



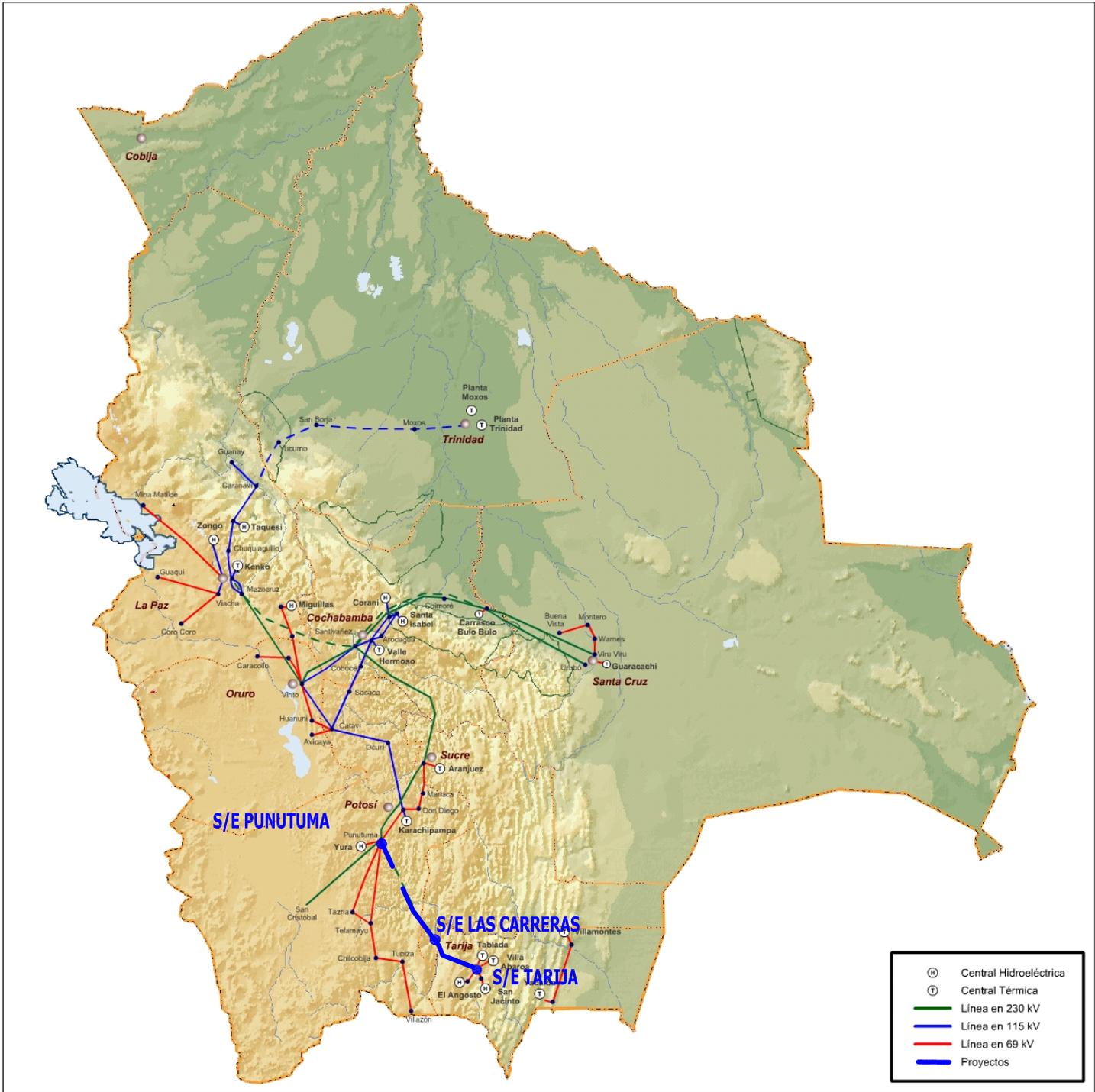
# **EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD**

## **PARTE IV**

### **PITS-SE- 004**

#### **PLANOS**

Nº	PLANOS	CÓDIGO ASIGNADO
1	MAPA UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE LA LÍNEA	PITS-SE-PL-MUG
2	DIAGRAMA UNIFILAR GENERAL	PITS-SE-PL-DUG
3	DIAGRAMA UNIFILAR - SUBESTACIÓN PUNUTUMA	PITS-SE-PL-DU-PUN
4	DIAGRAMA DE PLANTA - SUBESTACIÓN PUNUTUMA	PITS-SE-PL-DP-PUN
5	DIAGRAMA DE CORTES - SUBESTACIÓN PUNUTUMA	PITS-SE-PL-DC-PUN
6	DIAGRAMA SISTEMA DE PUESTA A TIERRA - SUBESTACIÓN PUNUTUMA	PITS-SE-PL-DSP-PUN
7	DIAGRAMA UNIFILAR - SUBESTACIÓN LAS CARRERAS	PITS-SE-PL-DU-LC
8	DIAGRAMA DE PLANTA - SUBESTACIÓN LAS CARRERAS	PITS-SE-PL-DP-LC
9	DIAGRAMA DE CORTES - SUBESTACIÓN LAS CARRERAS	PITS-SE-PL-DC-LC
10	DIAGRAMA SISTEMA DE PUESTA A TIERRA - SUBESTACIÓN LAS CARRERAS	PITS-SE-PL-DSP-LC
11	DIAGRAMA SISTEMA DE APANTALLAMIENTO - SUBESTACIÓN LAS CARRERAS	PITS-SE-PL-DSAP-LC
12	DIAGRAMA UNIFILAR SERVICIOS AUXILIARES - SUBESTACIÓN LAS CARRERAS	PITS-SE-PL-DUSA-LC
13	PLANO CASA DE CONTROL - SUBESTACIÓN LAS CARRERAS	PITS-SE-PL-CC-LC
14	PLANO TOPOGRÁFICO - SUBESTACIÓN LAS CARRERAS	PITS-SE-PL-TOP-LC
15	DIAGRAMA UNIFILAR - SUBESTACIÓN TARIJA	PITS-SE-PL-DU-TAR
16	DIAGRAMA DE PLANTA - SUBESTACIÓN TARIJA	PITS-SE-PL-DP-TAR
17	DIAGRAMA DE CORTES - SUBESTACIÓN TARIJA	PITS-SE-PL-DC-TAR
18	DIAGRAMA SISTEMA DE PUESTA A TIERRA - SUBESTACIÓN TARIJA	PITS-SE-PL-DSP-TAR
19	DIAGRAMA SISTEMA DE APANTALLAMIENTO - SUBESTACIÓN TARIJA	PITS-SE-PL-DSAP-TAR
20	DIAGRAMA UNIFILAR SERVICIOS AUXILIARES - SUBESTACIÓN TARIJA	PITS-SE-PL-DUSA-TAR
21	PLANO CASA DE CONTROL - SUBESTACIÓN TARIJA	PITS-SE-PL-CC-LC
22	DETALLE OBRAS PATIO, EXTERIORES Y EDIFICACIONES	PITS-SE-PL-DO



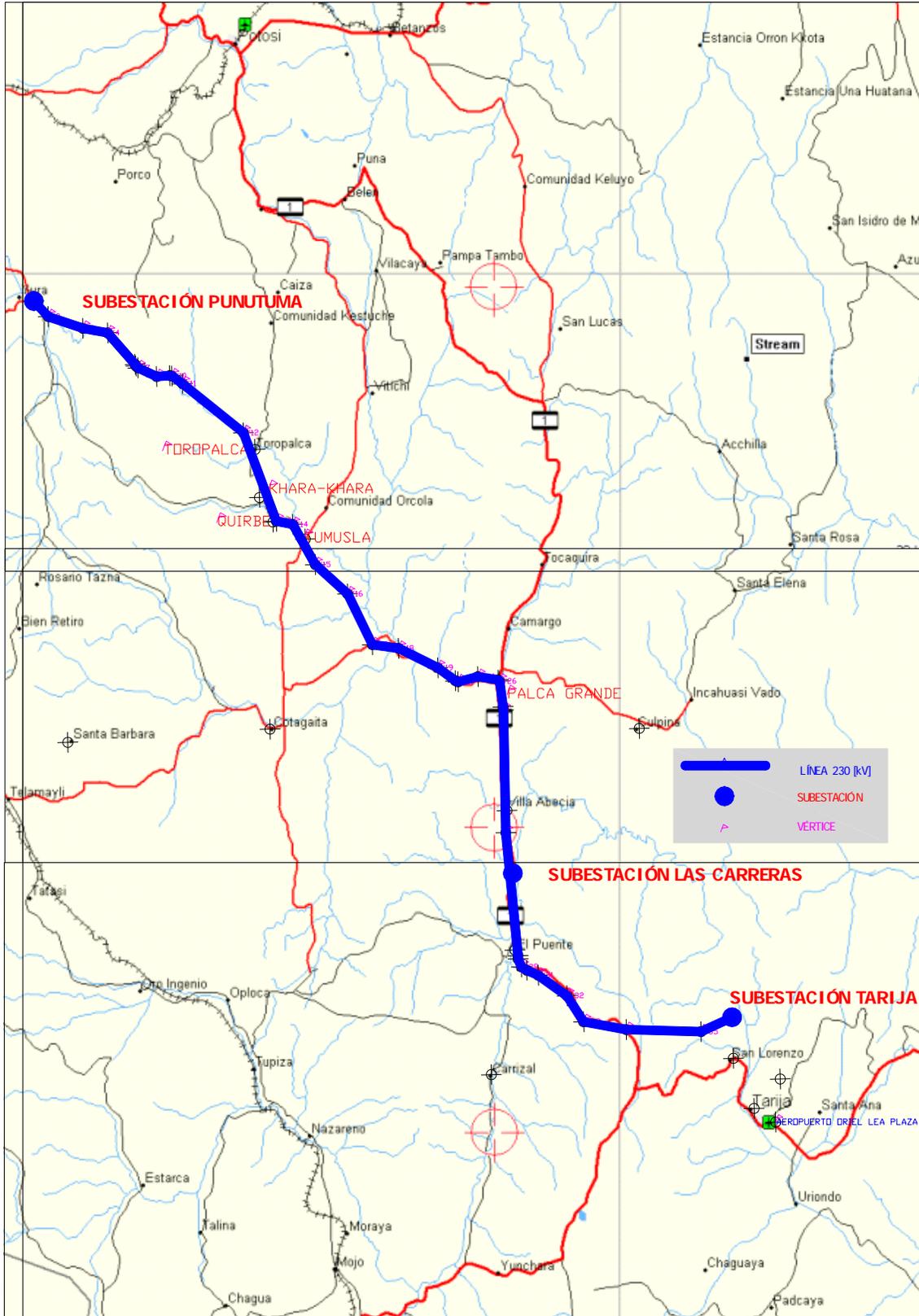
**EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD**

PROYECTO DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA DE TARIJA AL S.I.N.

UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE LAS SUBESTACIONES

CÓDIGO: PITS-SE-PL-MUG 1  
 NÚMERO: 1/22 ESCALA: NO APLICA





EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD

PROYECTO DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA DE TARIJA AL S.I.N.

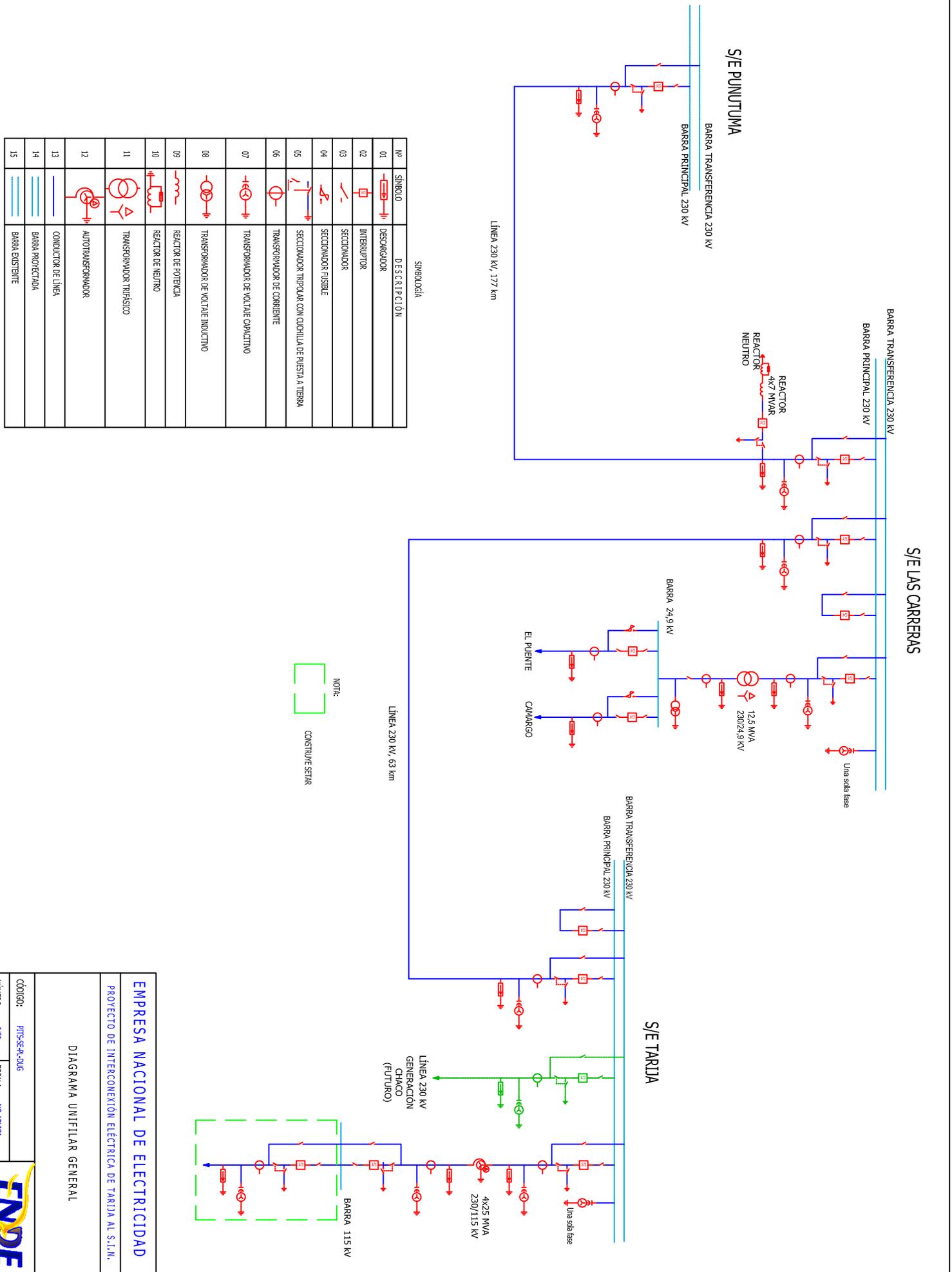
UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE LAS SUBESTACIONES

CÓDIGO: PITS-SE-PL-MUG 2

NÚMERO: 1/22

ESCALA: NO APLICA





Simbología

Nº	SÍMBOLO	DESCRIPCIÓN
01		DESCARGADOR
02		INTERRUPTOR
03		SECCIONADOR
04		SECCIONADOR FUSIBLE
05		SECCIONADOR TRIPOLAR CON CUCHILLA DE PUESTA A TIERRA
06		TRANSFORMADOR DE CORRIENTE
07		TRANSFORMADOR DE VOLTAJE CAPACITIVO
08		TRANSFORMADOR DE VOLTAJE INDUCTIVO
09		REACTOR DE POTENCIA
10		REACTOR DE NEUTRO
11		TRANSFORMADOR TRIFÁSICO
12		AUTOTRANSFORMADOR
13		CONDUCTOR DE LÍNEA
14		BARRA PROTECTORA
15		BARRA EXISTENTE

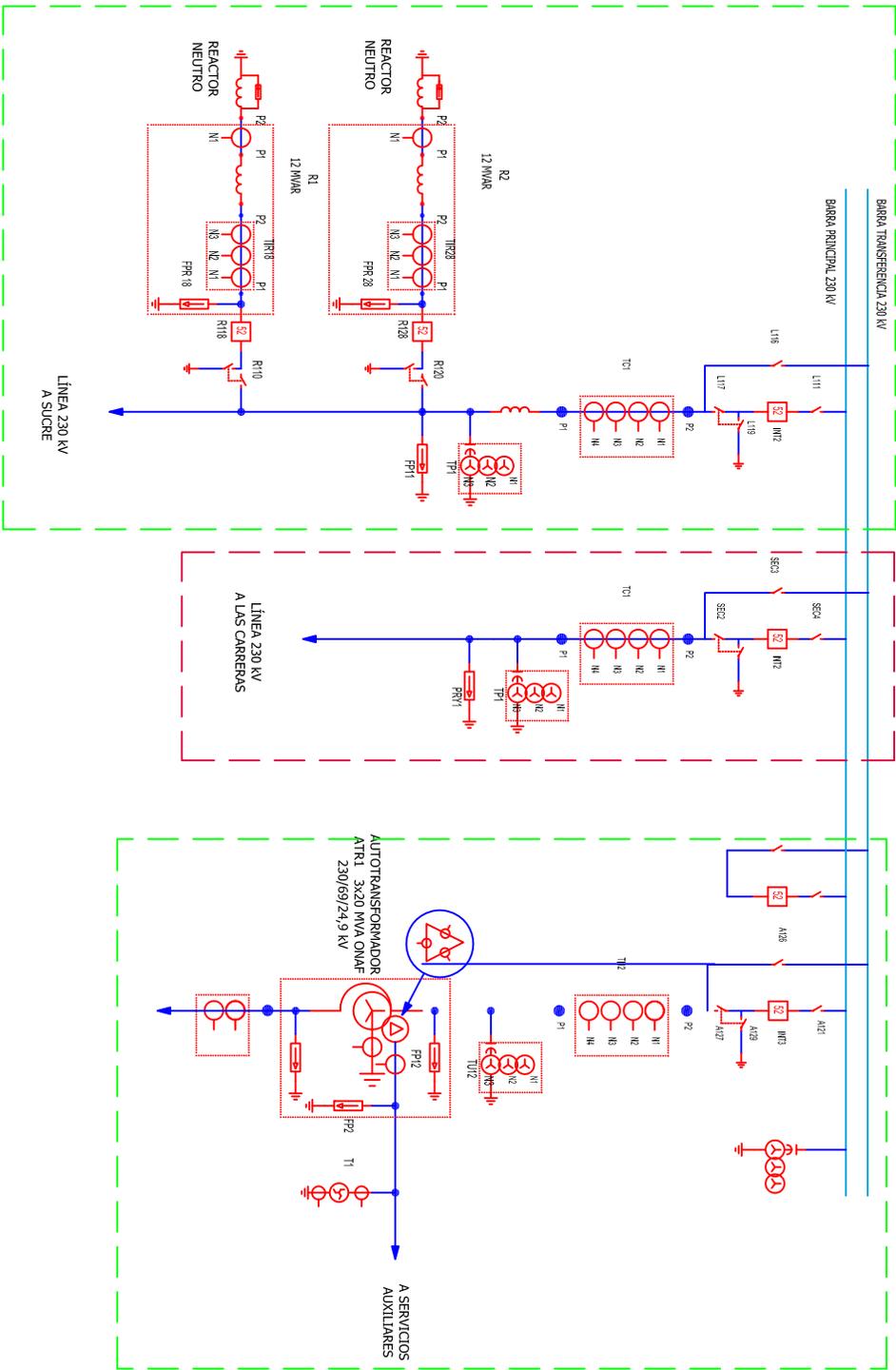
NOTE:  
 CONSTRUIRE SETAR

**EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD**  
 PROYECTO DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA DE TARIJA AL S.I.N.

DIAGRAMA UNIFILAR GENERAL

CODIGO: PITS-SE-RDUG  
 NÚMERO: 2/22 ESCALA: NO APLICA

# S/E PUNUTUMA



## SIMBOLOGÍA

Nº	SÍMBOLO	DESCRIPCIÓN
01		DESCONECTOR
02		INTERRUPTOR
03		SECCIONADOR
04		SECCIONADOR TIPOJUAN CON CUCHILLA DE FIESTA A TIERRA
05		TRANSFORMADOR DE CORRIENTE
06		TRANSFORMADOR DE VOLTAJE CAPACITIVO
07		TRANSFORMADOR DE VOLTAJE INDUCTIVO
08		REACTOR DE POTENCIA
09		REACTOR DE NEUTRO
10		TRANSFORMADOR TERCIARIO
11		AUTOTRANSFORMADOR TRIFÁSICO
12		CONDUCTOR DE LÍNEA
13		BARRA EXISTENTE

NOTA:

PROYECTO

EXISTENTE

**EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD**

PROYECTO DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA DE TARIJA AL S.L.N.

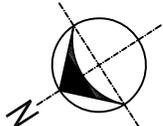
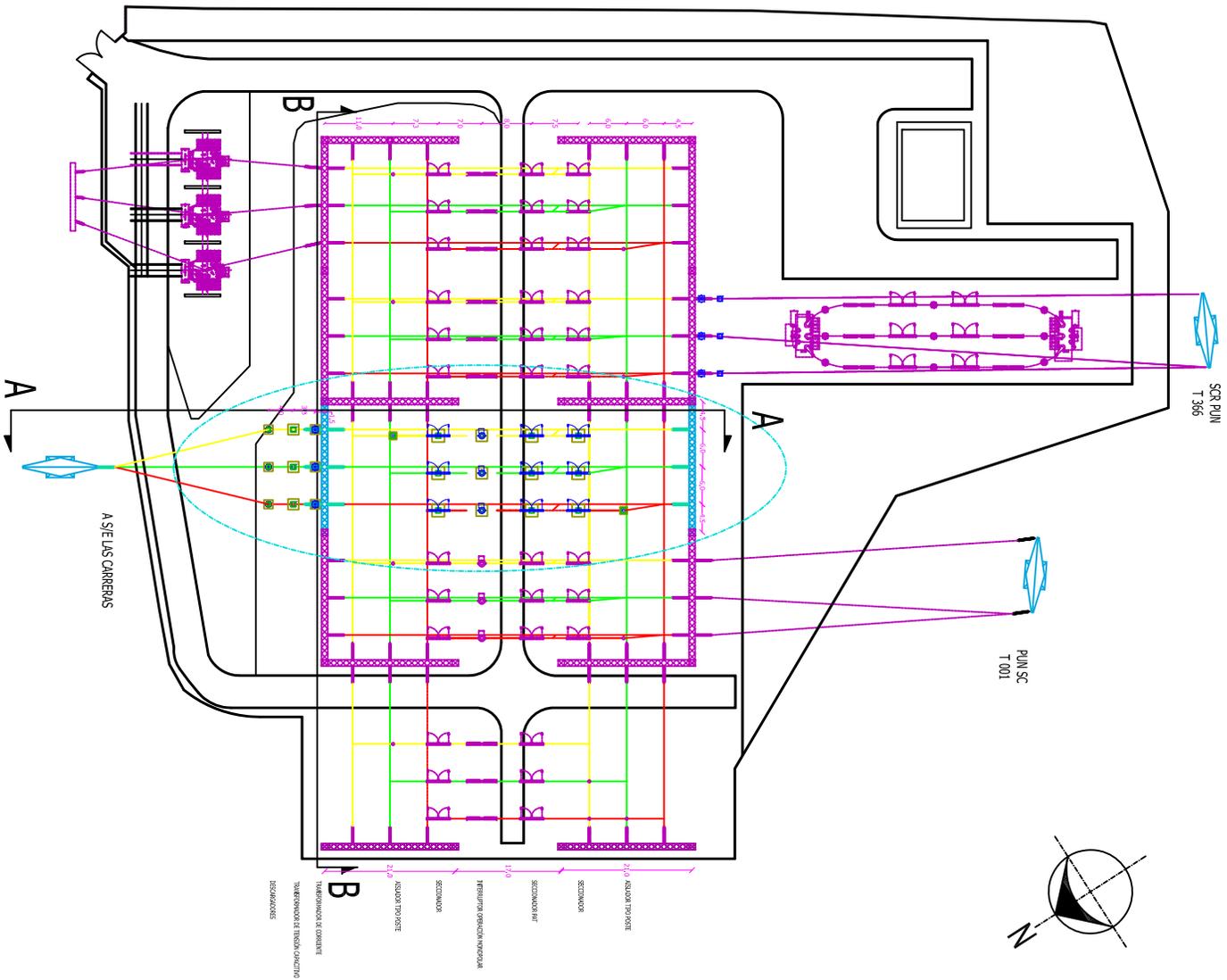
SUBESTACION PUNUTUMA 230 KV/69 KV

DIAGRAMA UNIFILAR

CODIGO: PITS-SEEL-01P/11

NÚMERO: 3/22 ESCALA: NO APLICA





230 kV AISLADOR TIPO POSTE  
 SECCIONADOR  
 SECCIONADOR INT.  
 INTERRUPTOR OPERACION MONOPOLAR  
 SECCIONADOR  
 AISLADOR TIPO POSTE  
 TRANSFORMADOR DE CORRIENTE  
 TRANSFORMADOR DE TENSIÓN CAPACITIVO  
 DESVIACIONES

Nº	SÍMBOLO	DESCRIPCIÓN
01		DESCARGADOR
02		INTERRUPTOR TRIPOLAR, 5FS, OPERACIÓN MONOPOLAR
03		SECCIONADOR TRIPOLAR 230 kV, APERTURA CENTRAL
04		TRANSFORMADOR DE CORRIENTE 230 kV
05		TRANSFORMADOR CAPACITIVO DE VOLTAJE 230 kV
06		AISLADORES TIPO POSTE 230 kV
07		ESTRUCTURAS TIPO PÓRTICO PARA SISTEMA DE BARRAS
08		CADENA DE AISLADORES 230 kV
09		BARRA FLEXIBLE FASES A, B Y C, CÓDIGO CONS/SP
10		CONDUCTOR DE LÍNEA, CÓDIGO MALL
11		EXISTENTE

**SIMBOLOGÍA**

NOTA:  
 PROYECTO  
 EXISTENTE

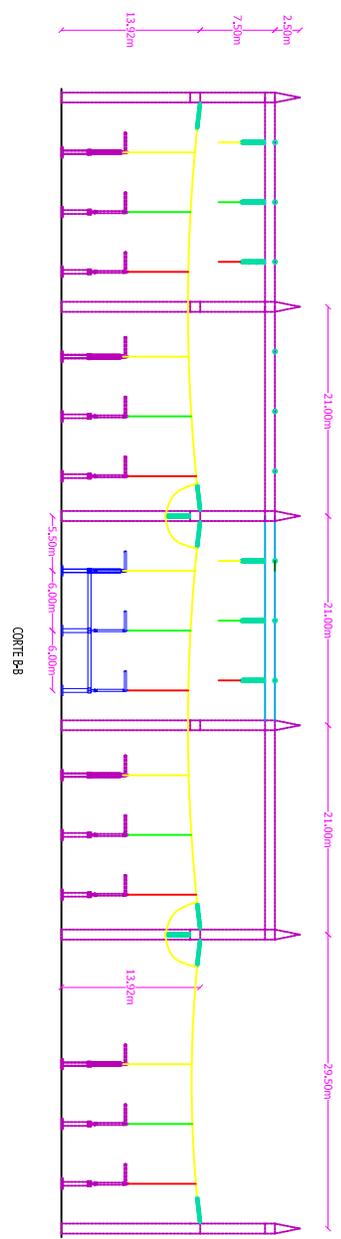
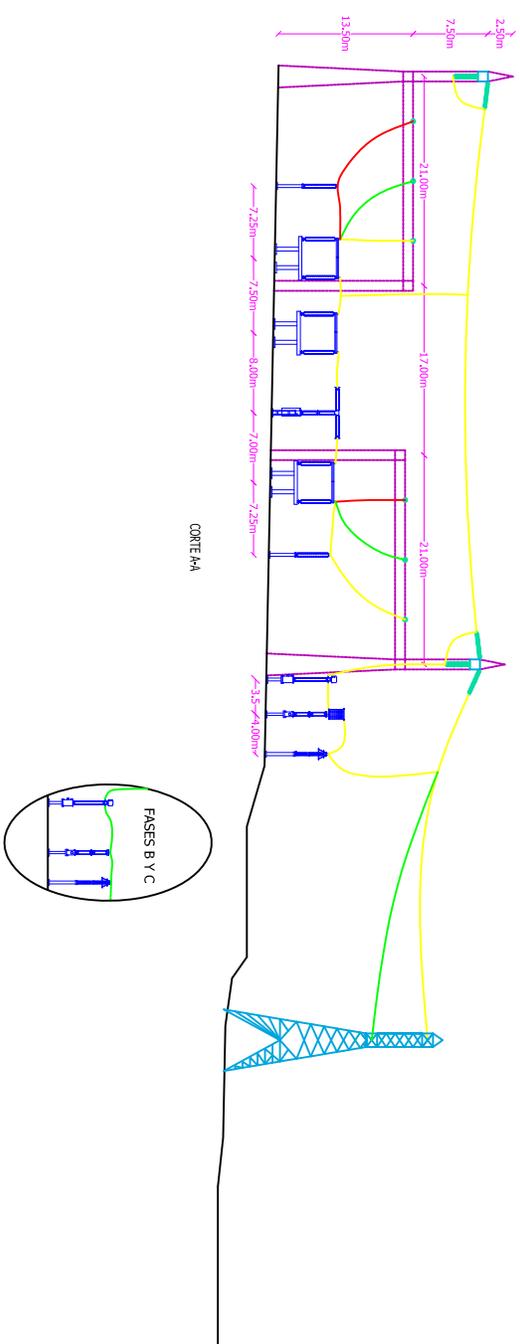
**EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD**

PROYECTO DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA DE TARIJA AL S.L.N.

SUBESTACIÓN PUNUTUMA 230 kV/69 kV

DIAGRAMA DE PLANTA

CODIGO:	PTS-SE-EN-DP-20-QUIN
NÚMERO:	4/22
ESCALA:	NO APLICA



**EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD**

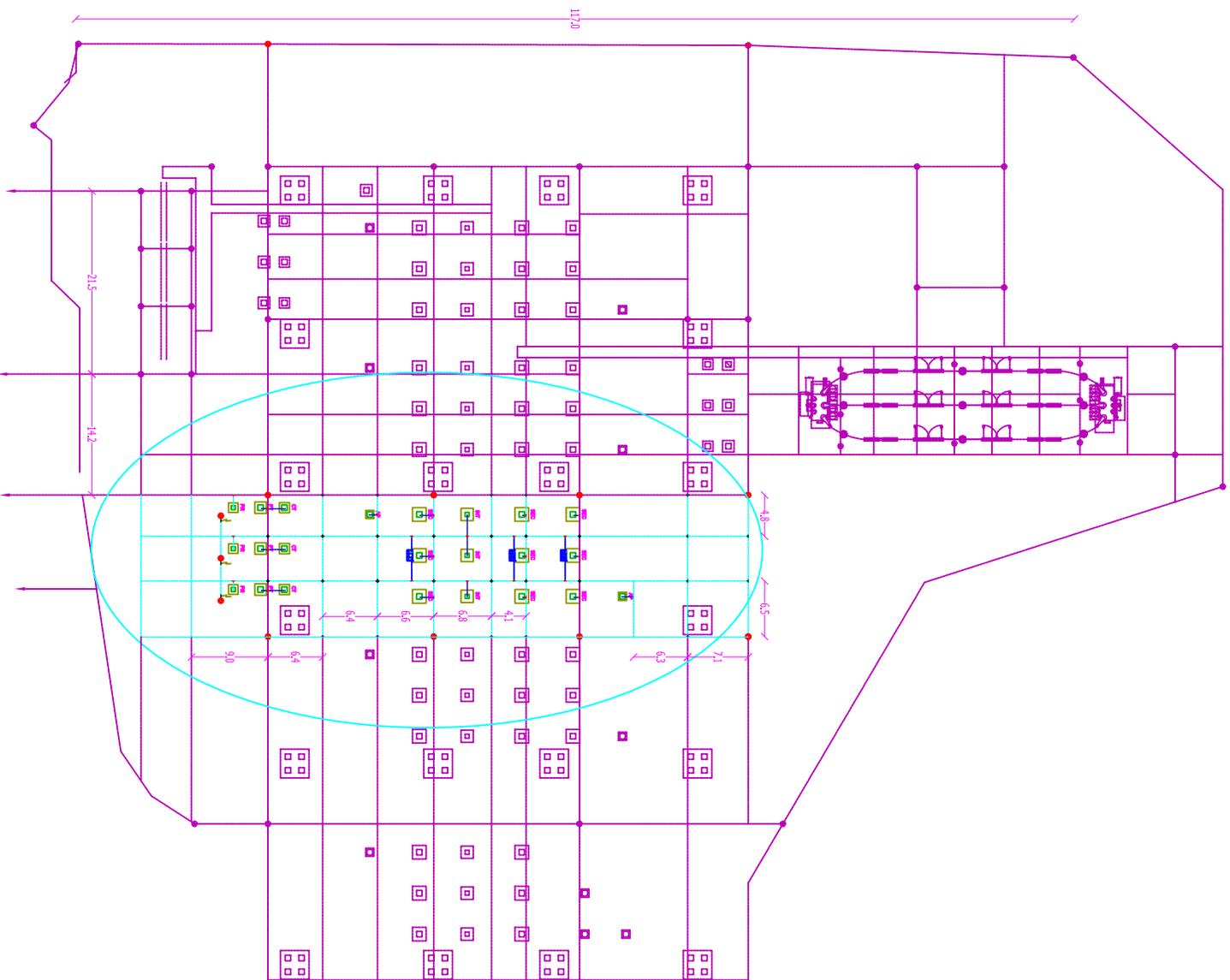
PROYECTO DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA DE TARIJA AL S.L.N.

SUBESTACIÓN PUNUTUMA 230 KV/69 KV

DIAGRAMA DE CORTES

CODIGO:	PTISSE-RI-OC-PUN
NUMERO:	5/22
ESCALA:	NO APLICA





### SIMBOLOGÍA

Nº	SÍMBOLO	DESCRIPCIÓN
01		CONDUCTOR DE COBRE 4/0 AWG
02		CONDUCTOR DE COBRE 2/0 AWG
03		MALLA DE TIERRA EXISTENTE
04		REJILLA DE PUESTA A TIERRA
05		VARILLA DE PUESTA A TIERRA COPRENIED 5/8" x 8'
06		SOLDADURA EXOTÉRMICA TIPO CRUZ PARA 4/0 AWG
07		SOLDADURA EXOTÉRMICA TIPO "T" PARA 4/0 AWG
08		SOLDADURA EXOTÉRMICA TIPO CRUZ 4/0 A 2/0 AWG
09		SOLDADURA EXOTÉRMICA TIPO "T" 4/0 A 2/0 AWG
10		SOLDADURA EXOTÉRMICA VARILLA - CONDUCTOR 4/0
11		CHICOTILLO DE CABLE DE COBRE 4/0 AWG PARA CONEXIÓN DE LOS PARABRAVOS
12		FUNDACIÓN EQUIPOS DE PITO

### NOTAS:

1.- LA REJILLA DE PUESTA A TIERRA DE LOS SECCIONADORES DEBERA SER UBICADA EN LAS PROXIMIDADES DEL MECANISMO DE OPERACION MANUAL.

2.- LOS EQUIPOS SERAN SUMINISTRADOS CON SU CONECTOR DE PUESTA A TIERRA.

PROYECTO

EXISTENTE

## EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD

PROYECTO DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA DE TARIJA AL S.I.N.

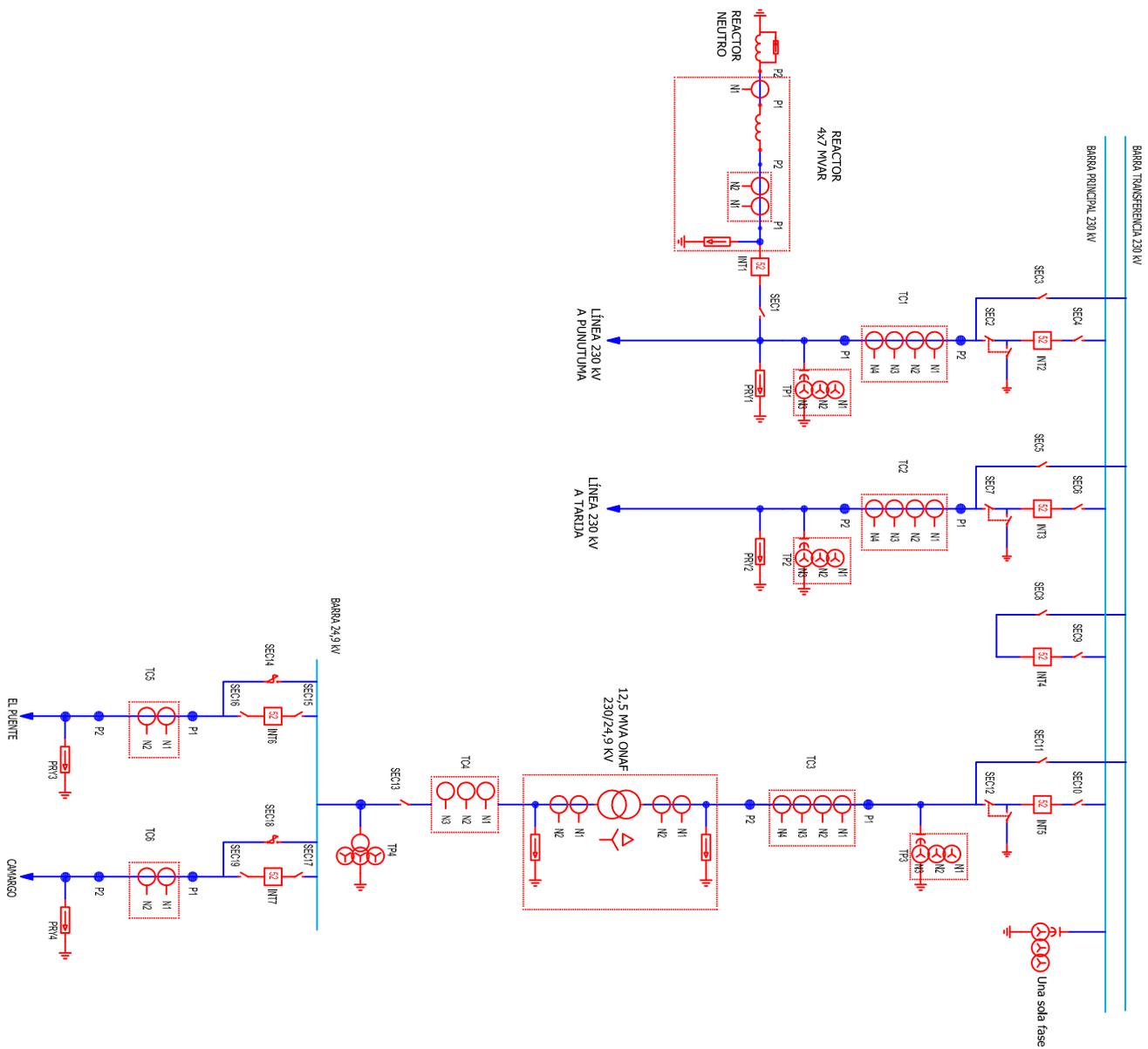
SUBESTACIÓN PUNUTUMA 230 KV/69 KV  
DIAGRAMA SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

CODIGO: PTTSS-04-05P-HUN  
NÚMERO: 6/22

ESCALA: NO APLICA



# S/E LAS CARRERAS



## SIMBOLOGÍA

Nº	SÍMBOLO	DESCRIPCIÓN
01		DESGRAVADOR
02		INTERRUPTOR
03		SECCIONADOR
04		SECCIONADOR FUSIBLE
05		SECCIONADOR TRIPOLAR CON CUCHILLA DE PUESTA A TIERRA
06		TRANSFORMADOR DE CORRIENTE
07		TRANSFORMADOR DE VOLTAJE CAPACITIVO
08		TRANSFORMADOR DE VOLTAJE INDUCTIVO
09		REACTOR DE POTENCIA
10		REACTOR DE NEUTRO
11		TRANSFORMADOR TRIFASICO
12		AUTOTRANSFORMADOR
13		CONDUCTOR DE LINEA
14		BARRA PROTECTORA

## EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD

PROYECTO DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA DE TARIJA AL S.I.N.

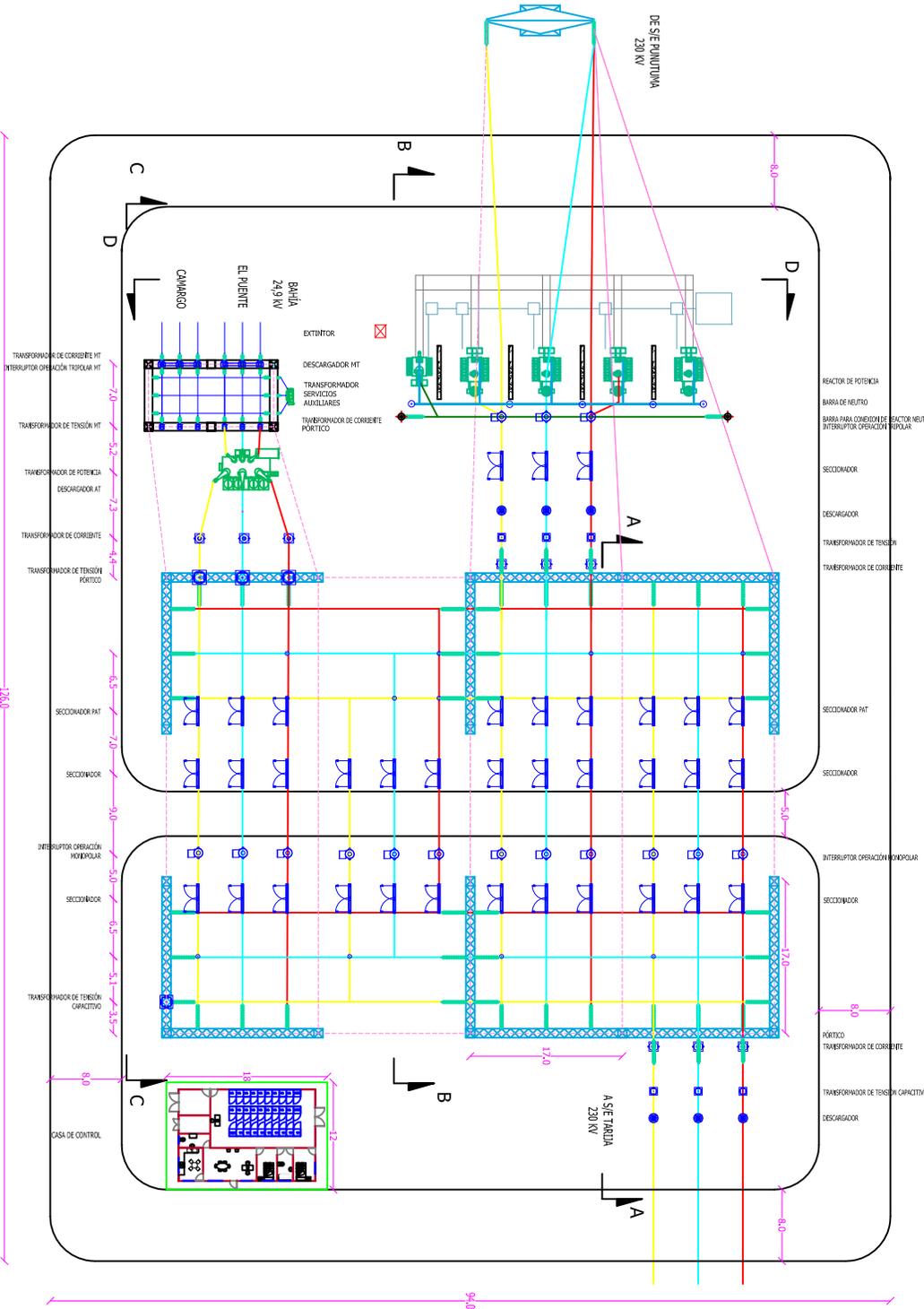
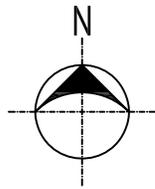
SUBESTACIÓN LAS CARRERAS 230 KV/24,9 KV

DIAGRAMA UNIFILAR

CODIGO: PITS-SEP-01-D-C

NÚMERO: 7/22 ESCALA: NO APLICA





**SIMBOLOGÍA**

Nº	SÍMBOLO	DESCRIPCIÓN
01		DESCARGADOR
02		INTERRUPTOR TRIPOLAR, 35k, OPERACIÓN MONOPOLAR
03		SECCIONADOR TRIPOLAR, APERTURA CENTRAL
04		TRANSFORMADOR DE CORRIENTE
05		TRANSFORMADOR CAPACITIVO DE VOLTAJE
06		ASLADORES TIPO POSTE
07		INTERRUPTOR 24.9 kV
08		DESCARGADOR 24.9 kV
09		TRANSFORMADOR DE TENSION 24.9 kV
10		TRANSFORMADOR DE CORRIENTE 24.9 kV
11		CADENA DE ASLADORES 24.9 kV
12		CADENA DE ASLADORES 230 kV
13		CONDUCTOR DE LÍNEA
14		CABLE DE APANTALLAMIENTO
15		BARRA FLEXIBLE FASES A, B y C.
16		MURO CONCRETO
17		ESTRUCTURAS TIPO PÓRTICO PARA BARRAS DE 230 kV
18		ESTRUCTURAS TIPO PÓRTICO PARA BARRAS DE 24.9 kV
19		CERCO PERIMETRAL
20		TRANSFORMADOR TRIFÁSICO 24.9 kV/400 V
21		REACTOR DE NEUTRO
22		REACTOR DE POTENCIA
23		TRANSFORMADOR TRIFÁSICO 7.5 MVA, 230 kV/24.9 kV

**EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD**

PROYECTO DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA DE TABLITA AL S.L.N.

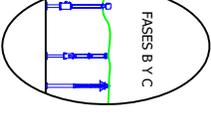
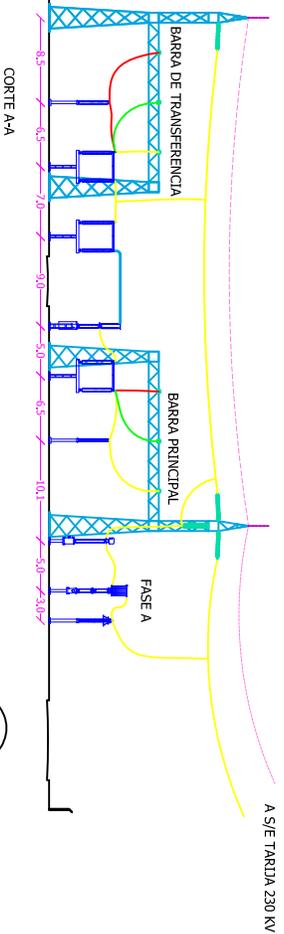
SUBESTACIÓN LAS CARRERAS 230 kV/24.9 kV

DIAGRAMA DE PLANTA

CODIGO:	PTTS-SE-01-0P-4-C
NÚMERO:	8122
ESCALA:	NO APLICA

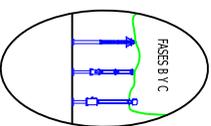
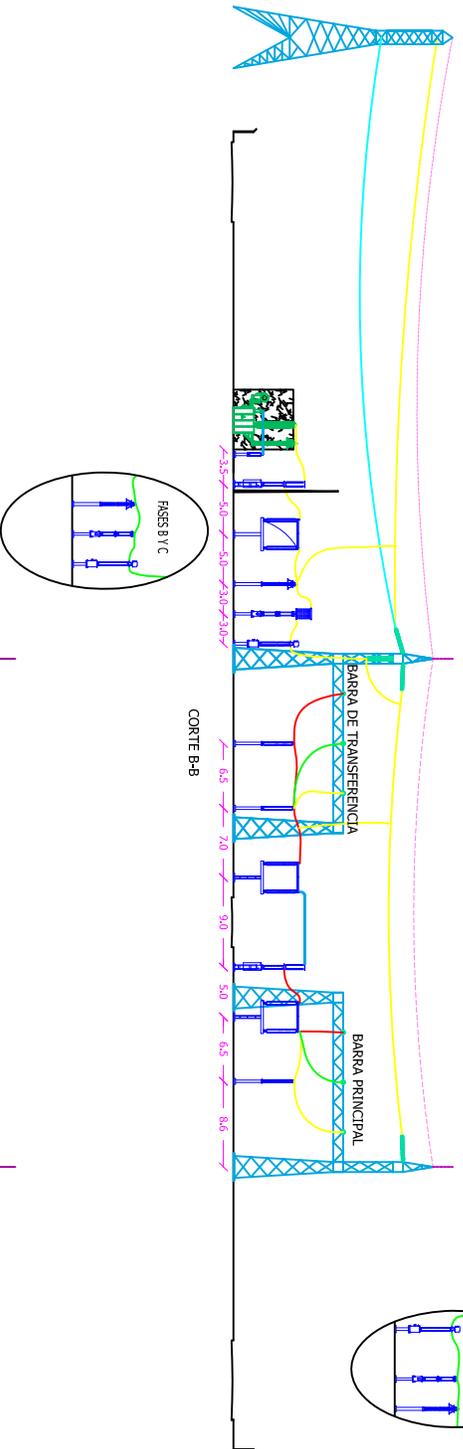


DE S/E PUNUTUMA  
230 KV

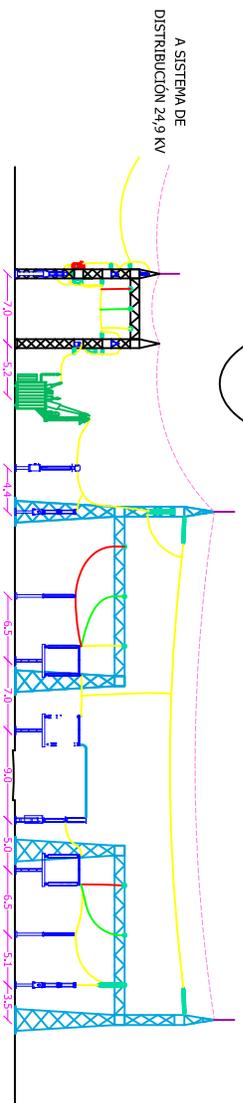


NOTA:  
LAS DISTANCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD DEBERÁN  
SER VERIFICADAS EN LA INGENIERÍA DE DETALLE.

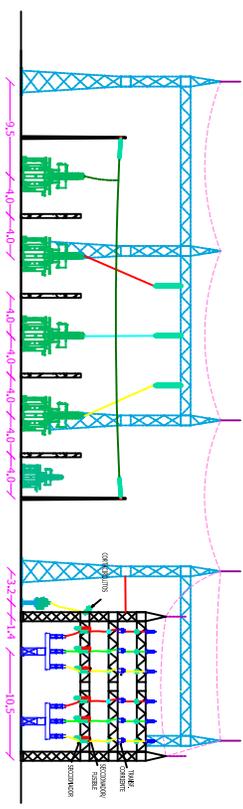
CORTE B-B



CORTE C-C



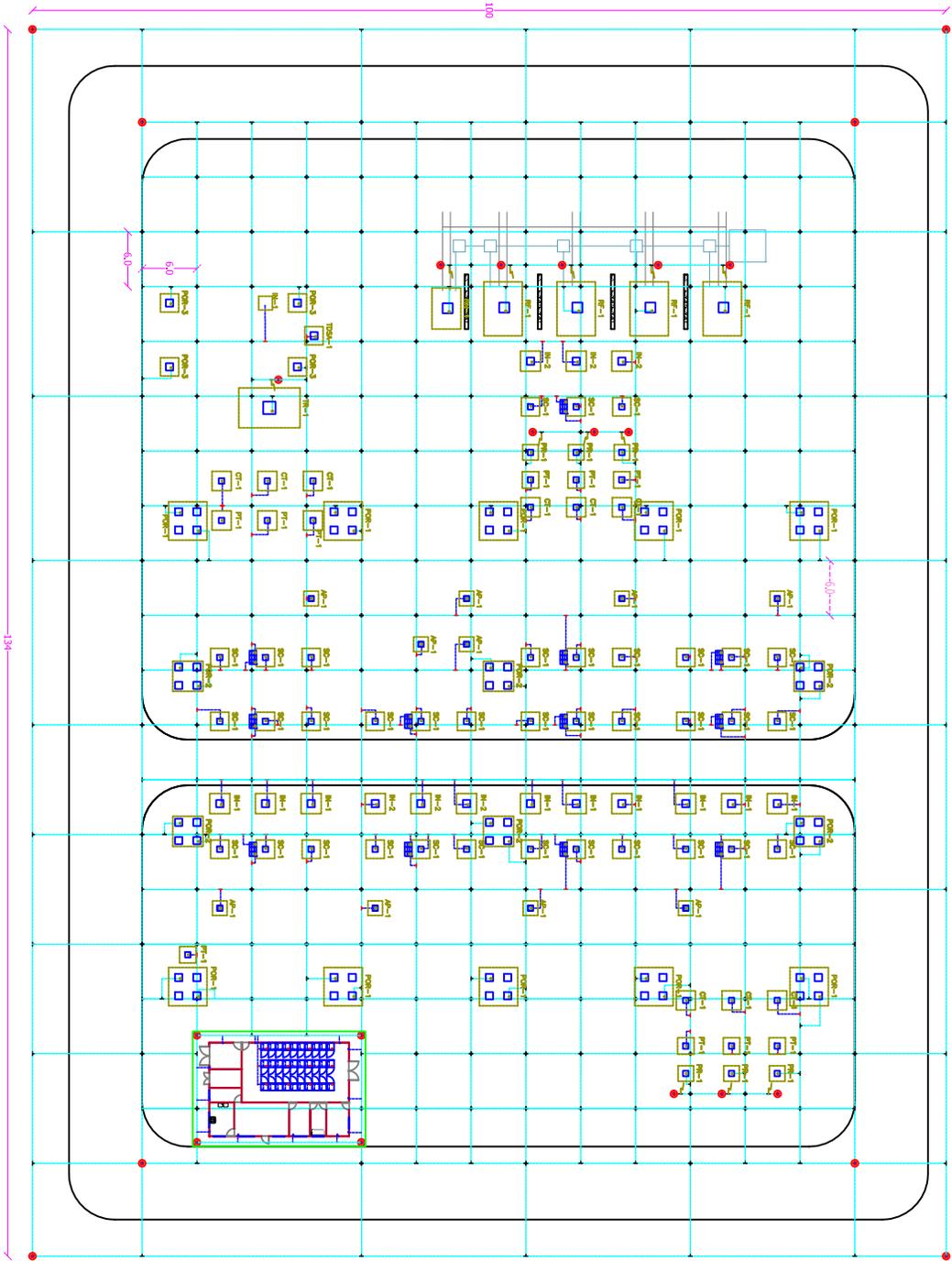
CORTE D-D



<b>EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD</b>			
PROYECTO DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA DE TARDIA AL S.I.N.			
SUBESTACIÓN LAS CARRERAS 230 KV/24.9 KV			
DIAGRAMA DE CORTES			
CODIGO:	PTS-SGA-DC-C		
NÚMERO:	9/22	ESCALA:	NO APLICA

### SIMBOLOGÍA

Nº	SÍMBOLO	DESCRIPCIÓN
01		CONDUCTOR DE COBRE 4/0 AWG
02		CONDUCTOR DE COBRE 2/0 AWG
03		REJILLA DE PUESTA A TIERRA
04		VARILLA DE PUESTA A TIERRA COPERNICEL 5/8" x 8'
05		SOLDADURA EXOTÉRMICA TIPO CRUZ PARA 4/0 AWG
06		SOLDADURA EXOTÉRMICA TIPO "T" PARA 4/0 AWG
07		SOLDADURA EXOTÉRMICA TIPO CRUZ 4/0 A 2/0 AWG
08		SOLDADURA EXOTÉRMICA TIPO "T" 4/0 A 2/0 AWG
09		SOLDADURA EXOTÉRMICA VARILLA - CONDUCTOR 4/0
10		CHICOTILLO DE CABLE DE COBRE 4/0 AWG PARA CONEXIÓN DE LOS PARARAVOS
11		FUNDACIÓN EQUIPOS DE PANTO



#### NOTAS:

- 1.- LA REJILLA DE PUESTA A TIERRA DE LOS SECCIONADORES DEBERA SER UBICADA EN LAS PROXIMIDADES DEL MECANISMO DE OPERACION MANUAL.
- 2.- LOS EQUIPOS SERAN SUMINISTRADOS CON SU CONECTOR DE PUESTA A TIERRA.

**EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD**

PROYECTO DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA DE TARIJA AL S.I.N.

SUBESTACIÓN LAS CARRERAS 230 KV/24,9 KV

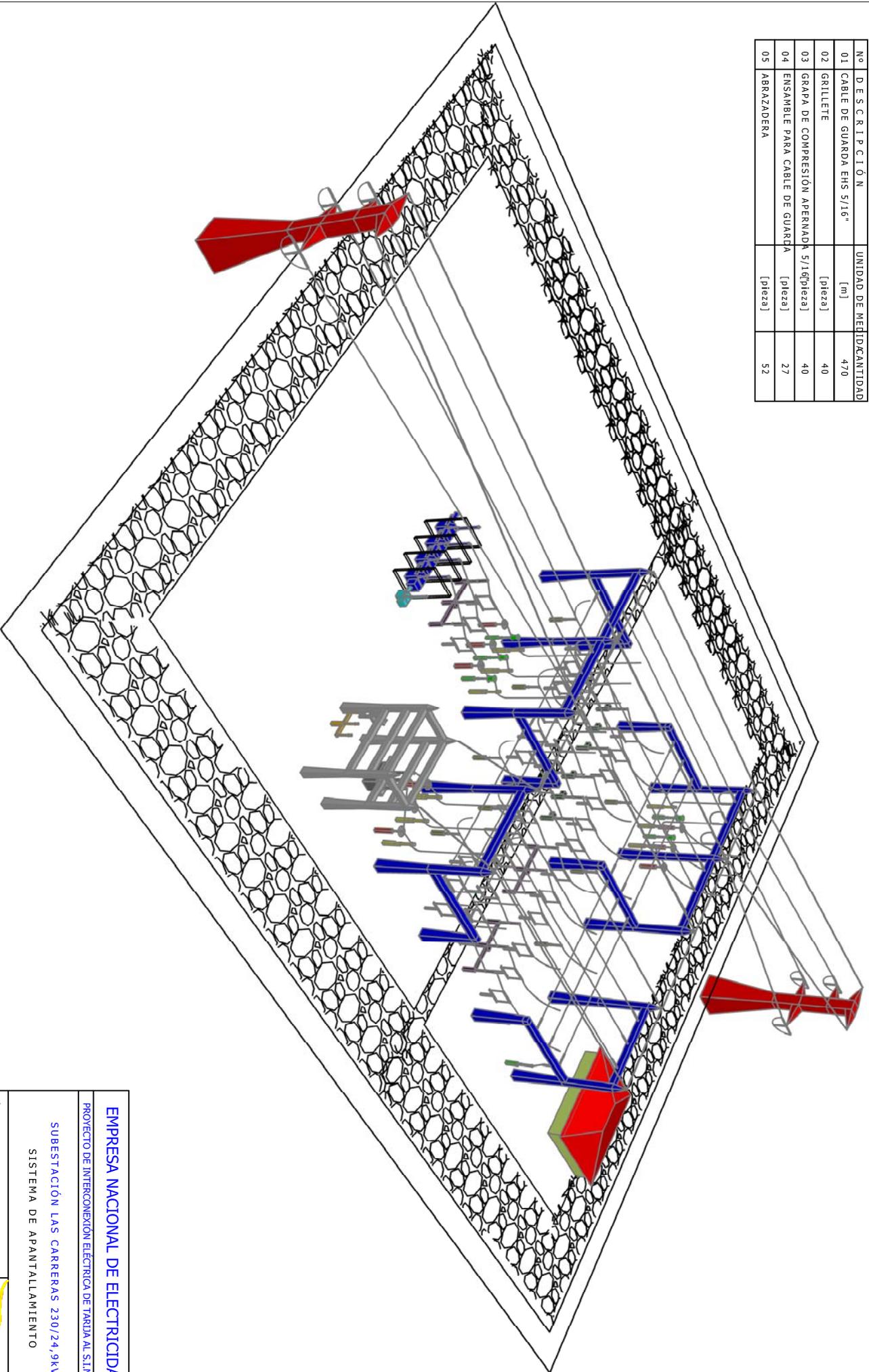
DIAGRAMA SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

CODIGO:	PTTS-SE-04-05-R1-C
NÚMERO:	10/22
ESCALA:	NO APLICA



LISTA DE MATERIALES

Nº	DESCRIPCIÓN	UNIDAD DE MEDIDA	CANTIDAD
01	CABLE DE GUARDA EHS 5/16"	[m]	470
02	GRILLETE	[pieza]	40
03	GRAPA DE COMPRESIÓN APERNADA 5/16	[pieza]	40
04	ENSAMBLE PARA CABLE DE GUARDA	[pieza]	27
05	ABRAZADERA	[pieza]	52



**EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD**

PROYECTO DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA DE TARDIA AL S.I.N.

SUBESTACIÓN LAS CARRERAS 230/24,9KV

SISTEMA DE APANTALLAMIENTO

Código:

PTTS-SE-PI-DSAP-4C

Número:

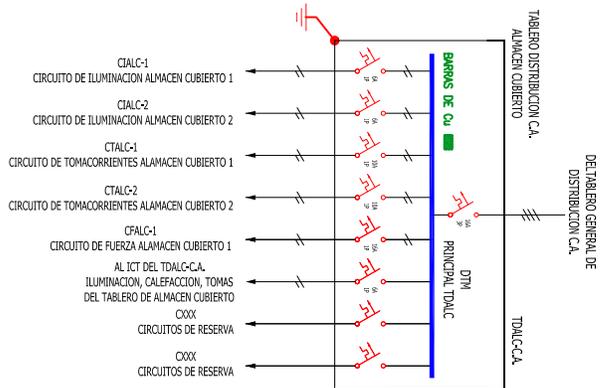
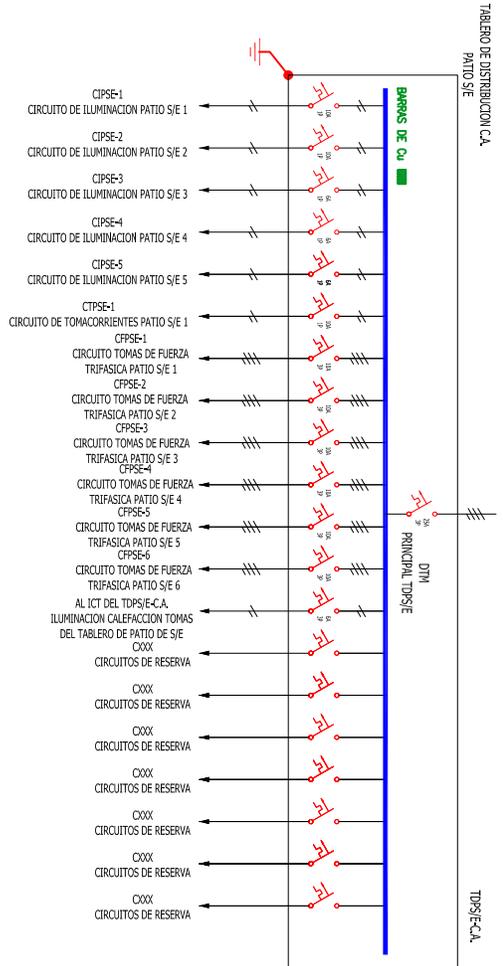
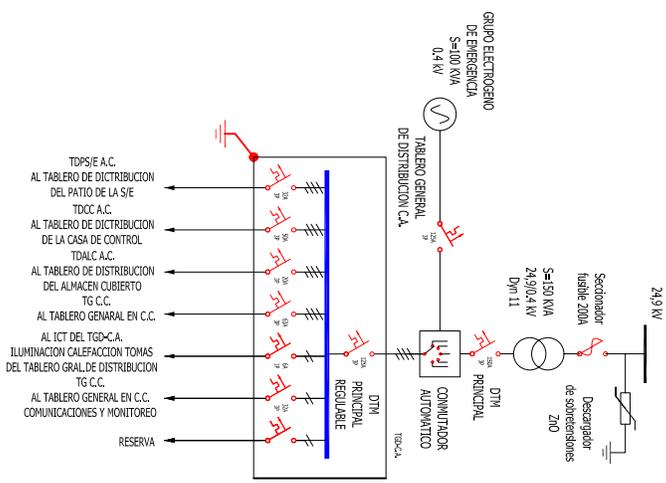
11/22

ESQUE: NO ANEXA



SIMBOLOGÍA

Nº	SÍMBOLO	DESCRIPCIÓN
01		DISTINTIVO TERMOMAGNÉTICO (DTM)
02		GENERADOR AUTOMÁTICO
03		GRUPO ELECTROGENO - GENERADOR SINCRÓNICO
04		RECTIFICADOR, INVERSOR CARGADOR DE BATERÍAS
05		BANCO DE BATERÍAS
06		TOMA DE PUESTA A TIERRA
07		DESCARGADOR ZNO
08		SECCIONADOR FUSIBLE
09		TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCION TRIFÁSICO
10		BARRAS TABLERO DE DISTRIBUCION
11		CABLE MULTIPOLAR
12		CABLE UNIPOLAR 12 AWG



EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD

PROYECTO DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA DE TARIJA AL S.L.N.

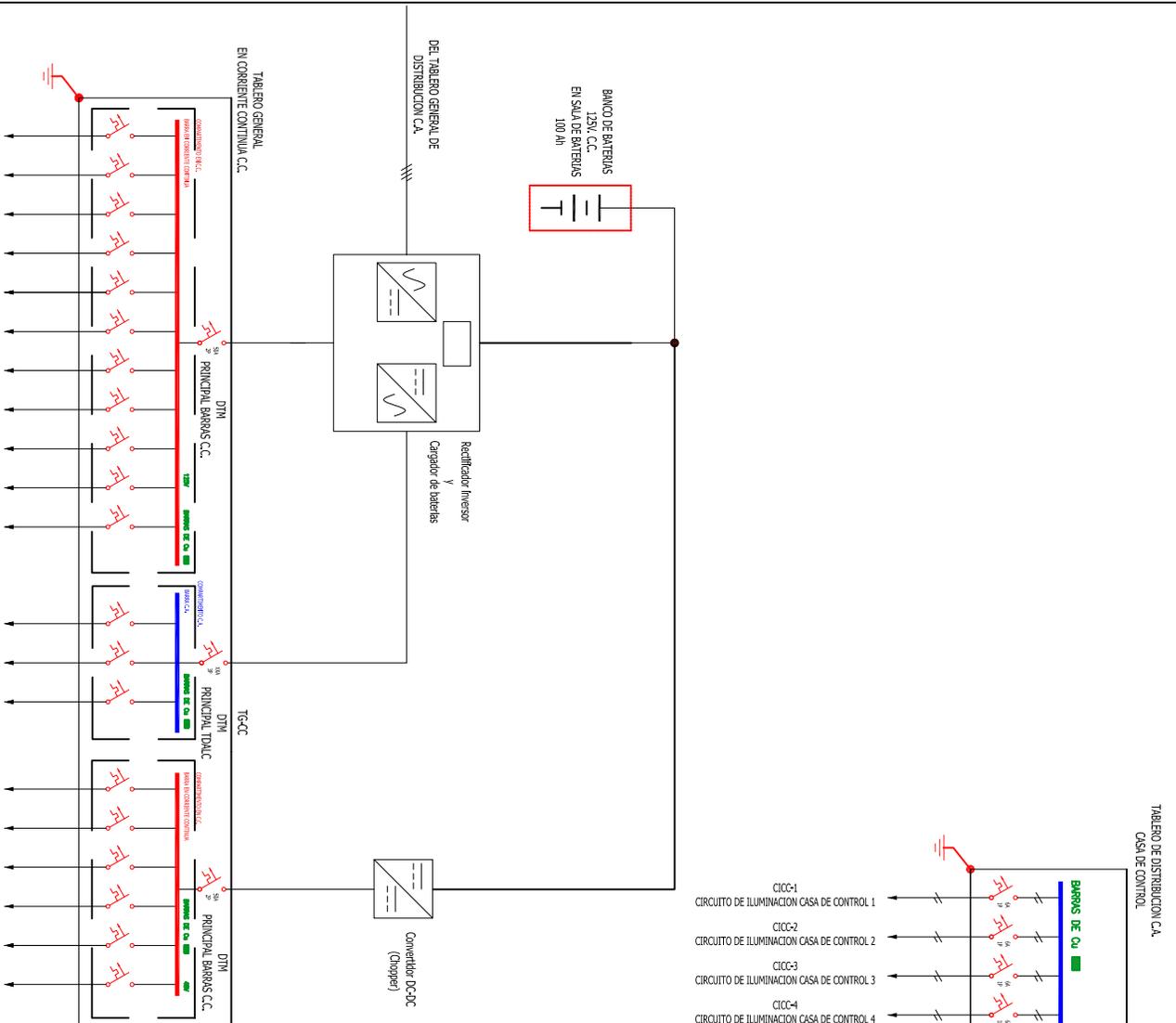
SUBSTACIÓN LAS CARRERAS 230 kV/24,9 kV

DIAGRAMA UNIFILAR SERVICIOS AUXILIARES

CODIGO: PITS-SEAL-DI-SM-C-1

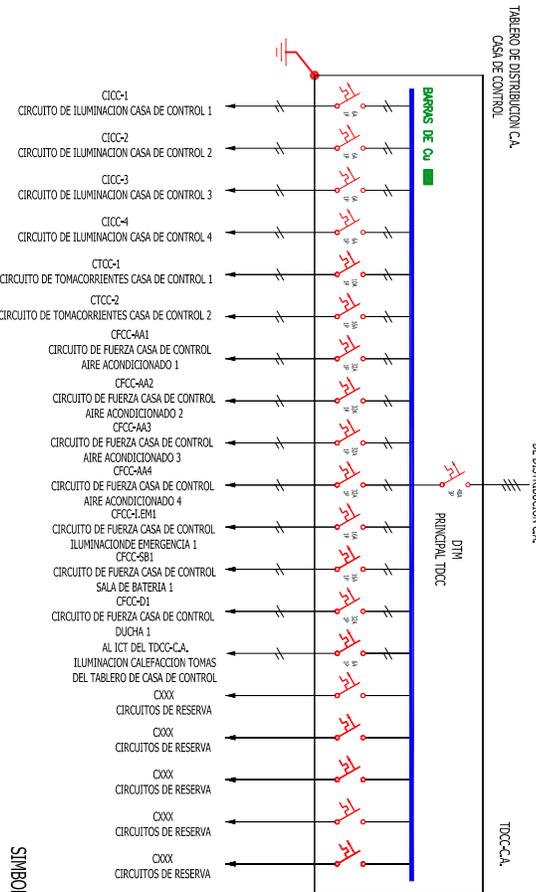
NÚMERO: 1212 ESCALA: NO APLICA





A CONTROLADORES DE INTERRUPTORES, SECCIONADORES, SISTEMAS DE CONTROL Y PROTECCION

A SISTEMA DE COMUNICACIONES, MONITOREO



SYMBOLOGIA

Nº	SYMBOLO	DESCRIPCION
01		DISYUNTOR TERMOMAGNETICO (DTN)
02		RECTIFICADOR, INVERSOR, CARGADOR DE BATERIAS
03		RECTIFICADOR, CONVERTIDOR DC-DC (CHOPPER)
04		BANCO DE BATERIAS
05		TOMA DE MUESTRA A TIERRA
06		CONVERTIDOR DC-DC (CHOPPER)
07		RECTIFICADOR
08		CONVERTIDOR DC-AC (INVERSOR)
09		BARRA MEDIA TENSION
10		BARBAS TABLERO DE DISTRIBUCION
11		CABLE MULTIPOLAR
12		CABLE UNIPOLAR 12 ANG

EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD

PROYECTO DE INTERCONEXION ELECTRICA DE TARIJA AL S.I.N.

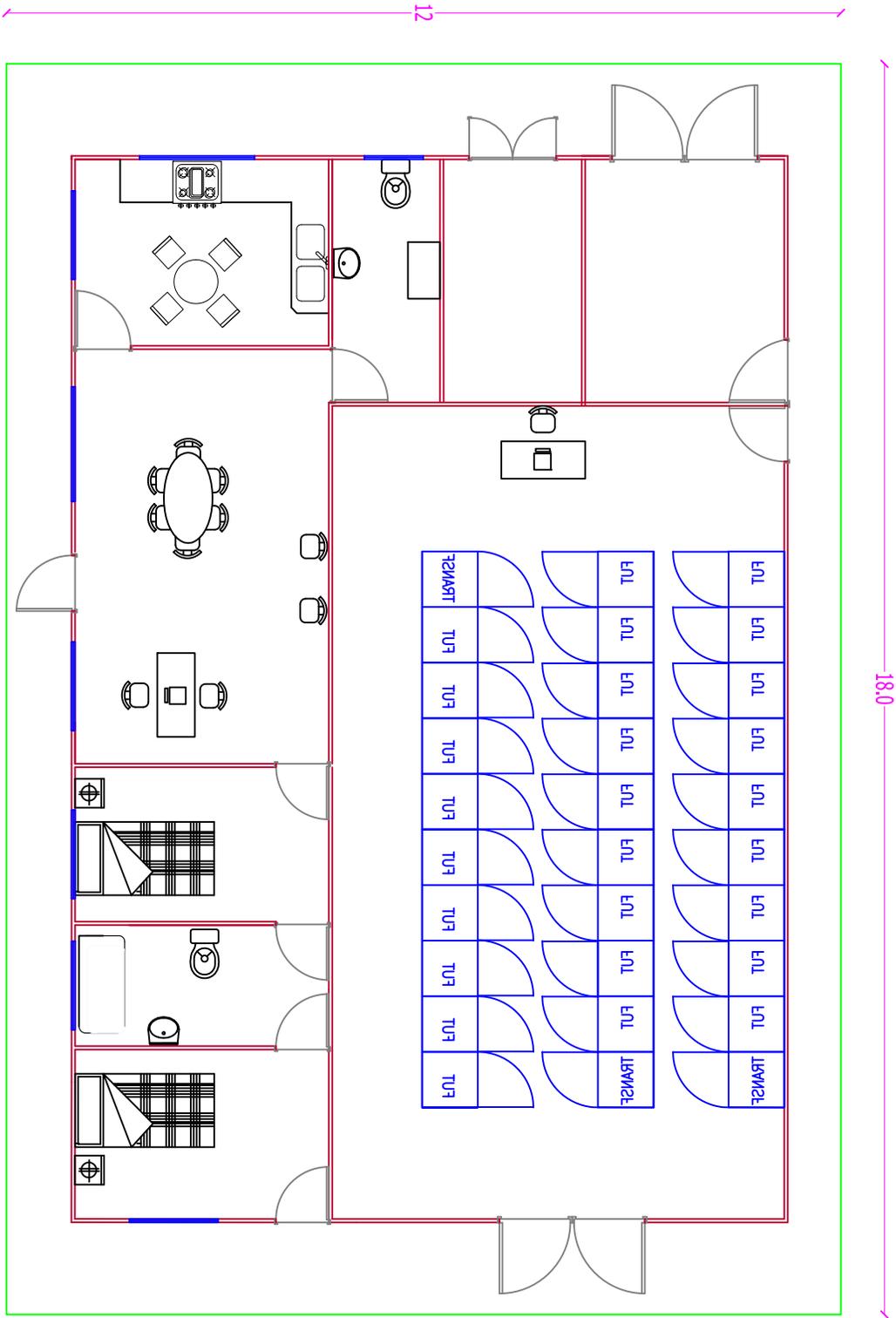
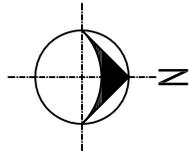
SUBSTACION LAS CARRERAS 230 KV/24,9 KV

DIAGRAMA UNIFILAR SERVICIOS AUXILIARES

CD0160: PITS-SFAL-DI-SM-C-2

NUMERO: 12/22 ESCALA: NO APLICA





**EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD**

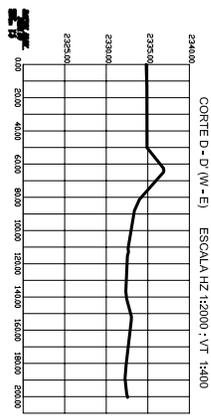
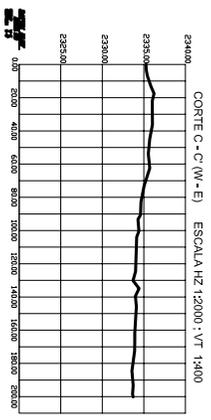
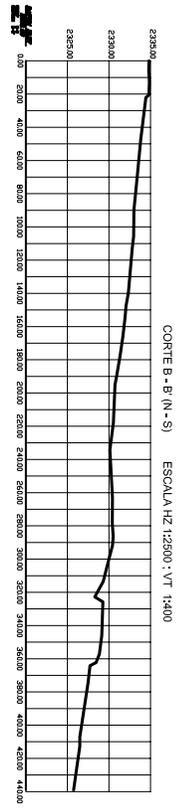
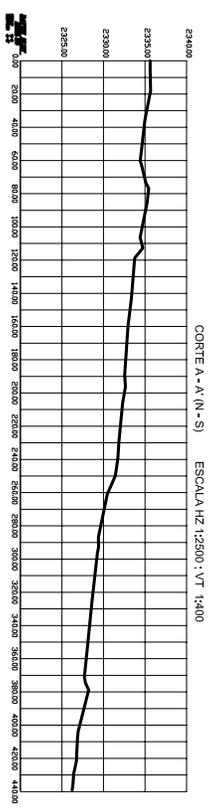
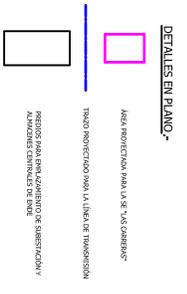
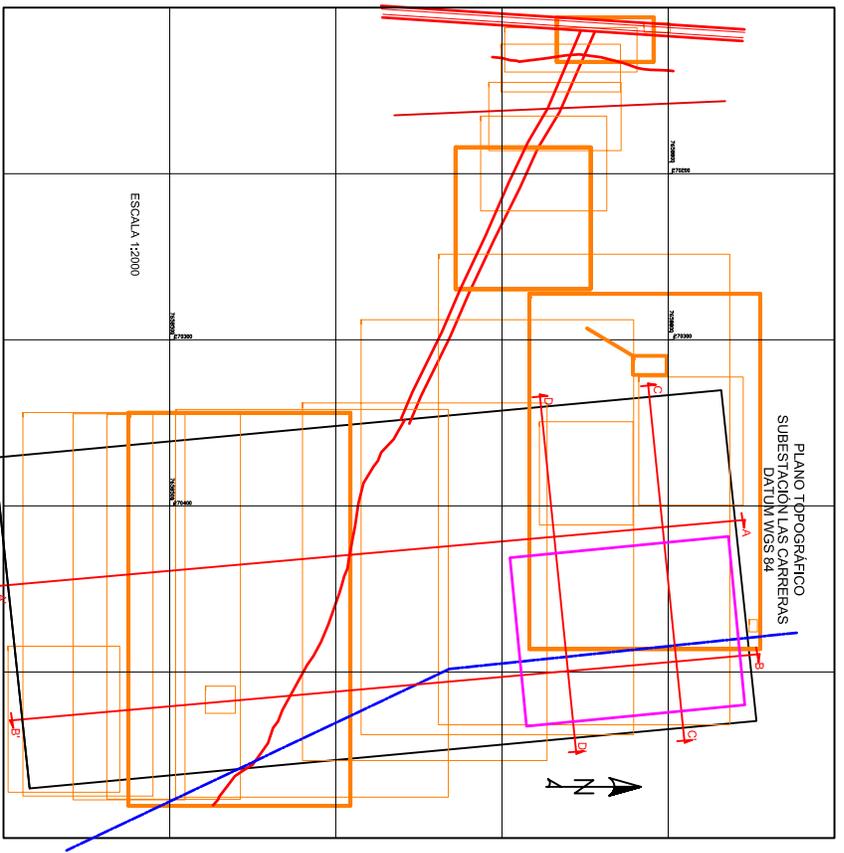
PROYECTO DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA DE TARIJA AL S.I.N.

SUBSTACIÓN LAS CARRERAS 230 KV/24,9 KV

PLANO CASA DE CONTROL

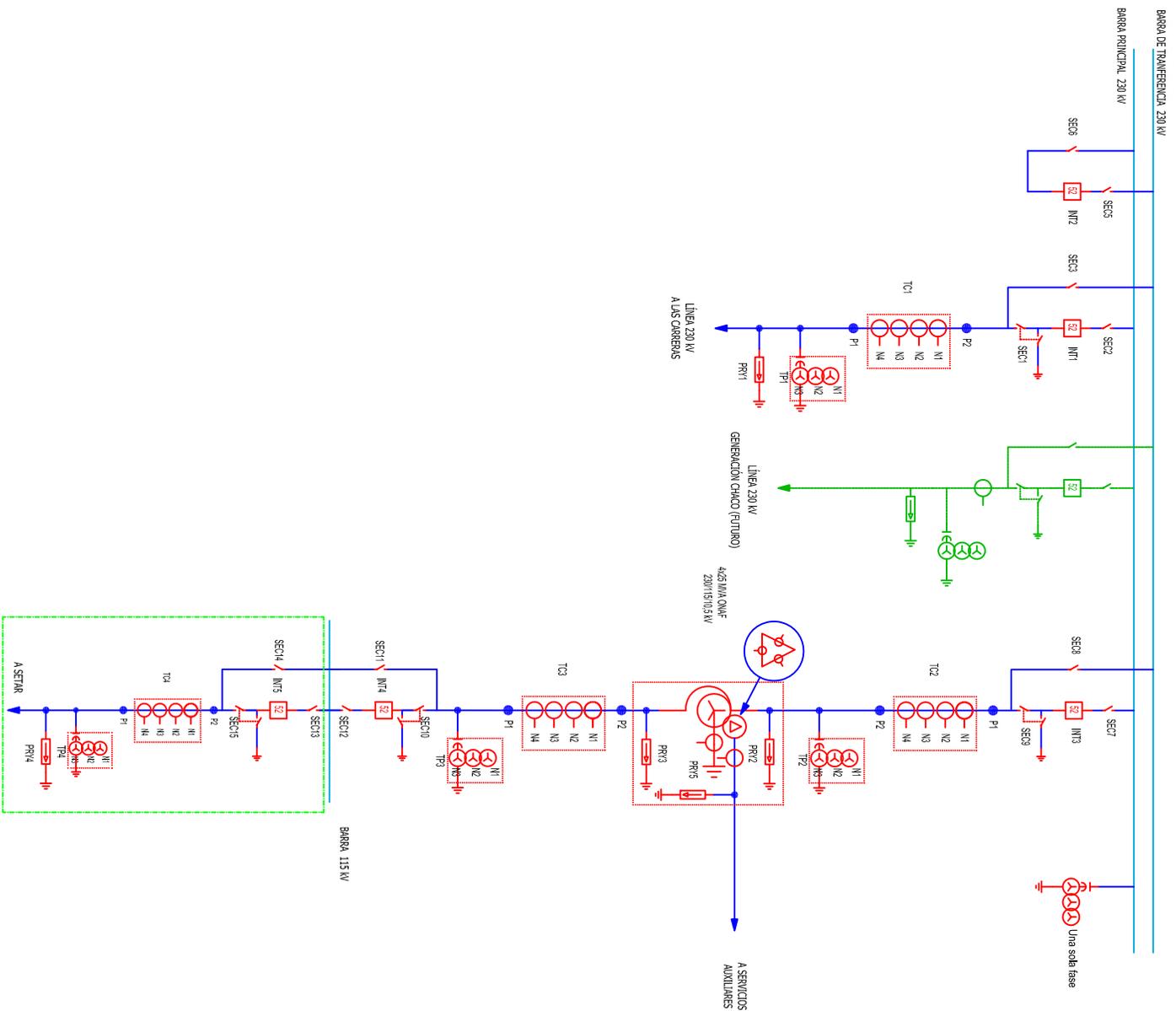
CD0160:	PTTS-SE-94-CC-CLC
NÚMERO:	13/22
ESCALA:	NO APLICA





<b>EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD</b>	
PROYECTO DE INTERCONEXIÓN DE TARIJA AL S.L.N.	
SUBESTACIÓN LAS CARRERAS 230/24,9 KV	
PLANO TOPOGRÁFICO	
Código:	PITS-SE-PL-DO
Número:	14/22
ESCALA:	INDICADA

# S/E TARIJA



## SIMBOLOGÍA

No	SÍMBOLO	DESCRIPCIÓN
01		DESCARGADOR
02		INTERRUPTOR
03		SECCIONADOR
04		SECCIONADOR TRIPOLAR CON OQUILLA DE PUESTA A TIERRA
05		TRANSFORMADOR DE CORRIENTE
06		TRANSFORMADOR DE VOLTAJE CAPACITIVO
07		AUTOTRANSFORMADOR
08		CONDUCTOR DE LINEA
09		BARRA PROTECTADA
10		BARRA PROTECTADA

NOTA:

CONSTRUIRE SETAR

**EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD**

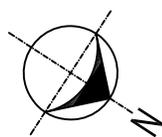
PROYECTO DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA DE TARIJA AL S.L.N.

SUBESTACIÓN TARIJA 230 KV/115 KV

DIAGRAMA UNIFILAR

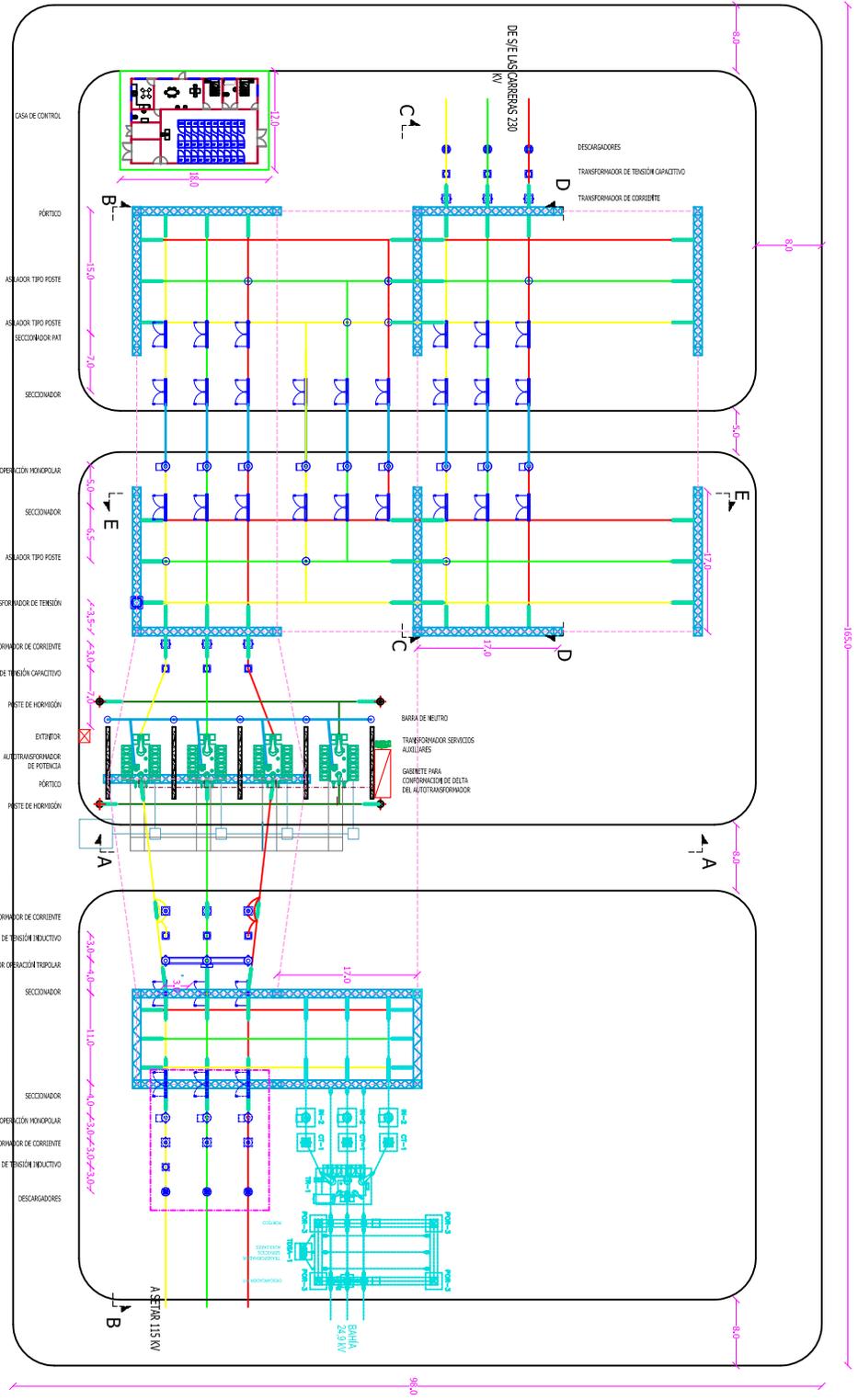
CODIGO:	PT35E4N-DU-FTR
NUMERO:	15/22
ESCALA:	NO APLICA





### SIMBOLOGÍA

Nº	SÍMBOLO	DESCRIPCIÓN
01		DESCARGADOR
02		INTERRUPTOR TRIFÁSICO, OPERACIÓN MONOPOLAR
03		INTERRUPTOR TRIFÁSICO, OPERACIÓN TRIPOLAR
04		SECCIONADOR TRIPOLAR, APERTURA CENTRAL
05		TRANSFORMADOR DE CORRIENTE
06		TRANSFORMADOR CAPACITIVO DE VOLTAJE
07		ASLADORES TIPO POSTE
08		CADENA DE ASLADORES
09		CONDUCTOR DE LÍNEA
10		CABLE DE APUNTALAMIENTO
11		BARRA FLEXIBLE FASES A, B Y C
12		MIRO CORTABARBO
13		CERCO PERIMETRAL
14		ESTRUCTURAS TIPO PORTICO PARA BARRAS
15		ESTRUCTURAS TIPO PORTICO PARA DE BARRAS 24.9 W
16		TRANSFORMADOR TRIFÁSICO 10.5 W/400 V
17		AUTOTRANSFORMADOR MONOFÁSICO 230 W/115 W
18		TRABERO SERVICIOS AUXILIARES
19		POSTE DE HOMOLOGACIÓN
20		EXTINTOR



NOTA:  
 CONSTRUCCIÓN A RETIRO  
 CONSTRUIRE SETAR

## EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD

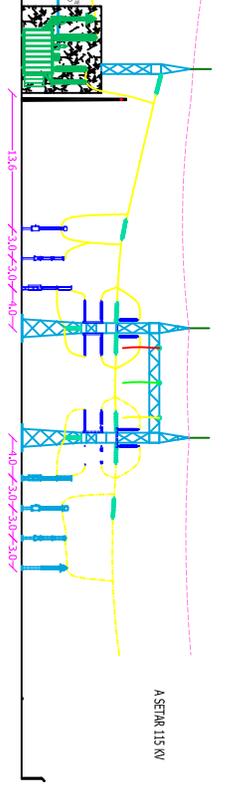
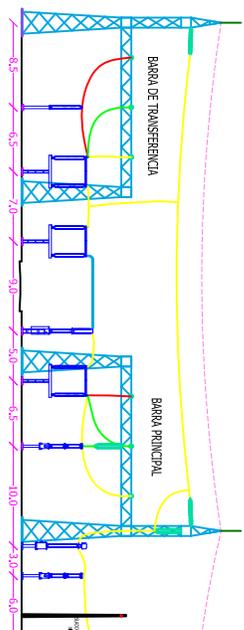
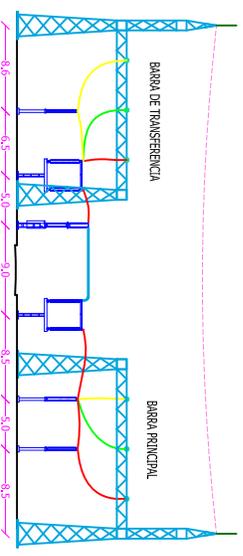
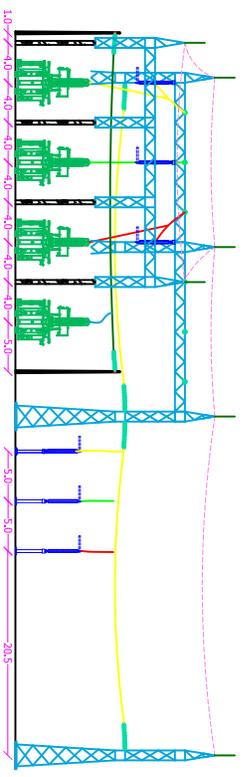
PROYECTO DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA DE TARIJA AL S.L.N.

SUBESTACION TARIJA 230 KV/115 KV

DIAGRAMA DE PLANTA

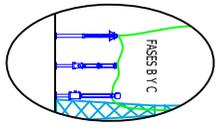
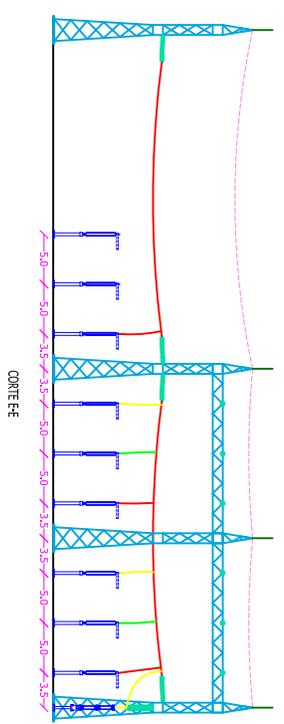
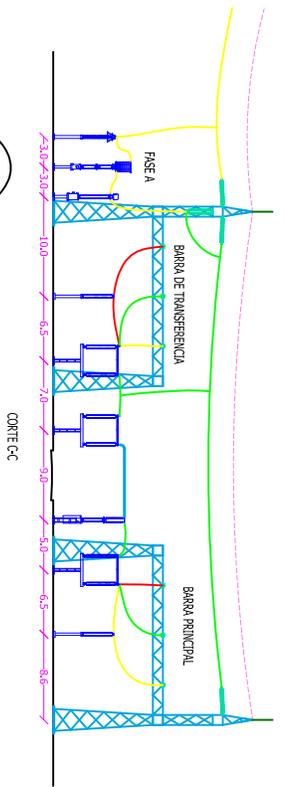
CODIGO:	PITS-SE-ALD-P-TAR
NUMERO:	1622
ESCALA:	NO APLICA





NOTA:  
 LAS DISTANCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD DEBERÁN SER VERIFICADAS EN LA INGENIERÍA DE DETALLE.  
 A SEÑAL 115 KV  
 PROYECTO CONSTRUCTIVO SEÑAL

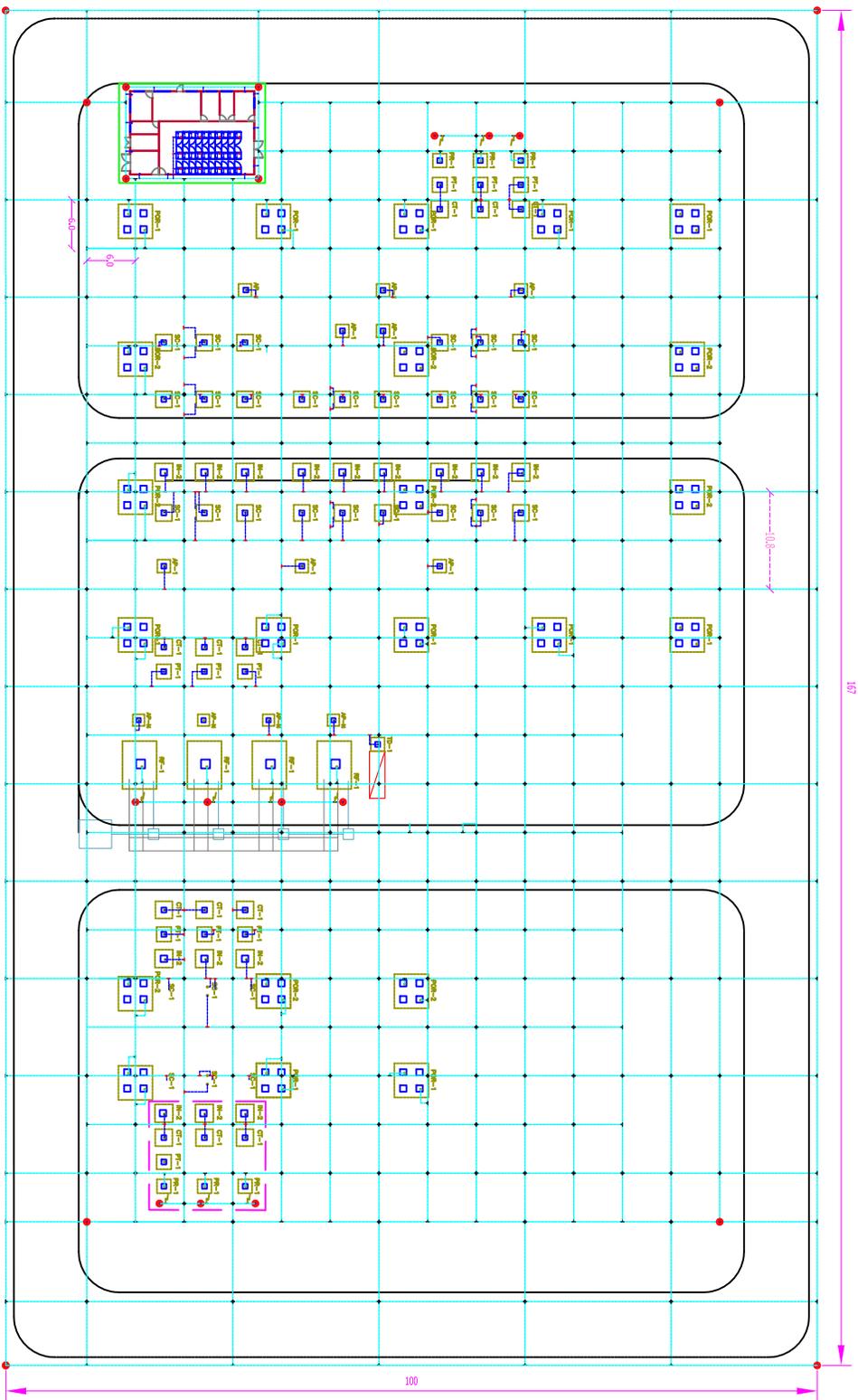
DE SE US CARRETERAS 230 KV



**EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD**  
 PROYECTO DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA DE TARIJA AL S.L.N.  
 SUBESTACION TARIJA 230 KV/115 KV  
 DIAGRAMA DE CORTES

CODIGO:	PTS-SEA-007AR
NUMERO:	17/22
ESCALA:	NO APLICA





**SIMBOLOGÍA**

Nº	SÍMBOLO	DESCRIPCIÓN
01		CONDUCTOR DE COBRE 4/0 AWG
02		CONDUCTOR DE COBRE 2/0 AWG
03		REJILLA DE PUESTA A TIERRA
04		VARILLA DE PUESTA A TIERRA COPPERWELD 5/8" x 8'
05		SOLDADURA EXOTERMICA TIPO CRUZ PARA 4/0 AWG
06		SOLDADURA EXOTERMICA TIPO TT PARA 4/0 AWG
07		SOLDADURA EXOTERMICA TIPO CRUZ 4/0 A 2/0 AWG
08		SOLDADURA EXOTERMICA TIPO TT 4/0 A 2/0 AWG
09		SOLDADURA EXOTERMICA VARILLA - CONDUCTOR 4/0
10		CHICOTILLO DE CABLE DE COBRE 4/0 AWG PARA CONEXIÓN DE LOS PARARRAYOS
11		FUNDACIÓN EQUIPOS DE PATIO



**NOTAS:**

- 1- LA REJILLA DE PUESTA A TIERRA DE LOS SECCIONADORES DEBERA SER UBICADA EN LAS PROXIMIDADES DEL MECANISMO DE OPERACION MANUAL.
- 2- LOS EQUIPOS SERAN SUMINISTRADOS CON SU CONECTOR DE PUESTA A TIERRA.

**EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD**

PROYECTO DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA DE TARIJA AL S.I.N.

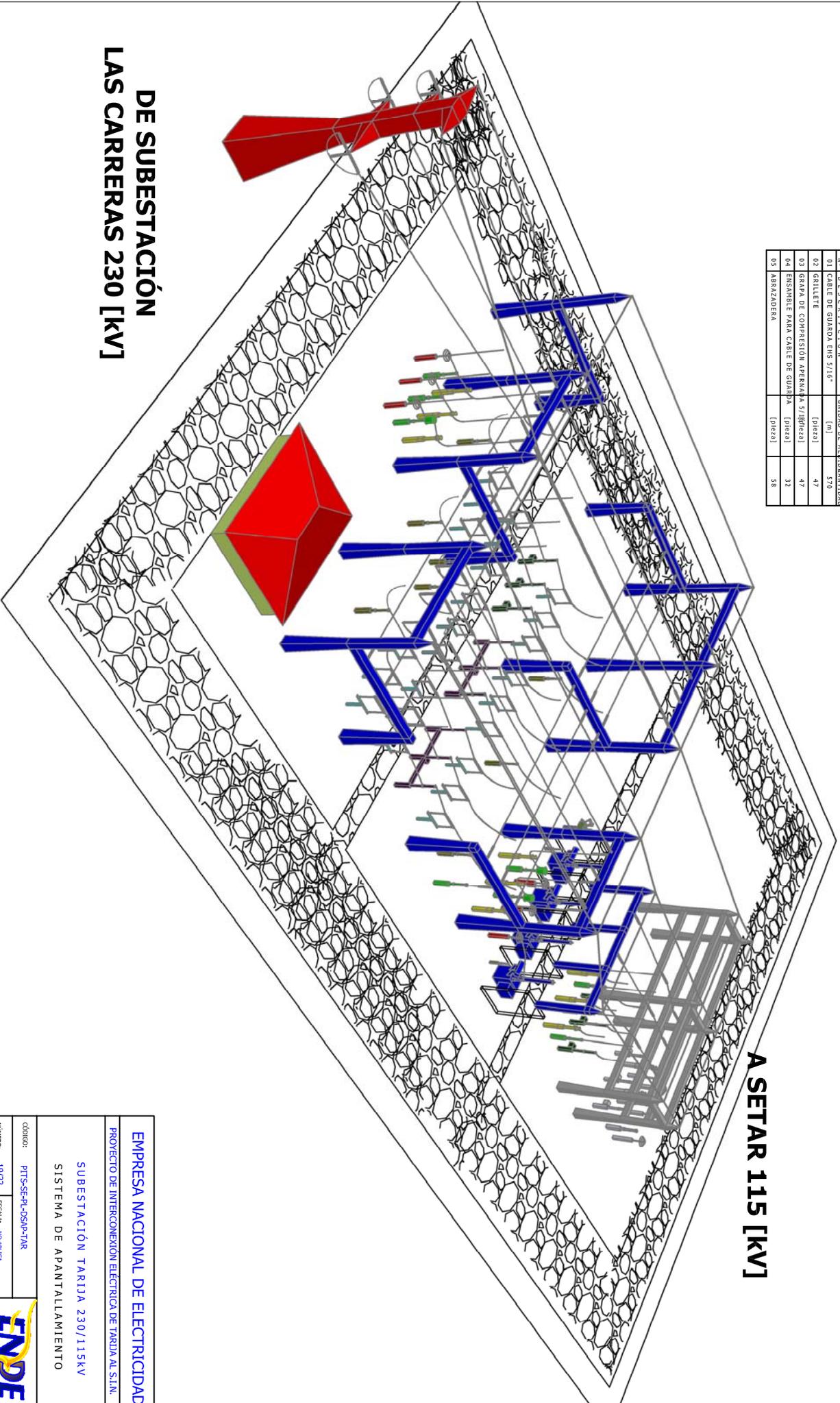
SUBESTACIÓN TARIJA 230 KV/115 KV

DIAGRAMA SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

CODIGO: PITS-SE-01-05R-71R  
 NUMERO: 18/22 ESCALA: NO APLICA



NO.	DESCRIPCION	UNIDAD DE MEDICACION
01	CABLE DE GUARDA EHS 5/16"	(m) 570
02	GRILLETE	[pieza] 47
03	GARRA DE COMPRESION APERTURA 5/16(pieza)	47
04	ENSAMBLE PARA CABLE DE GUARDA	[pieza] 32
05	ASRAZADERA	[pieza] 58

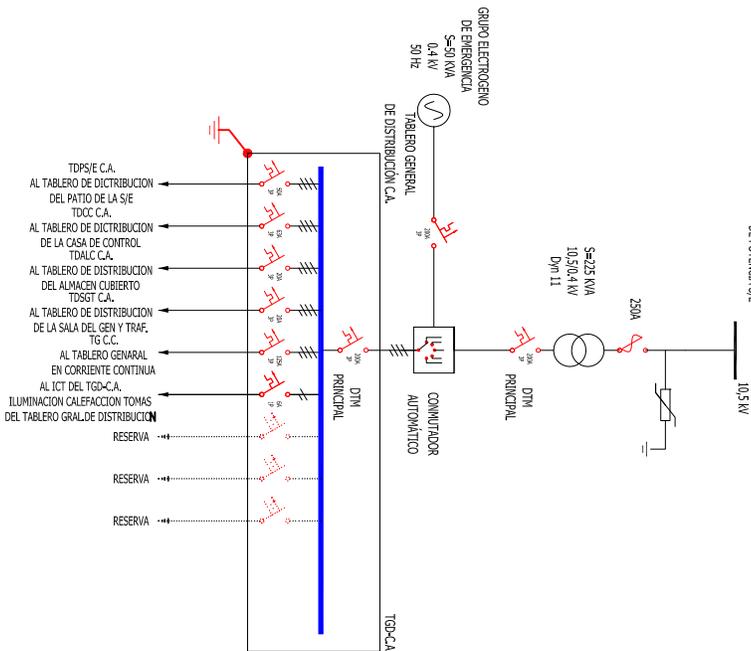


# DE SUBESTACION LAS CARRERAS 230 [KV]

## A SETAR 115 [KV]

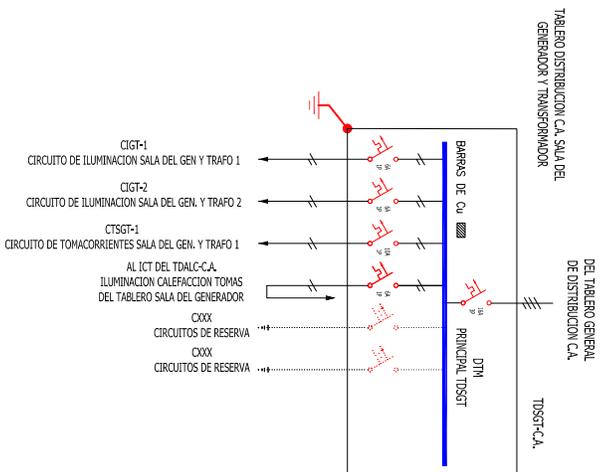
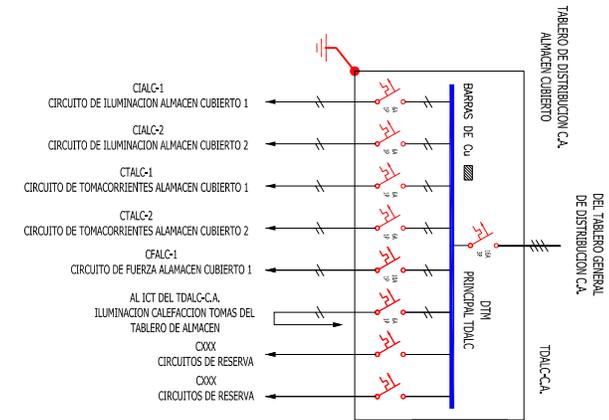
<b>EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD</b>	
PROYECTO DE INTERCONEXION ELECTRICA DE TARIJA AL SIN.	
SUBESTACION TARIJA 230/115KV	
SISTEMA DE APANTALLAMIENTO	
codigo:	PTTS-SEP-UDSAP-TAR
numero:	19/22 ESCALA: NO APTICA

DEL TERCERO DE LOS AUTOTRANSFORMADORES DE POTENCIA SIE



SIMBOLOGÍA

Nº	SÍMBOLO	DESCRIPCIÓN
01		DISYUNTOR TERMOMAGNÉTICO (DTM)
02		CONMUTADOR AUTOMÁTICO
03		GRUPO ELECTROÉNERO-GENERADOR SÍNCRONICO
04		RECTIFICADOR INVERSOR CARGADOR DE BATERÍAS
05		BANCO DE BATERÍAS
06		TOMA DE PUESTA A TIERRA
07		DESCARGADOR ZNO
08		SECCIONADOR FUSIBLE
09		TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCION TRIFÁSICO
10		BARRA MEDIA TENSIÓN
11		BARRAS TABLERO DE DISTRIBUCION
12		CABLE MULTIPOLAR
13		CABLE UNIPOLAR 12 AWG



EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD

PROYECTO DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA DE TABAJA AL S.I.N.

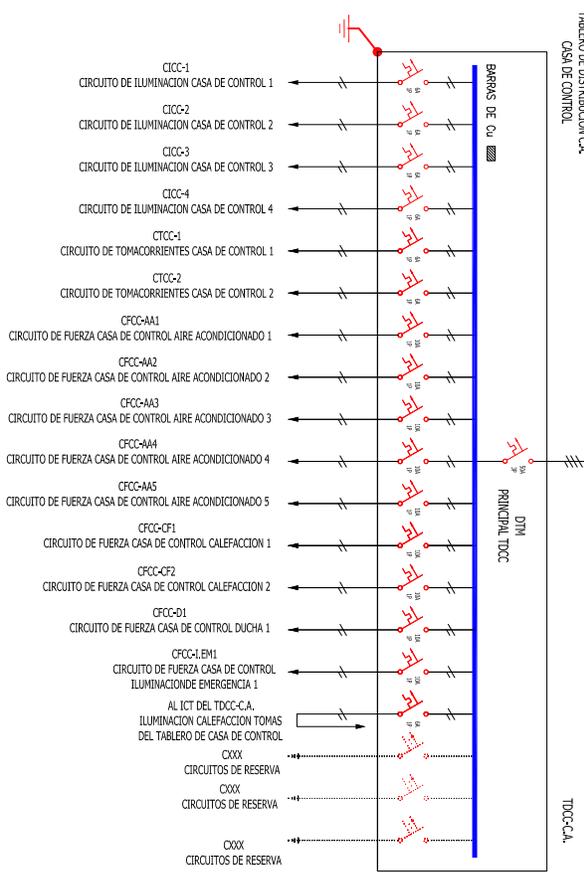
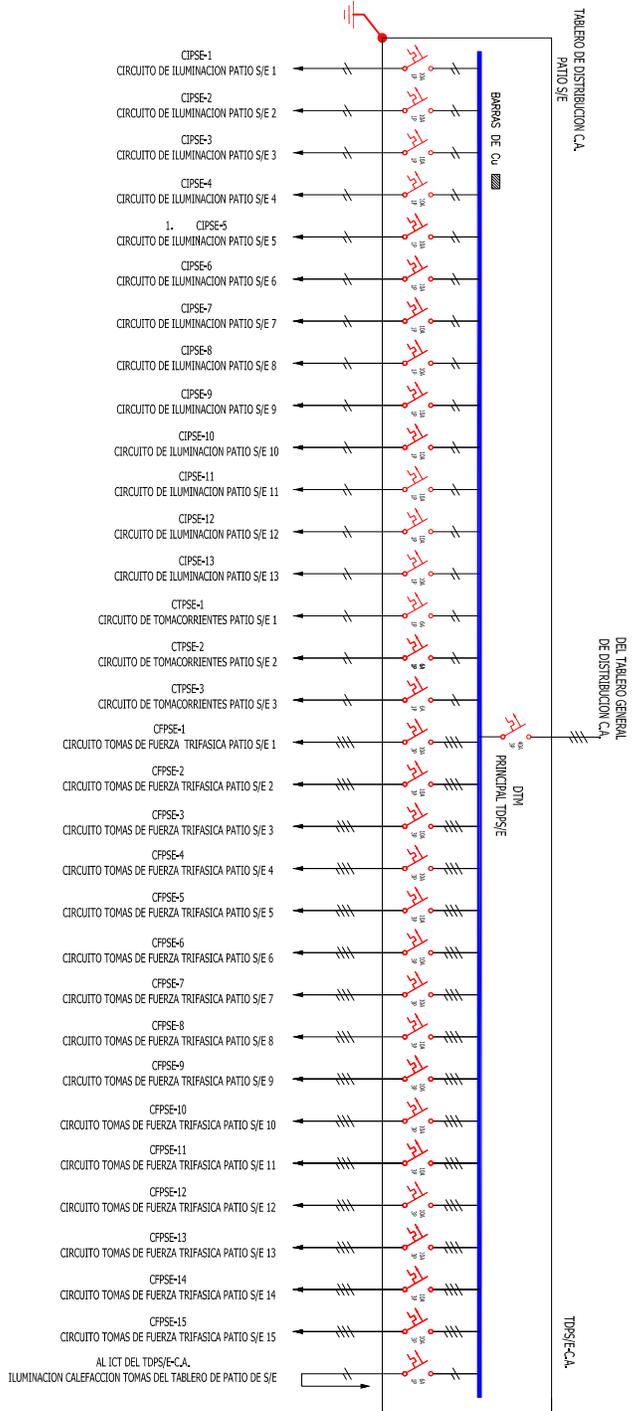
SUBESTACIÓN TABAJA 230 V/115 kV

DIAGRAMA UNIFILAR SERVICIOS AUXILIARES

CODIGO: PITS-SE-PR-DIUSA-TR-1

NÚMERO: 20/22 ESCALA: NO APLICA





**SIMBOLOGIA**

Nº	SÍMBOLO	DESCRIPCIÓN
01		DISYUNTOR TERMOMAGNÉTICO (DTM)
02		TOMA DE PUESTA A TIERRA
03		BARRAS TABLERO DE DISTRIBUCION
04		CABLE MULTIPOLAR
05		CABLE UNIPOLAR 12 AWG

**EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD**

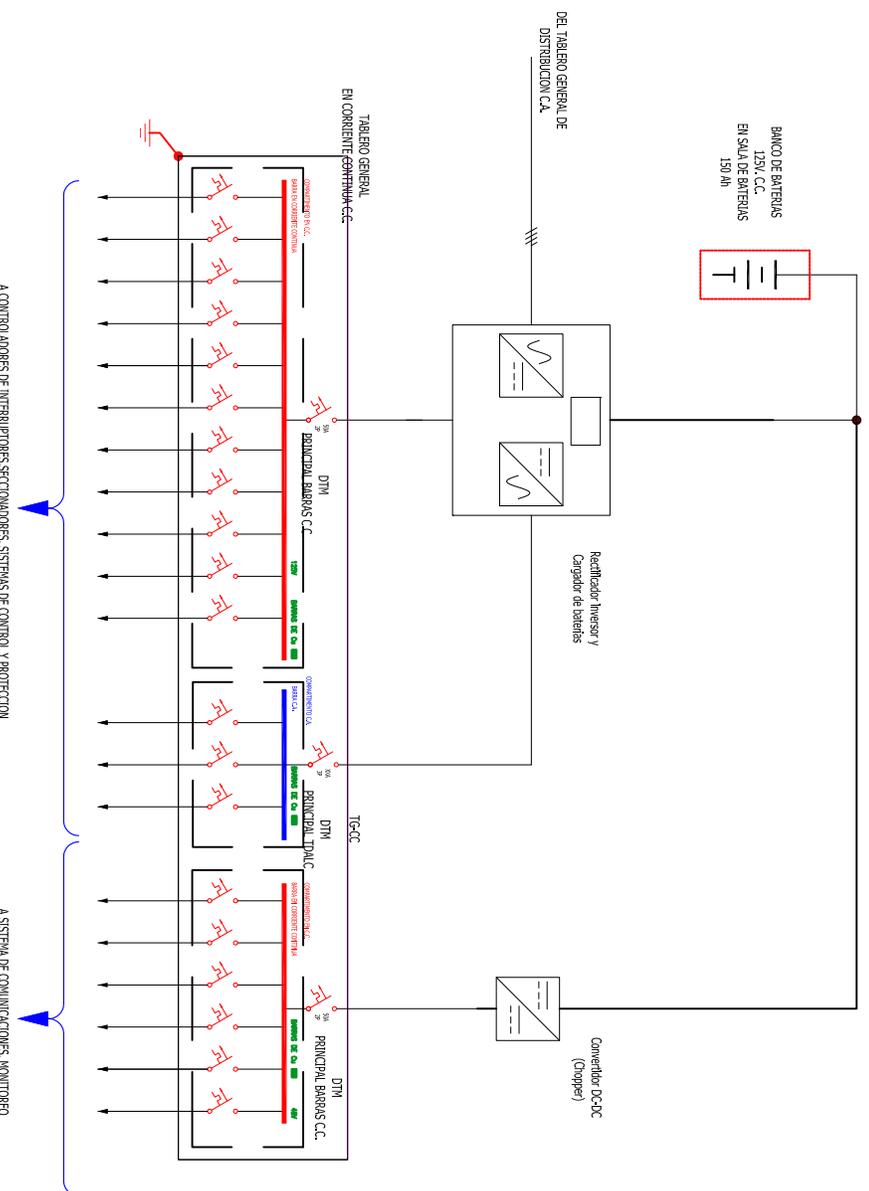
PROYECTO DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA DE TARIJA AL S.L.N.

SUBESTACIÓN TARIJA 230 KV/115 KV

DIAGRAMA UNIFILAR DE SERVICIOS AUXILIARES

CODIGO: PTT-SE-ER-DI-ISH-TAR 2

NUMERO: 20/22 ESCALA: NO APLICA



**SIMBOLOGÍA**

Nº	SÍMBOLO	DESCRIPCIÓN
01		DISTRIBUIDOR TERMINAL MÓVIL (DTM)
02		RECTIFICADOR, INVERSOR CARGADOR DE BATERIAS
03		RECTIFICADOR, CONVERTIDOR DC-DC (CHOPPER)
04		BANCO DE BATERIAS
05		TOMA DE MUESTRA A TIERRA
06		CONVERTIDOR DC-DC (CHOPPER)
07		RECTIFICADOR
08		CONVERTIDOR DC-AC (INVERSOR)
09		BARRA MEDIA TENSION
10		BARRAS TABLERO DE DISTRIBUCION
11		CABLE MULTICONDUTOR
12		CABLE UNIPOLAR 12 AWG

**EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD**

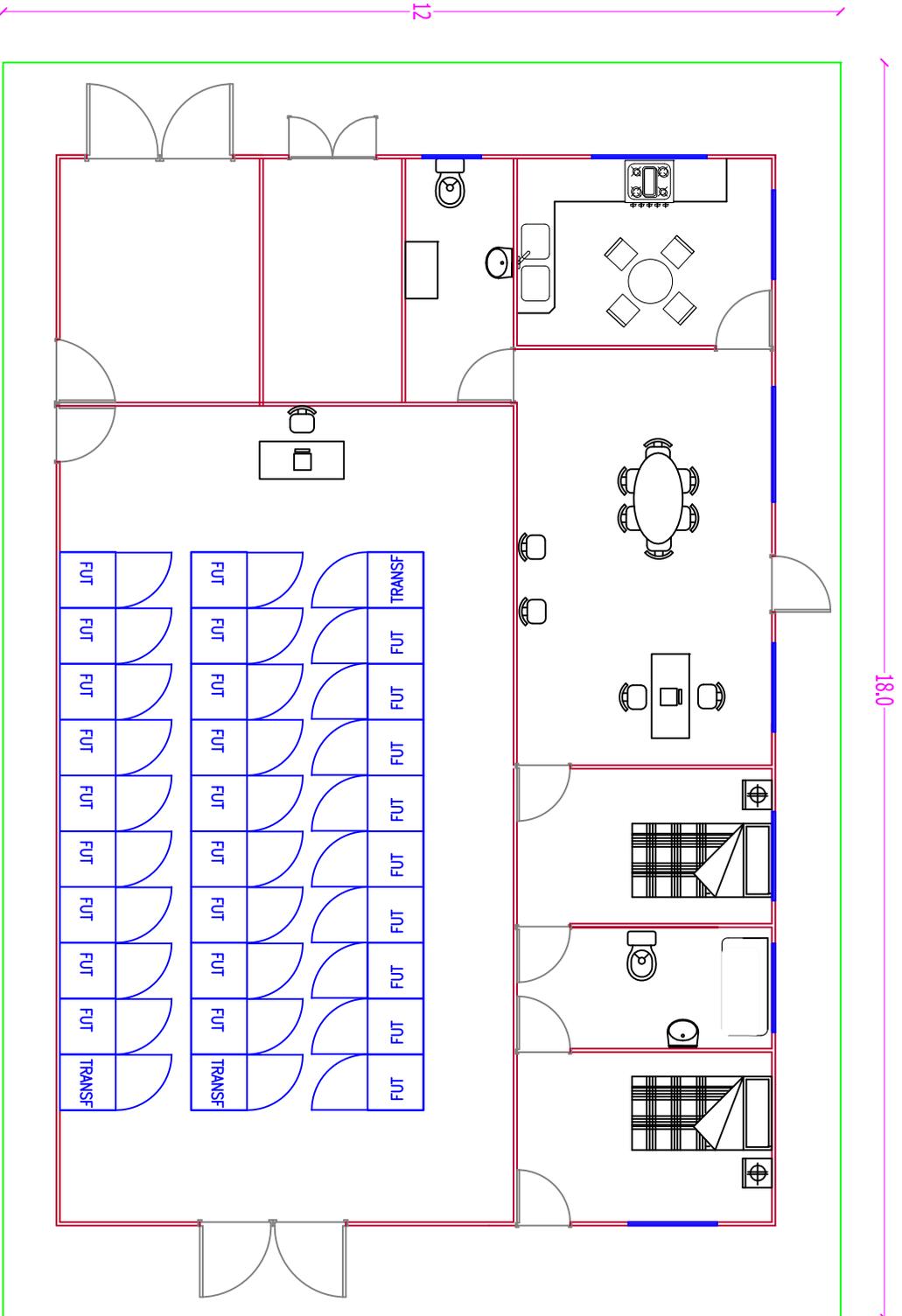
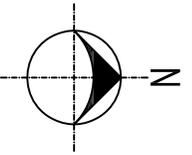
PROYECTO DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA DE TARIJA AL S.L.N.

SUBESTACION TARIJA 230 KV/115 KV

DIAGRAMA UNIFILAR DE SERVICIOS AUXILIARES

CODIGO:	PTIS-SE-PL-DISA-7143
NUMERO:	2022
ESCALA:	NO APLICA





**EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD**

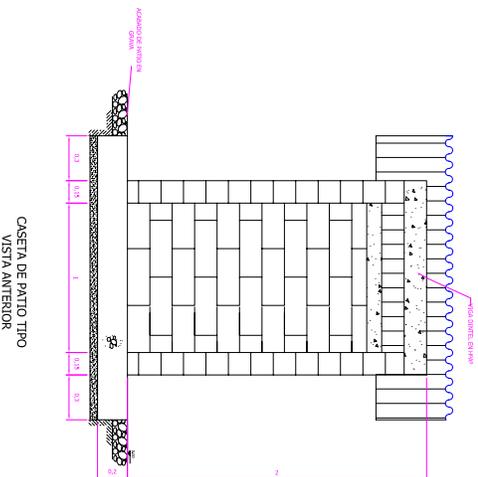
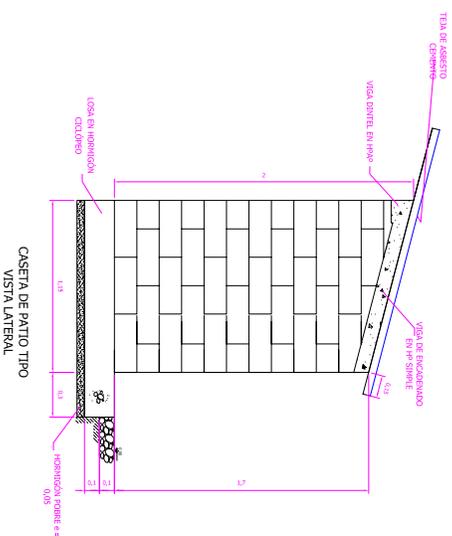
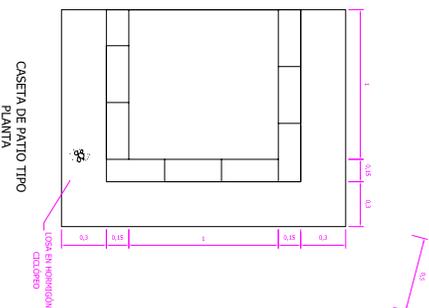
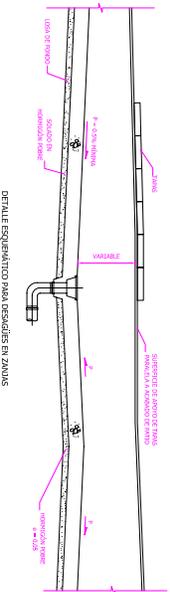
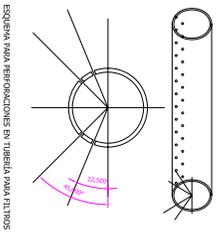
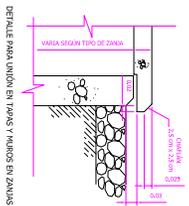
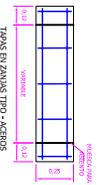
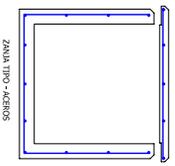
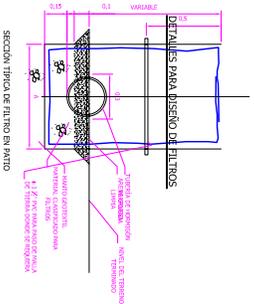
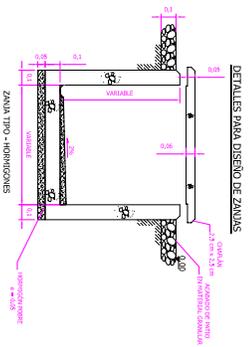
PROYECTO DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA DE TARIJA AL S.L.N.

SUBSTACIÓN TARIJA 230 KV/115 KV

PLANO CASA DE CONTROL

CODIGO:	PTSS-94-DC-TR
NUMERO:	21/22
ESCALA:	NO APLICA





<b>EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD</b>			
PROYECTO DE INTERCONEXION ELECTRICA DE TARDIA AL S.I.N.			
DETALLE DE OBRAS DE PATIO, EXTERIORES Y EDIFICACIONES			
Código:	PITS-SE-PL-DO		
Número:	22/22	ESCALA:	NO APLIC.
			



**EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD**

**PITS-SE-005**

**ANEXOS AL PLIEGO**

PROYECTO - INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA DE TARIJA AL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL		
PITS-SE-005	ANEXOS AL PLIEGO	

### CONTENIDO

1. RUTA: PISIGA - ORURO - POTOSÍ - LAS CARRERAS
2. RUTA: BERMEJO - TARIJA - LAS CARRERAS
3. RUTA: YACUIBA - VILLAMONTES - TARIJA - LAS CARRERAS
4. RUTA: PUERTO SUÁREZ- SANTA CRUZ- VILLAMONTES- TARIJA- LAS CARRERAS
5. PLANO VIAL PARA TRANSPORTE DE SUMINISTROS
6. GÁLIBO: FERROCARRIL ANTOFAGASTA – BOLIVIA
7. GÁLIBO: FERROCARRIL SANTA CRUZ – CORUMBA
8. GÁLIBO: FERROCARRIL BUENOS AIRES – SANTA CRUZ
9. GÁLIBO: FERROCARRIL SANTA CRUZ – BOYUIBE – CUEVO
10. GÁLIBO: FERROCARRIL Y PUENTES SANTA CRUZ - YACUIBA
11. RESOLUCIÓN SSDE N° 227/2004: “CONDICIONES DE DESEMPEÑO MÍNIMO DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL “.
12. ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 123/2001 (NORMA OPERATIVA N° 11): “CONDICIONES TÉCNICAS PARA LA INCORPORACIÓN DE NUEVAS INSTALACIONES AL SIN”.
13. RESOLUCIÓN SSDE N° 321/2007 (NORMA OPERATIVA N° 17): “PROTECCIONES”
14. RESOLUCIÓN SSDE N° 286/2004 (NORMA OPERATIVA N° 20): “HABILITACIÓN DE AGENTES PARA OPERAR EN EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA”.
15. RESOLUCIÓN SSDE N° 162/2007(NORMA OPERATIVA N° 30): “REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS PARA PROYECTOS DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN”.
16. RESOLUCIÓN SSDE N° 089/2005(NORMA OPERATIVA N° 08): “SISTEMA DE MEDICIÓN COMERCIAL”.

<b>RUTA: PISIGA - ORURO - POTOSÍ - LAS CARRERAS</b>				
<b>Desde</b>	<b>Hasta</b>	<b>Longitud km</b>	<b>Longitud acumulada</b>	<b>Superficie de Rodamiento</b>
Pisiga	Sabaya	43	43	Ripio
Sabaya	Huachacalla	28	71	Ripio
Huachacalla	Ancaravi	72	143	Ripio
Ancaravi	Toledo	52	195	Ripio
Toledo	Oruro	37	232	Pavimento
Oruro	Vinto	4	236	Pavimento
Vinto	Machacamarquita	18	254	Pavimento
Machacamarquita	Machacamarca	8	262	Pavimento
Machacamarca	Poopó	23	285	Pavimento
Poopó	Pazña	27	312	Pavimento
Pazña	Challapata	36	348	Pavimento
Challapata	Ventilla	94	442	Pavimento
Ventilla	Yocalla	64	506	Pavimento
Yocalla	Tarapaya	20	526	Pavimento
Tarapaya	Potosí	25	551	Pavimento
Potosí	Cuchu Ingenio	37	588	Pavimento
Cuchu Ingenio	Totora Palca	30	618	Ripio
Totora Palca	Padcoyo	55	673	Ripio
Padcoyo	Camargo	61	734	Ripio
Camargo	Villa Abecia	42	776	Ripio
Villa Abecia	Las Carreras	24	800	Ripio

NOTA.- EL INGRESO A BOLIVIA, DE LOS PUERTOS DEL PACÍFICO: ARICA-IQUIQUE (CHILE) SE REALIZA POR PISIGA.

PROYECTO - INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA DE TARIJA AL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL		
PITS-SE-005	ANEXOS AL PLIEGO	

<b>RUTA: BERMEJO - TARIJA - LAS CARRERAS</b>				
<b>Desde</b>	<b>Hasta</b>	<b>Longitud km</b>	<b>Longitud acumulada</b>	<b>Superficie de Rodamiento</b>
Bermejo	Km 19	21	21	Pavimento
Km 19	Limal	52	73	Pavimento
Limal	Emborozú	20	93	Pavimento
Emborozú	La Mamora	21	114	Pavimento
La Mamora	Padcaya	45	159	Pavimento
Padcaya	Cruce Panamericana	43	202	Pavimento
Cruce Panamericana	Tarija	8	210	Pavimento
Tarija	Sta. Bárbara	12	222	Pavimento
Sta. Bárbara	Iscaiyachi	40	262	Ripio
Iscaiyachi	Las Carreras	61	323	Ripio

NOTA.- EL INGRESO A BOLIVIA, DE LOS PUERTOS DEL ATLÁNTICO: PUERTO ROSARIO (ARGENTINA) SE REALIZA POR BERMEJO.

PROYECTO - INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA DE TARIJA AL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL		
PITS-SE-005	ANEXOS AL PLIEGO	

<b>RUTA: YACUIBA - VILLAMONTES - TARIJA - LAS CARRERAS</b>				
<b>Desde</b>	<b>Hasta</b>	<b>Longitud</b>	<b>Longitud acumulada</b>	<b>Superficie de Rodamiento</b>
Yacuiba	Campo Pajoso	15	15	Pavimento
Campo Pajoso	Sachapera	26	41	Pavimento
Sachapera	Palmar Grande	17	58	Pavimento
Palmar Grande	Villamontes	31	89	Pavimento
Villamontes	Palos Blancos	70	159	Ripio
Palos Blancos	Entre Ríos	75	234	Ripio
Entre Ríos	Junacas	64	298	Ripio
Junacas	Ce. Panamericano	34	332	Pavimento
Ce. Panamericano	Tarija	8	340	Pavimento
Tarija	Sta. Bárbara	12	352	Pavimento
Sta. Bárbara	Ischayachi	40	392	Ripio
Ischayachi	Las Carreras	61	453	Ripio

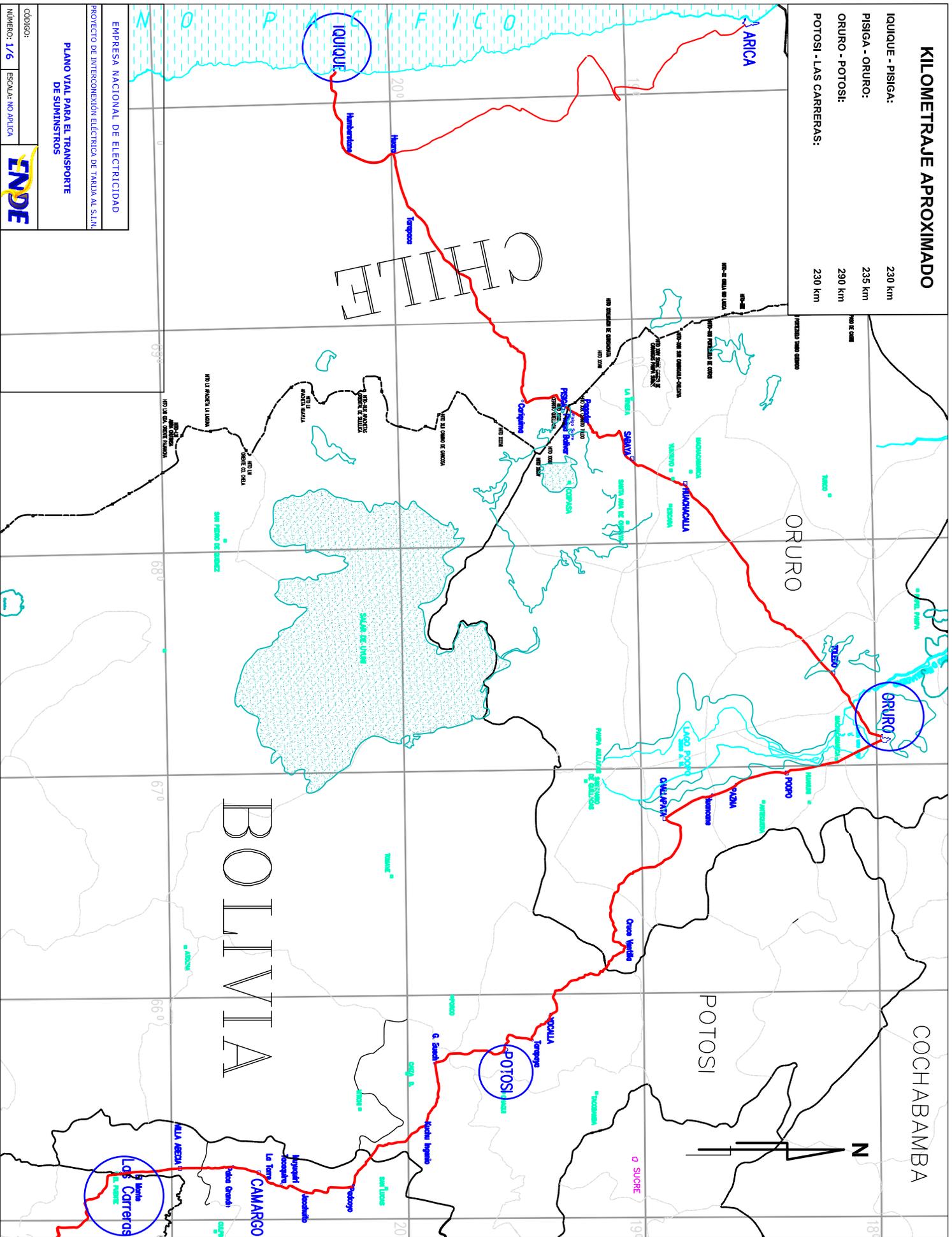
NOTA.- EL INGRESO A BOLIVIA, DE LOS PUERTOS DEL ATLÁNTICO: PUERTO ROSARIO (ARGENTINA) SE REALIZA POR YACUIBA.

<b>RUTA: PTO. SUÁREZ- SANTA CRUZ- VILLAMONTES- TARIJA- LAS CARRERAS</b>				
<b>Desde</b>	<b>Hasta</b>	<b>Longitud km</b>	<b>Longitud acumulada</b>	<b>Superficie de Rodamiento</b>
Puerto Suarez	El Carmen	99	99	Ripio
El Carmen	Roboré	140	239	Tierra
Roboré	San José de Chi i	132	371	Tierra
San José de Chi i	Quimane	44	415	Tierra
Quimome	Pozo del Tigre	94	509	Tierra
Pozo del Tigre	Tres Cruces	23	532	Ripio
Tres Cruces	Pailón	55	587	Ripio
Pailón	Pailas	14	601	Pavimento
Pailas	Cotoca	29	630	Pavimento
Cotoca	Santa Cruz	18	648	Pavimento
Santa Cruz	Ingenio Mora	84	732	Pavimento
Ingenio Mora	Cabezas	40	772	Pavimento
Cabezas	Abapò	18	790	Pavimento
Abapò	Ipita	63	853	Pavimento
Ipita	Cruce Ipati	50	903	Pavimento
Boyuipe	Machareti	43	946	Pavimento
Machareti	Villamontes	55	1001	Pavimento
Villamontes	Palos Blancos	70	1071	Ripio
Palos Blancos	Entre Ríos	75	1146	Ripio
Entre Ríos	Junacas	64	1210	Ripio
Junacas	Ce. Panamericano	34	1244	Pavimento
Ce. Panamericano	Tarija	8	1252	Pavimento
Tarija	Sta. Bárbara	12	1264	Pavimento
Sta. Bárbara	Iscayachi	40	1304	Ripio
Iscayachi	Las Carreras	61	1365	Ripio

NOTA.- EL INGRESO A BOLIVIA, DE LOS PUERTOS DEL ATLÁNTICO: PUERTO SANTOS (BRASIL) SE REALIZA POR PUERTO SUÁREZ.

# KILOMETRAJE APROXIMADO

IAQUIQUE - PISIGA:	230 km
PISIGA - ORURO:	235 km
ORURO - POTOSI:	290 km
POTOSI - LAS CARRERAS:	230 km



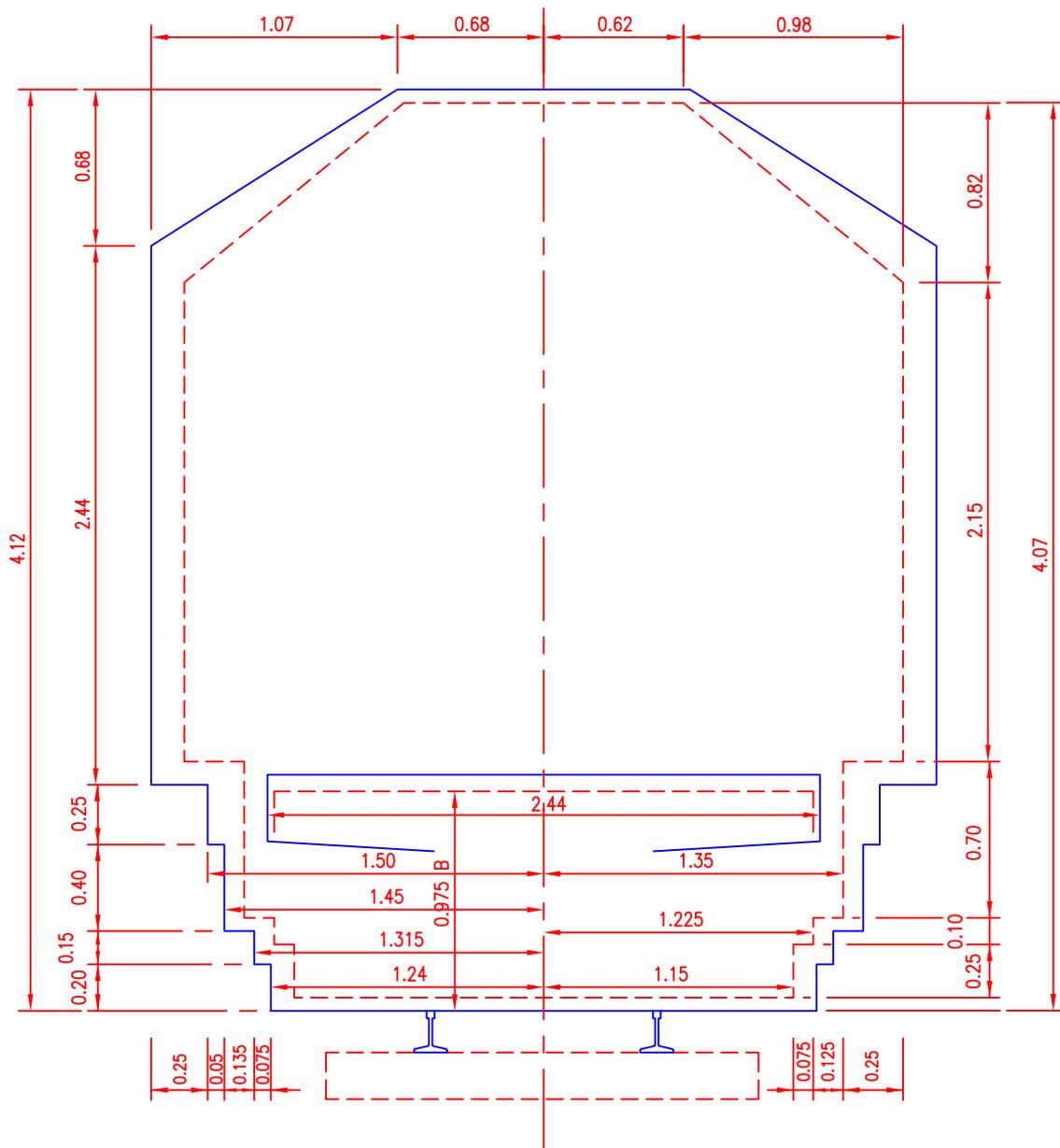
EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD

PROYECTO DE INTERCONEXION ELECTRICA DE TARIJA AL S.I.M.

PLANO VIAL PARA EL TRANSPORTE DE SUMINISTROS

CÓDIGO: NÚMERO: 1/6 ESCALA: NO APLICA



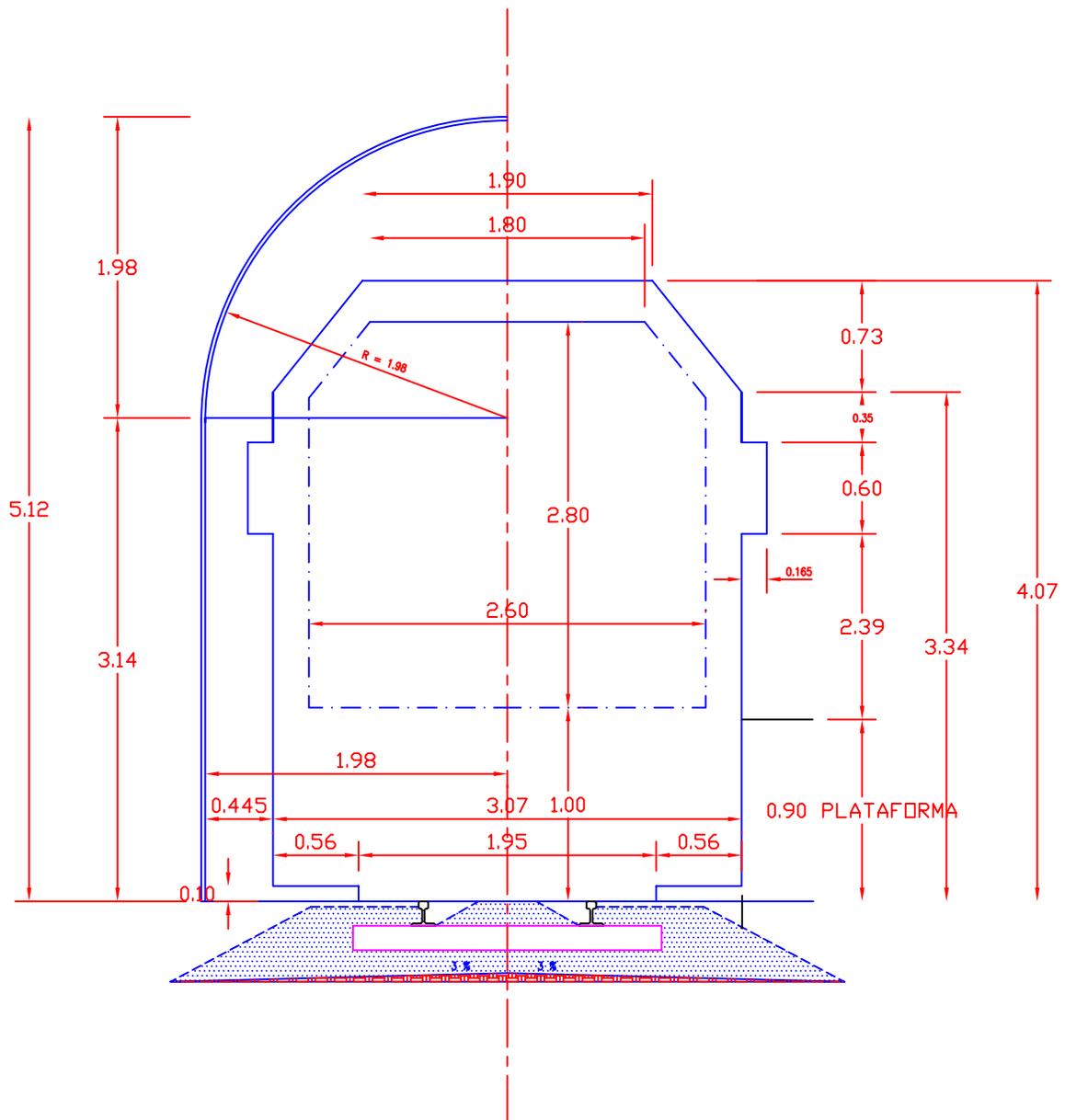


REFERENCIAS

- PERFIL MÍNIMO DE OBRA
- - - PERFIL MÁXIMO DE TREN RODANTE

EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD	
PROYECTO DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA DE TARIJA AL S.I.N.	
FERROCARRIL ANTOFAGASTA- BOLIVIA	
CÓDIGO:	
NÚMERO: 2/6	ESCALA: NO APLICA



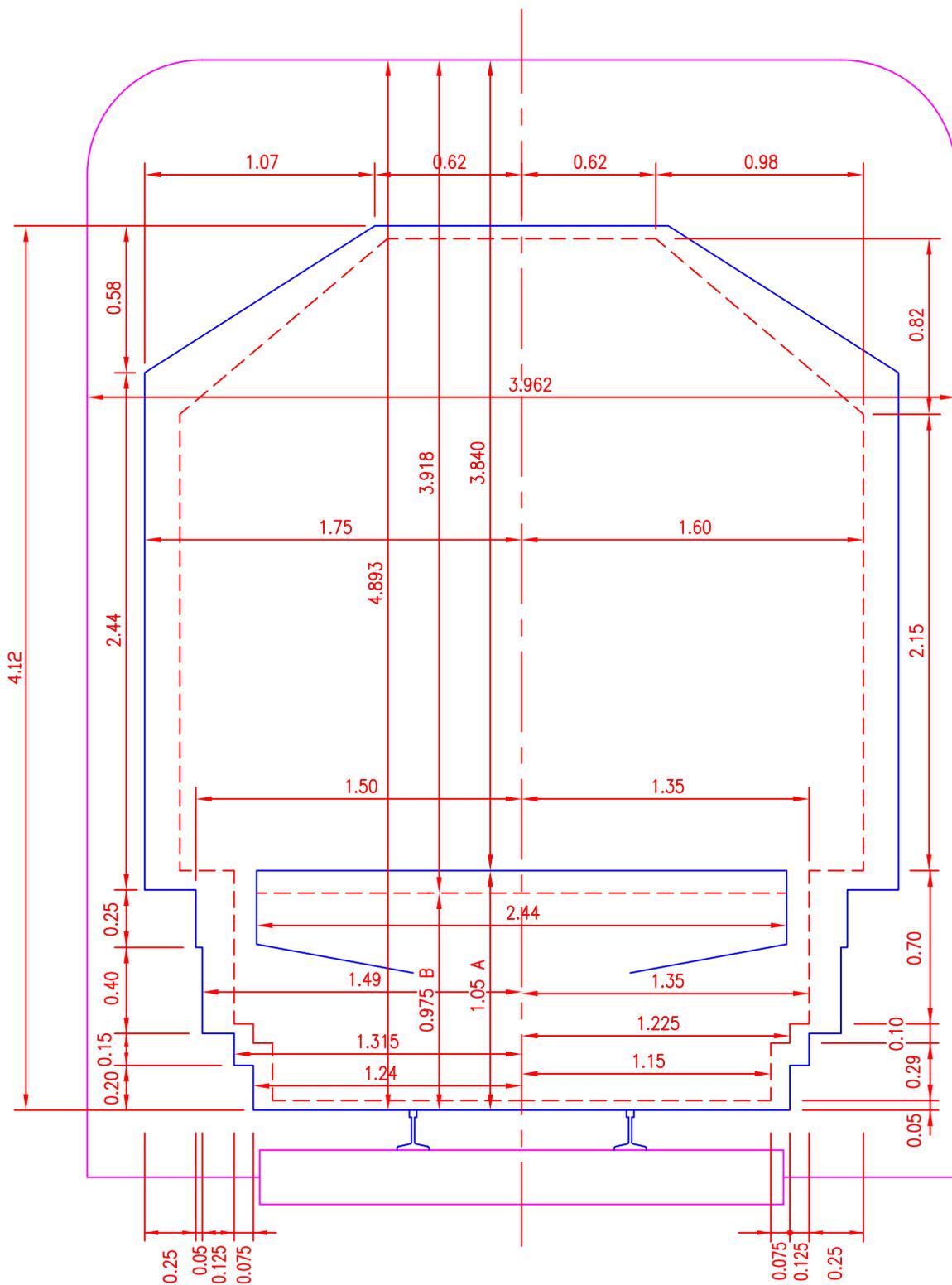


REFERENCIAS

- PERFIL MÍNIMO DE OBRA
- - - - - PERFIL MÁXIMO DE TREN RODANTE

EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD	
PROYECTO DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA DE TARDA AL S.I.N.	
<b>FERROCARRIL SANTA CRUZ- CORUMBA</b>	
CÓDIGO:	
NÚMERO: 3/6	ESCALA: NO APLICA





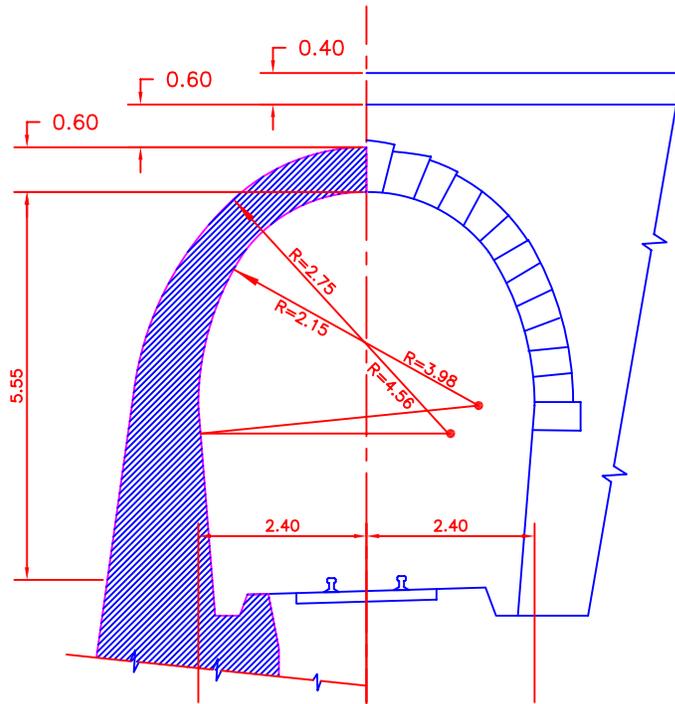
**REFERENCIAS:**

- PERFIL MÍNIMO DE OBRA
- - - PERFIL MÁXIMO DE TREN RODANTE

EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD	
PROYECTO DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA DE TARIJA AL S.I.N.	
<b>FERROCARRIL BUENOS AIRES - SANTA CRUZ</b>	
CÓDIGO:	
NÚMERO: 4/6	ESCALA: NO APLICA

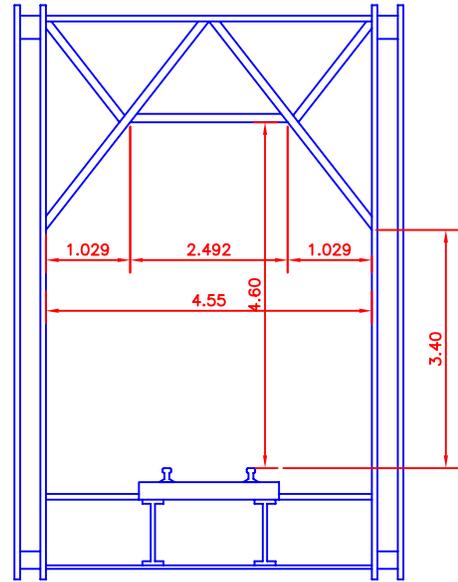


# TRAMO SANTA CRUZ-YACUIBA



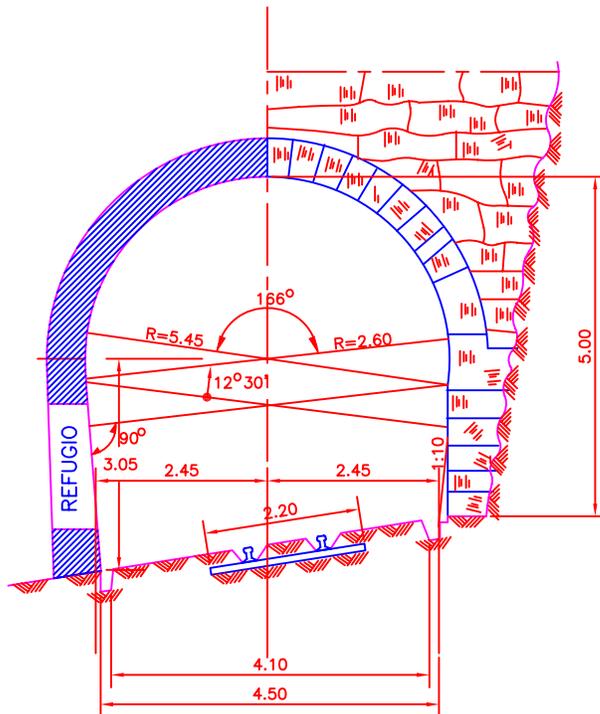
COBERTIZO (San Antonio)

RECTA  
 LONGITUD 132.00 m.  
 ALTURA-NR- 620.655



PUENTE "PILCOMAYO"

LONGITUD 424.00 m.  
 ALTURA-NR- 383.05



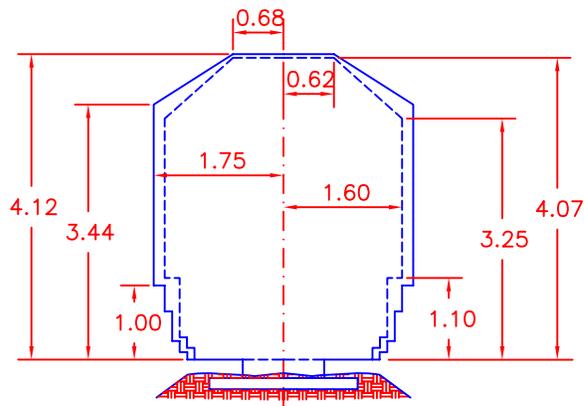
# RAMAL BOYUIBE-CUEVO

TUNEL "ITUYURU"

LONGITUD 160.00 m.  
 ALTURA-NR- 1.000.10

EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD	
PROYECTO DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA DE TARIJA AL S.I.N.	
FERROCARRIL SANTA CRUZ - BOYUIBE - CUEVO	
CÓDIGO:	
NÚMERO: 5/6	
ESCALA: NO APLICA	

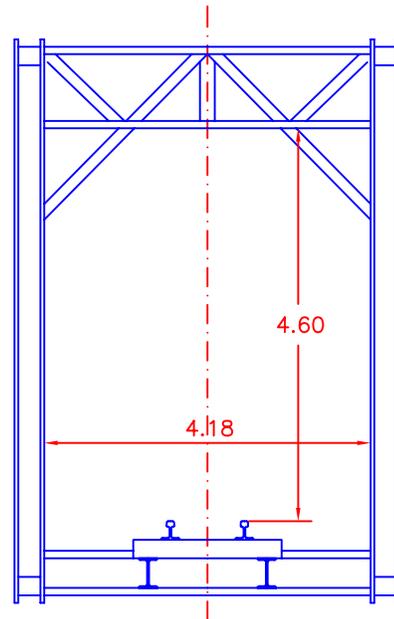
# TRAMO SANTA CRUZ — YACUIBA



GALIBO

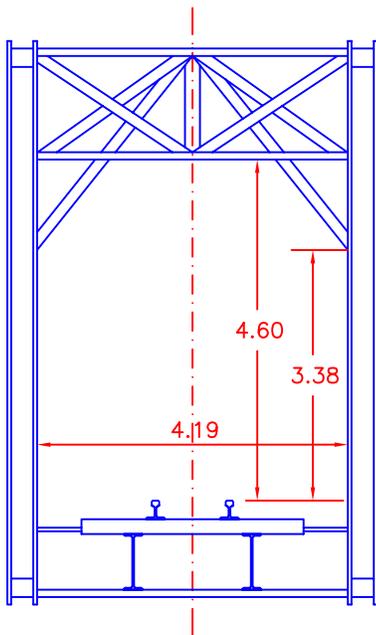
## REFERENCIAS

— PARA OBRAS DE ARTE



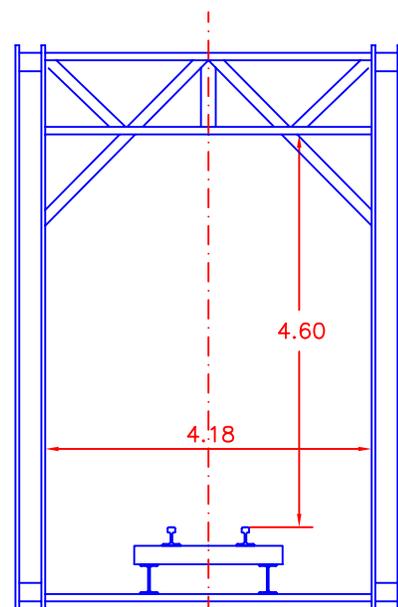
PUENTE FLORIDA

LONGITUD 156.60 m.  
 ALTURA — NR — 490.07



PUENTE "RIO GRANDE"

LONGITUD 283.00 m.  
 ALTURA 444.00



PUENTE "CHARAGUA"

LONGITUD 72.00 m.  
 ALTURA—NR— 744.62

EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD	
PROYECTO DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA DE TARIJA AL S.I.N.	
<b>FERROCARRIL Y Puentes SANTA CRUZ - YACUIBA</b>	
CÓDIGO:	
NÚMERO: 6/6	ESCALA: NO APLICA





## SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

RESOLUCION SSDE N° 227/2004

TRAMITE N° 1450

La Paz, 10 de agosto de 2004

### VISTOS Y CONSIDERANDO:

Que mediante Resolución SSDE N° 127/2001 de 10 de agosto de 2001, se aprobaron las "Condiciones de Desempeño Mínimo del Sistema Interconectado Nacional (SIN)", con vigencia desde el 1° de noviembre de 2001.

Que mediante Resolución SSDE N° 153/2004 de 28 de abril de 2004, se adicionó un numeral referido a la Reserva Total Mínima del Sistema, a las Condiciones de Desempeño Mínimo mencionadas anteriormente.

Que el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), con nota CNDC – LP 033/2004 de 6 de abril de 2004, presentó a la Superintendencia el Informe Final del estudio denominado: "Determinación y Distribución de la Reserva Rotante y Remuneración de la Regulación Primaria y Secundaria de Frecuencia" elaborada por la consultora Fundación Universidad de San Juan- Instituto de Energía Eléctrica. Asimismo, mediante Resolución CNDC N° 164/2004-3, se aprobó el proyecto denominado: "Nuevas Condiciones de Desempeño Mínimo", en cumplimiento de la Resolución SSDE N° 12/2004 de 12 de enero de 2004.

Que la Superintendencia de Electricidad, a través de la nota SE-1252-DMY-120/2004 de 13 de mayo de 2004, dio a conocer observaciones al proyecto de Nuevas Condiciones de Desempeño Mínimo del CNDC.

Que el CNDC mediante nota CNDC – LP 080/2004 de 2 de julio de 2004, remitió una nueva propuesta de parámetros de desempeño mínimo, que incluyó las observaciones de la Superintendencia de Electricidad.

Que la Dirección del Mercado Eléctrico Mayorista, mediante el Informe DMY N° 165/2004 de 30 de julio de 2004, recomendó aprobar las Nuevas Condiciones de Desempeño Mínimo del Sistema Interconectado, propuestas por el CNDC.

La Superintendencia de Electricidad en uso de sus facultades y atribuciones conferidas por la Ley de Electricidad N° 1604 de 21 de diciembre de 1994 y su Reglamentación,

### RESUELVE:

**ARTÍCULO PRIMERO.-** Apruebanse las Condiciones de Desempeño Mínimo del Sistema Interconectado Nacional (SIN), detalladas en el Anexo de la presente Resolución.





# SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

**RESOLUCION SSDE N° 227/2004**

**TRAMITE N° 1450**

La Paz, 10 de agosto de 2004

**ARTÍCULO SEGUNDO.-** Abrogase la Resolución SSDE N° 127/2001 de 10 de agosto de 2001 y deroganse los Artículos Primero, Segundo y Cuarto de la Resolución SSDE N° 153/2004 de 28 de abril de 2004.

**ARTÍCULO TERCERO.-** La presente Resolución entrará en vigencia el 1° de noviembre de 2004.

**Regístrese, comuníquese y archívese.**

Osvaldo Arusta Zambrana

**SUPERINTENDENTE INTERINO DE ELECTRICIDAD**

Es conforme:

Ramiro Camargo Meneses  
**DIRECTOR LEGAL**





# SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCION SSDE N° 227/2004

TRAMITE N° 1450

La Paz, 10 de agosto de 2004

## CONDICIONES DE DESEMPEÑO MÍNIMO DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL (SIN)

### 1. DEFINICIONES

Las siguientes definiciones son de aplicación específica para las Condiciones de Desempeño Mínimo del SIN:

**Desempeño Mínimo.-** Es el conjunto de niveles de calidad técnica y confiabilidad operativa con los que el sistema eléctrico debe prestar el servicio dentro de los márgenes de seguridad de las instalaciones. Esta definido por rangos de variación permitidos de parámetros representativos como tensión, frecuencia, seguridad de área y niveles de reserva.

**Capacidad Requerida por Seguridad de Área.-** En cada área, es la capacidad de generación requerida para mantener el servicio y el abastecimiento de acuerdo a las condiciones de Desempeño Mínimo con la continuidad pretendida. Se determinará teniendo en cuenta en el área la demanda máxima, la capacidad efectiva instalada, la capacidad máxima que se puede tomar de la red dadas las restricciones del sistema, y la indisponibilidad simple de instalaciones en Generación o Transmisión asociadas al área.

**Forzada.-** Es la unidad generadora que resulta operando o generando en forma obligada debido a requerimientos de desempeño mínimo en un área, desplazando generación de menor costo en el sistema.

**Estado Normal.-** Es el estado de operación del SIN en el que se abastece toda la demanda con los niveles de calidad y confiabilidad establecidos y en el que todos los componentes estén disponibles y operando dentro de su capacidad efectiva

**Estado de Emergencia.-** Es el estado de operación del SIN en el que se abastece la demanda con niveles de calidad y confiabilidad inferiores a los establecidos o en el que algún componente esté operando con potencia superior a su capacidad efectiva o se encuentre indisponible.

El estado de emergencia puede ser:

- \* Inmediatamente posterior a una contingencia (hasta 15 minutos)
- \* Posterior a una contingencia (hasta su total reposición).





# SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCION SSDE N° 227/2004

TRAMITE N° 1450

La Paz, 10 de agosto de 2004

**Estado de Restitución.-** Es el estado temporal de operación del SIN en el que no se abastece totalmente la demanda por la indisponibilidad de componentes.

**Componentes.-** Son las unidades generadoras, líneas de transmisión, transformadores, capacitores y reactores que forman parte del SIN.

**Contingencia.-** Es la desconexión intempestiva o manual de componentes del SIN.

**Regulación Primaria de Frecuencia (RPF).-** Es la acción automática de los sistemas de regulación de velocidad de unidades generadoras para modificar su generación con el fin de compensar variaciones de potencia en el sistema ante variaciones en la demanda o por contingencias.

**Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF).-** Es la acción manual o automática sobre los sistemas de regulación de velocidad de las unidades generadoras, para complementar la Regulación Primaria de Frecuencia. Su función es corregir las desviaciones de frecuencia y restituir los valores de reserva requeridos en el sistema.

**Reserva Parada o Estática.-** Es la reserva disponible en unidades generadoras de arranque rápido, que no están rotando pero están permanentemente disponibles, a requerimiento del CNDC. Su función principal es restituir los niveles para la regulación secundaria de frecuencia en el menor tiempo posible y para enfrentar fallas permanentes de instalaciones de generación o transmisión en el SIN.

## 2. PARÁMETROS DE SISTEMA

### 2.1 FRECUENCIA

	Condición normal	Condición de emergencia
Limites	de 49.75 a 50.25 Hz	de 49.50 a 50.50 Hz

El tiempo acumulado del sistema, por variaciones de frecuencia, debe estar comprendido entre +30 segundos (adelanto) y -30 segundos (atraso) y debe ser corregido por el CNDC dentro de las 24 horas siguientes a su ocurrencia.





# SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCION SSDE N° 227/2004

TRAMITE N° 1450

La Paz, 10 de agosto de 2004

## 2.2 TENSIÓN EN BARRAS

Tensión nominal	Condición normal	Inmediatamente posterior a una contingencia	Post - contingencia
230 Kv	de 0.95 a 1.05 pu	De 0.85 a 1.10 pu	de 0.90 a 1.065 pu
115 kV	de 0.95 a 1.05 pu	de 0.85 a 1.10 pu	de 0.90 a 1.070 pu
69 kV	de 0.95 a 1.05 pu	de 0.85 a 1.10 pu	de 0.90 a 1.050 pu

pu = por unidad

## 2.3 TENSIÓN EN BORNES DE GENERADOR

	Condición normal	Inmediatamente posterior a una contingencia	Post - contingencia
Tensión en bornes	de 0.95 a 1.05 pu	---	de 0.95 a 1.05 pu

pu – por unidad

## 3. PARÁMETROS DE TRANSMISIÓN

### 3.1 CARGA MÁXIMA DE COMPONENTES

Condición normal	Inmediatamente posterior a una contingencia	Post – contingencia
100% de la capacidad nominal	Sobrecarga para periodos inferiores a 15 minutos, informado por el Agente	Sobrecarga para periodos mayores a 15 minutos, informado por el Agente

Los Agentes informarán al CNDC la capacidad de sobrecarga de sus componentes e instalaciones, acompañando la justificación técnica que la avale.





# SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCION SSDE N° 227/2004

TRAMITE N° 1450

La Paz, 10 de agosto de 2004

## 4. PARÁMETROS DE GENERACIÓN

### 4.1 RESERVA OPERATIVA

#### 4.1.1 RESERVA ROTANTE

Bloque Horario	Regulación Primaria y Secundaria
Bloque alto	10%
Bloque medio	15%
Bloque bajo	19%

La Reserva Primaria de Frecuencia (RPF) se aplica individualmente a la Capacidad Efectiva de cada Unidad Generadora despachada y puede ser transada con otros Agentes si, el Agente Generador demuestra ante el CNDC que dicha transacción de reserva no afectará la efectividad de la respuesta de la reserva rotante y obtiene aprobación expresa del CNDC para efectuar dicha transacción.

Las unidades generadoras con capacidades efectivas inferiores a 3MW, que iniciaron operaciones antes de noviembre de 2004, podrán ser despachadas a plena carga. Su compromiso de reserva rotante podrá ser transferido a otras unidades del mismo Agente o transada como RSF.

La Reserva Secundaria de Frecuencia (RSF) se aplica individualmente a la Capacidad Efectiva de cada Unidad Generadora despachada, puede ser transada entre Empresas generadoras sin afectar al costo marginal, ni los límites de transmisión permitidos, y previa aprobación expresa del CNDC.

#### 4.1.2 RESERVA PARADA O ESTÁTICA

Bloque Horario	Reserva Parada
Bloque alto	7.5%

El porcentaje de Reserva Parada se aplica a la demanda del sistema a nivel de generación. La potencia resultante se aplica a las unidades que no fueron asignadas con Potencia Firme, según sus costos variables, desde la de menor costo.





# SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCION SSDE N° 227/2004

TRAMITE N° 1450

La Paz, 10 de agosto de 2004

## 4.1.3 RESERVA FRÍA DEL SISTEMA

La reserva total mínima del Sistema será igual a 17.5% de la capacidad efectiva de las unidades generadoras asignadas con Potencia Firme.

La Reserva Fría del Sistema se determina considerando la siguiente expresión:

$$RFs = RTS - (CE - PF)$$

donde:

RFs = Reserva fría del Sistema

PF = Potencia Firme del Sistema

RTS = Reserva Total del Sistema

CE = Capacidad Efectiva de las unidades generadoras asignadas con Potencia Firme

EL CNDC asignará potencia de Reserva Fría del Sistema a una o mas unidades generadoras térmicas, no remuneradas con Potencia Firme en forma proporcional a su potencia garantizada, considerando los criterios de seguridad del Sistema, seguridad de áreas, confiabilidad y costo mínimo. La Reserva Fría asignada a una unidad generadora no podrá ser superior a su potencia garantizada.

## 4.2 GENERACIÓN DE POTENCIA REACTIVA

Condición Normal	Inmediatamente Posterior a una Contingencia	Post - Contingencia
90% de la capacidad máxima, determinado por el Diagrama de Capabilidad del generador	Determinado por los límites de máxima y mínima excitación del generador	Determinado por el Diagrama de Capabilidad del generador para un periodo no superior a 30 minutos

## 4.3 RESPUESTA DEL SISTEMA DE EXCITACIÓN

- a) Respuesta Dinámica: Evolución sin sobreamortiguamiento
- b) Sobrecoscilación:  $\leq 15\%$





## SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCION SSDE N° 227/2004

TRAMITE N° 1450

La Paz, 10 de agosto de 2004

- c) Tiempo Máximo de Crecimiento ( $T_r$ ) de la tensión terminal para pasar del 10% al 90% del valor final (incremento de carga aplicado), luego de haberse aplicado un incremento de tensión en la referencia del regulador:

<i>Unidad Generadora</i>	<i>Tipo de Excitatriz</i>	<i><math>T_r</math></i>
Con licencia de generación otorgada antes de diciembre de 2001	Excitatriz estática	$\leq 350$ ms
	Excitatriz con rectificadores rotantes	$\leq 550$ ms
	Otras excitatrices	$\leq 850$ ms
Con licencia de generación otorgada posterior a diciembre de 2001	Excitatriz estática	$\leq 250$ ms
	Otras excitatrices	$\leq 350$ ms

- d) Tiempo Máximo de Establecimiento ( $T_s$ ) para el rango  $\pm 5$  % del valor final del cambio en la tensión terminal:

<i>Unidad Generadora</i>	<i>Tipo de Excitatriz</i>	<i><math>T_s</math></i>
Con licencia de generación otorgada antes de diciembre de 2001	Excitatriz estática	$\leq 3$ seg
	Otras excitatrices	$\leq 5$ seg
Con licencia de generación otorgada posterior a diciembre de 2001	Cualquier tipo	$\leq 2$ seg

- e) Error máximo de estado estacionario para una variación en la tensión de alimentación del campo principal de máquina, correspondiente al paso entre el estado de vacío y de plena carga del generador:

<i>Unidad Generadora</i>	<i>Valor del Error</i>
Con licencia de generación otorgada antes de diciembre de 2001	$\leq 1\%$
Con licencia de generación otorgada posterior a diciembre de 2001	$\leq 0.5\%$

Las unidades generadoras con capacidades efectivas inferiores a 3 MW, que iniciaron operaciones antes de noviembre de 2004, no están obligadas a cumplir este numeral.





## SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCION SSDE N° 227/2004

TRAMITE N° 1450

L.a Paz, 10 de agosto de 2004

### 4.4 RESPUESTA DEL SISTEMA DE REGULACIÓN DE VELOCIDAD

- a) Respuesta Dinámica: Evolución de la potencia mecánica sin sobre-amortiguamiento
- b) Estatismo permanente:  $\leq 4\%$
- c) Tiempo Máximo de Establecimiento para el cambio en la potencia mecánica del  $\pm 10\%$  del valor final:

<i>Unidad Generadora</i>	<i>Tipo de Turbina</i>	<i>Tiempo</i>
Con licencia de generación otorgada antes de diciembre de 2001	Gas	$\leq 20$ seg
	Hidráulica	$\leq 30$ seg
Con licencia de generación otorgada posterior a diciembre de 2001	Gas	$\leq 15$ seg
	Hidráulica	$\leq 25$ seg

- d) Sobreoscilación Máxima:

<i>Unidad Generadora</i>	<i>Valor Máximo de Sobreoscilación</i>
Con licencia de generación otorgada antes de diciembre de 2001	30%
Con licencia de generación otorgada posterior a diciembre de 2001	20%

Las unidades generadoras con capacidades efectivas inferiores a 3 MW, que iniciaron operaciones antes de noviembre de 2004, no están obligadas a cumplir este numeral.

### 4.5 PROTECCIONES DEL GENERADOR

- a) Límite mínimo de protección por sobrefrecuencia de disparo instantáneo: 52 Hz
- b) Tiempo mínimo de protecciones temporizadas por sobrefrecuencia:

<i>Rango</i>	<i>Tiempo</i>
de 51.0 a 51.5 Hz	20 seg
de 51.5 a 52.0 Hz	10 seg





# SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCION SSDE N° 227/2004

TRAMITE N° 1450

La Paz, 10 de agosto de 2004

c) Tiempo mínimo de protecciones temporizadas por subfrecuencia

<i>Rango</i>	<i>Tiempo</i>
de 49.0 a 48.0 Hz	20 seg
de 48.0 a 47.5 Hz	10 seg

d) Límite máximo de protección por subfrecuencia de disparo instantáneo:  
47.5 Hz

Las unidades generadoras con capacidades efectivas inferiores a 3MW, que iniciaron operaciones antes de noviembre de 2004, no están obligadas a cumplir este numeral.

## 4.6 SISTEMA DE ESTABILIZACIÓN

A requerimiento del CNDC, las unidades generadoras deberán contar con estabilizadores de potencia (PSS) toda vez que estudios o pruebas técnicas demuestren su necesidad.

Las unidades con licencia de generación posterior a diciembre de 2001 y con capacidad superior a 10 MW, deben incorporar estabilizadores de potencia (PSS) adecuados.

## 4.7 POTENCIA MÍNIMA DE GENERACIÓN

Es determinado por los Agentes Generadores en base a las características técnicas de cada unidad generadora. Los Agentes deberán proporcionar al CNDC la información técnica de respaldo.

## 5. PARÁMETROS PARA DISTRIBUIDORES Y CONSUMIDORES NO REGULADOS

### 5.1 FACTOR DE POTENCIA

Límites aplicados en los nodos de retiro de energía del STI por Distribuidores y Consumidores No Regulados.





# SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCION SSDE N° 227/2004

TRAMITE N° 1450

La Paz, 10 de agosto de 2004

<i>Periodo</i>	<i>Factor de Potencia</i>
Bloque Alto	Mínimo 0.930 inductivo
Bloques Medio y Bajo	Mínimo 0.900 inductivo
Todos los Bloques	Máximo 0.999 capacitivo

## 5.2 ESQUEMA DE ALIVIO DE CARGA

	<i>Relé</i>		
	<i>Gradiente</i>	<i>Subfrecuencia</i>	<i>Restitución</i>
N° de Etapas	2	10	2
Protección por Etapa	6.5%	3.0%	3.0%
Protección Total	13%	30%	6%

El nivel de protección total será 43% de la demanda.

El CNDC definirá los niveles de frecuencia para los relés de gradiente, subfrecuencia y restitución, y las correspondientes rotaciones en la priorización de etapas, que corresponda a cada Agente.

## 6. PARÁMETROS DE DESEMPEÑO MÍNIMO PARA ÁREAS DEL SIN

### 6.1 NÚMERO MÍNIMO DE UNIDADES PARA REGULACIÓN DE TENSIÓN Y CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN

El número mínimo de unidades generadoras que se requieran para mantener los niveles de tensión en el estado normal de operación de cada área del SIN, será determinado por el CNDC sobre la base de las unidades disponibles en el área, las curvas de capacidad de las mismas y la curva de carga del área respectiva.

### 6.2 TRANSFERENCIA MÁXIMA POR SEGURIDAD DE AREAS

Transferencias máximas de energía horaria a un área del SIN conectada mediante línea única:

Para el Area Oriental y Sucre  $T_{max.} = (a*D + r*G)/1.15$

Para las Áreas Central y Norte  $T_{max.} = (a*D + r*G)/1.20$





## SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCION SSDE N° 227/2004

TRAMITE N° 1450

1.a Paz, 10 de agosto de 2004

donde:

- Tmax. = Transferencia máxima al área importadora, en MW
- a = Capacidad del Esquema de Alivio de Carga según el numeral 5.2
- r = Reserva rotante activable dentro de 5 segundos
- D = Demanda del área importadora, en MW
- G = Capacidad efectiva de las unidades de generación despachadas en el área importadora, en MW

La reserva rotante activable en 5 segundos (r) debe ser informada por el Agente Generador al CNDC, acompañando la justificación técnica de respaldo.

En el bloque alto, esta reserva podrá estar comprendida entre el valor informado y el valor de la reserva rotante del sistema para éste bloque, definido en el numeral 4.1.1

La aplicación del valor de la reserva informada para efectos de Seguridad de Áreas es de carácter operativo y no debe afectar al cálculo de Potencia Firme.



**SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD**  
**SISTEMA DE REGULACION SECTORIAL**

**RESOLUCIÓN SSDE N° 123/2001**

La Paz, 2 de agosto de 2001

**VISTOS Y CONSIDERANDO:**

Que mediante Resolución SSDE N° 234/99 de 7 de diciembre de 1999 se aprobó la Norma Operativa N° 11 "Condiciones Técnicas para la Incorporación de Nuevas Instalaciones al SIN" del Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC).

Que mediante Decreto Supremo N° 26093 de 2 de marzo de 2001, se aprobó el Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico (ROME).

Que el inciso h) del artículo 3 y el artículo 4 del ROME, establecen entre las funciones del CNDC, dictar normas operativas obligatorias para los Agentes del Mercado, que determinen los procedimientos y las metodologías para operar el mercado y administrar las transacciones del Mercado Spot, de acuerdo a lo establecido en el referido reglamento.

Que mediante Resolución SSDE N° 046/2001 de 14 de marzo de 2001, se aprobaron transitoriamente las Normas Operativas N°s 1 a la 17 y se instruyó al CNDC aplicar las mismas, en todo lo que no fuera incompatible con las disposiciones contenidas en el ROME.

Que mediante nota CNDC-LP 121/2001 de 12 de julio de 2001, el CNDC remitió a la Superintendencia de Electricidad la versión actualizada de la Norma Operativa N° 11 "Condiciones Técnicas para la Incorporación de Nuevas Instalaciones al SIN" aprobada por el CNDC en su Sesión N° 102 de 10 de julio de 2001, para su consideración y posterior aprobación.

Que la Norma Operativa N° 11 presentada por el CNDC, fue revisada por la Superintendencia y mediante Informe MY N° 134/2001 de 1° de agosto de 2001, se estableció su armonización con las disposiciones vigentes de la Ley de Electricidad y su Reglamentación, siendo procedente su aprobación.

Que el artículo 4 del ROME, establece que es competencia de la Superintendencia de Electricidad, aprobar las normas operativas emitidas por el CNDC.

La Superintendencia de Electricidad, en uso de sus facultades y atribuciones conferidas por la Ley de Electricidad y su Reglamentación,

**RESUELVE:**

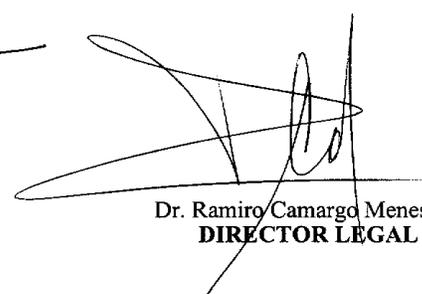
**ARTÍCULO PRIMERO.-** Apruébase la Norma Operativa N° 11 "Condiciones Técnicas para la Incorporación de Nuevas Instalaciones al SIN", del Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) en sus tres (3) puntos y Anexos 1, 2 y 3; que en anexo forma parte de la presente Resolución.

**ARTÍCULO SEGUNDO.-** Abrógase la Resolución SSDE N° 234/99 de 7 de diciembre de 1999 y derógase la Resolución SSDE N° 046/2001 de 14 de marzo de 2001, en lo que corresponda.

Regístrese, comuníquese y archívese

  
Alejandro Nowotny  
**SUPERINTENDENTE DE ELECTRICIDAD**

Es conforme:

  
Dr. Ramiro Camargo Meneses  
**DIRECTOR LEGAL**

**NORMA OPERATIVA N° 11**

**CONDICIONES TECNICAS PARA LA INCORPORACION DE NUEVAS  
INSTALACIONES AL SIN**

**1. OBJETIVO**

Definir las condiciones que deben cumplir las empresas eléctricas y consumidores no regulados para que el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) autorice la incorporación al Sistema Interconectado Nacional (SIN) y la operación comercial de nuevas instalaciones.

**2. ANTECEDENTES**

- Ley de Electricidad, Artículos 2, 16 y 17.
- Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico, Artículos 3, 15, 18, 20 y 78.
- Reglamento de Concesiones y Licencias, Artículos 10, 11 y 13.
- Reglamento de Calidad de Transmisión, Artículo 10, 13 y 14.

**3. REQUERIMIENTOS PARA LA AUTORIZACION DE CONEXION AL SIN**

Los propietarios de nuevas instalaciones mediante nota deben solicitar al CNDC, la información, estudios y requisitos que, de acuerdo a ésta Norma, deberán realizar para poder conectar sus instalaciones al SIN. La presentación de la información y estudios, deberá cumplir con los plazos señalados más adelante y será de su responsabilidad que estos sean satisfactorios y suficientes para el CNDC.

La conexión y la operación comercial de nuevas instalaciones en el Mercado Eléctrico Mayorista, serán autorizadas por el CNDC una vez que las empresas propietarias de dichas instalaciones hayan cumplido las condiciones que se señalan a continuación:

- 3.1. Hasta un mes antes de inicio de pruebas y primera conexión, presentar la documentación que demuestre la compatibilidad de las nuevas instalaciones con el SIN y que su operación no afectará negativamente a los niveles de seguridad y confiabilidad del SIN existentes antes de la conexión de las instalaciones. El alcance de la documentación se señala en el Anexo 1 de ésta Norma.
- 3.2. Hasta un mes antes de inicio de pruebas y primera conexión, suministrar la información básica de las instalaciones nuevas, de acuerdo a detalle señalado en Anexo 2 a esta Norma.
- 3.3. Hasta un mes antes de inicio de pruebas y primera conexión, presentar la documentación relativa a la coordinación de la protección y de los reguladores de frecuencia y tensión, incluyendo las características técnicas de sus sistemas de protección y su efecto en los sistemas existentes, así como los valores de ajustes de sus relés que hayan sido coordinados con los propietarios de instalaciones existentes en el área de influencia de las nuevas instalaciones. Los ajustes deben ser presentados en los formularios definidos por la Norma Operativa N° 17 "Sistemas de Protecciones".

**ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 123/2001**

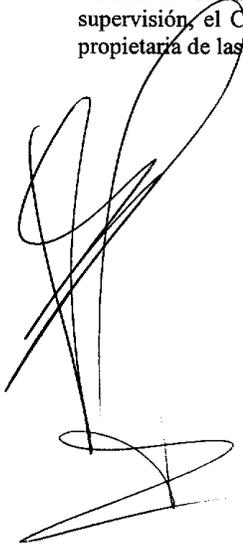
La Paz, 2 de agosto de 2001

- 3.4. Hasta 5 días antes de la primera conexión, instalar los medios necesarios para registrar y enviar datos de operación en tiempo real al sistema Scada utilizado por el CNDC para la coordinación y supervisión del SIN. El alcance y condiciones se determinan en el Anexo 3 a ésta Norma.
- 3.5. Hasta 5 días antes de la primera conexión, instalar y probar los equipos de medición comercial de las inyecciones o retiros de energía, de acuerdo a lo especificado en la Norma Operativa N° 8 "Sistema de Medición Comercial". Estos equipos deberán ser contrastados con participación de la Unidad Operativa del CNDC.

En el caso de componentes de transmisión, presentar límites de comportamiento exigidos y autorizados aprobados por la Superintendencia.

- 3.6. Hasta 5 días antes del inicio de pruebas, presentar a la Unidad Operativa del CNDC, los programas de pruebas de recepción para efectos de coordinación en tiempo real y la respectiva supervisión.
- 3.7. Hasta 2 días antes del inicio de operación comercial, presentar el informe final de pruebas de recepción de equipos y los parámetros finales de la instalación para fines de operación.

Verificado el cumplimiento de las anteriores condiciones y con base en el informe de supervisión, el CNDC emitirá una autorización expresa, mediante resolución, a la empresa propietaria de las nuevas instalaciones para el inicio de su operación comercial en el Mercado.

A large, stylized handwritten signature in black ink, consisting of several overlapping loops and lines, located on the left side of the page.

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 123/2001  
La Paz, 2 de agosto de 2001

ANEXO N° 1

ALCANCE DE LA DOCUMENTACION SOBRE EL EFECTO DE LAS NUEVAS  
INSTALACIONES EN EL SIN

**1. GENERAL**

Toda nueva instalación electromecánica de generadores, transmisores, distribuidores y consumidores no regulados, debe ser compatible con las instalaciones del SIN que estén comprendidas en el área de influencia de la nueva instalación. Esta compatibilidad debe ser demostrada por los propietarios de las instalaciones mediante estudios, análisis o pruebas específicas.

Los estudios y análisis deberán ser realizados utilizando modelos de simulación apropiados y la base de datos de las instalaciones en servicio deberá ser solicitadas a la Unidad Operativa del CNCU. En caso de requerirse información o datos adicionales, estos deben ser solicitados directamente a los Agentes involucrados.

**2. OBJETIVOS DE LOS ESTUDIOS**

Los objetivos específicos de los estudios son los siguientes:

- a) **Estudios de Flujos de Potencia:** Determinar el estado del sistema eléctrico con las nuevas instalaciones, en especial en las áreas de influencia de las nuevas instalaciones y relacionadas con la potencia, regulación de tensión, pérdidas, etc., en el Sistema Troncal de Interconexión (STI).
- b) **Estudios de Cortocircuitos:** Determinar los niveles de cortocircuito en el sitio de conexión de las nuevas instalaciones y su área de influencia en el STI.
- c) **Estudios de Estabilidad:** Determinar la influencia en la estabilidad transitoria y dinámica de las nuevas instalaciones en el SIN.

**c1) Desempeño en Condiciones de Falla**

Para demostrar el efecto de una nueva instalación de transmisión en el sistema, deben incluirse análisis de estabilidad con las siguientes hipótesis de falla:

- Hipótesis de Falla 1: Falla monofásica sin impedancia de falla, con apertura de la fase fallada y posterior recierre monofásico exitoso luego de un tiempo muerto definido.
- Hipótesis de Falla 2: Falla monofásica sin impedancia de falla, con apertura de la fase afectada y posterior recierre sobre falla con desconexión definitiva, o falla trifásica franca con disparo definitivo de la línea afectada.

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 123/2001  
La Paz, 2 de agosto de 2001

**c2) Evolución Dinámica de Tensión durante los Transitorios Electromecánicos**

Los estudios deberán demostrar que las variaciones transitorias y temporarias de tensión en las barras de 230, 115 y 69 kV no excederán de los siguientes límites:

- Tensión Mínima durante el estado posterior a la falla: 0.70 p.u.
- Tensión Mínima por más de 1 seg. 0.80 p.u.
- Tensión Mínima por más de 2 seg. 0.85 p.u.
- Tensión Máxima transitoria 1.20 p.u.

**c3) Evolución Dinámica de la Frecuencia durante los Transitorios Electromecánicos**

Los estudios deberán demostrar que las variaciones transitorias y temporarias de frecuencia no excederán de los siguientes límites:

- Valores admisibles luego de una perturbación Máximo: 4% de la nominal  
Mínimo 5% de la nominal
- Tiempos máximos de frecuencia temporal 10 seg. entre 51.5 y 52.0 Hz  
10 seg. entre 47.5 y 48.0 Hz  
20 seg. entre 48.0 y 49.0 Hz
- Frecuencia admisible luego de 20 seg. De 49.0 a 51.0 Hz

**c4) Modos de Oscilación entre Areas**

Los estudios deberán demostrar que luego de perturbaciones, el amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas, no excederá de los siguientes límites:

- Amortiguamiento mínimo en perturbaciones de elementos en paralelo: 5%
- Amortiguamiento mínimo en perturbaciones de elementos en serie: 3%

- d) **Estudios de Transitorios Electromagnéticos:** Determinar las necesidades de aislamiento de las nuevas instalaciones, restricciones operativas e influencia sobre instalaciones existentes en el área de influencia de las nuevas instalaciones.
- e) **Estudios de Resonancia Subsincrónica:** Determinar la influencia del SIN (en especial del Capacitor Serie), sobre las turbinas a vapor o gas.
- f) **Estudio de Coordinación de la Protección:** Determinar el despeje selectivo de las fallas en las nuevas instalaciones.
- g) **Estudio de Reguladores de Frecuencia y Tensión:** Determinar que los ajustes establecidos en los parámetros de desempeño mínimo de los sistemas de control mantienen la estabilidad transitoria y dinámica del SIN.

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 123/2001  
La Paz, 2 de agosto de 2001

- h) **Estudio de Generación de Armónicas:** Aplicable a instalaciones de consumidores, para verificar que no se introducirá armónicas al sistema que pueda causar interferencias en comunicaciones ni efectos negativos en otros componentes del SIN.
- i) **Estudios de Efecto Flicker:** Aplicable a instalaciones de consumidores, para verificar que durante su operación no producirá fluctuaciones de voltaje que afecten a otros consumidores en su área de influencia.

**3. ALCANCE DE LOS ESTUDIOS**

Todas las instalaciones nuevas con capacidad menor a 5 MVA, requerirán estudios a ser definidos en cada caso por el CNDC.

Las instalaciones nuevas, con capacidad mayor a 5 MVA, requerirán mínimamente los estudios que a continuación se señalan:

**a) Instalaciones de generación:**

- a1) Flujos de potencia (en máxima, media y mínima generación), al menos para los dos primeros años de operación del proyecto.
- a2) Cortocircuitos (máxima generación)
- a3) Coordinación de la protección

A solicitud fundamentada, el CNDC podrá requerir la realización de los siguientes estudios adicionales:

- a4) Estabilidad transitoria y dinámica (como para flujos de potencia)
- a5) Transitorios electromagnéticos (a partir de 230 kV)
- a6) Coordinación de los reguladores de frecuencia y tensión

**b) Instalaciones de transmisión:**

La compatibilidad de las nuevas instalaciones con el SIN debe demostrarse con los siguientes estudios:

- b1) Flujos de potencia (en máxima, media y mínima generación), al menos para los dos primeros años de operación del proyecto.
- b2) Cortocircuitos (máxima generación).
- b3) Estabilidad transitoria y dinámica (para líneas de transmisión).
- b4) Coordinación de la protección.

A solicitud fundamentada, el CNDC podrá requerir la realización de los siguientes estudios adicionales:

- b5) Transitorios electromagnéticos (a partir de 230 kV)
- b6) Resonancia subsincrónica

**ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 123/2001**  
La Paz, 2 de agosto de 2001

**c) Instalaciones de distribución en media y alta tensión:**

La compatibilidad de las nuevas instalaciones con el SIN debe demostrarse con los siguientes estudios:

- c1) Flujos de potencia (en máxima, media y mínima generación), al menos para los dos primeros años de operación del proyecto.
- c2) Cortocircuitos (máxima generación)
- c3) Coordinación de la protección

A solicitud fundamentada, el CNDC podrá requerir la realización de los siguientes estudios adicionales:

- c4) Estabilidad transitoria y dinámica (como para flujos de potencia)
- c5) Transitorios electromagnéticos (a partir de 230 kV)
- c6) Generación de Armónicas
- c7) Efecto Flicker

**d) Instalaciones de Consumidores No Regulados:**

La compatibilidad de las nuevas instalaciones con el SIN debe demostrarse con los siguientes estudios:

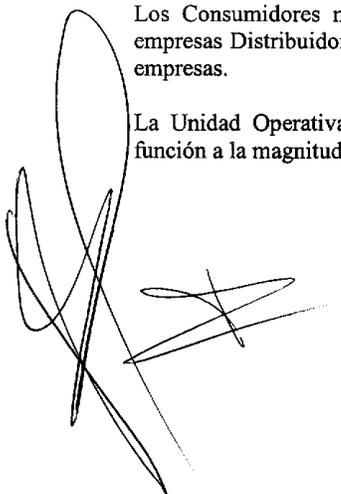
- d1) Flujos de potencia (en máxima, media y mínima generación), al menos para los dos primeros años de operación del proyecto.
- d2) Cortocircuitos (máxima generación)
- d3) Coordinación de la protección
- d4) Generación de Armónicas

A solicitud fundamentada, el CNDC podrá requerir la realización de los siguientes estudios adicionales:

- d5) Estabilidad transitoria y dinámica (como para flujos de potencia)
- d6) Transitorios electromagnéticos (a partir de 230 kV)
- d7) Efecto Flicker

Los Consumidores no Regulados, que se conecten a redes de media y baja tensión de empresas Distribuidoras, deberán efectuar los estudios señalados en coordinación con dichas empresas.

La Unidad Operativa del CNDC determinará el alcance específico para cada estudio en función a la magnitud y características de la nueva instalación.



ANEXO N° 2

INFORMACION BASICA DE INSTALACIONES DE GENERACION Y  
TRANSMISION

**1. INFORMACION DE INSTALACIONES DE GENERACION**

**1.1. Datos para cada Central**

- a) Tipo de central.
- b) Características del sitio de instalación (altitud, temperatura media anual)
- c) Número de unidades generadoras.
- d) Potencia máxima generable de la central.
- e) Centrales hidroeléctricas: Potencia generable en condiciones hidrológicas de año seco.
- f) Centrales hidroeléctricas: Datos del embalse, normas de operación, requerimientos aguas abajo, precipitación en la cuenca, serie de afluencias históricas de los ríos, evaporación

**1.2. Datos por cada generador**

- a) Año de instalación.
- b) Potencia nominal y potencia efectiva
- c) Capacidad de sobrecarga
- d) Factor de potencia.
- e) Voltaje nominal.
- f) Velocidad de rotación.
- g) Límites de reactivo ( $Q_{min} - Q_{max}$ ).
- h) Curva de cargabilidad de reactivo, tabla de valores discretos tanto para el lado inductivo como capacitivo (generación y absorción de reactivo).
- i) Parámetros eléctricos: Reactancias de secuencia positiva, negativa y homopolar en p.u., constantes de tiempo, diagrama de bloques (Modelo IEEE\_PTII)
- j) Constante de inercia y coeficiente de amortiguación.
- k) Reguladores de tensión: Parámetros generales, ganancias y constantes de tiempo, tipo de regulador de tensión, diagrama de bloques (Modelo IEEE-PTI). Tiempo máximo de crecimiento, tiempo máximo de establecimiento, sobreoscilación y error máximo de estado estacionario.

Adjuntar los datos del fabricante.

**1.3. Datos para cada unidad motriz**

- a) Potencia nominal en condiciones ISO.
- b) Potencia efectiva en sitio
- c) Capacidad de sobrecarga.
- d) Velocidad de rotación
- e) Reguladores de velocidad: Estatismo (permanente y transitorio), constantes de tiempo, velocidad de rotación de disparo por alta y baja velocidad, diagrama de bloques (Modelo IEEE-PTI). Tiempo máximo de establecimiento, sobreoscilación máxima.
- f) Para centrales térmicas: si tienen mecanismo de frenado de sobrevelocidad, y de ser así, a qué porcentaje de sobrevelocidad actúa y a qué porcentaje se repone.

**ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 123/2001**

La Paz, 2 de agosto de 2001

- g) Constante de inercia y coeficiente de amortiguación.
- h) Unidades Térmicas: Consumo específico de combustible bruto ISO para distintos niveles de carga. El consumo de combustible para distintos niveles de carga para su ubicación en el sitio. La variación de la potencia generable y el consumo específico de combustible bruto para distintos rangos de temperatura. Poder calorífico del combustible.

Adjuntar los datos del fabricante.

**2. INFORMACION DE INSTALACIONES DE TRANSMISION**

**2.1. Datos de líneas de transmisión**

- a) Barra de salida y barra de llegada
- b) Tensión nominal.
- c) Longitud.
- d) Parámetros eléctricos, resistencia, reactancia y capacitancia en p.u. y por secuencia.
- e) Capacidad de carga nominal, capacidad térmica.
- f) Sobrecarga de corta duración: para 15 y 30 minutos
- g) Tipo de reconexión: manual y/o automática (Trifásica – Monofásica)

**2.2 Datos de transformadores y autotransformadores**

- a) Ubicación, tensión de la barra de AT y de la barra de BT.
- b) Identificación de los transformadores y autotransformadores.
- c) Niveles de aislación.
- d) Tensiones nominales.
- e) Potencia nominal.
- f) Número de tomas (taps) del cambiador bajo carga.
- g) Incremento de relación por toma (tap).
- h) Para transformadores de regulación sin carga, la posición inicial del cambiador.
- i) Para transformadores de regulación en carga, indicar la barra regulada.
- j) Grupo de conexión.
- k) Resistencia y reactancia en p.u. por secuencia.
- l) Sobrecarga de corta duración: para 15 y 30 minutos y para tres horas
- m) Curva característica de magnetización

**2.3 Compensadores (Reactores y Capacitores)**

- a) Barra de ubicación
- b) Reactancia del Condensador
- c) Potencia nominal.
- d) Tensión nominal.
- e) Tipo de control (automático o manual).
- f) Si hay control automático especificar el parámetro.

**2.4 Interruptores**

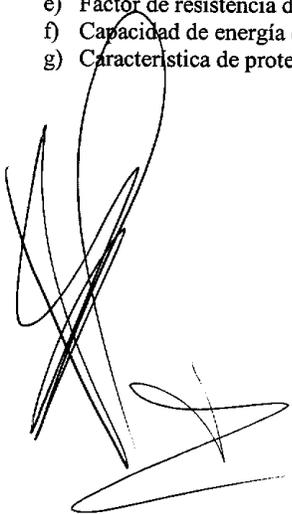
- a) Tensión nominal
- b) Niveles de aislación.
- c) Capacidad de corriente de cortocircuito (poder de corte y poder de cierre).
- d) Tensión transitoria de recuperación (TRV).

**ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 123/2001**  
La Paz, 2 de agosto de 2001

- e) Sobretensión transitoria(TOV).
- f) Resistencia de preinserción.
- g) Tipo de operación.
- h) Factor de primer polo.
- i) Secuencia de operación.
- j) Identificación de los interruptores.

**2.5 Pararrayos**

- a) Tensión nominal.
- b) Tensión de operación continua(COV ó MCOV).
- c) Sobretensión transitoria(TOV).
- d) Tensión residual.
- e) Factor de resistencia de sobretensiones transitorias.
- f) Capacidad de energía de impulso simple.
- g) Característica de protección del pararrayo.

A large, complex handwritten scribble or signature in black ink, located on the left side of the page, overlapping the list of items under section 2.5.

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 123/2001  
La Paz, 2 de agosto de 2001

**ANEXO N° 3**

**INFORMACIÓN PARA LA OPERACIÓN EN TIEMPO REAL**

Para la operación en tiempo real, los propietarios de nuevas instalaciones de generación o de consumo, con capacidad igual o superior a 5 MVA o al valor mínimo definido por la Superintendencia de Electricidad, deben instalar los medios necesarios para registrar y enviar datos de su operación en tiempo real, al sistema SCADA utilizado por el CNDC en formatos y protocolos compatibles.

Los generadores o consumidores con capacidad o demanda menor a dicho mínimo, deben enviar datos de su producción o consumo en forma horaria, mediante teléfono dedicado.

En el caso de centrales con unidades generadoras con capacidad inferior a 5 MVA o al mínimo definido por la Superintendencia de Electricidad, los propietarios podrán agrupar las señales de éstas unidades para su incorporación al SCADA

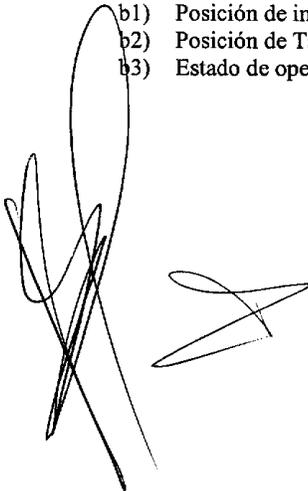
Los datos a ser enviados en tiempo real al sistema SCADA utilizado por el CNDC son los siguientes:

**a) Señales Analógicas:**

- a1) Unidades Generadoras: Potencia activa, potencia reactiva y temperatura (unidades térmicas).
- a2) Nodos o Barras: Tensión y frecuencia
- a3) Ramas: Potencia activa y potencia reactiva. Adicionalmente tensión en Subestaciones en anillo

**b) Señales discretas:**

- b1) Posición de interruptores y seccionadores.
- b2) Posición de Taps de transformadores con regulación bajo carga.
- b3) Estado de operación para unidades térmicas.

Handwritten signatures and scribbles, including a large, complex scribble on the left and a smaller signature on the right.

**SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD**  
**SISTEMA DE REGULACION SECTORIAL**

**RESOLUCIÓN SSDE N° 123/2001**

La Paz, 2 de agosto de 2001

**VISTOS Y CONSIDERANDO:**

Que mediante Resolución SSDE N° 234/99 de 7 de diciembre de 1999 se aprobó la Norma Operativa N° 11 "Condiciones Técnicas para la Incorporación de Nuevas Instalaciones al SIN" del Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC).

Que mediante Decreto Supremo N° 26093 de 2 de marzo de 2001, se aprobó el Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico (ROME).

Que el inciso h) del artículo 3 y el artículo 4 del ROME, establecen entre las funciones del CNDC, dictar normas operativas obligatorias para los Agentes del Mercado, que determinen los procedimientos y las metodologías para operar el mercado y administrar las transacciones del Mercado Spot, de acuerdo a lo establecido en el referido reglamento.

Que mediante Resolución SSDE N° 046/2001 de 14 de marzo de 2001, se aprobaron transitoriamente las Normas Operativas N°s 1 a la 17 y se instruyó al CNDC aplicar las mismas, en todo lo que no fuera incompatible con las disposiciones contenidas en el ROME.

Que mediante nota CNDC-LP 121/2001 de 12 de julio de 2001, el CNDC remitió a la Superintendencia de Electricidad la versión actualizada de la Norma Operativa N° 11 "Condiciones Técnicas para la Incorporación de Nuevas Instalaciones al SIN" aprobada por el CNDC en su Sesión N° 102 de 10 de julio de 2001, para su consideración y posterior aprobación.

Que la Norma Operativa N° 11 presentada por el CNDC, fue revisada por la Superintendencia y mediante Informe MY N° 134/2001 de 1° de agosto de 2001, se estableció su armonización con las disposiciones vigentes de la Ley de Electricidad y su Reglamentación, siendo procedente su aprobación.

Que el artículo 4 del ROME, establece que es competencia de la Superintendencia de Electricidad, aprobar las normas operativas emitidas por el CNDC.

La Superintendencia de Electricidad, en uso de sus facultades y atribuciones conferidas por la Ley de Electricidad y su Reglamentación,

**RESUELVE:**

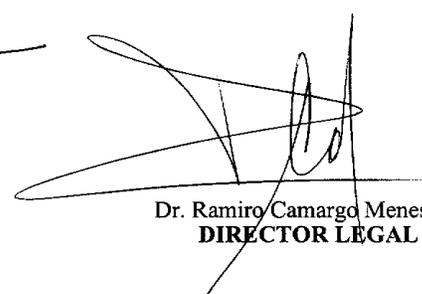
**ARTÍCULO PRIMERO.-** Apruébase la Norma Operativa N° 11 "Condiciones Técnicas para la Incorporación de Nuevas Instalaciones al SIN", del Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) en sus tres (3) puntos y Anexos 1, 2 y 3; que en anexo forma parte de la presente Resolución.

**ARTÍCULO SEGUNDO.-** Abrógase la Resolución SSDE N° 234/99 de 7 de diciembre de 1999 y derógase la Resolución SSDE N° 046/2001 de 14 de marzo de 2001, en lo que corresponda.

Regístrese, comuníquese y archívese

  
Alejandro Nowotny  
**SUPERINTENDENTE DE ELECTRICIDAD**

Es conforme:

  
Dr. Ramiro Camargo Meneses  
**DIRECTOR LEGAL**

**NORMA OPERATIVA N° 11**

**CONDICIONES TECNICAS PARA LA INCORPORACION DE NUEVAS  
INSTALACIONES AL SIN**

**1. OBJETIVO**

Definir las condiciones que deben cumplir las empresas eléctricas y consumidores no regulados para que el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) autorice la incorporación al Sistema Interconectado Nacional (SIN) y la operación comercial de nuevas instalaciones.

**2. ANTECEDENTES**

- Ley de Electricidad, Artículos 2, 16 y 17.
- Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico, Artículos 3, 15, 18, 20 y 78.
- Reglamento de Concesiones y Licencias, Artículos 10, 11 y 13.
- Reglamento de Calidad de Transmisión, Artículo 10, 13 y 14.

**3. REQUERIMIENTOS PARA LA AUTORIZACION DE CONEXION AL SIN**

Los propietarios de nuevas instalaciones mediante nota deben solicitar al CNDC, la información, estudios y requisitos que, de acuerdo a ésta Norma, deberán realizar para poder conectar sus instalaciones al SIN. La presentación de la información y estudios, deberá cumplir con los plazos señalados más adelante y será de su responsabilidad que estos sean satisfactorios y suficientes para el CNDC.

La conexión y la operación comercial de nuevas instalaciones en el Mercado Eléctrico Mayorista, serán autorizadas por el CNDC una vez que las empresas propietarias de dichas instalaciones hayan cumplido las condiciones que se señalan a continuación:

- 3.1. Hasta un mes antes de inicio de pruebas y primera conexión, presentar la documentación que demuestre la compatibilidad de las nuevas instalaciones con el SIN y que su operación no afectará negativamente a los niveles de seguridad y confiabilidad del SIN existentes antes de la conexión de las instalaciones. El alcance de la documentación se señala en el Anexo 1 de ésta Norma.
- 3.2. Hasta un mes antes de inicio de pruebas y primera conexión, suministrar la información básica de las instalaciones nuevas, de acuerdo a detalle señalado en Anexo 2 a esta Norma.
- 3.3. Hasta un mes antes de inicio de pruebas y primera conexión, presentar la documentación relativa a la coordinación de la protección y de los reguladores de frecuencia y tensión, incluyendo las características técnicas de sus sistemas de protección y su efecto en los sistemas existentes, así como los valores de ajustes de sus relés que hayan sido coordinados con los propietarios de instalaciones existentes en el área de influencia de las nuevas instalaciones. Los ajustes deben ser presentados en los formularios definidos por la Norma Operativa N° 17 "Sistemas de Protecciones".

**ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 123/2001**

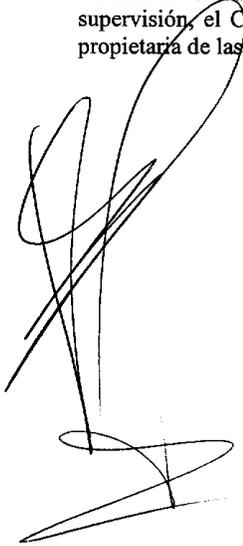
La Paz, 2 de agosto de 2001

- 3.4. Hasta 5 días antes de la primera conexión, instalar los medios necesarios para registrar y enviar datos de operación en tiempo real al sistema Scada utilizado por el CNDC para la coordinación y supervisión del SIN. El alcance y condiciones se determinan en el Anexo 3 a ésta Norma.
- 3.5. Hasta 5 días antes de la primera conexión, instalar y probar los equipos de medición comercial de las inyecciones o retiros de energía, de acuerdo a lo especificado en la Norma Operativa N° 8 "Sistema de Medición Comercial". Estos equipos deberán ser contrastados con participación de la Unidad Operativa del CNDC.

En el caso de componentes de transmisión, presentar límites de comportamiento exigidos y autorizados aprobados por la Superintendencia.

- 3.6. Hasta 5 días antes del inicio de pruebas, presentar a la Unidad Operativa del CNDC, los programas de pruebas de recepción para efectos de coordinación en tiempo real y la respectiva supervisión.
- 3.7. Hasta 2 días antes del inicio de operación comercial, presentar el informe final de pruebas de recepción de equipos y los parámetros finales de la instalación para fines de operación.

Verificado el cumplimiento de las anteriores condiciones y con base en el informe de supervisión, el CNDC emitirá una autorización expresa, mediante resolución, a la empresa propietaria de las nuevas instalaciones para el inicio de su operación comercial en el Mercado.

A large, stylized handwritten signature in black ink, consisting of several overlapping loops and lines, positioned on the left side of the page.

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 123/2001  
La Paz, 2 de agosto de 2001

ANEXO N° 1

ALCANCE DE LA DOCUMENTACION SOBRE EL EFECTO DE LAS NUEVAS  
INSTALACIONES EN EL SIN

**1. GENERAL**

Toda nueva instalación electromecánica de generadores, transmisores, distribuidores y consumidores no regulados, debe ser compatible con las instalaciones del SIN que estén comprendidas en el área de influencia de la nueva instalación. Esta compatibilidad debe ser demostrada por los propietarios de las instalaciones mediante estudios, análisis o pruebas específicas.

Los estudios y análisis deberán ser realizados utilizando modelos de simulación apropiados y la base de datos de las instalaciones en servicio deberá ser solicitadas a la Unidad Operativa del CNCU. En caso de requerirse información o datos adicionales, estos deben ser solicitados directamente a los Agentes involucrados.

**2. OBJETIVOS DE LOS ESTUDIOS**

Los objetivos específicos de los estudios son los siguientes:

- a) **Estudios de Flujos de Potencia:** Determinar el estado del sistema eléctrico con las nuevas instalaciones, en especial en las áreas de influencia de las nuevas instalaciones y relacionadas con la potencia, regulación de tensión, pérdidas, etc., en el Sistema Troncal de Interconexión (STI).
- b) **Estudios de Cortocircuitos:** Determinar los niveles de cortocircuito en el sitio de conexión de las nuevas instalaciones y su área de influencia en el STI.
- c) **Estudios de Estabilidad:** Determinar la influencia en la estabilidad transitoria y dinámica de las nuevas instalaciones en el SIN.

**c1) Desempeño en Condiciones de Falla**

Para demostrar el efecto de una nueva instalación de transmisión en el sistema, deben incluirse análisis de estabilidad con las siguientes hipótesis de falla:

- Hipótesis de Falla 1: Falla monofásica sin impedancia de falla, con apertura de la fase fallada y posterior recierre monofásico exitoso luego de un tiempo muerto definido.
- Hipótesis de Falla 2: Falla monofásica sin impedancia de falla, con apertura de la fase afectada y posterior recierre sobre falla con desconexión definitiva, o falla trifásica franca con disparo definitivo de la línea afectada.

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 123/2001  
La Paz, 2 de agosto de 2001

**c2) Evolución Dinámica de Tensión durante los Transitorios Electromecánicos**

Los estudios deberán demostrar que las variaciones transitorias y temporarias de tensión en las barras de 230, 115 y 69 kV no excederán de los siguientes límites:

- Tensión Mínima durante el estado posterior a la falla: 0.70 p.u.
- Tensión Mínima por más de 1 seg. 0.80 p.u.
- Tensión Mínima por más de 2 seg. 0.85 p.u.
- Tensión Máxima transitoria 1.20 p.u.

**c3) Evolución Dinámica de la Frecuencia durante los Transitorios Electromecánicos**

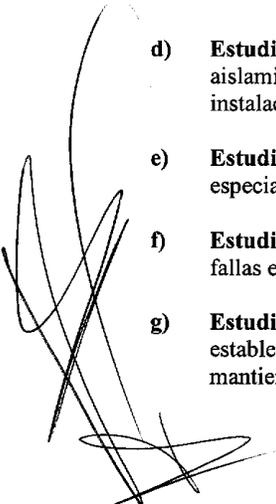
Los estudios deberán demostrar que las variaciones transitorias y temporarias de frecuencia no excederán de los siguientes límites:

- Valores admisibles luego de una perturbación      Máximo: 4% de la nominal  
   Mínimo 5% de la nominal
- Tiempos máximos de frecuencia temporal      10 seg. entre 51.5 y 52.0 Hz  
   10 seg. entre 47.5 y 48.0 Hz  
   20 seg. entre 48.0 y 49.0 Hz
- Frecuencia admisible luego de 20 seg.      De 49.0 a 51.0 Hz

**c4) Modos de Oscilación entre Areas**

Los estudios deberán demostrar que luego de perturbaciones, el amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas, no excederá de los siguientes límites:

- Amortiguamiento mínimo en perturbaciones de elementos en paralelo: 5%
- Amortiguamiento mínimo en perturbaciones de elementos en serie: 3%

- d) **Estudios de Transitorios Electromagnéticos:** Determinar las necesidades de aislamiento de las nuevas instalaciones, restricciones operativas e influencia sobre instalaciones existentes en el área de influencia de las nuevas instalaciones.
- e) **Estudios de Resonancia Subsincrónica:** Determinar la influencia del SIN (en especial del Capacitor Serie), sobre las turbinas a vapor o gas.
- f) **Estudio de Coordinación de la Protección:** Determinar el despeje selectivo de las fallas en las nuevas instalaciones.
- g) **Estudio de Reguladores de Frecuencia y Tensión:** Determinar que los ajustes establecidos en los parámetros de desempeño mínimo de los sistemas de control mantienen la estabilidad transitoria y dinámica del SIN.
- 

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 123/2001  
La Paz, 2 de agosto de 2001

- h) **Estudio de Generación de Armónicas:** Aplicable a instalaciones de consumidores, para verificar que no se introducirá armónicas al sistema que pueda causar interferencias en comunicaciones ni efectos negativos en otros componentes del SIN.
- i) **Estudios de Efecto Flicker:** Aplicable a instalaciones de consumidores, para verificar que durante su operación no producirá fluctuaciones de voltaje que afecten a otros consumidores en su área de influencia.

**3. ALCANCE DE LOS ESTUDIOS**

Todas las instalaciones nuevas con capacidad menor a 5 MVA, requerirán estudios a ser definidos en cada caso por el CNDC.

Las instalaciones nuevas, con capacidad mayor a 5 MVA, requerirán mínimamente los estudios que a continuación se señalan:

**a) Instalaciones de generación:**

- a1) Flujos de potencia (en máxima, media y mínima generación), al menos para los dos primeros años de operación del proyecto.
- a2) Cortocircuitos (máxima generación)
- a3) Coordinación de la protección

A solicitud fundamentada, el CNDC podrá requerir la realización de los siguientes estudios adicionales:

- a4) Estabilidad transitoria y dinámica (como para flujos de potencia)
- a5) Transitorios electromagnéticos (a partir de 230 kV)
- a6) Coordinación de los reguladores de frecuencia y tensión

**b) Instalaciones de transmisión:**

La compatibilidad de las nuevas instalaciones con el SIN debe demostrarse con los siguientes estudios:

- b1) Flujos de potencia (en máxima, media y mínima generación), al menos para los dos primeros años de operación del proyecto.
- b2) Cortocircuitos (máxima generación).
- b3) Estabilidad transitoria y dinámica (para líneas de transmisión).
- b4) Coordinación de la protección.

A solicitud fundamentada, el CNDC podrá requerir la realización de los siguientes estudios adicionales:

- b5) Transitorios electromagnéticos (a partir de 230 kV)
- b6) Resonancia subsincrónica

**ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 123/2001**  
La Paz, 2 de agosto de 2001

**c) Instalaciones de distribución en media y alta tensión:**

La compatibilidad de las nuevas instalaciones con el SIN debe demostrarse con los siguientes estudios:

- c1) Flujos de potencia (en máxima, media y mínima generación), al menos para los dos primeros años de operación del proyecto.
- c2) Cortocircuitos (máxima generación)
- c3) Coordinación de la protección

A solicitud fundamentada, el CNDC podrá requerir la realización de los siguientes estudios adicionales:

- c4) Estabilidad transitoria y dinámica (como para flujos de potencia)
- c5) Transitorios electromagnéticos (a partir de 230 kV)
- c6) Generación de Armónicas
- c7) Efecto Flicker

**d) Instalaciones de Consumidores No Regulados:**

La compatibilidad de las nuevas instalaciones con el SIN debe demostrarse con los siguientes estudios:

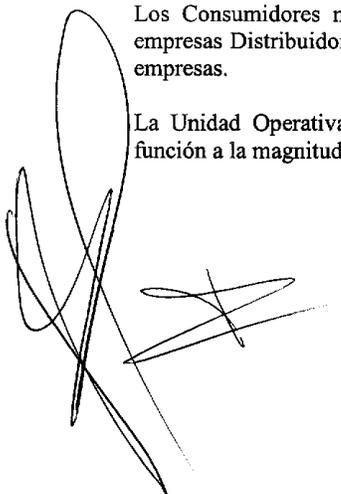
- d1) Flujos de potencia (en máxima, media y mínima generación), al menos para los dos primeros años de operación del proyecto.
- d2) Cortocircuitos (máxima generación)
- d3) Coordinación de la protección
- d4) Generación de Armónicas

A solicitud fundamentada, el CNDC podrá requerir la realización de los siguientes estudios adicionales:

- d5) Estabilidad transitoria y dinámica (como para flujos de potencia)
- d6) Transitorios electromagnéticos (a partir de 230 kV)
- d7) Efecto Flicker

Los Consumidores no Regulados, que se conecten a redes de media y baja tensión de empresas Distribuidoras, deberán efectuar los estudios señalados en coordinación con dichas empresas.

La Unidad Operativa del CNDC determinará el alcance específico para cada estudio en función a la magnitud y características de la nueva instalación.



ANEXO N° 2

INFORMACION BASICA DE INSTALACIONES DE GENERACION Y  
TRANSMISION

**1. INFORMACION DE INSTALACIONES DE GENERACION**

**1.1. Datos para cada Central**

- a) Tipo de central.
- b) Características del sitio de instalación (altitud, temperatura media anual)
- c) Número de unidades generadoras.
- d) Potencia máxima generable de la central.
- e) Centrales hidroeléctricas: Potencia generable en condiciones hidrológicas de año seco.
- f) Centrales hidroeléctricas: Datos del embalse, normas de operación, requerimientos aguas abajo, precipitación en la cuenca, serie de afluencias históricas de los ríos, evaporación

**1.2. Datos por cada generador**

- a) Año de instalación.
- b) Potencia nominal y potencia efectiva
- c) Capacidad de sobrecarga
- d) Factor de potencia.
- e) Voltaje nominal.
- f) Velocidad de rotación.
- g) Límites de reactivo ( $Q_{min} - Q_{max}$ ).
- h) Curva de cargabilidad de reactivo, tabla de valores discretos tanto para el lado inductivo como capacitivo (generación y absorción de reactivo).
- i) Parámetros eléctricos: Reactancias de secuencia positiva, negativa y homopolar en p.u., constantes de tiempo, diagrama de bloques (Modelo IEEE\_PTII)
- j) Constante de inercia y coeficiente de amortiguación.
- k) Reguladores de tensión: Parámetros generales, ganancias y constantes de tiempo, tipo de regulador de tensión, diagrama de bloques (Modelo IEEE-PTI). Tiempo máximo de crecimiento, tiempo máximo de establecimiento, sobreoscilación y error máximo de estado estacionario.

Adjuntar los datos del fabricante.

**1.3. Datos para cada unidad motriz**

- a) Potencia nominal en condiciones ISO.
- b) Potencia efectiva en sitio
- c) Capacidad de sobrecarga.
- d) Velocidad de rotación
- e) Reguladores de velocidad: Estatismo (permanente y transitorio), constantes de tiempo, velocidad de rotación de disparo por alta y baja velocidad, diagrama de bloques (Modelo IEEE-PTI). Tiempo máximo de establecimiento, sobreoscilación máxima.
- f) Para centrales térmicas: si tienen mecanismo de frenado de sobrevelocidad, y de ser así, a qué porcentaje de sobrevelocidad actúa y a qué porcentaje se repone.

**ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 123/2001**

La Paz, 2 de agosto de 2001

- g) Constante de inercia y coeficiente de amortiguación.
- h) Unidades Térmicas: Consumo específico de combustible bruto ISO para distintos niveles de carga. El consumo de combustible para distintos niveles de carga para su ubicación en el sitio. La variación de la potencia generable y el consumo específico de combustible bruto para distintos rangos de temperatura. Poder calorífico del combustible.

Adjuntar los datos del fabricante.

**2. INFORMACION DE INSTALACIONES DE TRANSMISION**

**2.1. Datos de líneas de transmisión**

- a) Barra de salida y barra de llegada
- b) Tensión nominal.
- c) Longitud.
- d) Parámetros eléctricos, resistencia, reactancia y capacitancia en p.u. y por secuencia.
- e) Capacidad de carga nominal, capacidad térmica.
- f) Sobrecarga de corta duración: para 15 y 30 minutos
- g) Tipo de reconexión: manual y/o automática (Trifásica – Monofásica)

**2.2 Datos de transformadores y autotransformadores**

- a) Ubicación, tensión de la barra de AT y de la barra de BT.
- b) Identificación de los transformadores y autotransformadores.
- c) Niveles de aislación.
- d) Tensiones nominales.
- e) Potencia nominal.
- f) Número de tomas (taps) del cambiador bajo carga.
- g) Incremento de relación por toma (tap).
- h) Para transformadores de regulación sin carga, la posición inicial del cambiador.
- i) Para transformadores de regulación en carga, indicar la barra regulada.
- j) Grupo de conexión.
- k) Resistencia y reactancia en p.u. por secuencia.
- l) Sobrecarga de corta duración: para 15 y 30 minutos y para tres horas
- m) Curva característica de magnetización

**2.3 Compensadores (Reactores y Capacitores)**

- a) Barra de ubicación
- b) Reactancia del Condensador
- c) Potencia nominal.
- d) Tensión nominal.
- e) Tipo de control (automático o manual).
- f) Si hay control automático especificar el parámetro.

**2.4 Interruptores**

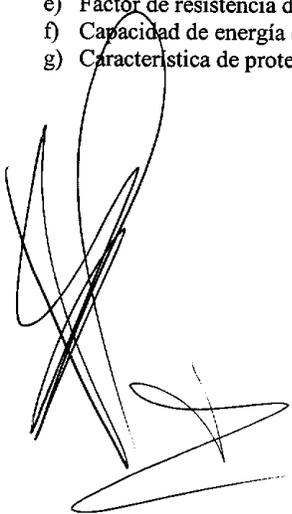
- a) Tensión nominal
- b) Niveles de aislación.
- c) Capacidad de corriente de cortocircuito (poder de corte y poder de cierre).
- d) Tensión transitoria de recuperación (TRV).

**ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 123/2001**  
La Paz, 2 de agosto de 2001

- e) Sobretensión transitoria(TOV).
- f) Resistencia de preinserción.
- g) Tipo de operación.
- h) Factor de primer polo.
- i) Secuencia de operación.
- j) Identificación de los interruptores.

**2.5 Pararrayos**

- a) Tensión nominal.
- b) Tensión de operación continua(COV ó MCOV).
- c) Sobretensión transitoria(TOV).
- d) Tensión residual.
- e) Factor de resistencia de sobretensiones transitorias.
- f) Capacidad de energía de impulso simple.
- g) Característica de protección del pararrayo.

A large, illegible handwritten signature or scribble in black ink, located on the left side of the page, overlapping the list of items under section 2.5.

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 123/2001  
La Paz, 2 de agosto de 2001

**ANEXO N° 3**

**INFORMACIÓN PARA LA OPERACIÓN EN TIEMPO REAL**

Para la operación en tiempo real, los propietarios de nuevas instalaciones de generación o de consumo, con capacidad igual o superior a 5 MVA o al valor mínimo definido por la Superintendencia de Electricidad, deben instalar los medios necesarios para registrar y enviar datos de su operación en tiempo real, al sistema SCADA utilizado por el CNDC en formatos y protocolos compatibles.

Los generadores o consumidores con capacidad o demanda menor a dicho mínimo, deben enviar datos de su producción o consumo en forma horaria, mediante teléfono dedicado.

En el caso de centrales con unidades generadoras con capacidad inferior a 5 MVA o al mínimo definido por la Superintendencia de Electricidad, los propietarios podrán agrupar las señales de éstas unidades para su incorporación al SCADA

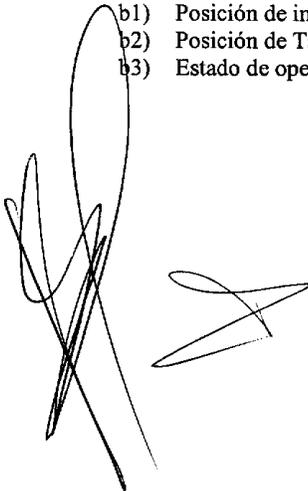
Los datos a ser enviados en tiempo real al sistema SCADA utilizado por el CNDC son los siguientes:

**a) Señales Analógicas:**

- a1) Unidades Generadoras: Potencia activa, potencia reactiva y temperatura (unidades térmicas).
- a2) Nodos o Barras: Tensión y frecuencia
- a3) Ramas: Potencia activa y potencia reactiva. Adicionalmente tensión en Subestaciones en anillo

**b) Señales discretas:**

- b1) Posición de interruptores y seccionadores.
- b2) Posición de Taps de transformadores con regulación bajo carga.
- b3) Estado de operación para unidades térmicas.

Handwritten signatures and scribbles, including a large, complex scribble on the left and a smaller signature on the right.



SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

N° TRÁMITE: 

# NOTIFICACIÓN

En la ciudad de Cochabamba a horas 16:15 del día veintinueve  
de octubre de 200 7

Notifique al Sr. (a) Nelson Caballero

Por: CNDC

## Mediante copia de ley:

Entregada al interesado:

Entregada en su domicilio procesal:

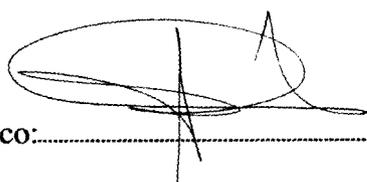
Fijado en la secretaría de SSDE:

<b>CORRESPONDENCIA PRESIDENTE CNDC</b>	
<b>GERENCIA UO</b>	
Conocer	<input checked="" type="checkbox"/>
Preparar respuesta	<input type="checkbox"/>
<b>SECRETARIA</b>	
Archivar	<input checked="" type="checkbox"/>
<i>Enviar a Repr. CNDC</i>	

Con: Resolución SSDE N° 321/2007.

**Quien interpuesto de su tenor se dio por notificado.**

Recibí conforme: .....

Certifico: 

Sello:



**RESOLUCIÓN SSDE N° 321/2007**  
La Paz, 23 de octubre de 2007

**VISTOS:**

La Resolución CNDC N° 220/2007-3 de 27 de septiembre de 2007, la nota CNDC-0207-07 de 3 de octubre de 2007 remitida por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), el Informe de la Dirección del Mercado Eléctrico Mayorista DMY N° 258/2007 de 9 de octubre de 2007, y todo lo demás que ver convino,

**CONSIDERANDO:**

Que el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), en su sesión N° 220 de 27 de septiembre de 2007, mediante Resolución CNDC N° 220/2007-3, aprobó el Proyecto de Norma Operativa N° 17 "Protecciones".

Que el CNDC mediante nota CNDC - 0207-07 de 3 de octubre de 2007, presentó a consideración de la Superintendencia de Electricidad el Proyecto de Norma Operativa N° 17, para su respectiva aprobación.

Que la Dirección del Mercado Eléctrico Mayorista, mediante Informe DMY N° 258/2007 de 9 de octubre de 2007, realizó el análisis y revisión del Proyecto de la Norma Operativa N° 17 aprobada por el CNDC y verificó su armonización con las disposiciones vigentes de la Ley de Electricidad y su Reglamentación, siendo procedente su aprobación.

**CONSIDERANDO:**

Que el Artículo 3, inciso h) y el Artículo 4 del Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico Mayorista (ROME) aprobado mediante Decreto Supremo N° 26093 de 2 de marzo de 2001, establecen entre las funciones del CNDC, dictar normas operativas obligatorias para los Agentes del Mercado, que determinen los procedimientos y las metodologías para operar el Mercado y administrar las transacciones del Mercado Spot, de acuerdo a lo establecido en el referido Reglamento.

Que el Artículo 4 del ROME, establece que es competencia de la Superintendencia de Electricidad, aprobar las normas operativas que remita el CNDC.

**POR TANTO:**

El Superintendente Interino de Electricidad, en uso de sus facultades y atribuciones conferidas por la Ley de Electricidad, su Reglamentación y demás disposiciones legales vigentes,



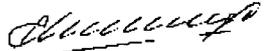
**RESOLUCIÓN SSDE N° 321/2007**  
La Paz, 23 de octubre de 2007

**RESUELVE:**

**ARTÍCULO PRIMERO.-** Aprobar la Norma Operativa N° 17 "Protecciones", del Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) en sus siete (7) puntos, más dos (2) puntos de "Criterios Generales de Coordinación", que en Anexo forman parte de la presente Resolución.

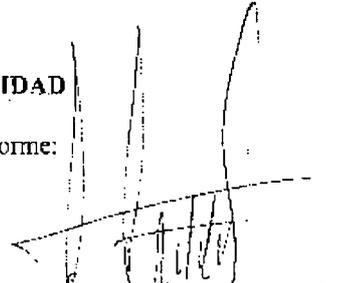
**ARTÍCULO SEGUNDO.-** Dejar sin efecto la Resolución SSDE N° 034/2006 de 13 de febrero de 2006 y sus Anexos.

**Regístrese, comuníquese y archívese**

  
Jorge Choque Ajuacho

**SUPERINTENDENTE INTERINO DE ELECTRICIDAD**

Es conforme:

  
Luis Fernando Alcócer Guardia  
**DIRECTOR LEGAL**



**ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 321/2007**  
La Paz, 23 de octubre de 2007

**NORMA OPERATIVA N° 17**

**PROTECCIONES**

**1. OBJETIVO:**

Definir condiciones generales que las protecciones eléctricas deben cumplir para permitir su operación coordinada en casos de falla de componentes del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Definir responsabilidades de los Agentes en la coordinación de las protecciones y en los análisis de fallas.

**2. ANTECEDENTES:**

- Ley de Electricidad, Artículo 3 incisos c), d) y e), Artículo 29 inciso j) y Artículo 30 incisos b) y c).
- Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico (ROME), Artículo 18 incisos f), g) y m).
- Reglamento de Concesiones, Licencias y Licencias Provisionales: Artículo 10 inciso a) y Artículo 11 inciso a).
- Reglamento de Calidad de Transmisión, Artículos 19 y 20.

**3. CONDICIONES GENERALES:**

El sistema de protección comprende: los respectivos relés, transformadores de medida (de corriente y/o tensión), sus correspondientes circuitos de control, interruptores, relés auxiliares y medios de comunicaciones asociados a la protección.

Todo Agente propietario de instalaciones de generación, transmisión, subtransmisión y distribución que integren el SIN, está obligado a incorporar equipos de protección y a coordinar la operación de los mismos con los equipos de protección de otros Agentes dentro de su área de influencia de acuerdo a lo indicado en el numeral 5.1. En lo que respecta a esta obligación, la Unidad Operativa del Comité Nacional de Despacho de Carga comunicará qué Agentes deben coordinar sus protecciones con otros Agentes.

Cada Agente es responsable de efectuar el mantenimiento de sus sistemas de protección para asegurar su disponibilidad permanente y su correcto funcionamiento.



**ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 321/2007**  
La Paz, 23 de octubre de 2007

**4. FILOSOFIA DE PROTECCIÓN:**

**4.1 Barras en sistemas de Transmisión y Subtransmisión:**

La protección de barras puede ser mediante protección dedicada (instantánea) o mediante la protección del extremo remoto de las líneas que confluyen a las respectivas barras (con retardo). La protección de respaldo es mediante la protección del extremo remoto de las líneas que confluyen a las respectivas barras.

Puede o no complementarse con protección contra falla de interruptores.

**4.2 Líneas en sistemas de Transmisión y Subtransmisión:**

La protección de líneas debe ser mediante protección dedicada: protección principal 1 y protección principal 2 o protección de respaldo.

En líneas de transmisión del Sistema Troncal de Interconexión, así como en otras líneas en 115 kV o tensiones mayores, las fallas deben ser despejadas en forma instantánea, cualquiera sea el punto de ubicación de las mismas en el SIN.

La protección debe ser capaz de ver fallas de alta resistencia.

Los sistemas de teleprotección deben contar con un medio de comunicación confiable. Los esquemas de protección por comparación direccional deben ser compatibles cuando se apliquen a sistemas vecinos.

Cuando la protección de barras no sea dedicada, al menos la protección de respaldo debe cumplir con esta función.

Cuando se disponga de facilidades de reconexión automática, ésta puede ser mono y/o trifásica, según sea el caso.

Los relés de distancia que integren los sistemas de protección de líneas con alimentación en cada extremo, deben incorporar unidades de bloqueo por oscilación de potencia. Así mismo, deben incluir facilidades para localización de la falla.

**4.3 Transformadores y Autotransformadores:**

La protección de transformadores y autotransformadores que integran la red de transmisión debe ser mediante protección dedicada: protección principal y protección de respaldo.



**ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 321/2007**  
La Paz, 23 de octubre de 2007

**4.4 Registro Oscilográfico (Transmisión y Subtransmisión):**

Los relés de protección principal que se incorporen al SIN, ya sea en instalaciones nuevas o como reemplazo de instalaciones existentes, deben incorporar facilidades para el registro oscilográfico de los parámetros de falla. Los relés de protección principal existentes que cuenten con estas facilidades tecnológicas, deberán tener permanentemente habilitados estos nuevos requerimientos operativos.

**5. COORDINACIÓN Y SEGUIMIENTO DE PROTECCIONES:**

**5.1 Coordinación:**

El comportamiento de la protección juega un papel preponderante en la propagación de fallas y perturbaciones. Para lograr un despeje selectivo de las mismas; es decir, se retiren de servicio mediante la operación de la protección respectiva, solo la línea o instalación fallada, la respuesta de todo el sistema de protección del SIN debe ser adecuadamente coordinada.

El proceso de selección de características específicas, tales como: tipo de característica de medición de las unidades de distancia, características corriente-tiempo en las unidades de sobrecorriente, el esquema de teleprotección, etc. y su respectiva programación deben ser efectuados por los Agentes aplicando las disposiciones de esta Norma Operativa.

Las Empresas de Transmisión, que conectan la generación a los consumos, son las encargadas de dar los respectivos criterios y lineamientos para la coordinación de protección de sus instalaciones. Las empresas generadoras, distribuidoras y usuarios no regulados, deberán adecuarse y coordinar la respuesta de su protección con la respectiva protección de la red de transmisión. Todo estudio de protecciones debe ser entregado a la Unidad Operativa y ser puesto a disposición de todos los Agentes.

Los Agentes tienen la responsabilidad de coordinar sus protecciones teniendo en cuenta los lineamientos anteriores y aplicando los criterios señalados en el Anexo I (Criterios Generales de Coordinación) de la presente Norma Operativa.

**5.2 Seguimiento:**

Cada Agente es el responsable de efectuar el seguimiento del comportamiento de la protección de su propiedad y asegurar el correcto funcionamiento de la misma.



**ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 321/2007**  
La Paz, 23 de octubre de 2007

Todo cambio y/o reemplazo programado de equipos de protección, debe ser informado por escrito quince (15) días antes a la ejecución de los respectivos trabajos de campo a la Unidad Operativa. El Agente debe informar los ajustes a ser incorporados en la protección y deben efectuar las pruebas necesarias que aseguren su correcta aplicación.

El seguimiento del comportamiento de los sistemas de protección, tanto en condiciones normales como de falla, estará a cargo de la Unidad Operativa con las atribuciones que se indican a continuación:

- Establecer premisas generales y criterios de coordinación.
- Verificar los ajustes de la protección realizados por los Agentes.
- Revisar los estudios de protección presentados por los Agentes.
- Efectuar el seguimiento del comportamiento de los sistemas de protección de las instalaciones del SIN.
- Establecer la responsabilidad de los Agentes en el origen de la(s) falla(s)
- Establecer la responsabilidad y cumplimiento de las obligaciones de los Agentes en materia de protecciones tanto en el despeje de las fallas como en la reposición del sistema.

El seguimiento del comportamiento de la protección, a ser realizado por la Unidad Operativa, será fundamental especialmente para la elaboración de su Informe Final de falla, el cual debe contener el respectivo análisis de la falla, tomando en cuenta su Informe Preliminar, los datos contenidos en los Informes Preliminares y Finales de falla emitidos por los respectivos Agentes, los datos del sistema Scada y de los registradores de eventos.

La UO del CNDC podrá convocar, cuando así lo requiera, a los Agentes involucrados en las fallas con el fin de profundizar su análisis y podrá requerir datos complementarios que deberán ser entregados dentro de los dos (2) días hábiles siguientes a la solicitud. Estas reuniones de la UO con los Agentes involucrados en las fallas, deberán incluir un representante de la Superintendencia de Electricidad.

En su Informe Final de Falla, la Unidad Operativa del Comité establecerá la responsabilidad en la desconexión de instalaciones de los distintos Agentes del Mercado, particularmente en lo que respecta al origen y despeje de cada falla y la respectiva restitución del sistema, en base a los registros de la propia Unidad Operativa del Comité y a la información que los Agentes del Mercado involucrados remitan a la Unidad Operativa hasta horas 18:30 del quinto día hábil siguiente al día en que se registró la falla. En casos de desacuerdo de alguno de los Agentes involucrados con la determinación de responsabilidad establecida por la Unidad Operativa del Comité, el Agente del Mercado afectado podrá efectuar una representación ante la Unidad



## ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 321/2007

La Paz, 23 de octubre de 2007

Operativa dentro de los 5 días hábiles posteriores a la recepción del Informe de la Unidad Operativa. Si la Unidad Operativa admite la observación del Agente del Mercado afectado, elaborará en un plazo máximo de 10 días hábiles, un nuevo informe que sustituya al anterior y pondrá en conocimiento de los Agentes de Mercado y de la Superintendencia de Electricidad. En caso de persistir el desacuerdo, la Superintendencia definirá la responsabilidad de los Agentes del Mercado involucrados en base a toda la información disponible y cualquier otra adicional o complementaria que lo solicite.

Los Informes Preliminares y Finales de Falla deberán cumplir los plazos estipulados en el Artículo 19 del Reglamento de Calidad de Transmisión.

Como resultado del seguimiento de las protecciones, la Unidad Operativa adicionalmente tiene las siguientes funciones y atribuciones:

- Informar a los Agentes involucrados en una falla sus recomendaciones y definir los plazos correspondientes para su cumplimiento, con copia a la Superintendencia de Electricidad.
- Efectuar un seguimiento de todos los casos que requieran la intervención de los Agentes para superar los problemas.
- Organizar y actualizar la base de datos del sistema de protecciones y sus ajustes, y poner a disposición de los Agentes y de la Superintendencia de Electricidad.

### 6. VIGENCIA:

La presente Norma entrará en vigencia una vez aprobada por el CNDC y la Superintendencia de Electricidad.

### 7. MODIFICACIONES:

Cualquier modificación a la presente Norma será efectuada por el CNDC y aprobada por la Superintendencia de Electricidad.



ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 321/2007  
La Paz, 23 de octubre de 2007

**CRITERIOS GENERALES DE COORDINACIÓN**

Estos criterios son generales, sin embargo, pueden presentarse casos especiales donde se deben aplicar criterios particulares en función de las características y los esquemas de protección aplicados.

Para lograr un despeje selectivo de las fallas, es decir se retire de servicio, mediante la operación de la protección respectiva, solo la línea o instalación fallada, la respuesta de todo el sistema de protecciones del SIN debe ser adecuadamente coordinada. Debido a que en el SIN se tiene una gran diversidad de equipos de protección instalados, de diferente tecnología y características operativas, lograr una óptima coordinación en la respuesta de los mismos constituye una tarea muy difícil; sin embargo, a fin de aproximarnos a este objetivo es aconsejable seguir ciertos criterios de ajuste comunes en todas las áreas del SIN.

**1. Protección de Distancia**

**1.1. Impedancia**

- **Zona 1**

Debe ser ajustada entre el 80 % y 90% de la impedancia de la línea, el 20% a 10% de margen, cubre probables errores en: determinación de la impedancia de la línea, en los transformadores de medida (CT's y PT's), la influencia de la resistencia de falla, el propio relé, etc.; los relés de nueva tecnología permiten el margen menor. De este modo esta zona no verá fallas más allá de la línea protegida.

- **Zona 2**

Debe ser ajustada al menos un 20% mayor a la impedancia de la línea protegida, sin embargo, no debe sobrepasar el 50% de la impedancia de la línea adyacente más corta. Se trata de asegurar que la zona 2 vea fallas en toda la extensión de la línea. Se debe tener en cuenta el efecto de subalcance que introduce la alimentación intermedia de corrientes de falla.

- **Zona 3**

Debe ser ajustada al menos para que vea toda la línea protegida más toda la impedancia de la línea adyacente más larga. Se debe tener en cuenta el efecto de subalcance que introduce la alimentación intermedia de corrientes de falla.



**ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 321/2007**  
La Paz, 23 de octubre de 2007

En el caso de los esquemas de bloqueo por comparación direccional e híbridos, la zona o unidad que mire hacia atrás para detectar fallas externas, debe ser ajustada para cubrir la línea más larga o al menos sobrepasar el ajuste de zona 1 de esta línea.

**1.1. Tiempo**

**- Zona 1**

La zona 1 no requiere un retardo de tiempo intencional en su operación, se puede decir que la misma debe operar en forma instantánea.

**- Zona 2**

La Zona 2 trabajando como respaldo de la zona 1 en un esquema convencional de distancia, y como protección principal para el último 10% a 20% de la línea y de las barras de la subestación respectiva, debería tener como retardo intencional el menor tiempo posible, compatible con requerimientos de tiempo de apertura de interruptores, tiempo de extinción del arco, margen de error en equipos contadores de tiempo, sobretodo en relés de tipo electromecánicos. Tiempo comprendido entre 250 a 300 mseg.

Por otra parte, en las áreas de la red, donde se tiene lógica contra falla de interruptores, puesto que ésta considera un tiempo de 200 a 250 mseg para determinar si el interruptor ha respondido o no en forma correcta e iniciar transferencia de disparo a interruptores adyacentes, la zona 2 debería esperar y permitir que ésta operación se lleve a cabo antes de disparar interruptores remotos. Tiempo comprendido entre 420 a 500 mseg.

En el caso de los relés que forman parte del esquema de bloqueo por comparación direccional, con operación acelerada de la zona 2, ésta debe tener un mínimo retardo de tiempo intencional para permitir la llegada de la señal de bloqueo en caso de que la falla sea externa a la línea protegida. Éste retardo debe considerar el tiempo que toma la detección de falla e iniciar la emisión de la respectiva señal de bloqueo, más el tiempo que tarda en llegar al otro extremo. Tiempo comprendido entre 30 y 60 mseg.

**- Zona 3**

Esta zona trabaja como respaldo de la zona 2 de la propia línea, de la subestación remota y de sus líneas adyacentes, en algunos casos puede trabajar



## ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 321/2007

La Paz, 23 de octubre de 2007

como respaldo para transformadores de potencia incluyendo, en su zona de protección, toda la impedancia del mismo, por lo tanto puede trabajar como respaldo de la protección de media tensión (fallas en barras de media tensión o próximas a ellas) que está constituida generalmente por relés de sobrecorriente. Los tiempos de retardo deben estar en el orden de los 800 a 1200 milisegundos.

### 2. Protección de sobrecorriente

La respuesta de la protección de sobrecorriente depende de la magnitud de la corriente de falla, es decir, el tiempo de operación, es diferente conforme cambia el despacho de unidades en el SIN para satisfacer la demanda, o conforme cambia la configuración de la red. Tiene, además, fundamental importancia, la distribución de corrientes de falla especialmente la de secuencia cero, que debido a que el SIN es un sistema rígidamente puesto a tierra y se dispone de una gran cantidad de transformadores de tres arrollamientos (Ynynd) y autotransformadores con delta terciario, una falla en alguna parte de la red, produce flujo de esta corriente, en gran parte de la misma. En principio, para tener en cuenta estos aspectos, la coordinación de este tipo de relés se la realiza teniendo en cuenta dos condiciones extremas de generación: máxima y mínima.

Otro aspecto importante a considerar es que este tipo de protección (sobrecorriente de fase) en la mayoría de los casos cumple la doble función de protección de sobrecarga y protección de cortocircuito, la primera influye en la selección del Tap (corriente de arranque) y la segunda en selección del Dial (tiempo de respuesta). Así mismo, normalmente se dispone de una unidad de sobrecorriente de tiempo y de una unidad de sobrecorriente instantánea.

Se debe notar que la protección de sobrecorriente de generadores y/o transformadores se constituye en protección de respaldo de la protección del sistema de transmisión y/o de distribuidores adyacentes y deben ser adecuadamente coordinadas con éstas.

En general se pueden adoptar los siguientes criterios:

- Las unidades instantáneas no deben operar nunca para fallas en el extremo remoto de la línea protegida, bajo ninguna condición de operación del sistema. Normalmente se ajusta al 70% de la corriente de falla en el extremo remoto en condiciones de mínima generación.
- Los tiempos de coordinación entre relés consecutivos, siguiendo el flujo de corriente de falla, depende, en principio, del tipo y tecnología del relé y oscila normalmente entre 150 y 500 mscg.



## SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

RESOLUCIÓN SSDE N° 286/2004

TRAMITE N° 1476

La Paz, 11 de noviembre de 2004

### VISTOS Y CONSIDERANDO:

Que el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), en su sesión N° 156 de 18 de noviembre de 2003, mediante Resolución CNDC N° 156/2003-5, aprobó el Proyecto de Norma Operativa N° 20 "Habilitación de Agentes para operar en el Mercado Eléctrico Mayorista".

Que el CNDC mediante nota CNDC – LP 138/2003 de 21 de noviembre de 2003, presentó a consideración de la Superintendencia de Electricidad el Proyecto de Norma Operativa N° 20, para su respectiva aprobación.

Que el Proyecto del CNDC, establece las condiciones que deben cumplir las empresas eléctricas de generación, transmisión y distribución y los Consumidores No Regulados para ser habilitados por el CNDC para operar en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), y un procedimiento específico para habilitar Nuevos Agentes en el MEM.

Que asimismo, el Proyecto del CNDC, incluye en Anexo un Contrato de Adhesión a ser suscrito entre el CNDC con el nuevo Consumidor No Regulado, previa a su habilitación como Agente del MEM.

Que revisado el Proyecto de Norma Operativa N° 20 "Habilitación de Agentes para operar en el Mercado Eléctrico Mayorista", se han establecido observaciones de forma en el contenido del mismo, las que fueron corregidas.

Que la Norma Operativa N° 20 presentada por el CNDC, fue revisada por la Superintendencia de Electricidad y mediante Informe DMY N° 206/2004 de 21 de septiembre de 2004, se verificó su armonización con las disposiciones vigentes de la Ley de Electricidad y su Reglamentación, siendo procedente su aprobación.

### CONSIDERANDO:

Que el Artículo 3, inciso h) y el Artículo 4 del Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico Mayorista (ROME) aprobado mediante Decreto Supremo N° 26093 de 2 de marzo de 2001, establece entre las funciones del CNDC, dictar normas operativas obligatorias para los Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista, que determinen los procedimientos y las metodologías para operar el Mercado Eléctrico Mayorista y administrar las transacciones del Mercado Spot, de acuerdo a lo establecido en el referido Reglamento.

Que el Artículo 4 del ROME, establece que es competencia de la Superintendencia de Electricidad, aprobar las normas operativas que remita el CNDC.





## SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

RESOLUCIÓN SSDE N° 286/2004

TRAMITE N° 1476

La Paz, 11 de noviembre de 2004

La Superintendencia de Electricidad, en uso de sus facultades y atribuciones conferidas por la Ley de Electricidad, su Reglamentación y demás disposiciones legales conexas,

### RESUELVE:

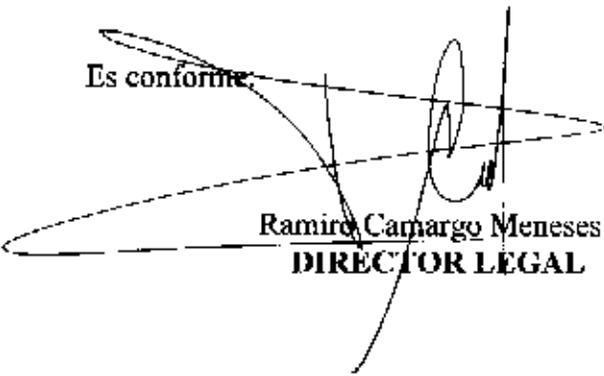
**ARTÍCULO UNICO.-** Apruébase la Norma Operativa N° 20 "Habilitación de Agentes para Operar en el Mercado Eléctrico Mayorista", del Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) en sus seis (6) puntos y su Anexo, que en Anexo forma parte de la presente Resolución.

**Regístrese, comuníquese y archívese**



Osvaldo Irusta Zambrana  
**SUPERINTENDENTE INTERINO DE ELECTRICIDAD**

Es conforme:



Ramiro Camargo Meneses  
**DIRECTOR LEGAL**





# SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 286/2004

TRAMITE N° 1476

La Paz, 11 de noviembre de 2004

## NORMA OPERATIVA N° 20

### **HABILITACION DE AGENTES PARA OPERAR EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA**

#### **1. OBJETIVO:**

Definir las condiciones que deben cumplir las Empresas Eléctricas de generación, distribución, transmisión y los Consumidores No Regulados para ser habilitados por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) para operar como Agentes en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)

#### **2. ANTECEDENTES:**

- Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico (ROME) – Artículos: 3 inciso m), 14, 18 inciso e), 19 inciso c) y 19 inciso n), aprobado mediante Decreto Supremo N° 26093 de 2 de marzo de 2001.
- Reglamento de Precios y Tarifas (RPT), Artículo 41, aprobado mediante Decreto Supremo N° 26094 de 2 de marzo de 2001.

#### **3. NUEVOS AGENTES:**

Pueden ser habilitados como nuevos Agentes del MEM:

- Empresas Eléctricas, con Licencia para ejercer la actividad de Generación.
- Empresas Eléctricas, con Licencia para ejercer la actividad de Transmisión.
- Empresas Eléctricas, con Concesión de servicio público, para ejercer la actividad de Distribución.
- Consumidores No Regulados, habilitados por la Superintendencia de Electricidad como tales.

#### **4. REQUERIMIENTOS PARA LA HABILITACION DE NUEVOS AGENTES DEL MERCADO:**

Las Empresas Eléctricas y los Consumidores No Regulados deberán cumplir con los siguientes requisitos para ser habilitados como Agentes del MEM:

##### **4.1 Solicitud formal de habilitación al CNDC.**





## SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 286/2004

TRAMITE N° 1476

La Paz, 11 de noviembre de 2004

- 4.2 Convenios de Conexión de sus instalaciones con las de otros Agentes del MEM.
- 4.3 Estudios técnicos que demuestren que la conexión de sus instalaciones no afectará negativamente la calidad y confiabilidad del Sistema Interconectado Nacional (SIN).
- 4.4 Contar con equipos de medición de energía, protección y otros, según lo requerido por el CNDC.
- 4.5 Para los Consumidores No Regulados que opten por operar en el Mercado Spot, presentar un Contrato de Adhesión y Bolceta de Garantía de cumplimiento de pago de facturas por compra de electricidad en el mercado Spot.

Estos requerimientos deberán ser cumplidos satisfactoriamente aplicando los requisitos especificados a continuación.

### 5. REQUISITOS PARA LA HABILITACIÓN DE AGENTES:

- 5.1 La Empresa Eléctrica o Consumidor No Regulado (Solicitante) debe enviar una carta al CNDC manifestando su interés de actuar como Agente del Mercado Eléctrico Mayorista e incluir una declaración que exprese literalmente: "la Empresa ..... declara conocer el Marco Legal del Sector Eléctrico Boliviano y se compromete a cumplir todas las disposiciones contenidas en la Ley de Electricidad, sus Reglamentos y Normas Operativas vigentes y futuras, y a acatar las Resoluciones que dicte el CNDC."

La carta de solicitud debe anexar la siguiente información:

a) Documentos del Solicitante:

- i) Documento que acredite la personería del representante legal o apoderado.
- ii) Personalidad jurídica de la Empresa.
- iii) Ubicación de las instalaciones para las que se solicita el ingreso al MEM.

b) Información técnica:

- i) Diagrama unifilar de sus instalaciones en alta y media tensión y detalle de su conexión a un punto del Sistema Interconectado Nacional (SIN) o Sistema Troncal Interconectado (STI).





## SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 286/2004

TRAMITE N° 1476

La Paz, 11 de noviembre de 2004

- ii) Potencia instalada.
- iii) Energía y potencia máxima requerida en el primer año de operación en el MEM, con detalle mensual y su proyección anual para los siguientes cuatro (4) años.
- iv) Parámetros eléctricos: sistemas de protección en alta tensión, niveles de voltaje, factor de potencia, factor de carga y curva de carga diaria.
- v) Fecha prevista de inicio de operación en el MEM.

La carta de solicitud debe ser enviada al CNDC por lo menos noventa (90) días calendario antes de la fecha prevista de inicio de operaciones en el MEM.

- 5.2 Con base en la información suministrada por el Solicitante y en un plazo de quince (15) días calendario, el CNDC especificará al Solicitante el alcance de los estudios eléctricos que debe realizar y los equipos de protección y medición con los que debe contar para operar en el MEM, en aplicación de las Normas Operativas N° 8, 11 y 17.
- 5.3 El Solicitante debe presentar al CNDC los estudios encargados e instalar los equipos requeridos por el CNDC. Estas actividades deben ser realizadas en coordinación con el CNDC, el que suministrará al Solicitante la base de datos del SIN.
- 5.4 Dentro del plazo de quince (15) días calendario después de recibidos los estudios eléctricos y la información técnica de las instalaciones del Solicitante, el CNDC emitirá el respectivo informe, pudiendo requerir, si corresponde, estudios complementarios y/o ajustes que sean necesarios.
- 5.5 Simultáneamente, el Solicitante deberá suscribir el o los Contratos de Conexión con los Agentes, con los cuales sus instalaciones estén físicamente conectadas y presentarlos al CNDC para su aprobación por lo menos treinta (30) días calendario antes de la fecha prevista para su incorporación al MEM. Este Contrato debe ajustarse al modelo de contrato aprobado por el CNDC.
- 5.6 Si el Solicitante es un Consumidor No Regulado, este deberá suscribir el Contrato de Adhesión que, en Anexo forma parte de esta Norma.
- 5.7 Una vez cumplido el proceso antes descrito, en el caso de instalaciones nuevas, el proceso de puesta en marcha se desarrollará de acuerdo a lo establecido en el numeral 3 de la Norma Operativa N° 11.





## SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 286/2004

TRAMITE N° 1476

La Paz, 11 de noviembre de 2004

- 5.8 Si se trata de instalaciones existentes en operación en el SIN, la Unidad Operativa (UO) del CNDC, efectuará una inspección física de ellas y elevará un informe de conformidad al CNDC con sus recomendaciones. Este informe será considerado por el CNDC en su siguiente sesión.
- 5.9 El CNDC emitirá una Resolución habilitando a la Empresa Eléctrica ó Consumidor No Regulado (Solicitante) como Agente del MEM.

### 6. REMUNERACIÓN DE LA POTENCIA EN EL PERIODO DE TRANSICION:

La remuneración por potencia en las transacciones económicas entre Agentes del MEM se inicia el 1° de noviembre de cada año. El periodo de transición es el tiempo comprendido entre la fecha de incorporación de un Agente al MEM y el 31 de octubre siguiente. Los Agentes que se incorporen al MEM en dicho periodo, pagarán los cargos por potencia y peaje de acuerdo al siguiente procedimiento:

#### 6.1 Consumidores Regulados que se incorporan al MEM y participan en la potencia de punta anual

Los Consumidores Regulados que siendo clientes de Empresas Distribuidoras dejen esa condición y se incorporen como Agentes al MEM durante el período de transición y además participen en la potencia de punta anual, se ajustarán a las siguientes condiciones:

- a) Sobre la base de la declaración del Consumidor No Regulado o de la estadística disponible, el CNDC establecerá la potencia preliminar que debe aplicarse para determinar el cargo por potencia y peaje en las Transacciones Económicas mensuales a partir de la fecha de inicio de operaciones como Agente al MEM. Asimismo, el CNDC determinará la nueva potencia de punta preliminar del Distribuidor afectado, descontando la demanda respectiva del Consumidor Regulado que se incorporó al MEM.
- b) Una vez registrada la potencia de punta anual, hasta el 31 de octubre siguiente, el CNDC determinará la participación del Distribuidor y del nuevo Consumidor No Regulado en la potencia anual de punta y recalculará el pago por potencia y peaje de estos Agentes considerando para la reliquidación los doce (12) meses anteriores (noviembre del año anterior a octubre del año en que se incorporó el nuevo Agente).





## SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 286/2004

TRAMITE N° 1476

La Paz, 11 de noviembre de 2004

### 6.2 Nuevos Consumidores No Regulados

- a) Sobre la base de la declaración del Consumidor No Regulado contenida en la información técnica que suministró para su habilitación como Agente del MEM, el CNDC establecerá la potencia preliminar que debe aplicarse para determinar el cargo por potencia y peaje en las Transacciones Económicas mensuales desde el día de su incorporación al MEM.
- b) Una vez registrada la potencia de punta anual hasta el 31 de octubre siguiente, el CNDC determinará la participación del nuevo Consumidor No Regulado en la potencia de punta y recalculará su pago por potencia, considerando para la reliquidación los doce (12) meses anteriores (noviembre del año anterior a octubre del año en que se incorporó el nuevo Agente).

### 6.3 Retiros del MEM de Consumidores No Regulados

Todo Consumidor No Regulado que se retire del MEM antes del 31 de octubre de cualquier año, deberá cancelar el cargo correspondiente por potencia hasta el mes de octubre inclusive, en los montos que serán determinados por el CNDC en oportunidad de los recálculos de los Documentos de Transacciones Económicas.





## SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 286/2004

TRAMITE N° 1476

La Paz, 11 de noviembre de 2004

### ANEXO A LA NORMA OPERATIVA N° 20

#### CONTRATO DE ADHESION

Conste por el tenor del presente documento privado, un contrato de adhesión que se suscribe al tenor de las siguientes cláusulas:

#### CLAUSULA PRIMERA.- (PARTES INTERVINIENTES)

Son partes del presente Contrato:

- a. La Empresa ..... con Personalidad Jurídica reconocida mediante ..... y habilitada por la Superintendencia de Electricidad para actuar en el MEM como Consumidor No Regulado, como consta en Resolución SSDE N°.... de fecha.....; con domicilio legal en.....representada por .....según consta en el Testimonio de Poder N° ..... autorizado por ..... en fecha .....el mismo que formará parte indisoluble del presente contrato y a quien en adelante por abreviación se denominará "AGENTE".
- b. El Comité Nacional de Despacho de Carga, representado por el Gerente de la Unidad Operativa, según consta en el Testimonio de Poder N° ..... autorizado ..... de fecha .....el mismo que formará parte indisoluble del presente contrato y a quien en adelante por abreviación se denominará "CNDC".

#### CLAUSULA SEGUNDA.- (ANTECEDENTES)

El AGENTE ha cumplido con todos los requisitos exigidos por el CNDC para su incorporación al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) en calidad de Consumidor No Regulado.

El AGENTE ha tomado conocimiento detallado de las características del funcionamiento del Sistema Interconectado Nacional y del Mercado Eléctrico Mayorista en especial de la Ley de Electricidad y sus Reglamentos así como las Normas Operativas.





## SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 286/2004

TRAMITE N° 1476

La Paz, 11 de noviembre de 2004

### CLAUSULA TERCERA.- (OBLIGACIONES DEL AGENTE)

El AGENTE se compromete al estricto cumplimiento de todas las obligaciones definidas en la Ley de Electricidad y sus Reglamentos, así como acatar las Normas Operativas y disposiciones emitidas por el CNDC vigentes y futuras.

El AGENTE se obliga a cancelar mensualmente, dentro de los quince (15) días del mes siguiente al que correspondan las transacciones, las facturas por servicios del CNDC. Los montos de estas facturas serán determinados en base a la normativa vigente. En caso de incumplimiento, el CNDC aplicará el interés penal correspondiente a los saldos deudores y podrá recurrir a las instancias legales correspondientes.

En caso de actuar como comprador en el Mercado Spot, el AGENTE se obliga a pagar, en los plazos señalados en la reglamentación, las facturas por compras de energía eléctrica que serán emitidas por las Empresas Generadoras, Distribuidoras y Transmisoras, sobre la base del documento de Transacciones Económicas del CNDC. En caso de registrarse más de dos meses de mora en el pago de sus facturas por compra de energía eléctrica, el CNDC instruirá al Agente del MEM que corresponda la desconexión del AGENTE en mora, sin necesidad de trámite o procedimiento previo alguno; simultáneamente el o los agentes acreedores solicitarán la ejecución de la Boleta de Garantía existente para este efecto tal como establece la Norma operativa N° 27.

### CLAUSULA CUARTA.- (DERECHOS DEL AGENTE)

El AGENTE tiene todos los derechos que le asigna la Ley de Electricidad y su Reglamentación, especialmente a: recibir información oportuna sobre las condiciones de operación del sistema eléctrico y de los precios de la energía y a participar en el CNDC mediante su Representante.

El AGENTE tiene el derecho de operar en el Mercado Spot, en el Mercado de Contratos o en ambos.

### CLAUSULA QUINTA.- (RESOLUCIÓN)

Este Contrato quedará resuelto cuando el AGENTE se retire del MEM y se proceda a su desconexión. Para este efecto, el AGENTE deberá informar al CNDC, minimamente con sesenta (60) días de anticipación a la fecha de su retiro del Mercado y tener vigente su Boleta de Garantía para honrar sus obligaciones económicas emergentes de los recálculos de los Documentos de Transacciones Económicas que se realizan en el mes de noviembre de cada año.





# SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 286/2004

TRAMITE N° 1476

La Paz, 11 de noviembre de 2004

## CLAUSULA SEXTA.- (ACEPTACIÓN)

Las partes aceptan libremente y sin que medie error o vicio del consentimiento alguno, el tenor de este contrato obligándose a su fiel cumplimiento.

Cochabamba ..... de ..... de 200...

AGENTE

CNDC





SUPERINTENDENCIA  
DE  
ELECTRICIDAD

## RESOLUCIÓN SSDE N° 162/2007

La Paz, 17 de mayo de 2007

### VISTOS Y CONSIDERANDO:

Que el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), en su sesión N° 211 de 14 de marzo de 2007, mediante Resolución CNDC N° 211/2007-5, aprobó el Proyecto de Norma Operativa N° 30 "Requisitos Técnicos Mínimos para Proyectos de Generación y Transmisión".

Que el CNDC mediante nota CNDC - 0044-2007 de 16 de marzo de 2007, presentó a consideración de la Superintendencia de Electricidad el Proyecto de Norma Operativa N° 30, para su respectiva aprobación.

Que la Dirección del Mercado Eléctrico Mayorista, mediante Informe DMY N° 106/2007 de 14 de mayo de 2007, luego de la revisión y análisis al Proyecto de la Norma Operativa N° 30 aprobada por el CNDC, estableció lo siguiente:

El Proyecto del CNDC establece lineamientos técnicos mínimos para el diseño de nuevos proyectos de generación y transmisión que sean incorporados al Sistema Interconectado Nacional (SIN), con la finalidad de detectar oportunamente las modificaciones en instalaciones existentes o reemplazos de equipos que resulten de su incorporación.

Dada la necesidad de contar con proyectos de generación y transmisión que cumplan requerimientos técnicos y operativos mínimos para operar en el SIN, la Norma Operativa propuesta es oportuna y repercutirá en beneficio para el Sistema en el marco de los principios de calidad y adaptabilidad establecidos en los incisos c) y e) del Artículo 3 de la Ley de Electricidad.

Por lo expuesto, el Proyecto de Norma Operativa N° 30 "Requisitos Técnicos Mínimos para Proyectos de Generación y Transmisión", no se han establecido observaciones ni de fondo ni de forma en el contenido del mismo.

Que la Norma Operativa N° 30 presentada por el CNDC, fue revisada por la Superintendencia de Electricidad y mediante Informe DMY N° 106/2007 de 14 de mayo de 2007, se verificó su armonización con las disposiciones vigentes de la Ley de Electricidad y su Reglamentación, siendo procedente su aprobación.

### CONSIDERANDO:

Que el Artículo 3, inciso h) y el Artículo 4 del Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico Mayorista (ROME) aprobado mediante Decreto Supremo N° 26093 de 2 de marzo de 2001, establecen entre las funciones del CNDC, dictar normas operativas obligatorias para los Agentes del Mercado, que determinen los procedimientos y las metodologías para operar



SUPERINTENDENCIA  
DE  
ELECTRICIDAD

**RESOLUCIÓN SSDE N° 162/2007**

La Paz, 17 de mayo de 2007

el Mercado y administrar las transacciones del Mercado Spot, de acuerdo a lo establecido en el referido Reglamento.

Que el Artículo 4 del ROME, establece que es competencia de la Superintendencia de Electricidad, aprobar las normas operativas que remita el CNDC.

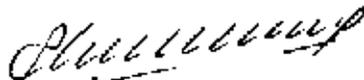
**POR TANTO:**

El Superintendente Interino de Electricidad, en uso de sus facultades y atribuciones conferidas por la Ley de Electricidad, su Reglamentación y demás disposiciones legales vigentes,

**RESUELVE:**

**ARTÍCULO ÚNICO.-** Aprobar la Norma Operativa N° 30 "Requisitos Técnicos Mínimos para Proyectos de Generación y Transmisión", del Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) en sus diez (10) puntos, que en Anexo forma parte de la presente Resolución.

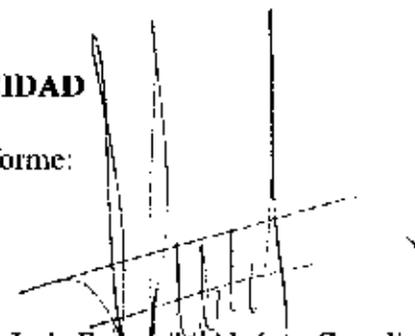
**Regístrese, comuníquese y archívese**



Jorge Choque Ajuacho

**SUPERINTENDENTE INTERINO DE ELECTRICIDAD**

Es conforme:



Luis Fernando Alcócer Guardia  
**DIRECTOR LEGAL**



SUPERINTENDENCIA  
DE  
ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 162/2007

La Paz, 17 de mayo de 2007

## NORMA OPERATIVA N° 30

### REQUISITOS TECNICOS MÍNIMOS PARA PROYECTOS DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN

#### 1. OBJETIVO

Establecer lineamientos técnicos mínimos para el diseño de nuevos proyectos de generación y transmisión que sean incorporados al Sistema Interconectado Nacional y detectar oportunamente las modificaciones en instalaciones existentes o remplazo de equipos que resulten de su incorporación.

#### 2. ANTECEDENTES

Los proyectos de generación y transmisión que sean incorporados al Sistema Interconectado Nacional, además de ser diseñados y construidos siguiendo los lineamientos técnicos de normas internacionales, deben cumplir requerimientos técnicos y operativos mínimos para operar en el Sistema. Estos requerimientos deben ser conocidos por las Empresas Eléctricas interesadas en ejecutar nuevos proyectos o modificar instalaciones existentes. Solamente los proyectos que tengan las características técnicas que se establecen en esta Norma podrán ser propuestas a la Superintendencia de Electricidad para la Licencia de Operación correspondiente.

Los requerimientos técnicos y estudios solicitados por el CNDC según la Norma Operativa N° 11 deben ser considerados como referenciales, por lo que no libera a las Empresas propietarias de la responsabilidad de la adecuada concepción y operación de sus proyectos.

#### 3. DEFINICIONES

**Sistema Eléctrico:** Es el conjunto de las instalaciones para la Generación, Transmisión y Distribución de electricidad.

**Sistema Interconectado Nacional (SIN):** Es el Sistema Eléctrico Interconectado que abastece de electricidad a los Departamentos de La Paz, Cochabamba, Santa Cruz, Oruro, Chuquisaca, Potosí y los Sistemas Eléctricos que en el futuro se interconecten con éste.

**Estabilizador del Sistema de Potencia (PSS):** Es el equipo que permite realizar control y amortiguamiento del sistema eléctrico, frente a oscilaciones de potencia en el SIN.

**Arranque negro:** Característica del diseño interno de una unidad de generación, que incluye equipamiento necesario para permitir el arranque de la unidad por sus propios medios, es decir sin energía externa a la central.



SUPERINTENDENCIA  
DE  
ELECTRICIDAD

## ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 162/2007

La Paz, 17 de mayo de 2007

**Mercado Eléctrico Mayorista (MEM):** Es el Mercado integrado por Generadores, Transmisores, Distribuidores y Consumidores No Regulados, que efectúan operaciones de compra-venta y transporte de electricidad en el SIN.

### 4. RESPONSABILIDADES

4.1 Las Empresas Eléctricas interesadas en ejecutar proyectos de generación, transmisión en el Sistema Interconectado, deben demostrar al CNDC que los mismos tienen las características técnicas mínimas señaladas en esta Norma.

Así mismo, deben informar oportunamente al Comité en caso de que la ejecución de los proyectos en el Sistema Nacional Interconectado implique modificaciones o reemplazo de equipos o instalaciones que se encuentren en operación.

4.2 El CNDC dentro del plazo de 30 días revisará los proyectos de los interesados para verificar el cumplimiento de esta Norma y emitir el informe correspondiente a la Superintendencia de Electricidad para fines de otorgar la licencia respectiva.

### 5. ALCANCE

El cumplimiento de las especificaciones técnicas mínimas de esta Norma es obligatorio para todas las unidades o centrales de generación, tanto termoeléctricas como hidroeléctricas con capacidad efectiva en el sitio superior a 1.0 MW.

Igualmente, comprende a proyectos de líneas de transmisión y subestaciones con tensiones iguales o superiores 69 kV y todas las instalaciones y equipos asociados con dichos proyectos.

### 6. CARACTERISTICAS TECNICAS MINIMAS

#### 6.1 INSTALACIONES DE GENERACION

En centrales termoeléctricas, una de cada tres unidades debe contar con facilidades de arranque negro.

En centrales hidroeléctricas, todas las unidades con capacidad igual o mayor a 10 MW deben contar con arranque negro.

Todas las unidades generadoras con capacidad igual o mayor a 10 MW deben contar con equipos estabilizadores PSS.

Las unidades hidroeléctricas, con potencias superiores a 10 MW, deberán tener una Constante de Inercia (H) global igual o superior a 2 MW- seg./MVA.



SUPERINTENDENCIA  
DE  
ELECTRICIDAD

## ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 162/2007

La Paz, 17 de mayo de 2007

Las unidades generadoras con potencias efectivas mayores a 3 MW, deberán contar con reguladores de voltaje y velocidad adecuados y compatibles con las características de las máquinas motrices y con los utilizados en las unidades en actual operación. Deben poder operar en regulación de velocidad cuando se encuentren conectadas al SIN.

El factor de potencia de los generadores no deberá ser superior a 0.85.

Los equipos de maniobra deben ser compatibles con los diseños aplicados en las subestaciones donde vayan a conectarse.

Las características de los Reguladores de tensión y velocidad deben ser compatibles con las definidas en las Condiciones de Desempeño Mínimo.

Las características de los sistemas de protección deben tomar en cuenta lo especificado en la Norma Operativa N° 17 y en las Condiciones de Desempeño Mínimo.

Las instalaciones deben enviar señales al sistema Scada operado por el CNDC, según lo especificado en la Norma Operativa N° 11.

### 6.2 LINEAS DE TRANSMISION

6.2.1 Las líneas en 230 kV, con longitudes mayores a 90 Km deberán contar con reactores de compensación por un porcentaje entre 50 y 85%. La diferencia entre la generación de reactivo de la línea, en vacío y el reactivo absorbido por el o los reactores de compensación no deberá ser superior a 13.5 MVar.

6.2.2 La ubicación del reactor o los reactores deberá permitir la energización de la línea desde ambos extremos y estar determinada en base a estudios eléctricos con un horizonte de al menos 4 años y teniendo en cuenta la regulación de voltaje en los puntos adyacentes a los extremos de la línea.

6.2.3 Las líneas en 230 kV deberán poder operar con reconexión monofásica. Para asegurar el recierre en líneas de 230 kV de longitudes mayores a 100 km se deberá conectar en uno o más puntos en derivación a la línea, reactores monofásicos con una unidad de reserva y reactor de neutro.

En las subestaciones donde ya hubiese una unidad monofásica de reserva, no será necesaria disponer de una adicional.

6.2.4 Los valores de resistencia de pie de torre de las estructuras de las líneas de transmisión no deberán ser superiores a 20 Ohmios, medidos en época seca.



SUPERINTENDENCIA  
DE  
ELECTRICIDAD

## ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 162/2007

La Paz, 17 de mayo de 2007

- 6.2.5 Las líneas con longitudes mayores a 150 km deben contar con transposiciones para equilibrar las impedancias de fase.
- 6.2.6 Los equipos de maniobra deben ser compatibles con los diseños aplicados en las subestaciones donde vayan a conectarse.
- 6.2.7 Para extensiones radiales del SIN en tensiones superiores o iguales a 69 kV, o proyectos de interconexión del SIN con áreas deficitarias de potencia, se deberá demostrar la operación del área de influencia del proyecto dentro de los márgenes establecidos en las Condiciones Mínimas de Desempeño para el primer y cuarto año de operación del proyecto.
- 6.2.8 Las características de los sistemas de protección deben tomar en cuenta lo especificado en la Norma Operativa N° 17.
- 6.2.9 Las instalaciones deben enviar señales al sistema Scada operado por el CNDC, según lo especificado en la Norma Operativa N° 11.

### 6.3 TRANSFORMADORES Y AUTOTRANSFORMADORES

- 6.3.1 Los Transformadores y/o Autotransformadores para transmisión, deben tener regulación bajo carga con un margen mínimo de  $\pm 10\%$ , en pasos no mayores a 1.0%.

Cuando se tengan que instalar transformadores en paralelo a otros existentes, los conmutadores de posiciones no requiera cumplir con la recomendación del párrafo anterior y deberán ser similares a los existentes.

- 6.3.2 Los transformadores y/o Autotransformadores para transmisión deben contar con servicios auxiliares de emergencia para hacer posible el cambio de taps en condiciones de colapso.
- 6.3.3 Los transformadores y/o Autotransformadores con capacidad de 100 MVA o más, deben estar constituidos por unidades monofásicas y contar con una unidad de reserva.

Este requerimiento se aplicará también a transformadores y/o Autotransformadores con capacidades superiores a 25 MVA, en función a la importancia que el equipo tenga para la continuidad del suministro eléctrico, en especial para extensiones radiales del sistema, o interconexiones del SIN con áreas deficitarias de potencia

- 6.3.4 Los bancos de transformadores compuestos por unidades monofásicas, deberán contar con medios de reemplazo a través del conexionado eléctrico, tanto en alta tensión



SUPERINTENDENCIA  
DE  
ELECTRICIDAD

## ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 162/2007

La Paz, 17 de mayo de 2007

como en la parte de circuitos de control y protección, sin el movimiento físico de las unidades.

- 6.3.5 Los equipos de maniobra deben ser compatibles con los diseños aplicados en las subestaciones donde vayan a conectarse.
- 6.3.6 Las características de los sistemas de protección deben tomar en cuenta lo especificado en la Norma Operativa N° 17.
- 6.3.7 Las instalaciones deben enviar señales al sistema Scada operado por el CNDC, según lo especificado en la Norma Operativa N° 11.

### 7. AISLAMIENTO EXTERNO DE EQUIPOS DE SUBESTACIONES

Los equipos de subestaciones, interruptores, seccionadores, transformadores de medida y aislación externa de transformadores de potencia, autotransformadores y reactores, deberán tener un Nivel Básico de Aislación (BIL), adecuado a la altura de instalación sobre el nivel del mar, determinados mediante estudios específicos. Como referencia se detalla el BIL recomendado para las subestaciones existentes.

#### Nivel de voltaje 230 kV

Llano: Guaracachi, Urubó, Carrasco	950 kV
Valles: Valle Hermoso, Santiviáñez, Sucre	1175 kV
Altiplano, Vinto, Mazocruz, Punutuma	1300 kV

#### Nivel de voltaje 115 kV

Llano: Guaracachi, Urubó, Carrasco	550 kV
Valles: Valle Hermoso, Santiviáñez, Sucre	650 kV
Altiplano: Vinto, Mazocruz, Punutuma	750 kV

### 8. PROCEDIMIENTO PARA LA REVISIÓN DE PROYECTOS

8.1 Los proyectos deben ser presentados al CNDC con el siguiente detalle:

- Características técnicas generales.
- Características técnicas mínimas señaladas en esta Norma.
- Plazos y condiciones para su ejecución.
- Estado actual del proyecto.
- Estudios eléctricos de flujos de potencia y cortocircuitos para el primer y cuarto año de operación del proyecto que demuestren la compatibilidad del proyecto con los equipos e instalaciones existentes del SIN.
- Necesidades de modificaciones o reemplazo de equipos en instalaciones en operación.



SUPERINTENDENCIA  
DE  
ELECTRICIDAD

## **ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 162/2007**

La Paz, 17 de mayo de 2007

- 8.2 El CNDC, en un plazo de 30 días hábiles de la fecha de presentación, emitirá un informe sobre el proyecto en general y sobre el cumplimiento de las características mínimas señaladas en esta Norma en especial. Este informe será puesto en conocimiento de la Superintendencia de Electricidad
- 8.3 La aprobación del CNDC habilita a la Empresa propietaria del proyecto a realizar sus gestiones ante los organismos del Estado para la ejecución del mismo.

### **9. VIGENCIA**

La presente norma entrará en vigencia una vez aprobada por el CNDC y la Superintendencia de Electricidad.

### **10. MODIFICACIONES**

Cualquier modificación a la presente norma será efectuada por el CNDC y aprobada por la Superintendencia de Electricidad.



## SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

RESOLUCIÓN SSDE N° 089/2005

TRAMITE N° 1597

La Paz, 6 de junio de 2005

### VISTOS Y CONSIDERANDO:

Que mediante Decreto Supremo N° 26093 de 2 de marzo de 2001, se aprobó el nuevo Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico (ROME) y mediante Decreto Supremo N° 26094 de 2 de marzo de 2001, se aprobó el nuevo Reglamento de Precios y Tarifas (RPT).

Que mediante Resolución SSDE N° 046/2001 de 14 de marzo de 2001, en su Artículo Primero se aprobaron transitoriamente las Normas Operativas N° 1 a la 17. En su Artículo Segundo se instruyó al Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) aplicar dichas Normas Operativas en todo lo que no fuera incompatible con las disposiciones contenidas en el ROME; y en su Artículo Tercero se instruyó al CNDC revisar y actualizar las Normas Operativas, hasta el 30 de junio de 2001.

Que el CNDC mediante nota CNDC – LP 049/2005 de 7 de abril de 2005, presentó a consideración de la Superintendencia de Electricidad el Proyecto de Norma Operativa actualizada N° 8: “Sistema de Medición Comercial” aprobada por el CNDC en su sesión N° 179 de 30 de marzo de 2005, para su respectiva aprobación.

Que la Empresa Eléctrica Corani S.A. mediante nota COR/GC-0498-2005 de 14 de abril de 2005, expuso ante la Superintendencia de Electricidad sus observaciones al proyecto de Norma Operativa N° 8 del CNDC, argumentando que no existía justificación técnica para independizar los circuitos de tensión y corriente para la medición comercial, de los indicadores locales para operación de instalaciones, transductores para la operación en tiempo real y equipos de registros de fallas y perturbaciones, mientras no se sobrepase la prestación de los circuitos de medición.

Que la Superintendencia de Electricidad, mediante nota SE-1594-DMY-172/2005 de 20 de mayo de 2005, solicitó al CNDC la aclaración de la sección Condiciones Generales del Anexo 1 del Proyecto de Norma Operativa N° 8, la justificación técnica respectiva para independizar los circuitos de tensión y corriente de los circuitos que contienen indicadores locales para operación de instalaciones.

Que mediante nota CNDC – LP 068/2005 de 1° de junio de 2005, el CNDC realizó las aclaraciones solicitadas por la Superintendencia de Electricidad, señalando que no existen inconvenientes para que los circuitos de corriente para la medición incluyan indicadores para la operación de las instalaciones, mientras no se sobrepase la prestación de diseño de los transformadores de corriente.

### CONSIDERANDO:

Que la Norma Operativa N° 8 presentada por el CNDC, fue revisada por la Superintendencia de Electricidad y las observaciones realizadas, se refieren esencialmente a modificaciones de forma que permiten aclarar y puntualizar la propuesta del CNDC y armonizar con las disposiciones legales y reglamentarias en vigencia.





## SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

RESOLUCIÓN SSDE N° 089/2005

TRAMITE N° 1597

La Paz, 6 de junio de 2005

Que adicionalmente, en consideración a la nota CNDC – LP 068/2005 de 1° de junio de 2005, que concluye que no es obligatorio para los actuales Agentes del MEM proceder a independizar los circuitos de señales de corriente del Sistema de Medición Comercial, mientras no se sobrepase la prestación de diseño de los transformadores de corriente, se modificó el texto del párrafo cuarto de la sección Condiciones Generales del Anexo 1 del Proyecto de Norma, incluyendo dicha aclaración.

Por lo expuesto, mediante Informe DMY N° 120/2005 de 1° de junio de 2005, se verificó su armonización con las disposiciones vigentes de la Ley de Electricidad y su Reglamentación, siendo procedente su aprobación.

### CONSIDERANDO:

Que el Artículo 3, inciso h) y el Artículo 4 del Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico Mayorista (ROME) aprobado mediante Decreto Supremo N° 26093 de 2 de marzo de 2001, establecen entre las funciones del CNDC, dictar normas operativas obligatorias para los Agentes del Mercado, que determinen los procedimientos y las metodologías para operar el Mercado y administrar las transacciones del Mercado Spot, de acuerdo a lo establecido en el referido Reglamento.

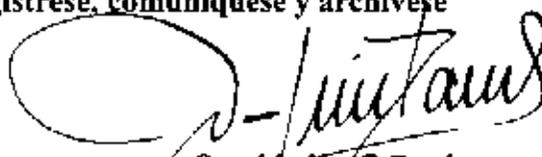
Que el Artículo 4 del ROME, establece que es competencia de la Superintendencia de Electricidad, aprobar las normas operativas que remita el CNDC.

La Superintendencia de Electricidad, en uso de sus facultades y atribuciones conferidas por la Ley de Electricidad, su Reglamentación y demás disposiciones legales conexas,

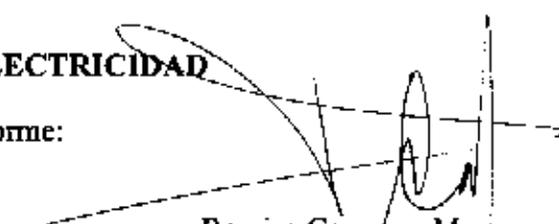
### RESUELVE:

**ARTÍCULO ÚNICO.-** Apruébase la Norma Operativa N° 8 “Sistema de Medición Comercial”, del Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) en sus once (11) puntos y su Anexo 1, que en Anexo forma parte de la presente Resolución.

**Regístrese, comuníquese y archívese**

  
Osvaldo Trueta Zambrana  
**SUPERINTENDENTE INTERINO DE ELECTRICIDAD**

Es conforme:

  
Ramiro Camargo Mereses  
**DIRECTOR LEGAL**





# SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 089/2005

TRAMITE N° 1597

La Paz, 6 de junio de 2005

## NORMA OPERATIVA N° 8

### SISTEMA DE MEDICIÓN COMERCIAL

#### 1. OBJETIVOS:

Normar las características técnicas de los equipos de medición de energía eléctrica que formen parte del Sistema de Medición Comercial (SMEC) en el Mercado Eléctrico Mayorista Boliviano (MEM).

Normar la puesta en servicio, la operación y el mantenimiento de equipos que formen parte del SMEC.

Definir los derechos y obligaciones de los Agentes del MEM, así como de la Unidad Operativa del CNDC (UO), con respecto al SMEC.

#### 2. ANTECEDENTES:

2.1 Ley de Electricidad: Artículo 19 inciso e)

2.2 Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico: Artículo 3 incisos g), h), i); Artículo 18 inciso f) y Artículo 20.

#### 3. DEFINICIONES:

Las siguientes definiciones son de aplicación específica en esta Norma Operativa:

- **Medidor:** Dispositivo destinado a la medición, registro y control de parámetros eléctricos.
- **Registrador:** Dispositivo que almacena en una memoria información proveniente de uno o más medidores.
- **Registro de medición:** Resultado de la medición de los parámetros eléctricos realizada por los medidores y/o registradores expresados sobre una base de tiempo.
- **Hora Universal:** Es la hora registrada para Bolivia por el Sistema Satelital al cual se encuentra conectado el sistema SCADA del Centro de Despacho de Carga de la UO y respecto a la cual son sincronizados los relojes de los medidores y registradores del SMEC.
- **Base de datos de inyecciones y retiros:** Es la base de datos validada del SMEC que contiene los registros de inyecciones y retiros en nodos del MEM.





## SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 089/2005

TRAMITE N° 1597

La Paz, 6 de junio de 2005

### 4. SISTEMA DE MEDICIÓN COMERCIAL:

El Sistema de Medición Comercial (SMEC) es el conjunto de equipos de medición instalados en nodos del Sistema Interconectado Nacional (SIN), con la finalidad de almacenar información aplicable a las transacciones comerciales entre Agentes del MEM. Estos equipos de medición registran las inyecciones y retiros de energía, potencias activas (kWh, kW) y reactivas (kVARh, kVAR) así como las tensiones por fase y corrientes por fase en los puntos de inyección y/o retiro en el MEM. Los equipos de medición deben cumplir con las especificaciones señaladas en el Anexo I de ésta Norma.

En caso de que los equipos de medición de un Agente no registren tensiones y/o corrientes por fase, dicho Agente deberá remitir, a solicitud de la UO, los protocolos de pruebas de campo realizadas a sus transformadores de corriente y transformadores de tensión empleados en la medición comercial para garantizar el buen estado de operación de estos.

Se entiende por equipo de medición al conjunto formado por transformadores de tensión (PTs) y de corriente (CTs), medidores de energía, equipos registradores de demanda, indicadores de parámetros eléctricos y equipos auxiliares de conexión/desconexión para ensayos en los circuitos de tensión (PTDs) y de corriente (CTDs).

Los equipos de medición comercial constituyen mecanismos de interés común a los Agentes del MEM, por su naturaleza de entregar parámetros eléctricos para las transacciones de compra y venta de energía, por lo tanto la intervención en los mismos solo puede hacerse con conocimiento de los Agentes involucrados y de la UO, quien además debe autorizar cualquier intervención.

Los Agentes del MEM son responsables de la instalación, operación y mantenimiento de los equipos de medición que pertenezcan al SMEC, del envío a la UO de toda la información técnica de sus equipos de medición, así como de la energía y potencia registrada en sus medidores.

### 5. INSTALACION DE EQUIPOS DE MEDICIÓN:

Todo Agente del MEM tiene la obligación de instalar un sistema de medición acorde con las características establecidas en ésta Norma.

Los Agentes del Mercado instalarán equipos de medición en el SMEC, previa aprobación expresa de la UO.





## SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 089/2005

TRAMITE N° 1597

La Paz, 6 de junio de 2005

Previamente al ingreso en operación comercial de equipos de medición que formen parte del SMEC, la UO realizará pruebas de recepción, consistentes en:

- a) Verificación de características técnicas de los equipos instalados en cumplimiento a las especificaciones descritas en el Anexo I de esta Norma.
- b) En el caso de medidores, verificación de los certificados de calibración suministrados por el fabricante, su representante en territorio nacional o el proveedor de los mismos y reportes de ensayos en sitio realizados por entidades que sean aprobadas por la UO.
- c) En el caso de Transformadores de Medida, verificación del reporte de pruebas de relación de transformación y clase de precisión suministrados por el fabricante (o su representante en territorio nacional) o el proveedor de los mismos.
- d) Medición de ángulos eléctricos de las señales de tensión y corriente en bornes de conexión de los medidores, a fin de verificar su correcta conexión eléctrica.
- e) Pruebas de la operación del sistema de medición y validación de sus registros.
- f) Pruebas de comunicación remota desde las instalaciones de la UO.

Los Agentes del Mercado que instalen equipos de medición deben suministrar a la UO el software, manuales e instructivos necesarios para la operación del mismo. Éstos deben ser recibidos con una anticipación mayor a diez (10) días hábiles antes de la fecha prevista del ingreso en operación comercial de los equipos.

### 5.1 Procedimiento para la Incorporación de Equipos de Medición:

- a) El Agente del MEM que requiera instalar o reponer un equipo de medición en el SMEC, deberá enviar a la Unidad Operativa del CNDC la siguiente información:
  - Diagrama unifilar del punto de inyección y/o retiro, detallando la conexión de los equipos de medición (transformadores de medida, medidores, registradores, etc.)
  - Diagrama multifilar del sistema de medición.
  - Características técnicas de los equipos de medición:





## SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 089/2005

TRAMITE N° 1597

La Paz, 6 de junio de 2005

Para transformadores de medida:

- Marca
- Tipo y modelo
- Relación de transformación
- Clase de precisión
- Prestación (potencia de diseño)
- Reporte de pruebas de relación de transformación y clase de precisión

Para medidores:

- Marca
- Tipo y modelo
- Número de serie
- Clase de precisión
- Tipo de servicio
- Valores nominales de corriente, tensión y frecuencia
- Factores de multiplicación
- Prestación (consumo interno)
- Certificados de calibración

- Medio para comunicación remota

- b) La Unidad Operativa del CNDC verificará el cumplimiento de las características técnicas exigidas y comunicará al Agente su no objeción en un plazo no mayor a siete (7) días hábiles.

De contar con la no objeción de la UO, el Agente respectivo programará la realización de los trabajos para instalar los equipos de medición y comunicará a la UO al menos tres (3) días antes de la fecha de realización de trabajos, lo siguiente:

- Fecha, hora y la duración estimada del trabajo
- Equipos de medición a ser afectados

- c) Luego de efectuarse el trabajo, el Agente informará a la UO dentro de las veinticuatro (24) horas siguientes a la conclusión del mismo, lo siguiente:

- Fecha, hora y la duración real del trabajo.
- Equipos de medición afectados





## SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 089/2005

TRAMITE N° 1597

La Paz, 6 de junio de 2005

- Modificaciones en equipos de medición existentes como consecuencia del trabajo.
  - Cuando corresponda, las modificaciones al diagrama unifilar informado inicialmente.
- d) La UO programará y configurará los equipos de medición instalados e introducirá en ellos una contraseña de seguridad para evitar reprogramaciones no autorizadas.
- e) La UO comunicará a los Agentes del MEM cualquier cambio o modificación en el SMEC, en el plazo de tres días de la puesta en servicio del equipo de medición.
- f) El Agente correspondiente y la UO, firmarán un Acta de Recepción del nuevo punto de medición que incluirá lo siguiente:
- Características técnicas de los equipos instalados.
  - Resultado de la medición de ángulos eléctricos
  - Valores de las señales de tensión (V) y corriente (A) en bornes del medidor (señales secundarias).

### 6. OPERACIÓN DEL SISTEMA DE MEDICION COMERCIAL:

#### 6.1 Recepción de Registros:

- a) Los Agentes del MEM son responsables de la operación y mantenimiento de sus equipos de medición. Son también responsables de enviar diariamente a la UO sus datos registrados en dichos equipos.
- b) Los registros de medición de los puntos de inyección y/o retiro del SMEC deben ser remitidos por los Agentes diariamente hasta horas 10:00 a.m. mediante las direcciones de correo electrónico (una principal y otra de respaldo) habilitadas para éste fin. La información de los días feriados (nacionales y departamentales), sábados y domingos debe ser enviada el primer día hábil siguiente.
- c) Desde hrs. 10:00 a.m., la UO procesará la información recibida de los Agentes. De existir fallas o registros faltantes, la UO comunicará vía Fax al Agente responsable para su complementación respectiva.
- d) De no recibirse los datos de medidores hasta hrs. 12:00 del mismo día, la UO, sin asumir la responsabilidad del Agente, y con el fin de completar la





## SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 089/2005

TRAMITE N° 1597

La Paz, 6 de junio de 2005

información necesaria, procederá con la interrogación remota de los medidores cuya información falta, si la acción no es exitosa, interrogará los medidores de respaldo o procederá a estimar los registros correspondientes, tal como se detalla en el numeral 9 de esta Norma.

### 6.2 Validación de los registros de medición del SMEC:

La Unidad Operativa del CNDC procesará y validará los registros de medición del SMEC siguiendo los siguientes criterios:

- a) Se revisan los registros de medición con el objeto de detectar "ceros" en puntos de demanda. En caso de detectarse "ceros", se investiga el origen de los mismos y de comprobarse alguna falla en los registros, se realiza la estimación de acuerdo con el numeral 9 de ésta Norma.
- b) Se revisan los registros de medición con el objeto de detectar cambios apreciables, no justificados, entre dos intervalos sucesivos. En caso de detectarse tales variaciones, se investiga el origen de las mismas y de comprobarse que existe falla en los registros, se realiza la estimación correspondiente.
- c) Una vez aplicados los procesos de los incisos anteriores, se realiza el balance de inyecciones y retiros, a partir del cual, se obtienen las pérdidas porcentuales de potencia, para cada intervalo de 15 minutos. Si el valor es menor a 0,5% ó mayor a 5% se revisa la información y la operación global del sistema buscando la causa del valor de pérdidas encontrado. Si corresponde, se realizan las correcciones y/o estimaciones que sean requeridas hasta obtener el balance correcto.

Cumplidos los pasos anteriores, se realiza la actualización final de la base de datos de inyecciones y retiros informados por los Agentes para procesar el Postdespacho Diario.

### 6.3 Verificación semanal del SMEC:

La UO interrogará semanalmente los equipos del SMEC de acuerdo al siguiente procedimiento:

- a) Se procede a la interrogación remota de los equipos de medición.
- b) Se revisa la existencia de mensajes de error (en los programas de los equipos que tienen la opción de diagnóstico automático) que alerten sobre alguna condición





## SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 089/2005

TRAMITE N° 1597

La Paz, 6 de junio de 2005

anormal en la operación del equipo leído como ser batería baja: base de tiempo, paridad de intervalos, memorias RAM y ROM y otros

- c) Se realiza mediante enlace remoto un diagnóstico en línea de los equipos (diagnóstico manual) para conocer el estado de la batería, base de tiempo, paridad de intervalos, memorias RAM y ROM y funcionamiento en general de los equipos.

Si corresponde, se corrigen los registros de medición (intervalos de 15 min.) afectados por cualquier mal funcionamiento del equipo. En el caso de saturación, pérdidas de alimentación o pérdida de información se recurre a la estimación de registros de acuerdo a lo indicado en el numeral 9 de ésta Norma.

- d) Finalizado el diagnóstico de los equipos la interrogación se revisan los mensajes de error en las bases de datos de los programas respectivos para todos los equipos interrogados. Se buscan posibles mensajes de pérdida de información, saturación de intervalos, pérdida de alimentación, batería de respaldo baja y puesta en hora de equipos.
- e) Se revisan los registros de tensión por fase obtenidos de los medidores. A partir de éstos se verifica que los niveles de tensión secundarios recibidos por el medidor tengan la magnitud adecuada, de acuerdo al nivel de tensión donde se encuentra instalado el equipo y según la relación de transformación de los PTs utilizados. Ésta verificación permite detectar fallas en los PTs que envían señales de tensión al medidor.
- f) Se revisan los registros de corriente por fase obtenidos de los medidores. A partir de éstos y según la relación de transformación de los CTs utilizados en la instalación, se verifica que la corriente primaria del CT éste entre el 10% y 120% de la corriente nominal del CT. Ésta verificación permite detectar estados de saturación en los CTs, lo cual lleva a inexactitudes en la medición de corriente que ingresan al medidor.

En caso de que algún equipo no pueda ser interrogado o presente falla en su diagnóstico, el hecho es comunicado de inmediato al Agente responsable para que éste tome las acciones correctivas a la brevedad posible. Una vez que el Agente realiza las correcciones, se procede nuevamente a interrogar remotamente el equipo para verificar su funcionamiento.

A los registros de medición obtenidos por la UO dentro el proceso de verificación semanal, se aplican también las validaciones descritas en el numeral 6.2 anterior.





## SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 089/2005

TRAMITE N° 1597

La Paz, 6 de junio de 2005

Hasta el tercer día de cada mes, los Agentes del MEM deberán remitir a la UO por correo electrónico o por fax, la energía registrada en el mes anterior por el respectivo Agente. En forma mensual, la UO realizará la comparación de estas energías informadas respecto de las obtenidas del proceso de verificación semanal. En caso de existir diferencias inferiores a 0,5% en más o en menos se adoptarán los valores obtenidos por la UO. De superarse dicho límite, la UO y el Agente respectivo conciliarán las diferencias.

Finalmente, los registros validados en forma mensual pasan a formar parte de la Base de Datos de inyecciones y retiros que es utilizada para la valorización de las Transacciones Económicas mensuales y se consolidan como información final para efectos estadísticos.

### 7. INTERVENCIONES EN EQUIPOS DE MEDICION:

La UO realizará las siguientes tareas, previa notificación al Agente responsable:

- a) Controlar la base de tiempo de los equipos, corrigiendo la misma toda vez que se encuentre con un desfase mayor en dos (2) minutos, en adelante o retraso, respecto de la Hora Universal.
- b) Reprogramación y/o reconfiguración en los casos que se requiera.

Los Agentes del MEM son responsables de verificar el funcionamiento adecuado de sus equipos de medición. No obstante, y sin asumir esa responsabilidad, la Unidad Operativa del CNDC podrá verificar, cada vez que crea necesario, el correcto funcionamiento de los equipos de medición, mediante el software disponible para la operación del SMEC.

Así mismo, la UO realizará ajustes o correcciones a los registros de medición obtenidos de los medidores en caso de fallas o trabajos de mantenimiento.

Los Agentes solo podrán modificar la configuración y programación de sus equipos de medición, previa coordinación con la UO.

Cuando se requiera la intervención de los equipos del SMEC por trabajos a realizarse u otros motivos, ésta será efectuada por los Agentes responsables de dichos equipos, previa notificación escrita a la UO al menos tres (3) días antes de su realización, lo siguiente:

- Participantes en la intervención
- Tipo de trabajo a realizar

8





## SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 089/2005

TRAMITE N° 1597

La Paz, 6 de junio de 2005

- Fecha, hora y duración estimada del trabajo
- Equipos de medición a ser afectados
- Modificaciones en la medición como consecuencia del trabajo.

En función del tipo de trabajo a realizar, la UO definirá su participación en el mismo. Así mismo, podrán participar los Agentes del MEM que lo soliciten.

Una vez efectuados los trabajos correspondientes, los Agentes informarán a la UO, en un plazo de veinticuatro (24) horas luego de concluido el trabajo, lo siguiente:

- Fecha, hora y duración real del trabajo
- Equipos de medición afectados
- Modificaciones en la medición como consecuencia del trabajo, en especial cambios en multiplicadores.
- En caso de cambio de equipos, indicar las características del nuevo equipo, el cual debe cumplir las especificaciones detalladas en el Anexo 1 de esta Norma.

De ser necesario, la UO reprogramará o reconfigurará los equipos de medición.

### 8. FALLAS EN EQUIPOS DE MEDICIÓN:

#### 8.1 Fallas Temporales:

En casos de falla de los equipos de medición, el Agente podrá efectuar los trabajos de reparación sin aviso escrito a la Unidad Operativa del CNDC, debiendo sin embargo notificar verbalmente al personal responsable del SMEC de la UO. Dentro de las siguientes veinticuatro (24) horas posteriores a la solución del problema, el Agente informará por escrito a la UO, lo siguiente:

- a) Tipo del trabajo realizado
- b) Motivo del trabajo, emergencia o falla
- c) Fecha, hora y la duración del trabajo
- d) Equipos de medición afectados
- e) Modificaciones en la medición como consecuencia del trabajo
- f) En caso de cambio de algún equipo, indicar las características del nuevo equipo, el cual debe cumplir las especificaciones detalladas en el Anexo 1 de esta Norma.

De ser necesario, la UO reprogramará los equipos de medición.





## SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 089/2005

TRAMITE N° 1597

La Paz, 6 de junio de 2005

### 8.2 Fallas permanentes:

En casos de falla permanente en un equipo de medición del SMEC el Agente involucrado deberá habilitar un sistema de medición provisional mientras dure la reposición del equipo, dentro de las cuarenta y ocho (48) horas de registrada la falla.

La reposición definitiva de la medición debe efectuarse antes de tres (3) meses en aquellos casos donde el daño o falla se presente en medidores y/o registradores, o antes de seis (6) meses en aquellos casos donde el daño o falla se presente en transformadores de medida (CTs o PTs).

El Agente involucrado deberá informar a la UO el avance de los trabajos de reposición.

### 8.3 Fallas en el sistema de comunicación:

De producirse fallas en el sistema de comunicación utilizado para la interrogación remota de medidores que pertenecen al SMEC, el Agente involucrado deberá obtener diariamente en sitio, los registros respectivos y remitirlos por correo electrónico a la UO antes de hrs. 10:00 a.m. de cada día, tal como se especifica en el numeral 6.1.b).

## 9. PROCEDIMIENTOS PARA COMPLETAR INFORMACIÓN DE MEDICIÓN:

### 9.1 Estimación de registros de medición por fallas o trabajos de mantenimiento:

En los casos que se tengan registros de medición irreales o pérdida de los mismos debido a alguna interrupción o falla en el sistema de medición, los registros deberán ser estimados por la UO, aplicando los siguientes criterios:

- a) Si la interrupción o error en los registros de medición sucede en un intervalo de quince (15) minutos, el registro es estimado promediando un intervalo antes y un intervalo después de la falla o interrupción.
- b) Si la interrupción o error en los registros de medición es de más de quince (15) minutos, pero menos de una hora, los registros son estimados promediando tres intervalos antes y tres intervalos después de la interrupción o falla.





## SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 089/2005

TRAMITE N° 1597

La Paz, 6 de junio de 2005

- c) Si la interrupción o error en los registros de medición es de más de una hora, los registros son estimados manualmente a partir de:
- Información de medidores de respaldo (si existe)
  - Información del Sistema SCADA
  - Registros de periodos anteriores. Se considera un promedio de los mismos días (los mismos intervalos de quince (15) min. en cada hora) de tres semanas anteriores, desechando los días atípicos. Para días feriados se consideran días de características similares.

### 9.2 Estimaciones para puntos sin lectura remota:

Para cada día de la semana y para cada intervalo de quince (15) min. Se promedian los registros reales del mismo día e intervalos correspondientes a cuatro semanas anteriores, desechando los días atípicos, como ser feriados. Por ejemplo, la estimación para un día martes a horas 18:15, se realiza promediando los registros reales a horas 18:15 de los días martes de cuatro semanas anteriores.

### 9.3 Corrección de los Registros por Puesta en Hora de Equipos:

En algunos equipos electrónicos la puesta en hora de los mismos ocasiona intervalos de duración mayores o menores a quince (15) minutos, dependiendo si la hora del equipo este adelantada o retrasada. En ambos casos se tendrá un intervalo con registro erróneo en la medición.

En estos casos la estimación será efectuada promediando el registro de un intervalo antes y un intervalo después a la puesta en hora del equipo.

### 10. PUESTA EN HORA DE EQUIPOS DE MEDICIÓN:

La UO se encargará de la puesta en hora de los equipos de medición. En cada proceso de interrogación remota de los equipos del SMEC, su hora será comparada con la Hora Universal; de existir una diferencia de más de dos (2) minutos, en adelante o retraso, el equipo será puesto en hora.

En caso de variar los intervalos como consecuencia de la puesta en hora, se procederá según el numeral 9 anterior.

### 11. MODIFICACIONES:

Cualquier modificación a la presente norma será efectuada por el CNDC y aprobada por la Superintendencia de Electricidad.





# SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 089/2005

TRAMITE N° 1597

La Paz, 6 de junio de 2005

## ANEXO 1

### ESPECIFICACIONES TECNICAS PARA EQUIPOS DEL SISTEMA DE MEDICIÓN COMERCIAL

#### Clase de Precisión

La clase de precisión requerida para los medidores y transformadores destinados a la medición con fines de transacciones comerciales se establece en función de la potencia declarada por el Agente o la demanda máxima registrada y será la indicada en el siguiente cuadro:

POTENCIA	MEDIDOR	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE	TRANSFORMADOR DE TENSIÓN
Menor a 20 MVA	0,5 IEC	0,5 IEC o 0,6 ANSI	0,5 IEC o 0,6 ANSI
Mayor o igual a 20 MVA	0,2 IEC	0,2 IEC o 0,3 ANSI	0,2 IEC o 0,3 ANSI

En los casos de subestaciones o instalaciones con más de un transformador, la potencia considerada será la asociada a cada punto de medición, si la medición es agrupada se considerará como la sumatoria de las potencia respectivas.

#### Características Básicas de los Medidores

- Electrónicos multifunción
- Registro en memoria de energía y/o potencia activa y reactiva trifásica (se recomienda tensiones y corrientes por fase).
- Bi-direccionales en los casos de flujo en ambos sentidos
- Equipos de tres (3) elementos (tipo de servicio; tres fases, cuatro hilos)
- Memoria masiva no volátil
- Memoria masiva de cuatro (4) canales para medidores unidireccionales y de ocho (8) para bi-direccionales, capacidad de almacenamiento de registros no menor a treinta y cinco (35) días, considerando intervalos de integración igual a quince (15) minutos.
- Puerto óptico, puerto RS232 o puerto RS485
- Frecuencia de funcionamiento 50 Hz
- Rango de temperatura entre -10°C a 60°C
- Rango de humedad 5% a 95%, no condensable
- Base de tiempo mediante oscilador de cristal
- Módem incorporado (interno) ó previsión para conexión a módem externo para posibilitar interrogación remota





## SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 089/2005

TRAMITE N° 1597

La Paz, 6 de junio de 2005

- Corriente nominal 1 A o 5 A
- Tensión nominal 69 V o 120 V, o rango variable con límites incluyendo dichos valores.

### Condiciones Generales

- Todo medidor que registre potencias mayores ó iguales a 1,0 MW debe contar con comunicación remota para la interrogación de sus registros, utilizándose para ello líneas telefónicas pertenecientes a sistemas propios de comunicación de las empresas eléctricas, líneas del servicio público, telefonía celular, radio enlace o sistema de onda portadora (PLC). Éstos medios de comunicación deberán ser exclusivos para los medidores, no pudiendo ser compartidos para transmisión de voz o fax, excepto en el caso que un Agente pueda justificar ante la UO técnica y económicamente las dificultades para contar con un medio de comunicación exclusivo, en cuyo caso se permitirá compartir la línea de comunicaciones para transmisión de voz o fax en horarios definidos por la UO.
- En la medición de servicio local de centrales generadoras, se podrá utilizar alternativamente medición en 2 o 2½ elementos en casos justificados.
- Los Agentes deben contar con algún sistema de medición de respaldo, que pueda proporcionar información horaria, con detalle de quince (15) minutos, de las inyecciones y/o retiros, en casos de falla del SMEC. Este sistema de respaldo reemplazará al sistema de medición principal en caso de falla o necesidad de desconexión para verificación, asegurando la continuidad de la medición y registro. La clase de precisión de éstos equipos será 1% o mejor.
- Los circuitos de tensión y corriente utilizados para la medición comercial serán de uso exclusivo del Sistema de Medición. Para el caso de instalaciones existentes, si el Agente justifica ante la UO técnica y económicamente que lo anterior no es posible, se aceptará la instalación de transductores para el sistema de operación en tiempo real, equipos de registros de fallas y perturbaciones, e indicadores locales para la operación de instalaciones, siempre y cuando la instalación de éstos no sobrepase la prestación de los circuitos de medición.
- La carga total conectada a los circuitos secundarios de los transformadores de corriente y tensión deberá estar comprendida entre el 25 y el 100% de la prestación correspondiente.





## SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 089/2005

TRAMITE N° 1597

La Paz, 6 de junio de 2005

- El error porcentual total máximo (en módulo y fase) para factor de potencia igual a 0,9%, introducido en la medición de energía por la caída de tensión en los cables de los circuitos secundarios de los transformadores de tensión, no deberá superar el 0,1 %.
- No se deberá exceder la corriente nominal primaria de los transformadores de corriente fuera de los límites permisibles. En caso de considerar un futuro incremento de la carga, se deberá prever utilizar transformadores multi-relación.
- Los circuitos de medición contarán con los elementos necesarios, que permitan separar y/o intercalar equipos de medición en forma individual con la instalación en servicio, para su verificación en sitio (instalación de instrumento patrón) y/o reemplazo sin afectación de los restantes.
- Todos los medidores instalados en los puntos de inyección o retiro deberán disponer de algún sistema de registro que almacene en forma horaria, con detalle de quince (15) minutos, la información de medición, que será periódicamente extraída en forma remota y/o eventualmente local. Éste sistema puede ser una memoria masiva o un registrador de demanda.