

## ORDEN DE SERVICIO N° 24: NORMAS DE OPERACIÓN PARA CONEXIONES DE TRANSENER CON CENTRALES VINCULADAS A BARRAS DE LA ESTACIÓN TRANSFORMADORA EL BRACHO

### OBJETIVO

Esta Orden de Servicio (OS) establece la relación operativa y los procedimientos a seguir por Transener, el Centro de Control de Área (CCA) de Transnoa y las siguientes Centrales Térmicas (CT) conectadas a barras de la Estación Transformadora (ET) El Bracho (BR):

- Conexión en 132 kV con la **CT Pluspetrol Norte (CTPN)**, propiedad de *Pluspetrol S.A.*
- Conexiones en 500 kV y 132 kV con las **CT Tucumán (CTTU)** y **San Miguel de Tucumán (CTMT)**, propiedad de *Pluspetrol Energy S.A.*

Su finalidad es lograr una adecuada coordinación de la operación y los trabajos sobre instalaciones y equipos, a los efectos de brindar la mayor seguridad al personal de estas empresas y reducir todo lo posible los períodos de indisponibilidad de las Centrales mencionadas.

**A los efectos de esta OS, todas las maniobras y/u órdenes emitidas o recibidas lo serán desde el Centro de Control de Operaciones unificado (COG), responsable operativamente de todas las Centrales mencionadas, y ubicado físicamente en la Sala de Control de CTTU.**

DISTRIBUCION	
Centro de Documentación de Sede Central	GRN - Jefatura de Estaciones Transformadoras
COT - Centro de Operaciones	GRN - Jefatura de Gestión de Mantenimiento
COT - Jefatura del Centro de Control	GRN - Jefatura de Líneas de Transmisión
COT - Programación Semanal y Diaria	GRN - Jefatura de Protecciones y Control
Director Técnico	GRN - Supervisor de Técnicos de ET - El Bracho
Gerente de Mantenimiento	GRN - Técnicos de ET El Bracho
Gerente de Planificación y Operación de la Red	Jefatura de Estudio de Fallas y Normalizaciones
Gestión de la Calidad	Jefe de Ingeniería de Operación
GRN - Gerente Regional Norte	Jefe de Planeamiento de la Red
GRN - Jefatura de Comunicaciones	Jefe de Seguridad, Salud en el Trabajo y Medio Ambiente
CAMMESA	
Pluspetrol Energy	
Transnoa	
* Distribución de copia impresa	
** Distribución vía MEMnet	

*Esta OS y sus 3 Anexos (OS24A1-EsqUnif, OS24A2-CapacPQ y OS24A3-PccBracho) se encuentran disponibles en la dirección <http://intranet/transener/Sist.de Documentos / Documentos / Orden de Servicio /Versiones vigentes>.*

Nota: La firma en esta página significa que están autorizados la totalidad de la versión 9 y sus 3 Anexos.

<b>OS N° 24: NORMAS DE OPERACIÓN PARA CONEXIONES DE TRANSENER CON CENTRALES VINCULADAS A BARRAS DE LA ET EL BRACHO</b>		
<b>Confeccionó:</b> Ingeniería de Operación	<b>Versión</b> 9	<b>10 de mayo de 2013</b>
 <b>Aprobó:</b>		
Gerente de Planificación y Operación de la Red		
Pág. 1/18		

## CONTENIDO

	Pág.
<b>1. INSTALACIONES Y EQUIPOS INVOLUCRADOS.....</b>	<b>3</b>
<b>2. PROGRAMACIÓN DEL MANTENIMIENTO .....</b>	<b>3</b>
<b>2.1 PROGRAMACIÓN ESTACIONAL.....</b>	<b>3</b>
<b>2.2 PROGRAMACIÓN SEMANAL .....</b>	<b>3</b>
<b>2.3 PROGRAMACIÓN DIARIA .....</b>	<b>4</b>
<b>2.4 LICENCIAS DE TRABAJO .....</b>	<b>4</b>
<b>3. OPERACIÓN DE LAS CONEXIONES CON CENTRALES VINCULADAS A BARRAS DE LA ET BR.....</b>	<b>4</b>
<b>3.1 GENERALIDADES .....</b>	<b>4</b>
<b>3.2 CONSIDERACIONES ACERCA DE MANIOBRAS Y FALLAS.....</b>	<b>4</b>
<b>3.2.1 CONDICIONES PARA MANTENER CERRADO EL INTERRUPTOR DE ACOPLAMIENTO DE BARRAS DE 132 KV DE ET BR (1DA07) .....</b>	<b>5</b>
<b>3.2.2 CONSIDERACIONES PARA DEJAR FUERA DE SERVICIO UNO DE LOS TRANSFORMADORES DE 300 MVA (500/132 KV) T1BR O T2BR DE LA ET EL BRACHO. ....</b>	<b>5</b>
<b>3.2.3 ENTRADA EN SERVICIO DEL SEGUNDO TRANSFORMADOR (T1BR O T2BR).....</b>	<b>6</b>
<b>3.2.4 Información sobre fallas/inconvenientes en campos de conexión o en instalaciones de las Centrales Térmicas PN, TU y MT .....</b>	<b>7</b>
<b>3.2.5 Falla/Colapso en barras de 132 kV de la ET BR .....</b>	<b>7</b>
<b>3.3 CONTROL DE TENSIÓN.....</b>	<b>10</b>
<b>4. DATOS OPERATIVOS DE LAS CENTRALES PN, TU Y MT VINCULADAS A BARRAS DE ET BR .....</b>	<b>15</b>
<b>4.1 CTPN.....</b>	<b>15</b>
<b>4.1.1 Transformadores de bloque T1PN y T2PN .....</b>	<b>15</b>
<b>4.1.2 Transformadores de Servicios Internos T1XPN y T2XPN .....</b>	<b>15</b>
<b>4.1.3 Generadores G1PN y G2PN .....</b>	<b>15</b>
<b>4.1.4 Motogeneradores Diesel MGD1 y MGD2 de emergencia.....</b>	<b>15</b>
<b>4.2 CTTU.....</b>	<b>16</b>
<b>4.2.1 Autotransformador T6TU .....</b>	<b>16</b>
<b>4.2.2 Transformadores de bloque T2TU y T5TU, y transformador asociado T9TU .....</b>	<b>16</b>
<b>4.2.3 Transformadores de Servicios Internos T1XTU, T3XTU y T7XTU .....</b>	<b>16</b>
<b>4.2.4 Generadores GITU (TG1), G2TU (TG2) y G3TU (TV1).....</b>	<b>16</b>
<b>4.2.5 Varios .....</b>	<b>17</b>
<b>4.3 CTMT .....</b>	<b>17</b>
<b>4.3.1 Transformadores asociados T1MT, T3MT y T4MT .....</b>	<b>17</b>
<b>4.3.2 Transformadores de Servicios Internos T2XMT, T3XMT y T4XMT .....</b>	<b>17</b>
<b>4.3.3 Generadores G1MT (TG1), G2MT (TG2) y G3MT (TV1) .....</b>	<b>17</b>

ANEXO 1: ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE ET BR Y CENTRALES TÉRMICAS VINCULADAS (OS24A1-EsqUnif)

ANEXO 2: CURVAS DE CAPACIDAD P-Q DE GENERADORES VINCULADOS A BARRAS DE ET BR (OS24A2-CapacPQ)

ANEXO 3: CONDICIONES PARA MANTENER CERRADO EL INTERRUPTOR DE ACOPLAMIENTO DE BARRAS DE 132 kV DE ET EL BRACHO (1DA07) (OS24A3-PccBracho)

OS N° 24: **NORMAS DE OPERACIÓN PARA CONEXIONES DE TRANSENER CON CENTRALES VINCULADAS A BARRAS DE LA ET EL BRACHO**

Confeccionó: Ingeniería de Operación

Versión 9

10 de mayo de 2013

Pág. 2/18

## **1. INSTALACIONES Y EQUIPOS INVOLUCRADOS**

En el esquema unifilar adjunto como Anexo 1 se indica la nomenclatura a utilizar para la identificación de las instalaciones y equipos involucrados. Son los equipos de maniobra de Transener de la ET BR situados en los campos que a continuación se detallan, y los pertenecientes a *Pluspetrol S.A.* y *Pluspetrol Energy S.A.* en sus Centrales Térmicas, asociadas a esos campos:

- ♦ Campo 13 de 132 kV de ET BR, y los equipos de la *CTPN* conectados al mismo a través de la línea de 132 kV El Bracho-*CTPN (IBRPN1)*.
- ♦ Campos 14, 15 y 17 de 132 kV de ET BR, y los equipos de *CTTU* conectados a los mismos a través de las líneas de 132 kV El Bracho-*CTTU 1 a 3* respectivamente (*IBRTU1, IBRTU2 y IBRTU3*).
- ♦ Campo 25 de 132 kV de ET BR y los equipos de *CTMT* conectados al mismo a través de la línea de 132 kV El Bracho-*CTMT (IBRMT1)*.
- ♦ Campos 01 y 02 de 500 kV de ET BR y los equipos de *CTTU* y *CTMT* conectados a los mismos a través de la línea de 500 kV El Bracho-*CTTU (5BRTU1)*.

## **2. PROGRAMACIÓN DEL MANTENIMIENTO**

### **2.1 PROGRAMACIÓN ESTACIONAL**

Las necesidades de mantenimiento previstas para los equipos e instalaciones involucrados en esta OS por Transener y las Centrales Térmicas conectadas a sus instalaciones en la ET BR, se coordinarán para la Programación Trienal, Estacional y Revisión Trimestral, según el mecanismo y los plazos establecidos en los *Procedimientos para la programación de la operación, el despacho de cargas y el cálculo de precios* (en adelante, *Los Procedimientos*), emitidos por la Secretaría de Energía. A tal efecto, las mismas se gestionarán a través de Gestión de Mantenimiento TRANSENER/TRANSBA, que a su vez coordinará el programa de mantenimiento previsto para el siguiente período Estacional con los Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y CAMMESA, según lo establecido en el punto 2.1.2, *Mantenimiento Programado*, de *Los Procedimientos*.

De haber modificaciones a los programas acordados, las empresas deberán comunicarlas al Centro de Control de Operaciones del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión (COT) para la programación semanal o diaria, en los plazos establecidos en los puntos siguientes.

### **2.2 PROGRAMACIÓN SEMANAL**

La programación semanal se rige según lo establecido en la OS N° 3 *Procedimiento para solicitar equipos o instalaciones de la Red de Transporte en Alta Tensión para mantenimiento*.

Todo trabajo que deba ser incluido en el programa de la semana siguiente, previsto o no en la Programación Estacional, que afecte las conexiones de Transener con las Centrales Térmicas conectadas a sus instalaciones en la ET BR, debe ser gestionado por el COT para lograr el acuerdo de las empresas involucradas y CAMMESA. Por ese motivo, los equipos deberán ser solicitados al COT con una anticipación mínima de 36 horas hábiles respecto al plazo fijado para la comunicación del programa a CAMMESA.

La suspensión de trabajos incluidos en la Programación Estacional deberá ser comunicada al COT en el plazo establecido anteriormente.

### 2.3 PROGRAMACIÓN DIARIA

La programación diaria se rige según lo establecido en la OS N° 3 *Procedimiento para solicitar equipos o instalaciones de la Red de Transporte en Alta Tensión para mantenimiento*.

El Sector Programación del COT recibirá del personal del COG (coordina la operación de las Centrales de *Pluspetrol S.A.* y *Pluspetrol Energy S.A.*) habilitado a tal efecto los correspondientes pedidos de indisponibilidad de equipos y realizará la coordinación de los mismos.

El personal del COG tramitará los trabajos por emergencias directamente con el personal de turno del COT, que se encargará de la coordinación con CAMMESA.

### 2.4 LICENCIAS DE TRABAJO

Antes de cualquier acceso o intervención de personal de Transener sobre equipos pertenecientes a cualquiera de los campos 13, 14, 15, 17 y 25 de 132 kV, y 01 y 02 de 500 kV de la ET BR, el COT solicitará la correspondiente Licencia de Trabajo, por seguridad, al COG.

Similar procedimiento se aplicará en el caso que el COG solicite la apertura de uno de esos campos para trabajos en sus instalaciones. En este caso, el COG solicitará al COT la correspondiente Licencia de Trabajo, por seguridad, previo a cualquier intervención de su personal.

## 3. OPERACIÓN DE LAS CONEXIONES CON CENTRALES VINCULADAS A BARRAS DE LA ET BR

### 3.1 GENERALIDADES

Los mecanismos de comunicaciones y avisos entre las partes aquí enunciados son independientes de los avisos y comunicaciones que establecen *Los Procedimientos* para Generadores y Transportistas.

Si bien para la operación normal el COG coordinará directamente con el Centro de Operaciones de CAMMESA (COC) el despacho de potencia activa de sus generadores, en caso de colapso de una parte del Sistema Argentino de Interconexión (SADI) o de indisponibilidad de equipamiento informático y/o de comunicaciones, el COC delegará estas funciones en el Centro de Control de Área (CCA) Transnoa.

Transener es responsable del control de tensión en la Red de Transporte y debe conocer en todo momento los recursos disponibles para cumplir adecuadamente esa función. Es por ello que el COG deberá mantener informado permanentemente al COT sobre cualquier limitación existente en sus Centrales, indisponibilidades de equipamiento, cambios en la carga reactiva de sus generadores, etc.

### 3.2 CONSIDERACIONES ACERCA DE MANIOBRAS Y FALLAS

La operación normal de los campos 13, 14, 15, 17 y 25 de 132 kV, y 01 y 02 de 500 kV de la ET BR se realizará por telemando desde el COT. En caso de fallas en el sistema de telecontrol y/o comunicaciones, el COT dispondrá la presencia en la ET BR de personal de Transener en el menor tiempo posible, a fin de operar el equipamiento en forma local.

Toda maniobra que deba realizar el COT en los campos de conexión mencionados, o las Centrales *PN*, *TU* y *MT* en sus equipos, que pudiera afectar a la otra parte, será acordada previamente con suficiente anticipación. Se exceptúan situaciones de riesgo que afecten la seguridad del personal y/o integridad de las instalaciones. En ese caso, las maniobras serán informadas con posterioridad a su ejecución.

Las anotaciones de los horarios en que se produzcan anomalías y/o se realicen maniobras que pudiesen afectar de algún modo estas conexiones deberán coincidir en el COC, el COG y el COT para facilitar los estudios posteriores.

**OS N° 24: NORMAS DE OPERACIÓN PARA CONEXIONES DE TRANSENER CON CENTRALES VINCULADAS A BARRAS DE LA ET EL BRACHO**

Confecionó: Ingeniería de Operación

Versión 9

10 de mayo de 2013

Pág. 4/18

### **3.2.1 CONDICIONES PARA MANTENER CERRADO EL INTERRUPTOR DE ACOPLAMIENTO DE BARRAS DE 132 KV DE ET BR (1DA07)**

De acuerdo con el despacho del área, puede suceder que se supere la potencia de cortocircuito (Pcc) de la ET El Bracho 132 kV. En esos casos, el COT, previo conocimiento de CCA Transnoa y CAMMESA procederá a abrir el acoplamiento de barras (1DA07) y se operará con barras de 132 kV separadas.

Las centrales del área (CTPN, CTTU, CTMT y CT Independencia a través de Transnoa) deberán informar con anticipación al COT las modificaciones en sus despachos para que éste pueda prever el valor de la Pcc que se presentará en la ET El Bracho 132 kV y analizar la necesidad de apertura del acoplamiento de barras (1DA07).

No obstante esta previsión, el COT cuenta con una aplicación informática que, en su versión automática supervisa en tiempo real el valor de Pcc y le avisa al Operador si se ve superado mediante una alarma.

Este programa de supervisión automática adopta el despacho actual de máquinas del área y la topología de la Red. Con esta información, entra en una base de datos (Anexo 3) donde figuran todos los casos posibles y determina la Pcc de la ET en ese momento. Compara este valor contra 4900 MVA (la Pcc de la ET es 5000 MVA pero se toma un margen de seguridad de 100 MVA) y si es mayor avisa de la necesidad de abrir el acoplador.

**Solo se podrá cerrar el acoplador 1DA07 para casos de maniobras y en forma transitoria cuando la Pcc prevista se encuentre en un valor superior a 4.900 MVA y no haya superado los 5.000 MVA.**

Cuando la Pcc se encuentre en este rango de valores, el programa mostrará un texto diciendo:

*“NO PUEDE OPERAR CON BARRAS DE 132 KV ACOPLADAS EN E.T. BRACHO  
OPERACIÓN PERMITIDA SOLO PARA MANIOBRA”*

Cuando se necesiten realizar maniobras y la Pcc prevista se encuentre en un valor superior a los 5.000 MVA, para la configuración en estudio se analizará con las tablas del Anexo 3, si con el capacitor K1RE fuera de servicio se logra un valor menor o igual a los 5.000 MVA, de cumplirse esta condición y a solicitud de CAMMESA por considerarlo factible, se puenteará el capacitor K1RE en la ET Recreo.

Cuando uno de los dos transformadores de 500 kV (T1BR o T2BR) se encuentre fuera de servicio y el otro acoplado con todas las salidas de 132 kV, al valor de Pcc del Anexo 3, se le deberá restar un monto equivalente a lo detallado en la **TABLA DE CORRECCIÓN DE PCC POR T1BR O T2BR FUERA DE SERVICIO** del mismo Anexo.

En la parte inferior del programa de supervisión automática se mostrará el valor final considerando lo anteriormente mencionado y avisando cuando se supere la Pcc.

### **3.2.2 CONSIDERACIONES PARA DEJAR FUERA DE SERVICIO UNO DE LOS TRANSFORMADORES DE 300 MVA (500/132 KV) T1BR O T2BR DE LA ET EL BRACHO.**

Antes efectuar las maniobras para sacar de servicio uno de los transformadores de la ET El Bracho se deberán realizar los siguientes chequeos:

**OS N° 24: NORMAS DE OPERACIÓN PARA CONEXIONES DE TRANSENER CON CENTRALES VINCULADAS A BARRAS DE LA ET EL BRACHO**

Confecionó: Ingeniería de Operación

Versión 9  
Pág. 5/18

10 de mayo de 2013

1. Que la suma de la potencia (en MVA) por ambos transformadores (T1BR + T2BR) resulte menor a 300 MVA.
2. Analizar en función del Anexo 3 el valor de Pcc, a fin de determinar si es viable acoplar las barras de 132 kV antes de sacar de servicio el transformador T1BR o T2BR, si es que las mismas están operando separadas.

Si se cumplen las condiciones antes mencionadas, se podrá sacar de servicio uno de los transformadores. Para ello se utilizará la siguiente secuencia:

1. Acoplar las barras de 132 kV a las cuales se encuentran vinculados los transformadores y las salidas de 132 kV, cerrando el interruptor de acoplamiento 1DA07
2. Realizar la transferencia de las salidas de 132 kV que correspondan, para que todas queden conectadas en la barra de 132 kV del transformador que permanecerá en servicio.
3. Descargar el transformador (T1BR o T2BR) del lado de 132 kV y desenergizarlo del lado de 500 kV, quedando el mismo fuera de servicio.

Durante la operación con un solo transformador en la ET BR la Pcc en 132 kV no deberá superar 4900 MVA. Para la determinación del valor de la Pcc se tomarán como referencia la información contenida en el Anexo 3 y su **TABLA DE CORRECCIÓN DE PCC POR T1BR O T2BR FUERA DE SERVICIO**.

### **3.2.3 ENTRADA EN SERVICIO DEL SEGUNDO TRANSFORMADOR (T1BR O T2BR)**

Previamente a la entrada en servicio del T1BR ó el T2BR, estando el otro transformador en servicio, se deberá verificar que con ambos transformadores la Pcc (según Anexo 3) resulte inferior a 5000 MVA. En caso contrario el mismo quedará fuera de servicio disponible, hasta tanto se den las condiciones para efectuar la maniobra. Se debe contemplar que por tiempo prolongado la Pcc no deberá superar 4900 MV.

Una vez dada las condiciones se procederá a la entrada en servicio del transformador de la siguiente forma:

1. Se energizará el transformador desde 500 kV
2. Se cerrará el acoplador de barras 1DA07 entre la barra del transformador en servicio y la barra donde se vaya a vincular el transformador energizado.
3. Se cierra el interruptor de 132 kV del transformador que está entrando en servicio, quedando ambos transformadores en paralelo.
4. Se procederá a distribuir las salidas de 132 kV, a fin de adoptar la configuración que se acuerde con Transnoa, manteniendo como mínimo, dentro de lo posible, un generador en cada barra de 132 kV.
5. Con la configuración acordada, si la Pcc supera los 4900 MVA, se procederá a la apertura del acoplamiento de barras de 132 kV (1DA07), quedando los transformadores T1BR y T2BR en barras separadas y alimentando la carga que le fue asignada. Se pro-



curará que en el momento de la separación de las barras la carga resultante en cada transformador sea, dentro de las posibilidades operativas, de igual signo y módulo aproximado.

### **3.2.4 Información sobre fallas/inconvenientes en campos de conexión o en instalaciones de las Centrales Térmicas *PN, TU y MT***

**En todo momento el COC, el COT y el CCA Transnoa deberán conocer cualquier indisponibilidad del Arranque en Negro de las centrales *PN y MT*, así como su posible duración y motivo.**

Si se produjese una falla y/o alarmas que indicasen inconvenientes en la operatividad del equipamiento de los campos de conexión con cualquiera de las Centrales conectadas a barras de la ET BR, el COT comunicará la novedad al COG antes de transcurridos 10 minutos. Asimismo, el COG informará al COT, dentro de los 10 minutos de producida, toda falla y/o anomalía que afectase sus equipos, así como la normalización de los mismos.

Tan pronto quede superado el inconveniente en el/los campos de conexión, el COT informará al COG que se encuentra en condiciones para reponer la alimentación a sus Centrales. Con el acuerdo del COG, el COT cerrará el/los interruptores correspondientes.

### **3.2.5 Falla/Colapso en barras de 132 kV de la ET BR**

Si como resultado de una falla/colapso quedasen sin tensión las barras de 132 kV de la ET BR, o se produjera la apertura de alguno de los tramos de línea que vinculan esas barras con las Centrales Térmicas *PN, TU y MT*, el COT hará todo lo posible para reponer la alimentación a la brevedad.

#### **3.2.5.1 Falta de tensión en barra *IPNA* de *CTPN***

La apertura del interruptor 1DL13, de la línea de 132 kV El Bracho-*CTPN (IBRPNI)* o la falta de tensión en la barra por cualquier causa dejará sin tensión esta línea y la barra de 132 kV *IPNA*, y provocará, por falta de tensión en barra de 6,6 kV, el arranque automático de dos Moto Generadores Diesel (*MGD*) de 2 MVA cada uno en la *CTPN*. Se inicia así la secuencia de automatismos descritos en el punto 3.2.5.4 de esta OS para el arranque en negro de la *CTPN*.

La continuación del proceso de Arranque en Negro de *CTPN* será informada al COG por el CCA Transnoa, luego de recibir del COT la confirmación de un colapso total del SADI o que no será posible recuperar la red de 132 kV desde el sistema de 500 kV. Cuando ello ocurra, se operará como se describe en el punto 3.2.5.4.

#### **3.2.5.2 Falta de tensión en barras de *CTTU***

##### **3.2.5.2.1 Autotransformador *T6TU 500/132 kV* fuera de servicio**

A partir de la ausencia de tensión en barras de 132 kV de la *CTTU*, se pueden plantear en dicha Central las siguientes situaciones:

- Estando el grupo Diesel de servicios auxiliares de *CTTU* **en servicio**, al reponerse la tensión en barras de 132 kV, pueden arrancar los generadores *G1TU (TG1)*, *G2TU (TG2)* y *G3TU (TV1)* en los tiempos establecidos en el punto 4.2.4.
- Estando el grupo Diesel de servicios auxiliares de *CTTU* **fuera de servicio**, si en un período de 20 minutos no se restituye la alimentación a la Central, los generadores *G1TU*, *G2TU* y *G3TU* permanecerán fuera de servicio 24 hs. Si en cambio, la alimentación de 132 kV se restituye dentro de los 20 minutos mencionados, pueden arrancar los grupos, de a uno por vez, en los tiempos establecidos en el punto 4.2.4.

En todos los casos, el COG decidirá el momento en que esté en condiciones de recibir tensión desde la ET BR, lo cual coordinará con el CCA Transnoa/COT, para la normalización de sus servicios auxiliares; sincronización de los grupos *G1TU* y *G2TU* con sus respectivos interruptores de bloque *IDL02* y *IDL05* de transformadores asociados, sincronización del grupo *G3TU* con su interruptor de máquina *52G*, y la posterior toma de carga. Esta situación dependerá también del margen existente para la regulación de frecuencia, siendo la misma responsabilidad del COG o del CCA Transnoa, según el caso.

Si la totalidad del Ciclo Combinado de *CTTU* hubiera estado saliendo a través de líneas de 132 kV de ET BR, luego de eliminadas las condiciones de falla, la reconexión de una de las TG de *CTTU* podrá realizarse en forma inmediata, previa autorización del CCA Transnoa/COT. El reingreso de las restantes unidades se deberá coordinar entre el COG y el CCA Transnoa o el COT, según corresponda, de modo de no superar la potencia de cortocircuito de barras de ET BR (la capacidad de interrupción del equipamiento existente en barras de 132 kV de ET BR es de 5000 MVA), **para lo cual deberán respetarse las indicaciones del punto 3.2.1.**

### **3.2.5.3 Falta de tensión de 132 kV en *CTMT***

Ante esta situación, el COT procurará reponer la alimentación de 132 kV a la Central a la brevedad posible, a fin de que el generador *G1MT* pueda mantener la condición de giro lento, que mientras dure la falta de alimentación, se mantendrá hasta 25 minutos con los grupos Diesel, que aseguran los servicios esenciales y el virado. Existe la posibilidad de asistencia entre los grupos Diesel de *CTPN* y *CTMT*.

Si no pudiese mantenerse el giro por cualquiera de estos medios, deberán transcurrir al menos 48 horas para que se enfríe el rotor, antes de la entrada en servicio del generador.

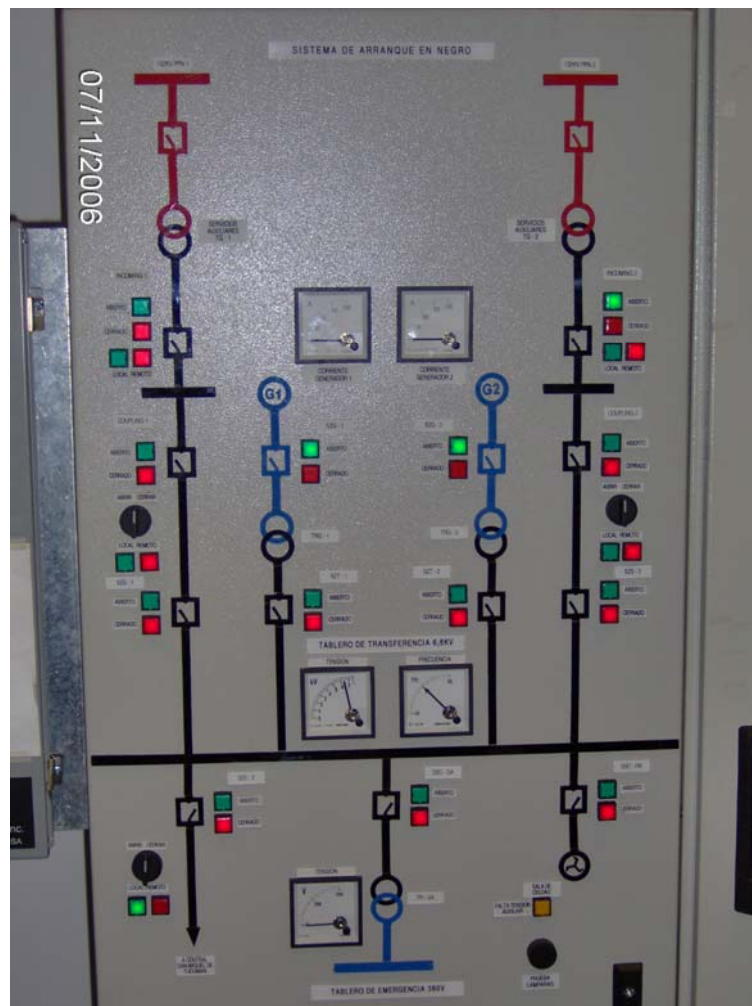
Por las razones que se explican en el punto siguiente, el Arranque en Negro se llevará a cabo prioritariamente con los *MGD* de *CTPN*, quedando como respaldo el Arranque en Negro desde *CTMT*, descrito en el punto 3.2.5.5.

### **3.2.5.4 Normalización de *CTTU* y *CTMT* a partir del Arranque en Negro de *CTPN***

Si debido a una falla/colapso quedasen sin tensión la línea de 132 kV *IBRPNI* y la barra de 132 kV *IPNA*, la *CTPN* arrancará en modo automático los dos *MGD* de Arranque en Negro. La continuación del Arranque en Negro de *CTPN* será indicada al COG por el CCA Transnoa, luego de recibir del COT la confirmación de un colapso total del SADI o que no será posible recuperar la red de 132 kV desde el sistema de 500 kV.

El primero de los *MGD* alimentará la barra de 6,6 kV de servicios auxiliares de *CTPN* en 20 s. 20 s después, el segundo *MGD* se sincronizará con el primero. 90 s después se iniciará el arranque de *G2PN*, que lleva 12 minutos hasta alcanzar su velocidad nominal. Pese a que tiene prioridad *G2PN*, el COG puede disponer el arranque de *G1PN*.





A su vez, el COT, ante situaciones como las descritas, **abrirá todos los interruptores de 132 kV de la ET BR (interruptores de transformadores T1BR, T2BR y de todas las conexiones) manteniendo el acoplamiento transversal cerrado**. Simultáneamente, Transnoa preparará su red para la toma de carga, la cual deberá ser compatible con las posibilidades del grupo de *CTPN* (escalones de 10 MW).

Con el rearranque de *G2PN* (o *G1PN*), *CTPN* estará en condiciones de energizar la línea *1BRPN1* en 15 minutos.

Transnoa coordinará:

- con el COT y el COG:
  - la energización de las barras de 132 kV de la ET BR mediante la línea *1BRPN1*.
  - la energización de las líneas *1BRMT1*, *1BRTU1*, *1BRTU2* y/o *1BRTU3* para alimentar los servicios auxiliares de esas Centrales.
- con el COT, la reposición de las restantes líneas de conexión.
- con el COG, la toma de carga del grupo de *CTPN* que arrancó en negro.
- con el COC y el COT, el paralelo del área NOA con el SADI.

**OS N° 24: NORMAS DE OPERACIÓN PARA CONEXIONES DE TRANSENER CON CENTRALES VINCULADAS A BARRAS DE LA ET EL BRACHO**

Confeccionó: Ingeniería de Operación

Versión 9  
Pág. 9/18

10 de mayo de 2013

En todo momento el COT deberá supervisar la corriente por el acoplamiento de 132 kV, a fin de no exceder el máximo indicado en el punto 3.2.1 de esta OS, y realizará los cambios de configuración necesarios para asegurar la continuidad de la reposición del servicio, con el menor número de maniobras posible. Por ese motivo, Transnoa informará al COT los módulos de demanda que repondrá y la carga solicitada a los generadores. Siendo la demanda normal de Tucumán Centro del orden de 100 MW, al alcanzar la 1° máquina una carga de 40 MW, se iniciará el arranque de la 2° máquina.

### 3.2.5.5 Normalización de CTTU y CTPN a partir del Arranque en Negro de CTMT

Sólo en caso de indisponibilidad del campo 13 de ET BR, lo cual deberá ser informado de inmediato por el COT al COG, el COG coordinará con el CCA Transnoa y el COT el Arranque en Negro en CTMT con GIMT. Esta alternativa de Arranque en Negro resulta más compleja por la cantidad de maniobras necesarias para llegar con 6,6 kV al motor de arranque de GIMT desde el Diesel.

Aunque a la fecha no ha sido ensayado, G2MT puede arrancar en negro en 500 kV.

**El COT abrirá todos los interruptores de 132 kV de la ET BR manteniendo el acoplamiento transversal cerrado.** Simultáneamente, Transnoa preparará su red para la toma de carga, la cual deberá ser compatible con las posibilidades de GIMT (escalones de 10 MW).

Con el rearranque de GIMT, CTMT estará en condiciones de energizar la línea IBRMT1 en 17 minutos.

Transnoa coordinará:

- con el COT y el COG:
  - la energización de las barras de 132 kV de la ET BR mediante la línea IBRMT1.
  - la energización de las líneas IBRPN1, IBRTU1, IBRTU2 y/o IBRTU3 para alimentar los servicios auxiliares de esas Centrales.
- con el COT, la reposición de las restantes líneas de conexión.
- con el COG, la toma de carga de GIMT.
- con el COC y el COT, el paralelo del área NOA con el SADI.

En todo momento el COT deberá supervisar la corriente por el acoplamiento de 132 kV, a fin de no exceder el máximo indicado en el punto 3.2.1 de esta OS, y realizará los cambios de configuración necesarios para asegurar la continuidad de la reposición del servicio, con el menor número de maniobras posible. Por ese motivo, Transnoa informará al COT los módulos de demanda que repondrá y la carga solicitada a GIMT.

## 3.3 CONTROL DE TENSIÓN

En virtud de la responsabilidad asignada en *Los Procedimientos* al Transportista, el COT solicitará al COG las variaciones en la excitación de sus generadores necesarias para mantener una reserva adecuada de potencia reactiva y la tensión en barras del SADI dentro de las bandas permitidas.

Como elemento de referencia se utilizarán las curvas de capacidad P-Q de los generadores de las Centrales Térmicas PN, TU y MT (ver Anexo 2). En condiciones normales los valores solicitados no excederán el 90% del valor indicado en dichas curvas o cualquier limitación declarada por esas Centrales. En forma transitoria se podrá alcanzar durante 20 minutos continuos los valores máximos, con intervalos de 40 minutos entre ellos. El valor solicitado se expresará en MVar (entregados o absorbidos), y en algunos casos como consigna de tensión de barras en kV. Las Centrales deberán mantener dicho valor hasta tanto el COT solicite su modificación.

CAMMESA informará diariamente al COT y a Transnoa los programas de carga de las Centrales Térmicas *PN*, *TU* y *MT* para el día siguiente, así como los redespachos, si se produjeran.

Toda entrada o salida de servicio programada de alguna de esas Centrales será comunicada con suficiente anticipación al COT, así como cualquier variación de carga activa no programada mayor que 25 MW que imponga el despacho de máquinas que realiza CAMMESA o el CCA Transnoa, según sea el caso.

**En todo momento el COT debe conocer el estado de carga activa y reactiva de los generadores de las Centrales Térmicas *PN*, *TU* y *MT*, lo cual será informado por el COG.**

### 3.4 ENCLAVAMIENTOS

Los enclavamientos en los campos 13, 14, 15, 17 y 25 de 132 kV de la ET BR, son los convencionales del esquema de triple juego de barras con simple interruptor, seccionador puente de transferencia y acoplamiento transversal.

Adicionalmente, en el campo 25 se agregó para el cierre y la apertura del seccionador de puesta a tierra 1ST25, la condición de *abiertos* del interruptor 52-G del generador *G1MT*, y de la puesta a tierra en el armario de acometida en 6,6 kV al Tablero de Servicios Auxiliares.

No existen enclavamientos entre equipos de maniobra de ET BR y equipos/instalaciones de la *CTPN*.

La operación de los seccionadores de puesta a tierra de la línea *5BRTU1*: *5ST00* (campo de salida de *G2MT*) y *5ST01* (ET BR), está enclavada con la posición abierta de los seccionadores de línea *5SL01* (ET BR), *5SL01* (*CTTU*), *5SL02* (campo de salida de *G2MT*) y *5SL03* (campo de salida de *G3MT*). Recíprocamente, el cierre de los seccionadores de línea *5SL01*, *5SL01* *5SL02* y *5SL03*, está enclavado con la posición abierto de los seccionadores *5ST00* y *5ST01* de puesta a tierra de la línea *5BRTU1*.

El acoplamiento de 132 kV de *CTTU* tiene enclavamientos con los restantes equipos de maniobra de la Central, los cuales condicionarán su operación a las configuraciones permitidas en la misma. Dicho acoplamiento no puede cerrarse cuando las barras de 132 kV de la Central se vinculan a sistemas distintos (una barra sobre el *T6TU* y la otra barra sobre 132 kV de la ET BR).

### 3.5 DISPAROS

#### 3.5.1 *CTPN*

El interruptor 1DL13 del campo 13 en ET BR abrirá por actuación de:

- Protecciones propias del campo: *Impedancia* y *Sobrecorriente Direccional (fase y tierra)*.
- Transferencia de Disparo Directo (TDD) emitida desde *CTPN* por esquema de *Protección de Falla de Interruptor (PFI)* en esta Central. A efectos de este disparo se utiliza la capacidad de transferencia de disparo directo disponible en una protección diferencial por hilo piloto instalada sobre la línea *1BRPN1*, la cual no se encuentra habilitada en su función específica. Esta protección es responsabilidad de *CTPN*.

Los interruptores de 132 kV correspondientes a los transformadores de bloque de *CTPN* abrirán por actuación de:

- Esquema de PFI de esta Central.
- Protecciones propias de cada transformador.
- Protecciones propias de cada generador.
- Actuación de DAG.

Los interruptores de 132 kV correspondientes a los transformadores *T1XPN* y *T2XPN* de servicios auxiliares de *CTPN* abrirán por actuación de:

- Esquema de Protección de Fallas de Interruptores (PFI) de esta Central.
- Protecciones propias de cada transformador.

### 3.5.2 *CTTU*

En las siguientes tablas se indican las protecciones que pueden provocar el desenganche de los interruptores de la ET BR asociados a *CTTU*, y de los interruptores de *CTTU*.

#### ET BR en 132 kV

INTERRUPTORES	PROTECCIONES
<b>1DL14, 1DL15, 1DL17</b>	Propias del campo: Sobrecorriente con comparación direccional y sobreco- rriente de fase y tierra direccionales.  Los interruptores <b>1DL14</b> y <b>1DL15</b> pueden también abrir por TDD ante el desenganche de alguno de los transformadores T1BR o T2BR de la ET BR, situación que podría presentarse cuando el área NOA asociada a dicha Esta- ción sea exportadora y se encuentre fuera de servicio la DAG NOA. Existe una llave que habilita esta transferencia de disparo, que puede ser operada en forma local o por telemando.

#### CTTU en 132 kV

INTERRUPTORES	PROTECCIONES
<b>1DL10, 1DL11, 1DL12</b>	Propias del campo: Sobrecorriente con comparación direccional y sobreco- rriente de fase y tierra, diferencial de barras de 132 kV.
<b>1DL02, 1DL05</b>	Propias del campo: Diferencial de barras de 132 kV. Propias por fallas en el generador asociado. Sobrecorriente y diferencial del transformador de servicios propios corres- pondiente. Propias del transformador de servicios auxiliares asociado. Desenganche por señal DAG proveniente de los PLCs (Controladores Lógi- cos Programables) instalados en la ET BR. Los mismos forman parte del Automatismo DAG NOA, cuyas funciones se describen en la OS N° 34, “Operación de Recursos Estabilizantes del Corredor NOA-Centro-DAG NOA”.
<b>1DL09</b>	Propias del campo: Diferencial de barras de 132 kV. Sobrecorriente y diferencial del transformador asociado. Propias del transformador asociado.
<b>52G</b>	Propias por fallas en el generador asociado. Propias del transformador asociado. Propias del transformador de servicios auxiliares asociado. Desenganche por señal proveniente de los PLCs Maestros instalados en la ET BR.
<b>1DL01 y 1DL07</b>	Propias del campo: Diferencial de barras de 132 kV Sobrecorriente y diferencial del trafo de serv. auxiliares correspondiente. Propias del transformador de servicios auxiliares asociado.
<b>1DL15</b>	Protección diferencial de barras de 132 kV.

OS N° 24: **NORMAS DE OPERACIÓN PARA CONEXIONES DE TRANSENER CON CENTRALES VINCULADAS A BARRAS DE LA ET EL BRACHO**

Confeccionó: Ingeniería de Operación

Versión 9

10 de mayo de 2013

Pág. 12/18

### Interconexión 132/500 kV

INTERRUPTORES	PROTECCIONES
<b>1DC06</b>	Propias del campo: Diferencial de barras de 132 kV. Sobrecorriente y diferencial del transformador asociado. Propias del transformador asociado.
<b>5DC01</b>	Propias del campo: Diferencial de línea <i>5BRTU1</i> de 500 kV. Discrepancia de polos. Sobrecorriente y diferencial del transformador asociado. Propias del transformador asociado.

### 3.5.3 CTMT

En las siguientes tablas se indican las protecciones que pueden provocar el desenganche de los interruptores de la ET BR asociados a *CTMT*, y de los interruptores de dicha Central.

#### ET BR en 132 kV

INTERRUPTOR	PROTECCIONES
<b>1DL25 (*)</b>	Protecciones propias de la línea: Impedancia, sobrecorriente direccional y tierra direccional. Protecciones de los transformadores <i>T1MT</i> y <i>T2XMT</i> . Pulsador de parada de emergencia. Desenganche por señal proveniente del PLC instalado en la ET BR.

(\*) La apertura del interruptor 1DL25, cualquiera que fuese el motivo y la configuración del campo, provocará la apertura del interruptor *52-G* del generador *G1MT*. Solamente se evita ese interdisparo cuando el interruptor 1DL25 es operado en forma local, es decir, al pie del equipo, o cuando el campo 25 se configura a través del seccionador de *by-pass*. Esta configuración transfiere los disparos y lógicas sobre el interruptor de acoplamiento 1DA07, permitiendo operar el interruptor 1DL25 con comando a distancia (desde la ET o el COT), sin originar interdisparo sobre el interruptor *52-G*.

#### ET BR en 500 kV

INTERRUPTORES	PROTECCIONES
<b>5DA01</b>	Protección diferencial de línea <i>5BRTU1</i> , protección distanciométrica, protección diferencial de barra 5BRA y PFI de interruptores asociados.
<b>5DC02</b>	Protección diferencial de línea <i>5BRTU1</i> , protección distanciométrica, protección diferencial de barra 5BRB y PFI de interruptores asociados

### Generador *G1MT (TG1)*

INTERRUPTOR	PROTECCIONES
<i>52-G</i>	Propias por fallas en el generador asociado. Propias del transformador asociado. Propias del transformador de servicios auxiliares asociado. Desenganche por señal proveniente del PLC instalado en ET BR (DAG).

### Generador *G2MT (TG2)*

INTERRUPTORES	PROTECCIONES
<i>7-52</i>	Propias por fallas en el generador asociado. Propias del transformador asociado. Propias del transformador de servicios auxiliares asociado. Desenganche por señal DAG proveniente de los PLCs Maestros instalados en ET BR.
<i>5DC02</i>	Propias del campo: Diferencial de línea <i>5BRTU1</i> de 500 KV. Discrepancia de polos. Sobrecorriente y diferencial del transformador asociado. Propias del transformador asociado.

### Generador *G3MT (TV1)*

INTERRUPTORES	PROTECCIONES
<i>8-52G</i>	Propias por fallas en el generador asociado. Propias del transformador asociado. Propias del transformador de servicios auxiliares asociado. Desenganche por señal proveniente del PLC instalado en ET BR (DAG).
<i>5DC03</i>	Propias del campo: Diferencial de línea <i>5BRTU1</i> de 500 KV. Discrepancia de polos. Sobrecorriente y diferencial del transformador asociado. Propias del transformador asociado.

## 3.6 MANIOBRAS DE PARALELO

### 3.6.1 *CTPN*

En situación normal, en todos los casos, el paralelo de cada generador de la *CTPN* con el SADI se realizará mediante su interruptor de bloque. Situaciones particulares de contingencias fueron descritas en el punto 3.2.5.4.

### 3.6.2 *CTTU y CTMT*

El paralelo de los generadores de las Centrales Térmicas *TU* y *MT* con el SADI se realizará mediante los interruptores indicados a continuación:



### 3.6.2.1 CTTU

<i>G1TU</i>	<i>IDL02</i>
<i>G2TU</i>	<i>IDL05</i>
<i>G3TU</i>	<i>IDL09 ó 52G</i>

### 3.6.2.2 CTMT

<i>G1MT</i>	<i>52-G</i>
<i>G2MT</i>	<i>5DC02 ó 7-52</i>
<i>G3MT</i>	<i>5DC03 u 8-52G</i>

## 4. DATOS OPERATIVOS DE LAS CENTRALES PN, TU Y MT VINCULADAS A BARRAS DE ET BR

### 4.1 CTPN

#### 4.1.1 Transformadores de bloque *TIPN* y *T2PN*

	<i>TIPN</i>	<i>T2PN</i>
Potencia	150 MVA	150 MVA
Tensiones	15/138 kV	15/138 kV
Regulación automática de tensión	$\pm 8 \times 1,25\%$ ( $\pm 10\%$ )	$\pm 8 \times 1,25\%$ ( $\pm 10\%$ )

#### 4.1.2 Transformadores de Servicios Internos *TIXPN* y *T2XPN*

	<i>TIXPN</i>	<i>T2XPN</i>
Potencia	10 MVA	10 MVA
Tensiones	132/6,6 kV	132/6,6 kV

#### 4.1.3 Generadores *GIPN* y *G2PN*

	<i>GIPN</i>	<i>G2PN</i>
Potencia nominal	137,882 MVA	137,647 MVA
Potencia efectiva neta	116 MW	116 MW
Tensión en bornes	15 kV $\pm 5\%$	15 kV $\pm 5\%$
Tiempo normal de arranque desde parada en frío hasta sincronismo	15 minutos	15 minutos

#### 4.1.4 Motogeneradores Diesel *MGD1* y *MGD2* de emergencia

	<i>MGD1</i>	<i>MGD2</i>
Potencia nominal	2 MVA	2 MVA
Tensión	3x380 V	3x380 V

## 4.2 CTTU

### 4.2.1 Autotransformador *T6TU*

Potencia	600 MVA
% de regulación en carga	$\pm 10\%$
Número de Topes	$\pm 17$
Tensiones en vacío	500/138/34,5 kV

### 4.2.2 Transformadores de bloque *T2TU* y *T5TU*, y transformador asociado *T9TU*

	<i>T2TU</i> y <i>T5TU</i>	<i>T9TU</i>
Potencia	190 MVA	185 MVA
% de regulación en carga	$\pm 11,25\%$	$\pm 10\%$
Número de Topes	$\pm 9$ en arrollamiento de 132 kV	17 (Tensión nominal: Tope 9) en arrollamiento de 132 kV
Tensiones en vacío	10,5/140 kV	15,75/140 kV

### 4.2.3 Transformadores de Servicios Internos *T1XTU*, *T3XTU* y *T7XTU*

	<i>T1XTU</i> y <i>T7XTU</i>	<i>T3XTU</i>
Potencia	8 MVA	9/12 MVA
% de regulación en carga	$\pm 10\%$	$\pm 10\%$
Número de Topes	$\pm 8$ en arrollamiento de 132 kV	17 (Tensión nominal: Tope 9) en arrollamiento de 132 kV
Tensiones en vacío	132/6,9 kV	15,75/6,9 kV

### 4.2.4 Generadores *G1TU* (TG1), *G2TU* (TG2) y *G3TU* (TV1)

	<i>G1TU</i> y <i>G2TU</i>	<i>G3TU</i>
Potencia nominal	184,5 MVA; Cos $\phi$ : 0,85	190,8 MVA; Cos $\phi$ : 0,85
Potencia efectiva neta	144,2 MW (en bornes)	158,6 MW
Tensión en bornes	10,5 kV $\pm 5\%$	15,75 kV $\pm 5\%$
Tiempo de arranque desde parada en frío h/sincronismo	< 11 min	4 hs
Tiempo de arranque en caliente hasta sincronismo	< 4 min	2 hs
Tiempos desde sincronismo hasta plena carga	Normal: 11 min Mínimo de emergencia: 4,6 min	Rampa < 3 MW/min
Tiempos totales	Normal: 17 min Mínimo de emergencia: 8,6 min	

El arranque normal de la turbina de vapor (TV) *G3TU* será posible a partir de disponer en servicio de una de las turbinas de gas (TG), *G1TU* o *G2TU*. Esto permite el calentamiento de la correspondiente caldera de la TV.

Con ambas TG en servicio, la pérdida de una de ellas implica una disminución del 50% en la carga de *G3TU*.

**Autonomía de servicios auxiliares sin alimentación externa:** 24 hs con grupo Diesel.

**Posibilidad de arranque *En Negro*:** No disponible en *CTTU*. Sin embargo, existe esta posibilidad en *CTPN* y *CTMT*.

#### 4.2.5 Varios

En *CTTU* el interruptor de acoplamiento de barras *IDL15* operará abierto, tanto cuando esté habilitada la DAG NOA como cuando no lo esté.

En *CTTU* no se podrá transferir máquinas, desde una de las barras de 132 kV a la otra barra de esa tensión, sin sacar de servicio la máquina a transferir, cuando una de las barras se encuentra vinculada con la ET BR 132 kV y la otra vinculada al *T6TU* (500 kV). Si por alguna razón, estando fuera de servicio el autotransformador *T6TU*, la Central debiese acoplar las barras de 132 kV, cuando éstas se encuentran vinculadas a la ET BR 132 kV, esa operación deberá ser previamente acordada con el COT.

### 4.3 CTMT

#### 4.3.1 Transformadores asociados *T1MT*, *T3MT* y *T4MT*

	<i>T1MT</i>	<i>T3MT</i>	<i>T4MT</i>
Potencia	150 MVA	170 MVA	195 MVA
% de regulación en carga	+/- 5% en vacío	+/- 10%	+/- 10%
Número de Topes	5	17	17
Tensiones en vacío	11,5/132 kV	15,5/500 kV	15,5/500 kV

#### 4.3.2 Transformadores de Servicios Internos *T2XMT*, *T3XMT* y *T4XMT*

	<i>T2XMT</i>	<i>T3XMT</i>	<i>T4XMT</i>
Potencia	3750/4687 kVA	10 MVA	10 MVA
% de regulación en carga	+/- 5% en vacío	+/- 10%	+/- 10%
Número de Topes	5	17	17
Tensiones en vacío	11,5/6,6 kV	15,5/6,6 kV	15,5/6,6 kV

#### 4.3.3 Generadores *G1MT (TG1)*, *G2MT (TG2)* y *G3MT (TV1)*

	<i>G1MT</i>	<i>G2MT</i>	<i>G3MT</i>
Potencia nominal	146 MVA	164,71 MVA	194,18 MVA
Potencia efectiva neta	113,5 MW	117,2 MW	151,5 MW
Tensión en bornes	11,5 kV	15,5 kV	15,5 kV
Tiempo de arranque desde parada en frío hasta sincronismo	12 min	10 min	180 min
Autonomía de servicios auxiliares sin alimentación externa	12 min	30 min	30 min

El arranque normal de la turbina de vapor (TV) *G3MT* será posible a partir de disponer en servicio de una de las turbinas de gas (TG), *G1MT* o *G2MT*. Esto permite el calentamiento de la correspondiente caldera de la TV.

Con ambas TG en servicio, la pérdida de una de ellas implica una disminución del 50% en la carga de *G3MT*.