjuntor seccionado (seis de fechamento + seis de abertura).

1B Grupo de vinte contatos de sinalização disjuntor seccionado (dez de fechamento + dez de abertura).

2A Grupo de doze contatos de sinalização disjuntor inserido (seis de fechamento + seis de abertura)

2B Grupo de vinte contatos de sinalização disjuntor inserido (dez de fechamento + dez de abertura).

Receptáculos CBE 41-51

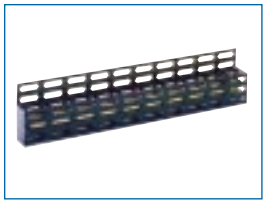
3A Grupo de seis contatos de sinalização disjuntor seccionado (dois de fechamento + quatro de abertura).

4A Grupo de seis contatos de sinalização disjuntor inserido (dois de fechamento + quatro de abertura).

Aquecedor

5A Aquecedor anticondensação 150 W – 110/220/380 V c.a. o c.c. para CBE 11.

5 B Aquecedor anticondensação 150 W – 110/220/380 V c.a. o c.c. para CBE 21-31-41-51.



Aquecedor anticondensação.



Dispositivo de presença tensão.



Intertravamento elétrico porta (IP30).



Contatos auxiliares de posição disjuntor.

Presença tensão

6 Dispositivo de presença tensão (tipo VIS) a ser usado com transformadores de corrente com tomada capacitiva ou com terno de isoladores com tomada capacitiva (ao cuidado do cliente). Para os valores das capacidades pedir o documento T38152.

Intertravamentos

7 Intertravamentos mecânico para a porta.
8 Intertravamento elétrico para a porta.

Bloqueios

9A Bloqueio com chave anti-introdução para disjuntor com corrente nominal diferente para CBE 11-21-31.
9B Bloqueio com chave anti-introdução para disjuntor com corrente nominal diferente para CBE 41-51.

Acessórios para movimentar os disjuntores

10A Carrinho de levantamento para CBE 11-21-41
10B Carrinho de levantamento para CBE 31-51.
11A Chapa para carrinho para CBE 11
11B Chapa para carrinho para CBE 21-41
11C Chapa para carrinho para CBE 31-51.

Acessórios para seccionador de terra (somente para receptáculos com seccionador de terra)

Contatos auxiliares

12A Grupo de cinco contatos de sinalização.
12B Grupo de dez contatos de sinalização.

Bloqueio com chave

13A Bloqueio com chave na posição aberta.Pode ser ativada com seccionador de terra aberto e impede o seu fechamento. Nesta situação a chave pode ser extraída.
13B Bloqueio com chave na posição fechada. Pode ser ativada com seccionador de terra fechado e impede a abertura. Nesta situação a chave pode ser extraída.
13C Bloqueio com chave na posição aberta e fechada. É constituída pelas travas 13A + 13B.

Bloqueio eletromecânico

14A Bloqueio eletromecânico na desexcitação para receptáculo CBE 11-21-31.
14B Bloqueio eletromecânico na desexcitação para receptáculo CBE 41-51.

Intertravamento seccionador-porta traseira

15 Permite a abertura da porta traseira somente com seccionador de terra fechado. (*)

Alavanca

16 Alavanca de manobra.



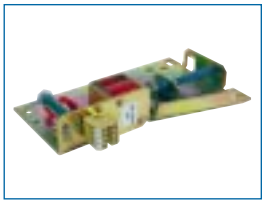
Interbloqueio mecânico para a porta.



Contatos auxiliares aberto/fechado para seccionador de terra.



Bloqueio com chave para seccionador de terra.



Bloqueio eletromecânico à desexcitação para seccionador de terra.

(*) A porta traseira é aquela do quadro construído utilizando o receptáculo CBE.

Características dos acessórios elétricos

Seccionador de ligação a terra

Seccionador de ligação à terra	ST/ZC 12-31/K80	ST/ZC 17,5-31/K80	ST/ZC 12/17,5-50/K125	ST/ZC 24-40/K100
Para receptáculo	CBE11 - 12 kV	CBE11 - 17,5 kV	CBE21-31 - 12/17,5 kV	CBE41-51 - 24 kV
Tensão nominal	12 kV	17,5 kV	17,5 kV	24 kV
Corrente de curta duração	31,5 kA	31,5 kA	50 kA	40 kA
Poder de fechamento	80 kA	80 kA	125 kA	100 kA

Contatos auxiliares do seccionador de ligação a terra

Aberto/Fechado	**Un**	=	500 V~	220 V~	220 V –
	Icu	=	5 A	10 A	1 A
	cos φ	=	0,4	0,4	–
	T	=	–	–	10 ms

Contatos auxiliares do seccionador para CBE 11, 21, 31

Inserido / Seccionado	**Un**	=	250 V~	220 V–	110 V–	48 V –
	Icu	=	5 A	0,5 A / 0,3 A	0,8 A / 0,5 A	3 A / 1,5 A
	cos φ	=	–	–	–	–
	T	=	–	– / 5 ms	– / 5 ms	– / 5 ms

Contatos auxiliares de sinalização para CBE 41, 51

Inserido / Seccionado	**Un**	=	500 V~	220 V~	48 V~	240 V –
	Icu	=	0,5 A	1,5 A	3 A	2 A
	cos φ	=	0,7	0,7	0,7	–
	T	=	–	–	–	20 ms

4

ESCOLHA E PEDIDO DE PARTES FIXAS CBF

Características gerais	42
Fornecimento de série	42
Notas para o pedido	42
Tabela de combinação disjuntores – partes fixas	43
Acessórios a pedido	43

ESCOLHA E PEDIDO DE PARTES FIXAS CBF

Características gerais

Receptáculo		CBF 11	CBF 21	CBF 41
Normas	**IEC 60298** (1)	■	■	■
Tensão nominal	[kV]	12 17,5	12 17,5	24
Tensão nominal de isolamento	[kV]	12 17,5	12 17,5	24
Tensão suportável a 50 Hz	[kV]	28 38	28 38	50
Tensão suportável de impulso	[kV]	75 95	75 95	125
Freqüência nominal	[Hz]	50-60	50-60	50-60
Corrente nominal (40°C) (2)	[A]	1250	1600	1250
Corrente nominal suportável de curta duração	[kA]	31,5	31,5	25
Dimensões totais	**H** [mm]	863	935	1045
	L [mm]	594	744	744
	P [mm]	1022	1018	1263
Peso	[kg]	64	87	88
Tropicalização	**IEC 60721-2-1**	■	■	■
Grau de proteção	**IP**	2X	2X	2X

(1) Aplicável à parte fixa instalada num quadro.
(2) Correntes nominais não interrompidas definidas em ar livre (CBF não instalado no quadro).

Fornecimento de série

As execuções base das partes fixas CBF são compostas conforme segue:
– estrutura em chapa zincada não pintada
– monoblocos isolantes com contatos de média tensão
– persianas metálicas automáticas de segregação dos contatos de média tensão

Notas para o pedido

Para o pedido das partes fixas CBF citar sempre:
– tipo
– tensão nominal
– corrente nominal.



CBF 11



CBF 21



CBF 41

Tabela de combinação disjuntores – partes fixas

disjuntor HD4	Parte fixa	disjuntor HD4	Parte fixa	disjuntor HD4	Parte fixa
HD4/C 12.06.16	**CBF 11**	HD4/C 12.16.25	**CBF 21**	HD4/C 24.06.16	**CBF 41**
HD4/C 12.12.16		HD4/C 12.16.32		HD4/C 24.12.16	
HD4/C 12.06.25		HD4/C 17.16.25		HD4/C 24.06.20	
HD4/C 12.12.25		HD4/C 17.16.32		HD4/C 24.12.20	
HD4/C 12.06.32				HD4/C 24.06.25	
HD4/C 12.12.32				HD4/C 24.12.25	
HD4/C 17.06.16					
HD4/C 17.12.16					
HD4/C 17.06.25					
HD4/C 17.12.25					
HD4/C 17.06.32					
HD4/C 17.12.32					

Acessórios a pedido

Para a escolha dos acessórios especificar sempre o tipo de parte fixa. São previstos os seguintes acessórios.

Conector

1 Conector parte tomada (montagem no quadro a cargo do cliente).

Contato de ligação à terra

2 Contato de ligação à terra para uso em circuitos com correntes de falha superiores a 20 kA, ou inferiores a 20 kA mas com duração superior a 1 s.

Alavanca articulada

3 Alavanca articulada para inserção/extração disjuntor em caso de montagem da parte fixa no piso (em substituição da alavanca fornecida com o disjuntor).

5

CARACTERÍSTICAS ESPECÍFICAS DE PRODUTO

Resistência às vibrações	46
Tropicalização	46
Altitude	46
Manobra de cargas particulares	47
Programa para a proteção do ambiente	47
Dispositivo de antifechamento	47
Peças de reposição	48



Resistência às vibrações

Os disjuntores HD4 são insensíveis às vibrações produzidas mecanicamente.
Consultem-nos para as versões homologadas com os registros navais.



Tropicalização

Os disjuntores HD4 são construídos de acordo com as mais severas prescrições relativas ao uso em clima quente-úmido-salino.
Todas as partes metálicas mais importantes são tratadas contra fatores corrosivos correspondentes ao ambiente C conforme as Normas UNI 3564-65.
A zincagem é executada de conformidade com a Norma UNI ISO 2081, código de classificação Fe/Zn 12, com espessura igual a $12x10^{-6}$ m, protegida por uma camada de conversão constituída sobretudo por cromados de acordo com a Norma UNI ISO 4520.
Tais características de construção tornam todos os aparelhos da série HD4 e relativos acessórios, correspondentes ao climatograma 8 das Normas IEC 60721-2-1 e IEC 60068-2-2 (Teste B: Dry Heat) / IEC 60068-2-30 (Teste Bd: Damp Heat, cyclic).



Altitude

A propriedade isolante do ar diminui com o aumento da altitude, portanto é preciso levar em consideração para o isolamento externo das aparelhagens (o isolamento interno não sofre variações porque garantido pelo gás SF6).
O fenômeno deve sempre ser considerado na fase de projeto dos elementos isolantes das aparelhagens que devem ser instaladas acima de 1000 m do nível do mar.
Neste caso deve-se considerar um coeficiente corretivo, obtido pelo gráfico da página seguinte construído em base às indicações das Normas IEC 60694.
O exemplo seguinte dá uma interpretação clara das indicações expostas acima.

Gráfico para a determinação do fator de correção Ka em função da altitude

H = altitude em metros;
m = valor referido à freqüência industrial e às tensões suportáveis de impulso atmosférico e entre fase e fase.

Exemplo

- Altitude de instalação 2000 m
- Uso à tensão nominal de 12 kV
- Tensão suportável com freqüência industrial 28 kV rms
- Tensão suportável de impulso 75 kVp
- Fator Ka obtido pelo gráfico = 1,13

Considerando os parâmetros acima a aparelhagem deverá suportar (em teste à altitude zero, isto é ao nível do mar):

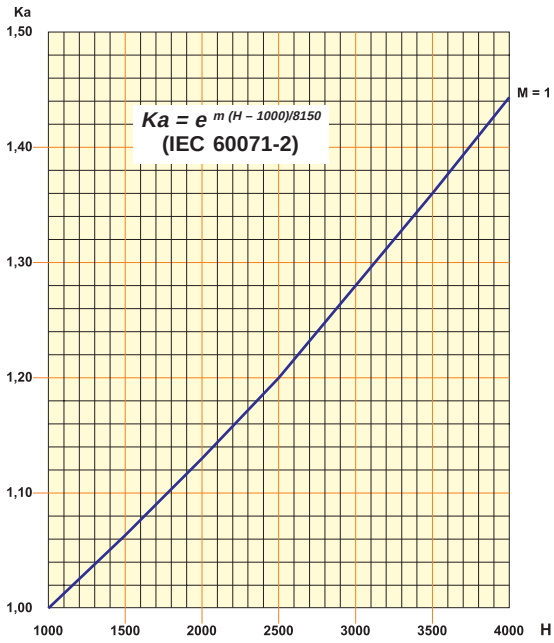
– tensão suportável com freqüência industrial:

28 x 1,13 = 31,6 kVrms

– tensão suportável de impulso igual a :

75 x 1,13 = 84,7 kVp.

Conforme quanto acima se deduz que para instalações a uma altitude de 2000 m do nível do mar, com tensão de uso de 12 kV, é necessário prever uma aparelhagem com tensão nominal de 17,5 kV e caracterizada por níveis de isolamento com freqüência industrial de 38 kVms com 95 kVp de tensão suportável de impulso.



Manobra de cargas particulares

Na tabela são indicados os poderes de interrupção que podem ser garantidos pela manobra de cargas particulares. As sobretensões máximas relevadas em todas as interrupções, nas condições consideradas, são < 2,5 PU (PU = Para Unidade=$2,5 \times \sqrt{2} \times \frac{Vn}{\sqrt{3}}$).



Disjuntor		HD4						
Corrente térmica nominal para disjuntor fixo	**In [A]**	630	1250	1600	2000	2500	3150	3600
Interrupção de transformadores MT/BT vazios	**Isc [A]**	10	10	10	10	10	10	10
Interrupção de cabos e linhas vazias	**Isc [A]**	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5
Interrupção de correntes capacitivas (bateria simples) (1)	**Isc [A]**	400	630	1000	1250	1250	1250	1250
Interrupção de correntes de reatâncias de compensação	**Isc [A]**	630	630	1250	1250	1250	1250	1250
Interrupção de correntes nominais de motores	**Isc [A]**	630	630	1250	1250	1250	1250	1250

(1) Classe C2.

Programa para a proteção do ambiente

Os disjuntores HD4 são realizados no respeito das Normas ISO 14000 (Linhas guia para a gestão ambiental).
Os processos produtivos são atuados no respeito das Normas para a proteção do ambiente em termos de redução tanto dos consumos energéticos e de matérias primas quanto de produção dos descartes. Tudo isto graças ao sistema de gestão ambiental do estabelecimento de produção das aparelhagens de média tensão.
A avaliação da instalação ambiental no ciclo de vida do produto, obtida minimizando o consumo de energia e de matérias primas totais do produto, concretizou-se na fase de projeto mediante a escolha mirada dos materiais, dos processos e das embalagens.
Para a fabricação dos disjuntores estão sendo aplicadas técnicas de produção que predispõem os produtos para uma fácil desmontagem e uma fácil separação dos componentes. Isto a fim de permitir a máxima reciclabilidade no fim do ciclo de vida útil do aparelho.

Dispositivo de antifechamento



O comando ESH dos disjuntores HD4 (em cada execução) é dotado de dispositivo mecânico de antifechamento que inibe o fechamento devido a comandos tanto elétricos quanto mecânicos.
No caso em que estiverem em atividade simultaneamente tanto o comando de fechamento quanto qualquer um dos comandos de abertura, ter-se-ia uma sucessão contínua de comandos de abertura e de fechamento. O dispositivo de antifechamento previne esta situação e prevê que em cada manobra fechamento siga somente uma manobra de abertura, e a esta última, nenhuma outra manobra de fechamento. Para obter uma nova manobra de fechamento é necessário soltar e depois dar novamente o comando de fechamento.
Além disso o dispositivo de antifechamento permite de fechar o disjuntor somente se as seguintes condições se verificarem simultaneamente.
– molas do comando totalmente carregadas
– botão e abertura e/ou relé de abertura (YO1/ YO2) não ativados
– Contatos principais do disjuntor abertos e no fim de curso.

5

CARACTERÍSTICAS ESPECÍFICAS DE PRODUTO

Peças de reposição

Substituição possível somente por parte de pessoal treinado e/ou nas nossas oficinas.
– Mola de abertura
– Mola de fechamento
– Pólo completo
– Comando base
– Passantes, terminais e proteções isolantes

Substituição possível por parte do cliente:
– Contatos de seccionamento
– Contato de fim de curso do moto-redutor
– Relé instantâneo K63
– Relé instantâneo K163

Pedido

Para a disponibilidade e o pedido das peças de reposição contatar o nosso Service especificando o número de matrícula do disjuntor.

6

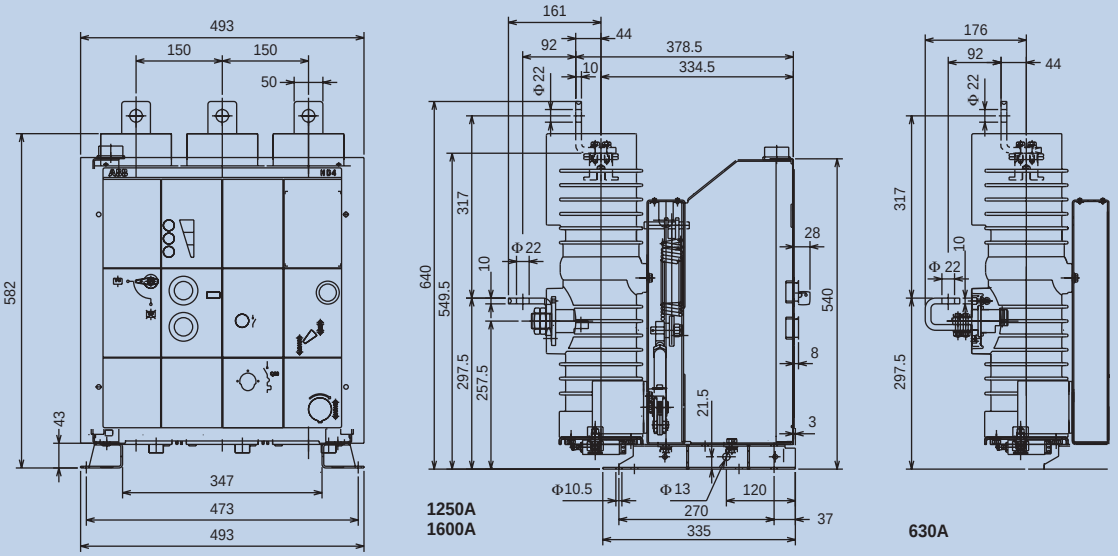
DIMENSÕES TOTAIS

Disjuntores fixos	50
Disjuntores extraíveis HD4/C para receptáculos CBE e partes fixas CBF	55
Disjuntores extraíveis HD4/P para quadros UniGear tipo ZS1	60
Disjuntores extraíveis HD4/W para quadros UniSafe	63
Disjuntores extraíveis HD4/Z para quadros UniGear tipo ZS3.2 – 40,5 kV	67
Receptáculos CBE sem seccionador de terra para disjuntores HD4/C	68
Receptáculos CBE com seccionador de terra para disjuntores HD4/C	69
Parte fixa CBF 11	70
Parte fixa CBF 21	71
Parte fixa CBF 41	72

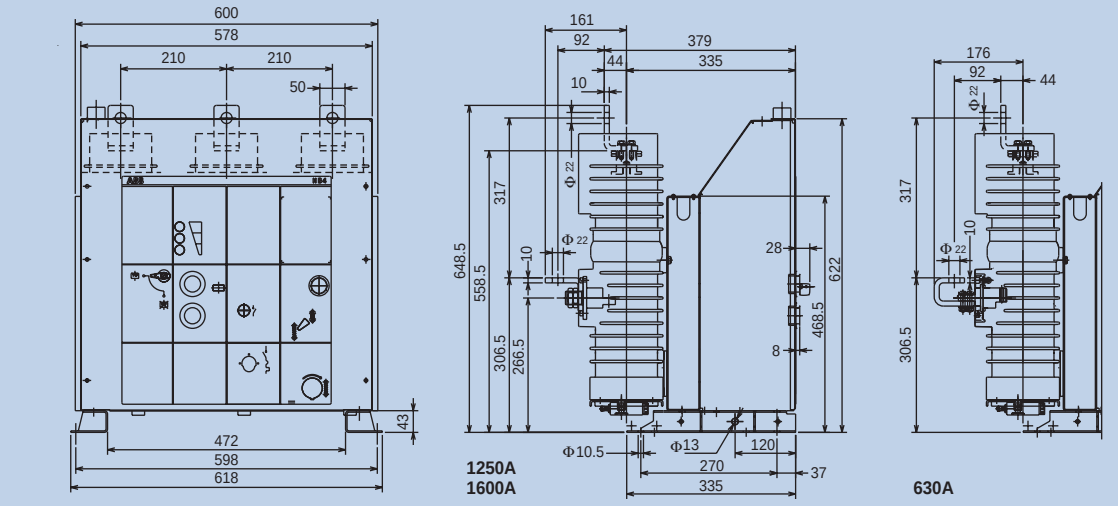
DIMENSÕES TOTAIS

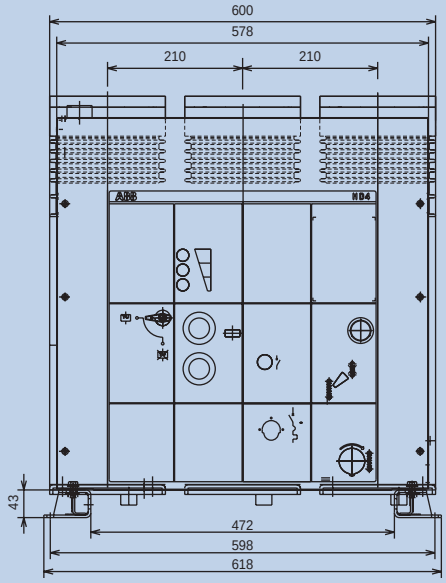
Disjuntores fixos

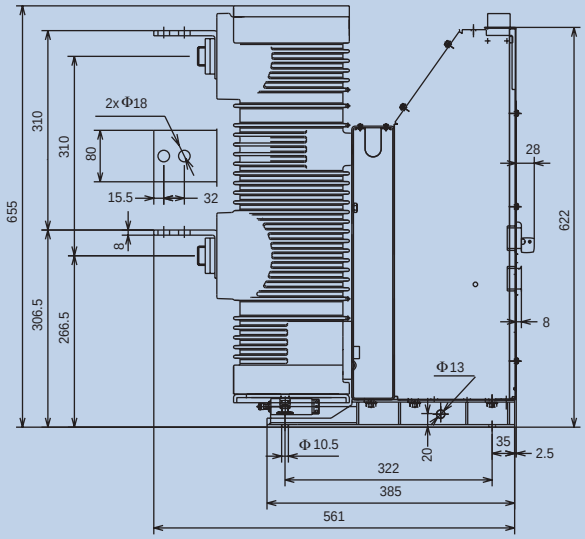
Tipo	HD4	
TN	7177	
Ur	12	kV
Ir	630	A
	1250	A
	1600	A
Isc	16	kA
	25	kA
	31,5	kA

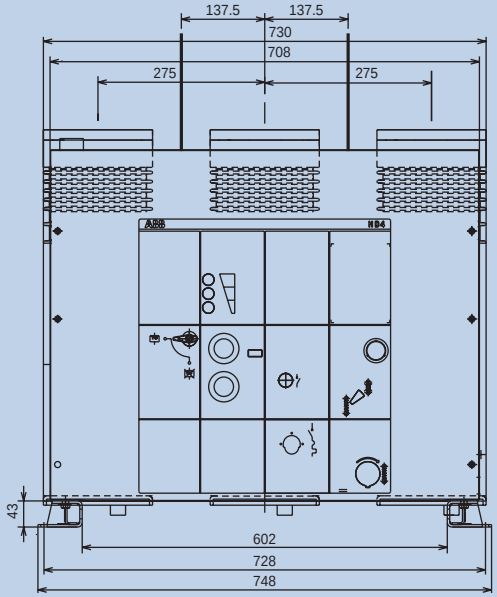


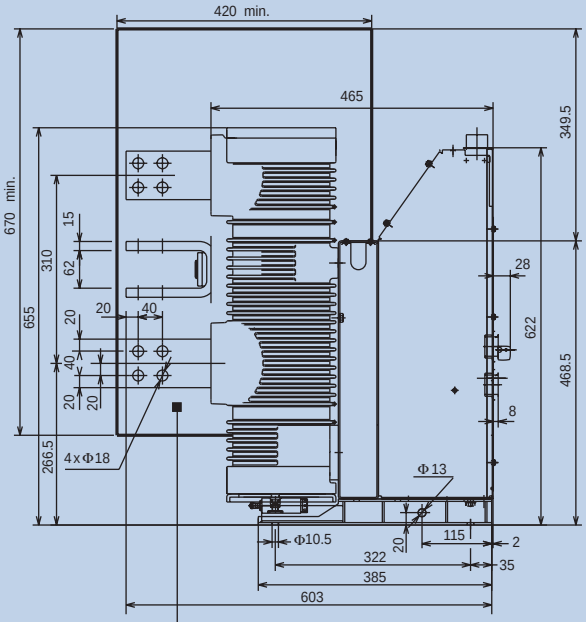
Tipo	HD4	
TN	7178	
Ur	12	kV
	17,5	kV
Ir	630	A
	1250	A
	1600	A
Isc	16	kA
	25	kA
	31,5	kA











Separadores isolantes a cura do cliente (a pedido, disponibilidade de Kit apropriado).

Tipo	HD4	
TN	7163	
Ur	12	kV
	17,5	kV
Ir	1600	A
Isc	40	kA
	50	kA

Tipo	HD4	
TN	7163	
Ur	12	kV
	17,5	kV
Ir	2000	A
Isc	25	kA
	31,5	kA
	40	kA
	50	kA

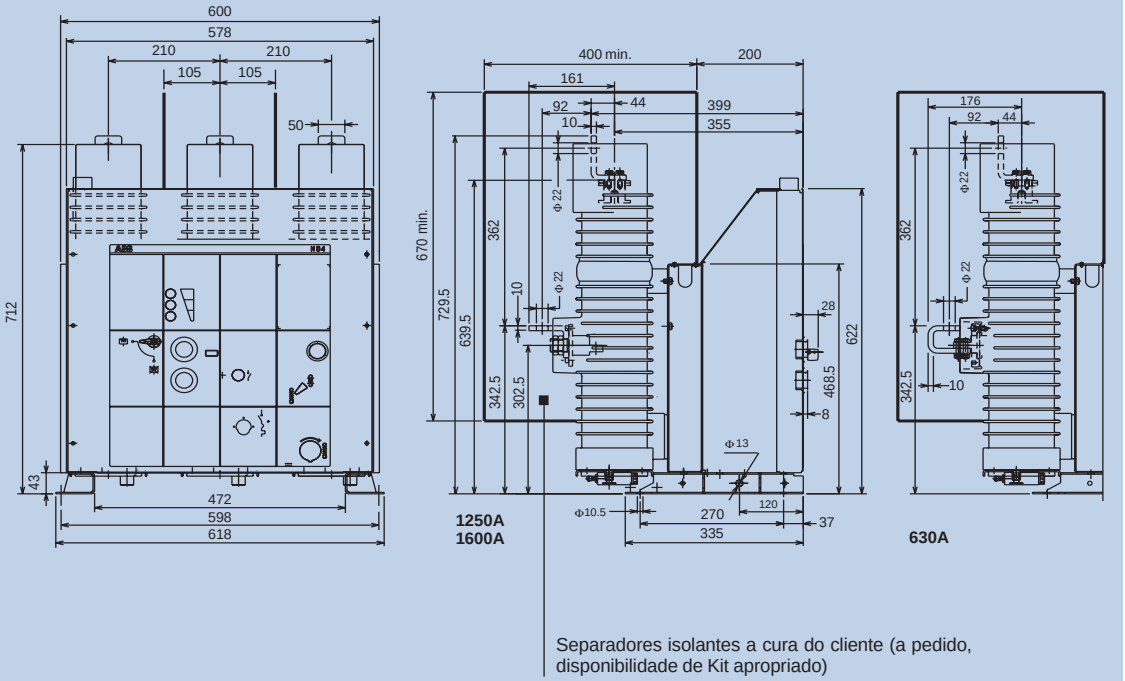
Tipo	HD4	
TN	7165	
Ur	12	kV
	17,5	kV
Ir	2500	A
	3150	A
	3600	A
Isc	25	kA
	31,5	kA
	40	kA
	50	kA

Tipo	HD4	
TN	7165	
Ur	24	kV
Ir	2500	A
	3150	A
	3600	A
Isc	25	kA
	31,5	kA
	40	kA

DIMENSÕES TOTAIS

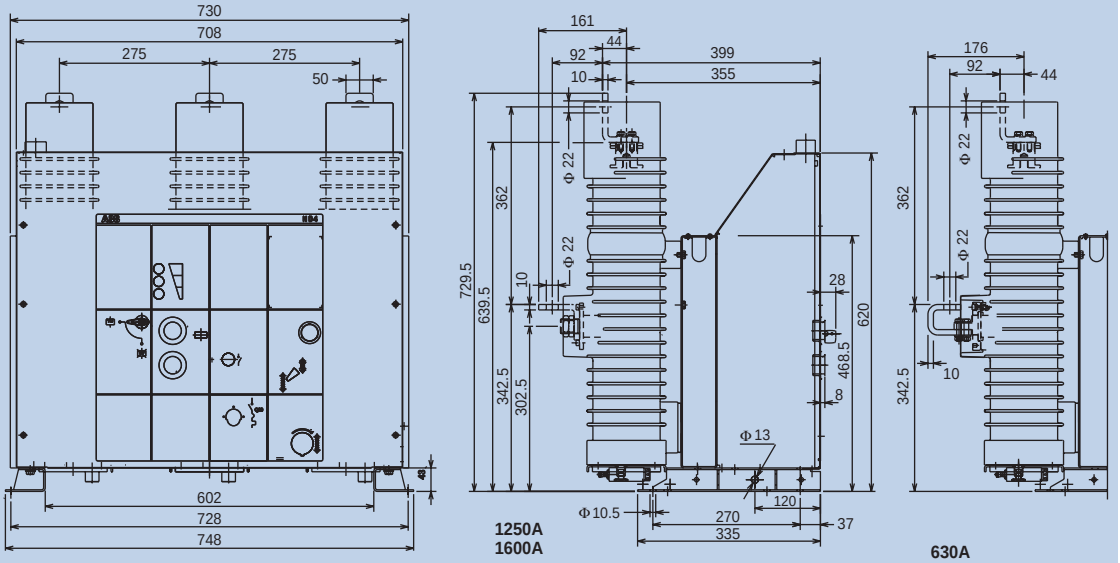
Disjuntores fixos

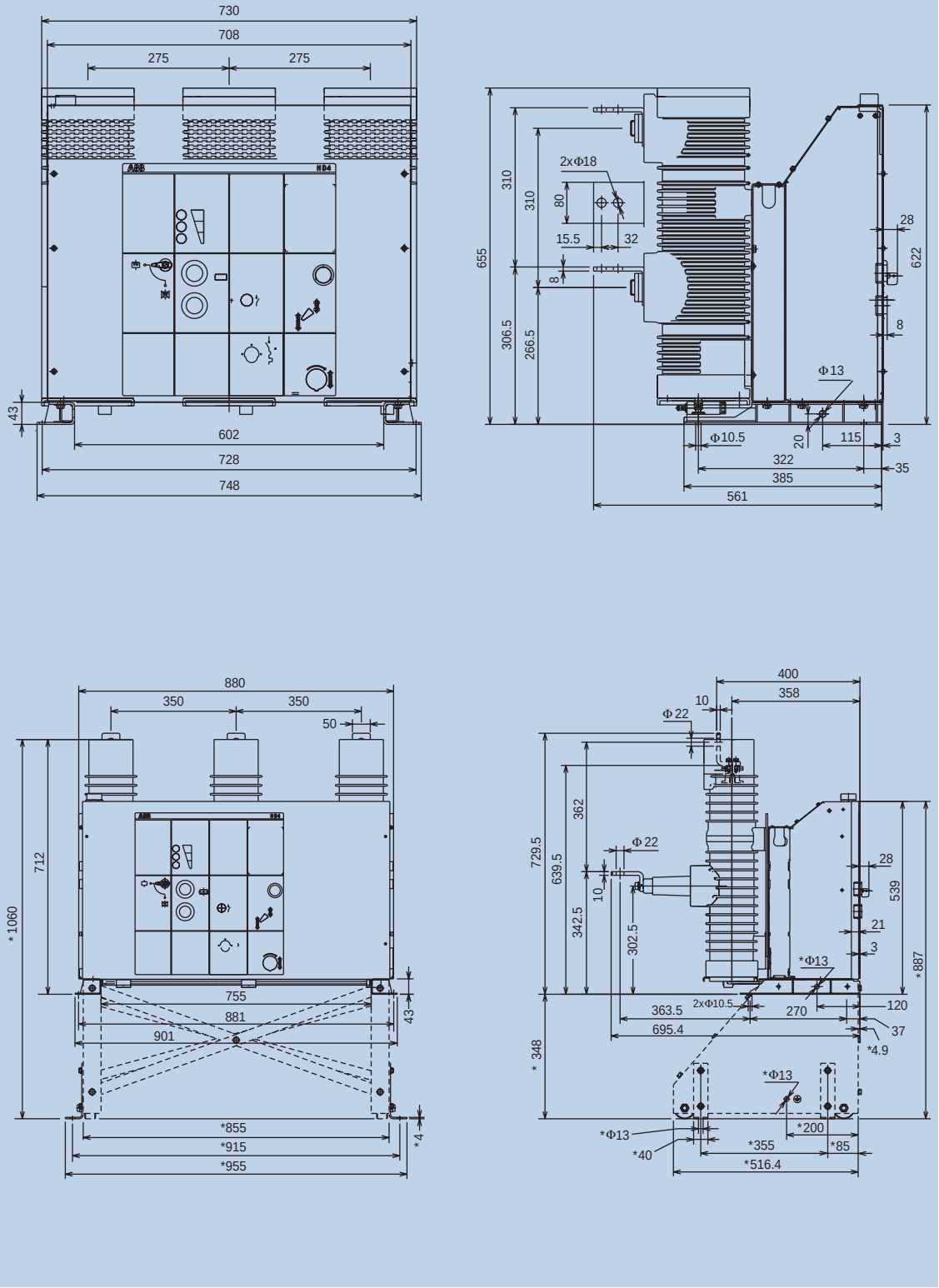
Tipo	HD4	
TN	7179	
Ur	24	kV
Ir	630	A
	1250	A
	1600	A
Isc	16	kA
	20	kA
	25	kA



Separadores isolantes a cura do cliente (a pedido, disponibilidade de Kit apropriado)

Tipo	HD4	
TN	7242	
Ur	24	kV
Ir	630	A
	1250	A
	1600	A
Isc	16	kA
	20	kA
	25	kA





Tipo	HD4	
TN	7174	
Ur	24	kV
Ir	1600	A
Isc	31,5	kA
	40	kA

Tipo	HD4	
TN	7174	
Ur	24	kV
Ir	2000	A
Isc	25	kA
	31,5	kA
	40	kA

Tipo	HD4	
com carrinho (a pedido)		
TN	7241	
Ur	36	kV
Ir	630	A
	1250	A
	1600	A
Isc	16	kA
	20	kA

* Altitude com carrinho (se previsto).

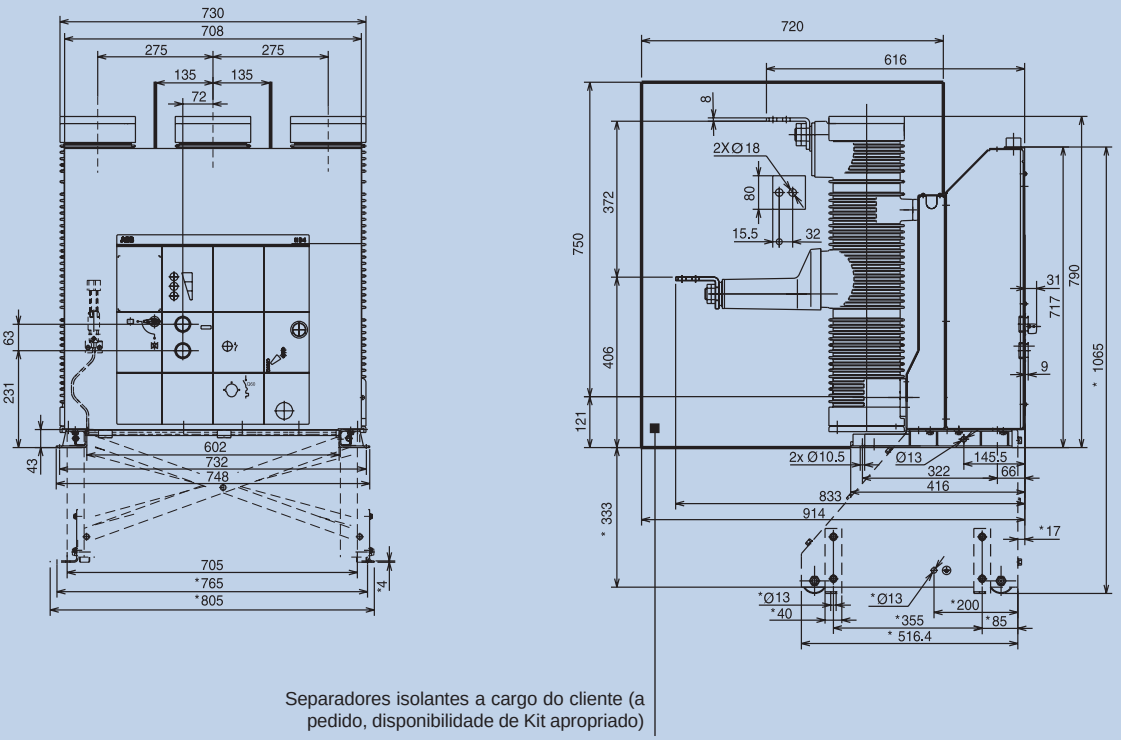
DIMENSÕES TOTAIS

Disjuntores fixos

Tipo HD4 com carrinho (a pedido)		
TN	7268	
Ur	36	kV
Ir	1250	A
	1600	A
Isc	25	kA
	31,5	kA

Tipo HD4 com carrinho (a pedido)		
TN	7268	
Ir	2000	A
Isc	20	kA
	25	kA
	31,5	kA

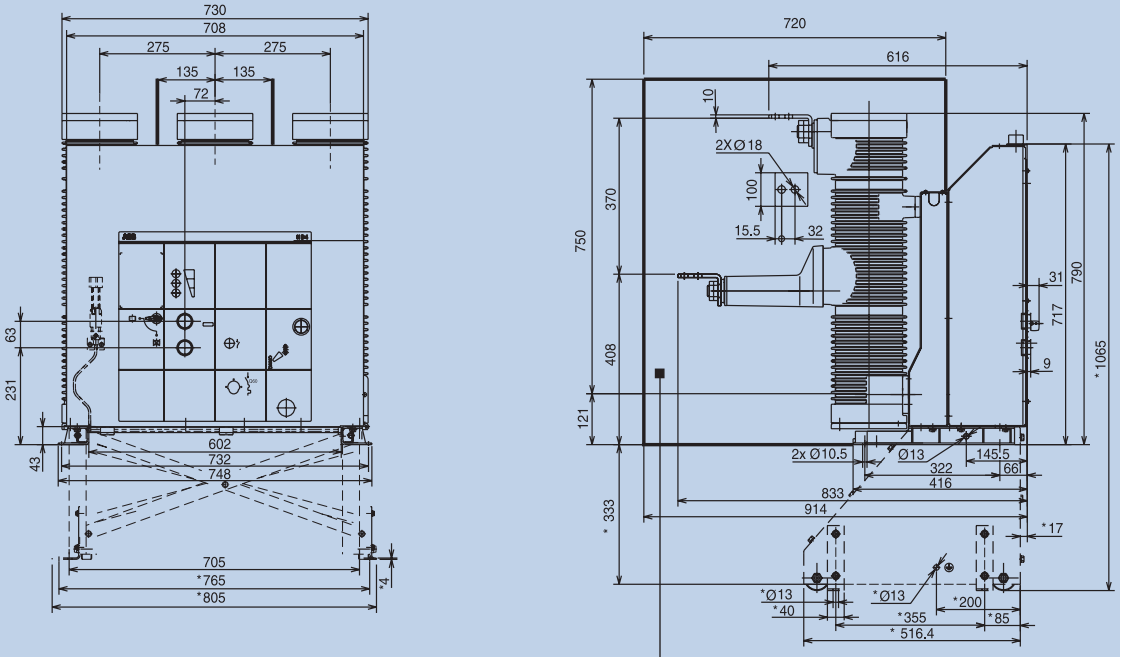
* Altitude com carrinho (se previsto)



Separadores isolantes a cargo do cliente (a pedido, disponibilidade de Kit apropriado)

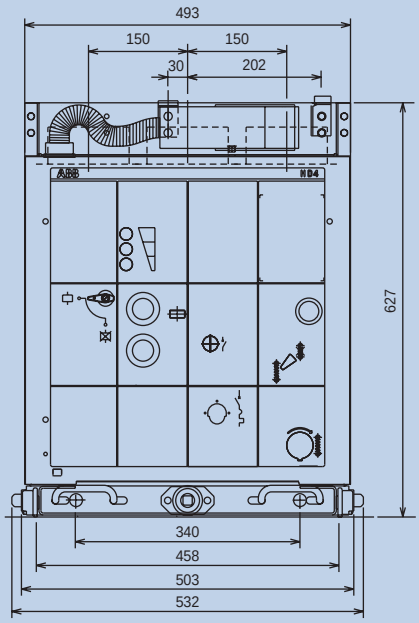
Tipo HD4 com carrinho (a pedido)		
TN	7315	
Ur	36	kV
Ir	2500	A
Isc	20	kA
	25	kA
	31,5	kA

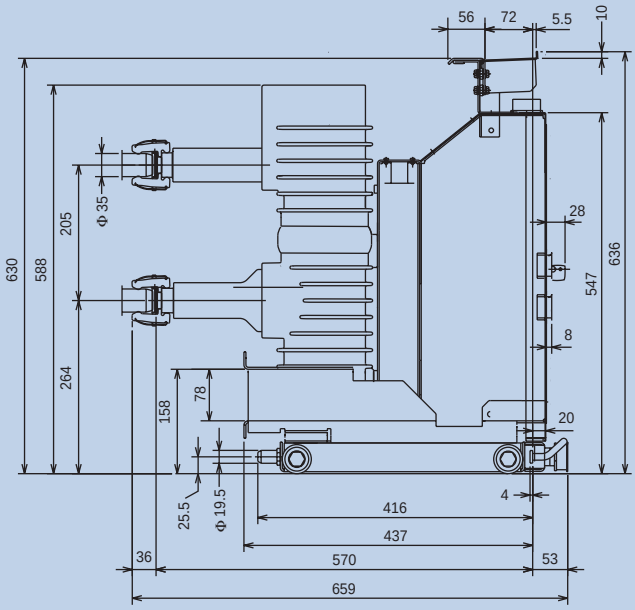
* Altitude com carrinho (se previsto)

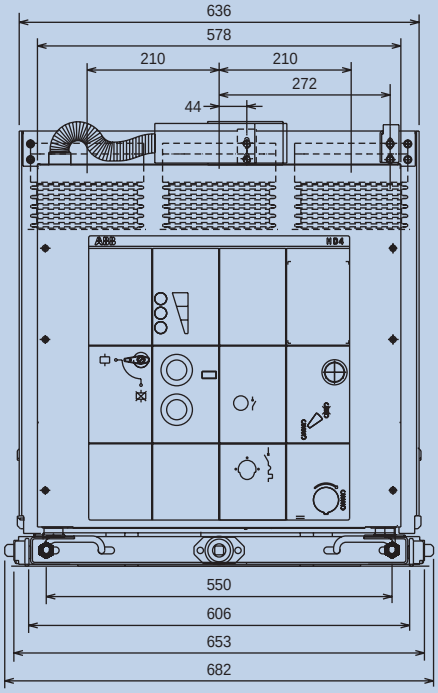


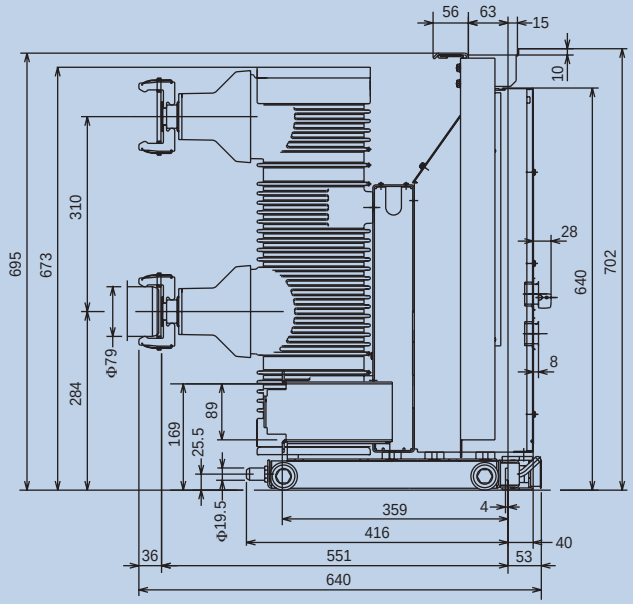
Separadores isolantes a cargo do cliente (a pedido, disponibilidade de Kit apropriado)

Disjuntores extraíveis HD4/C para receptáculos CBE e partes fixas CBF









Tipo	HD4/C	
TN	7184	
Para	CBE11	
	CBF11	
Ur	12	kV
	17,5	kV
Ir	630	A
	1250	A
Isc	16	kA
	25	kA
	31,5	kA

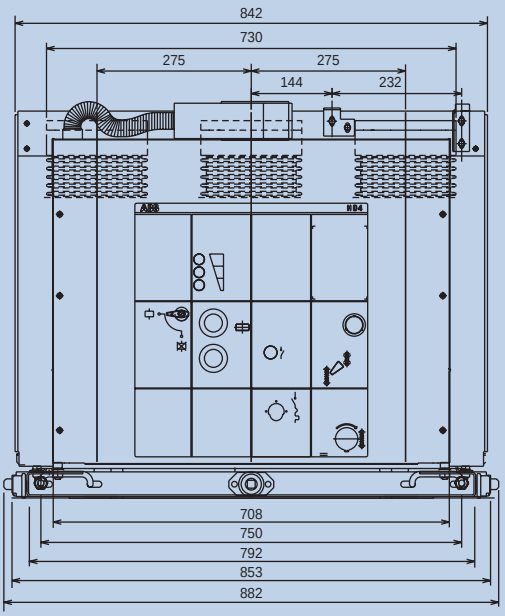
Tipo	HD4/C	
TN	7151	
Para	CBE21	
Ur	12	kV
	17,5	kV
Ir	1250	A
Isc	40	kA
	50	kA

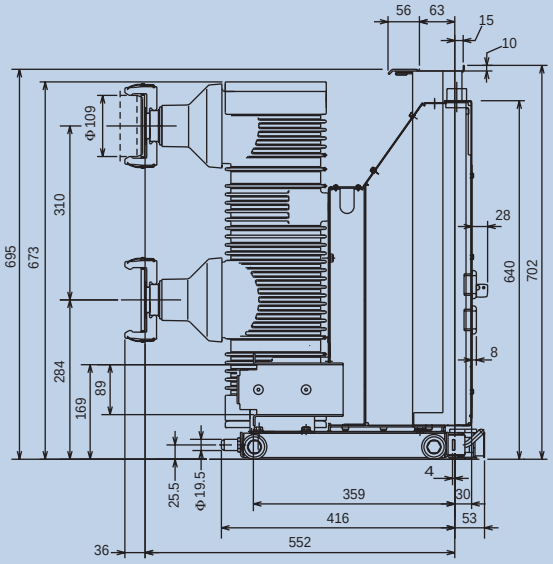
Tipo	HD4/C	
TN	7151	
Para	CBE21	
	CBF21 (31,5kA)	
Ur	12	kV
	17,5	kV
Ir	1600	A
Isc	25	kA
	31,5	kA
	40	kA
	50	kA

DIMENSÕES TOTAIS

Disjuntores extraíveis HD4/C para receptáculos CBE e partes fixas CBF

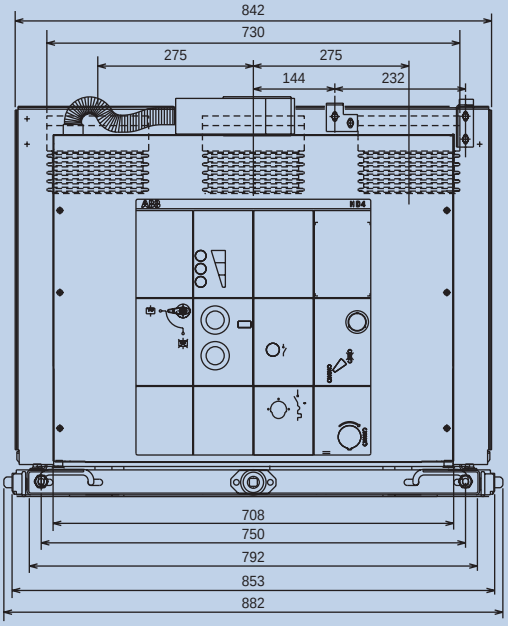
Tipo	HD4/C	
TN	7153	
Para	CBE31	
Ur	12	kV
	17,5	kV
Ir	2000	A
Isc	25	kA
	31,5	kA
	40	kA
	50	kA

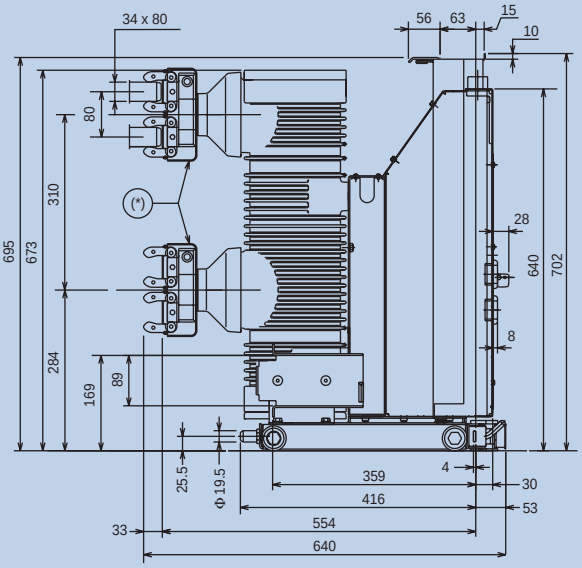


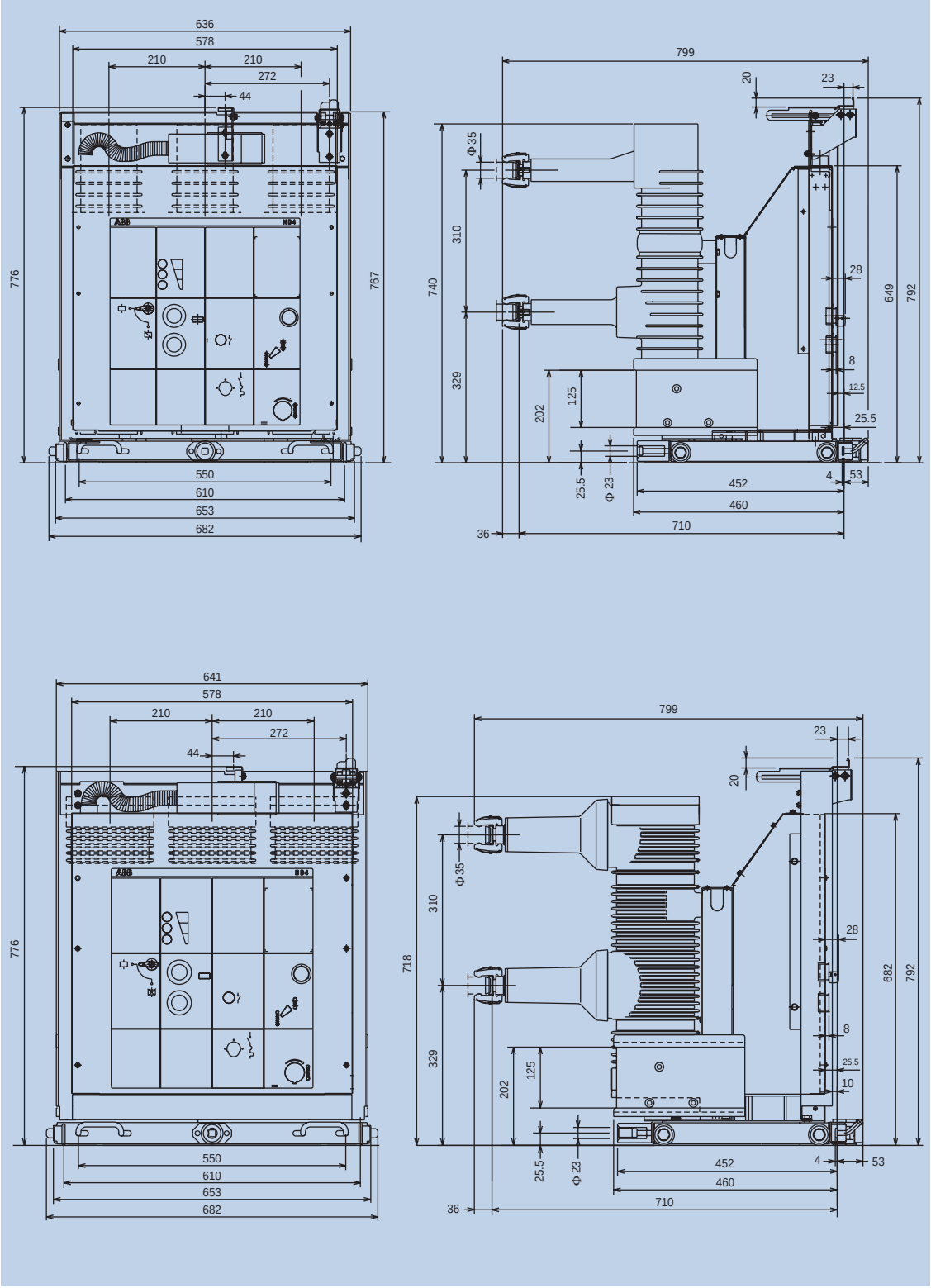


Tipo	HD4/C	
TN	7155	
Para	CBE31	
Ur	12	kV
	17,5	kV
Ir	2500	A
Isc	25	kA
	31,5	kA
	40	kA
	50	kA

(*) Somente para 17,5 kV







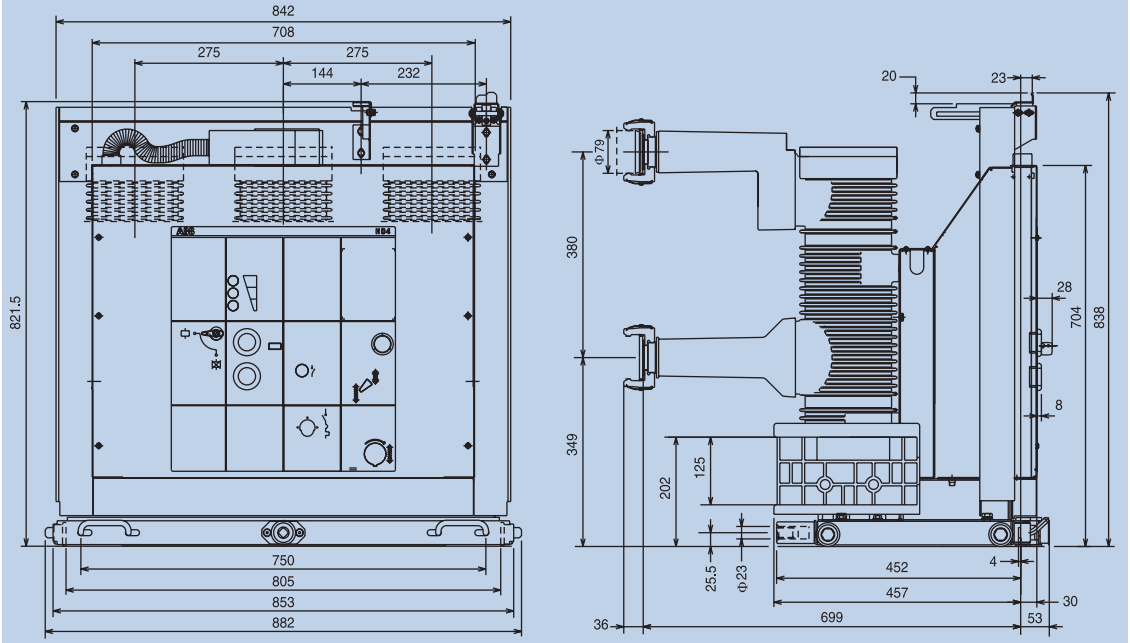
Tipo	HD4/C	
TN	7186	
Para	CBE41	
	CBF41	
Ur	24	kV
Ir	630	A
	1250	A
Isc	16	kA
	20	kA
	25	kA

Tipo	HD4/C	
TN	7156	
Para	CBE41	
Ur	24	kV
Ir	1250	A
Isc	31,5	kA
	40	kA

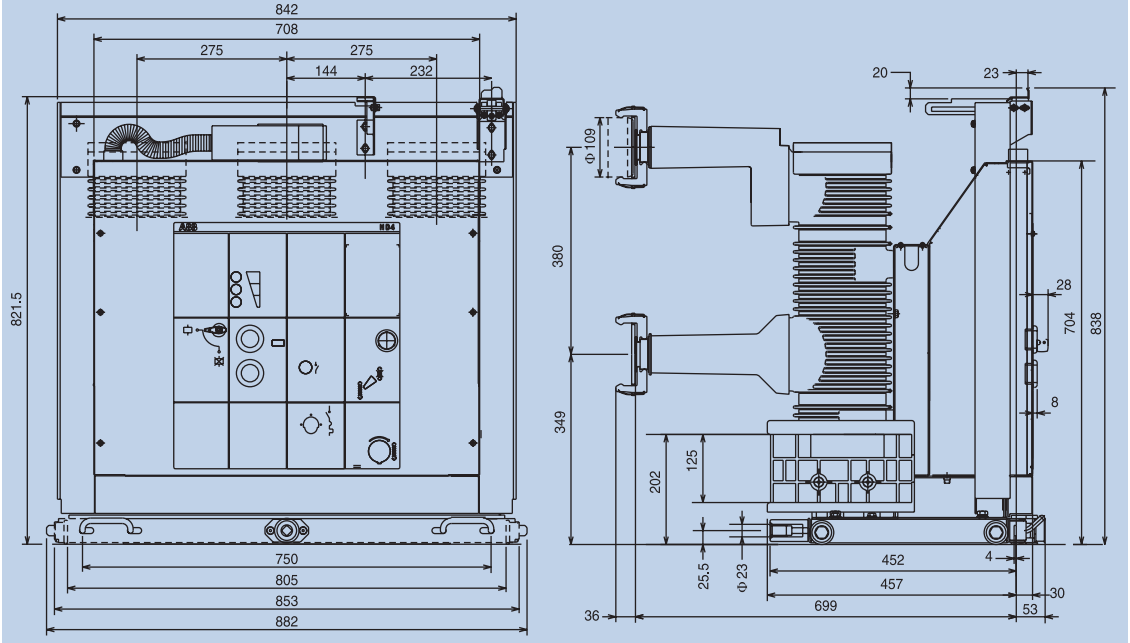
DIMENSÕES TOTAIS

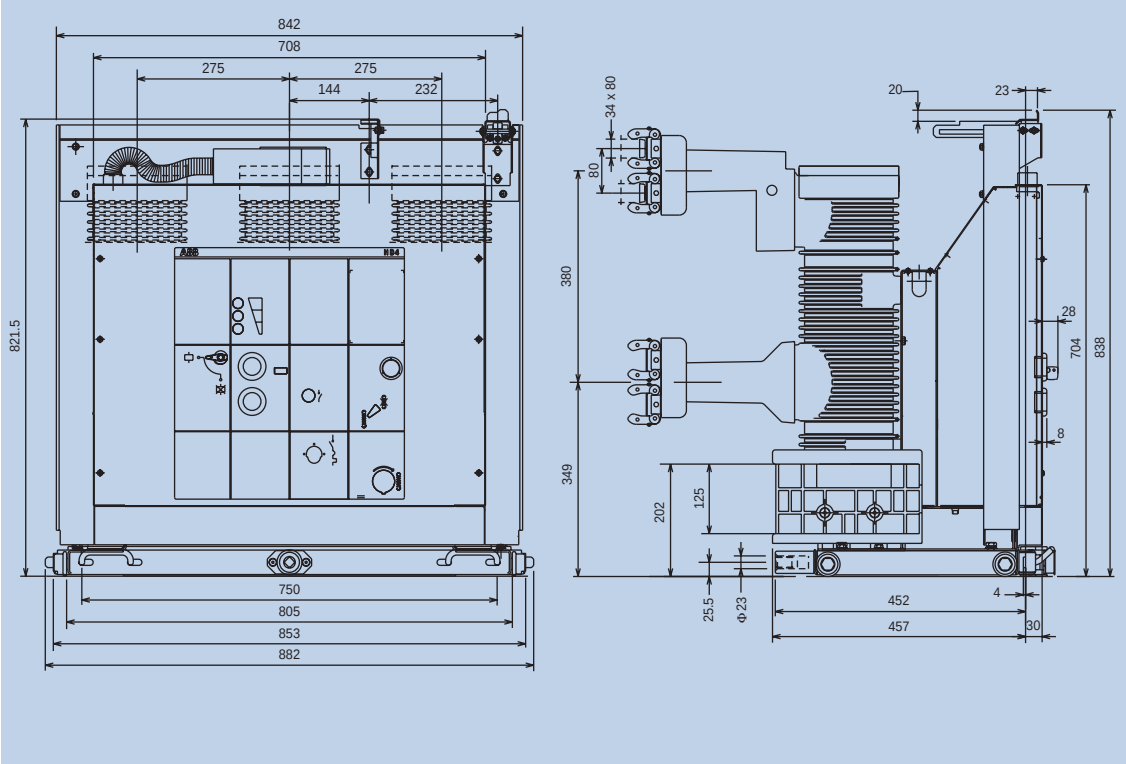
Disjuntores extraíveis HD4/C para receptáculos CBE e partes fixas CBF

Tipo	HD4/C	
TN	7157	
Para	CBE51	
Ur	24	kV
Ir	1600	A
Isc	25	kA
	31,5	kA
	40	kA



Tipo	HD4/C	
TN	7158	
Para	CBE51	
Ur	24	kV
Ir	2000	A
Isc	25	kA
	31,5	kA
	40	kA





Tipo	HD4/C	
TN	7159	
Para	CBE51	
Ur	24	kV
Ir	2500	A
Isc	25	kA
	31,5	kA
	40	kA

DIMENSÕES TOTAIS

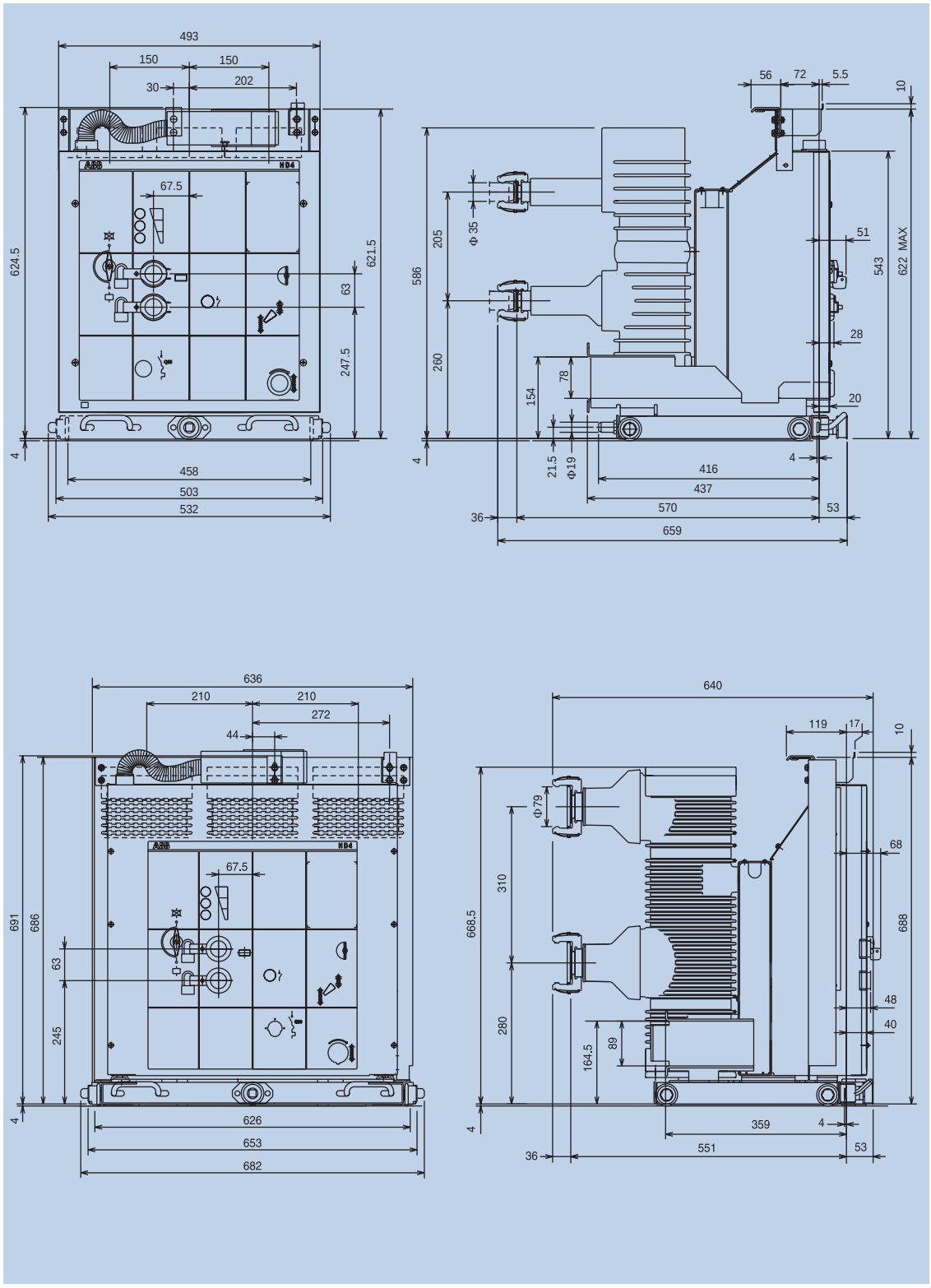
Disjuntores extraíveis HD4/P para quadros UniGear tipo ZS1

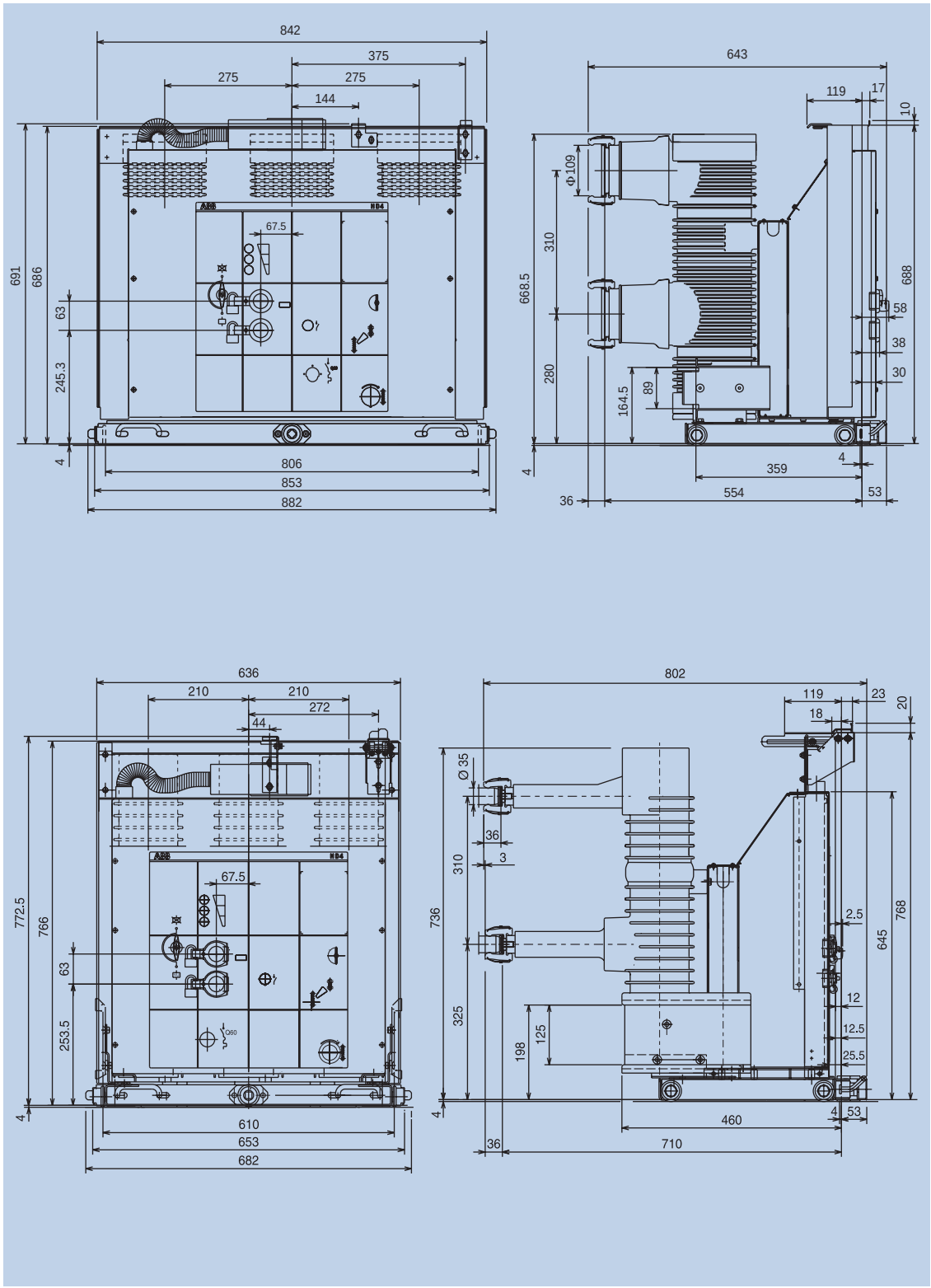
Tipo	HD4/P	
TN	7286	
Ur	12	kV
	17,5	kV
Ir	630	A
	1250	A
Isc	16	kA
	25	kA
	31,5	kA

Tipo	HD4/P	
TN	7350	
Ur	12	kV
	17,5	kV
Ir	1250	A
Isc	40	kA

Tipo	HD4/P	
TN	7350	
Ur	12	kV
	17,5	kV
Ir	1600	A
Isc	25	kA
	31,5	kA
	40	kA
	50	kA

Tipo	HD4/P	
TN	7351	
Ur	12	kV
	17,5	kV
Ir	2000	A
Isc	25	kA
	31,5	kA
	40	kA
	50	kA





Tipo	HD4/P	
TN	7352	
Ur	12	kV
	17,5	kV
Ir	2500	A (*)
Isc	25	kA
	31,5	kA
	40	kA
	50	kA

(*) 3150A com ventilação forçada.

Tipo	HD4/P	
TN	7354	
Ur	24	kV
Ir	630	A
	1250	A
Isc	16	kA
	20	kA
	25	kA

DIMENSÕES TOTAIS

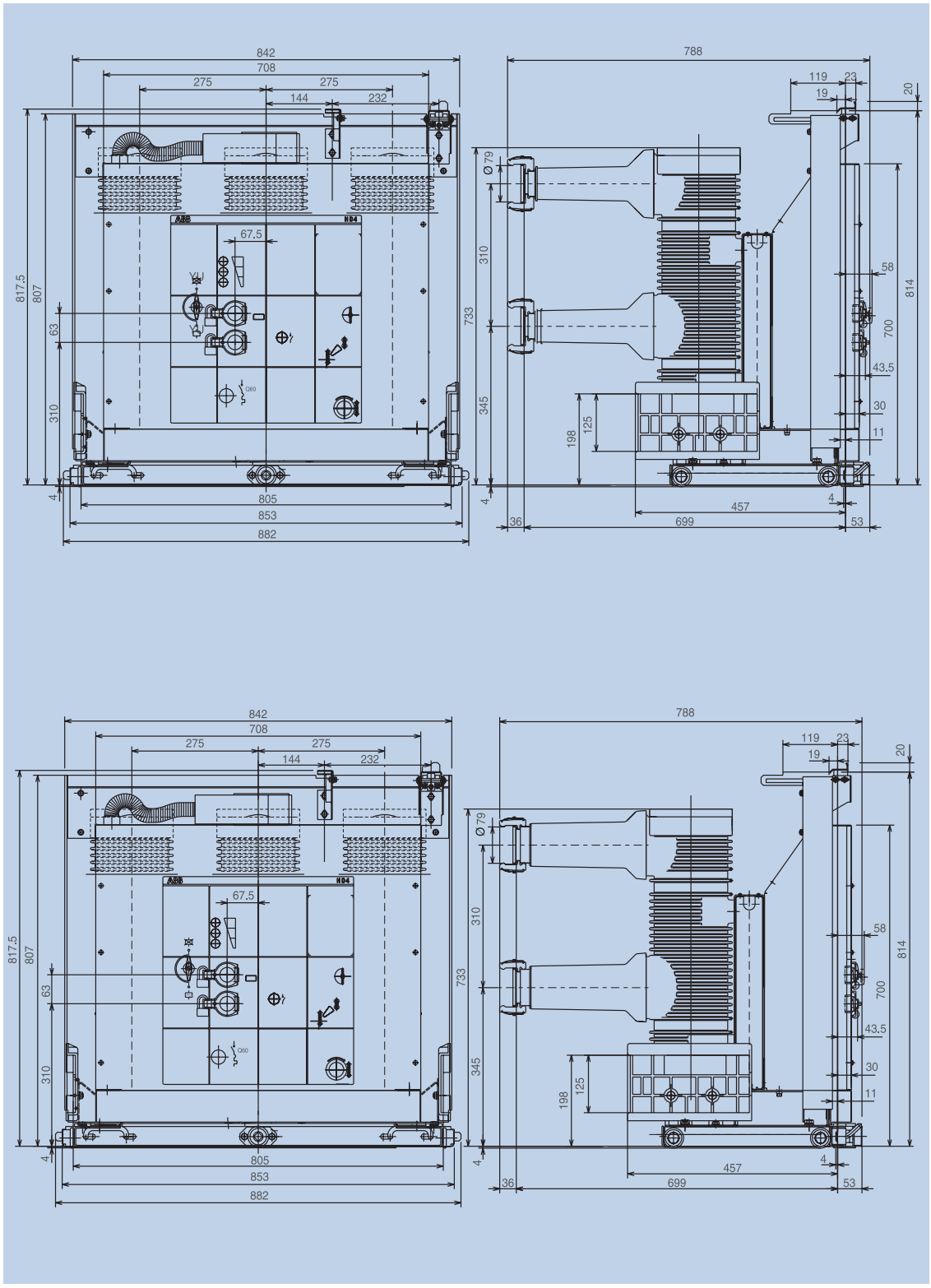
Disjuntores extraíveis HD4/P para quadros UniGear tipo ZS1

Tipo	HD4/P	
TN	7355	
Ur	24	kV
Ir	1600	A
Isc	20	kA
	25	kA

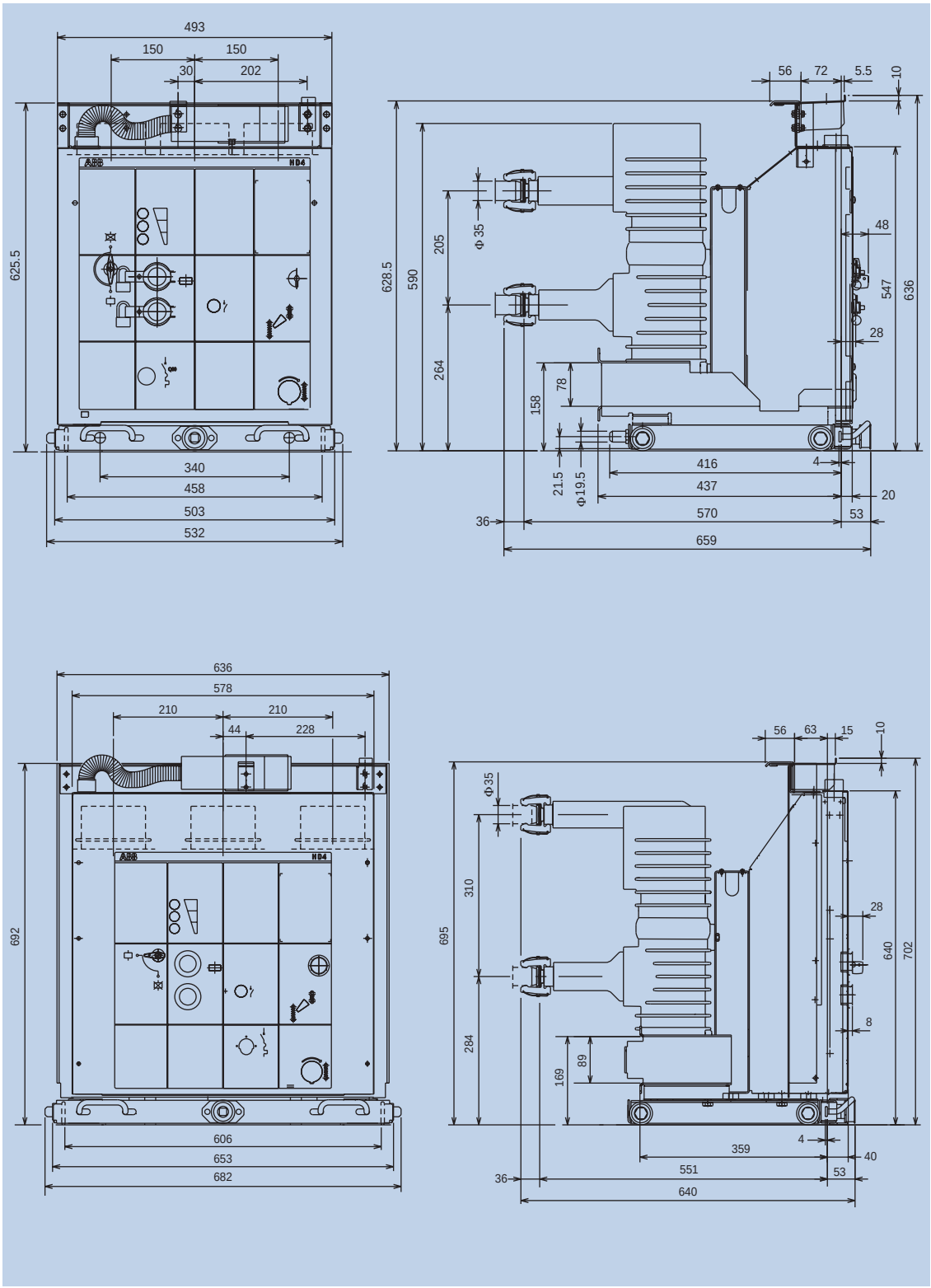
Tipo	HD4/P	
TN	7356	
Ur	24	kV
Ir	2000	A
Isc	16	kA
	20	kA
	25	kA

Tipo	HD4/P	
TN	7356	
Ur	24	kV
Ir	2500	A (*)
Isc	20	kA
	25	kA

(*) 2500 A com ventilação forçada; 2300 A com ventilação natural.



Disjuntores extraíveis HD4/W para quadros UniSafe



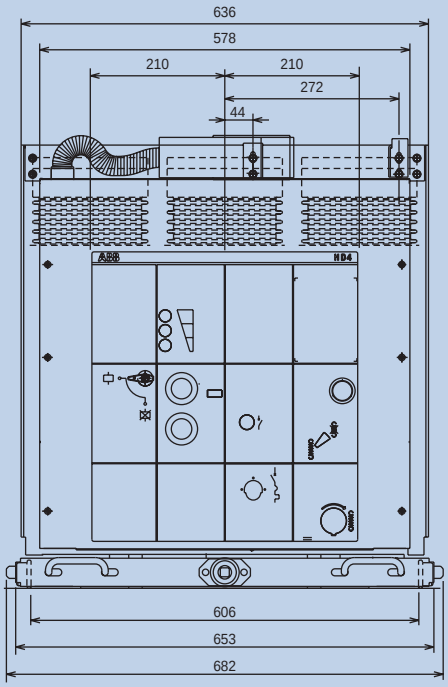
Tipo	HD4/W	
TN	7229	
Ur	12	kV
	17,5	kV
Ir	630	A
	1250	A
Isc	16	kA
	25	kA
	31,5	kA

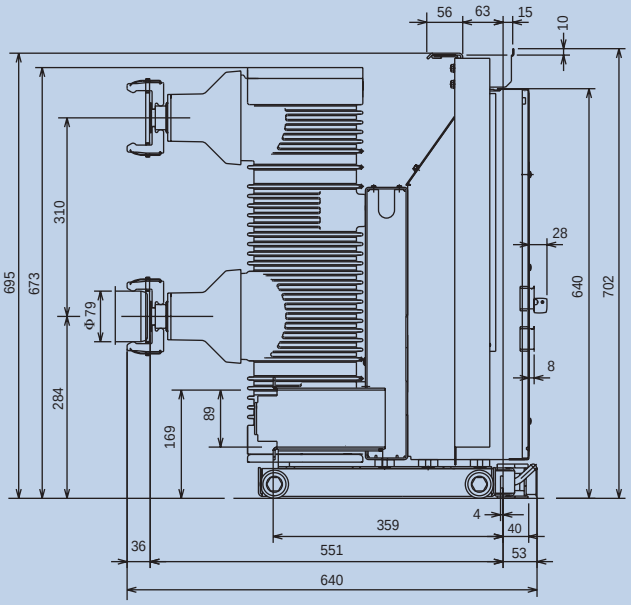
Tipo	HD4/W	
TN	7182	
Ur	12	kV
	17,5	kV
Ir	630	A
	1250	A
Isc	16	kA
	25	kA
	31,5	kA

DIMENSÕES TOTAIS

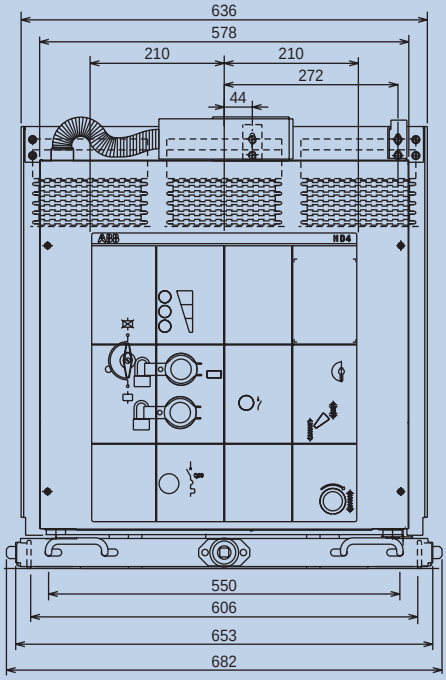
Disjuntores extraíveis HD4/W para quadros UniSafe

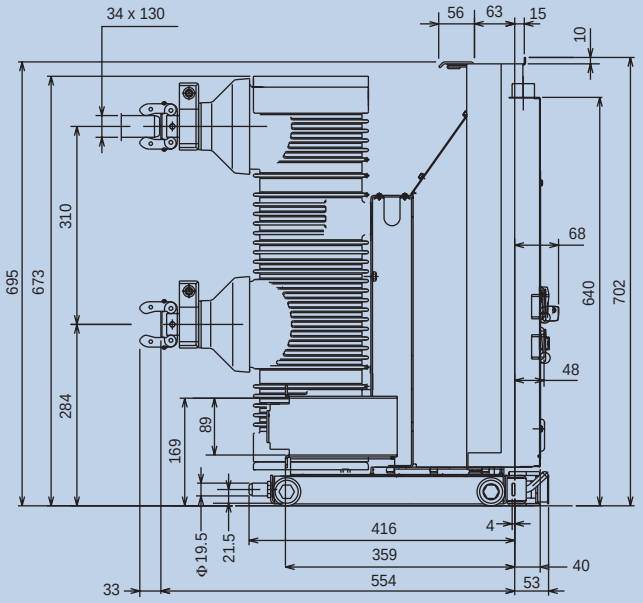
Tipo	HD4/W	
TN	7239	
Ur	12	kV
	17,5	kV
Ir	1600	A
	2000	A
Isc	16	kA
	25	kA
	31,5	kA

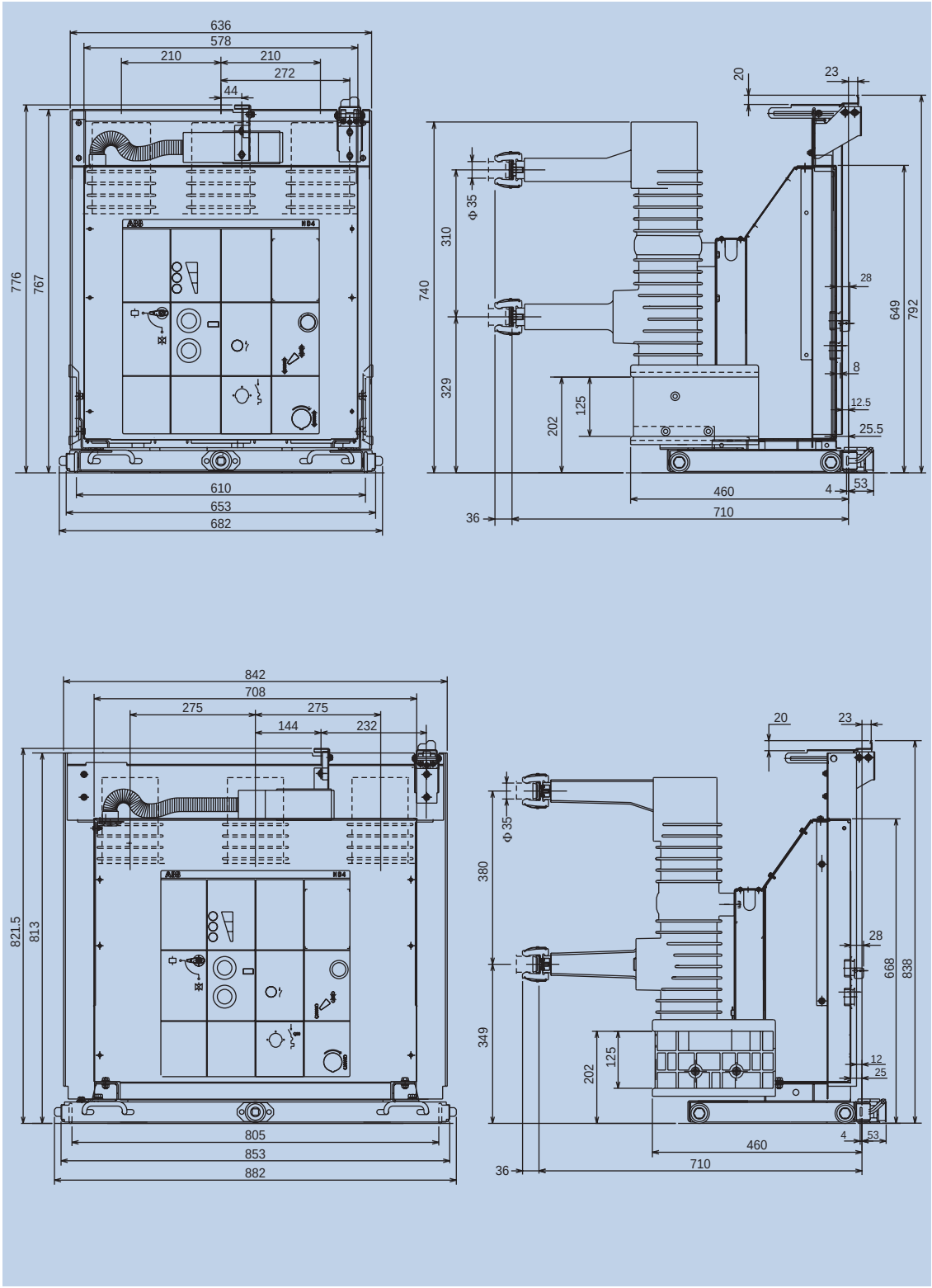




Tipo	HD4/W	
TN	7154	
Ur	12	kV
	17,5	kV
Ir	2500	A
Isc	16	kA
	25	kA
	31,5	kA







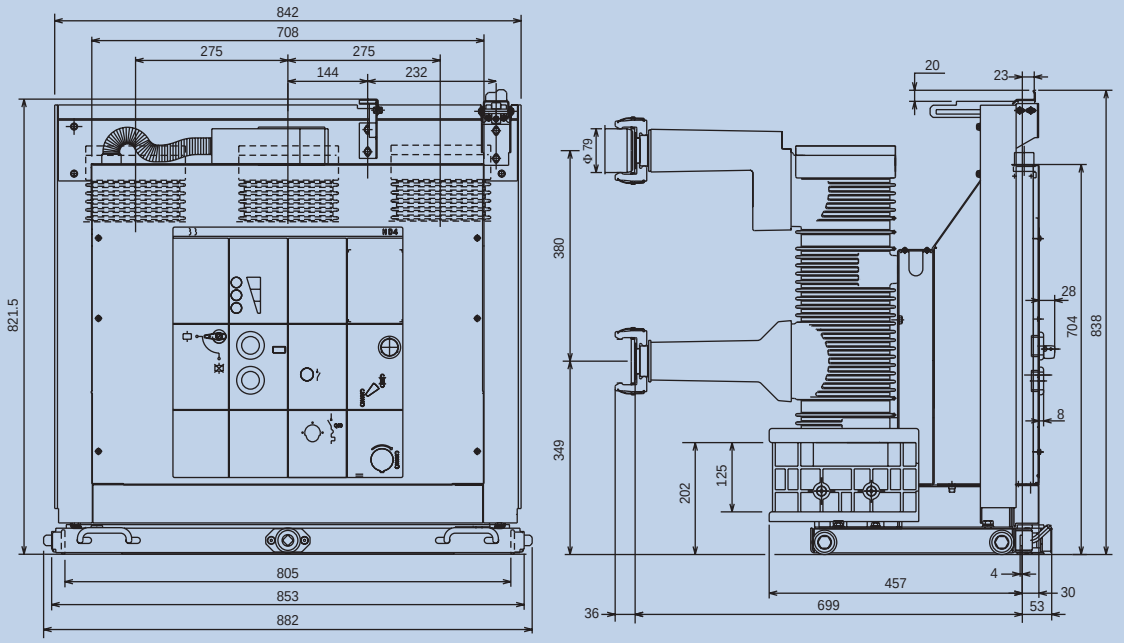
Tipo	HD4/W	
TN	7183	
Ur	24	kV
Ir	630	A
	1250	A
Isc	16	kA
	20	kA
	25	kA

Tipo	HD4/W	
TN	7217	
Ur	24	kV
Ir	630	A
	1250	A
Isc	16	kA
	20	kA
	25	kA

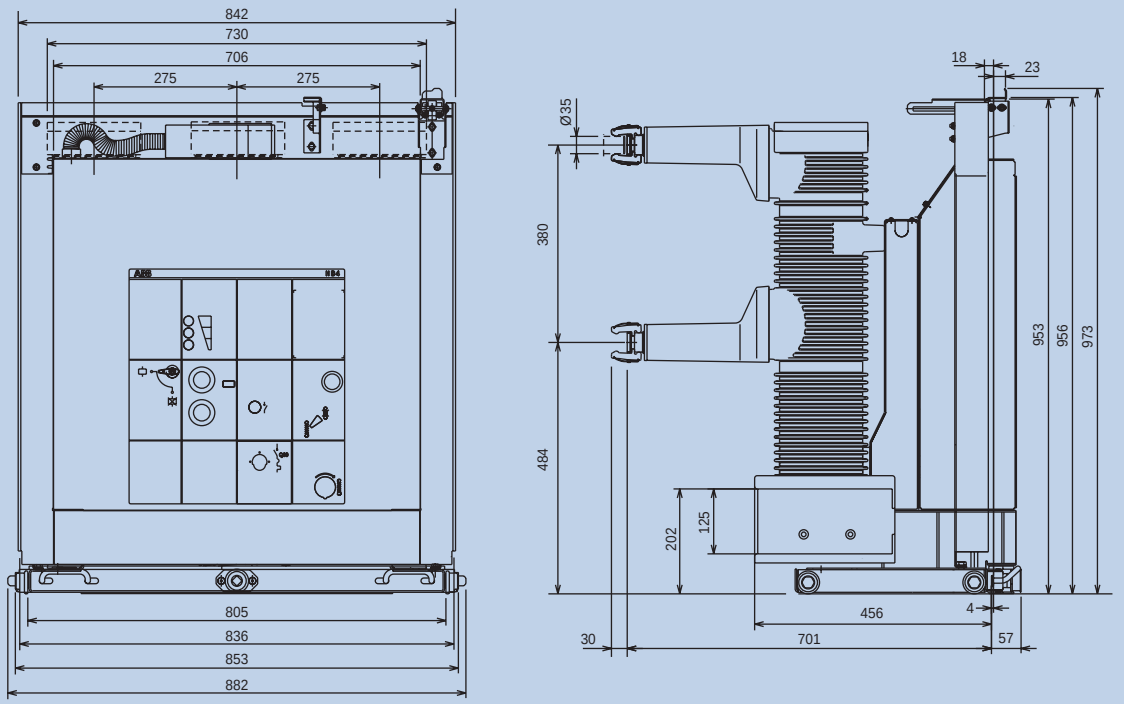
DIMENSÕES TOTAIS

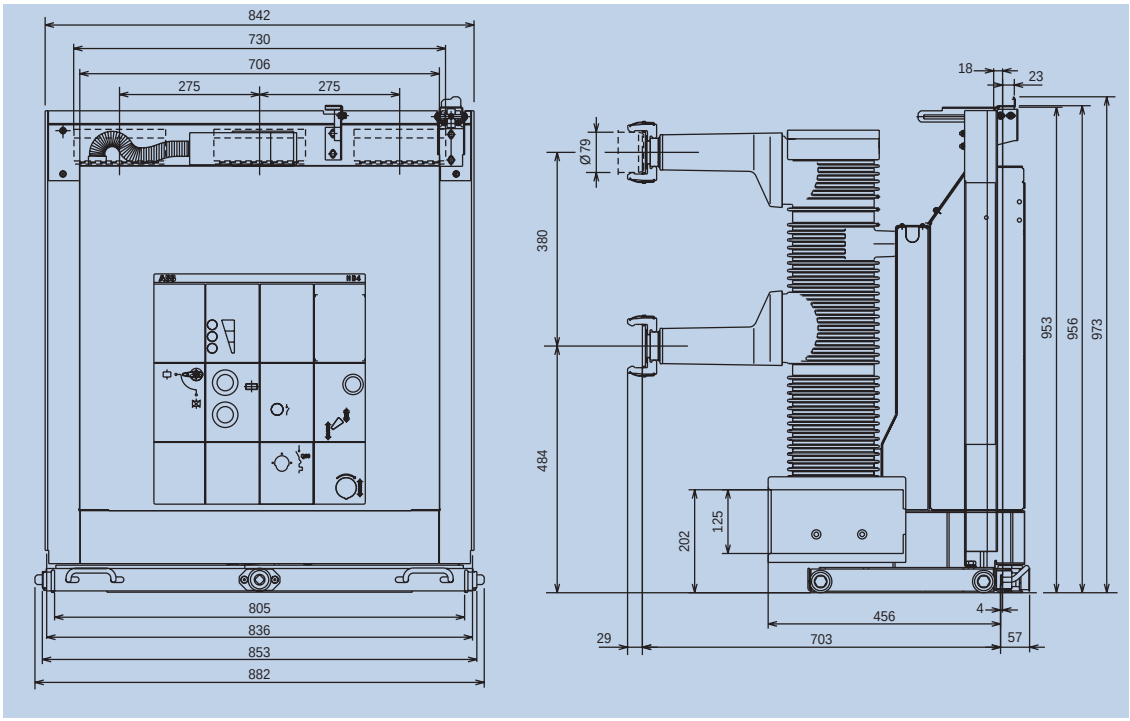
Disjuntores extraíveis HD4/W para quadros UniSafe

Tipo	HD4/W	
TN	7240	
Ur	24	kV
Ir	1600	A
	2000	A
Isc	16	kA
	20	kA
	25	kA



Tipo	HD4/W	
TN	7316	
Ur	36	kV
Ir	1250	A
Isc	20	kA
	25	kA

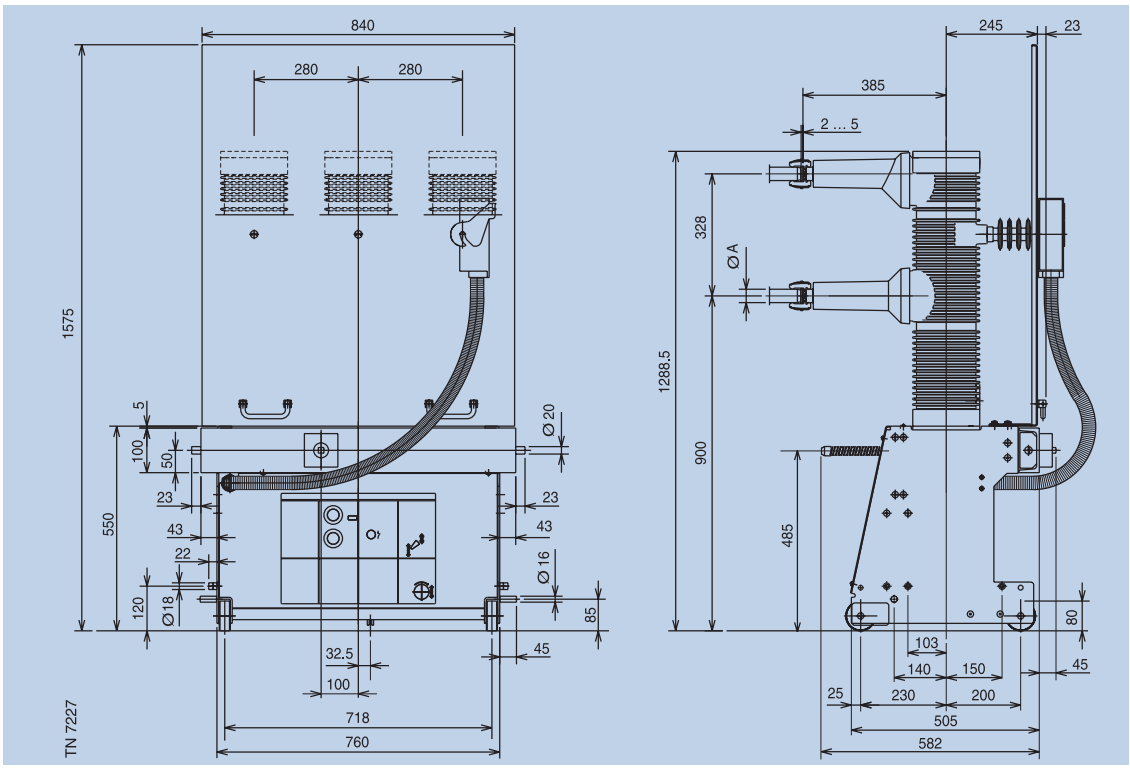




Tipo	HD4/W	
TN	7317	
Ur	36	kV
Ir	1600	A
	2000	A
	2500	A (*)
Isc	20	kA
	25	kA

(*) com ventilação forçada.

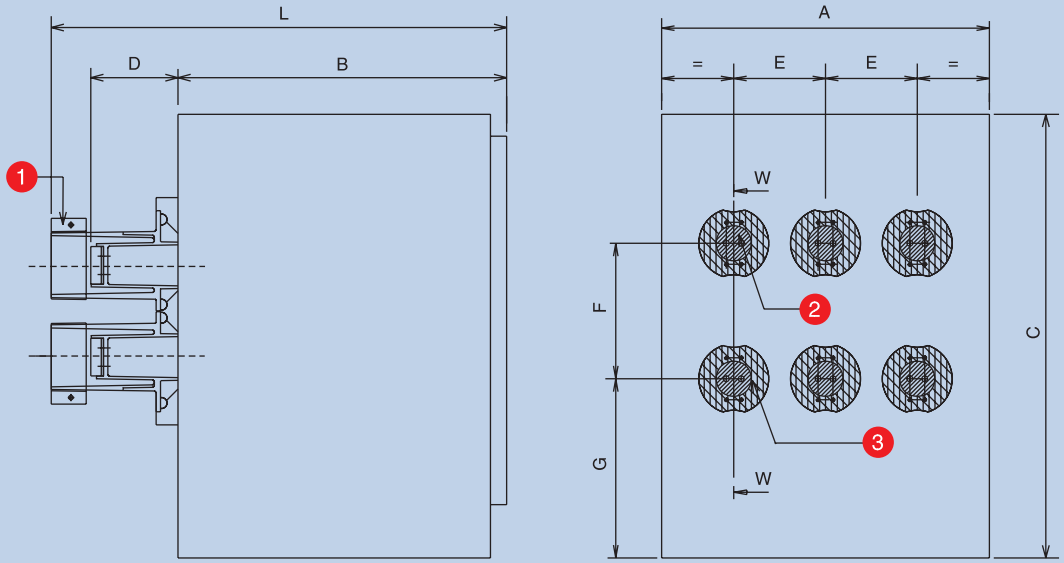
Disjuntores extraíveis HD4/Z para quadros UniGear tipo ZS 3.2 – 40,5 kV



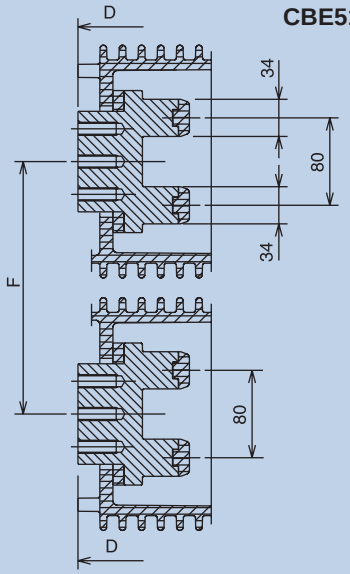
Tipo	HD4/z 40,5 kV	
TN	7227	
Ur	40,5	kV
Ir	1250	A
	1600	A
	2000	A
	2500	A (*)
Isc	25	kA
	31,5	kA

(*) Com ventilação natural em receptáculo solto (destacada) Powerbloc; com ventilação forçada em quadro ZS3.2.

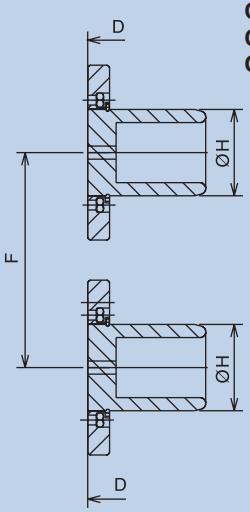
Receptáculos CBE sem seccionador de terra para Disjuntores HD4/C



CBE31 2500 A - 3150 A (2)
CBE51 2500 A



CBE11 630-1250 A
CBE21 1600 A
CBE31 2000 A
CBE41 630-1250 A
CBE51 1600-2000 A



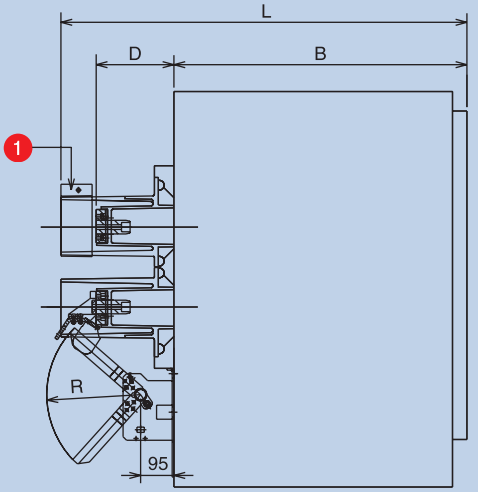
1 Tampa (somente para 24 kV)
2 Superfície de contato em cobre prateado
3 Superfície do suporte isolante

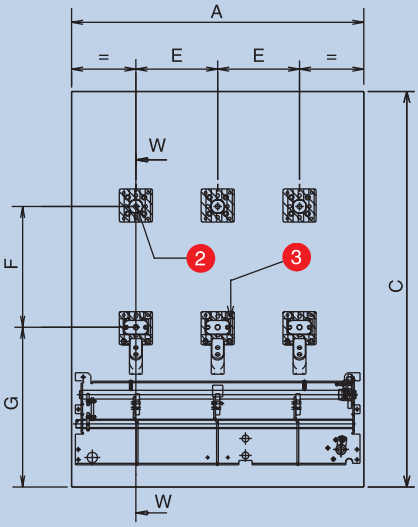
Notas: As dimensões totais e as peças de montagem estão reproduzidas em detalhe nos documentos de acompanhamento do receptáculo. O desenho do detalhe pode ser solicitado antes do fornecimento, a fim de permitir a preparação dos elementos de carpintaria de completamento do quadro.

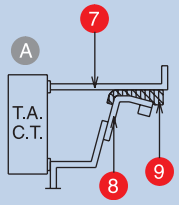
	U [kV]	In [A]	A	B	C	D	E	F	G	H	L
CBE11	12-17,5	630-1250	600	752	943	200	150	205	390	35	1043
CBE21	12-17,5	1600	750	752	1015	196	210	310	410	79	1044
CBE31	12-17,5	2000	1000	752	1015	196	275	310	410	109	1058
CBE31	12-17,5	2500-3150 (2)	1000	752	1015	196	275	310	410	(1)	1058
CBE41	24	630-1250	750	910	1125	275,5	210	310	455	35	1282
CBE51	24	1600	1000	910	1125	275,5	275	380	475	79	1296
CBE51	24	2000	1000	910	1125	275,5	275	380	475	109	1296
CBE51	24	2500	1000	910	1125	275,5	275	380	475	(1)	1296

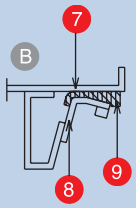
1) Pinças duplas; (2) 3150 A com ventilação forçada.

Receptáculos CBE com seccionador de terra para disjuntores HD4/C

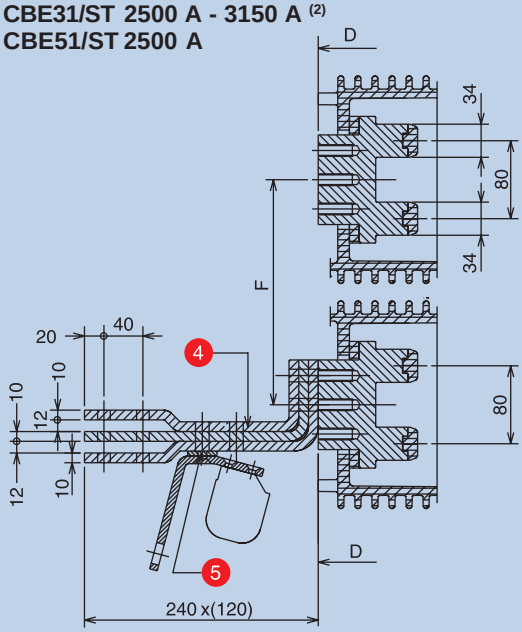




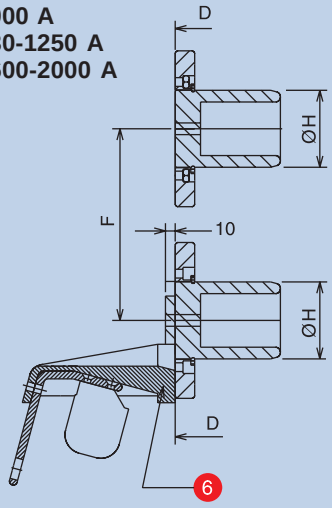




CBE31/ST 2500 A - 3150 A (2)
CBE51/ST 2500 A



CBE11/ST 630-1250 A
CBE21/ST 1600 A
CBE31/ST 2000 A
CBE41/ST 630-1250 A
CBE51/ST 1600-2000 A



	U [kV]	In [A]	A	B	C	D	E	F	G	H	L	R
CBE11/ST	12-17,5	630-1250	600	752	943	200	150	205	390	35	1043	205
CBE21/ST	12-17,5	1600	750	752	1015	196	210	310	410	79	1044	235
CBE31/ST	12-17,5	2000	1000	752	1015	196	275	310	410	109	1058	235
CBE31/ST	12-17,5	2500-3150 (2)	1000	752	1015	196	275	310	410	(1)	1058	235
CBE41/ST	24	630-1250	750	910	1125	275,5	210	310	455	35	1282	285
CBE51/ST	24	1600	1000	910	1125	275,5	275	380	475	79	1296	285
CBE51/ST	24	2000	1000	910	1125	275,5	275	380	475	109	1296	285
CBE51/ST	24	2500	1000	910	1125	275,5	275	380	475	(1)	1296	285

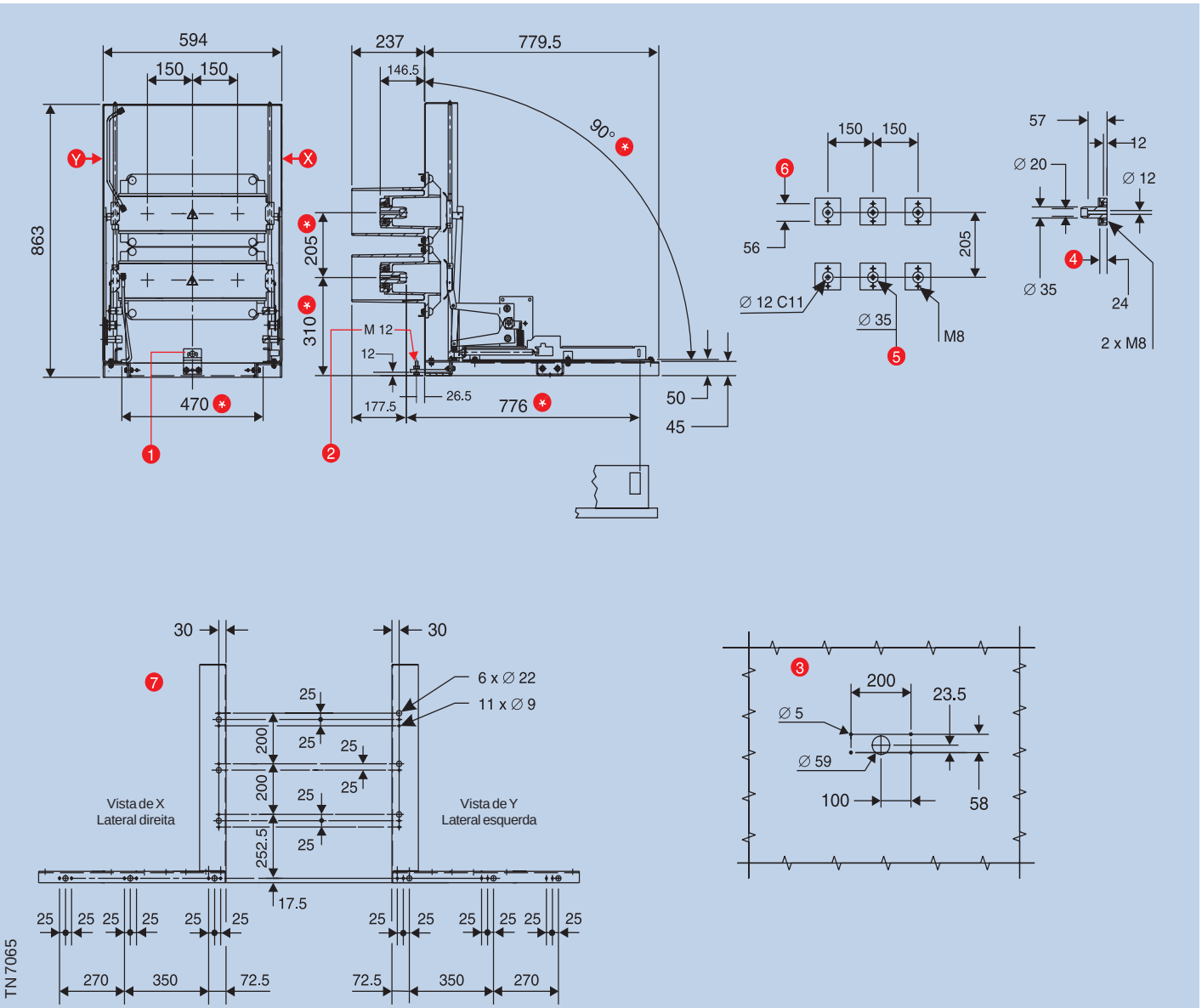
(1) Pinças duplas; (2) 3150 A com ventilação forçada.

1 Tampa (somente para 24 kV)
2 Superfície de contato em cobre prateado
3 Superfície do suporte isolante
4 Conexões em cobre
5 Espaçador isolante
6 Suporte isolante
7 Fixação inferior
8 Contato fixo ST/ZC
9 Peça isolante

Notas: As dimensões totais e as peças de montagem estão reproduzidas em detalhe nos documentos de acompanhamento do receptáculo. O desenho do detalhe pode ser solicitado antes do fornecimento, a fim de permitir a preparação dos elementos de carpintaria de completamento do quadro.

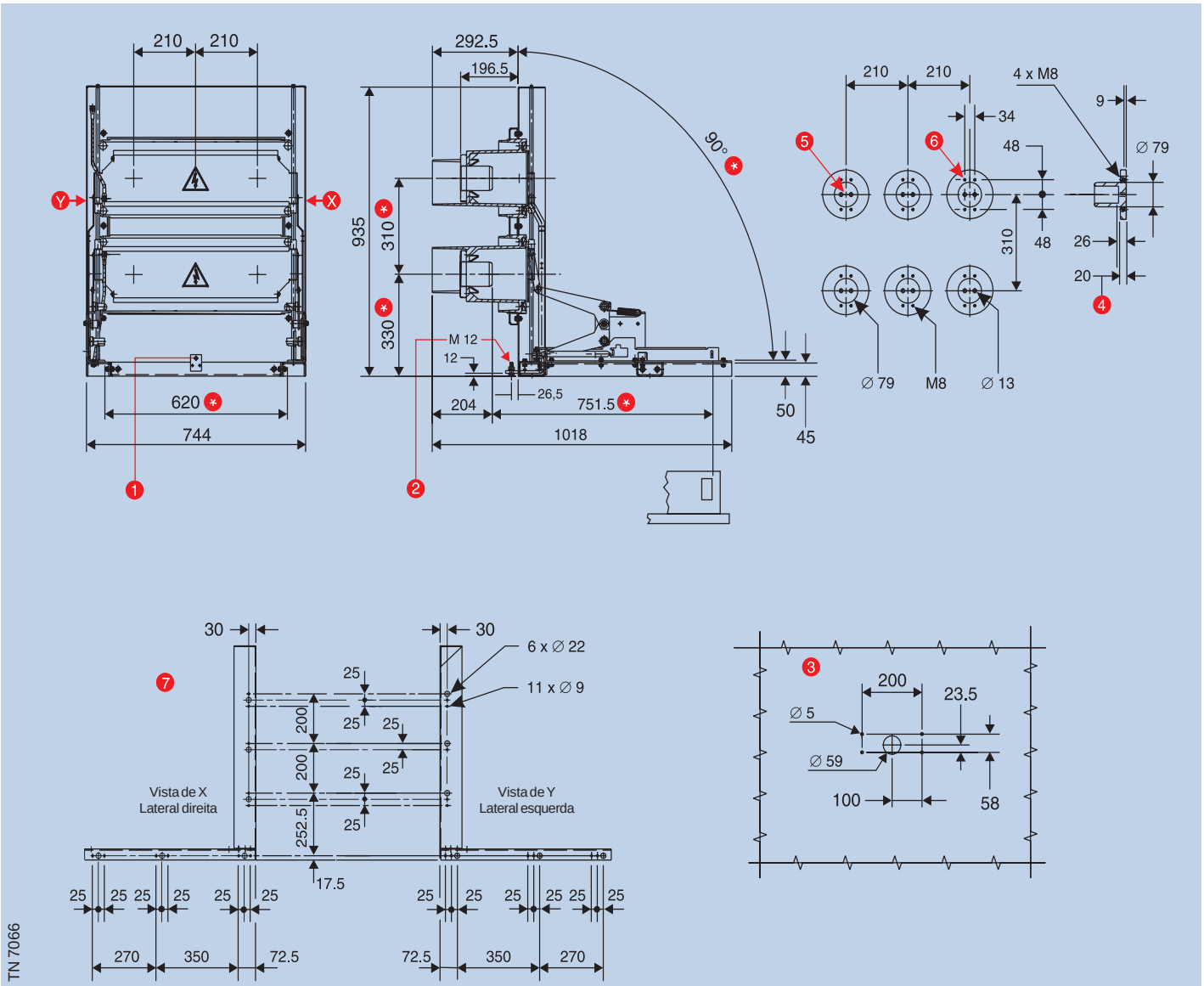
DIMENSÕES TOTAIS

Parte fixa CBF11 - 12-17,5 kV - 1250 A - 31,5 kA



1 Contato de ligação à terra do disjuntor (acessório a pedido)
2 Ligação da parte fixa à terra
3 Gabarito de furação para fixação da tomada no quadro (a pedido)
4 Saliência máxima dos parafusos de fixação das derivações
5 Área de contato de cobre prateado
6 Fixação derivações ao suporte isolante
7 Furações para a fixação às chapas laterais
* Alturas de controle (verificar após a montagem).

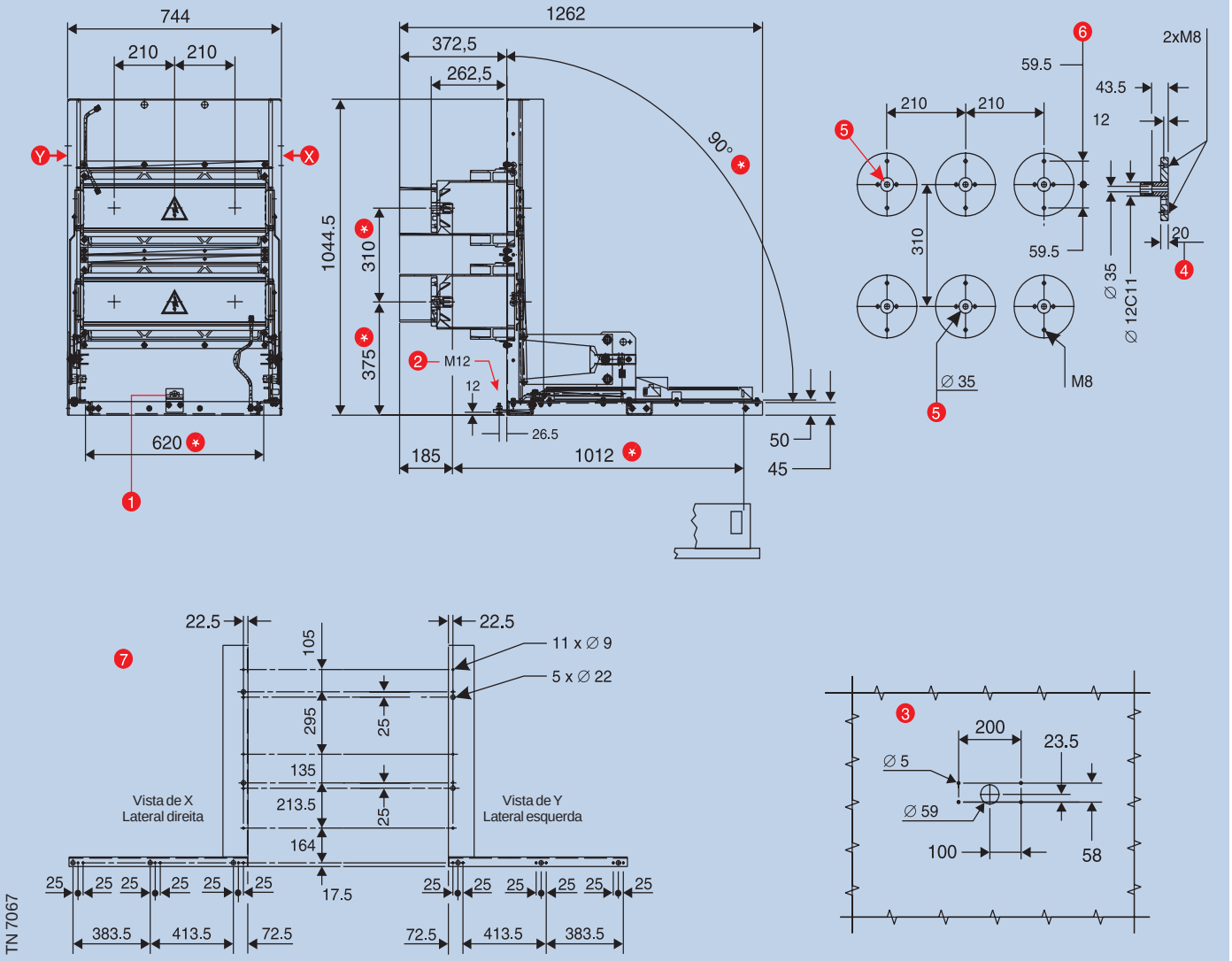
Parte fixa CBF21 - 12-17,5 kV - 1600 A - 31,5 kA



1 Contato de ligação à terra do disjuntor (acessório a pedido)
2 Ligação da parte fixa à terra
3 Gabarito de furação para fixação da tomada no quadro (a pedido)
4 Saliência máxima dos parafusos de fixação das derivações
5 Área de contato em cobre prateado
6 Fixação derivações ao suporte isolante
7 Furações para a fixação às chapas laterais
* Alturas de controle (verificar após a montagem).

DIMENSÕES TOTAIS

Parte fixa CBF41 - 24 kV - 1250 A - 25 kA



1 Contato de ligação à terra do disjuntor (acessório a pedido)
2 Ligação da parte fixa à terra
3 Gabarito de furação para fixação da tomada no quadro (a pedido)
4 Saliência máxima dos parafusos de fixação das derivações
5 Área de contato em cobre prateado
6 Fixação derivações ao suporte isolante
7 Furações para a fixação às chapas laterais
* Alturas de controle (verificar após a montagem).

7

ESQUEMA ELÉTRICO DO CIRCUITO

Esquemas das aplicações	74
Estado de funcionamento representado	77
Legenda	77
Descrição das figuras	78
Incompatibilidade	79
Notas	79
Sinais gráficos para esquemas elétricos	80

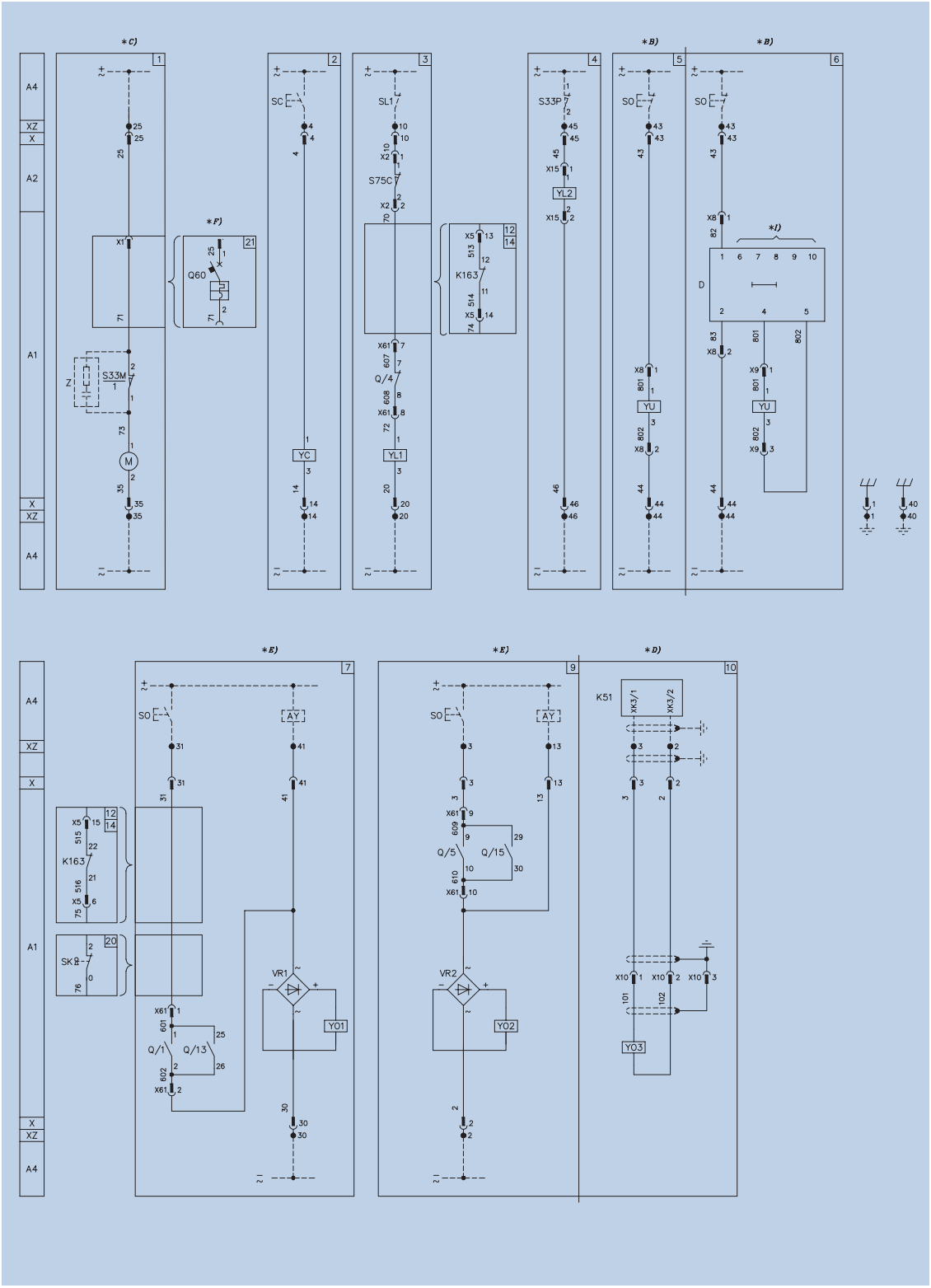
ESQUEMA ELÉTRICO DO CIRCUITO

Esquemas das aplicações

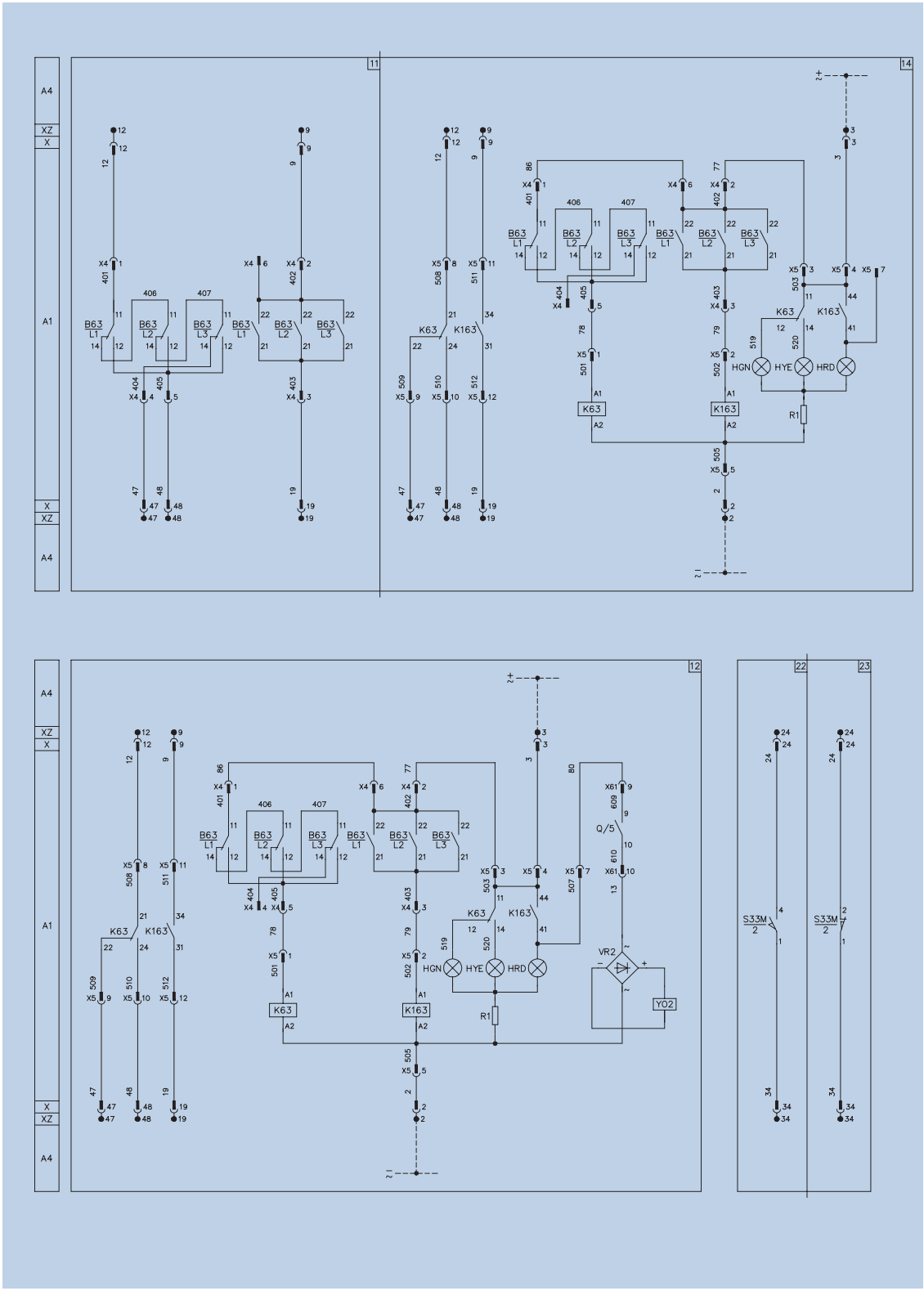
Os esquemas a seguir (N. 401767) representa os circuitos dos disjuntores extraíveis até 24 kV tipo HD4/C, HD4/W, HD4/P, entregues ao cliente mediante o conector "**X**". Para os outros tipos de disjuntores estão disponíveis os esquemas específicos:

– disjuntores fixos até 24 kV – N. 401768
– disjuntores fixos até 36 kV, distância entre eixos dos polos 275 mm – N. 401776
– disjuntores fixos até 36 kV, distância entre eixos dos polos 350 mm – N. 401775
– disjuntores extraíveis HD4/W de 36 kV – N. 401774
– disjuntores extraíveis HD4/Z de 40,5 kV – N. 401755.

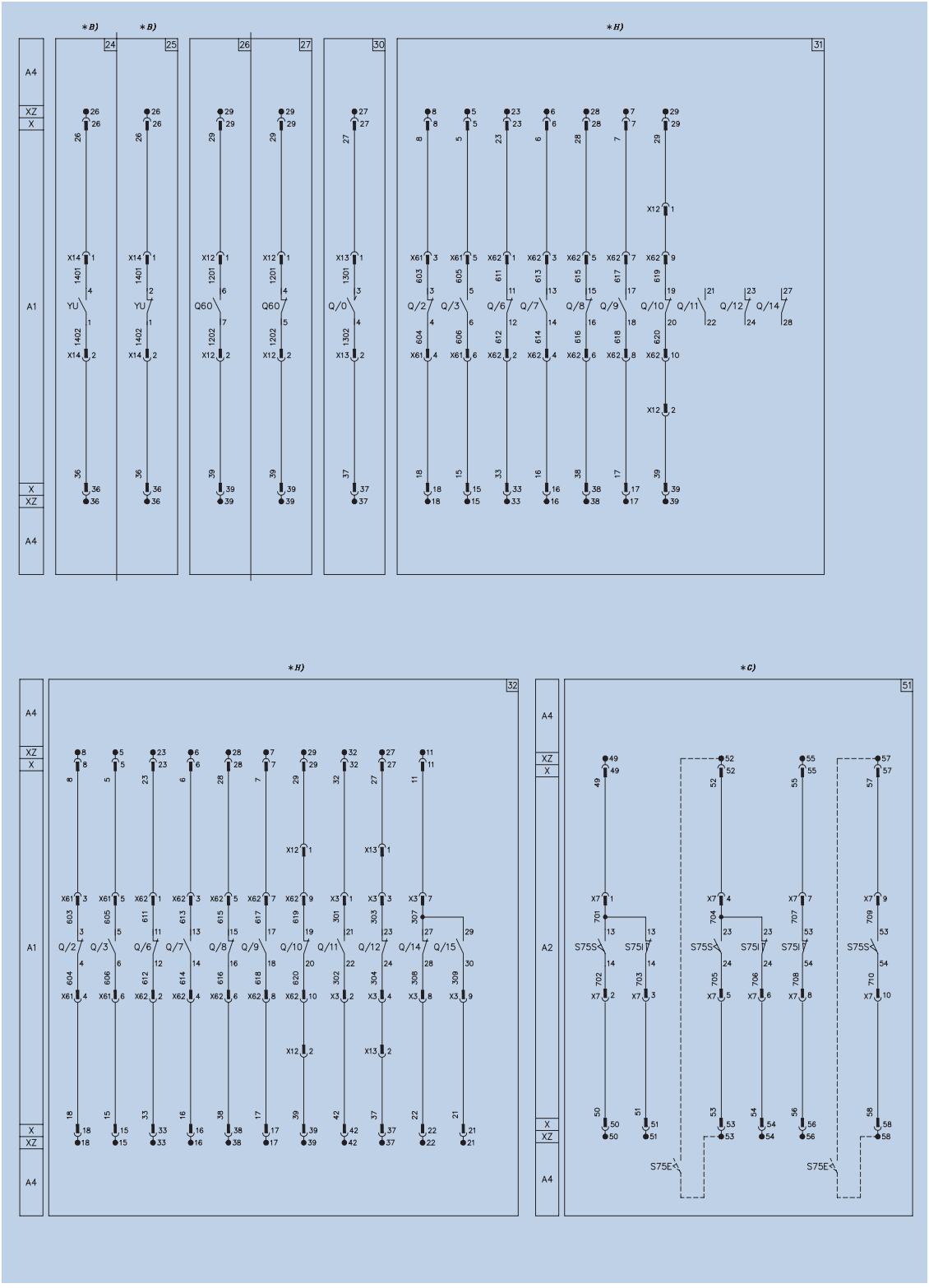
De qualquer maneira, para acompanhar a evolução do produto é sempre útil referir-se ao esquema do circuito fornecido juntamente com cada disjuntor.



N. 401767 - M5086


A4
XZ
X
A1
X
XZ
A4
11
14
12
22
23
B63 L1
B63 L2
B63 L3
K63
K163
HGN
HYE
HRD
R1
VR2
Q/5
YO2
S33M

ESQUEMA ELÉTRICO DO CIRCUITO



Estado de funcionamento representado

O esquema é representado nas seguintes condições:
– interruptor aberto e inserido
– circuitos em ausência de tensão
– molas de fechamento descarregadas
– bloqueio com chave com chave inserida e retida
– pressão do gás no valor nominal de serviço (380 kPa absolutos)

Legenda

□ = Número de figura do esquema
* = Ver a nota indicada pela letra
A1 = Aplicações do comando do disjuntor
A2 = Aplicações do disjuntor (externas ao comando)
A4 = Aplicações do quadro (aparelhos e conexões indicativas para comando e sinalizações)
AY = Dispositivo para o controle da continuidade do bobinamento do relé de abertura (ver nota E)
B63/L1...L3 = Pressostatos, localizados nos pólos das fases L1-L2-L3, com dois niveis de disparo:
– intervenção para pressão baixa do gás. Os contatos 11-12-14 comutam, em relação à posição indicada no esquema, quando a pressão do gás de 380 kPa absolutos alcança um valor inferior a 310 kPa absolutos. Em caso de restabelecimento da pressão nominal os mesmos contatos comutam novamente quando, partindo de um valor inferior a 310 kPa, for atingido o valor de 340 kPa absolutos.
– intervenção para pressão insuficiente de gás. Os contatos 21-22-24 comutam por outro lado quando a pressão de gás de 380 kPa absolutos atinge um valor inferior a 280 kPa absolutos. Em caso de restabelecimento da pressão nominal os mesmos contatos comutam novamente quando, partindo de um valor inferior a 280 kPa absolutos, for atingido o valor de 310 kPa absolutos.
D = Temporizador eletrônico para relé de mínima tensão (ver nota I)
HGN = Lâmpada verde para a sinalização de pressão de gás normal
HRD = Lâmpada vermelha para a sinalização de pressão de gás insuficiente
HYE = Lâmpada amarela para a sinalização de pressão baixa de gás
K51 = Relé de máxima corrente ao microprocessador tipo PR512 na parte externa do disjuntor (ver nota D)
K63 = Relé auxiliar para a duplicação dos contatos dos pressostatos B63 com intervenção para pressão baixa de gás
K163 = Relé auxiliar para a duplicação dos contatos dos pressostatos B63 com intervenção para pressão insuficiente de gás
M = motor para o carregamento das molas de fechamento (ver nota C)
Q = Disjuntor principal
Q/0...15 = Contatos auxiliares do interruptor
Q60 = Interruptor magnetotérmico para a proteção do motor de carregamento molas (ver nota F)
R1, R = Resistores (não fornecidos no caso de tensão de alimentação igual a 24V)
S33M/1...2 = Contatos de fim de curso do motor carregamento molas
S33P = Contato de posição da porta do receptáculo, não previsto com disjuntores H/W
S75C = Contato de posição do disjuntor, aberto durante o curso de seccionamento
S75E = Contatos de posição para a sinalização de disjuntor extraído (trata-se de contatos para a sinalização de disjuntor seccionado colocados no receptáculo, na parte fixa: ver contatos S75S do esquema 401693 figuras 5 e 6)
S75I = Contatos para a sinalização elétrica do disjuntor na posição de inserido (ver nota G)
S75S = Contatos para a sinalização elétrica do disjuntor na posição de seccionado (ver nota G)
SC = Botão ou contato para o fechamento do disjuntor
SK = Contato acionado pelo bloqueio com chave para impedir a abertura elétrica com carrinho de ligação à terra inserido (aplicação obrigatória para os carrinhos de ligação à terra com poder de fechamento)
SL = Contato para o bloqueio do fechamento do disjuntor
SO = Botão ou contato para a abertura do disjuntor VR1, VR2 = Retificadores para os relés YO1 e YO2 alimentados em CA (corrente alternada)
X = Conector dos circuitos do disjuntor
X1...X62= Conectores das aplicações
XZ = Bloco de terminais no quadro (na parte externa do disjuntor)
YC = Relé de fechamento
YL1 = Iman de bloqueio. Se desexcitado impede mecanicamente o fechamento do disjuntor

ESQUEMA ELÉTRICO DO CIRCUITO

YL2 = Iman do blequeio. Se desexcitado impede mecanicamente a inserção do disjuntor (é possível limitar seu desgaste conectando em série um botão retardado para a habilitação da manobra)
YO1 = Primeiro relé de abertura (ver nota E)
YO2 = Segundo relé de abertura (ver nota E)
YO3 = Solenóide de abertura para relé com microprocessador PR512 na parte externa do disjuntor (ver nota D)
YU = Relé de mínima tensão instantâneo ou com temporizador eletronico (ver nota B)
Z = Filtro (previsto somente com tensão de alimentação igual a 220V c.c.)

Descrição das figuras

Fig. 1 = Circuito do motor para o carregamento das molas de fechamento (ver nota C).
Fig. 2 = Relé de fechamento (o antifechamento é realizado mecanicamente).
Fig. 3 = Iman do bloqueio. Se desexcitado impede mecanicamente o fechamento do disjuntor.
Fig. 4 = Iman do bloqueio. Se desexcitado impede mecanicamente a inserção do disjuntor (é possível limitar seu desgaste conectando em série um botão retardado para a habilitação da manobra).
Fig. 5 = Relé de mínima tensão instantâneo (ver nota B)
Fig. 6 = Relé de mínima tensão com temporizador eletrônico (ver notas B e I)
Fig. 7 = Circuito do primeiro relé de abertura com possibilidade de controle contínuo do bobinamento (ver nota E).
Fig. 9 = Circuito do segundo relé de abertura com possibilidade de controle contínuo do bobinamento (ver nota E).
Fig. 10 = Solenóide de abertura para relé com microprocessador PR512 na parte externa do disjuntor (ver nota D).
Fig. 11 = Circuito de controle da pressão do gás. Engloba os contatos para a sinalização a distância de pressão de gás normal, baixa e insuficiente.
Para os valores de intervenção dos pressostatos B63 ver a legenda.
Fig. 12 = Circuito de controle da pressão do gás. Engloba:
– Intervenção para pressão insuficiente de gás com abertura do disjuntor através do relé YO2 e bloqueio de fechamento e abertura através de um contato auxiliar do relé K163 (prever o íman de bloqueio da fig. 3).
– 3 lâmpadas para a sinalização local de pressão de gás normal, baixa e insuficiente
– contatos para a sinalização à distância de pressão de gás normal, baixa e insuficiente.
Para os valores de intervenção dos pressostatos B63 ver a legenda.
Fig. 14 = Circuito de controle da pressão do gás. Engloba:
– intervenção para pressão de gás insuficiente com bloqueio de fechamento e abertura do disjuntor através dos contatos auxiliares do relé K163 (prever o íman de bloqueio da fig. 3)
– 3 lâmpadas para a sinalização local de pressão de gás normal, baixa e insuficiente
– contatos para a sinalização à distância de pressão de gás normal, baixa e insuficiente.
Para os valores de intervenção dos pressostatos B63 ver a legenda.
Fig. 20 = Contato acionado pelo bloqueio com chave para impedir a abertura elétrica com carrinho de ligação à terra inserido (aplicação obrigatória para os carrinhos de ligação à terra com poder de fechamento).
Fig. 21 = Disjuntor magnetotérmico de proteção do motor carregamento molas (ver nota F).
Fig. 22 = Contato para a sinalização elétrica de molas carregadas.
Fig. 23 = Contato para a sinalização elétrica de molas descarregadas.
Fig. 24 = Contato para a sinalização elétrica do relé de mínima tensão excitado (ver nota B).
Fig. 25 = Contato para a sinalização elétrica do relé de mínima tensão desexcitado (ver nota B).
Fig. 26 = Contato para a sinalização elétrica do disjuntor de proteção do motor fechado.
Fig.27 = Contato para a sinalização elétrica interrup.proteç. do motor aberto.

Fig. 30 = Contato auxiliar de passagem com fechamento momentâneo durante a abertura do interruptor (intervenção de YO1, YO2, YO3, YU).
Fig. 31 = Contatos auxiliares disponíveis do disjuntor.
Fig. 32 = Contatos auxiliares disponíveis do disjuntor.
Fig. 51 = C ontatos para a sinalização elétrica de disjuntor nas posições de inserido e seccionado localizados no disjuntor, fornecidos a pedido com disjuntores H/ZC (ver nota G).

Incompatibilidade

Não podem ser fornecidos simultaneamente no mesmo disjuntor os circuitos indicados com as seguintes figuras:

5 - 6 - 14	**9 - 10 - 12 - 20**	**24 - 25**
5 - 6 - 20	**11 - 12 - 14**	**26 - 27**
9 - 10 - 12 - 14	**22 - 23**	**31 - 32**

Notas

A) O disjuntor é produzido somente com as aplicações especificadas na confirmação do pedido. Para a elaboração do pedido consultar o catálogo do aparelho.

B) O relé de mínima tensão é fornecido para alimentação com tensão derivada a montante do disjuntor ou de uma fonte independente. É permitido o uso do relé de mínima tensão seja instantâneo seja com temporizador eletrônico (atraso seleccionável de 0,5...3 s; ver nota I). O fechamento do disjuntor é permitido somente com disparador excitado (o bloqueio do fechamento é efetuada mecanicamente).
A pedido, é disponível o contato da fig. 24 ou aquele da fig. 25.
Se houver a mesma alimentação para os relés de fechamento e de mínima tensão e se quiser o fechamento automático do disjuntor no retorno da tensão auxiliar, é necessário introduzir um atraso de 50 ms entre o instante de consenso do relé de mínima tensão e a excitação do relé de fechamento. Isto pode ser realizado através de um circuito externo ao disjuntor contendo um contato de fechamento permanente, o contato indicado na fig. 24 e um relé temporizador.

C) Controlar a potência disponível no circuito auxiliar para verificar a possibilidade de colocar simultaneamente em movimento vários motores para o carregamento das molas de fechamento.
Para evitar absorções excessivas é necessário carregar as molas manualmente antes de dar tensão ao circuito auxiliar.

D) Para as conexões entre os circuitos auxiliares do disjuntor e o relé de corrente máxima com microprocessador tipo PR512 localizado no quadro ver o esquema 401530.

E) O circuito para o controle da continuidade do bobinamento do relé de abertura deve ser utilizado exclusivamente para essa função.
Com alimentação inferior a 220 V conectar o dispositivo “Control Coil Continuity” ou então, relé ou lampada de sinalização que absorva uma corrente não superior a 20 mA.
Com alimentação igual ou superior a 220V conectar relé ou lâmpada de sinalização que absorva uma corrente não superior a 10 mA.
Usos diferentes comprometem a integridade do relé.

F) O disjuntor Q60 da fig. 21 deve ser sempre previsto no caso de motor de carregamento molas alimentado a 24V c.c.
No caso de abertura provocada por uma avaria no motor é sempre necessário, antes de executar o restabelecimento manual, completar o carregamento das molas através da manivela apropriada.

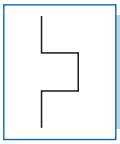
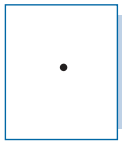
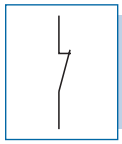
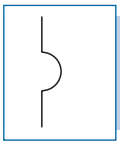
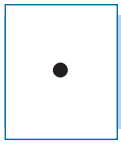
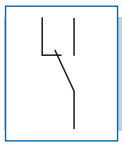
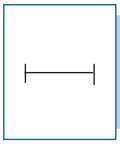
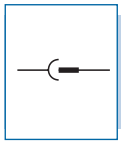
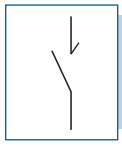
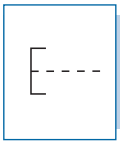
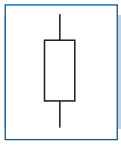
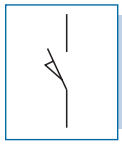
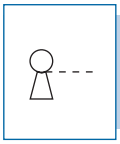
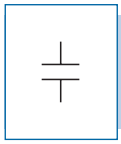
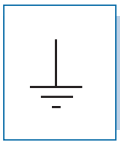
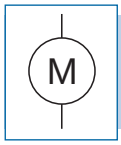
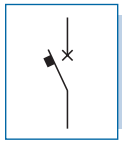
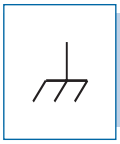
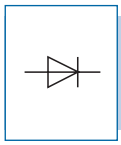
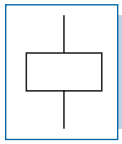
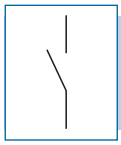
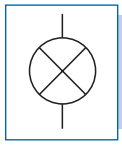
G) Os contatos para a sinalização elétrica de disjuntor na posição de inserido e seccionado (S75I e S75S) representados na fig. 51 estão colocados no disjuntor (parte móvel) e, a pedido, são disponíveis . Normalmente é prevista a aplicação desses contatos no receptáculo (parte fixa): ver esquema 401693.

H) Quando é pedida a fig. 9 o contato Q/15 da fig. 32 não é disponível.
Quando são pedidas as figs. 26-27 o contato Q/10 das figs. 31-32 não é disponível.
Quando é pedida a fig. 30 o contato Q/12 da fig. 32 não é disponível.

I) Realizar uma das seguintes pontes com a finalidade de escolher o atraso desejado:
0,5 s: terminais 6-7
1s : terminais 6-8
1,5 s: terminais 6-9
2 s : terminais 6-10
3 s : nenhuma ponte.

ESQUEMA ELÉTRICO DO CIRCUITO

Sinais gráficos para esquemas elétricos (Normas IEC 60617 e CEI 3-14...3-26)

 Efeito térmico	 Conexões de condutores	 Contato de abertura
 Efeito eletromagnético	 Terminal ou borne	 Contato de troca com interrupção momentânea
 Temporização	 Tomada e plugue (macho e fêmea)	 Contato de passagem com fechamento momentâneo durante a liberação
 Comando com botão	 Resistor (sinal geral)	 Contato de posição de fechamento (fim de curso)
 Comando com chave	 Condensador (sinal geral)	 Contato de posição de abertura (fim de curso)
 Terra (sinal geral)	 Motor (sinal geral)	 Disjuntor de potência e abertura automática
 Massa, chassi	 Retificador com duas semi-ondas (em ponte)	 Bobina de comando (sinal geral)
 Condut. com cabo blindado (p. ex. dois condutores)	 Contato de fechamento	 Lâmpada (sinal geral)

Dados e imagens não são vinculantes. Durante o desenvolvimento
técnico do produto nos reservamos o direito de efetuar modificações..

1VCP000004 - Rev.D, pt - Technical Catalogue - 2002.01 (649292/055 HD4)

ABB Trasmissione & Distribuzione S.p.A.
Unità Operativa Sace T.M.S.
Via Friuli, 4
I-24044 Dalmine
Tel: +39 035 395111
Fax: +39 035 395874
E-mail: sacetms.tipm@it.abb.com
Internet://www.abb.com

RECEIVED
14 JUN 1977
E. H. MOSS

solenarc DSE

characteristics

up to 24 kV three-pole indoor

The tables below show the available ratings to French, British, U.S., German and international standards.

For the description, method of operation, test references and service conditions, see general leaflet E/F 6,04.

ratings to French UTE Standards C64-100/101, IEC Recommendations 56 and Germa VDE Standard 0670 part 1

highest system voltage (kV)	type of breaker	normal current (A)	symmetrical breaking capacity (MVA)						making capacity (kA peak) (1)	1-second withstand current (kA rms) (2)	withstand test volt 1-minute pow. freq. (kV rms)	impulse (kV peak
		at kV:	3	5	6	7,2	10	12				
7.2	22	630-1250-2000-2500	150	250	250	250			90	29	35	75
	23	630-1250-2000-2500	180	300	350	350			90	35	35	75
	25	630-1250-2000-2500 3000-4000-5000	250	415	500	500			125	48	35	75
	25 C	630-1250-2000-2500 3000-4000-5000	300	500	500	500			145	58	35	75
12	42	630-1250-2000-2500					250	250	90	14.5	35	75
	62	630-1250-2500					250	250	90	14.5	50	95
	44	630-1250-2000-2500					400	400	90	23	35	75
	44 U	630-1250-2500					400	400	90	23	50	95
	45	630-1250-2000-2500 3000-4000-5000					500	500	90	29	35	75
	45 U	630-1250-2500 3000-4000-5000					500	500	90	29	50	95
	46	630-1250-2000-2500 3000-4000-5000					600	600	90	35	35	75
	46 U	630-1250-2500 3000-4000-5000					600	600	90	35	50	95
		[illegible] 000-2500 [illegible] 5000					750	750	125	43	35	75
		630-1250-2500 3000-4000-5000					750	750	125	43	50	95

[illegible] values

(2) the values given in this column are equal to the breaking capacity in Amperes. Actual values are higher; consult us.

high.voltage department

MERLIN GERIN

efacec
Aparelhagem

DISJUNTOR SF_6

TIPO GL309 F1/3120

COMANDO POR MOLAS TIPO FK3-1

72,5 kV – 31,5 kA

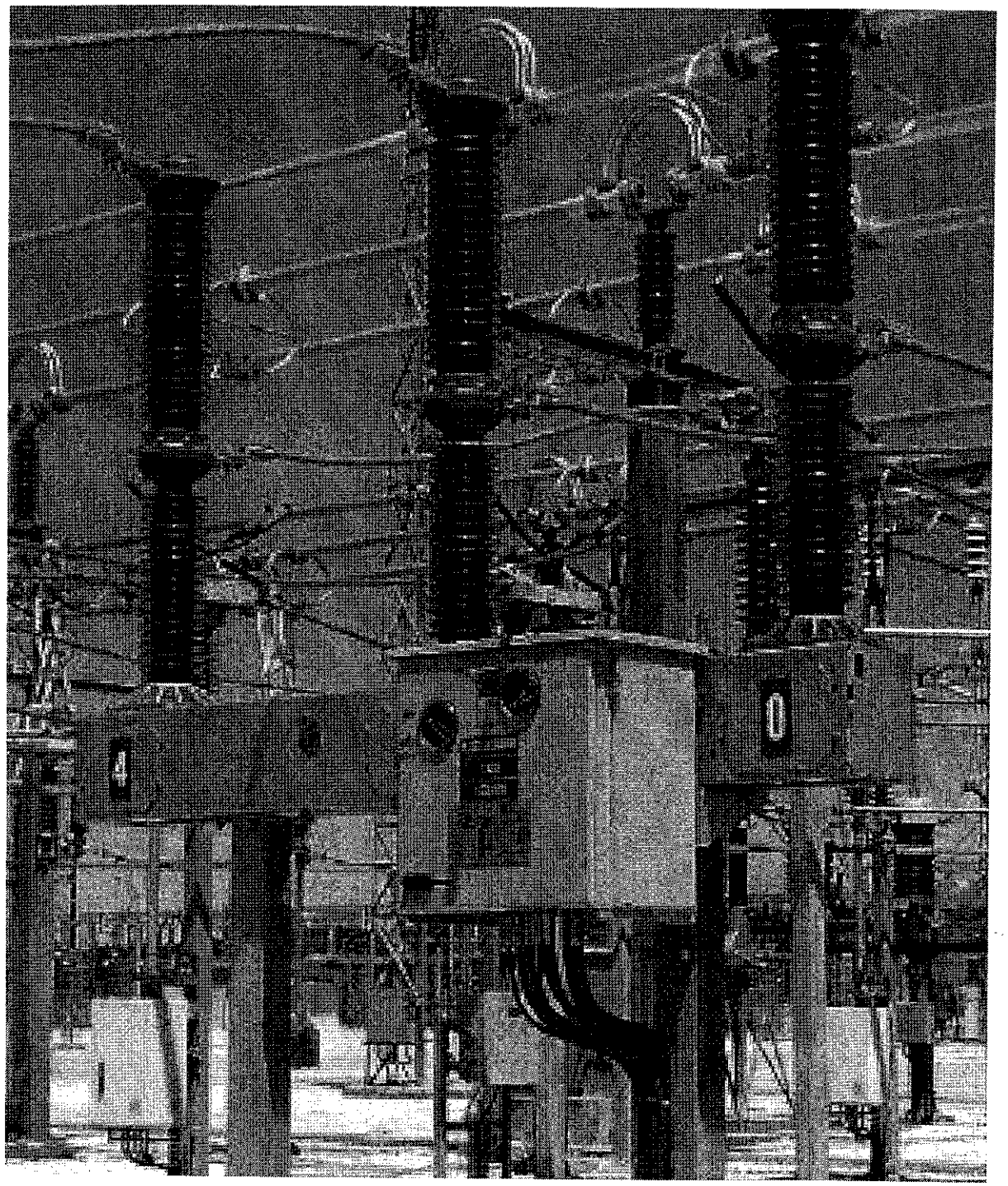
NOTICIA DESCRITIVA
DE
INSTALAÇÃO E ENTRADA EM SERVIÇO

Licença

AREVA

BA 219 A - PT Nº. 2 018 902

JANEIRO 2008



Instruções Operacionais No. 219 A (PT)

Aparelho: Disjuntor SF_6
GL 309 F1/3120

Fabricante: EFACEC Energia, SA
Aparelhagem de Alta Tensão
Arroteia - Leça do Balio
4466 – 952 S. Mamede de Infesta
Portugal

Sob licença de: AREVA Energietechnik GmbH
High Voltage Products
Lilienthalstrasse 150
34123 Kassel
Germany

Notas Preliminares

1. As presentes instruções dividem-se em duas partes:

   Parte A: Instalação e Entrada em Serviço
   Parte B: Inspecção, Manutenção e Recondicionamento

   As duas partes apresentam-se separadamente.

2. Não é possível nestas instruções de uso prever toda e qualquer eventualidade resultante do uso do equipamento técnico. Caso se verifique alguma anomalia não prevista nestas instruções operacionais, por favor contacte a EFACEC.

3. Os disjuntores tipo GL foram especialmente desenvolvidos para que funcionem entre longos intervalos e não necessitando de muita manutenção. A experiência demonstrou que a fiabilidade do equipamento é assegurada por uma manutenção adequada e pela obediência às instruções de uso deste manual.

4. A informação contida nestas instruções operacionais está sujeita a alterações sem aviso prévio no interesse do desenvolvimento do equipamento.

5. Não serão aceites reclamações dos valores, ilustrações e descrições presentes nestas instruções operacionais.

6. Nenhuma parte deste documento pode ser objecto de qualquer tipo de duplicação ou passada a terceiros sem o consentimento escrito da EFACEC Energia, SA

Importante

O fabricante não é responsável por perdas ou danos resultantes do desrespeito das instruções operacionais.

Índice

Instruções Operacionais, Parte A: Instalação e Entrada em Serviço

1 Segurança
1.1 Requisitos Gerais de Segurança
1.2 Requisitos Especiais de Segurança
1.3 Manuseamento do Gás SF_6
1.4 Transporte e Manuseamento no local de Instalação

2 Descrição Técnica
2.1 Informações Técnicas: Disjuntor
2.2 Informações Técnicas: Comando por Molas FK3 - 1
2.3 Componentes, Funcionamento e Pesos
2.3.1 Disjuntor
2.3.2 Comando por Molas FK3 - 1
2.4 Placa de Características

3 Expedição e Armazenamento
3.1 Modo de Expedição
3.1.1 Transporte Terrestre (estrada ou caminhos de Ferro)
3.1.2 Transporte Marítimo
3.2 Armazenamento

4 Preparação para Montagem e Instalação
4.1 Documentação
4.2 Lista de Verificação da Entrada em Serviço
4.3 Materiais e Equipamento a ser Fornecidos pelo Instalador
4.3.1 Materiais
4.3.2 Ferramentas e Equipamento de Elevação
4.3.3 Equipamento de Teste e Medição
4.3.4 Materiais de Fornecimento Indirectos
4.4 Verificação da Encomenda
4.4.1 Comando, Apoios e Acessórios
4.4.2 Base dos Pólos e Pólos
4.5 Verificação do Equipamento Expedido
4.5.1 Totalidade do Equipamento e Ausência de Danos
4.5.2 Pressão de Transporte de SF_6

5 Montagem e Implantação
5.1 Instruções Gerais
5.2 Estruturas Suportes e Base dos Pólos
5.3 Comando por Molas FK3 - 1
5.3.1 Ligação da Biela de Manobra ao Comando
5.4 Montagem das Tomadas de Corrente
5.5 Ligação do Disjuntor à Terra

6 Entrada em Serviço do Disjuntor
6.1 Ligações Eléctricas
6.1.1 Densímetro de SF_6
6.1.2 Verificação dos Contactos do Densímetro de SF_6
6.1.3 Verificação do Aquecimento Anti-Condensação
6.1.4 Tensões de Alimentação
6.2 Sistema de SF_6
6.2.1 Ligação das Tubagens de SF_6
6.2.2 Enchimento do Disjuntor com SF_6

6.3 Ensaios
6.3.1 Operações de Ensaio
6.3.2 Tempo de Rearme das Molas
6.3.3 Tempos de Funcionamento
6.3.4 Manobra Manual
6.3.5 Sistema Anti-bombagem
6.3.6 Encravamento Eléctrico do Densímetro

6.4 Manobras Finais

7 Resolução de Problemas do Sistema de Controlo

8 Inspecção, Manutenção e Recondicionamento

Lista de Figuras

Figura A 2.3.1: Disjuntor tipo GL 309
Figura A 2.3.2 a: Esquema do comando por molas FK3 - 1
Figura A 2.3.2 b: Equipamento auxiliar do comando por molas FK3 - 1
Figura A 2.4: Placa de características

Figura A 3.1.1: Modo de expedição para transporte terrestre
Figura A 3.1.2: Modo de expedição para transporte marítimo

Figura A 4.5.1: Localização dos números de série
Figura A 4.5.2: Adaptador de SF_6 nos pólos

Figura A 5.2 a: Montagem das estruturas suportes nos chumbadouros
Figura A 5.2 b: Montagem da base dos pólos na estrutura suporte
Figura A 5.3 a: Montagem do apoio do comando para 1050 entre eixos dos pólos
Figura A 5.3 b: Montagem do apoio do comando para 1300 entre eixos dos pólos
Figura A 5.3 c: Remoção da biela de imobilização da alavanca do comando [se usado]
Figura A 5.3 d: Remoção do tecto e tampa lateral direita do comando
Figura A 5.3 e: Imobilizador de transporte da lingueta de abertura [se usado]
Figura A 5.3 f: Montagem do comando na base dos pólos
Figura A 5.3.1: Ligação da biela de manobra
Figura A 5.4: Montagem das tomadas de corrente

Figura A 6.2.1: Montagem da tubagem de SF_6
Figura A 6.2.2: Curva de pressão de SF_6 para pe = 0.64 MPa, UW1 = 0.54 MPa

Figura A 8: Número permitido de manobras FA (n) até à substituição dos contactos de arco em função da corrente de corte (I/kA)

Apêndices

Apêndice AA1 Equipamentos para Enchimento de Gás SF_6
AA2 Lista de Ferramentas de Montagem

1. Segurança

1.1 Requisitos Gerais de Segurança

O operador do disjuntor deve certificar-se que:

- A instalação, entrada em serviço e recondicionamento do equipamento descrito nestas instruções só é feita por:
  - um técnico de electricidade devidamente qualificado ou
  - sob a direcção e supervisão de um técnico de electricidade devidamente qualificado

  de acordo com os princípios da engenharia electrotécnica;
- tanto o disjuntor como todas as partes adjacentes ao mesmo estão desligados antes do trabalho no disjuntor se iniciar e que esse estado é mantido até que o trabalho esteja completo;
- todo o pessoal envolvido na instalação, manutenção e manuseamento do equipamento está familiarizado com as instruções operacionais, incluindo os requisitos de segurança e avisos aqui mencionados, assim como os requisitos de segurança locais e modos de actuação no caso de acidente. O acesso do pessoal a estes documentos não deverá ter qualquer restrição.

O pessoal destacado deverá ter sempre presente que:

- os intervalos de manutenção estipulados e as instruções para recondicionamento e substituição de peças deve ser supervisionado;
- durante o seu funcionamento algumas partes do disjuntor estão sujeitas a níveis de tensão e pressão de gás perigosas.
- os componentes externos do mecanismo, ligações e alavancas podem executar movimentos abruptos e imprevisíveis resultantes de operações de controlo externo.

1.2 Requisitos Especiais de Segurança

Os requisitos especiais de segurança estão incorporados no texto destas instruções operacionais e identificados com os seguintes símbolos:

Perigo

Perigo eminente.

Consequências possíveis: morte ou ferimentos muito graves

Atenção

Situação perigosa.

Consequências possíveis: ferimentos ligeiros.
O produto ou algo na sua vizinhança pode ser danificado.

Importante

Conselhos de aplicação / utilização e informações úteis.

1.3 Manuseamento do Gás SF_6

O hexafluoreto de enxofre (SF_6) é um gás incolor e inodoro. Quando puro e de acordo com a norma CEI 60376, o SF_6 não é tóxico. Este gás não é considerado uma substância perigosa e como tal, não está sujeito aos regulamentos que regem os materiais perigosos.
A norma internacional de toxicidade aplicável é a CEI 61634.

⚠ Atenção

O SF_6 decompõe-se sob o efeito de descargas e arcos eléctricos, e alguns dos produtos daí resultantes são tóxicos e podem irritar as membranas mucosas, as vias respiratórias e também áreas do corpo em que a pele esteja desprotegida.

Assim sendo, o pessoal deverá obedecer sempre às seguintes normas de segurança:

- Comer, beber, fumar e guardar comida é absolutamente proibido em locais onde existam sistemas com gás SF_6. Isto aplica-se especialmente a trabalhos de manutenção quando os sistemas de protecção estão fora de serviço.
- As partes na vizinhança do gás isolante deverão ser tocadas o menos possível.
- Se possível não agite o resultado da decomposição dos produtos.
- Quando estiver a trabalhar em disjuntores instalados internamente, certifique-se de que o local se encontra bem ventilado.
- Use apenas o número de trabalhadores absolutamente necessário para efectuar o trabalho.
- Lave-se muito bem ou tome um banho após a conclusão do trabalho.

Os trabalhadores deverão estar equipados com os seguintes itens sempre que tiverem de efectuar operações que envolvam o manuseamento de gás SF_6 usado ou contaminado:

Equipamento de protecção das vias respiratórias. O ideal seria:

- uma máscara de gás ou um respirador com óculos de segurança à prova de gás de acordo com a norma DIN EN 175
- um fato protector feito num material não poroso (fato completo de protecção total descartável)
- luvas plásticas ou descartáveis
- botas de borracha ou descartáveis

Depois do trabalho estar concluído, limpe o respirador, os óculos de segurança, as botas de borracha e as luvas de borracha com água. Deite fora a água e os fatos de protecção.

1.4 Transporte e Manuseamento no Local de Instalação

Importante

Todas as especificações de pressão são valores relativos.

⚠ Atenção

Os pólos são fornecidos com uma pressão de gás de aproximadamente 0.05 MPa (0.5 bar).

O manuseamento inadequado pode resultar no rebentamento das colunas isolantes e em danos para pessoas e bens.

Para o evitar, os pólos nunca devem ser movidos se a pressão exceder a estipulada para o transporte.

Todas as operações de manuseamento e transporte devem estar em conformidade com as normas de segurança estipuladas e com as instruções fornecidas na secção 1 deste documento.
O operador do disjuntor é responsável pelo cumprimento das normas de segurança.

2. Descrição Técnica

2.1 Informações Técnicas: Disjuntor

Tipo (ver placa de características)		GL309-F1/3120
Tensão nominal	kV	72,5
Corrente nominal	A	2000
Frequência nominal	Hz	50
Tensão nominal à frequência industrial de 50 Hz, 1 min		
– à terra	kV	140
– na distância de isolamento	kV	140
Tensão nominal ao choque de raio		
– à terra	kV	325
– na distância de isolamento	kV	325
Tensão nominal de ensaio ao choque de manobra (Un > 245 kV)		
– à terra	kV	Não se aplica
– na distância de isolamento	kV	
Poder de corte em curto-circuito		
– valor eficaz da componente simétrica	kA	31,5
– valor eficaz da componente assimétrica	%	36
Tempo Mínimo de Abertura	ms	40
Factor do primeiro pólo		1,5
Tensão transitória de restabelecimento		
– valor de pico	kV	124
– velocidade de crescimento	kV/µs	0,75
Defeito quilométrico		
– impedância característica	Ω	450
– valor de pico		1,6
Poder de fecho nominal	kA	80
Poder de abertura em oposição de fases	kA	7,9
Duração nominal do curto-circuito	s	3
Sequência de manobras nominal		A-0,3s-FA-3min-FA ou FA-15s-FA
Poder de corte de linhas em vazio	A	10
Poder de corte de cabos em vazio	A	125
Massa de SF_6 por disjuntor	kg	3,5

2.2 Informações Técnicas: Comando por Molas FK3 – 1

Tipo (ver placa de características)		FK3-1
Motor de rearmamento / rearme da molas:		
Tensão nominal (valores preferenciais)		
– tensão contínua	V	48/60/110/125/220/250 *)
– tensão alterna	V	120/230 *)
Tolerância nominal		85 ... 110 % Un
Consumo	W	<750 **)
Tempo de rearmamento / rearme da molas	s	< 10
Bobinas de fecho e abertura:		
Tensão nominal (valores preferenciais apenas com tensão contínua)	V	48/60/110/125/220/250 *)
Tolerância nominal		
– Bobinas de fecho		85 ... 110 % Un
– Bobinas de abertura		70 ... 110 % Un
Consumo		
– Bobinas de fecho	W	340
– Bobinas de abertura	W	340
Duração mínima do impulso	ms	10
Contactos auxiliares:		
Corrente permanente	A	10
Poder de corte		
– a 230 Vca	A	10
– a 220 Vcc em circuito indutivo com a constante de tempo de L/R = 20 ms	A	2
Aquecimento Anti-Condensação:		
Tensão nominal (tensão alterna)	V	120 ou 230 *)
Consumo	W	80

*) a especificar na encomenda.

**) O valor exacto é mostrado na placa de características do motor.

2.3 Componentes, Funcionamento e Pesos

2.3.1 Disjuntor

Um disjuntor SF_6 (Figura A 2.3.1) consiste dos seguintes componentes principais: pólos, base dos pólos, comando e estruturas suportes.

Cada pólo tem uma coluna de suporte para isolamento à terra e um isolador onde está localizada a câmara de corte. Os pólos e as tubagens de SF_6 formam um compartimento de gás comum. Os contactos móveis da câmara de corte estão ligados ao comando pelas bielas isolantes, alavancas de manobra, alavancas dos pólos e pelas bielas de ligação na base de pólos.

Quando a corrente é interrompida, a transição do estado conductivo para o estado isolado deve dar-se num intervalo de poucos milésimos de segundo. Durante o movimento de abertura forma-se um arco eléctrico que deve ser extinto através de uma sopragem de gás.

Nos disjuntores de SF_6 da terceira geração, a pressão necessária para extinção é gerada numa câmara de pressão pela própria energia do arco eléctrico. O comando apenas fornece a energia para a movimentação dos contactos e de um pistão auxiliar.

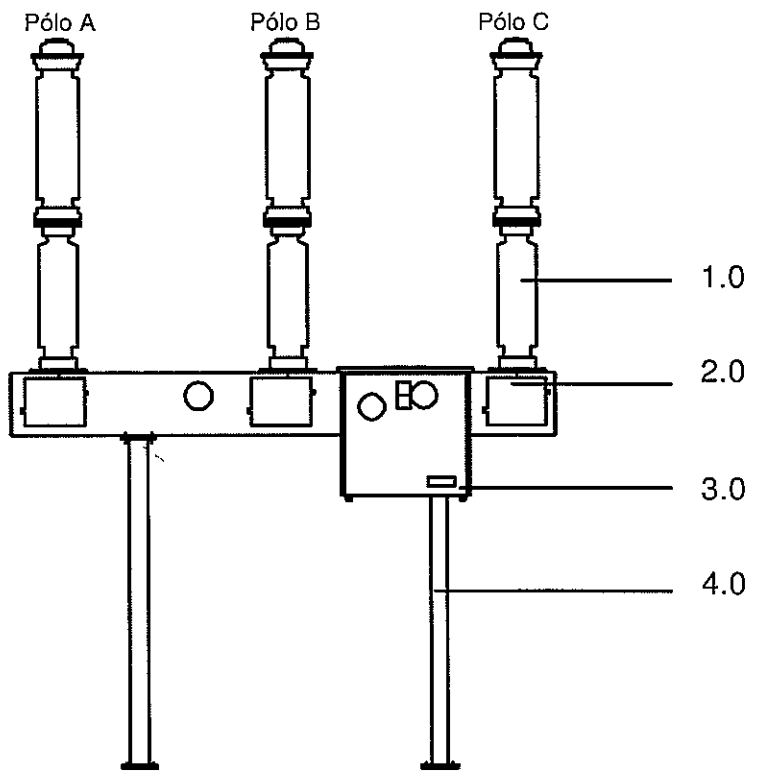


Figura A 2.3.1: Disjuntor tipo GL 309 F1/3120

Disjuntor tipo	Pólo (1.0) 25 mm/kV [kg]	Pólo (1.0) 31mm/kV [kg]	Base de pólos (2.0) [kg]	Comando FK3-1 (3.0) [kg]	Estrutura suporte (4.0) [kg]	Gás [kg]
GL 309 F1/3120 A= 1050 mm	3 x 130	3 x 135	115	120	2 x 85	3,5
GL 309 F1/3120 A= 1300 mm	3 x 130	3 x 135	125	120	2 x 85	3,5

2.3.2 Comando por Molas FK3 - 1

O mecanismo consiste de uma estrutura de aço auto-sustentável. As portas, fundo, painel traseiro, painéis laterais amovíveis e cobertura são feitos de alumínio.

Para armazenar a energia necessária para a operação, a mola de compressão helicoidal é carregada por um motor eléctrico através da engrenagem do redutor (Figura A 2.3.2 a). O funcionamento eléctrico das bobinas de fecho e abertura faz com que o electroíman atraque, o que liberta a energia das molas para fins operativos. A energia da mola é transmitida aos pólos por uma alavanca na parte de trás do comando, pela biela de manobra e de ligação.

Armar da Mola de Fecho

Após a tensão ter sido aplicada, o motor (70.01) começa imediatamente a trabalhar e carrega a mola de fecho (70.25) através da engrenagem do redutor (70.04), da roda dentada de rearme (70.30) e da corrente (70.26). Esta operação termina depois do fixador da corrente (70.29) e a respectiva corrente (70.26) terem passado pelo ponto morto (A) e apoiado o limitador (70.28) da roda dentada de rearme (70.30) no electroíman de fecho (70.05).

No final da operação do armar das molas, o rasgo (70.27) da roda dentada de rearme (70.30) atinge o pinhão. Isto faz com que a engrenagem do redutor (70.04), o motor (70.01), que tinha sido desligado pela came de controlo (70.22) e o interruptor do motor (70.24), desengrenar e sem forçar o electroíman de fecho (70.05).

O interruptor do motor (70.24) reposicionado encerra o circuito de fecho, e o indicador de mola tensa / mola frouxa (70.31) indica "mola de fecho tensa."

Operação de Fecho

O linguete de fecho (70.05) é libertado através de um comando eléctrico para a bobina de fecho (70.06) ou através da alavanca de manobra manual de fecho (70.07). O eixo de fecho (70.09) é acelerado por acção da mola de fecho (70.25) ligada à roda dentada de rearme (70.30).

A came de fecho (70.10) gira a alavanca interna de manobra (70.11) movimentando-se contra esta na direcção do fecho. O disjuntor fecha através do eixo principal (70.12), da alavanca de manobra (70.18), e do acoplamento mecânico. No final do movimento de fecho, e após rodar 60°, o eixo principal (70.12) é baixado com segurança e pouco impacto até ao electroíman de abertura (70.16). Esta operação faz-se através de um braço da alavanca interna de manobra (70.11) e graças à came de fecho especialmente criada para tal (70.10). Ao mesmo tempo a came de fecho (70.10) deixou a alavanca interna de manobra (70.11) e o disjuntor na posição de fecho, que podem agora ser abertos.

Durante a operação de fecho, as molas de abertura (70.20 e 1.8.06) estão rearmadas. O excesso de energia residual é armazenada novamente na mola de fecho.

Funções de controlo, sinalização e manobra no final da operação de fecho:

- Os contactos auxiliares (70.21) acoplados ao eixo principal (70.12) fecham o circuito de abertura das molas e interrompem o circuito de fecho. O disjuntor pode ser aberto electricamente, mas qualquer outra operação de fecho ou impulso aplicado à bobina de fecho é impedido.
- Uma alavanca (não incluída no esquema) controlada pelo eixo principal (70.12) bloqueia o electroíman de fecho (70.05) evitando assim que mecanicamente se dê outra operação de fecho.
- O indicador de posição do disjuntor (70.52) é girado pelo eixo principal (70.12) até à posição de fecho.
- O interruptor do motor (70.24) accionado pela came de controlo do motor fecha o circuito do motor.
- O circuito da bobina de fecho é interrompido pelo contacto do interruptor do motor (70.24). Isto evita que se realize uma outra operação eléctrica de fecho.

- Ao mesmo tempo, o indicador de mola tensa / mola frouxa (70.31) é regulado para "mola de fecho frouxa".

Rearmar das Molas de Fecho

Quando o interruptor do motor (70.24) é movido pela came de controlo respectiva (70.22) no final da operação de fecho, o circuito do motor é completado e a mola de fecho (70.25) automaticamente rearmada.

Operação de Abertura

O linguete de abertura (70.16) é libertado através de um comando eléctrico dado pela bobina de abertura (70.15) ou através da alavanca de manobra manual de abertura (70.13). A acção do carregamento das molas de abertura (70.20 e 1.8.06) é fornecida através do eixo principal (70.12) interligado ao disjuntor sendo acelerado na direcção de abertura. Para o fim da operação de abertura, o amortecedor (70.17) fica activo amortecendo os eixos das partes móveis do disjuntor e mecanismo até que haja uma paragem completa.

Funções de controlo, sinalização e manobra final da operação de abertura:

- Os contactos auxiliares (70.21) acoplados ao eixo principal (70.12) interrompem o circuito de abertura das molas e estabelece o circuito de fecho. Isto previne outra operação de abertura eléctrica. Uma operação de fecho eléctrica é novamente possível.
- Uma alavanca (não incluída no esquema) controlado pelo eixo principal (70.12) desbloqueia novamente o electroíman de fecho (70.05) para uma operação de fecho subsequente. O disjuntor pode ser fechado mecanicamente.
- O indicador de posição (70.52) accionado pelo eixo principal, estabeleceu a posição aberta

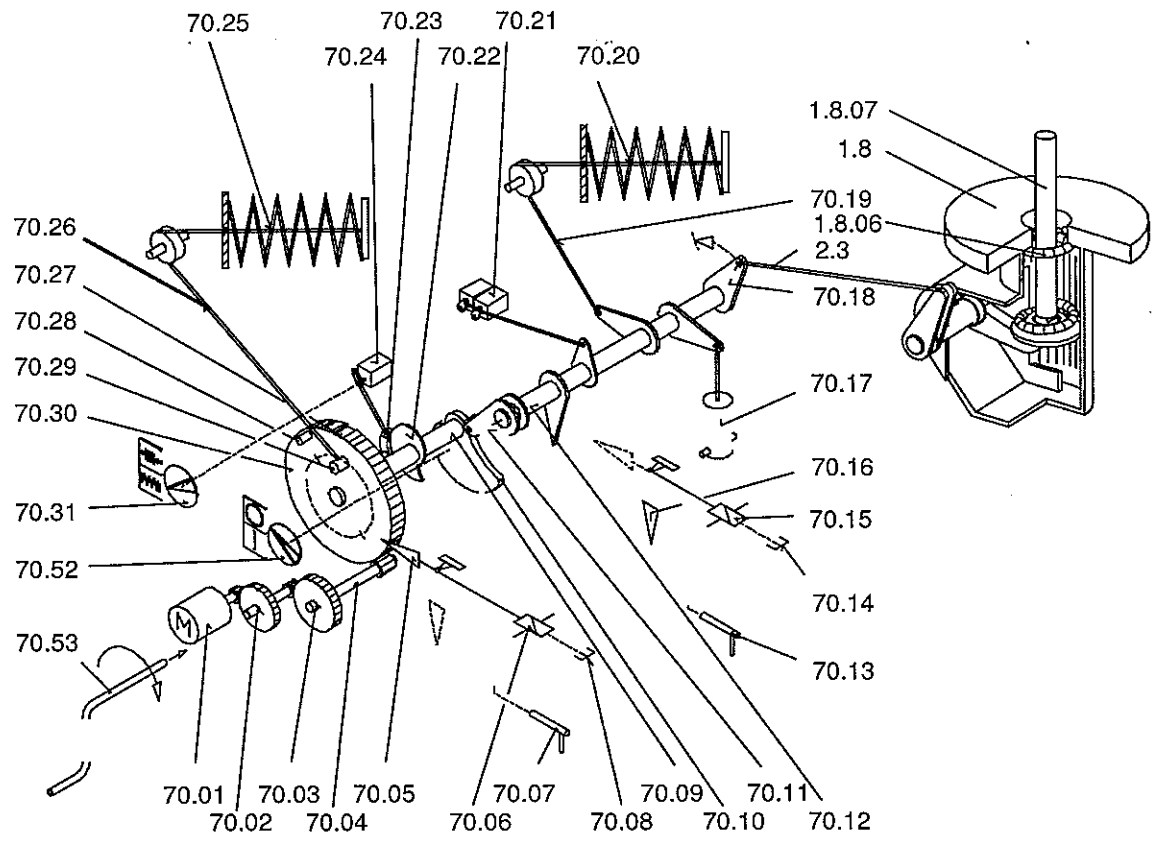
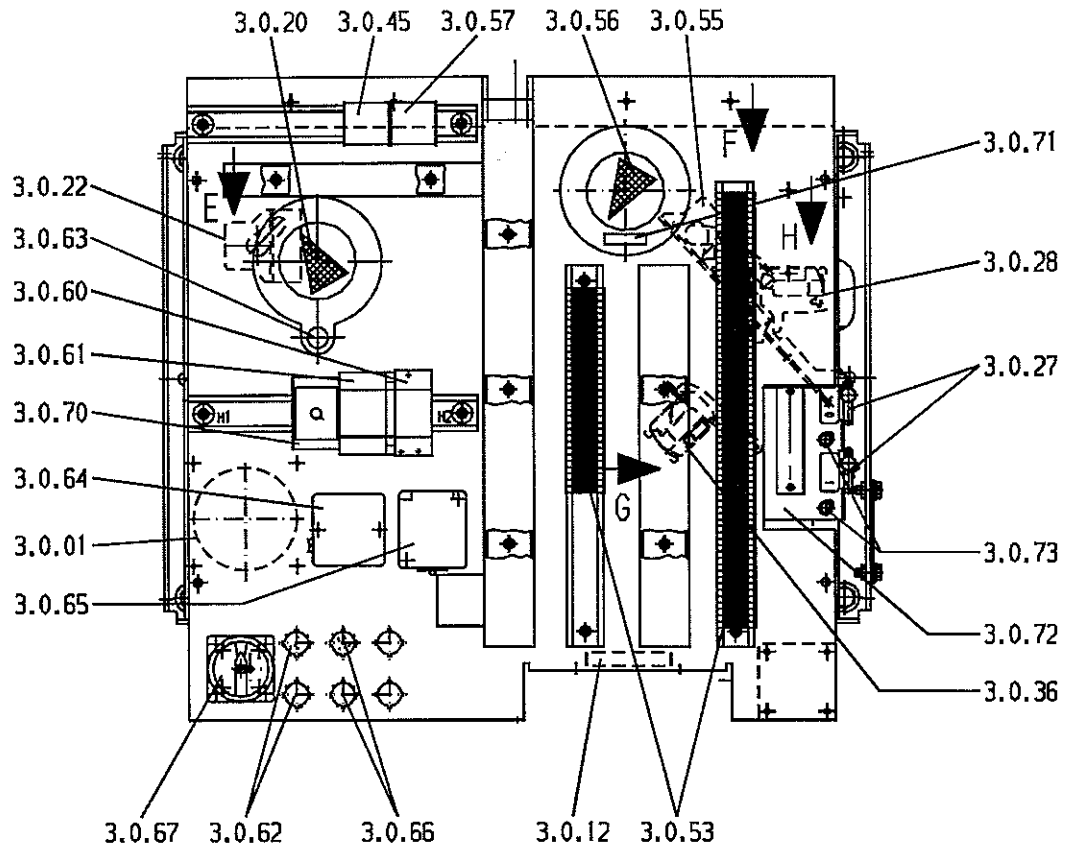


Diagrama na posição de abertura, mola de fecho descarregada

Figura A 2.3.2 a: Esquema do Comando por Molas FK3 - 1

1.8	Cárter do pólo
1.8.06	Mola de abertura
1.8.07	Haste de manobra isolante
2.3	Biela de manobra
70.01	Motor
70.02	Roda dentada de anti-retorno
70.03	Roda dentada de transmissão do motor
70.04	Engrenagem do redutor
70.05	Electroíman de fecho
70.06	Bobina de fecho
70.07	Alavanca de manobra manual de fecho
70.08	Botão de pressão de fecho
70.09	Eixo de fecho
70.10	Came de fecho
70.11	Alavanca interna de manobra
70.12	Eixo principal
70.13	Alavanca de manobra manual de abertura
70.14	Botão de pressão de abertura
70.15	Bobina de abertura
70.16	Electroíman de abertura
70.17	Amortecedor
70.18	Alavanca de manobra
70.19	Corrente de transmissão
70.20	Mola de abertura
70.21	Contactos auxiliares
70.22	Came de controlo de motor
70.23	Alavanca
70.24	Interruptor do motor
70.25	Mola de fecho
70.26	Corrente de transmissão
70.27	Rasgo
70.28	Limitador
70.29	Fixador da corrente
70.30	Roda dentada de rearme
70.31	Indicador de molas tensas / molas frouxas
70.52	Indicador de posição do disjuntor
70.53	Manivela de rearme manual



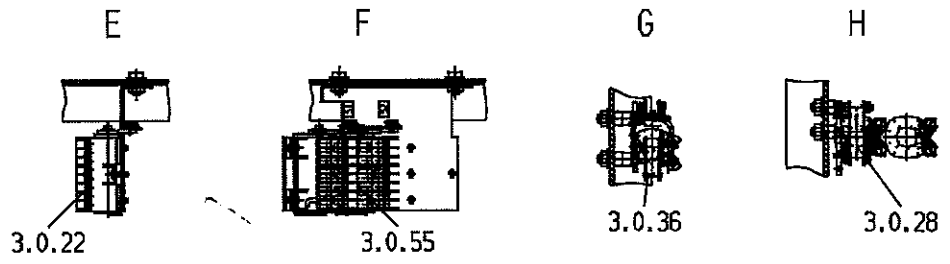


Figura A 2.3.2 b: Equipamento Auxiliar Comando por Molas FK3 – 1

3.0.01 Motor
3.0.12 Aquecimento anti-condensação
3.0.20 Indicador de posição de fecho de mola
3.0.22 Interruptor de motor
3.0.27 Alavancas de operação manual
3.0.28 Bobina de abertura
3.0.36 Bobina de fecho
3.0.45 Contactor de anti-bombagem
3.0.53 Bornes
3.0.55 Interruptor auxiliar
3.0.56 Indicador de posição do disjuntor
3.0.57 Contactor de SF_6
3.0.60 Mini-disjuntor
3.0.61 Disjuntor de protecção de motor (opcional)
3.0.62 Botoneira de ligar e desligar (opcional)
3.0.63 Veio de rearme da mola de ligação
3.0.64 Termostato (opcional)
3.0.65 Tomada FN (opcional)
3.0.66 Lâmpadas de sinalização ligado / desligado (opcional)
3.0.67 Interruptor de posição remoto / local (opcional)
3.0.70 Disjuntor temporizado do motor (opcional)
3.0.71 Contador de manobras
3.0.72 Placa de encravamento
3.0.73 Parafusos de encravamento

2.4 Placa de Características

A placa de características está localizada na parte exterior, na porta do comando.

AREVA			efacec	
Tipo	GL F /		Poder de corte em curto-circuito	kA
Projecto nr°.:	Série nr°.:		Factor do primeiro polo	
Esquema eléctrico:			Poder de corte em discordância de fases	kA
Tensão de comando		V	Poder de corte de linhas em vazio	A
Tensão de alimentação do motor		V	Poder de corte de cabos em vazio	A
Tensão de aquecimento e iluminação		V	Pressão nominal do gás SF6 para o corte	MPa
Tensão nominal		kV	Massa de gás SF6	kg
Tensão de ensaio ao choque de raio		kV	Massa do disjuntor	kg
Frequência nominal		Hz	Sequência de manobras nominal	
Corrente nominal		A		
Duração nominal de curto circuito		s	Ano de construção	
Portugal			Licença AREVA Energietechnik GmbH	

Figura A 2.4: Placa de Características

3 Expedição e Armazenamento

Se na encomenda estiverem incluídas garrafas de gás SF_6, estas deverão ser expedidas separadamente

Atenção

O manuseamento inadequado das embalagens pode resultar em acidentes graves. Para reduzir os riscos de um acidente, por favor observe as indicações da embalagem.

3.1 Modo de Expedição

3.1.1 **Transporte Terrestre** (estrada ou caminhos de ferro)

- Uma base de madeira suportando o disjuntor completo. O comando por molas está desacoplado e colocado entre os dois pólos, juntamente com a caixa de acessórios.

- Estrutura suporte enviada separadamente (se tiver sido encomendada)

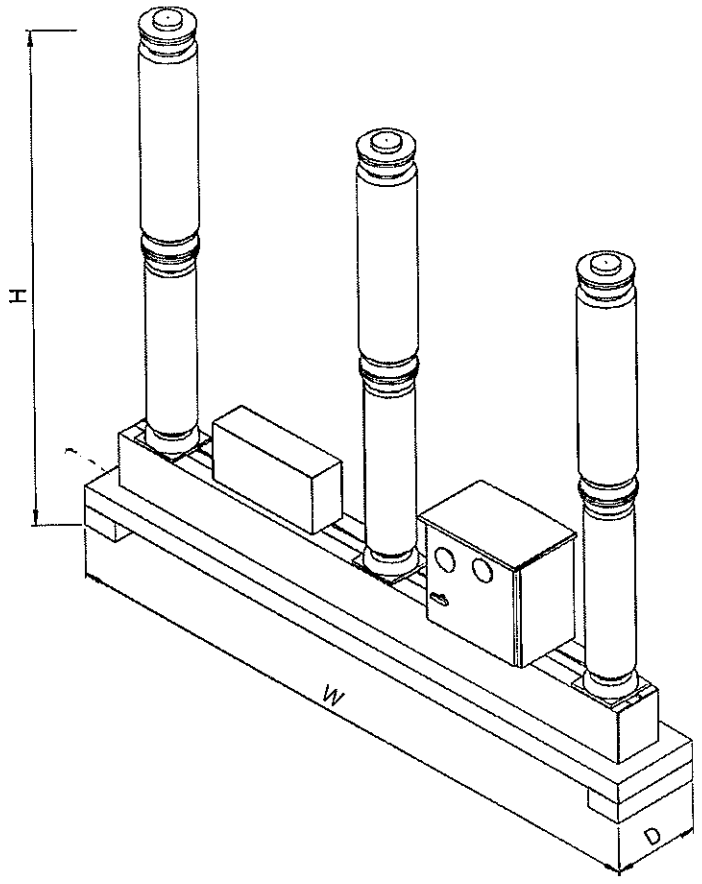


Figura A 3.1.1: Modo de expedição para transporte terrestre

Distância entre eixos dos pólos	Dimensões			Peso Bruto
	Altura	Largura	Profundidade	
A= 1050 mm	245	260	60	740
A= 1300 mm	245	310	60	750

3.1.1 Transporte Marítimo

- Uma caixa de madeira contendo o disjuntor completo. O comando está desacoplado e colocado entre dois pólos, juntamente com a caixa de acessórios.

- Estrutura suporte enviada separadamente (se tiver sido encomendada)

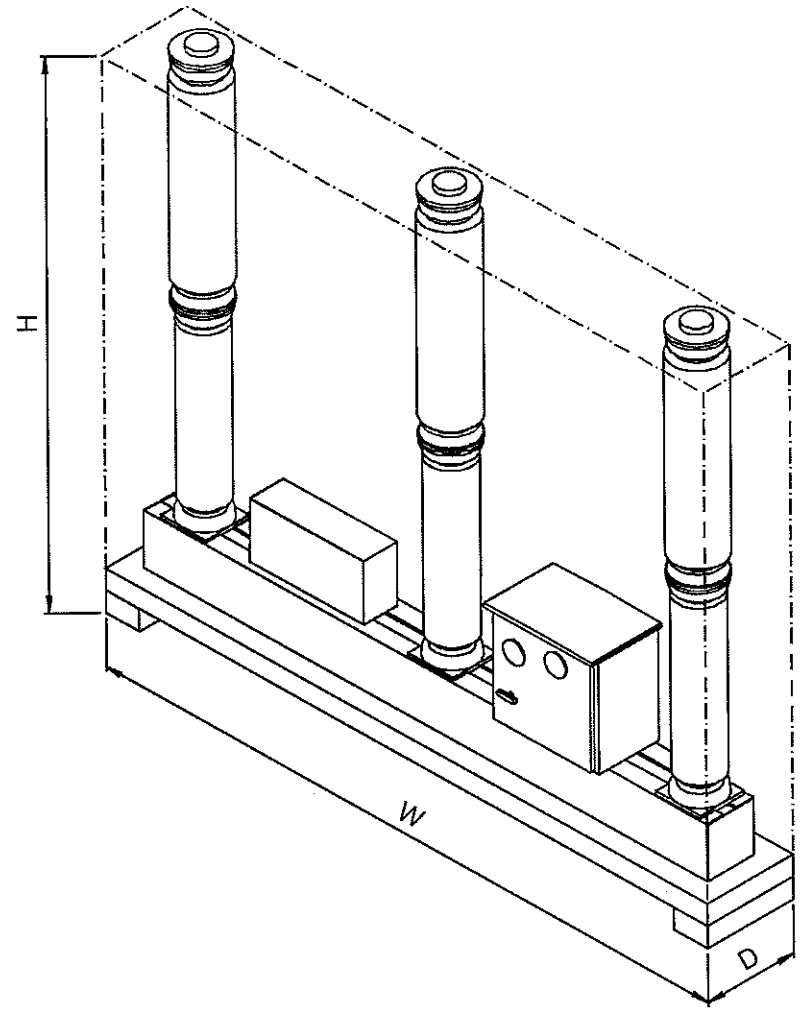


Figura A 3.1.2: Modo de expedição para transporte marítimo

Distância entre eixos dos pólos	Dimensões			Peso Bruto
	Altura	Largura	Profundidade	
A= 1050 mm	245	260	60	870
A= 1300 mm	245	310	60	880

3.2 Armazenamento

A embalagem de transporte não está preparada para períodos de armazenagem longos. Assim, as seguintes instruções de armazenagem devem ser seguidas:

a) Limite máximo de armazenagem na embalagem de transporte, estando esta ao ar livre: 4 meses após a data de expedição.

b) Limite máximo de armazenagem na embalagem de transporte, estando esta em compartimentos secos: 6 meses após a data de expedição.

c) Disjuntores desembalados podem ser armazenados indefinidamente em compartimentos secos.

d) Disjuntores desembalados podem ser armazenados indefinidamente no exterior ou sob um telhado protector se o comando estiver na vertical e o aquecimento de anti-condensação estiver ligado. (para evitar a formação de água, condensação e o risco de corrosão)

Importante

O comando e os acessórios estão protegidos da entrada de humidade por um armário de alumínio. Se a chapa tiver sido danificada, o equipamento deve ser desembalado e armazenado conforme descrito acima na alínea c) ou d).

4 Preparação para Montagem e Instalação

4.1 Documentação

Os documentos abaixo devem estar disponíveis no local de instalação para que esta possa ser feita, assim como a entrada em serviço:

- Documentos de expedição
- Instruções operacionais incluindo a lista de entrada em serviço
- Desenho das dimensões
- Esquema eléctrico
- Certificado de ensaios de rotina

4.2 Lista de Entrada em Serviço

A lista de entrada em serviço tem por objectivo assegurar que todas as operações importantes que garantem a fiabilidade operacional e a segurança do equipamento são levadas a cabo durante a implantação e entrada em serviço do disjuntor.

A lista está incluída numa folha de cor no Apêndice 2 destas instruções operacionais.

Ao utilizar a lista de entrada em serviço siga as seguintes recomendações:

- Registe sempre informações básicas como cliente, subestação, tipo e data de fabrico.
- Cada lista de entrada em serviço deve ser aplicada a um disjuntor apenas.
- Anote o número de série do disjuntor em cada página.
- Realize todas as operações descritas.
- Obedeça sempre aos valores especificados (variáveis medidas e estatísticas de ensaio).
- Registe os valores medidos.
- Depois do trabalho acabado a lista de entrada em serviço deve ser datada, carimbada com o nome da empresa e assinada pelo operador.

Envie a checklist para: EFACEC Energia, SA
Aparelhagem de Alta Tensão
Arroteia - Leça do Balio
4466 – 952 S. Mamede de Infesta
Portugal

Importante

Se esta lista de entrada em serviço não estiver em arquivo e houver uma reclamação dentro da garantia, a extensão da mesma garantia pode ser reduzida.

Lista de Entrada em Serviço

Informação do Disjuntor:	
Nr. de Série	
Tipo:	**GL309 F1/3120**
Cliente:	
Subestação	
Data de Entrada em Serviço	

EFACEC Energia, S.A.
Aparelhagem de Alta Tensão
Apartado 1018
4466 – 952 S. Mamede de Infesta
Portugal
Tel: + 351 22 956 2300 Fax: + 351 22 956 2898

Lista de Verificação de Entrada em Serviço

Nr.	Operações a realizar	ver Secção:	✓ou valor
Instalação			
1	Leitura e compreensão das instruções de segurança	1	
2	Verificação dos materiais fornecidos pelo instalador.	4.3	
3	Verificação se a encomenda está completa e sem danos	4.5	
4	Verificação se o número de série nos pólos, base de pólos e comando é o mesmo.	4.5.1	
5	Verificação da pressão de transporte de SF_6 em cada pólo	4.5.2	
6	Fixação da base de pólos à estrutura suporte. Aperto dos parafusos (8 x M20 x 60 A2-70). Binário de aperto 410 Nm.	5.2	
7	Ajustamento da base de pólos e estrutura suporte aos chumbadouros. Aperto das porcas nos chumbadouros (250 Nm)	5.2	
8	Aperto do comando ao apoio na base de pólos. Aperto dos parafusos (4x M16 x 90, A2-70) a 202 Nm e dos parafusos (4x M 12 x 25, A2-70) com um binário de aperto de 83 Nm.	5.3	
9	Remoção do imobilizador de transporte da lingueta de abertura	5.3	
10	Ligação da biela de manobra à alavanca do comando. Lubrificação, imobilização e aperto do(s) parafusos(s) a 10 Nm	5.3.2	
11	Limpeza, lubrificação, montagem e aperto (202 Nm) das tomadas de corrente.	5.4	
12	Ligação à terra da base de pólos e da estrutura suporte	5.5	

Entrada em Serviço:			
1	Ligação eléctrica ao densímetro	6.1.1	
2	Verificação dos contactos do densímetro	6.1.2	
3	Verificação da resistência do aquecimento anti-condensação [em ohms]	6.1.3	Ω
4	Confirmar as tensões de alimentação assim como o esquema eléctrico	6.1.4	
5	Ligação das tubagens de SF_6 aos pólos (2 chaves para reaperto / 30 Nm)	6.2.1	
6	Inspecção visual dos pólos	6.2.2	
7	Enchimento com SF_6 (pressão de acordo com a placa de características)	6.2.2	
8	Verificação das tubagens de SF_6 com o detector de fugas	6.2.2	
9	Execução de 5 operações de fecho e de abertura por controlo remoto	6.3.1	
10	Verificação do tempo [s] de rearmamento das molas	6.3.2	
11	Verificação dos tempos [ms] de fecho	6.3.3	A ms B ms C ms
12	Verificação dos tempos [ms] de abertura	6.3.3	A ms B ms C ms
13	Verificação da operação manual	6.3.4	
14	Verificação do sistema anti-bombagem	6.3.5	
15	Verificação do encravamento eléctrico do densímetro	6.3.6	
16	Remoção do equipamento de medição e ensaios	6.4	

Por favor envie uma cópia desta lista de entrada em serviço preenchida e assinada para:

EFACEC Energia, SA
Aparelhagem de Alta Tensão
Arroteia - Leça do Balio
4466 – 952 S. Mamede de Infesta
Portugal

Assinatura: _____ Carimbo: _____

Local: _____ Data: _____

4.3 Materiais e Ferramentas a Fornecer pelo Instalador

4.3.1 Materiais

- Maciço, chumbadouros, porcas e anilhas;
- Ligações à terra e acessórios de fixação.

Se não estiverem incluídos na encomenda:

- Estruturas suportes conforme os desenhos da EFACEC Energia, S.A.;
- Tomadas de corrente e acessórios de fixação.

4.3.2 Ferramentas e Equipamento de Elevação

- Grua de altura e capacidade de carga suficientes;
- Acessórios de elevação (cabos, olhais de elevação etc.), de capacidade de carga suficiente para as especificações de carga fornecidas acima.
- Uma selecção de diferentes chaves dinamométricas para binários de 10 a 400 Nm
- Conjunto de chaves de roquete com ponteiras hexagonais até ao tamanho 36
- Equipamento de enchimento de gás com válvula redutora de pressão e ponteira Dilo DN8
- Escova aço inoxidável

Importante

Para uma altura de isolamento standard (2300 mm acima do solo), a altura de grua necessária é de 6 m

- Para diferentes alturas de isolamento, por favor consulte o desenho dimensional.

4.3.3 Equipamento de Teste e Medição

- Verificador de continuidades (multímetro)
- Detector de fugas de SF_6
- Medidor de tempos de funcionamento do disjuntor

4.3.4 Materiais de Fornecimento Indirectos

– Massa Molykote BR2 plus	para lubrificação de parafusos e porcas.
– Massa de silicone SF 1377	para lubrificação de zonas de contacto de superfícies e, se necessário, juntas e superfícies de vedação
– Loctite, tipo 243 (azul)	para imobilizar parafusos e porcas

Se não estiverem incluídos na encomenda:

- Gás SF_6, de acordo com a norma CEI 60376 (para quantidade mínima ver Secção 2.1)

4.4 Verificação da Encomenda

- Após a recepção da encomenda, confira-a comparando com as guias que a acompanham e certifique-se de que está completa e não sofreu danos durante o transporte.
- Se for detectado algum dano, notifique imediatamente o transportador e a EFACEC.

4.4.1 Comando, Apoios e Acessórios

- Retire cuidadosamente o mecanismo e acessórios da base de pólos.
- Retire a protecção de alumínio do comando.

4.4.2 Base de Pólos e Pólos

⚠ Perigo

O manuseamento inadequado pode levar à queda de cargas, daí resultando graves prejuízos e ferimentos.

- Use uma grua e cordas de capacidade de carga suficientes.
- Não retire as traves de madeira dos pólos.

4.5 Verificação do Equipamento Expedido

4.5.1 Totalidade do Equipamento e Ausência de Danos

Importante

A um conjunto de pólos deve obrigatoriamente corresponder um comando. Para tal deve verificar-se o número de série do disjuntor, que se encontra:

Comando : - na placa de características (1)

Pólos : - na base dos pólos (2)

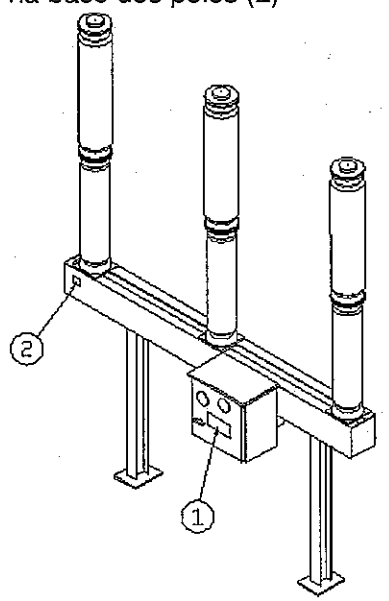


Figura A4.5.1:

Localização dos números de série de fabrico EFACEC

Antes de iniciar a montagem e a implantação, verifique se a encomenda está completa e se existem danos:

- Inspeccione visualmente os componentes, particularmente os isoladores dos pólos.
- Compare a referenciação dos componentes com os números de série dos documentos de transporte.

4.5.2 Pressão de Transporte de SF_6

Para detectar eventuais danos nos pólos antes da instalação, verifique a pressão de transporte de SF_6 (aproximadamente 0.02 a 0.05 MPa) como recomendado abaixo:

- Desaperte a tampa do adaptador de SF_6 (1.8.31) e pressione ligeiramente a válvula (1.8.38). Deverá pressentir o SF_6 a sair.
- Se isso não acontecer, encha os pólos com 0.1 MPa de SF_6 e usando um detector de fugas, verifique a existência das mesmas.

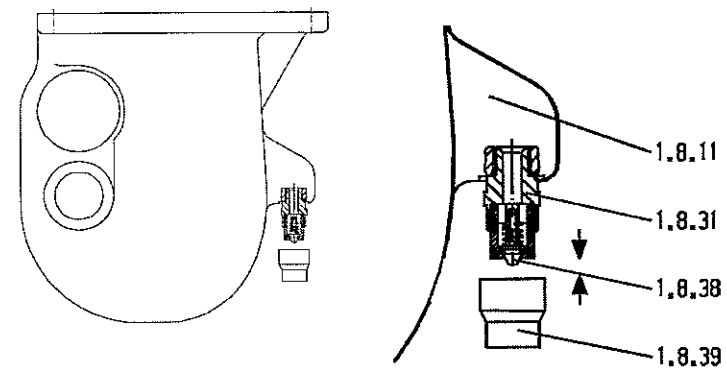


Figura A 4.5.2: Adaptador de SF_6 nos pólos

1.8.11 Cárter do pólo
1.8.31 Adaptador de SF_6
1.8.38 Válvula
1.8.39 Tampa

5 Montagem e Implantação

5.1 Instruções Gerais

- Todas as regulações foram efectuadas em fábrica. A biela de manobra do comando foi ajustada e imobilizada com o respectivo componente.
- Os pólos e o comando são expedidos na posição de abertura. Ambas as molas comando estão descarregadas.
- No comando, o conjunto do sistema de abertura foi imobilizado para efeitos de transporte com uma abraçadeira.
- Aos pólos do disjuntor foi feito o vazio na fábrica e o posterior enchimento com SF_6 para efeitos de transporte (pressão 0.05 MPa = 0.5 bar).
- Quando nas instruções for mencionado "aparafusar ou apertar e imobilizar" utilize sempre Loctite 243 (azul).
- O lado do disjuntor onde está localizado o comando será referido como "frontal" nas secções seguintes.
- As peças designadas por números entre parêntesis (por exemplo [602] parafuso M20 x 60 8.8) podem ser encontradas na caixa dos acessórios.
- Tempo necessário para a instalação: aproximadamente 5 horas

⚠ Atenção

Os acessórios de fixação (parafusos, porcas, chumbadouros, etc.) de resistência inadequada podem partir durante a montagem ou funcionamento e causar danos ou ferimentos graves, por isso:

- Use apenas os acessórios de fixação fornecidos com o disjuntor.
- Use sempre o tipo adequado de acessórios de fixação (compare especificações no texto com as etiquetas dos parafusos e porcas).
- Use sempre os binários de aperto especificados (lubrifique as roscas dos parafusos como especificado).

⚠ Perigo

O manuseamento inadequado das cargas pode causar graves prejuízos e ferimentos, por isso:

- É proibido permanecer por baixo de cargas suspensas.
- O pessoal destacado deve usar capacetes protecção.

5.2 Estruturas Suportes e Base dos Pólos

Importante

- Deve ser garantido o comprimento útil da rosca dos chumbadouros, como exemplificado na Figura A 5.2 a.

- Aparafuse duas porcas (4.3) em cada chumbadouro (Figura A 5.2 a) e alinhe-as horizontalmente.
- Coloque a estrutura suporte (4.0) nos chumbadouros, uma anilha (4.4) em cada chumbadouro e aparafuse as porcas (4.3). Deixe um espaço de poucos milímetros para mais tarde ajustar.

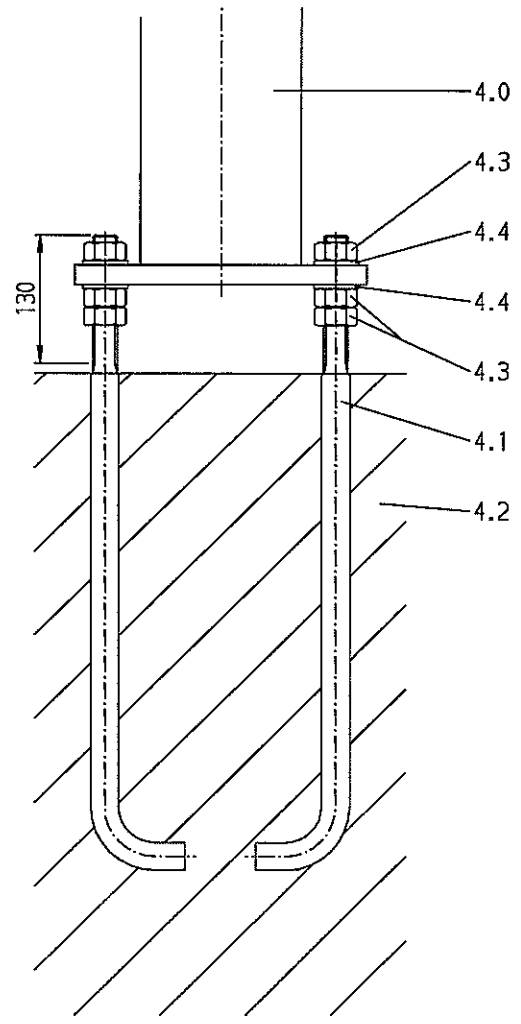


Figura A 5.2 a: Montagem da estrutura suporte nos chumbadouros

4.0 Estrutura suporte
4.1 Chumbadouro M20 (aço, $Rp_{0.2} > 220$ N/mm^2)
4.2 Maciço
4.3 Porca (M20 8.8 Zn40H)
4.4 Anilha (A21 Zn40H)

- Coloque então a estrutura montada (base de pólos e pólos) na estrutura suporte e aperte com pernos [602], porcas [603] e anilhas [604]. Aperte bem as juntas com um binário de aperto de 410 Nm (Figura A 5.2 b).
- Com um nível de bolha de ar alinhe a base de pólos e os pólos (2.0) longitudinal e transversalmente. Para isso ajuste as porcas (4.3) dos chumbadouros (4.1). Aperte as porcas com um binário de 250 Nm e imobilize-as.

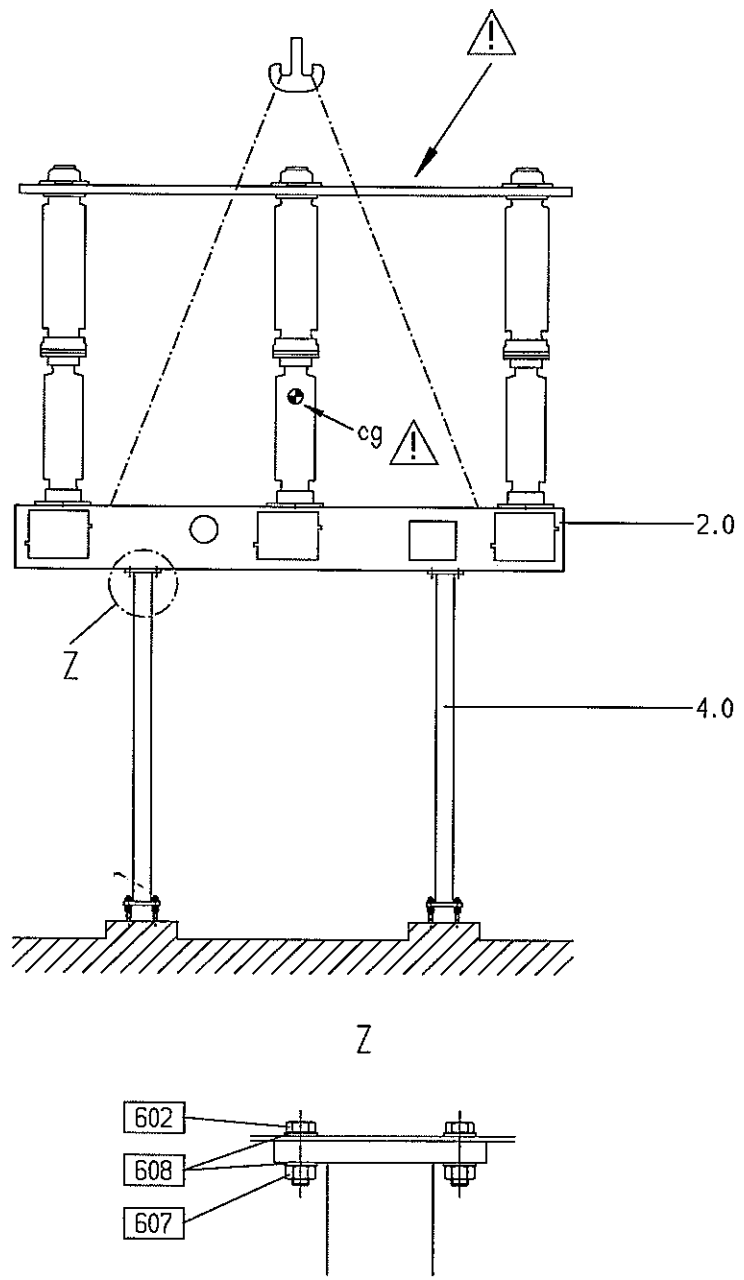


Figura A 5.2 b: Montagem da base de pólos na estrutura suporte

2.0	Montagem (base de pólos e pólos)	
4.0	Estrutura suporte	
[602]	Parafuso M20 x 60 8.8 Zn40H	8 de cada
[603]	Porca M20 A2-70	8 de cada
[604]	Anilha 21 A2	16 de cada

5.3 Comando por Molas FK3 - 1

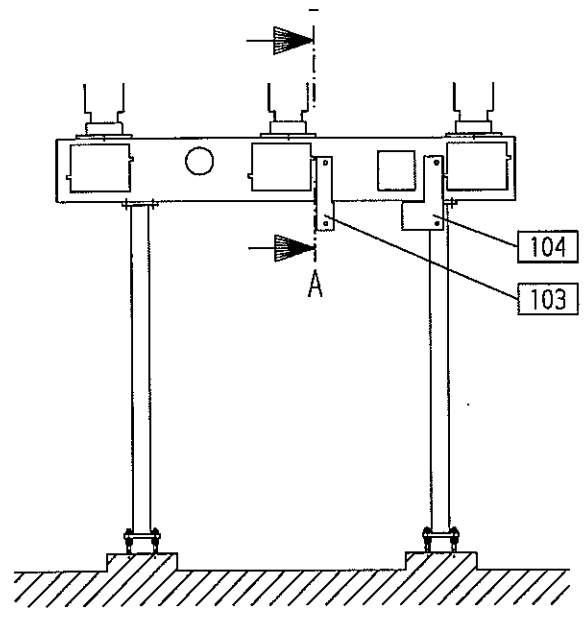
Perigo

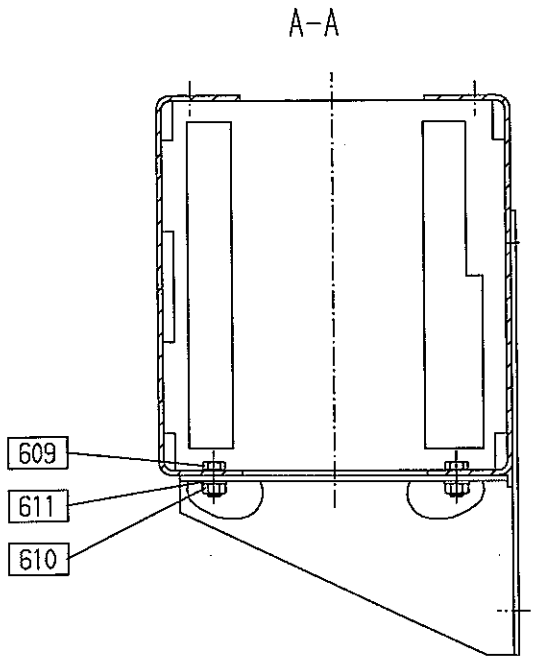
Manobras sem carga podem resultar em danos no equipamento e ferimentos nos trabalhadores devido à alta energia no mecanismo.

Nunca rearme ou manobre o comando sem que este esteja mecanicamente ligado aos pólos.

Prenda firmemente os apoios do comando à base de pólos com pernos, porcas e anilhas (Figuras A 5.3 a e b).

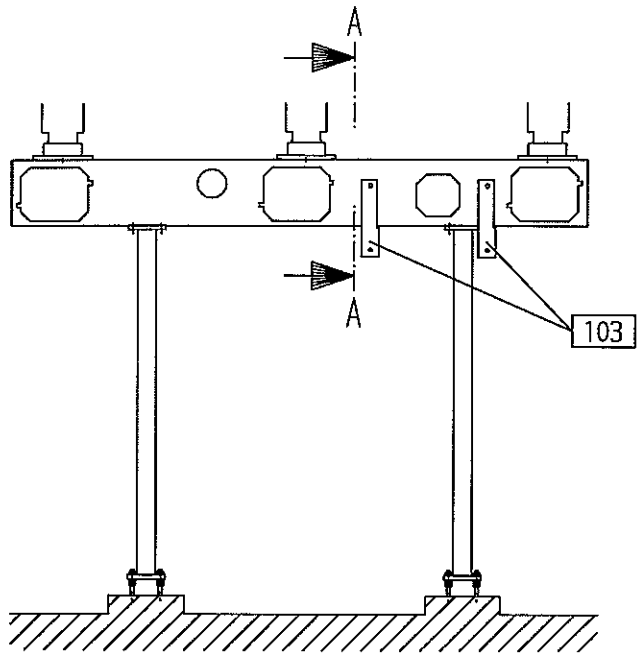
Alinhe os furos superiores dos apoios com a configuração de furos da base de pólos (usando um perno M16, por exemplo).

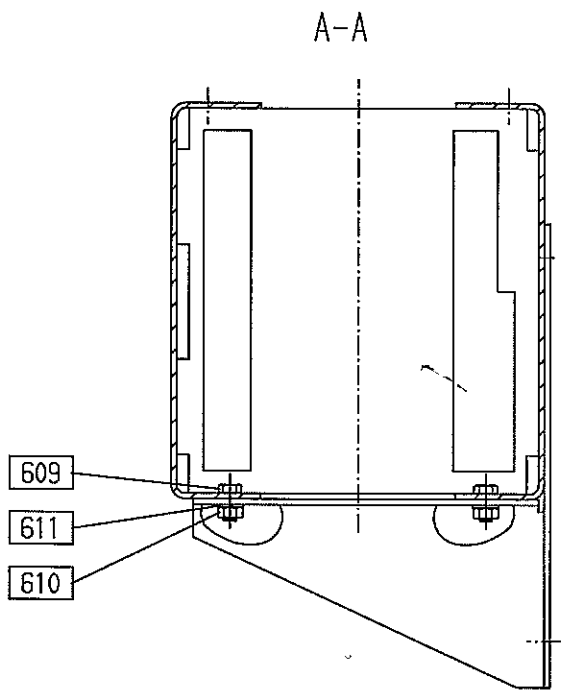




[103] Apoio do comando
[104] Apoio do comando
[609] Parafuso M12 x 25 A2-70
[610] Porca M12 A2-70
[611] Anilha 13 A2

Figura A 5.3 a: Montagem do apoio do comando 1050 (entre eixos dos Pólos)





[103] Apoio do comando
[609] Parafuso M12 x 25 A2-70
[610] Porca M12 A2-70
[611] Anilha 13 A2

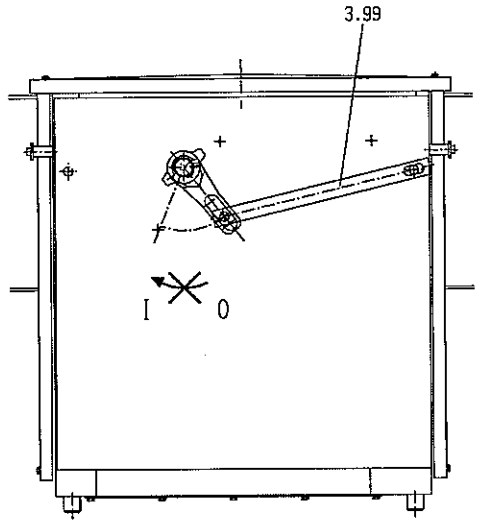
Figura A 5.3 b: Montagem do apoio do comando 1300 (entre eixos dos Pólos)

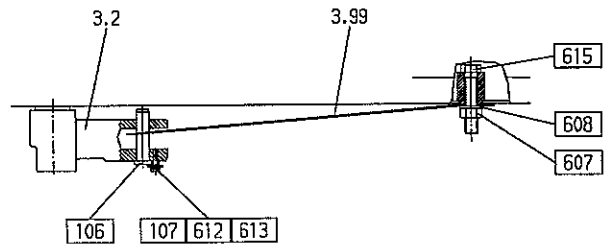
- Coloque o comando (3.0) em apoios / estruturas suportes em frente à base de pólos.
- Retire os painéis laterais do comando (Figura A 5.3 d):
  - Retire as duas porcas M8 (A2-70) de cada lado, puxe para fora e para baixo a parte inferior dos painéis laterais a fim de os remover.
- Retire a cobertura do mecanismo:
  - Primeiro solte os quatro parafusos M6x16 (A2-70) e de seguida levante a cobertura
- Retire a protecção em frente às molas:
  - Primeiro solte os dois parafusos M8x20 Zn e depois retire a protecção.

Cuidado

Não retire a protecção em frente às molas até que se tenha certificado que ambas as molas estão frouxas.

- Primeiro verifique os indicadores:
  Mola "Mola descarregada"
  Mecanismo "Aberto"





3.2 1 Alavanca de manobra
3.99 1 Biela de imobilização (cor de laranja)
[106] 1 Eixo de aperto 16 x 68 **
[107] 1 Escora **
[607] 4 Porca M16 A2-70 *
[608] 4 Anilha 17 A2 *
[612] 1 Parafuso M6 x 16 A2-70 **
[613] 1 Anilha 6,4 A2 **
[615] 4 Porca M16 x 90 A2-70 *

* já montada no comando
** já montada na alavanca de manobra

Figura A 5.3 c: Remoção da biela de imobilização da alavanca do comando (se usada)

- Ice o comando em frente à base de pólos com os estropos amarrados às pegas de elevação (Figura A 5.3 f).
- Encaixe cuidadosamente a alavanca do comando na parte de trás do comando na abertura da base de pólos.
- Fixe o comando na base de pólos com parafusos M16 x 90 A2-70 [615], porcas M16 A2-70 [607] e anilhas [608] (Figura A 5.3 f).
- Aperte os parafusos superiores de fixação do comando e depois os inferiores com um binário de 202 Nm.
- Aperte a junta imobilizada nos apoios com um binário de 83 Nm.
- Retire a imobilização da lingueta de abertura [se usado] (Figura A 5.3 e).
- Volte a colocar a protecção em frente às molas, a cobertura do comando e a tampa lateral.

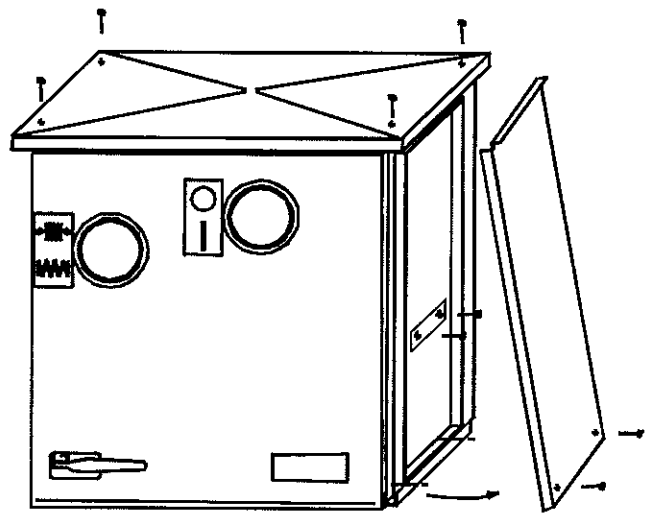


Figura A 5.3 d: Remoção do tecto e tampa lateral direita do comando

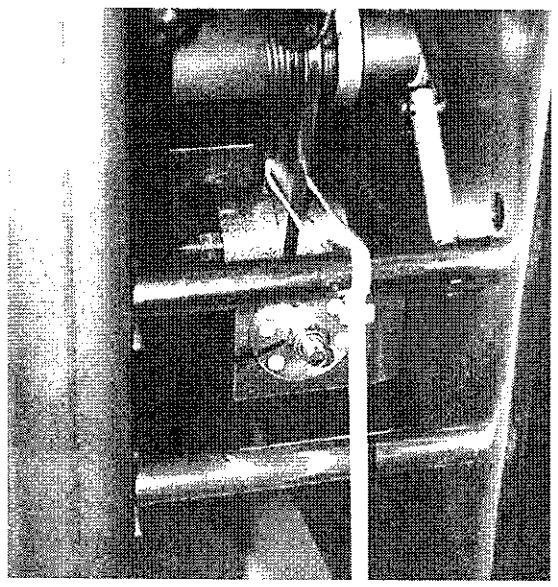
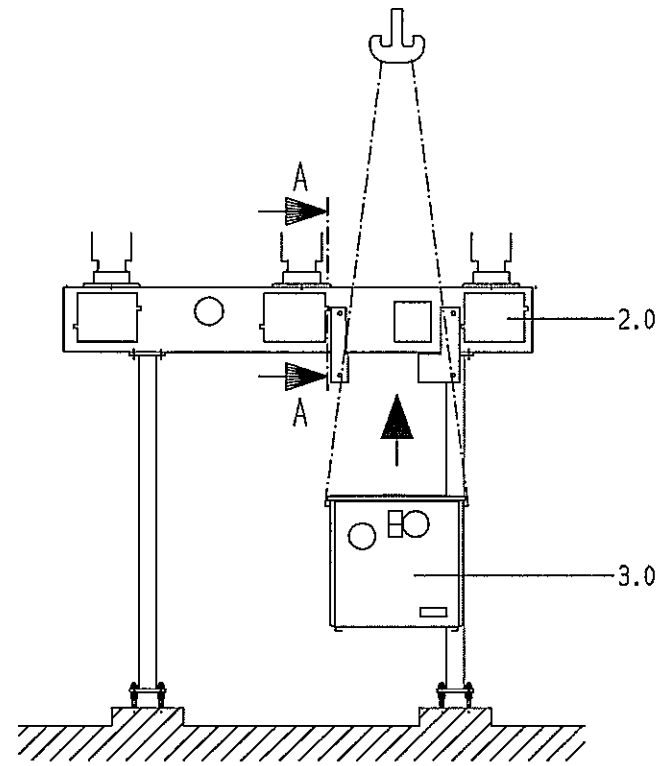


Figura A 5.3 e: Imobilizador de transporte da lingueta de abertura [se usado]



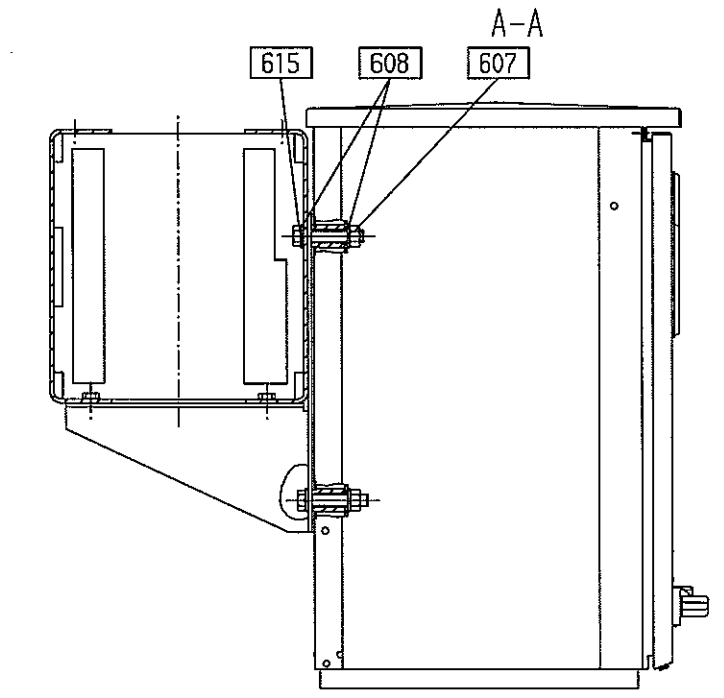


Figura A 5.3 f: Montagem do comando na base de pólos

2.0	Montagem dos pólos / base de pólos	
3.0	Comando FK3 - 1	
[607]	Porca M16 A2-70	4 de cada
[608]	Anilha 17 A2	8 de cada
[615]	Parafuso M16 x 90 A2-70	4 de cada

5.3.1 Ligação da Biela de Manobra ao Comando

- A biela de manobra já está fixa na alavanca do pólo B.
- Lubrifique o eixo de aperto 16x68 [106] com Molykote BR2 plus (Figura A 5.3.1).
- Insira a biela de manobra (2.3) na alavanca de manobra (3.2) e una usando um eixo de aperto [106].
- Fixe o eixo [106] utilizando um parafuso de fixação [612] e imobilize-o com Loctite 243, a escora [107] e a anilha [613]. Binário de aperto de 10 Nm.

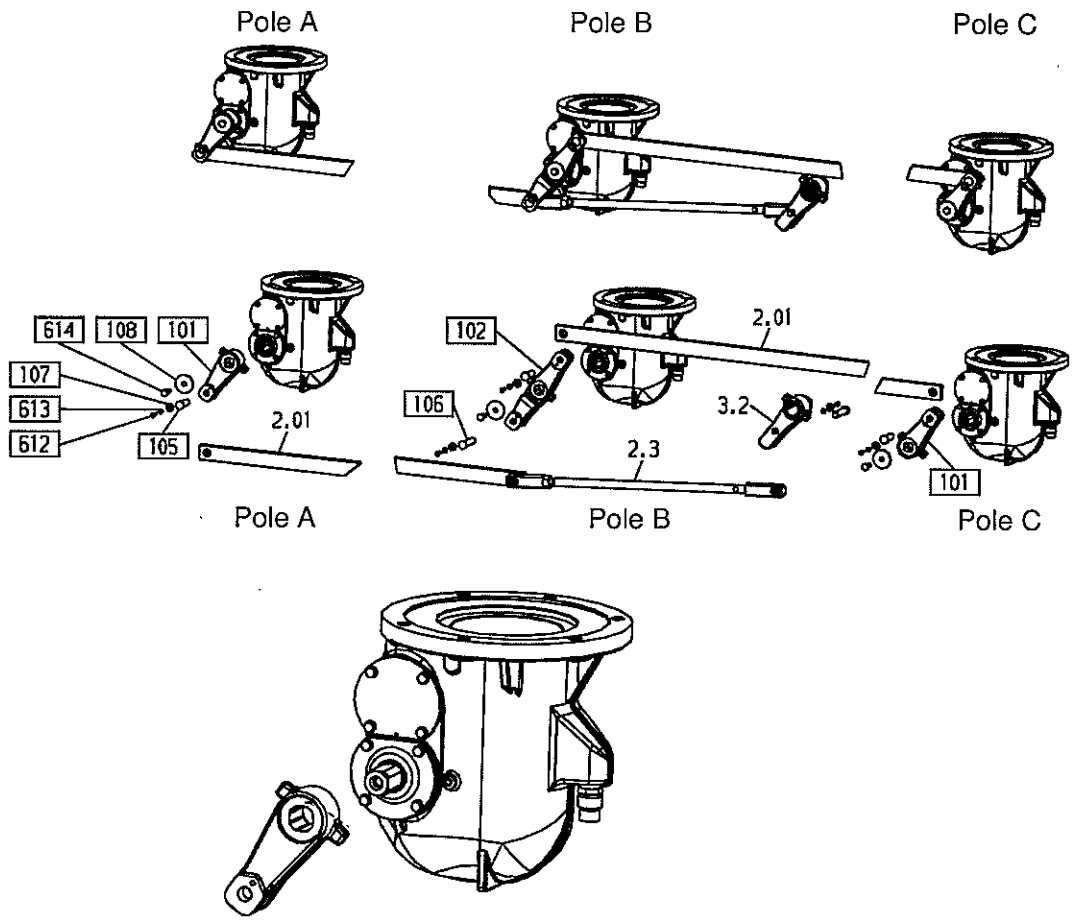


Figura A 5.3.1: Ligação da biela de manobra

2.3	Biela de manobra	1 de cada
3.2	Alavanca de manobra	
[102]	Alavanca do pólo B*	1 de cada
[106]	Eixo de aperto 16 x 68**	1 de cada
[107]	Escora**	1 de cada
[612]	Parafuso de fixação M6 x 16 A2-70**	1 de cada
[613]	Anilha 6,4 A2**	1 de cada

* já montada nos pólos
** já montada na alavanca dos pólos

5.4 Montagem das Tomadas de Corrente

- Antes de unir a tomada de corrente (a) e os terminais (b) escove-os com uma escova de aço até que estejam isentos de impurezas.
- Limpe-os com um pano limpo e aplique de seguida uma ligeira camada de massa de contacto Penetrox A. Se estiverem a ser usadas ligações de cobre, é preferível usar cobre estanhado, de forma a não serem necessários separadores bimetálicos.
- Aperte as tomadas de corrente com os parafusos (M12 x 55 A2-70) que vão incluídos com as peças (83 Nm).
  Coloque uma anilha por baixo da cabeça do parafuso e outra por baixo da porca.

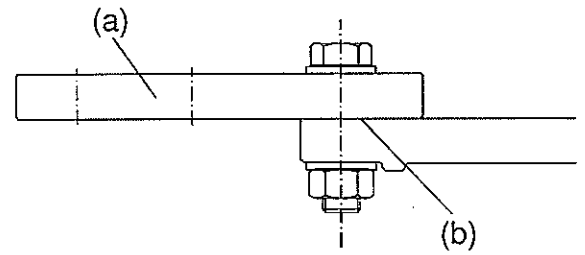


Figura A 5.4: Montagem das tomadas de corrente

5.5 Ligação do Disjuntor à Terra

- Ligue à terra a base dos pólos e a estrutura suporte.

6. Entrada em Serviço do Disjuntor

Perigo

Cumpra as normas de segurança fornecidas na secção 1.

- Certifique-se que o disjuntor não está ligado à rede de alta-tensão e está devidamente ligado à terra.

6.1 Ligações Eléctricas

6.1.1 Densímetro

Insira o cabo do densímetro através da abertura inferior lateral do comando.
Ligue conforme exemplificado no esquema eléctrico.

6.1.2 Verificação dos Contactos do Densímetro

Para efeitos de ensaios de funcionamento dos comandos, apenas as tubagens são enchidas com SF_6. Uma vez que os extremos das tubagens estão equipados com válvulas, sendo evitadas fugas imprevistas de SF6. Uma fuga é simulada pressionando a válvula na tubagem de SF_6.

- Encha as tubagens de SF_6 até à pressão nominal (ponto preto no campo verde do ecrã do densímetro)..
- Verifique o contacto de UW 1:
  - Reduza a pressão de SF_6 até que o valor de UW1 "(pressão de alarme de SF_6)" seja atingido.
  - Verifique o ponto de operação UW1 nos contactos 1 e 2 com a ajuda de um multímetro.
- Verifique os contactos de UW 2:
  - Reduza a pressão ainda mais até que o valor de "UW2 (pressão de bloqueio de SF_6)" seja atingido.
  - Verifique o ponto de operação UW2 nos contactos 3 e 4 com a ajuda de um multímetro.

Importante

O densímetro de SF_6 é compensado em temperatura, isto é, a temperatura ambiente não tem qualquer efeito na leitura ou nos contactos.

6.1.3 Verificação do Aquecimento Anti-Condensação

- Meça a resistência do sistema de aquecimento anti-condensação na régua de bornes do comando.
- Compare o valor obtido com o valor de referência dos certificados de ensaio de rotina e inclua-o na lista de entrada em serviço.

6.1.4 Tensões de Alimentação

Perigo

Antes de proceder à instalação dos cabos de alimentação e controlo, certifique-se que o disjuntor está desligado.

Atenção

⇒ Assim que a tensão de alimentação tiver sido aplicada e o disjuntor de protecção do motor estiver ligado, o motor rearma a mola de fecho.

⇒ Antes de aplicar a tensão de alimentação ou ligar o disjuntor de protecção do motor, confirme que não existem objectos ou partes do seu corpo na área de rearmamento.

Uma vez aplicada a tensão, o sistema de aquecimento anti-condensação fica quente. Pode queimar a pele ou a roupa.

⇒ Não toque directamente no sistema de aquecimento.

- Insira todos os cabos de alimentação e de controlo através de bornes e ligue-os aos terminais de acordo com o desenho de instalação.

6.2 Sistema de SF_6

6.2.1 Ligação das Tubagens de SF_6

- Retire as tampas protectoras do adaptador de SF_6 das tubagens e dos pólos (2.218 e 1.8.31).
- Ligue as tubagens de SF_6 aos três pólos e aperte-os com binário de aperto de 30 Nm. (Figura A 6.2.1).
  Use duas chaves para reaperto.
- Verifique se as juntas das tubagens de SF_6 estão bem apertadas. Se necessário reaperte com um binário de 30 Nm (Figura A 6.2.1).
  Use duas chaves de bocas para apertar

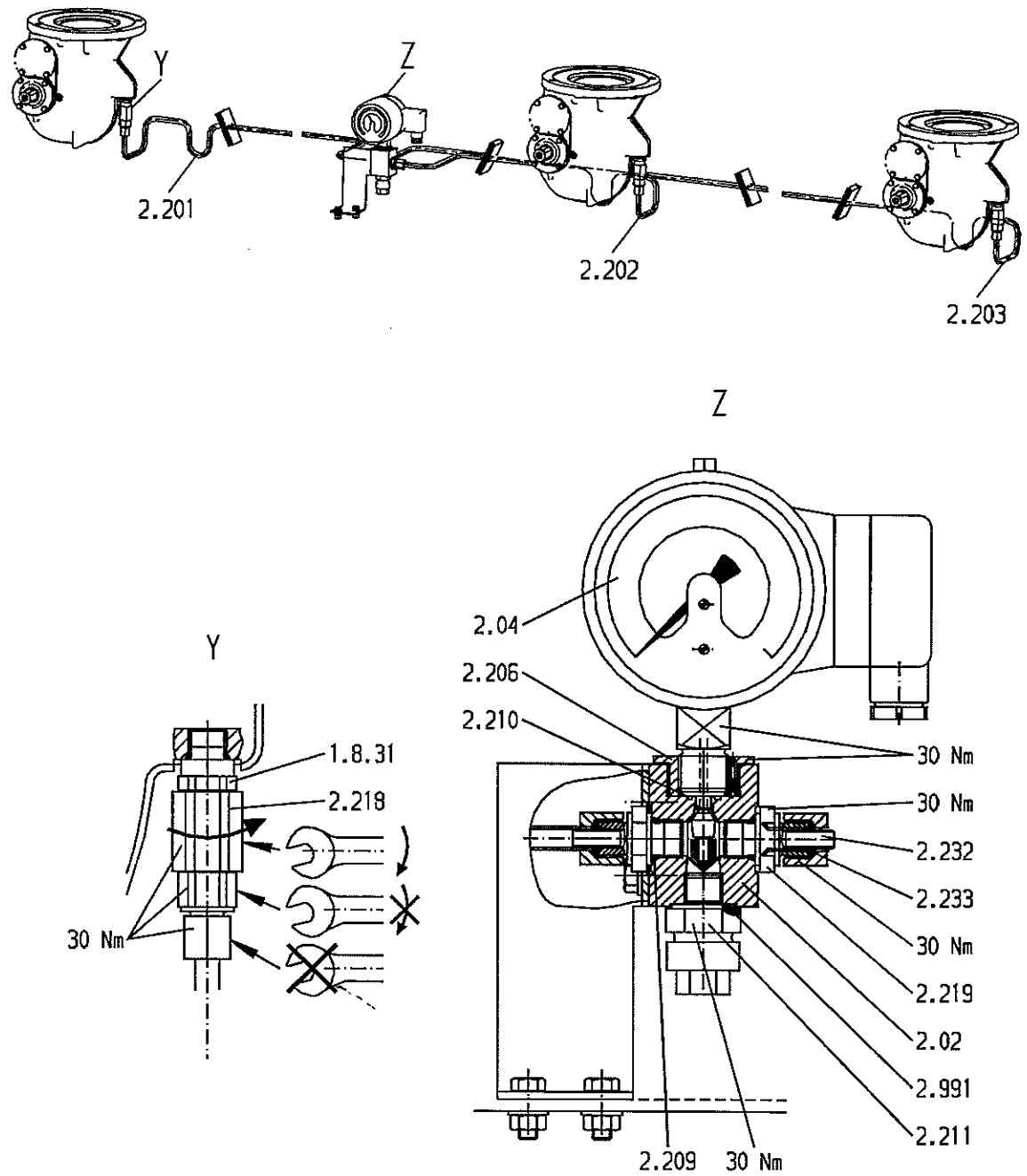


Figura A 6.2.1: Montagem da tubagem de SF_6

1.8.31 Adaptador SF_6
2.02 Bloco de distribuição de SF_6
2.04 Densímetro de SF_6
2.201 Tubagem de SF_6, pólo A
2.202 Tubagem de SF_6, pólo B
2.203 Tubagem de SF_6, pólo C
2.206 Porca
2.209 Junta (12.37 x 2.62)
2.210 Junta (10.82 x1.78)
2.211 Válvula (Dilo DN8)
2.218 Adaptador SF_6
2.219 Bujão
2.232 Escora
2.233 Junta (7.30 x 2.4)
2.991 Junta

6.2.2 Enchimento do Disjuntor com SF_6

⚠ Perigo

Os pólos podem sofrer danos resultantes de transporte ou manuseamento inadequados e como consequência explodir quando estiverem a ser enchidos, provocando acidentes graves.

Por isso:

Faça uma inspecção visual dos pólos antes de iniciar o enchimento.

Enquanto os pólos estiverem a ser enchidos, todo o pessoal deve manter-se numa área protegida ou a uma distância de segurança adequada (no mínimo a 40 metros do equipamento).

⚠ Atenção

Durante o enchimento, a válvula de redução de pressão do dispositivo de enchimento tem de ser regulada para um máximo de 1,1x da pressão nominal de SF_6. Se este valor for excedido, incorre-se no risco de accionar o sistema de libertação de pressão do disjuntor. A pressão de enchimento é regulada manualmente através do ajustamento da válvula de redução de pressão.

Importante

A pressão nominal p_e é dada na placa de características.

Se a placa de características não estiver montada no disjuntor, então a pressão é indicada no densímetro (ponto preto no fim do campo verde / o valor UW1 é fornecido a meio da escala).

- Se houver dúvidas quanto à qualidade do SF_6 (por exemplo uso de garrafas de SF_6 não seladas), verifique o ponto do orvalho de SF_6 como previsto na parte B das instruções operacionais.
- Limpe muito bem a mangueira do sistema de enchimento de SF_6 antes de iniciar o enchimento.
- Os valores do densímetro podem ser comparados às curvas de pressão (A 6.2.2) através de um manómetro de teste e um termómetro.

- Limpe muito bem a mangueira do dispositivo de enchimento de SF_6.
- Ligue a mangueira à válvula anti-retorno Dilo DN 8.
- Encha o disjuntor até à pressão nominal. Esta é indicada através de um ponto preto no final do campo verde no ecrã do densímetro.
- Após um período de estabilização de temperatura de aproximadamente 1 hora, verifique novamente a pressão de SF_6 e corrija se necessário.
- Verifique as juntas das tubagens de SF_6 usando um detector de fugas de SF_6.

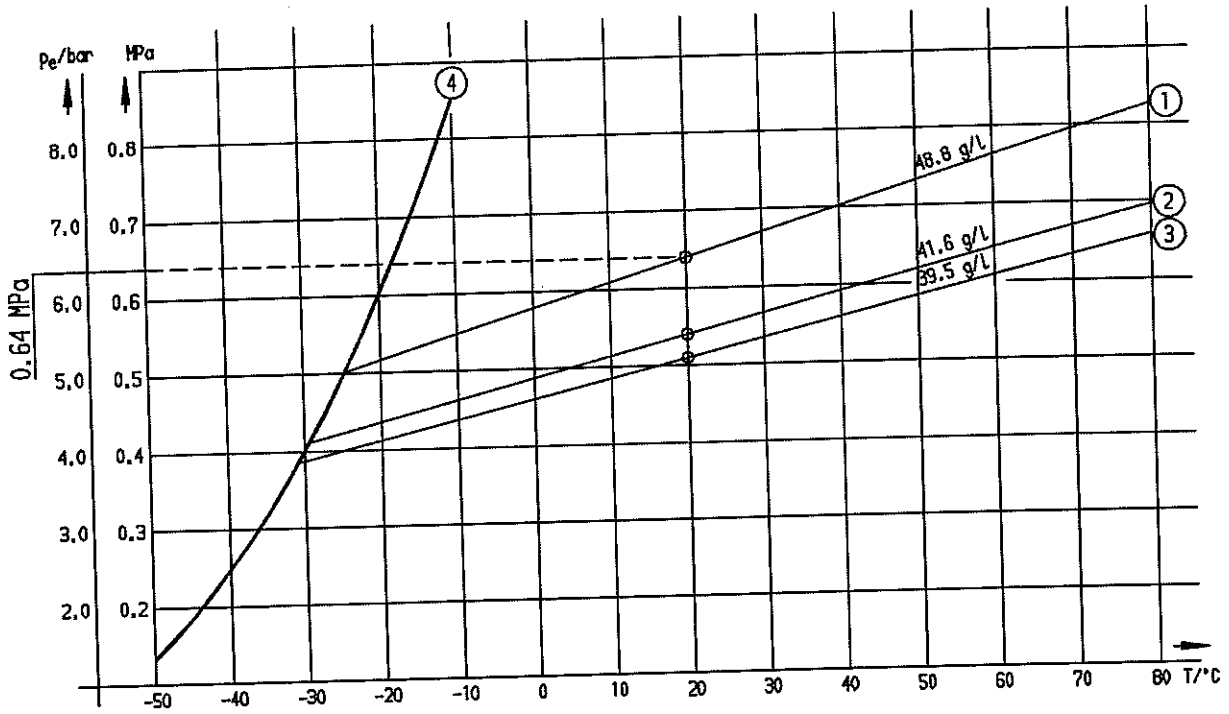


Figura A 6.2.2 : Curva de pressão de SF_6 para pe = 0.64 MPa, UW1 = 0.54MPa

1 curva de pressão nominal (0.64 MPa a 20 °C)
2 curva de pressão de alarme (0.54 MPa a 20 °C)
3 curva de pressão de bloqueio (0.51 MPa a 20 °C)
4 curva de liquefacção de SF_6

6.3 Ensaios

Perigo

- Siga as instruções de segurança fornecidas na Secção 1.
- Nunca trabalhe com uma pressão de SF6 inferior ao valor de bloqueio.
- Durante as operações de teste, todo o pessoal deve estar num local seguro ou a uma distância de segurança do equipamento (mínimo 40 m).

Atenção

A aplicação prolongada de tensão pode danificar as bobinas. O circuito de protecção interna previne situações de excesso de carga, mas apenas quando o disjuntor está correctamente ligado.

- Nunca ligue as bobinas directamente à tensão de comando.
- Ligue sempre as bobinas através dos respectivos terminais fornecidos.

6.3.1 Operações de Ensaio

Realize cinco operações de fecho e cinco de abertura por controlo remoto.

6.3.2 Tempo de Rearme das Molas

Após cada aplicação de tensão, o motor rearma a mola de fecho. Quando esta estiver rearmada o circuito do motor é automaticamente interrompido pelo interruptor do motor.

O indicador de molas tensas / molas frouxas mostra "mola tensa".

Meça o tempo de rearme das molas após cada operação de fecho.

Compare os valores medidos com os que são dados como referência no certificado de ensaio de rotina e inclua-os na lista de entrada em serviço.

6.3.3 Tempos de Funcionamento

O tempo de fecho é aquele contabilizado entre o início do impulso de fecho e o toque dos contactos.

O tempo de abertura é aquele contabilizado entre o início do impulso de abertura e a separação dos contactos.

- Ligue os cabos de ensaios aos pólos do disjuntor e ao aparelho de medição, para medida dos tempos de funcionamento.
- Realize uma operação de fecho e uma de abertura e meça os tempos de funcionamento.
- Compare os valores do tempo de funcionamento com os que são dados como referência no certificado de ensaio de rotina e inclua-os na lista de entrada em serviço.

6.3.4 Manobra Manual

Para evitar operações acidentais, as alavancas de operação manual estão bloqueadas pela placa de encravamento (3.0.72) e pelos parafusos de encravamento (3.0.73) (ver Figura A 2.5.1).

- Desaperte os parafusos de encravamento aproximadamente uma volta completa e mova a placa de encravamento para baixo e para a esquerda.
- Realize uma operação de fecho e uma de abertura através dos comandos de operações manuais.
- Feche a placa de encravamento e aperte-a novamente com os parafusos de encravamento.

Se o disjuntor estiver a funcionar normalmente, irá imediatamente realizar as operações.

Atenção

Quando o mecanismo de operação manual estiver a ser usado, será realizada uma operação ignorando todos os encravamentos eléctricos.

Verifique sempre a pressão de SF_6 antes de realizar qualquer operação manual.

6.3.5 Sistema Anti-Bombagem

O sistema anti-bombagem garante que quando uma ordem para realização de uma operação de fecho e outra de abertura são dadas simultaneamente, o disjuntor irá chegar sempre à posição de abertura.

- Para verificar a operacionalidade do sistema anti-bombagem, primeiro coloque o disjuntor na posição de abertura.

- Se der ordens repetidas para realizar operação de abertura, dê também ordem para uma operação de fecho.
- Se o disjuntor estiver a funcionar normalmente, realizará apenas uma operação de fecho e uma de abertura.
- Para a próxima fase de testes, coloque o disjuntor na posição de fecho.
- Se der ordens repetidas para realizar operação de fecho, dê também ordem para uma operação de abertura.
- Se o disjuntor estiver a funcionar normalmente, realizará apenas uma operação de abertura.

O sistema anti-bombagem é automaticamente reinstalado quando não há mais operações a realizar.

6.3.6 Encravamento Eléctrico do Densímetro

- Curto-circuite os contactos de densímetro.
- Dê ordem para a realização de uma operação de fecho e outra de abertura. Se o disjuntor estiver a funcionar normalmente, não realizará qualquer das operações.
- Retire os "shunts" do densímetro.

6.4 Manobras Finais

- Retire todo o equipamento de ensaios e medição do disjuntor.
- Limpe o local de implantação.

O disjuntor está pronto para ser ligado à rede de alta tensão.

7. Resolução de Problemas do Sistema de Comando

Se os comandos se atrasam ou não se executam, siga as recomendações abaixo:

- verifique o estado de rearmamento da mola;
- meça a tensão de comando;
- interrompa os circuitos do comando;
- verifique a pressão de SF_6;
- verifique os terminais e certifique-se que estão apertados e correctamente ligados;
- compare a electrificação com os esquemas eléctricos e corrija eventuais erros;
- verifique as bobinas e substitua as que possam estar danificadas, determinando e eliminando a causa de uma possível sobrecarga;
- verifique quaisquer contactores localizados no circuito em falha e se

necessário substitua-os;

Se o densímetro de SF_6 estiver danificado, substitua-o.

8. Inspecção, Manutenção e Recondicionamento

Inspecção	ocasionalmente, durante inspecções de rotina, o mais tardar após 6 anos.
Manutenção	após 12 e 24 anos.
Recondicionamento	após 2500 manobras a uma corrente nominal ou após ter sido atingida a corrente total, como mostra a Figura A8.

Atenção

Em condições especiais de serviço como por exemplo manobra de baterias de condensadores, este número pode sofrer uma redução.

Trabalhos de manutenção e recondicionamento só devem ser efectuados por técnicos especializados, como referido na Secção 1.1.

Importante

Os intervalos de tempo fornecidos são o resultado de muitos anos de dados empíricos. As condições locais e normas a aplicar podem especificar intervalos mais curtos.

São organizados regularmente cursos de aperfeiçoamento nas instalações do fabricante. Um técnico da EFACEC pode ser solicitado em qualquer altura se necessário.

Os contactos de arco devem ser substituídos quando a corrente total tiver sido atingida (valor eficaz da componente simétrica do poder de corte em curto-circuito). A Figura A 8 mostra a relação entre o número de operações sob condições normais de funcionamento e a corrente de corte.

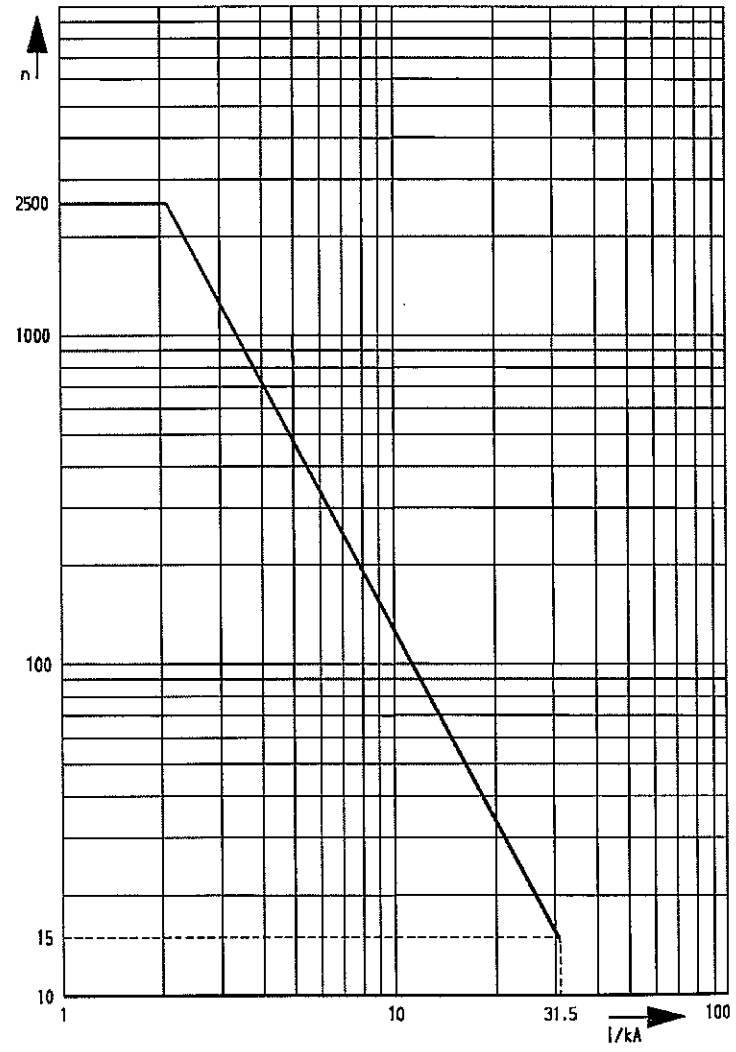
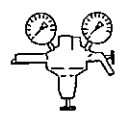
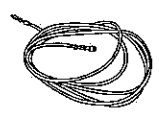
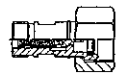


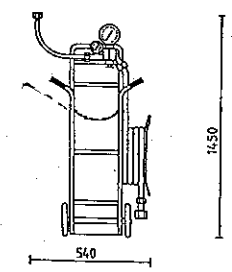
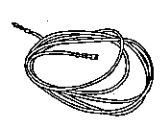
Figura A 8: Número permitido de manobras FA (n) até à substituição dos contactos de arco em função da corrente de corte (I/kA)

Apêndice AA1: Equipamento para Enchimento de Gás SF_6

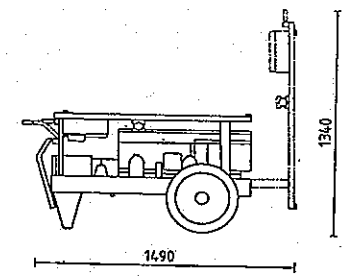
Conjunto 1: Apenas para Enchimento

Designação	Imagem	Comentário
Válvula redutora de pressão de SF_6		Peso aprox. 3kg Cabeça primária (lado da garrafa): W21,80x $^1/_{14}$" Cabeça secundária (lado do disjuntor): M20x1,5/Dilo
Mangueira de enchimento de SF_6	 5m ou 40m	Mangueira com ponteira M20x1,5/Dilo (ambos os lados)
Ponteira DN8		

Conjunto 2: Para fazer o Vazio e o Enchimento

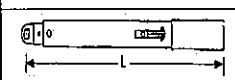
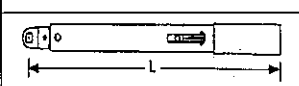
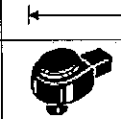
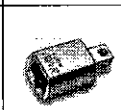
Designação	Imagem	Comentário
Carro com acessórios para enchimento de SF_6 com bomba de vácuo		• Peso aprox. 50kg • Mangueira com W21,8x$^1/_{14}$" (lado da garrafa); comp. 0,7 m • Válvula redutora de pressão • Manómetro • Mangueira com M20x1,5/Dilo; comp. 6 m • Ponteira DN8 • Ponteira DN20 • Bomba de vácuo 10 m³/h • 2x instruções operacionais • Tensão: 220-240 V / 50 Hz
Mangueira de enchimento de SF_6 - extensão de 40m		Pode ser usada em alternativa à mangueira standard de 6m.

Conjunto 3: Para fazer Vazio, Armazenamento de SF_6 usado e Enchimento

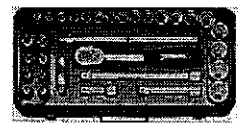
Designação	Imagem	Comentário
Compressor de SF_6 com liquidificador	 Contacte a EFACEC para especificações, mais detalhadas.	Peso aprox. 390 kg • Compressor 5,7 m³/h, 50 bar (armazenagem líquida) • Bomba de vácuo 5,2m³/h, <50 mbar • Bomba de vácuo 16m³/h, portátil • Garrafa SF_6 • Filtro preliminar • Manómetro • Obturador DN20 para garrafa de SF_6 • Mangueira com 2x ponteira DN20; comp. 5m • 2x instruções operacionais • Tensão: 3x 208-460 V / 50-60 Hz

Apêndice AA2: Lista de Ferramentas de Montagem

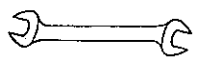
Chave Dinamométricas e Acessórios Especiais

Ferramenta Nr .	Designação	Imagem
T001	Chave dinamométrica 8...40 Nm; 9x12 mm; comprimento ≤ 390 mm	
T002	Chave dinamométrica 40...200 Nm; 14x18 mm	
T003	Chave dinamométrica 80...400 Nm; 14x18 mm	
T004	Roquete; reversível para chave dinamométrica ½"; 9x12 mm	
T005	Roquete; reversível para chave dinamométrica ;14x18 mm	
T006	Adaptador 14x18mm Reversível para chave dinamométrica ½"; 9x12 mm	

Conjunto de Ferramentas para Chave Roquete

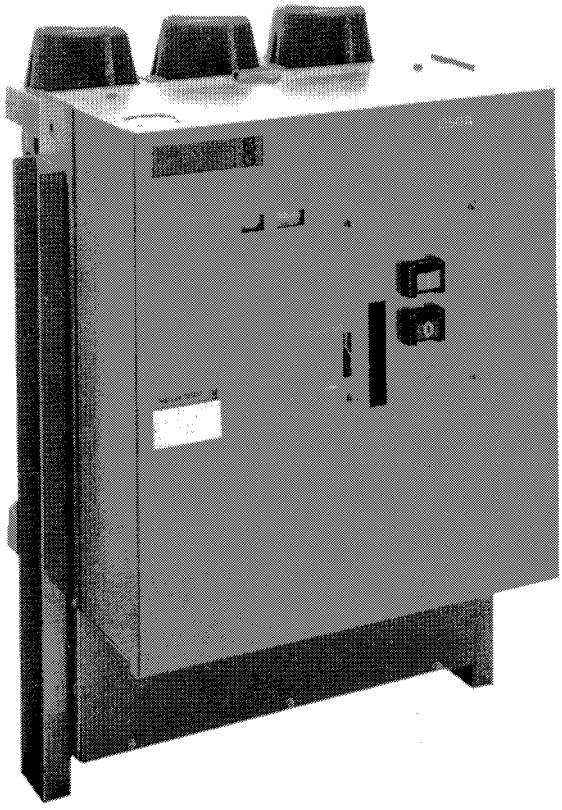
Ferramenta Nr .	Designação	Imagem
T007	Chaves roquete ½"; conjunto de • Chave de roquete com extensões • 10...34 mm para parafusos de cabeça hexagonal • 4...14 mm para parafusos de hexagonal	
T008	Ponteiras de boca 19mm; para chave dinamométrica; 9x12 mm	
T009	Ponteiras de boca 24mm; para chave dinamométrica; 9x12 mm	
T010	Ponteiras de boca 27mm; para chave dinamométrica; 14x18 mm	
T011	Ponteiras de boca 36 mm para chave dinamométrica; 14x18 mm	
T012	Chave de anel 36 mm; para chave dinamométrica; 14x18 mm	

Chaves de Bocas Dupla

Ferramenta Nr .	Designação	Imagem
T013	10x11 mm	
T014	12x13 mm	
T015	16x17 mm	
T016	18x19 mm	
T017	22x24 mm	
T018	27x30 mm	
T019	32x36 mm	
T020	36x41 mm	

Instruction and Maintenance Manual

FLUARC®
Type FG2
SF_6 Circuit Breakers



FG2 fixed mount

MERLIN GERIN

mastering electrical power

NOTICE

Read these instructions carefully and look at the equipment to become familiar with the device before trying to install, operate, or maintain it. The following special messages may appear throughout this manual to warn of potential hazards and to call attention to additional information which clarifies or simplifies a procedure.



WARNING! Used where there is a hazard of bodily injury or death. Failure to follow a "WARNING" instruction may result in bodily injury or death.



CAUTION: Used where there is a hazard of equipment damage. Failure to follow a "CAUTION" instruction may result in damage to equipment.

NOTE: Provides additional information to clarify or simplify a procedure.

Work on this equipment must be performed by qualified personnel who have training in the operation and maintenance of electrical power systems. Work on these devices requires training and experience with high capacity circuits and equipment and an understanding of the hazards involved.

CONTENTS

Page

1.0 INTRODUCTION 1
2.0 HANDLING, RECEIVING, AND STORAGE 1
3.0 OPERATING MECHANISM 2
4.0 INTERRUPTERS 2
5.0 BREAKER CONTROLS SCHEMATIC 3
6.0 OPERATION 4
7.0 SAFETY PRECAUTIONS 4
8.0 PRE–SERVICE CHECKOUT 5
9.0 MAINTENANCE 5
9.1 Cleaning and Lubrication Materials 5
9.2 Lubrication Points 6
9.3 Arcing Contact Wear Measurement 7
10.0 AUXILIARY CONTACT CONVERSION, ADJUSTMENT 9
11.0 BREAKER LIFE EXPECTANCY 10
12.0 GAS SERVICING 10
13.0 INSTALLATION AND MAINTENANCE LOG 15

ILLUSTRATIONS

Figure

1 Breaker Lifting 1
2 Operating Mechanism Description 2
3 Standard Breaker Controls Schematic 3
4 Breaker Controls 4
5 Lubrication—Interrupter Linkage 6
6 Lubrication—Charging Cam 6
7 Lubrication—Spring Guides 6
8 Lubrication—Close and Trip Latches 6
9 Lubrication—Motor Gears 7
10 Slow Closing the Breaker 7
11 Blocking of Closing Springs 7
12 Removal of Closing Springs 8
13 Monitoring Interrupter for Contact Closure 8
14 Measuring Contact Wear 9
15 Auxiliary Switch Adjustment 9
16 Life Expectancy Curve 10
17 Pressure Switch 10
18 Replacement Parts 13

Tables

1 Torque Specifications 5
2 Cleaning/Lubrication Materials 5
3 Troubleshooting Guide 11
4 Part Numbers and Data 12

1.0 INTRODUCTION

This manual covers the operation and maintenance of the Merlin Gerin Type FG2 three—phase high voltage circuit breakers for applications at 5kV through 15 kV, 60 Htz.

Designed for low maintenance requirements, the type FG2 circuit breaker uses three sealed interrupters. These interrupters are filled with sulfur hexafluoride (SF_6) gas at the factory and sealed for life. *Field charging of the interrupters is not required.*

Standard equipment on the breaker includes an electric charging motor, close and trip solenoids, an anti–pump relay, and 11 auxiliary contacts for customer use.

The breaker is designed to be operated at ambient temperatures from −30°C to +40°C. It should be used within the ratings stamped on the nameplate.

Read these instructions carefully and look at the circuit breaker to become familiar with its components before installing or operating it.

WARNING: Hazard of electrical shock or burn. Work on these circuit breakers must be performed by qualified personnel with training in the operation and maintenance of electrical power systems. Prior to doing any work on these devices, read and understand this instruction manual.

2.0 HANDLING, RECEIVING, AND STORAGE

1. Avoid impacts to the breaker. Interrupters are pressurized from 22 to 37 psig with SF_6 gas.
2. Make sure all ratings on the packing slip correspond with those on your purchase order before taking receipt.
3. Inspect the packing crate for damage before accepting delivery. Notify the shipper, Merlin Gerin, immediately in the case of damage or if there are missing parts.
4. The breaker weighs approximately 440 lbs. to 770 lbs. depending on rating. See figure 1 for lifting points.
5. Store the breaker in a dry, well–ventilated indoor area until it is put into service. Cover the crate with heavy plastic or other suitable covering to protect against water or chemical splashings, dust, dirt, plaster, etc.
6. The circuit breaker is shipped in the *open* position with the mechanism discharged.

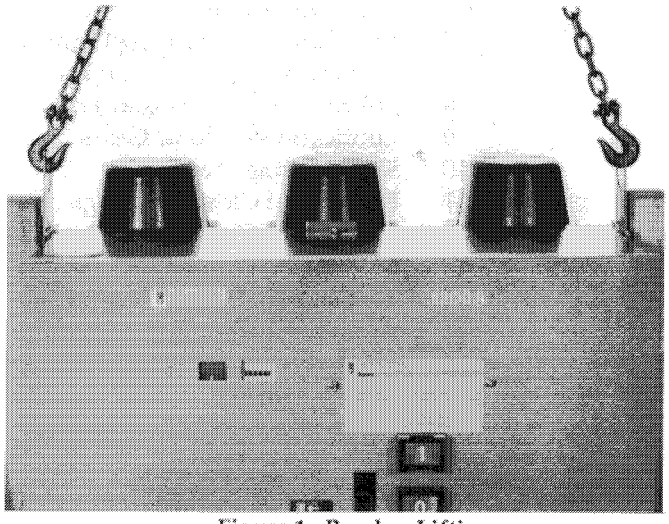


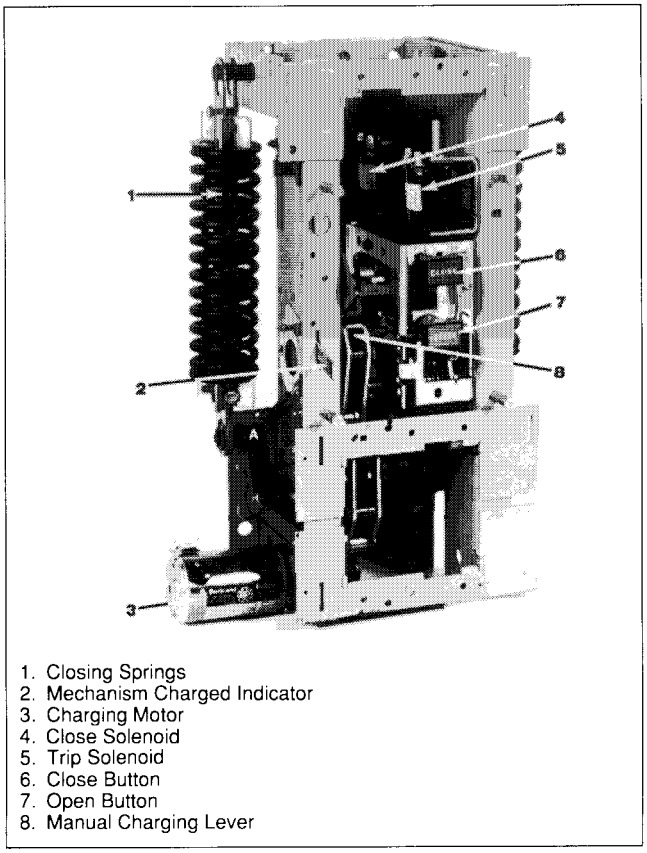
Figure 1: Breaker Lifting

3.0 OPERATING MECHANISM

The stored–energy mechanism consists of high energy closing springs and a ratcheting system for charging these springs (figure 2). The breaker cannot be closed until the springs are fully compressed. Opening and closing speeds are independent of the method by which the springs are charged (manual or electrical).

The springs are charged one of two ways:

- electrically by the gear motor immediately after the breaker closes.
- manually with the manual charging handle.



1. Closing Springs
2. Mechanism Charged Indicator
3. Charging Motor
4. Close Solenoid
5. Trip Solenoid
6. Close Button
7. Open Button
8. Manual Charging Lever

Figure 2: Operating Mechanism Description

4.0 INTERRUPTERS

Type FG2 interrupters are "sealed for life," and *do not require any gas servicing.* The interrupters are filled at the factory with sulfur hexaflouride gas (SF_6) from 22 to 37 psig, dependent on MVA rating measured at 20°C.

Measurement of arcing contact wear (see section 9.3) is the only interrupter maintenance required.

Each interrupter has a pressure switch which operates at low pressure in the unlikely event of a gas leak. The interrupters can interrupt the nominal rating plus some percentage of the short circuit rating at least once at 0 psig pressure. The pressure switches must be wired into the controls by the customer.

FG2 Interrupter Gas Pressures are as follows:

BREAKER/ TYPE	BREAKER RATED PRESSURE (20°C)	SWITCH OPERATE PRESSURE (±0.1 BAR)
FG2/I	1.5 BAR (22 PSI)	0.5 BAR (7.25 PSI)
FG2/II III	2.5 BAR (37 PSI)	1.5 BAR (22 PSI)
FG2/IV	2.5 BAR (37 PSI)	1.5 BAR (22 PSI)
FG2/V	2.0 BAR (29 PSI)	1.5 BAR (22 PSI)

BREAKER TYPE INDEX

FG2/I — 15 KV 500 MVA

FG2/II III — 5 KV 250 MVA
15 KV 750 MVA

FG2/IV — 7.2 KV 500 MVA

FG2/V — 5 KV 350 MVA
15 KV 1000 MVA

5.0 BREAKER CONTROLS SCHEMATIC

Refer to the control schematic supplied with the breaker if it is available. It may vary slightly from the one shown below.

The breaker control schematic in figure 3 shows standard FG2 breaker control wiring. The breaker controls consist of the breaker charging motor, close and trip solenoids, anti-pump relay, and the auxiliary switches.

Control contacts are shown for the FG2 with *main contacts open and all operating springs discharged.*

As shown, the breaker operating springs start to charge as soon as control voltage is applied. When the springs are fully charged, contact M2 opens, shutting off the charging motor. The auxiliary contacts QF open and close in synchronism with the main contacts. When the main contacts are open, type "a" contacts are open and type "b" contacts are closed.

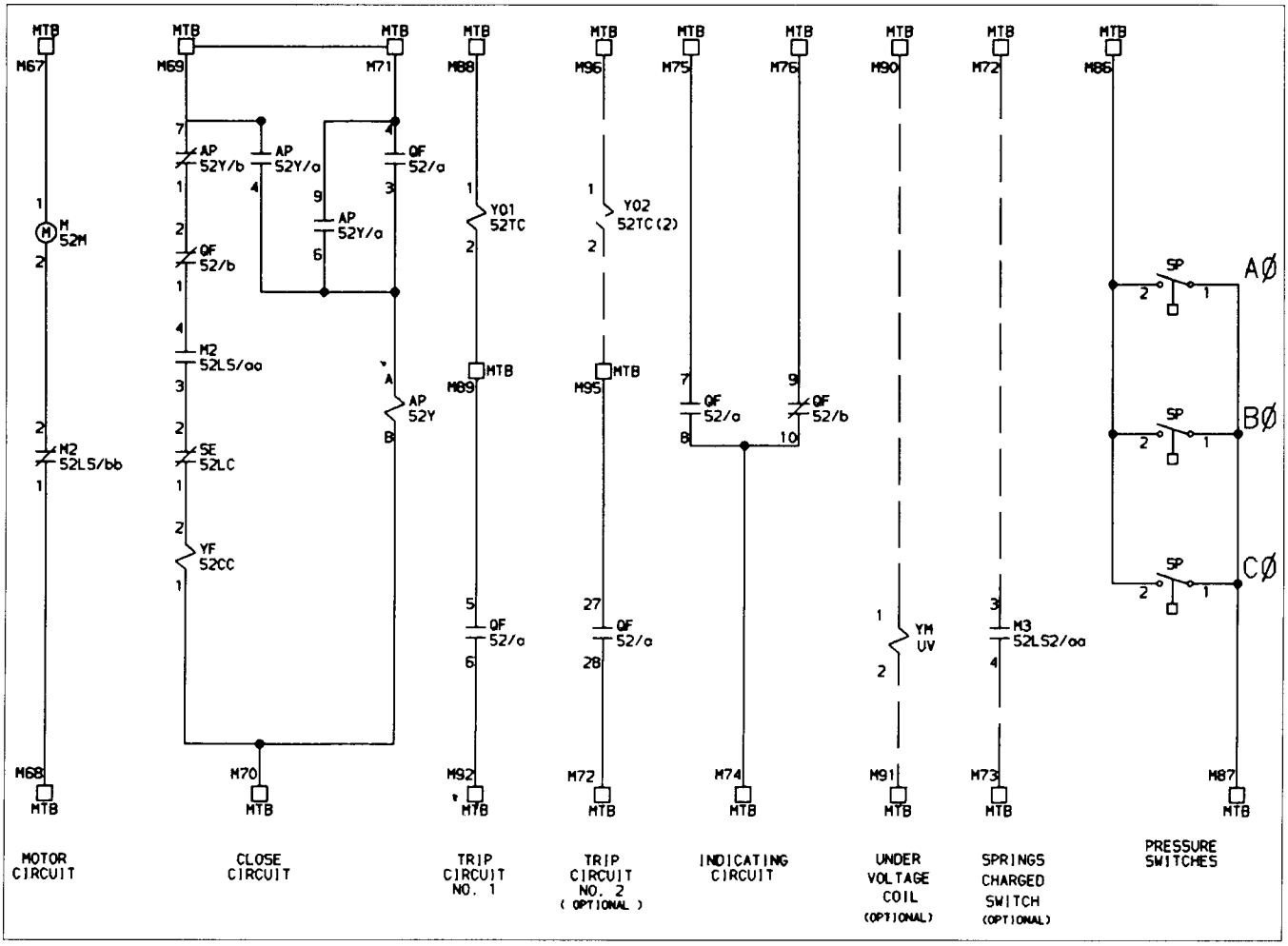


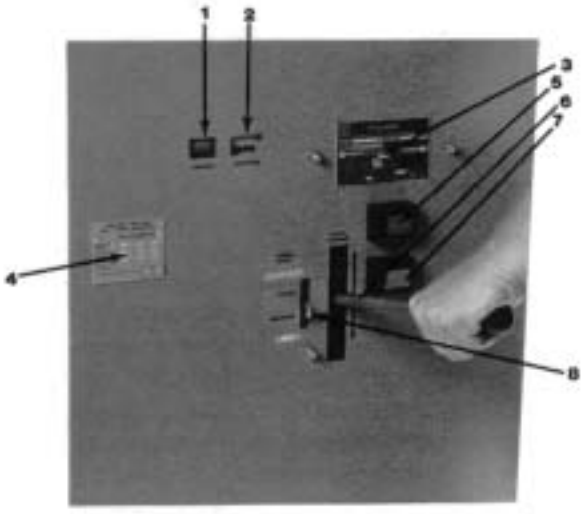
Figure 3: Standard Breaker Controls Schematic

6.0 OPERATION

To manually operate the breaker, manually charge the operator springs, then press the *close* and *open* buttons to close and open the breaker (see figure 4).

The breaker may be closed and opened electrically by means of the close and open solenoids. See figure 3 for the standard controls schematic.

The status of the breaker is given by indicators on the front of the breaker (figure 4). Each close–open cycle advances the operations counter by one. The counter advances on the close stroke.



1. Circuit Breaker Contacts Indicator
   - Green: circuit breaker open
   - Red: circuit breaker closed
2. Operations Counter
3. Breaker Rating Nameplate
4. Control Nameplate
5. Close Button
6. Manual Charging Handle
7. Open Button
8. Mechanism Charged Indicator

Figure 4: Breaker Controls

7.0 SAFETY PRECAUTIONS

WARNING: Hazard of bodily injury or equipment damage.

All maintenance must be performed by qualified personnel in accordance with local codes and ordinances, and under the following conditions:

- The breaker must be removed from its cell and isolated from the high voltage.
- Control voltage must be removed from the controls.
- The breaker must be in the open position.
- All breaker springs must be discharged.

All instructions in this manual assume the customer has taken the above steps to obtain safe conditions prior to performing maintenance or testing.

8.0 PRE-SERVICE CHECKOUT

Prior to placing the breaker in service:

1. Inspect for any shipping damage such as broken parts or loose hardware.
2. Wipe off any dust or grime from the interrupters with a dry cloth. For more extensive cleaning, use a non–flammable solvent.
3. To check the mechanical operation of the breaker, manually charge the closing springs. Next, manually close and trip the breaker.
4. Test the electrical operation of the breaker by applying control power. Next, open and close the breaker electrically.
5. Conduct high–pot tests to test insulation. With the breaker open, high–pot test each terminal to the breaker frame and across the terminals on each pole at 60 kV (AC or DC) for one minute. The breaker frame and all terminals (except the one being tested) are to be grounded during these tests.

If everything is found to be satisfactory, place the breaker in service.

9.0 MAINTENANCE

The suggested maintenance interval of the breaker is every 3000 operations or three years, whichever comes first. Adverse environmental conditions or interruption of high fault currents may make more frequent maintenance necessary.

Maintenance falls into three basic categories:

- inspection, cleaning, and lubrication
- contact wear measurement
- sequence of operation

Metric hardware is used on FG2 breakers. If required, torque non-lubricated bolts per table 1.

Table 1
Torque Specifications (Metric Class 5.8)

Bolt Size	Foot-Pounds
M8 — 1.25	14
M10 — 1.50	22
M12 — 1.75	40
M14 — 2.00	70

9.1 Cleaning and Lubrication Materials

WARNING: Hazard of bodily injury or property damage. Follow the safety precautions described in section 7 before cleaning and lubricating the breaker.

Use the materials shown in table 2 to clean and lubricate the breaker. Disassembly is not normally required.

Table 2
Cleaning And Lubrication Materials

Applications	Materials
Cleaning	Non–flammable solvent
Lubricating pivot points and bearings	SAE 10W40 motor oil
Lubricating spring guides and gears	Automotive ball joint grease (molybdenum disulfide type)

CAUTION: Hazard of equipment damage. Never spray the breaker with a high pressure cleaning solution, as this may damage the "sealed–for–life" bearings and cause the bearings to seize.

9.2 Lubrication Points

Lubrication points are identified in figures 5, 6, 7, 8, and 9. Wipe off grime and dirt before adding new oil and grease.

9.2.1 Lubrication — Interrupter Linkage

Oil the interrupter linkage joints as shown in figure 5. Bearings on interrupter shafts are greased for life and do not need lubrication.

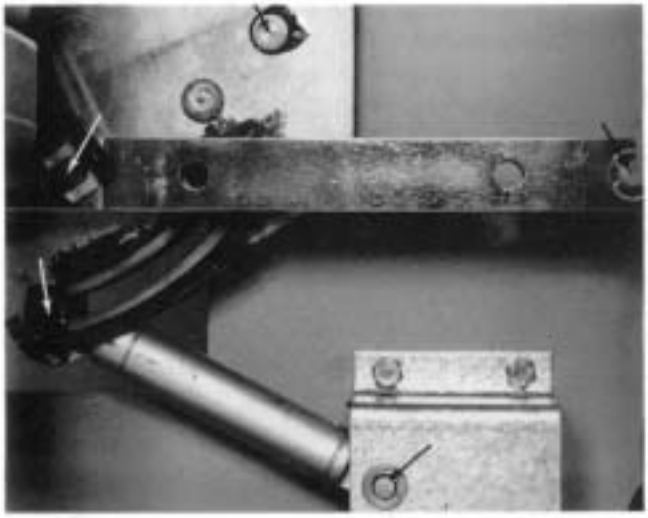


Figure 5: Lubrication — Interrupter Linkage

9.2.2 Lubrication — Mechanism

Step 1. Locate all mechanical bearing surfaces such as rotary shafts within bearings or parts sliding against each other. Apply a sufficient amount of multi-grade oil directly to the surfaces to be lubricated. Operate the mechanism a few times and relubricate. Wipe away excess lubricant carefully so dirt is not forced into lubricated areas.

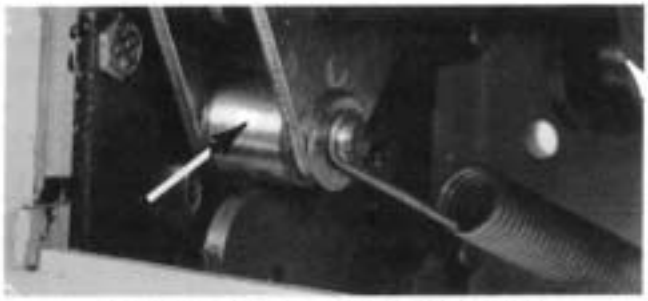


Figure 6: Lubrication — Charging Cam

Step 2. Lubricate the opening and closing spring guides (figure 7) with molybdenum disulfide grease.

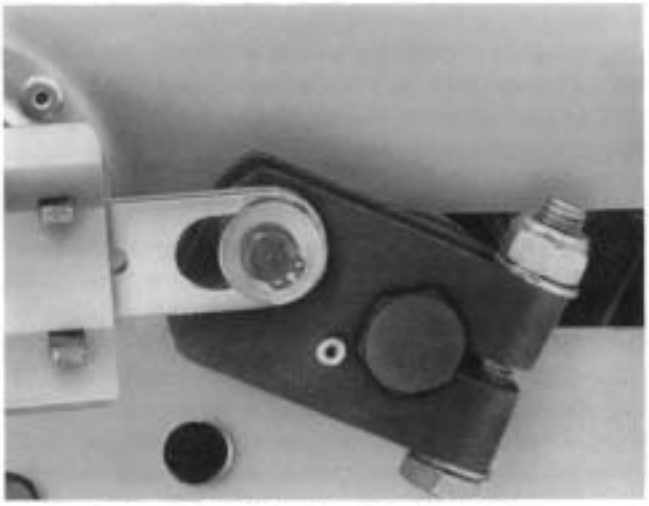


Figure 7: Lubrication — Spring Guides

Step 3. Lubricate the close and trip latch surfaces (figure 8) and mechanism charging gears (figure 9) using molybdenum disulfide grease.

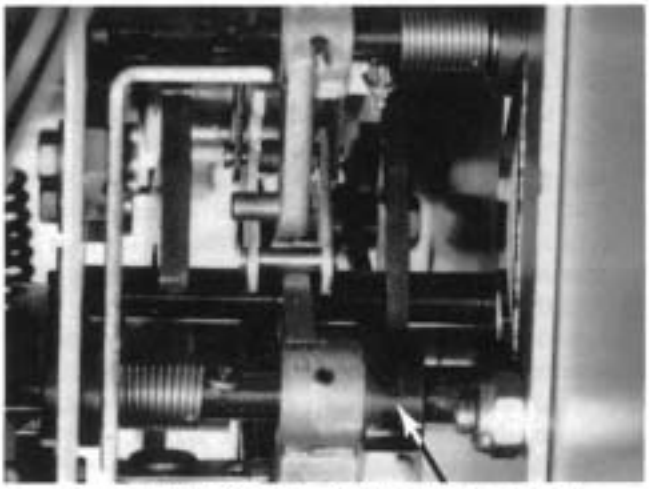


Figure 8: Lubrication — Close and Trip Latches

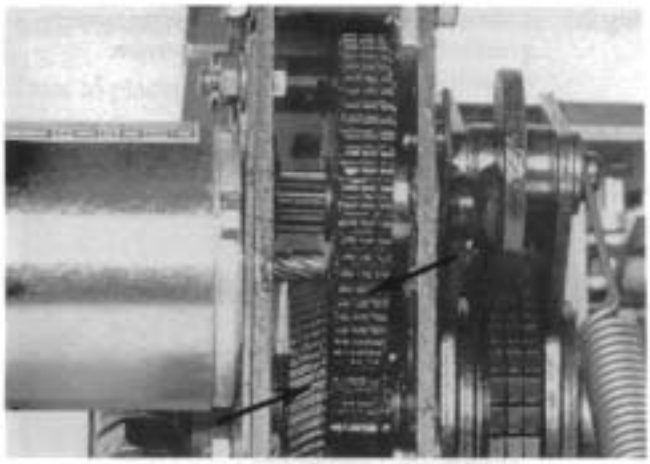


Figure 9: Lubrication — Motor Gears

9.3 Arcing Contact Wear Measurement

WARNING: Hazard of bodily injury or equipment damage. Follow the safety precautions described in section 7 before starting this procedure.

Required parts:
- two 3/16" diameter pins or bolts (approximately 3/4" – 1" long)

Required tools:
- test light or ohmmeter for testing continuity
- needle-nose pliers
- 9/16" wrench or 9/16" socket and ratchet

To measure arcing contact wear, the closing springs must be removed and the breaker slow closed (figure 10) until the arcing contacts "make." Observe the wear on the opening spring guide. FG2 interrupters must be replaced when the arcing contacts are worn out.

Follow these steps to measure contact wear:

1. Open and close the breaker manually to discharge all springs.

2. Remove the cover from the front of the breaker.

3. Begin manually charging the closing springs gradually, one notch at at time.

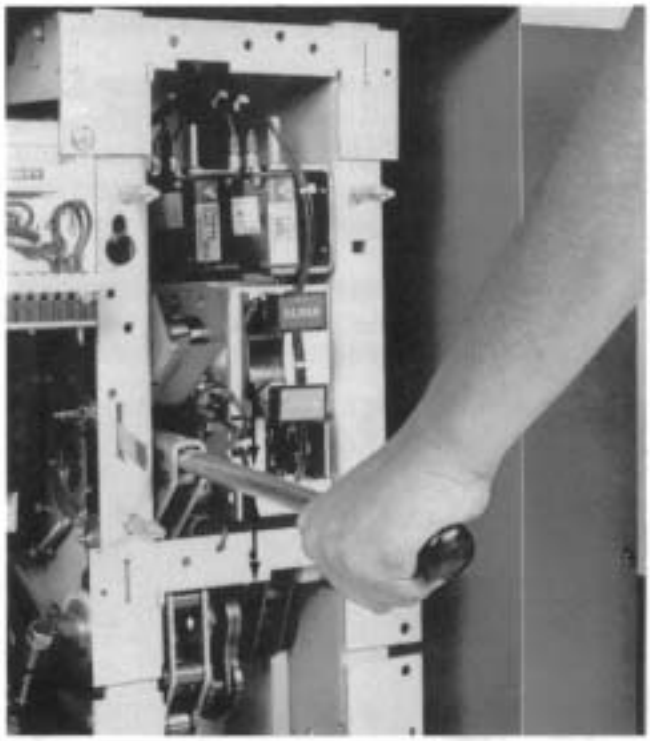


Figure 10: Slow Closing the Breaker

4. Observe the closing springs (figure 11). Stop charging *just before* a pin can be placed through the second hole in the spring guide.

5. While continuing to put slight pressure on the charging handle, insert a 3/16" diameter pin or bolt in the hole (figure 11). Do this on both closing springs.

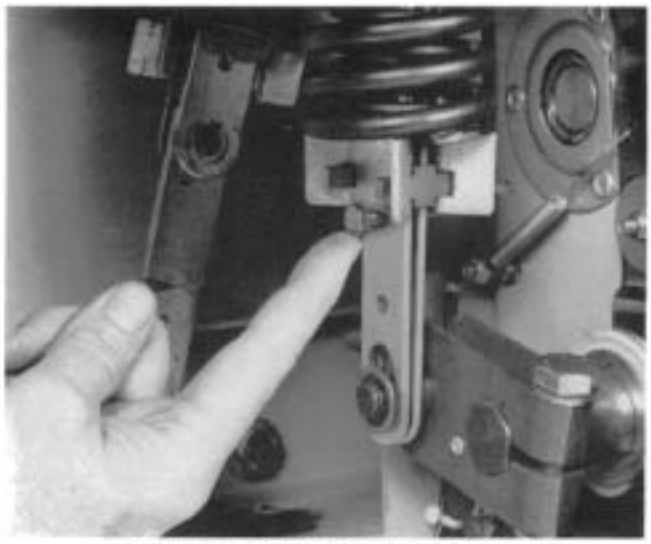


Figure 11: Blocking of Closing Springs

6. Release the charging handle. The force of the springs should now be held on the inserted pins or bolts.

   If the spring force is not held by the pins, remove the pins and finish charging the springs. Then close and open the breaker (as in step 1) and repeat steps 3–6. When performed correctly, the springs will be slack on the mechanism and can be safely removed (figure 12).

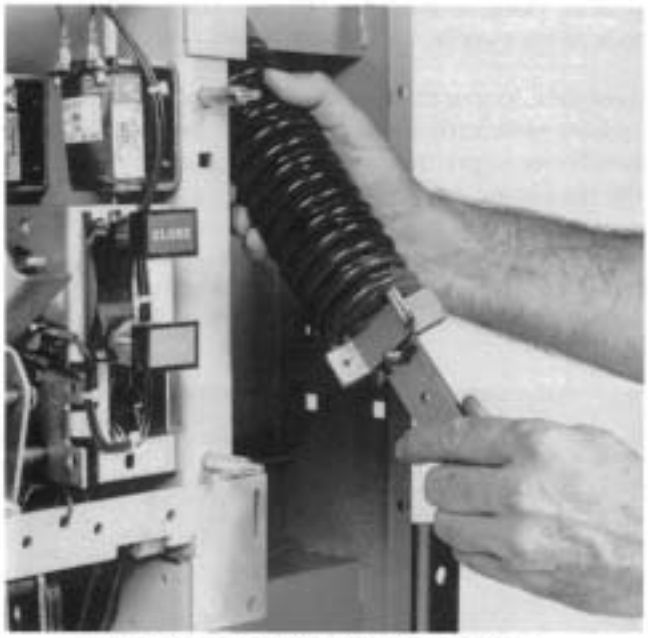


Figure 12: Removal of Closing Springs

7. Remove the snap ring from the crank end of the closing spring. Slide the spring assembly toward the fixed end and then off the shaft (figure 12). Remove both left and right closing springs. Note the position of washers and bushings so they can be placed in the same order and position when reassembled.

8. With the closing springs removed, slowly charge the mechanism manually until it clicks (closing latch sets).

9. Attach a test light or ohmmeter (figure 13) between the terminals of each interrupter to indicate the contact "make" point.

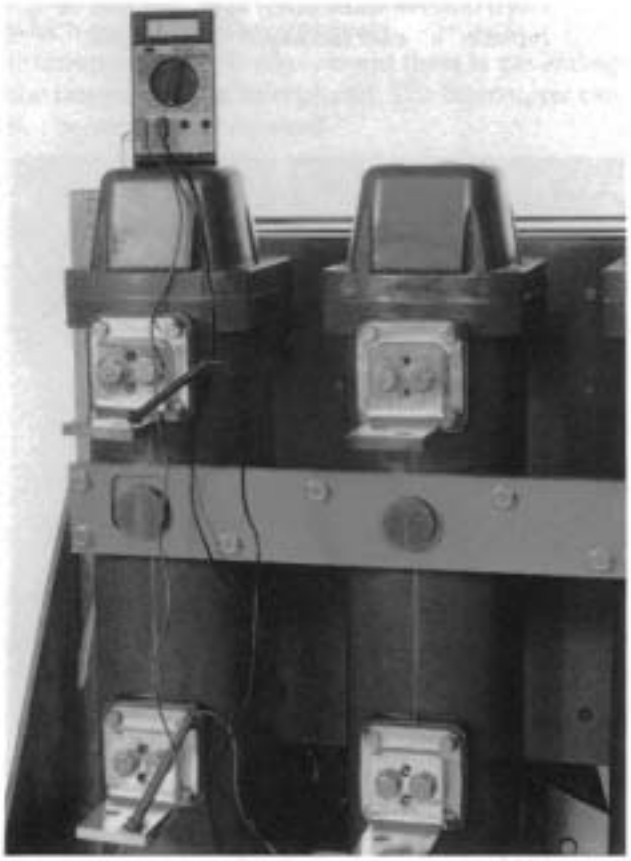


Figure 13: Monitoring Interrupter for Contact Closure

10. Push in and hold the *close* button. Begin slow closing the breaker with the charging handle.

11. Continue slow closing the breaker. Stop as soon as the arcing contacts just "make," as indicated by the light or ohmmeter.

12. Use the manual charging handle to barely hold the arcing contacts closed (the moment the light comes on). Observe the red wear dot on the opening spring guide (figure 14). For a new interrupter, dimension "H" measures .41 inches (10.5 mm).

    While making the wear measurement, DO NOT close the arcing contacts to the point where they remain closed (as indicated by the light staying on) when pressure is removed from the charging handle. This will give a false wear indication.

If the bottom edge of the red dot (marked "F" in figure 14) is at or below the top of the frame (marked "G"), the arcing contacts are worn out. All three interrupters should be replaced as a set (no adjustment exists).

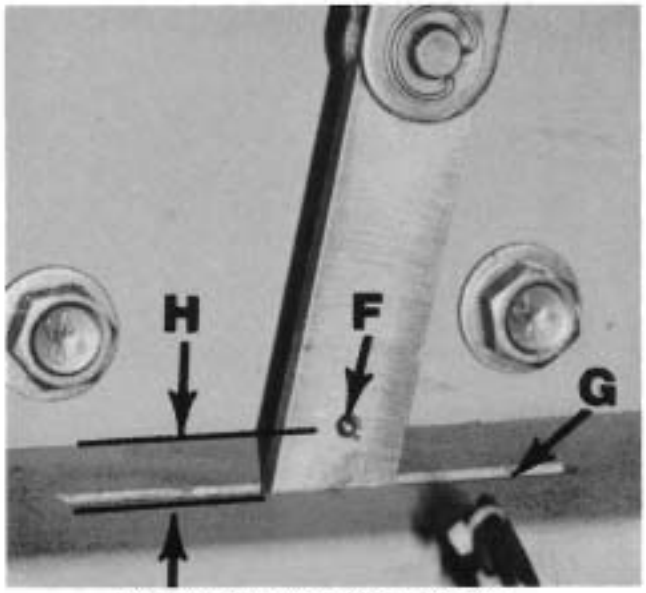


Figure 14: Measuring Contact Wear

13. After completing the wear measurement on the first interrupter, continue slow closing the breaker until it is completely closed. Then trip the breaker.

14. Repeat steps 8–13 for the other two poles.

15. After reinstalling the springs, manually charge the mechanism until the pins (inserted in step 5) can be removed. Remove the pins.

16. Fully charge the mechanism manually and then close and trip the breaker to ensure proper mechanical operation. Replace the breaker covers. The breaker is now ready to be re–energized.

10.0 AUXILIARY CONTACT CONVERSION AND ADJUSTMENT

New parts required: none

Required tools:
- 8 mm open–end wrench
- 13 mm wrench
- thin bladed screwdriver

FG2 breakers are shipped with eleven auxiliary contacts for customer use—five "a" and six "b" contacts. These contacts may be field converted from a to b, or vice versa.

To convert, loosen the locknut on the end of the auxiliary switch (figure 15a) and use a thin bladed screwdriver to pry the contact cam (figure 15b) away from the plastic driver.

Rotate the cam to the desired position. Slide the contact stack back into place and tighten the locknut. Auxiliary contact cams can be adjusted in 9° increments.

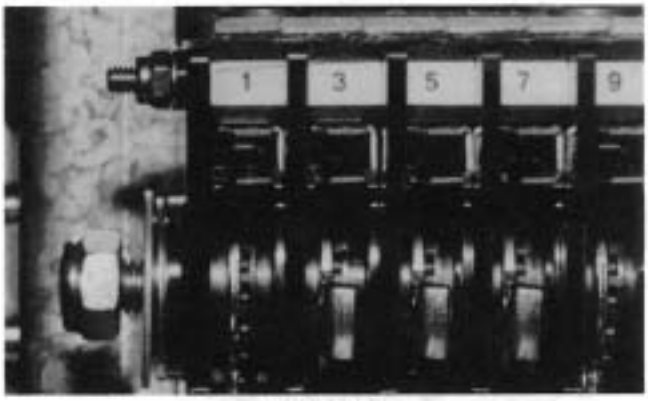


Figure 15a:
Auxiliary Switch Adjustment—Loosening Locknut

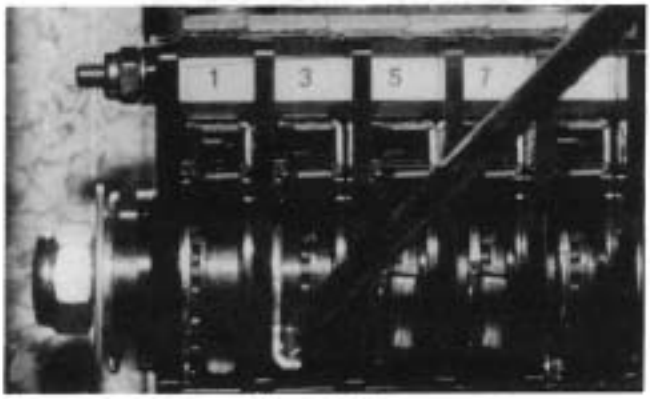


Figure 15b:
Auxiliary Switch Adjustment—Prying Contact Cam

11.0 BREAKER LIFE EXPECTANCY

The life of the breaker is 10,000 close-open cycles at the current rating of the breaker. The life of the breaker may be reduced from 10,000 operations, depending on the number and level of interruptions made. Figure 16 shows the breaker life as a function of the current switched. The life remaining may be determined by measuring arcing contact wear per section 9.3. The curve shown below applies to all voltage ratings.

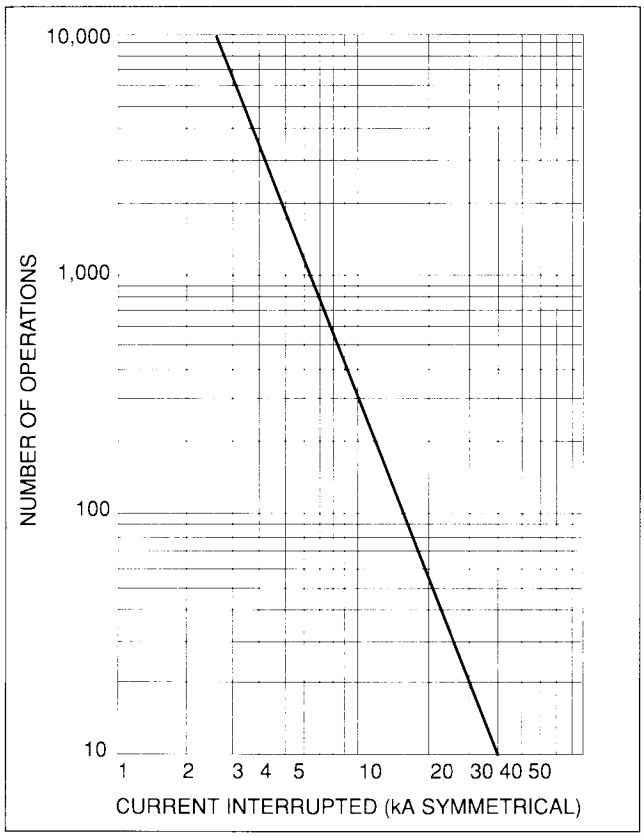


Figure 16: Life Expectancy Curve — All FG2 Ratings

12.0 GAS SERVICING

Gas servicing of the FG2 interrupters is *not required.* Figure 17 shows one of three pressure switches which monitor the SF_6 gas pressure in each interrupter. In the unlikely event there is gas leakage, the interrupter can be replaced. The interrupter can not be serviced or repaired.

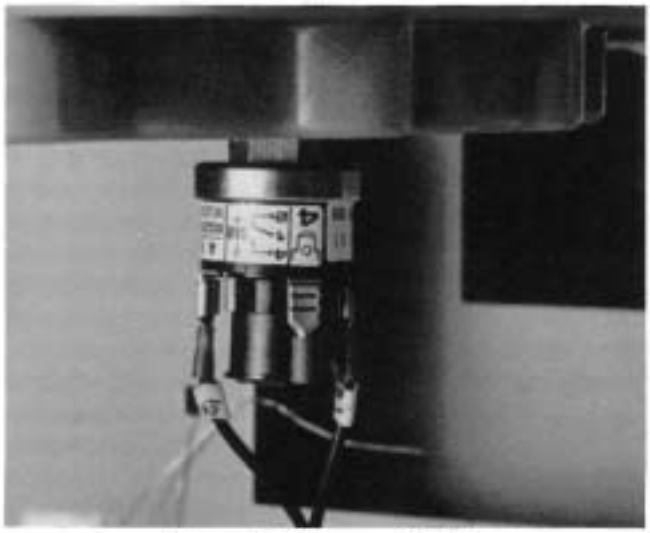


Figure 17: Pressure Switch

Table 3

TROUBLESHOOTING GUIDE

These instructions allow shutdown periods to be kept to a minimum.
If the suggested remedies fail to solve the problem, consult the factory.

PROBLEM	POSSIBLE CAUSE	PROBABLE REASON AND REMEDY
Mechanism does not charge automatically	Electrical charging motor	Voltage across motor terminals too low • Correct the voltage • Replace the motor if necessary
	End of charging switch	• Check condition of switch • Replace switch if necessary
	Wiring	• Check connections of auxiliary circuits
Breaker will not close (indicator remains green)	Closing solenoid	Bad Connection • Check circuit Defective solenoid • Replace the solenoid
	End of charging switch	• Check condition of switch • Replace the switch if necessary
	Latch sub–assembly mechanism	Close Interlock out of position • Clean and oil Interlock Hinge Shaft
	Charging ratchet system	Mechanism is not getting charged • Change the mechanism
Breaker closes and opens immediately and remains open on subsequent attempts to close	Continuous trip signal applied	Fault in the HV main circuit or protective relays adjusted incorrectly • Eliminate the fault • Adjust protective relay
Breaker opens and closes alternately	Anti–pump relay	• Replace the relay
Breaker cannot be opened electrically	Auxiliary switch	• Check circuit
	Trip solenoid	Trip control power connections • Check the circuit Defective solenoid • Replace the solenoid • Check protective circuit

Table 4

PART NUMBERS AND DATA

Device	Voltage	Part No.	Rating
Spring Charging Motor	24 VDC	886657	12 Amp*
	48 VDC	886658	6 Amp
	125 VDC	886661	4 Amp
	250 VDC	886662	2 Amp
	120 VAC	886661	4 Amp
	240 VAC	886662	2 Amp
Closing Solenoid	24 VDC	887 191AM	11.6 OHMS±10% FOR ALL
	48 VDC	887 191AJ	44.5 OHMS
	125 VDC	887 191AE	298 OHMS
	250 VDC	887 191AB	1100 OHMS
	120 VAC	887 191AM	11.6 OHMS
	240 VAC	887 191AJ	44.5 OHMS
Trip Solenoid	24 VDC	887 191BN	7.4 OHMS±10% FOR ALL
(All ratings except 350 MVA and	48 VDC	887 191BK	26 OHMS
1000 MVA)	125 VDC	887 191BE	281 OHMS
	250 VDC	887 191BB	1100 OHMS
	120 VAC	887 191BJ	44.5 OHMS
	240 VAC	887 191BF	184 OHMS
Trip Solenoid	24 VDC	887 191BL	17.6 OHMS±10% FOR ALL
(350 MVA and 1000 MVA)	48 VDC	887 191BM	11.6 OHMS
	125 VDC	887 191BG	115 OHMS
	250 VDC	887 191BD	480 OHMS
	120 VAC	887 191BJ	44.5 OHMS
	240 VAC	887 191BF	184 OHMS
Anti—Pump Relay	24 VDC	759971AB	
	48 VDC	759971AD	
	125 VDC	759971AG	
	250 VDC	759971AH	
	120 VAC	759971AT	
	240 VAC	759971AQ	
End of Charging Switch		25710904	
Latch mechanism sub-assembly		887600B	
5 Auxiliary Contact Block		877942K	
9 Auxiliary Contact Block		877942C	

*Approximate maximum current draw

REPLACEMENT PARTS



End of Charging Switch



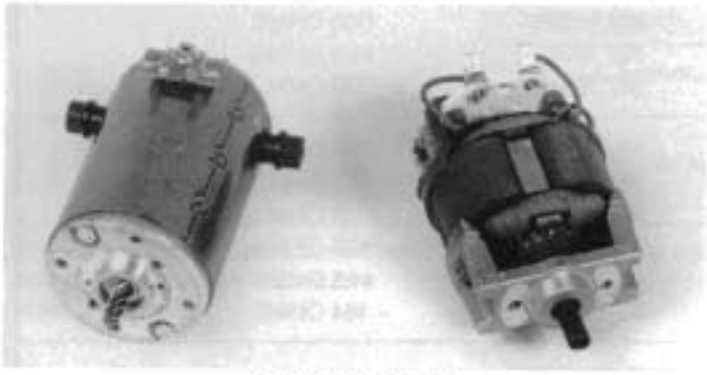
Closing Solenoid



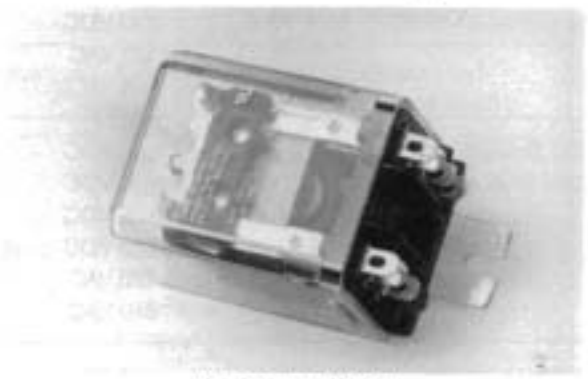
Trip Solenoid



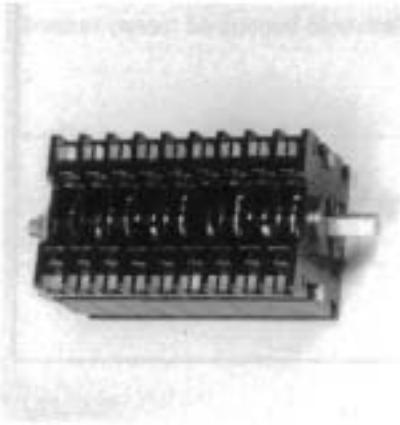
Interrupter



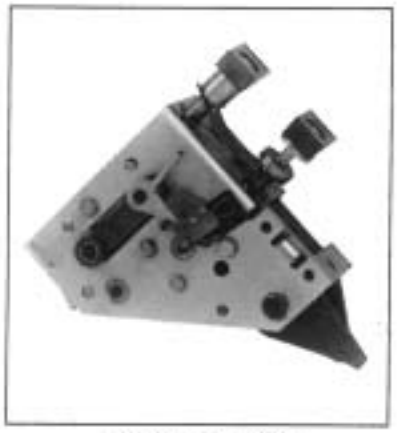
Charging Motor



Anti-Pump Relay



Auxiliary Switch



Latch Mechanism

Figure 18: Replacement Parts

Merlin Gerin Inc.
5000 Highlands Pkwy.
Suite 150
SMYRNA, GA 30082
tel. (404) 432-2744
Fax (404) 432-9179

2016 Catalog



Fuses

From 3.6 to 36kV

Medium Voltage Distribution

schneider-electric.com/mv-distribution

Life Is On Schneider Electric



“Fuses are the one of the first device to ensure the protection of your equipment and your installations.

That must be taken into account when thinking of continuity of service for your activity.”

Contents

General 7

Fuses ranges 13

Selection andusage guide 27

Packaging 35

Order form 39

Your requirements

Quality

High capabilities



More than 10.000.000

Our proposal



Compliance with latest international and local standards

- Complete type test certificates:
  CESI, LES RENARDIERES, LABEIN, etc

Certified manufacturing process

- Process controlled under the quality standard ISO 9001 and ISO 14001
- Regular main electrical company's audits (EDF, IBERDROLA, SONELGAZ,...)

Trustworthy partner

- Among the largest manufacturers of M.V. Fuses all over the world with references in over 110 countries

A full range of fuses with up-to-date technology

- High rupture capacity
- Low switching overvoltage
- Low values of I3 (minimum breaking current)
- Low electrical losses caused by heat disipation
- With thermal striker for the signaling and the trigger
- Outdoor use
- Thermal striker, medium type into the Fusarc fuses

fuses sold in the world

General

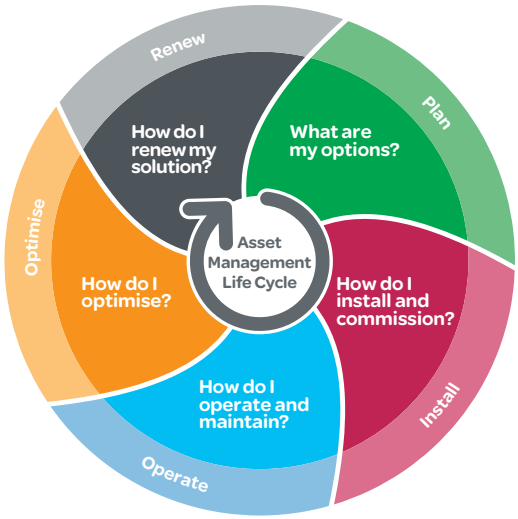
General
Contents

Services	**8**
ProDiag Fuse	**9**
Applications and references	**10**
Quality, Environment	**11**
Standards	**11**

Services
Peace of mind througout your installation life cycle

How can you cut costs and improve performance at the same time?

When it comes to your electrical distribution infrastructure, the answer is straight forward - get professional expertise.



When it comes to your electrical distribution installation, we can help you:

- Increase productivity, reliability, and safety
- Mitigate risk and limit downtime
- Keep equipment up to date and extend lifespan
- Cut cost and increase savings
- Improve your return on investment

CONTACT US!

www.schneider-electric/electricaldistributionservices

Plan

Schneider Electric helps you to plan the full design and execution of your solution, looking at securing your process and optimising your time:
- **Technical feasibility studies:** Accompany customer to design solution in his given environment.
- **Preliminary design:** Accelerate turn around time to come to a fi nal solution design.

Install

Schneider Electric will help you to install efficient, reliable and safe solutions based on your plans.
- **Project Management:** Designed to help you complete your projects on time and within budget.
- **Commissioning:** Ensures your actual performance versus design, through on site testing & commissioning, tools & procedures.

Operate

Schneider Electric helps you maximise your installation uptime and control your capital expenditures through its services offering.
- **Asset Operation Solutions:** The information you need to increase safety, enhance installation training performance, and optimise asset maintenance and investment.
- **Advantage Service Plans:** Customised services plans which cover preventive, predictive and corrective maintenance.
- **On site Maintenance services:** Extensive knowledge and experience in electrical distribution maintenance.
- **Spare parts management:** Ensure spare parts availability and optimised maintenance budget of your spare parts.
- **Technical Training:** To build up necessary skills and competencies. in order to properly operate your installations in safety.

Optimise

Schneider Electric propose recommendations for improved safety, availability, reliability & quality.
- **MP4 Electrical Assessment:** Define improvement & risk management program.

Renew

Schneider Electric extends the life of your system while providing upgrades. Schneider Electric offers to take full responsibility for the end-of-life processing of old electrical equipments.
- **ECOFIT™:** Keep up to date & improve performances of your electrical installations (LV,MV, Protection Relays…).
- **MV product End of life:** Recycle & recover outdated equipment with end of life services.

Frequency of maintenance intervention

Schneider Electric equipment manufacturers recommend a schedule for maintenance activities to extend Electrical Distribution equipment performance over time. Frequencies under normal/healthy operation (minor equipment criticality and optimal environmental conditions) can be generally defined as follows:

Maintenance	Min. freq.(1)	Who		
		Manufacturer	Certified Partner	End user
Exclusive	every 4 years	■		
Advanced	every 2 years	■	■	
Light	every 1 year	■	■	■

(1) Recommended under normal operating conditions (minor equipment criticality and optimal environmental conditions).However, this recommended frequency should be increased according to: a) the level of criticality (low, major, critical) / b) the severity of environment conditions (i.e.corrosive, naval, offshore) following recommendations of Manufacturer's services.

ProDiag Fuse

Schneider Electric proprietary and standard diagnostic tools





Customer needs

Electrical power installations protected by MV switchgear with fuse protection should be regularly checked (for correct assembly, electrical parameters, etc.) to confirm that their characteristics correspond to the original specification. Regular diagnosis of fuse performance (electrical parameters, resistance) according to the manufacturer's recommendations is necessary to secure the ED installation and its service continuity, which are important for customers.

The ProDiag Fuse diagnostic solution can be used on MV switchgear protected by fuses that have not received any maintenance intervention in the last four years (under normal operating conditions, and less if operating in severe environments or depending on their criticality in the installation).

The purpose of ProDiag Fuse (a proprietary hardware-software solution) is to mitigate the risks on MV switchgear and equipment by fuses of faults or drifts causing unwanted effects. The result of fuse premature ageing caused by thermal or electrical over-stressing of the high-voltage system is the destruction of filaments that can lead to thermal runaway, partial damage, complete destruction of MV switchgear and equipment, or even destruction of the electrical room.

Customer benefits

ProDiag Fuse helps customers visualise, discover, and understand MV switchgear fuse ageing and wear and tear as compared to the original fuse manufacturers' technical specification.

ProDiag Fuse monitors the performance of MV switchgear fuses.
Thanks to ProDiag Fuse, maintenance managers can implement, manage, and enrich their maintenance plans. Schneider Electric FSRs conclude their on-site interventions with an exhaustive report on the MV switchgear fuses conformity/non-conformity. If a MV fuse is declared non-conforming, Schneider Electric suggests a corrective plan that includes fuse replacement to regain original performance in safety and service continuity.

Customers can augment their preventive maintenance plans with this corrective action at the most convenient time for each ED device.

"Unique value for customer vs standard market tools"

Electrical parameter measurements (resistance, etc.) on MV switchgear fuses at customer sites are taken by a test tool and transmitted to the Schneider Electric FSRs' ProDiag Fuse software. Data are compared to those of a fuse manufacturers' technical database.

The aim is to determine whether recorded measurements are within the acceptable range, at the limit, or fall outside it, as criteria for MV switchgear fuse conformity.

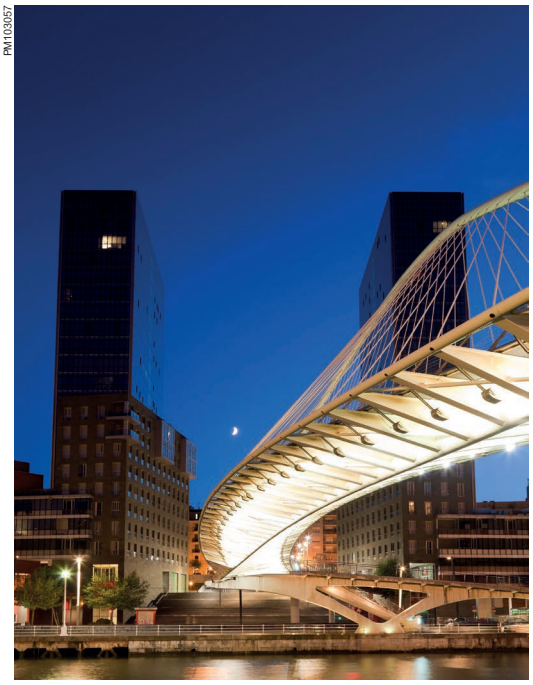
As an ED equipment manufacturer, Schneider Electric is uniquely positioned to develop and invest in specific tests tools, proprietary software, and testing methodology to collect reliable measurements from MV switchgears fuses.

ProDiag Fuse measures a larger number of parameters than standard market tools. It delivers best-in-class MV switchgear fuse diagnostics.

Schneider Electric scope: Schneider Electric fuses and main market fuses players.

Applications and references

PM103057



Public distribution

Our Fusarc CF, Soléfuse, Tépéfuse and MGK fuses make up a broad, consistent and uniform range of high breaking capacity fuses and current limitors.

They are all of combined type and are manufactured so that they can be installed both indoors and outdoors (depending on the type).

Schneider Electric fuses provide protection to medium voltage distribution devices (from 3 to 36 kV) from both the dynamic and thermal effects of shortcircuit currents greater than the fuse's minimum breaking current.

Considering their low cost and their lack of required maintenance, medium voltage fuses are an excellent solution to protect various types of distribution devices:

- Medium voltage current consumers (transformers, motors, capacitors, etc.)
- Public and industrial electrical distribution networks.

They offer dependable protection against major faults that can occur either on medium or low voltage circuits.

This protection can be further enhanced by combining the fuses with low voltage protection systems or with an overcurrent relay.

Applications

- Motors
- Power Transformers
- Capacitors
- Voltage Transformers

References

Our fuses are installed in over 110 countries, overall MV segments, mainly: Utilities, Renewable Industry, Railways, Mining, Oil & Gas and Big Industry.

The major utilities put their trust in our products and protect their equipments using our fuses:

Algeria	CAMEG, SONELGAZ, EDIEL, AL-ELEC…
Argentina	EDESUR, EDENOR
Australia	
Belgium	ELECTRABEL
Brazil	
Chili	CHILECTRA
China	
Colombia	CODENSA
Czech Republic	
Denmark	
Dubai	
Egypt	R.E.A.
France	EDP
Germany	
Greece	PPC
Hong-Kong	
Hungary	

Italy	ENEL
Ireland	ESB
Indonesia	PLN
Korea	
Malaysia	
Mexico	CFE
Morocco	ONE
New Zealand	
Norway	
Peru	EDELNOR
Poland	
Portugal	EDP
Romania	
Russia	
Rwanda	

Saudi Arabia	
Singapore	
Slovakia	
South Africa	ESKOM
Spain	IBERDROLA, ENDESA, UNION FENOSA, HIDROCANTÁBRICO
Sweden	
Switzerland	
Taiwan	
Thailand	PEA/MEA
Tunisia	STEG
Turkey	TEDAS
United Arab Emirates	
United Kingdom	
Union Fenosa	
Uruguay	U.T.E.
Venezuela	
Vietnam	EVN

Quality, Environment

PE58256

PE55711



Quality assurance system

In addition to being tested in our own laboratories as well as in official laboratories such as the CESI, Les Renardiers and Labein, with their own respective certificates, our fuses are manufactured according to quality guidelines within the framework of the ISO 9001 and ISO 14001 Quality System Certification awarded by AENOR (IQ-NET) which provides an additional guarantee for Schneider Electric products.

Routine testing

During manufacture, each fuse is subject to systematic routine testing, with the aim of checking its quality and conformity:

- Dimensional control and weight control
- Visual control of markings, labelling and external appearance
- Electrical resistance measurement: a key point to ensure that fuses have the required performance levels at the end of the production process and to check that no damage has occurred during assembly.

Measurement of the room temperature resistance of each fuse is therefore carried out in order to check that they are in line with values, according to their rated voltage and rated current.

A major asset :

Certified quality ISO 9001 an d ISO 14001

Schneider Electric has a functional organisation whose main mission is to check quality and monitor compliance with standards in each of its production units.

MESA, the only company in Schneider Electric that makes fuses, is certified by AENOR (The Spanish Standards Association), and is certified to ISO 9001.

The environmental management system adopted by Schneider Electric's production sites has been assessed and recognized as conforming to the requirements of the ISO 14001 standard.

Furthermore, Schneider Electric annually carries out internal type-testing and breaking testing in order to comply with our annual quality assurance plan, which is available on request to our customers.

Seal testing

in order to test the sealing of our Fusarc CF fuses, they are immersed for 5 minutes in a hot water bath (80°C), in accordance with standard IEC 60282-1.

Standards

Our fuses are designed and manufactured according to the following standards:

- IEC 60282-1, IEC 60787 (Fusarc CF, Soléfuse,Tépéfuse, MGK)
- DIN 43625 (Fusarc CF)
- VDE 0670-402 (Fusarc CF)
- UTE C64200, C64210 (Soléfuse, Tépéfuse)

Fuses ranges

Fuses ranges
Contents

Main characteristics 14

Design 15

Fuse range selection 16

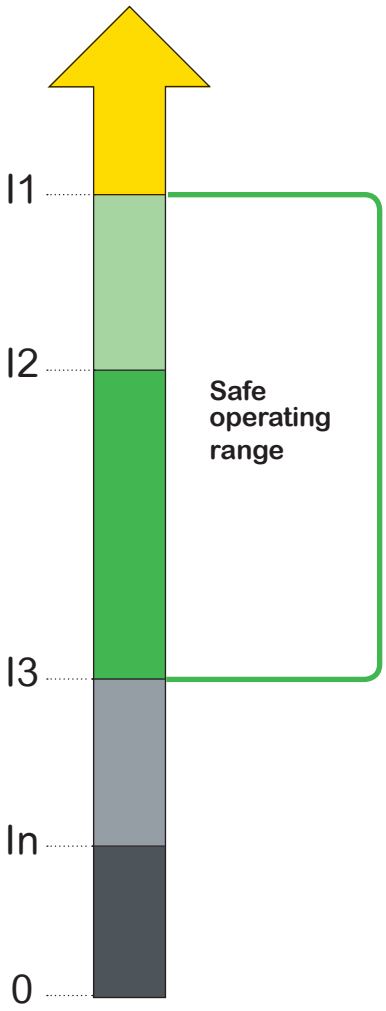
Fusarc CF 17
MV limiting fuses with thermal striker 17
Characteristics and dimensions 18
References and characteristics 19
Fuse and limitation curves 21

Soléfuse 22
References and characteristics 22
Fuse and limitation curves 23

Tépéfuse and Fusarc 24
Metering transformer protection 24

MGK 25
References, characteristics and curves 25

Main characteristics



Definition of a fuse's operating zone (operating ranges of combined type fuses).

Key definitions

I1: maximum rated breaking current

This is the presumed fault current that the fuse can interrupt. This value is very high for our fuses ranging from 20 to 63 kA.

Comment: it is necessary to ensure that the network short circuit current is at least equal to the I1 current of the fuse that is used.

I2: critical currents (currents giving similar conditions to the maximum arcing energy).

This current subjects the fuse to greater thermal and mechanical stresses.

The value of I2 varies between 20 and 100 times the In value, depending on the design of the fuse element. If the fuse can break this current, it can also break currents between I3 and I1.

I3: minimum rated breaking current

This is the minimum current value which causes the fuse to blow and break the current. For our fuses, these values are between 3 and 5 times the In value. Comment: it is not enough for a fuse to blow in order to interrupt the flow of current. For current values less than I3 , the fuse will blow, but may not break the current. Arcing continues until an external event interrupts the current. It is therefore essential to avoid using a fuse in the range between In and I3.

Overcurrents in this range may irreversibly damage fuse elements, whilst still maintaining the risk of an arc which is not broken, and of them being destroyed.

In: rated current

This is the current value that the fuse can withstand on a constant basis without any abnormal temperature rise (generally 65 Kelvin for the contacts).

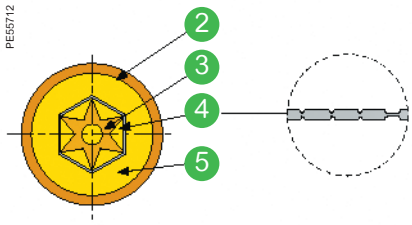
Un: rated voltage

This is the highest voltage between phases (expressed in kV) for the network on which the fuse might be installed.

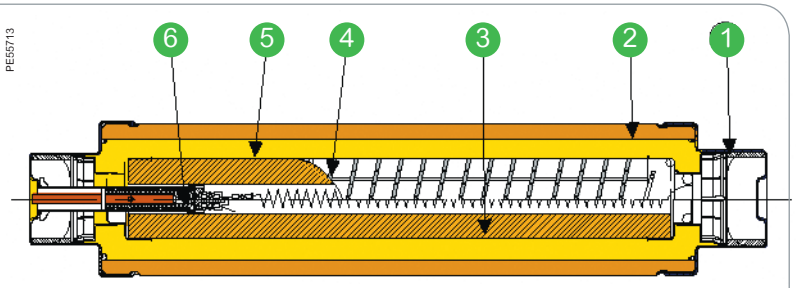
In the medium voltage range, the preferred rated voltages have been set at: 3.6 - 7.2 - 12 - 17.5 - 24 and 36 kV.

Design

Description



1. Contact caps
2. Enclosure
3. Core
4. Fuse element
5. Extinction powder
6. Thermal striker



Cross sectional diagram of a fuse

1 End contact caps

Together with the enclosure, they form an assembly which must remain intact before, during and after breaking the current. This is why they have to withstand mechanical stresses and sealing stresses due to overpressure caused by arcing. The stability of the internal components must also be ensured over time.

2 Enclosure

This part of the fuse must withstand certain specific stresses (related to what has already been mentioned):

Thermal stresses: the enclosure has to withstand the rapid temperature rise that occurs when the arc is extinguished

Electrical stresses: the enclosure has to withstand the restoring of current after breaking

Mechanical stresses: the enclosure has to withstand the increase in pressure caused by the expansion of the sand when breaking occurs.

3 Core

This is a cylinder surrounded by ceramic fins onto which the fuse element is wound.

The striker control wire together with the latter are fitted in the cyclinder. They are insulated from the fuse elements.

4 Fuse element

This is the main component of the fuse. It is made from materials with very low resistance and which do not wear over time. Our fuse elements are carefully configured following a lot of testing, to enable us to achieve the required results.

5 Extinction powder

The extinction powder is made up of high purity quartzite sand (over 99.7%), which is free from any metal compounds and moisture.

When it vitrifies, the sand absorbs the energy produced by the arc and forms an insulating compound called fulgurite with the fuse element.

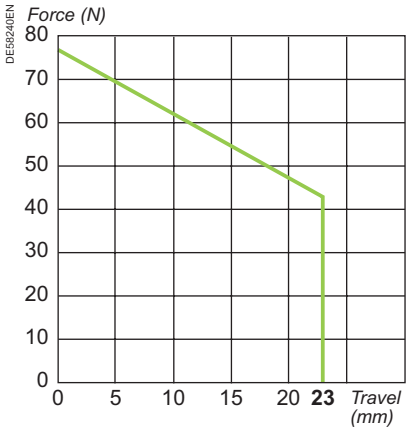
6 Thermal striker

This is a mechanical device which indicates correct fuse operation.
It also provides the energy required to actuate a combined breaking device.

The striker is controlled by a heavy duty wire which, once the fuse element has blown, also melts and releases the striker. It is very important that the control wire does not cause premature tripping of the striker, nor must it interfere with the breaking process.

The Schneider Electric limiting fuse, with its thermal striker, is not only capable of indicating and breaking short circuits. It is also capable of this for prolonged overcurrents, and currents causing significant temperature rises in the devices combined with the fuses and the fuses themselves.

The thermal strikers installed in our fuses are of “medium type” and their force/travel characteristics (approximately 1 joule according to standard IEC-60282-1) are shown the figure below:



Value of the force provided by the striker according to its length of travel.

Fuse range selection

The most significant features provided by our range of fuses are as follows:

- High breaking capacity
- High current limitation
- Low I2t values
- Dependable breaking of critical currents
- Low breaking overvoltage
- Low dissipated power
- No maintenance or ageing
- For indoor and outdoor applications
- With a thermal striker
- Low minimum breaking current values.

Selection table

Depending on the equipment to be protected and its voltage rating, the table below gives the range of fuses which are best suited to the protection application.

Voltage (kV)	Motors	Power transformers	Capacitors	Voltage transformers
3.6	Fusarc CF MGK	Fusarc CF	Fusarc CF	Fusarc CF
7.2	Fusarc CF MGK	Fusarc CF Soléfuse	Fusarc CF Soléfuse	Fusarc CF
12	Fusarc CF	Fusarc CF Soléfuse	Fusarc CF Soléfuse	Tépéfuse Fusarc CF
17.5		Fusarc CF Soléfuse	Fusarc CF Soléfuse	Tépéfuse Fusarc CF
24		Fusarc CF	Fusarc CF Soléfuse	Tépéfuse Fusarc CF Soléfuse
36		Fusarc CF Soléfuse	Fusarc CF Soléfuse	Tépéfuse Fusarc CF

Soléfuse
(UTE standard;
transformer protection)

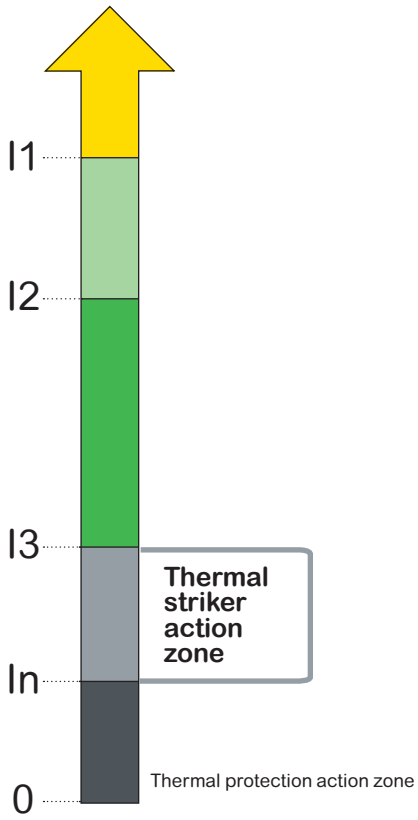
MGK
(UTE standard;
motor protection)



Fusarc CF
(DIN standard;
transformer, motor and
capacitor protection)

Tépéfuse
(UTE standard;
voltage transformer protection)

Fusarc CF
MV limiting fuses with thermal striker



All Schneider Electric fuses type Fusarc CF are provided of a thermal protection device. In the case of permanent overcurrents lower than I3 and superior to the rated current (In), the fuse mechanical striker acts opening the device associated and avoiding any incidents due to overheatings.

In this way, the fuse not only works as a current limiter but also as a temperature limiter when combined with an external breaking device.

These types of fuses, which integrate a thermal striker, are fully compatible with standard Back UP type fuses.

Technical / economic / safety advantages:

The use of a thermal protector in our fuses provides the following advantages:

- Protecting the fuses and their environment from unacceptable temperature rises in installations equipped with a disconnecting switch with the possibility of automatic opening
- Providing a response to unexpected operating conditions, to frequent or longlasting overloads, or to mistakes in selecting the fuse rating, or even concerning restricted ventilation conditions within the installation
- Indicating and protecting against overloads caused by overcurrents below the minimum breaking current (I3) of the installed fuse and which can cause dangerous operating temperatures
- Reducing operating costs due to destruction of equipment or excess costs caused by loss of quality of service (repair time, staff, etc.).

This thermal protector safety feature, significantly reduces the risk of damage and accidents in installations and therefore increases the power distribution quality of service.

The characteristics of the thermal striker fuse (breaking capacity, fuse curves, limiting values, striker force, etc.) do not vary relative to our fuses without thermal protection.



SM6 switchgear

Fusarc CF
Characteristics and dimensions

PE40483_NE_IQI



RM6 RMU with CF fuses

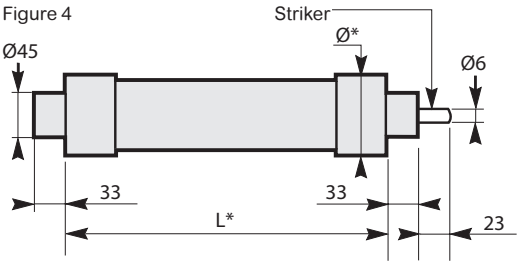
PM103171



Dimensions (mm)

DE55753

Figure 4



* The following page gives the diameter and length of the fuse according to its rating.

Fusarc CF

This is Schneider Electric's DIN standard fuse range.
When designing this range, we paid particular attention to minimise power dissipation.

It is increasingly common to use RMU units with SF6 gas as the insulating material. In view of these operating conditions, in which the fuse is inserted inside a hermetically sealed fuse chamber, with virtually no ventilation, these fuses avoid premature ageing of themselves and of the whole device which would otherwise be caused by a non-optimised fuse.

The enclosure in the Fusarc CF range up to 100 A (rated current) is made from crystallised brown porcelain which withstands ultra-violet radiation and can therefore be installed both outdoors and indoors.

Fuses with rated current values greater than 100 A have glass fibre enclosures and are only for indoor installations.

You will find the full list of the Fusarc CF range in the table given on the following page. With rated voltages ranging from 3 to 36 kV and rated currents of up to 250 A, they meet customers' exact requirements in terms of switchgear short-circuit protection.

Time/current fuse curves

These curves show the virtual fusion or pre-arcing time, as a function of the value of the symmetrical component of the intended current. Careful selection and design of fuse elements, together with meticulous industrial control, provides Schneider Electric customers with precise time-current curves, well above the tolerance limits provided for in standard IEC 60282-1.

When designing our Fusarc CF fuses, we focused on a relatively high fusion current at 0.1 s in order to withstand transformer making currents and at the same time a low fusion current at 10 s in order to achieve quick breaking in the case of a fault.

On page 21, we give the time/current characteristics of Fusarc CF fuses.

Current limitation curves

Schneider Electric fuses are current limiting. Consequently, short circuit currents are limited without reaching their maximum value. These diagrams show the relationship between the presumed short-circuit current and the peak value of the current broken by the fuse. The intersection of these lines with straight lines for Imax symmetrical and Imax asymmetrical give the presumed breaking current, below which fuses no longer have their limiting capacity.

For example, as shown in the limitation curves on page 21, for a short-circuit whose presumed current is 5 kA, in an unprotected installation, the maximum current value would be 7 kA for symmetrical flow and 13 kA for an asymmetrical case.

If we had used a Fusarc CF fuse with a rated current of 16 A, the maximum value reached would have been 1.5 kA.

Fusarc CF
References and characteristics

Reference	Rated voltage (kV)	Operating voltage (kV)	Rated current (A)	Max. breaking current I_1 (kA)	Min. breaking current I_3 (A)	Cold resistance* (m Ω)	Dissipated power (W)	Length (mm)	Diameter (mm)	Weight (kg)
757372AR**	3,6	3/3,6	250	50	2000	0,67	58	292	86	3,4
51311006M0			4		20	796	20			
51006500M0			6,3		36	186,4	12			
51006501M0			10		39	110,5	14			
51006502M0			16		50	68,5	26		50,5	1
51006503M0			20		62	53,5	32			
51006504M0			25		91	36,4	35			
51006505M0			31,5		106	26	42	192		
51006506M0			40		150	18	46			
51006507M0			50		180	12,4	44			
51006508M0			63		265	9,9	52		76	2,1
51006509M0			80		280	7,4	68			
51006510M0			100	63	380	6,2	85			
51100049MB			6,3		36	186,4	12			
51100049MC	7,2	3/7,2	10		39	110,5	14			
51100049MD			16		50	68,5	26		50,5	1,2
51100049ME			20		62	53,5	32			
51100049MF			25		91	36,47	35			
51100049MG			31,5		106	26,05	42	292		
51100049MH			40		150	18,06	46			
51100049MJ			50		180	12,46	44			
51100049MK			63		265	9,9	52		76	3,2
51100049ML			80		280	7,4	68			
51100049MM			100		380	6,2	85			
757352BN**			125		650	3,55	88			
757352BP**			160	50	1000	2,28	87	292	86	3,4
757352BQ**			200		1400	1,8	95			
757374BR**			250		2200	0,966	95	442		5
51311007M0			4		20	1177	27			
51006511M0			6,3		36	283,4	16			
51006512M0			10		39	165,5	18			
51006513M0			16		50	106	37		50,5	1,2
51006514M0			20		62	82	42			
51006515M0			25		91	56	52			
51006516M0			31,5	63	106	40	59	292		
51006517M0	12	6/12	40		150	28	74			
51006518M0			50		180	18,5	70			
51006519M0			63		265	14,8	82		76	3,2
51006520M0			80		280	11,1	102			
51006521M0			100		380	8,9	120			
757364CN**			125		650	5,3	143			
757354CP**			160	40	1000	3,5	127	442	86	5
757354CQ**			200		1400	2,77	172			
51006522M0			10		39	212,2	23		50,5	1,2
51006523M0			16		50	132	47			
51006524M0			25		91	71	72	292		
51006525M0			31,5		106	51	78		76	3,2
51006526M0			40		150	35	90			
51311008M0			4		20	1487	34			
51006527M0			6,3	40	36	369,3	21			
51006528M0			10		39	212,2	25			
51006529M0	17,5	10/17,5	16		50	132	46		50,5	1,5
51006530M0			20		62	103	52			
51006531M0			25		91	71	66			
51006532M0			31,5		106	51	74	367		
51006533M0			40		150	35	94			
51006534M0			50		180	23,4	93			
51006535M0			63	31,5	265	19,4	121		76	3,9
51006536M0			80		330	13,5	145			
51006537M0			100		450	11	192		86	4,6

* Resistances are given at ±10% for a temperature of 20°C.
**Fuses>100A rated current, are manufactured in glass fibre (for indoor use).
For fuses without thermal stricker, please contact the Sales Department.

Fusarc CF
References and characteristics
(cont.)

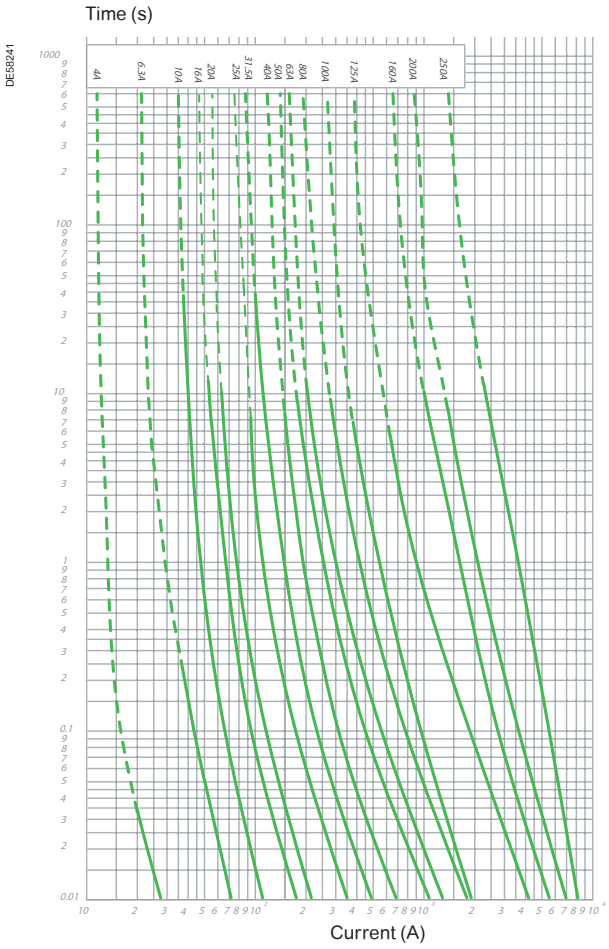
Reference	Rated voltage (kV)	Operating voltage (kV)	Rated current (A)	Max. breaking current I1 (kA)	Min. breaking current I3 (A)	Cold resistance* (mΩ)	Dissipated power (W)	Length (mm)	Diameter (mm)	Weight (kg)
51108815M0	24	10/24	6.3	31.5	38	455	26	292	50.5	1.2
51108816M0			10		40	257.3	35			
51108817M0			16		60	158	64			
51108818M0			20		73	123	84			
51108819M0			25		100	88	79		76	3.2
51108820M0			31.5		112	61	90			
51108821M0			40		164	45	120		86	5
51108822M0			50		233	33,55	157			
51108823M0			63		247	22,6	177			
51108807M0			6.3	40	36	455	26	367	50.5	1.5
51108808M0			16		50	158	58			
51108813M0			20		62	123	67			
51108814M0			25		91	88	76		76	3.9
51108809M0			31.5		106	61	93			
51108810M0			40		150	44.5	115			
51311009M0			4		20	1505	34	442	50.5	1.7
51006538M0			6.3		36	455	25			
51006539M0			10		39	257.5	31			
51006540M0			16		50	158	58			
51006541M0			20		62	123	67			
51006542M0			25		91	88	79			
51006543M0			31.5		106	61	96			
51006544M0			40		150	44.5	119			
51006545M0			50	31.5	180	33.6	136		76	4.5
51006546M0			63		265	25.2	144			
51006547M0			80		330	18	200			
51006548M0			100		450	13.5	240		86	5.7
51311010M0	36	20/36	4	20	20	2209	51	537	50.5	1.9
51006549M0			6.3	40	36	714	39			
51006550M0			10		39	392.2	50			
51006551M0			16		50	252	98			
51006552M0			20		62	197	120			
51006553M0			25		91	133	133			
51006554M0			31.5	20	106	103	171		76	5.4
51006555M0			40		150	70	207			
51006556M0			50		200	47	198		86	6.5
51006557M0			63		250	35	240			

* Resistances are given at ±10% for a temperature of 20°C.

For fuses without thermal stricker, please contact the Sales Department.

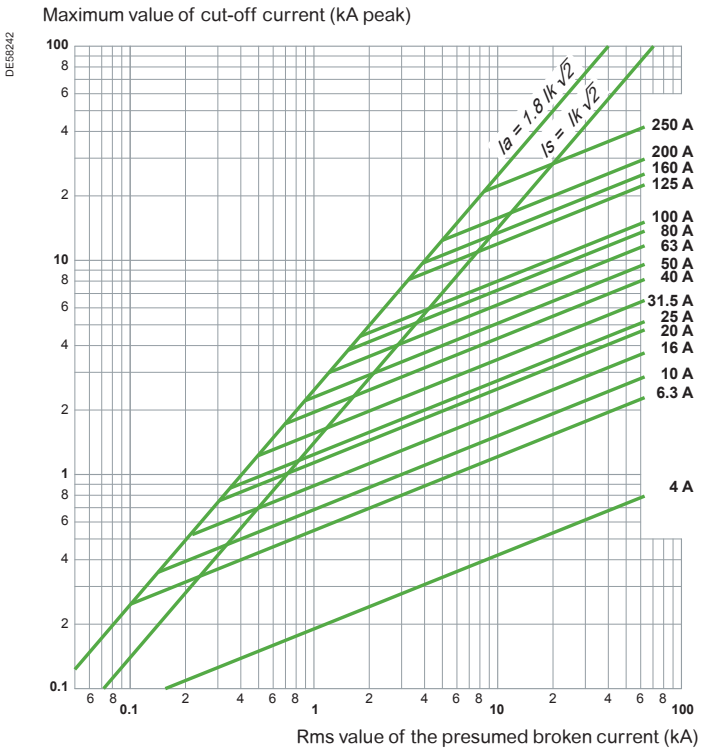
Fusarc CF
Fuse and limitation curves

Time/current characteristics curves 3.6 - 7.2 - 12 - 17.5 - 24 - 36 kV



Current limitation curves 3.6 - 7.2 - 12 - 17.5 - 24 - 36 kV

The diagram shows the maximum limited broken current value as a function of the rms current value which could have occurred in the absence of a fuse.



Soléfuse
References and characteristics

(cont.)

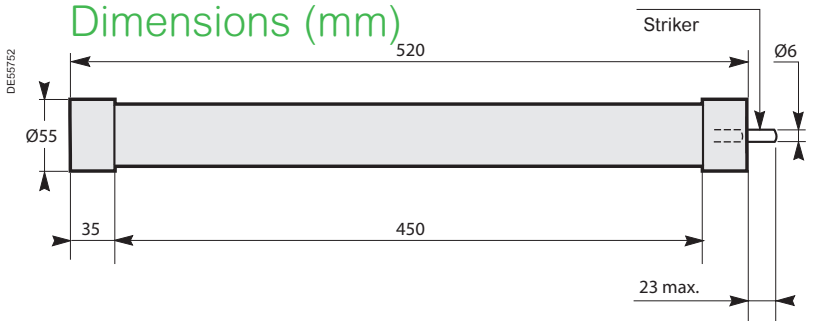
The Soléfuse range of fuses is manufactured according to UTE standard C64200. The rated voltage varies from 7.2 to 36 kV. They can be supplied with or without a striker and their weight is of around 2 kg.
They are mainly intended to protect power transformers and distribution networks, and are solely for indoor installations (glass fibre enclosure).

Electrical characteristics

Reference	Rated voltage (kV)	Operating voltage (kV)	Rated current (A)	Min. breaking current I_3 (A)	Max. breaking current I_1 (kA)	Cold resistance * (mΩ)	Power Dissipation values (W)
757328 BC	7,2	3/7,2	6,3	35	50	192,7	11
757328 BE			16	80		59,3	23
757328 BH			31,5	157,5		24,5	49
757328 BJ			43	215		16,15	59
757328 BK			63	315		11,3	84
757328 BN			125	625		4,8	140
757328 CM	7,2/12	3/12	100	500	50	7,7	143
757328 DL	7,2/17,5	3/17,5	80	400	40	15,1	180
757328 EC	12/24	10/24	6,3	35	31,5	454,3	30
757328 ED			10	50		241,9	31
757328 EE			16	80		117,3	41
757328 EG			25	125		69,1	58
757328 EH			31,5	157,5		45,77	81
757328 EJ			43	215		33,6	128
757328 EL			50	250		37	156
757328 EK			63	315		19,9	147
757331 GC**	12/24	10/24	6,3	35	31,5	463	35
757331 GD**			10	50		244,6	31
757331 GE**			16	80		118	41
757331 GG**			25	125		69,3	58
757331 GH**			31,5	157,5		46,2	81
757331 GJ**			43	215		34,3	128
757331 GL**			50	250		37	156
757331 GK**			63	315		19,9	150
757328 FC	36	30/36	6,3	35	20	762,6	42
757328 FD			10	50		252,9	43
757328 FE			16	80		207,8	92
757328 FF			20	100		133,2	93
757328 FG			25	125		124	136
757328 FH			31,5	157,5		93	172

* Resistances are given at ±10% for a temperature of 20°C.
** Without striker.

Dimensions (mm)

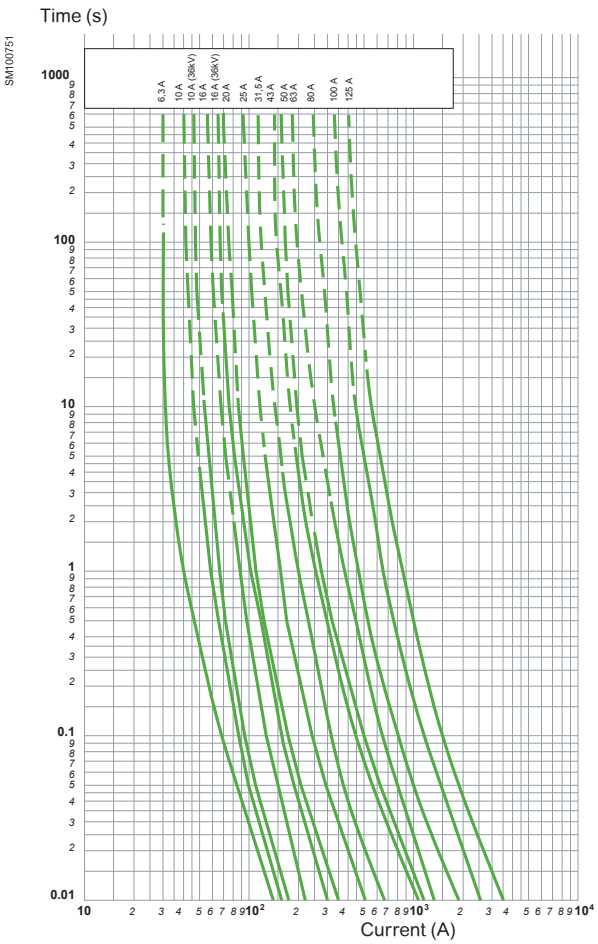


Weight: 2.3 kg



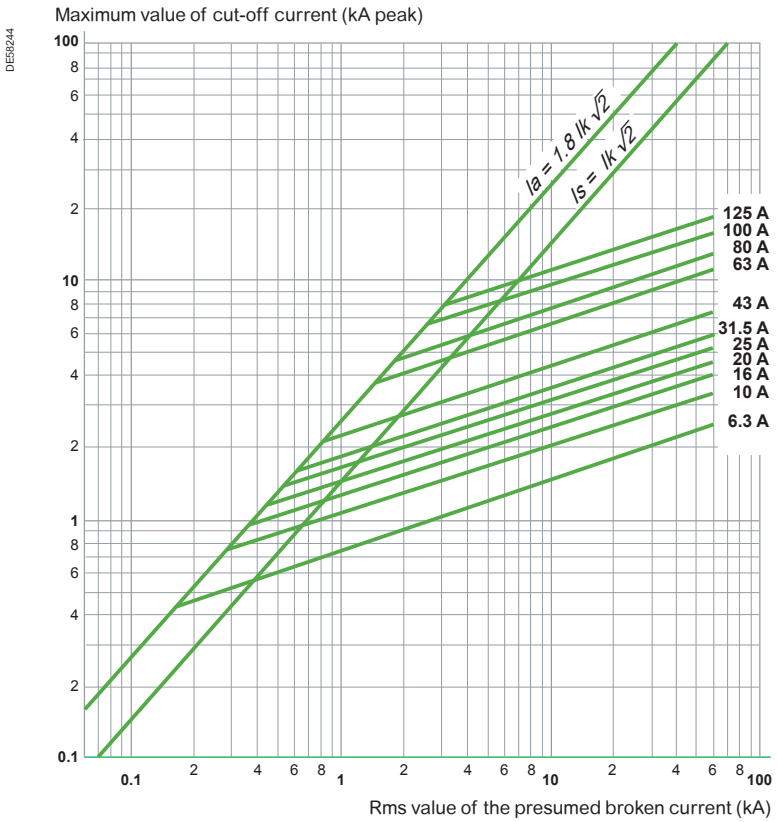
Soléfuse
Fuse and limitation curves

Time/current characteristic curves 7.2 - 12 - 17.5 - 24 - 36 kV



Current limitation curves 7.2 - 12 - 17.5 - 24 - 36 kV

The diagram shows the maximum limited broken current value as a function of the rms current value which could have occurred in the absence of a fuse.



Tépéfuse and Fusarc CF
Metering transformer protection

We manufacture Tépéfuse and Fusarc CF type fuses intended for metering transformer protection which have the following references and characteristics:

Characteristics

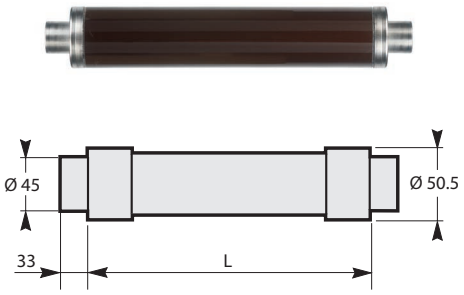
Type	Reference	Rated voltage (kV)	Operating voltage (kV)	Rated current (A)	Max. breaking current I1 (kA)	Min. breaking current I3 (A)	Cold resistance * (mΩ)	Length (mm)	Diameter (mm)	Weight (kg)
Tépéfuse	781825A	12	< 12	0.3	40	40	6100	301	27.5	0.4
	781825B	24	13.8/24				11600			
Fusarc CF	51311002M0	7.2	3/7.2	2.5	63	9.5	1278	192	50.5	0.9
	51311000M0	12	6/12	1			3834	292		1.2
	51311003M0			2.5			1917			
	51311011M0	17.5	10/17.5	2.5			2407	367		1.5
	51311001M0	24	10/24	1	40		4815	442		1.6
	51311004M0			2.5			2407			
	51311005M0	36	20/36	2.5	20		3537	537		1.8

* Resistances are given at ±10% for a temperature of 20°C.

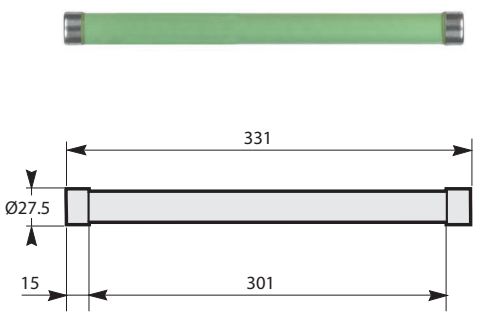
Tépéfuse fuses are only made in glass fibre when intended for indoor usage. Fuses for metering transformer protection are made without strikers, according to figures 6 and 7.

Dimensions (mm)

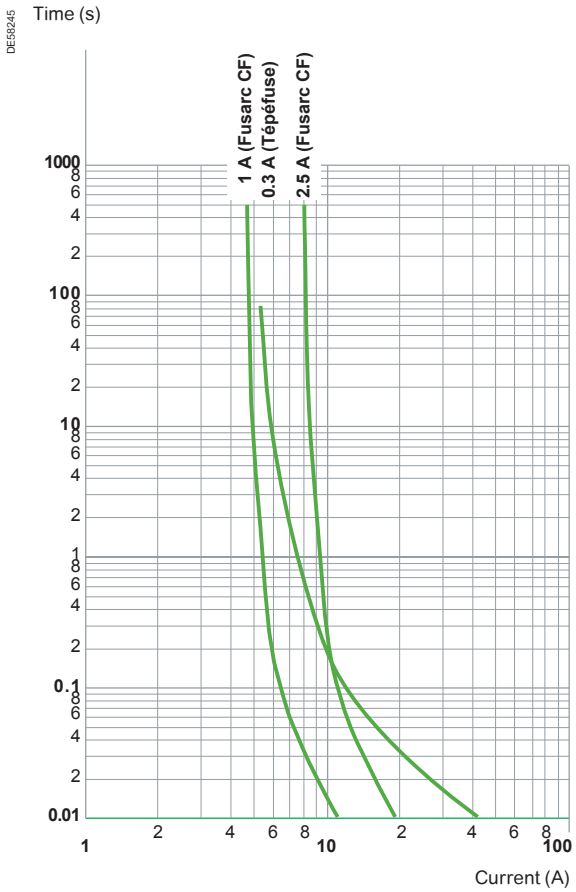
Fusarc CF



Tépéfuse



Fuse curve 7.2 - 12 - 24 - 36 kV



MGK
References, characteristics and curves

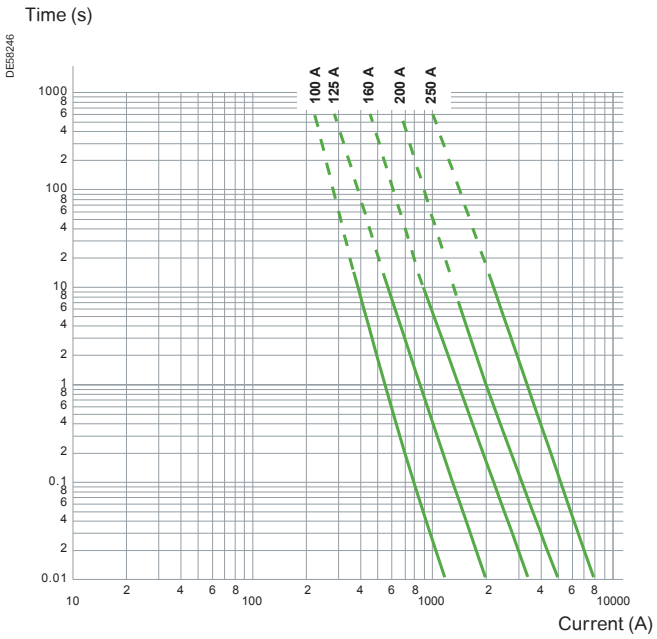
MGK fuses are intended to protect medium voltage motors at 7.2 kV (indoor application).

Electrical characteristics

Reference	757314	757315	757316	757317	757318
Rated voltage	7.2 kV				
Operating voltage	≤ 7.2 kV				
Rated current (A)	100	125	160	200	250
Min. breaking current I3 (A)	360	570	900	1400	2200
Max. breaking current I1 (kA)	50				
Cold resistance * (mΩ)	6.4	4.6	2.4	1.53	0.98

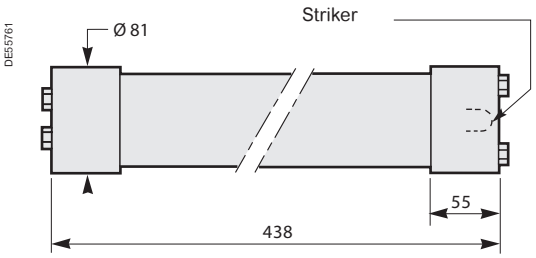
* Resistances are given at ±10% or a temperature of 20°C.

Fuse curve 7.2 kV



Dimensions (mm)

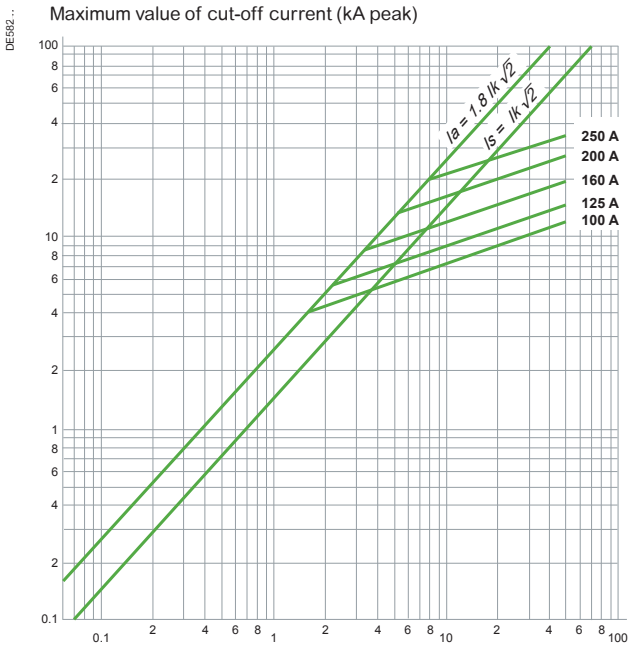




Weight: 4.1 kg

Current limitation curve 7.2 kV

The diagram shows the maximum limited broken current value as a function of the rms current value which could have occurred in the absence of a fuse.



Selection and usage guide

Selection and usage guide
Contents

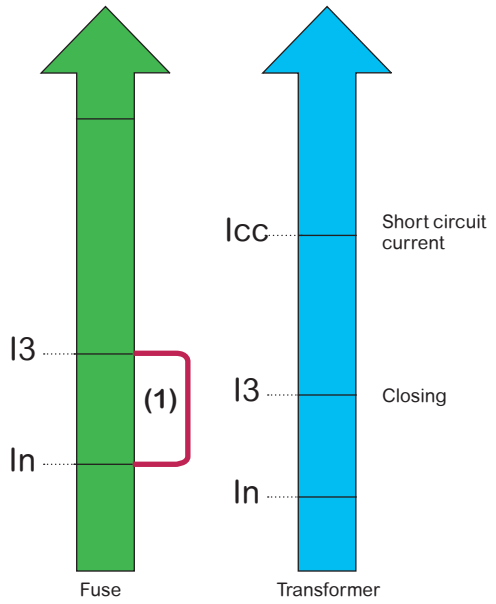
Transformer protection **28**
General 28
Selection table 29

Motor protection **30**
General 30
Selection table 30
Selection charts 31

Capacitor bank protection **32**

Comments on substituting fuses **32**

Transformer protection
General



(1) In this current zone, any overloads must be eliminated by LV protection devices or by a MV switch equipped with an overcurrent relay.

General

According to their specific characteristics, the various types of fuses (Fusarc CF, Soléfuse, Tépéfuse and MGK) provide real protection for a wide variety of medium and high voltage equipment (transformers, motors, capacitors).
It is of the utmost importance to always remember the following points:
Un of the fuse must be greater than or equal to the network voltage
I1 of a fuse must be greater than or equal to the network short circuit current
The characteristics of the equipment to be protected must always be taken into consideration.

Transformer protection

A transformer imposes three main stresses on a fuse. This is why the fuses must be capable of:

- **Withstanding the peak start-up current which accompanies transformer closing**
  The fuses' fusion current at 0.1 s must be more than 12 times the transformer's rated current.
  If(0.1 s) > 12 x In transfo.

- **Breaking fault currents across the terminals of the transformer secondary**
  A fuse intended to protect a transformer has to break its rated short circuit current (Isc) before it can damage the transformer.
  Isc > If(2 s)

- **Withstanding the continuous operating current together with possible overloads**
  In order to achieve this, the fuse's rated current must be over 1.4 times the transformer's rated current.
  In fuse > 1.4 In transfo.

Choice of rating

In order to correctly select the fuse's rated current to protect a transformer, we have to know and take account of:

- **The transformer characteristics:**
  - power (P in kVA)
  - short circuit voltage (Usc in %)
  - rated current.
- **The fuse characteristics:**
  - time/current characteristics (If 0.1 s and If 2 s)
  - the minimum rated breaking current (I3).
- **The installation and operating conditions:**
  - open air, cubicle or fuse chamber
  - presence or otherwise of permanent overload
  - short circuit current in the installation
  - indoor or outdoor usage.

Comment: whether used in Schneider Electric's SM6, RM6, CAS 36 or in a device from another manufacturer, the equipment manufacturer's own user's instructions must be referred to when choosing the fuse.

Transformer protection
Selection table

Fusarc CF fuses DIN standard for transformer protection (rating in A) (1) (2) (3)

Operating voltage (kV)	Rated voltage (kV)	Transformer power (kVA)															
		25	50	75	100	125	160	200	250	315	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000
3	7.2	16 **20** 25	25 **31.5** 40	31.5 **40** 50	40 **50** 63	50 **63** 80	63 **80** 100	63 **80** 100	80 **100**	**100** 125	**125** 160	**125** 160	**160**	**200**	**250**			
5	7.2	**10** 16	16 **20** 25	25 **31.5** 40	31.5 **40** 50	31.5 **40** 50	40 **50** 63	50 **63** 80	63 **80** 100	63 **80** 100	80 **100**	**100** 125	**125** 160	**125** 160	**160**	**200**	**250**	
6	7.2	6.3 **10**	16 **20** 25	20 **25** 31.5	25 **31.5** 40	31.5 **40** 50	40 **50** 63	40 **50** 63	50 **63** 80	63 **80** 100	63 **80** 100	80 **100**	**100** 125	**125**	**125**	**160**	**200**	**250**
6.6	7.2	6.3 **10**	16 **20** 25	20 **25** 31.5	25 **31.5** 40	25 **31.5** 40	31.5 **40** 50	40 **50** 63	50 **63** 80	50 **63** 80	63 **80** 100	80 **100**	**100** 125	**125**	**125**	**160**	**200**	**250**
10	12	**6.3**	**10** 16	**16** 20	16 **20** 25	20 **25** 31.5	25 **31.5** 40	31.5 **40** 50	31.5 **40** 50	40 **50** 63	50 **63** 80	63 **80** 100	63 **80** 100	**80** 100	**100** 125	**125**	**125**	**160**
11	12	**6.3**	**10**	10 **16** 20	16 **20** 25	20 **25** 31.5	25 **31.5** 40	25 **31.5** 40	31.5 **40** 50	40 **50** 63	50 **63** 80	50 **63** 80	63 **80** 100	**80** 100	**100** 125	**125**	**125**	**160**
13.2	17.5	**4**	6.3 **10**	10 **16**	16 **20** 25	16 **20** 25	20 **25** 31.5	25 **31.5** 40	25 **31.5** 40	31.5 **40** 50	40 **50** 63	50 **63** 80	50 **63** 80	63 **80** 100	**80** 100	**100**		
13.8	17.5	**4**	6.3 **10**	10 **16**	10 **16** 20	16 **20** 25	20 **25** 31.5	25 **31.5** 40	25 **31.5** 40	31.5 **40** 50	40 **50** 63	50 **63** 80	50 **63** 80	63 **80** 100	**80** 100	**100**	**100**	
15	17.5	**4**	**6.3** 10	**10** 16	10 **16** 20	16 **20** 25	16 **20** 25	**25** 31.5	25 **31.5** 40	31.5 **40** 50	40 **50** 63	40 **50** 63	50 **63** 80	63 **80**	63 **80** 100	80 **100**	**100**	**100**
20	24		**6.3**	6.3 **10**	**10** 16	10 **16** 20	16 **20** 25	16 **20** 25	20 **25** 31.5	25 **31.5** 40	31.5 **40** 50	31.5 **40** 50	40 **50** 63	50 **63**	**63** 80	63 **80** 100	**80** 100	**100**
22	24		**6.3**	**6.3** 10	**10**	10 **16**	10 **16** 20	16 **20** 25	20 **25** 31.5	25 **31.5** 40	25 **31.5** 40	31.5 **40** 50	40 **50** 63	40 **50** 63	50 **63** 80	63 **80** 100	**80** 100	**100**
25	36		**4**	**6.3**	6.3 **10**	**10** 10	10 **16** 20	16 **20** 25	16 **20** 25	**25** 31.5	25 **31.5** 40	**40** 50	40 **50** 63	40 **50** 63	50 **63**	**63**	**63**	
30	36		**4**	**6.3**	**6.3** 10	6.3 **10**	**10** 16	10 **16** 20	16 **20** 25	16 **20** 25	**20** 25	25 **31.5** 40	**31.5** 40	**40** 50	**40** 50	**50** 63	50 **63**	**63**	**63**

Soléfuse fuses UTE standard for transformer protection (rating in A) (1) (2) (3)

Operating voltage (kV)	Rated voltage (kV)	Transformer power (kVA)													
		25	50	100	125	160	200	250	315	400	500	630	800	1000	1250	1600
3	7.2	**16**	**16**	**31.5**	**63**	**63**	**63**	**80**	**100**	**100**	**125**					
3.3	7.2	**16**	**16**	**31.5**	**31.5**	**63**	**63**	**80**	**80**	**100**	**125**					
4.16	7.2	**6.3**	**16**	**31.5**	**31.5**	**31.5**	**63**	**63**	**80**	**80**	**100**	**125**				
5.5	7.2	**6.3**	**16**	**16**	**31.5**	**31.5**	**31.5**	**63**	**63**	**63**	**80**	**100**	**125**			
6	7.2	**6.3**	**16**	**16**	**31.5**	**31.5**	**31.5**	**63**	**63**	**63**	**80**	**100**	**100**	**125**		
6.6	7.2	**6.3**	**16**	**16**	**16**	**31.5**	**31.5**	**31.5**	**63**	**63**	**80**	**80**	**100**	**125**		
10	12	**6.3**	**10**	**16**	**16**	**25**	**31.5**	**31.5**	**31.5**	**50**	**43**	**63**	**80**	**80**	**100**	
11	12	**6.3**	**6.3**	**10**	**16**	**16**	**25**	**31.5**	**31.5**	**31.5**	**43**	**50**	**63**	**80**	**100**	
13.8	17.5/24	**6.3**	**6.3**	**10**	**10**	**16**	**16**	**25**	**31.5**	**31.5**	**31.5**	**43**	**50**	**63**	**80**	
15	17.5/24	**6.3**	**6.3**	**10**	**10**	**16**	**16**	**25**	**31.5**	**31.5**	**31.5**	**43**	**50**	**63**	**80**	**80**
20	24	**6.3**	**6.3**	**6.3**	**6.3**	**10**	**16**	**16**	**25**	**31.5**	**31.5**	**43**	**43**	**50**	**63**	
22	24	**6.3**	**6.3**	**6.3**	**6.3**	**10**	**10**	**16**	**16**	**25**	**25**	**31.5**	**31.5**	**43**	**43**	**63**
30	36			**6.3**	**6.3**	**6.3**	**16**	**16**	**16**	**16**	**16**	**31.5**	**31.5**	**31.5**		

(1) Fuse ratings correspond to open air installation with a transformer overload of 30%. or to an indoor installation without transformer overload.
(2) If the fuse is incorporated in a distribution switchboard. please refer to the selection table provided by the manufacturer of this device.
(3) although the ratings shown in bold type are the most appropriate. the others also protect transformers in a satisfactory manner.

Motor protection
General and Selection table

Fusarc CF selection for motor protection

Table no. 8

Maximum operating voltage (kV)	Start-up current (A)	Start-up time (s) 5 — Number of start-ups per hour 6	12	10 — 6	12	20 — 6	12
3.3	1410	250					
	1290	250	250	250			
	1140	250	250	250	250	250	250
	1030	250	250	250	250	250	250
	890	250	250	250	250	250	250
	790	200	250	250	250	250	250
	710	200	200	200	250	250	250
	640	200	200	200	200	200	250
6.6	610	200	200	200	200	200	200
	540	160	160	160	200	200	200
	480	160	160	160	200	200	200
	440	160	160	160	160	160	200
	310	160	160	160	160	160	160
	280	125	160	160	160	160	160
	250	125	125	125	160	160	160
	240	125	125	125	125	125	160
	230	125	125	125	125	125	125
	210	100	125	125	125	125	125
	180	100	100	100	100	100	125
11	170	100	100	100	100	100	100
	160	100	100	100	100	100	100
	148	80	100	100	100	100	100
	133	80	80	80	100	100	100
	120	80	80	80	80	80	100
	110	80	80	80	80	80	80
	98	63	80	80	80	80	80
	88	63	63	63	63	80	80
	83	63	63	63	63	63	80
	73	50	63	63	63	63	63
	67	50	50	50	63	63	63
	62	50	50	50	50	50	63
	57	50	50	50	50	50	50

Motor protection

When combined with a contactor, fuses provide a particularly effective protection system for an MV motor.
The specific stresses that fuses have to withstand are due to:
- The motor to be protected
- The network on which it is placed.

Stresses due to the motor

- The start-up current (Id).
- The start-up duration (Td).
- The number of successive start-ups.
- When the motor is energised, and throughout the start-up period, the impedance of a motor is such that it consumes a current Id which is significantly greater than the rated load current In. Normally, this current Id is around 6 times the rated current, (Id/In = 6).
- The start-up duration Td depends on the type of load that is being driven by the motor. It is of around ten seconds.
- We also have to take account of the possibility of several successive start-ups in choosing the fuse rating.

Stresses related to the network

- The rated voltage: the rated voltage for MV motors is at most equal to 11 kV.
- The limited broken current: networks with MV motors are generally high installed power networks with very high short circuit currents.

Choice of rating

The fuse rating chosen depends on three parameters:
- The start-up current
- The duration
- The start-up frequency

Motor protection
Selection charts

η = motor efficiency
Ua = rated motor voltage
Id = start up current
Td = start up time

The three charts given below enable the fuse rating to be determined when we know the motor power (P in kW) and its rated voltage (Ua in kV).
Chart 1: this gives the rated current In (A) according to P and Ua.
Chart 2: this gives the start-up current Id (A) according to In (A).
Chart 3: this gives the appropriate rating according Id and the start-up duration time td (s).

Comments

Chart 1 is plotted for a power factor of 0.92 and an efficiency of 0.94.
For values different to this, use the following equation: $In = \frac{P}{n\sqrt{3}\,Ua\,.\,p.f.}$

- chart 3 is given in the case of 6 start-ups spread over an hour or 2 successive startups .
- for n successive start-ups (n > 6), multiply td by $\frac{n}{6}$
  for p successive start-ups (p > 2), multiply td by $\frac{p}{2}$ (see selection table)
  In the absence of any information, take td = 10 s.
- if the motor start-up is not direct, the rating obtained using the charts below may be less than the full load current of the motor. In this case, we have to choose a rating 20% over the value of this current, to take account of the cubicle installation.

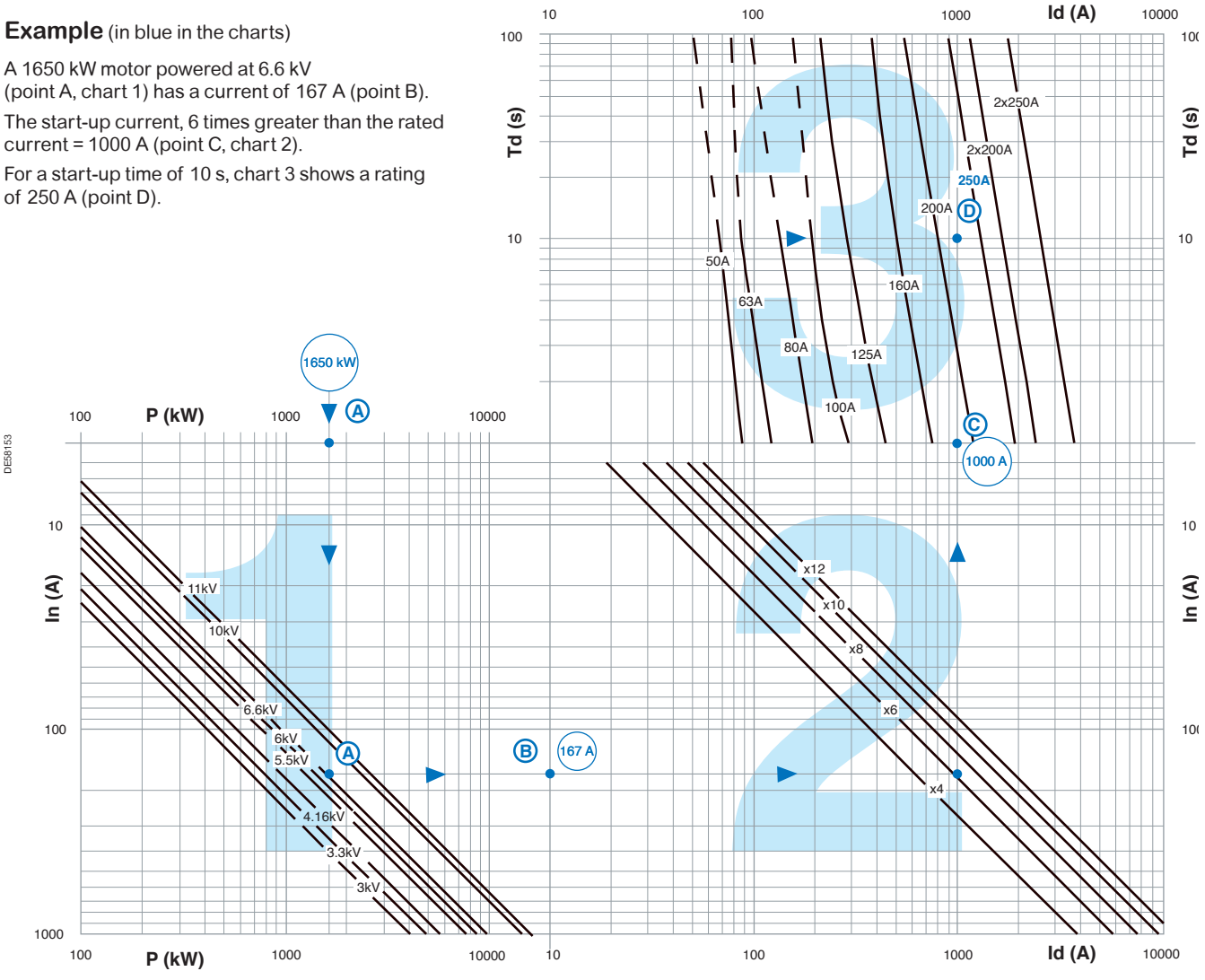
Fuses with a rating chosen using these charts will satisfy fuse ageing tests according to recommendations in IEC 60644.

Example (in blue in the charts)

A 1650 kW motor powered at 6.6 kV (point A, chart 1) has a current of 167 A (point B).

The start-up current, 6 times greater than the rated current = 1000 A (point C, chart 2).

For a start-up time of 10 s, chart 3 shows a rating of 250 A (point D).



Capacitor bank protection

Fuses intended to protect capacitor banks have to withstand special voltages:

- When the bank is energised, the inrush current is very high and can lead to premature ageing or fusion of the fuse element
- In service, the presence of harmonics can lead to excessive temperature rise.

Choice of rating

A common rule applied to any switchgear in the presence of capacitor banks is to derate the rated current by 30 to 40% due to the harmonics which cause additional temperature rise.
It is recommended to apply a coefficient of between 1.7 and 1.9 to the capacitive current in order to obtain the appropriate fuse rating, i.e. 1.7 or 1.9 times the rated current of the bank.
As for transformers, it is necessary to know the rms inrush current value and its duration.

Comments on substituting fuses

In accordance with recommendation in IEC 60282-1 (Application guide):

« it is recommended to replace all three fuses in a three-phase circuit when one of them has already blown, unless we are certain that there has been no overcurrent in the fuses which have not blown ».

Moreover, in this guide, we can find several basic recommendations for the correct use of this type of fuse.

It is important to take account of the fact that the striker only acts when all of the fuse elements have blown. However, if the striker has not been activated, this does not mean that the fuses have not been subject to an overcurrent.

Packaging

Packaging
Contents

Packaging - general description **36**

General description

PM104192



PM104193



Individual packaging

Fuses are packed individually

Solefuse packaging

- 3 unit per carton.
- Dimensions: 55 x 22 x 8 cm

PM104194



Rest of Fuses

Depending on the type of fuse specified and the quantity ordered packaging may vary.

Ground Shipping

- Carton packaging with wooden pallet.
- Dimensions:
  - 66 x 38 x 42 cm
  - 120 x 80 x 40 cm
  - 120 x 80 x 70 cm

PM104195



Export Shipping

- Wooden packaging box
- Wooden packaging box with wooden pallet.
  The edges of the case are reinforced by metal.
- Dimensions:
  - 64 x 32 x 42 cm
  - 120 x 80 x 40 cm
  - 120 x 80 x 70 cm

Notes

Order form

Order form
Contents

Order form **40**

Medium Voltage Fuses from 3.6 to 36 kV

Order form

Only one of the boxes (ticked [X] or filled [ ] by the needed value) have to be considered between each horizontal line.

Fuses					Quantity
Electrical characteristics					
Rated voltage				(kV)	
Operating voltage				(kV)	
Rated current				(A)	
Power	Transformer		Motor	(kVA)	
Dimensions					
Fuse lenght				(mm)	
Cap diameter				(mm)	
Other characteristics					
Operating conditions					
Open air		Cubicle		Fuse chamber	Other
Standards					
Reference					

Notes

Notes

Notes

Schneider Electric Industries SAS

35 rue Joseph Monier
92500 Rueil-Malmaison, France
Tel : +33 (0)1 41 29 70 00

www.schneider-electric.com

SAS capital social 928 298 512 €
954 503 439 RCS Nanterre

04-2016
AC0479EN

©2016 Schneider Electric. All Rights Reserved.
All trademarks are owned by Schneider Electric Industries SAS or its affiliated companies.

ART.72747 - Life Is On Schneider Electric is a trademark and the property of Schneider Electric SE, its subsidiaries and affiliated companies. All rights reserved.

Row Labels	Sum of Potência
A	**1839,96**
A3	1839,96
B	**4898**
B2	2077,05
B4	2818,75
TGE7	2,2
D	**1524,1**
D1	1523
DE5	1,1
E	**1386,47**
E1	477,22
E3	909,25
F	**2623,37**
F1	2617,84
FE2	5,53
F5	**116,1**
F5	116,1
G	**173,85**
G	173,6
GE1	0,25
J	**838,06**
J	445,76
J2	384,8
J3	7,5
K	**761,72**
K	761,17
TGE3	0,55
L	**510,5**
L1	510,5
M	**1764,3**
M1	1292,6
MCC	470,23
TGE8.M	1,47
N	**3516,47**
N2	1592,29
N3	1900,38
N4	1,8
N6	22
P	**282**
P	282
R	**6015,08**
R2	2424,06
R3	988,3
R4	1336,72
R5	1266
W	**1532,7**
W3	1532,7

Y	**1821,35**
Y2	1821,35
Z	**197,9**
Z2	197,9
Grand Total	**29801,93**

NEUTRAL GROUNDING RESISTOR

FLUOR

galp energia

REFINARIA DO PORTO

FLUOR TO COMPLETE

Date Received : 23-4-09

Authorized by: L. Fink

	1 - DO NOT PROCEED, change as noted & resubmit
X	2 - Proceed, change as noted and resubmit
	3 - Proceed
	4 - Reviewed for Information Only
	Q - Quality is below standards. Correct and resubmit

Authorization to proceed does not relieve Vendor of its responsibility or liability under the Contract and or Purchase Order.

Petrogal Document No		RP-07-A4-042-16602-XXXXXXX-0032
Contract No.: A3SI		
PO. Number (if applicable): A3SI-6-2001-01		
First Issue: Yes		
EDR Code(s): C112		
Item/Tag Number(s): ~~TRP- C TRP-D~~ TRP-C/NR & TRP-D/NR.		
Fluor Document Document Number	SDOC-A3SI-6-2001-RQ-C112-0002	Rev: A

FLUOR

galp energia

REFINARIA DO PORTO

FLUOR TO COMPLETE	
Date Received:	
Authorized by:	
	1 –DO NOT PROCEED, change as noted and resubmit
	2 –Proceed, change as noted and resubmit
	3 –Proceed
	4 –Reviewed for Information Only
	5 –Quality is below standards. Correct and resubmit

Authorization to proceed does not relieve Vendor of its responsibility or liability under the Contract and/or Purchase Order.

Petrogal Document No.	RP–07–A4–042–16602–XXXXXXX–0000
Contract No.: A3SI	
PO. Number (if applicable): A3SI–6–2001–01	
First Issue: Yes	
EDR Code(s):	
Item/Tag Number(s):	TRP–C/NR y, TRP–D/NR.
Fluor Document Document Number	SDOC–A3SI–6–2001–RQ–XXXX–001 B101 — Rev.: A

Please use the correct format of the code used in following squad check submitions.

efacec Transformadores

Distribution Transformers

Neutral Grounding Resistor

Client: Petrogal-Galp (Porto Refinery)

PO No: A3SI-6-2001-01

Item no: ~~TRP-C & TRP-D~~ TRP-C/NR & TRP-D/NR

Description: ~~Two Power Transformers 16/20MVA, 60000±8*1.5% / 6.3 kV; YNyn0(d11)~~ Neutral Grounding Resistors 100A, 10 sec, 6.3kV

Project: Porto Refinery Conversion Project

Efacec Technical Specification number: J90400134

Efacec Project: E15400006 (Order VN1500257)

Neutral Grounding Resistor

In attachment 3 pages with the "**Neutral Grounding Resistor technical specification**" relating to ~~above~~ transformers. 16/20 MVA, TRP-C & TRP-D.

Main

This document is EFACEC properties.

D080996 rev 4

Neutral grounding resistor technical datasheet

1.ELECTRICAL RATING OF PROPOSED NGR

Rated system voltage	6,3KV
Line-neutral voltage	3,64KV
Ambient temperature	20°C
Rated fault current	100A
Frequency	50 Hz
Rated time of fault current	10s
Ohmic value at 25°C	36,4Ohms (+/-10%)
Maximum element temperature rise	660°C
Type of resistive elements	HPR50/1
Resistive element material	Stainless steel type AISI 430
Manufacturer of resistive elements	Resistel
Temperature coefficient of resistive elements	0,145 % per °C
Short duration assigned voltage at industrial frequency	20 KV
Basic Impulse Level (to IEC 71-1)	60 KV peak

OK

2.TECHNICAL FEATURES OF NEUTRAL GROUNDING RESISTOR

Enclosure coating	SS316 Stainless steel + painting RAL 7012 colour
Panel thickness	2mm
Indice IP	IP55
Panels assembly	By bolting
Handling device	Removable eye bolts
Approximate length	1020mm
Approximate depth	1000mm
Approximate height	1225mm
Approximate net unpacked weight	137kg
Number of earthing points of NGR enclosure	1 earthing stud
Earthing stud size	M8
Diameter of fixing holes	13 mm

3.POWER CABLE CONNECTIONS

Incoming neutral bus bar : from the H/o..

~~Incoming cable:~~ ~~From HV bushing on the sic~~
Outgoing cable: By insulated LV terminal on side

4.ADDITIONAL DEVICES (IF ANY)

CT on incoming side None

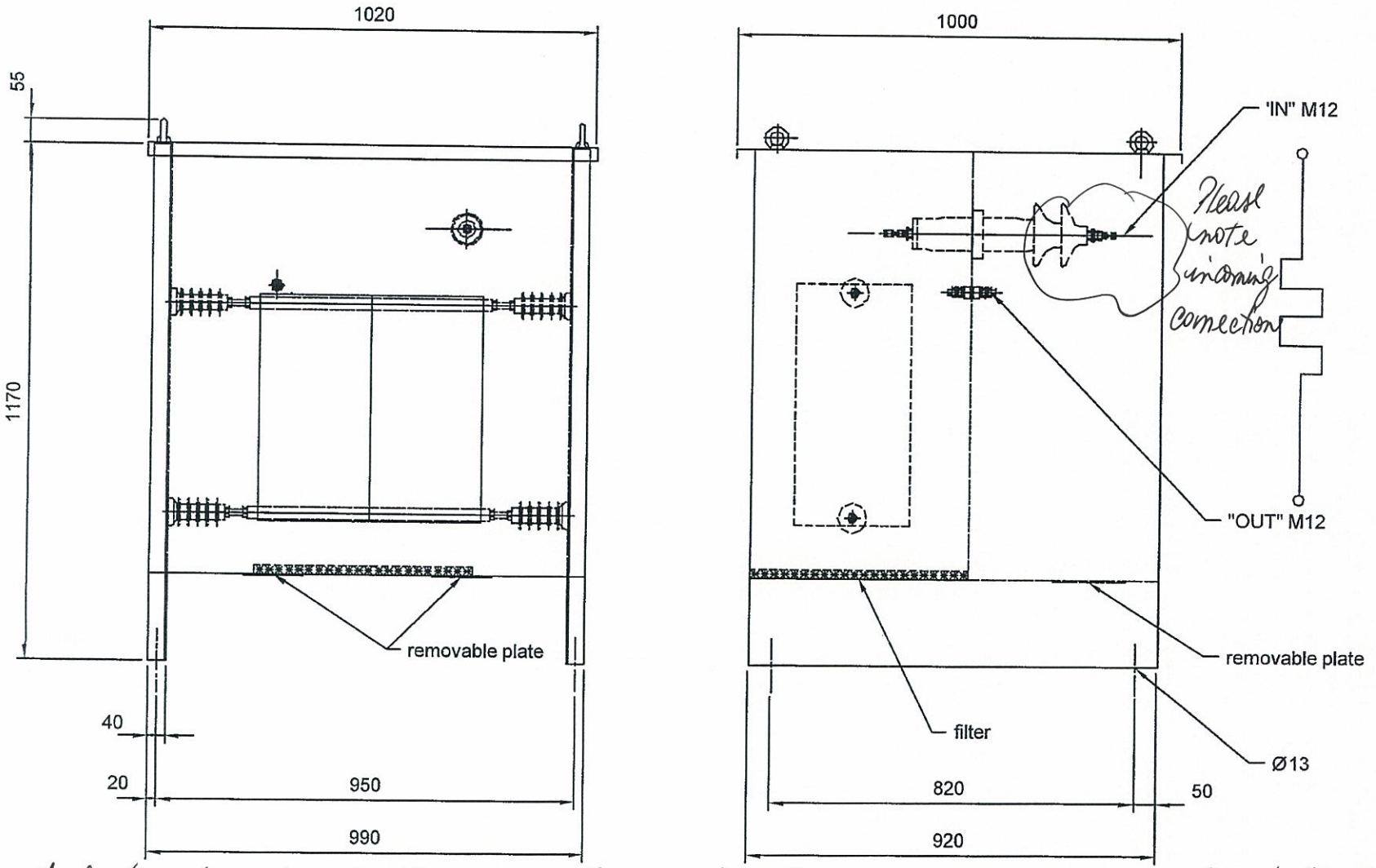
5.ROUTINE TESTS LIST

The following routine tests are performed on each NGR in our test lab and are recorded on te
-Visual and dimensions inspection
-Compliance check against specifications and drawings
-Nameplate check
-Verification of cabling
-Verification of ohmic value at ambiant temperature with Double Thomson Bridge method
-500V insulation test:Resistance must be above 200 Megohms
-Dielectric test at 20 KV50 Hz 1 minute

6.COMPLIANCE TO STANDARDS:

This equipment is complying with the only existing Standards specifically dealing with neutral grounding resistors:
-IEEE Std 32-1972: Standard requirements, terminology and test procedure for neutral grounding resistors

-NFC 63600: LV and MV industrial switchgear, Resistors
Furthermore, it is also complying with the applicable parts of the following Standards:
-IEC 71.1/3: Insulation coordination
-IEC 298: AC metal enclosed switchgear and controlgear for rated voltage above 1 KV and up to 72.5 KV
-IEC 529: Protection degree of enclosures
-IEC 137: Bushings for ac voltage above 1000 V
-IEC 185: Current transformer for measurement and protection



NOTE:

Two (2) neutral bus bars made of copper (0.63×6) will be connected from the top to the NER.

-	17/11/2008	EMISSION	TM	RN	JL	TITRE: NER 38,4 OHMS 100A IP68 10 seconds	NOS REF: D0609M	Z.A.C. DU TUBOEUF 600 Rue Charles 77170 BRIE COMTE ROBERT - FRANCE Tél 01 60 62 05 00 Resistel s.a Résistances Electriques Industrielles
REV	DATE	DESCRIPTION	DESSINE	VERIFIE	APPROUVE	CLIENT: EFACEC	FORM. A4 ECH	PLAN N° PLD060606-02 FOLIO 1 SUR 1



Refinaria de Matosinhos

Transformador de Potência Trifásico

20 MVA - ONAN - 63 (±10 x 1,2%) / 6,3 kV

00	Original	13-08-2013	Verónica Costa	Suzana Cardoso
Indice Index	Revisão Modification	Data Date	Elaborado Prepared by	Verificado Checked

Nome do Documento:

Quadro de Características Técnicas do Transformador

Cliente/Client	Galp Energia	Referência Galp	Revisão
Planta/Plant	Refinaria de Matosinhos	4200-TRP-500	-0
Projecto/Project Nº	E1110840A_841A		

efacec Transformadores	Referência Efacec 03.QCTT-E1110841A	Rev. 0	Fl/Sht 1 de/of 5

			EFACEC CORE
Item	**Descrição**	**Unidade**	**Dados**
1	**GERAL**		
1.1	60		EFACEC/DT
1.2	Normas aplicáveis		CEI 60076
1.3	Tipo e modelo		Imerso Óleo
1.3.1	Conservador com Balão		Conservador/Balão
1.4	Nº de fases		3
1.5	Nº de enrolamentos		2
1.6	Modo de ligação do neutro à terra:		
	• primário acessível		Neutro acessivel
	• ligação no neutro primario		Neutro acessivel
	• secundario acessível		Neutro acessivel
	• ligação no neutro secundario		Neutro acessivel
1.7	Isolamento dos enrolamnentos		
	• secundário	kV	classe isolamento 7.2kV => 60/20kV (BIL/FI)
	• primário	kV	140/325
1.8	Frequência estipulada	Hz	50
1.9	Grupo de ligações		YNyn0
1.10	Tomadas de regulação AT	± %	10x1,2%
	Tomadas de regulação BT	± %	NA
1.11	Sistema de arrefecimento		ONAN
1.12	Oleo		Galp Electric 2
2	**POTÊNCIA**		
2.1	Tensão nominal na tomada principal:		
	• secundário	kV	6,3
	• primário	kV	63
2.2	Potência estipulada em todas as tomadas	kVA	20000
2.3	Rendimento, para factor de potência unitário, a:		
	• 1/4 da carga	%	99,6
	• 2/4 da carga	%	99,6
	• 3/4da carga	%	99,48
	• 4/4 da carga	%	99,35
3	**IMPEDÂNCIA E REGULAÇÃO**		
3.1	Impedância para a tomada principal e frequência estipulada	%	12,7
3.2	Impedância:		
	• tomada mais elevada	%	13,4
	• tomada mais baixa	%	12,5
3.3	Regulação de tensão na tomada principal e a plena carga:		
	• factor de potência 1	%	1,4
	• factor de potência 0,8	%	8,6
3.4	Regulação de tensão na tomada principal e a 75 % da plena carga:		
	• factor de potência 1	%	0,9
	• factor de potência 0,8	%	6,3
3.5	Impedância homopolar	%	11,8 (Base 20MVA)
4	**PERDAS**		

			EFACEC CORE
Item	**Descrição**	**Unidade**	**Dados**
4.1	Perdas em vazio à frequência estipulada:		
	• à tensão estipulada	kW	10,5
4.2	Perdas em carga a 75º C, com a tomada principal (Base 20MW)	kW	119,2
5	**POTÊNCIA/ELEVAÇÃO DE TEMPERATURA**		
5.1	Elevação de temperatura depois da plena carga:		
	• do ponto mais quente	ºK	75
	• do enrolamento	ºK	65
6	**NÍVEL DE ISOLAMENTO**		
6.1	Tensão de impulso na alta tensão	kV	325
6.2	Tensão de ensaio à frequência industrial por fonte separada:		
	• no enrolamento secundário	kVrms	20
	• no enrolamento primário	kVrms	140
	• no enrolamento de neutro (AT/BT)	kVrms	140 / 20
6.3	Tensão de ensaio induzida:		
	• no enrolamento de alta tensão	kVrms	-
	• no enrolamento de baixa tensão	kVrms	12,6 (alimentação pela BT)
7	**ASPECTOS CONSTRUTIVOS**		
7.1	Isolamento do núcleo		Carlite
7.2	Tipos de enrolamentos:		
	• secundário		Helitran
	• primário		Continuo - Galletes
7.3	Material do isolamento do enrolamento:		
	• secundário		Kraft
	• primário		Kraft
7.4	Material do isolamento do enrolamento AT	mm	0,7
7.5	Máxima pressão da base da cuba	kPa	70
7.6	Mínimo vacuum na cuba	Pa	50
7.7	Nível de ruído medido conforme IEC 551	dB(A)	LPA <= 65
7.8	Tipos e marcas dos acessórios:		
	• termómetro de oleo		AKM Serie 34 34.2.01.15X-7.0
	• termómetro imagem termica		AKM Serie 35 35.4.01.15X-7.0
	• nível de óleo conservador do RC		Qualitrol 032 032-301-02 CS-43670
	• nível de óleo conservador principal		Qualitrol 042 042-032-02 CS-44789
	• relé Buchholz		EMB BF 80 09-28.36.39.44-0211
	• valvula de descompressão		Qualitrol XPRD Xtra
8	**TRAVESSIAS**		
8.1	Alta Tensão:		
	• fabricante		Trench COT 325/800
	• tipo		Condensador
	• material		Porcelana
	• tensão estipulada	kV	72,5

			EFACEC CORE
Item	**Descrição**	**Unidade**	**Dados**
	• corrente estipulada	A	800
8.2	Baixa Tensão		
	• fabricante		Comem
	• tipo		DIN 42533 (Sólido)
	• material		Porcelana
	• tensão estipulada	kV	12
	• corrente estipulada	A	2000
8.3	Dos Neutros AT:		
	• fabricante		Trench COT 325/800
	• tipo		Condensador
	• material		Porcelana
	• tensão estipulada	kV	72,5
	• corrente estipulada	A	800
8.4	Dos Neutros BT:		
	• fabricante		Comem
	• tipo		DIN 42533 (Sólido)
	• material		Porcelana
	• tensão estipulada	kV	12
	• corrente estipulada	A	2000
9	**REGULADOR DE TENSÃO na AT**		
9.1	Fabricante		MR
9.2	Tipo		Oil-Tap - VIII-350Y
9.3	Relé de protecção do regulador		MR-RS2001
9.4	Coroa de contactos suplementares de reserva	Sim/Não	sim
10	**COMUTADOR DE TENSÃO na BT**		
10.1	Fabricante		N.A
10.2	Tipo		N.A
11	**DIMENSÕES E MASSAS**		
11.1	Dimensões globais do transformador em serviço:		
	• comprimento	mm	5860
	• largura	mm	3950
	• altura	mm	4300
11.2	Massa do transformador completo em serviço	kg	37000
12	**PINTURA**		
12.1	Tina, Tampas e Conservadores		V04
	Primario - Base Epoxy rico em zinco	µm	50
	Primario de base epoxy	µm	85
	Acabamento de base poliuretano	µm	40
12.2	Radiadores		
	Camada de Base Epoxy	µm	NA
	Sub capa de base epoxy	µm	NA
	Acabamento de base poliuretano	µm	NA
	Galavanização a quente por imersão	µm	70
20	**DESCARREGADORES DE SOBRETENSÃO**		
20.1	Descarregadores de Sobretensão AT		

			EFACEC CORE
Item	**Descrição**	**Unidade**	**Dados**
	Fases		
	• fabricante		NA
	• modelo		NA
	• tensão		NA
	• material (obrigatorio)		NA
	• contador de descargas		NA
	Neutro		
	• fabricante		Tyco
	• modelo		PBA2-54
	• tensão	kV	54
	• material (obrigatorio)		Polimérico
	• contador de descargas		Bow SC12

Anexo E. Ficheiros ETAP.

Nome	Data de modificação	Tipo	Tamanho
BACKUP	22/10/2021 18:06	Pasta de ficheiros	
classification.xml	22/10/2021 18:06	Documento XML	1 KB
Resultados CC.SI1S	22/10/2021 18:06	Ficheiro SI1S	1 472 KB
SCDutyAnalyzer.xml	22/10/2021 18:06	Documento XML	4 KB
TESE_REDE ELECT RM.bak	22/10/2021 18:06	Ficheiro BAK	40 652 KB
TESE_REDE ELECT RM.Macros.XML	22/10/2021 18:06	Documento XML	1 KB
TESE_REDE ELECT RM.MDF	22/10/2021 18:06	Ficheiro MDF	41 024 KB
TESE_REDE ELECT RM.OTI	22/10/2021 18:06	Ficheiro OTI	50 KB
TESE_REDE ELECT RM.Scenarios.XML	22/10/2021 18:06	Documento XML	2 KB
TESE_REDE ELECT RM_log.LDF	22/10/2021 18:06	Ficheiro LDF	43 968 KB