

# ANEXO CLBC015

INFORME DE AJUSTES DE ESQUEMA DE  
PROTECCIÓN DE GENERADORES EN  
CENTRAL COLBUN

# COLBÚN S.A.

## INFORME PRELIMINAR

**PROYECTO** : CENTRAL COLBUN-MACHICURA

**OBRA** : DGP UNIDAD N°1 CENTRAL COLBUN

**TITULO** : REVISIÓN AJUSTES PROTECCIÓN

**FECHA DE EDICIÓN** : 02 de Enero de 2003

 <b>INGENTRA</b>	Doc. N° COL-18-IT-001 Mod. 1	
EJECUTÓ	Giuliano Bartolucci M.	
REVISÓ	Sergio Chait Ch.	
APROBÓ	Sergio Chait Ch.	

## 1. INTRODUCCIÓN

Dentro de un proceso de modernización de protecciones, en marzo del presente año Colbún S.A. llevó a cabo el reemplazo de algunas protecciones de la Unidad N°1 de la central Colbún.

Las protecciones reemplazadas fueron las siguientes:

- Diferencial del generador
- Contactos a tierra del estator de 90 y 100%
- Sobretensión
- Potencia inversa
- Carga desequilibrada
- Pérdida de excitación
- Sobreexcitación del transformador de poder

Las protecciones antes mencionadas se reemplazaron por un esquema General Electric modelo DGP. Los ajustes fueron especificados como una adaptación a la nueva protección de los ajustes existentes en las protecciones reemplazadas.

Como una forma de validar los ajustes especificados para la nueva protección DGP, Colbún S.A. solicitó un análisis de ellos para comprobar si se ajustan a los criterios generales normalmente utilizados.

En el presente documento, este Consultor indica los resultados del análisis realizado, agregando también en el último punto del presente Informe, algunos comentarios sobre los ajustes de las protecciones que no han sido reemplazadas.

## 2. ANTECEDENTES

Los antecedentes relativos a las características de la unidad, las características y ajustes de las protecciones reemplazadas y las características y ajustes de la protección multifunción DGP, así como los catálogos de las protecciones fueron proporcionados por Colbún S.A.

### 3. DESCRIPCION DEL ANALISIS.

En los puntos que siguen se analizan los ajustes dados a las diferentes funciones del esquema de protección DGP y se comenta si los valores ajustados se adaptan a los criterios normales. Se sugerirán modificaciones en aquellos casos en que los ajustes especificados se apartan de dichos criterios.

#### 3.1. Protección diferencial.

El criterio de ajuste de esta protección debe considerar que no debe operar, debido a problemas de saturación o errores de medición en los transformadores de corriente para fallas externas máximas, aunque puede tener partida, pero debe operar para toda falla interna al área protegida..

TT/CC: 10.000/5 Clase 10P20.

C.C. 3φ externo máximo : 43,7 kA. = 21,85 Amp.sec.

Por sus características, los TT/CC no se saturan para esta falla y el máximo error que pueden presentar, de acuerdo con el nivel de cortocircuito existente, es de 4,2%, por lo tanto, la mayor diferencia de corrientes que pueden aparecer, considerando errores máximos y opuestos, será de:

Falla externa máxima =  $21,85 \times 0,042 \times 2 = 1,84$  Amp, por lo que el pick up para la partida de la medición de la protección deberá ser inferior a este valor.

Por otra parte, considerando que los TT/CC son de idénticas características, basta una pendiente de la característica de la protección (slope) de un 15% para quedar a cubierto de los errores de medición, esta pendiente de 15% conduce a un valor del factor K 1 de 2%.

La partida de la medición está determinada por el pick up =  $|I_1 - I_2|$  y la operación por el cumplimiento de la desigualdad  $|I_1 - I_2|^2 \geq K |I_1 * I_2|$ , en que  $K = K1$  si  $I_1 * I_2 < 81$  y  $K = 15 * K1$  si  $I_1 * I_2 > 81$ .

Con los valores de ajuste de pickup = 0,75 Amp. y  $K1 = 2\%$ , se cumple con la condición de tener partida pero no operación para falla externa máxima, puesto que  $|I_1 - I_2| > \text{pick up}$  y la desigualdad  $|I_1 - I_2|^2 \geq 15K_1 |I_1 * I_2|$  no se cumple.

Por otra parte, en el caso que la falla sea interna, las corrientes de cortocircuito resultan ser  $I_1 = 21,85$  e  $I_2 = -20,4$ , por lo que se tiene partida ya que  $|I_1 - I_2| > 0,75$  y además se cumple con la desigualdad  $|I_1 - I_2|^2 \geq 15K_1 |I_1 * I_2|$  y se tiene operación.

## 3.2. Protección contra carga desequilibrada.

El criterio de ajuste de esta protección debe considerar la característica de calentamiento  $I_2^2t$  del generador, concentrado principalmente en los polos y el cuerpo macizo del rotor. Para determinar el ajuste es necesario conocer la capacidad máxima de circulación de corriente de secuencia negativa  $I_2/I_N$  y la característica de calentamiento  $I_2^2t$  de la máquina.

Debido a que no se tienen esos antecedentes en el caso de la unidad de Colbún, se utilizarán valores típicos indicados en las normas. Por ejemplo las normas ASA e IEC, indican que la máxima circulación permitida de corriente de secuencia negativa está en torno al 8% de la corriente nominal de la máquina ( $I_2/I_N = 0,08$ ). Por otra parte, el valor máximo de  $I_2^2t$ , utilizado por la norma ASA C50.1, varía entre 10 y 40, siendo este último valor el máximo para generadores accionados por turbinas hidráulicas, sin embargo la norma IEC considera valores del orden de 20 en condiciones de falla.

Por lo tanto, el valor máximo de  $I_2$  que puede circular es:

$$I_2 \text{ máx} = 0,08 \times 262000/13,8\sqrt{3} = 877 \text{ Amp.} = 0,44 \text{ Amp. sec.}$$

El valor del pick up de la etapa de alarma conviene ajustarlo a lo más en un 70% del  $I_2$  máx., esto es 0,30 Amp. sec. y el de la etapa de desencanche, en 0,44 Amp. sec.

Sobre la base de lo anterior, se tiene que los valores adoptados se ajustan a los criterios habituales, siendo conveniente reducir el valor de K2 a 20 en vez de 30, para ajustarse a la norma IEC.

## 3.3. Protección contra pérdida de excitación.

Cuando una máquina sincrónica pierde la excitación, pasa a comportarse como un generador de inducción, absorbiendo su corriente de magnetización desde el sistema. Para detectar esta situación anómala se utiliza un relé de impedancia, cuya zona de operación se ubica sobre el eje negativo de las reactancias en un plano R-X, lugar por el que pasa el punto de carga de la máquina, cuando ésta comienza a absorber grandes cantidades de potencia reactiva para su excitación.

Los ajustes de este relé de impedancia dependen de las características de la unidad:

P. máxima	=262 MVA	$X_d=1,085 \text{ } \Omega/1$	T/C=2000
Tensión	=13,8 kV	$X'_d=0,297 \text{ } \Omega/1$	T/P=120

$$Z_b = kV^2/MVA * TC/TP = 12,11 \text{ } \Omega \text{ sec}$$

$$X_d = 1,085 * 12,11 = 13,14 \text{ } \Omega \text{ sec}$$

$$X'_d = 0,297 * 12,11 = 3,6 \text{ } \Omega \text{ sec}$$

Ajuste zona 1

$$\text{Centro} = (Z_b + X'_d)/2 = 7,86 \text{ } \Omega \text{ sec}$$

$$\text{Radio} = Z_b/2 = 6,06 \text{ } \Omega \text{ sec}$$

$$\text{Tiempo} = 1.0 \text{ seg.}$$

Ajuste zona 2

$$\text{Centro} = (X_d + X'_d)/2 = 8,37 \text{ } \Omega \text{ sec}$$

$$\text{Radio} = X_d/2 = 6,57 \text{ } \Omega \text{ sec}$$

$$\text{Tiempo} = 2.0 \text{ seg.}$$

Los ajustes especificados corresponden a los criterios generales utilizados para esta protección, no obstante los tiempos de retardo para cada zona debieran intercambiarse, es decir la zona de operación más grande (zona 2) que corresponde a una menor absorción de reactivos, debe tener un tiempo de operación mayor.

### 3.4. Protección contra potencia inversa.

Los generadores no tienen problemas con el eventual "motoreo", puesto que siendo una máquina sincrónica le es indiferente trabajar como generador o como motor. Esta protección tiene por objeto proteger la máquina motriz. En este sentido, las turbinas hidráulicas no tienen mayores problemas, excepto en el caso de turbinas Francis que trabajan con el rodete sumergido.

Generalmente, en turbinas hidráulicas se especifican ajustes que no superan el 2% de la potencia nominal de la máquina. Los ajustes especificados para esta protección, producen desenganches a los 15 o 20 segundos para potencias inversas de 5,7 y 7,8% de la potencia nominal de la unidad. De acuerdo a lo anterior, se estima conveniente reducir los valores de ajuste de la etapa 1 a un 3% con un tiempo de 20 segundos y la de la etapa 2 a un 6% con tiempos de 5 segundos, este último valor tendría por objeto acelerar el desenganche en aquellos casos que pudiera haber otro tipo de problemas.

Etapa 1

Pickup : 27,5 watt      TL1: 20 s.

Etapa 2

Pickup : 55 watt      TL1: 5 s.

### 3.5. Protección contra contactos a tierra en el estator.

Esta protección, que utiliza la medición de la tensión residual en el neutro del estator para detectar contactos a tierra en él, tiene dos etapas. La primera mide la tensión residual de frecuencia fundamental y los ajustes especificados para ella permiten cubrir desde bornes hasta un 95% del enrollado del estator, que es el máximo normal de protección. La etapa 2, compara el porcentaje de tensión de tercera armónica presente en el voltaje en el neutro con el total de voltaje de tercera armónica generado, esto permite cubrir el 15% final del enrollado, mediante los ajustes intrínsecos de la protección.

Los ajustes especificados cumplen con los criterios normales.

### 3.6. Protección de sobre excitación del transformador de poder.

La sobre-excitación a que puede experimentar el conjunto generador-transformador, queda determinada por condiciones de sobrevoltajes y/o bajas frecuencias a que pueden quedar sometidos, produciendo problemas de calentamiento y eventual deterioro de la aislación. Los valores de los ajustes de esta protección están basados en las características y comportamiento del generador y del transformador de poder en relación a sus capacidades de soportar estas condiciones de sobrevoltajes y bajas frecuencias.

Por no disponer de antecedentes sobre las características antes mencionadas, se recurrirá al criterio tradicional de considerar que la sobretensión máxima que pueden soportar es de un 10% durante 45 segundos. Además es necesario que la etapa de alarma sea previa a este valor.

Por lo tanto, sobre la base del criterio antes mencionado, se sugieren los siguientes ajustes:

Alarma: ajustada al 90% de la sobretensión máxima

PU : 1.09  $\frac{\%}{1}$

TL6 : 2 segundos

Desenganche: usando la curva N°4 (tiempo definido) y el criterio de los 45 segundos

INV PU : 1.1 %<sub>1</sub>

Time Fac : 45 segundos

INST PU : 1.18 %<sub>1</sub>

TL7 : 2 segundos

RESET : 30 segundos

### 3.7. Protección contra sobre voltajes.

Los criterios normales consideran que la máquina no soporta en forma permanente un valor mayor que el 110% de la tensión nominal y que para un valor cercano al 150% de la tensión nominal se requiere una operación muy rápida.

Por lo tanto, sobre la base del criterio anteriormente expuesto se sugieren los siguientes ajustes:

V nom = 13,8 kV = 115 V sec

INV PU : 1,1 \* 115 = 126,5 => 126 V sec

Time Fac: menor tiempo posible para 150% => K = 0,5

### 3.8. Configuración de desenganches y alarmas.

Cada función de protección, entre sus ajustes, posee 4 dígitos para configurar sus órdenes de desenganche y otros 4 dígitos para sus alarmas. En el catálogo de la protección proponen para los desenganches el siguiente ordenamiento de los dígitos (de izquierda a derecha), que se propone respetar:

Detención de la unidad

Interruptor de Campo

Interruptor del Generador

Trip de Turbina. (no se usa para las protecciones eléctricas)

Respecto a las alarmas, se propone:

Protecciones asociadas al 86U, etapa 1 o única

Protecciones asociadas al 86U, etapa 2

Protecciones asociadas al 86V, etapa 1 o única

Protecciones asociadas al 86V, etapa 2

## 4. RESUMEN DE LOS AJUSTES

A continuación se indica el resumen de los ajustes revisados, destacando en **negrita** las modificaciones propuestas.

### DGP AAA SETTING TABLE

SETTING N°	MNEMONIC	DESCRIPTION	SETTING
<b>CONFIGURATION</b>			
101	UNIT ID	Unit Identification Number	0
102	SYS FREQ	System Frequency	50 Hz
103	SEL TVM	Select Trip Voltage Monitoring	1111
104	SEL TCM	Select Trip Current Monitoring	1111
105	SEL PRIM	Select Primary/Secondary Units	0
106	CT RATIO	Current Transformer Ratio	2000
107	VT RATIO	Voltage Transformer Ratio	120
108	COMM PORT	Communication Port	9601
109	PHASE	Phase Rotation	ABC
110	TIME SYNC	Time Synchronizing Source	0
111	NUM FLT	Number of Faults Events Stored	3
112	PRE FLT	Number of Prefaults Cycles Stored	5 Cycles
113	OSC TRIG	External Oscillography Trigger	0
114	NOM VOLT	Nominal Voltage of Generator	115 Volts
115	RATED CUR	Rated Current of Generator	5,48 Amps
116	VT CONN	Type of VT Connection	0
<b>STATOR DIFFERENTIAL: 87G</b>			
201	TRIP	Configure Trip Output	1110
202	ALARM	Configure Alarm Output	<b>1000</b>
203	K1	K Factor	0.02
204	PICKUP	Pickup Level	0,75 Amps
<b>CURRENT UNBALANCE - ALARM: 46A</b>			
301	ALARM	Configure Alarm Output	<b>0010</b>
302	PICKUP	Pickup Level	0,30 Amps
303	TL14	Timer TL14 setting	2,0 Sec
<b>CURRENT UNBALANCE - TRIP: 46T</b>			
401	TRIP	Configure Trip Output	<b>0100</b>
402	ALARM	Configure Alarm Output	<b>0001</b>
403	PICKUP	Pickup Level	0,44 Amps
404	K2	K Factor	<b>20 Sec</b>

<b>LOSS OF EXCITATION - SUPERVISION: 40</b>			
501	SEL V2 SUP	Select V2 Supervision of 40	1
<b>LOSS OF EXCITATION - ZONE 1: 40-1</b>			
601	TRIP	Configure Trip Output	1110
602	ALARM	Configure Alarm Output	1000
603	CENTER	Center of Characteristic	7,85 Ohms
604	RADIUS	Radius of Characteristic	6,06 Ohms
605	TL12	Timer TL12 setting	1,0 Sec
<b>LOSS OF EXCITATION - ZONE 2: 40-2</b>			
701	TRIP	Configure Trip Output	0110
702	ALARM	Configure Alarm Output	0001
703	CENTER	Center of Characteristic	8,37 Ohms
704	RADIUS	Radius of Characteristic	6,57 Ohms
705	TL13	Timer TL13 setting	2,0 Sec
<b>ANTI-MOTORING#1:32-1</b>			
801	TRIP	Configure Trip Output	1110
802	ALARM	Configure Alarm Output	1000
803	SQ TR EN	Enable Sequential Trip	NO
804	REV PWR	Reverse Power Pickup	27,5 Watts
805	TL1	Timer TL1 setting	20 Sec
<b>ANTI-MOTORING#2:32-2</b>			
901	TRIP	Configure Trip Output	1110
902	ALARM	Configure Alarm Output	0100
903	REV PWR	Reverse Power Pickup	55 Watts
904	TL2	Timer TL2 setting	5 Sec
<b>STATOR GROUND - ZONE 1:64G1</b>			
1101	TRIP	Configure Trip Output	1110
1102	ALARM	Configure Alarm Output	1000
1103	PICKUP	Pickup Voltage	10 Volts
1104	TL4	Timer TL4 setting	1,0 Sec
<b>STATOR GROUND - ZONE 2:64G2</b>			
1201	TRIP	Configure Trip Output	1110
1202	ALARM	Configure Alarm Output	0100
1203	TL5	Timer TL5 setting	0,1 Sec
<b>OVEREXCITATION - ALARM:24A</b>			
1301	ALARM	Configure Alarm Output	0010
1302	PICKUP	Pickup (V/Hz)	1,09 Per Unit
1303	TL6	Timer TL6 setting	2 Sec

<b>OVEREXCITATION - TRIP:24T</b>			
1401	TRIP ON	Configure Trip Output (on-line)	0110
1402	TRIP OFF	Configure Trip Output (off-line)	0110
1403	ALARM	Configure Alarm Output	0001
1404	CURVE #	Curve Number (Inverse Characteristic)	4
1405	INV PU	Pickup (V/Hz) (Inverse Characteristic)	1,1 Per Unit
1406	TIME FAC	Time Factor	45 Sec
1407	INST PU	Pickup (V/Hz) (Instantaneous)	1,18 Per Unit
1408	TL7	Timer TL7 setting	2 Sec
1409	RESET	Reset Time	30 Sec
<b>OVERVOLTAGE:59</b>			
1501	TRIP	Configure Trip Output	0110
1502	ALARM	Configure Alarm Output	0010
1503	PICKUP	Pickup Voltage	126 Volts
1504	TIME FAC	Time Factor	0,5 Sec

## 5. PROTECCIONES NO REEMPLAZADAS

A continuación se incluyen algunos comentarios respecto de los ajustes de las protecciones que no han sido reemplazadas.

### 5.1. Protección diferencial larga (generador-transformador).

El ajuste de esta protección ABB tipo TPU 2000R, cumple con los criterios generales de operar para cualquier falla interna, pero no para fallas externas, al utilizar transformadores de corriente con razones lo suficientemente grandes que evitan que ellos lleguen al nivel de saturación para fallas externas y al considerar una pendiente adecuada en su característica de operación.

### 5.2. Protección de distancia.

El ajuste de esta protección, cuya función es proporcionar respaldo a la protección diferencial larga, está especificado según los criterios generales que habitualmente se utilizan en este tipo de protección. Podría especificarse quizás

un mayor alcance de segunda zona para cubrir un mayor porcentaje del transformador (p.ej: un alcance de 29  $\Omega$  sec. que cubrirían un 85% de la impedancia del transformador).

### **5.3. Protección de sobrecorriente residual.**

El ajuste de esta protección asegura la detección y despeje en respaldo de fallas a tierra que ocurran en todo el sistema de 220 kV entre la central y la S/E Maipo.

### **5.4. Protección de sobrecorriente del transformador de excitación.**

El ajuste de esta protección limita la capacidad de paso del nuevo transformador de excitación a 2,25 veces la potencia nominal, lo que representa prácticamente la misma capacidad de paso que se le permitía al transformador antiguo. Considerando el bajo tiempo de operación se considera adecuado el ajuste.

### **5.5. Protección contra contactos a tierra del rotor.**

Los ajustes de esta protección están especificados de acuerdo a los criterios generales que habitualmente se aplican en este tipo de protección. Podría pensarse en habilitar la alarma de la etapa de alta resistencia.

### **5.6. Protección contra sobrecarga del generador.**

El nuevo ajuste de esta protección permite una sobrecarga del generador de un 5% respecto de la nueva capacidad máxima de él, lo que equivale a un 15% de la capacidad máxima anterior, lo que se considera aceptable.

FIN DEL INFORME

**ANEXO 1**  
**Ajustes de las Protecciones**  
**No Reemplazadas**

## 1. PROTECCION DE DISTANCIA

- Relés 7SL14
- TT/CC : 10.000/5 :  $\frac{TT/PP}{\sqrt{3}} \frac{14.400}{\sqrt{3}} / \frac{120}{\sqrt{3}}$

### 1.1 Módulo 7TJ1510 - 0 (J >/JN)

Valor de ajuste	:	1,2
Clavija base	:	0,5
Clavijas activas	:	0,1 + 0,2 + 0,4
Corriente de operación	:	6,0 A

### 1.2 Módulo de medida 7TL2517 - 0

Valor de ajuste (r)	:	12,5
Clavija base	:	0,1
Clavijas activas	:	0,02 + 0,08 + 0,3 + 4 + 8
Alcance de la 1ª Zona	:	2,5 ohm sec a 90°

## 1.3 Módulo de Tiempo 7TT1522 – 4E

1.3.1 Ajuste de tiempo  
de la 1ª Zona (t1)

Valor de ajuste (I)	:	0,8
Clavija base	:	0,1
Clavijas activas	:	0,1 + 0,2 + 0,4
Tiempo de operación	:	0,8 s

## 1.3.2 Ajuste de tiempo (t4)

Valor de ajuste (II)	:	3,6
Clavija base	:	0,1
Clavijas activas	:	0,1 + 0,2 + 3,2
Tiempo de operación	:	3,6 s

## 1.3.3 Ajuste de tiempo ( t5, t6 )

Valor de ajuste (III,IV)	:	3,6
Clavija base	:	0,2
Clavijas activas	:	0,2 + 3,2
Tiempo de operación	:	3,6 s

## 1.4 Módulo 7TL2704 – 0

Clavija [ en posición	:	
Posición de la clavija t1	:	⊖ Activo
Posición de la clavija t4	:	----->

## 2. PROTECCION DE SOBRECORRIENTE RESIDUAL

- Relés : 7SJ30  
TT/CC : 600/5

### 2.1 Módulo 7TJ1030 - 1

Valor de ajuste	:	2,5
Clavija base	:	2,5
Clavijas activas	:	No hay
Corriente de operación	:	2,5 A

### 2.2 Módulo de tiempo 7TT1122 - 1

#### 2.2.1 Ajuste de t1

Valor de ajuste (I)	:	3,7
Clavija base	:	0,1
Clavijas activas	:	0,4 + 3,2
Tiempo de operación	:	3,7 s

#### 2.2.2 Ajuste de t2

Valor de ajuste (II)	:	$\infty$
Clavija base	:	0,1
Clavija activa	:	$\infty$
Tiempo de operación	:	$\infty$

## 3. PROTECCION CONTRA CONTACTOS A TIERRA DEL ROTOR

- Relés : 7 UR20  
- Ajuste : de fábrica

a) R < 80 K.ohms (alarma no habilitada)

b) R < 5 K.ohms (desenganche)

## 4. PROTECCION CONTRA SOBRECARGA DEL GENERADOR

- Relés : 7ST30  
TT/CC : 10.000/5

## 4.1 Módulo 7TJ1030 - 1

Valor de ajuste : 5,5  
Clavija base : 2,5  
Clavijas activas : 1 + 2  
Corriente de operación : 5,5 A

MODIFICACION MAYO/95  
PROY. AUMENTO POT.  
(239 MVA → 262 MVA)

→ 5,75 A

## 4.2 Módulo de Tiempo 7TT1020 - 1

Valor de ajuste : 6,0  
Clavija base : 0,1  
Clavijas activas : 0,1 + 0,2 + 0,8 + 1,6 + 3,2  
Tiempo de operación : 6,0 s

## 5. PROTECCION DE SOBRECORRIENTE DEL TRANSFORMADOR DE EXCITACION

- Relés : 7TJ50  
TT/CC : 150/5

## 5.1 Módulo 7TJ5031 - 1

## 5.1.1. Ajuste de la Unidad de sobrecorriente

Valor de ajuste : 8,0  
Clavija base : 2,5  
Clavijas activas : 0,5 + 1,0 + 4,0  
Corriente de operación : 8,0 A

MODIFICACION MAYO/95  
REEMP. TRANSF. EXCITACION  
(TRANSF. 2570 kVA  
→ 1830 kVA)

→ 5,75 A

## 5.1.2 Ajuste de la Unidad de tiempo

Valor de ajuste : 0,1  
Clavija base : 0,05  
Clavijas activas : 0,05  
Tiempo de operación : 0,1s



TR -1504 -A -RL-GNR	Rev. 2
Contract No. SICAJ-1	99.05.07

### 1.0 PROTECTION CRITERIA

The the two ( 2 ) Colbun generator/transformers will be protected by a high speed current differential relaying system as overall protection and Step Distance relay will be used to as a secondary systemn to protect the high voltage cable between the Colbun Substation and the Step Up Trasformer.

This protection systems are in accordance with the Protection Application Document approved by COLBUN.

### 2.0 SETTING CALCULATIONS

#### 2.1 Overall Differential Protection, DEVICE 87G1, G2

The overall differential relaying system will consist of the TPU2000R with three windings. The relly will be installed at the COLBUN Power Plant and its trip output will send the signal to the existing Generators Matrix Tripping.

##### 2.1.1 Setings:

Step Up Transformer:

240 MVA, 230 / 13.8 kV, ( D, Y )

X = 14.1 %

Taps: + 5 %, - 2.5 %

TR -1504 -A -RL-GNR	Rev. 2
Contract No. SICAJ-1	99.05.07

	HIGH SIDE	LOW SIDE
Rated Current, I fl	20MVA / [ 1.732 x 220 kV] = 630 Amps	20MVA / [ 1.732 x 13.8 kV] = 10, 041 Amps
CT Ratio	1000:1	10000:5 x5 x:1 = 10000:1
Sec. Current, I sec	0.63 Amps	1.0041
CT Connection	Star	Star
Relay Current, I ry	0.63	1.0041
Tap Setting	I th = 0.6	I tl = 1.0

Mismatch Calculation = [ I th / I tl - I rh / I rl ] / [ I th / I tl ]

$$= [ .627 - .6 ] / 0.06 = 4.6 \%$$

Transformer Taps = + 5%, - 2.5 %

Overall Mismatch = 4.57 + 5 = 9.57 % use 25 %

Settings = Winding 1 = 1.0 Amps, 13.8 kV side

Winding 2 = 0.6 Amps, 220 kV side

Winding 3 = -0.6 Amps, 220 kV side

Slope = 25 %

87 H ( HI set differential ) = 10 x I operating current

All other protective functions of the TPU will be disabled