



## **INFORME FINAL**

**COES-SINAC/DEV-181-2006**

# **ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL**

| <b>Fecha</b> | <b>Rev.</b> | <b>Descripción</b>  | <b>Elaboró</b> | <b>Revisó</b> | <b>Aprobó</b> |
|--------------|-------------|---|----------------|---------------|---------------|
| 25-07-2006   | 0           | Actualización ECP 2006<br>(cumplimiento numeral 7.5 NTCOTR) | DEV            | FTG/YJD       | AVV           |
|              |             |   |                |               |               |
|              |             |   |                |               |               |
|              |             |   |                |               |               |



## INDICE

|   |           |
|---|-----------|
| <b>1. BASE LEGAL.....</b>   | <b>3</b>  |
| <b>2. ANTECEDENTES.....</b>   | <b>3</b>  |
| <b>3. OBJETIVO.....</b>   | <b>4</b>  |
| <b>4. ALCANCE.....</b>  | <b>4</b>  |
| <b>5. BASE DE DATOS.....</b>  | <b>4</b>  |
| 5.1. BASE DE DATOS DEL SISTEMA  | 5         |
| 5.2. BASE DE DATOS PARA ESTUDIOS DINAMICOS  | 6         |
| 5.3. BASE DE DATOS DEL EQUIPAMIENTO   | 6         |
| 5.3.1. ESQUEMAS UNIFILARES DE PROTECCION  | 7         |
| 5.3.2. RELES DE PROTECCION DEL ESTUDIO  | 7         |
| 5.3.3. EQUIPOS ASOCIADOS A LA PROTECCIÓN  |           |
| <b>6. ESTUDIOS DE BASE.....</b>   | <b>8</b>  |
| 6.1. ESTUDIO DE FLUJO DE POTENCIA   |           |
| 6.2. ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO   |           |
| 6.3. ESTUDIOS DE ESTABILIDAD  | 9         |
| 6.3.1. TIEMPOS CRITICOS DE DESPEJE DE FALLAS  | 9         |
| 6.3.2. ESTUDIO DE ARCO SECUNDARIO   | 9         |
| 6.3.3. TIEMPOS MAXIMOS DE ESPERA DE FALLAS MONOFASICAS                                | 9         |
| 6.3.4. ANALISIS DE OSCILACION DE POTENCIA   | 9         |
| <b>7. ESTUDIO DE COORDINACION DE LA PROTECCION DEL SEIN</b>                           | <b>9</b>  |
| 7.1. METODOLOGIA  | 9         |
| 7.1.1. PROTECCION DE DISTANCIA  | 14        |
| 7.1.1.1. APLICACION EN LINEAS DE TRANSMISION  | 14        |
| 7.1.1.2. APLICACIÓN EN GENERADORES  | 15        |
| 7.1.2. PROTECCION DE SOBRECORRIENTE   | 16        |
| 7.1.2.1. APLICACION EN LINEAS DE TRANSMISION  | 16        |
| 7.1.2.2. APLICACIÓN EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA                                    | 16        |
| 7.1.2.3. APLICACIÓN EN GENERADORES  | 11        |
| 7.2. MEMORIAS DE CÁLCULO  | 12        |
| 7.3. RESULTADOS DEL CÁLCULO   | 13        |
| <b>8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>  | <b>13</b> |
| <b>9. ANEXOS</b>  |           |
| 9.1. ANEXO 01: Base de Datos DEL SISTEMA  |           |
| 9.2. ANEXO 02: Base de Datos PARA EL ESTUDIO DINAMICO                                 |           |
| 9.3. ANEXO 03: Base de Datos DEL EQUIPAMIENTO   |           |
| 9.4. ANEXO 04: ESQUEMAS UNIFILARES  |           |
| 9.5. ANEXO 05: LISTADO DE RELES   |           |
| 9.6. ANEXO 06: RESULTADOS DE FLUJO DE POTENCIA  |           |
| 9.7. ANEXO 07: RESULTADOS DE CORTOCIRCUITO  |           |
| 9.8. ANEXO 08: TIEMPOS CRITICOS DE DESPEJE DE FALLAS                                  |           |
| 9.9. ANEXO 09: ESTUDIO DE ARCO SECUNDARIO   |           |
| 9.10. ANEXO 10: TIEMPOS MAXIMOS DE ESPERA DE FALLAS MONOFASICAS                       |           |
| 9.11. ANEXO 11: ANALISIS DE OSCILACION DE POTENCIA                                    |           |
| 9.12. ANEXO 12: MEMORIAS DE CÁLCULO   |           |
| 9.13. ANEXO 13: RESULTADOS DE CÁLCULO   |           |
| 9.14. ANEXO 14: CRITERIOS PARA EL AJUSTE Y COORDINACION DE LOS SISTEMAS DE PROTECCION |           |

## 1. BASE LEGAL

El estudio de Coordinación de las Protecciones del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) establecido dentro del ámbito de la “Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (NTCOTR)” publicada el 03 de marzo de 2005, la cual señala en el título 7.5 “Coordinación de los Sistemas de Protección”, específicamente del numeral 7.5.1 de la NTCOTR, lo siguiente:

*“La DOCOES elaborara cada cuatro (4) años, los estudios necesarios para revisar la coordinación de los sistemas de protección de las instalaciones del Sistema para garantizar la selectividad de los mismos en salvaguarda de la calidad y seguridad del Sistema. Los resultados de estos estudios son de cumplimiento obligatorio y serán comunicados por la DOCOES a todos los Integrantes del Sistema antes del 31 de julio del año en que se culmine el estudio, quienes los implantaran antes del 31 de diciembre del mismo año”.*

Asimismo la NTCOTR establece en su Disposición Transitoria lo siguiente:

*“La DOCOES informará a los Integrantes del Sistema, a más tardar el 31 de julio de 2006 los resultados de los estudios referidos en los numerales 5.3.7, 6.4.5, 6.4.6, 7.4 y 7.5 de la presente Norma”.*

## 2. ANTECEDENTES

El Comité de Operación Económica del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (COES) ha establecido los Procedimientos Técnicos y Estudios de Operatividad que deben elaborar las empresas para integrar las nuevas instalaciones al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

El crecimiento del sistema interconectado nacional, sin unificar criterios y filosofías de operación han propiciado la aparición de problemas dinámicos y de actuación descoordinada de los sistemas de protección eléctrica. Este crecimiento se dio primeramente con la integración del área norte al área centro y posteriormente del área sur al centro-norte, cada una con su propia problemática y criterios de ajuste, las cuales al operar en conjunto empezaron a presentarse casos de desconexión indebidas y prolongados tiempos de despeje de fallas, que se complicaron con pérdidas de estabilidad transitoria al SEIN. Esta situación evidenció la necesidad de uniformizar en todos los sistemas de protección los criterios para el ajuste y coordinación de todos los relés del SEIN.

Por ello, con la finalidad de dar una solución a la problemática descrita y cumplir con lo dispuesto por la NTCOTR; el COES, encargó la realización de un Estudio de Coordinación de las Protecciones de todo el sistema interconectado nacional, para mejorar el comportamiento y el estado de los sistemas de protecciones de las instalaciones del SEIN.

Para tal efecto, el COES mediante Resolución de la Dirección de Operaciones del COES-SINAC N° 004-2001-DO/COES-SINAC del 3 de mayo de 2001, se constituyó el Comité de Trabajo de Coordinación de las Protecciones del SEIN (CT-ECP) conformado por los especialistas en sistemas de protección del COES y de las empresas integrantes del SEIN, para supervisar y fiscalizar el proceso de elaboración de un Estudio de Coordinación de Protecciones del SEIN.

Luego del correspondiente concurso de selección de servicios de consultoría para la realización del Estudio de Coordinación de las Protecciones del SEIN (ECP), el COES contrató a la Compañía de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión TRANSENER

S.A., que se asoció con empresa consultora italiana Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano (CESI), para llevar a cabo la realización del estudio. El contrato entre dichas compañías y el COES se firmó en junio del año 2002 con lo cual se dio inicio a las labores del estudio con la recopilación de la información requerida del SEIN y de sus sistemas de protección.

Asimismo, el COES contrató a la Empresa especializada KEMA – ECC Inc., con la finalidad que se encargue de realizar las labores de supervisión del referido estudio.

El estudio comprendió la coordinación de las protecciones coordinables de las centrales de generación, de la transmisión y los niveles de subtransmisión hasta los límites con las empresas de Distribución del SEIN la cual culminó en el año 2004.

### **3. OBJETIVO**

Los objetivos del Estudio de Coordinación de Protecciones del SEIN se describen a continuación:

- Cumplir con lo establecido en el numeral 7.5 de la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados.
- Proporcionar a las empresas integrantes del SEIN, los requerimientos y criterios para realizar los ajustes y coordinación de los sistemas de protecciones.
- Entregar a los integrantes del SEIN y a las entidades que corresponda, los resultados actualizados del Estudio de Coordinación de las Protecciones, con los ajustes para los principales relés de protección coordinables del sistema; teniendo como base, el estudio ejecutado por TRANSENER/CESI.
- Disponer de un Estudio de Coordinación de las Protecciones del SEIN, que sirva como referencia para emplear en futuros estudios de actualización ó de ingreso de nuevas instalaciones al SEIN.

### **4. ALCANCE**

El alcance de la actualización del Estudio de Coordinación de las Protecciones del SEIN comprende las instalaciones de las empresas de generación y transmisión del SEIN, que son integrantes del COES.

También son parte del estudio, los sistemas de protección de las instalaciones que son fronteras con las instalaciones de las empresas de Distribución.

La actualización del estudio comprende los sistemas de protección coordinables (relés de distancia y relés de sobrecorriente), de las instalaciones de niveles de tensión de 220 kV y 138 kV, así como a las instalaciones generación asociada a estos niveles de tensión.

El Estudio de Coordinación de las Protecciones del SEIN ha sido actualizado considerando las instalaciones existentes a diciembre del año 2005.

### **5. BASE DE DATOS**

El COES no contaba inicialmente con una base de datos confiable para el modelamiento de la red eléctrica ni con una base de datos de relés ni de ajustes de cada una de las protecciones de las instalaciones del SEIN para realizar el Estudio de Coordinación de Protecciones del SEIN.

Por tal motivo la primera tarea del COES fue la recopilación de los estudios que se habían realizado en el SEIN, con la finalidad de organizar y conformar una base de datos inicial, que sirviera de partida para la consolidación y consistenciamiento de la información, la que se utilizó finalmente en el Estudio de Coordinación de las Protecciones del SEIN.

Adicionalmente a la información obtenida de los últimos estudios principales y con la finalidad de verificar los datos técnicos de los equipos, se solicitaron a las empresas involucradas los datos de placa de los generadores, de los transformadores de potencia y otros equipos; así como los protocolos de prueba de puesta en servicio de las líneas de transmisión o configuraciones de estructuras y datos de conductores.

Los parámetros eléctricos de las líneas de transmisión fuera de los rangos de valores típicos fueron recalculados mediante la utilización del módulo de cálculo de parámetro de líneas del programa computacional ATP, para lo cual se solicitó a las empresas los datos técnicos de las estructuras de soporte (cabezas) de las líneas de transmisión de los conductores de fase y cables de guarda.

Para la verificación de los parámetros eléctricos de los transformadores de potencia de dos devanados, se compararon con valores típicos considerando el nivel de tensión y la potencia. En el caso de los transformadores de tres devanados se ha tenido en cuenta la siguiente relación entre las tensiones de cortocircuito en porcentaje, referidos a una potencia base común:

$$V_{cc} (P-T) > V_{cc} (P-S) > V_{cc} (S-T)$$

Los estudios principales que se utilizaron como fuente para la base de datos se detallan en las Referencias del presente informe final.

## **5.1. BASE DE DATOS DEL SISTEMA**

La Base de Datos del Sistema posibilita la realización del Estudio de Flujo de Potencia y del Estudio de Cortocircuitos.

Los componentes del Sistema para los cuales se confeccionaron formatos en donde se consignaron los datos técnicos son los siguientes:

- Máquinas Eléctricas:
  - Generadores.
  - Compensadores síncronos.
  - Grandes Motores síncronos y asíncronos.
- Transformadores de Potencia de dos Devanados.
- Transformadores de Potencia de tres Devanados.
- Líneas de Transmisión.
- Equipos de Compensación Reactiva:
  - Reactores.

- Banco de Condensadores.
- Sistemas Estáticos de Compensación Reactiva (SVC's).

La base de datos del sistema utilizado en el estudio, se presenta en el Anexo **01**.

## **5.2. BASE DE DATOS PARA ESTUDIOS DINAMICOS**

La base de datos para realizar los estudios dinámicos se presentan en el Anexo **02**. En este anexo se documenta el desarrollo de las tareas de construcción de una base de datos para los estudios dinámicos de sistemas de potencia del Sistema Eléctrico del Perú.

En él, se detallan las hipótesis consideradas para asumir los datos faltantes de los modelos reales de los reguladores de tensión, señales estabilizantes y reguladores de velocidad de las centrales de generación.

Debido a ello, los resultados obtenidos son sólo referenciales para tener una idea del comportamiento dinámico del sistema ante algunas fallas.

## **5.3. BASE DE DATOS DEL EQUIPAMIENTO**

Los Sistemas de Protección complementan su funcionamiento con equipos que se encuentran presentes en las instalaciones de las centrales de generación y subestaciones de transformación.

A continuación se presenta la relación de los equipos más importantes relacionados a los sistemas de protección:

- Equipos de Maniobra:
  - Interruptores de potencia.
- Equipos de Medida:
  - Transformadores de tensión.
  - Transformadores de corriente.
- Equipos de Comunicación:
  - Trampas de onda.
- Servicios Auxiliares:
  - Rectificadores.
  - Bancos de baterías.

La base de datos del equipamiento en la cual se muestran los datos de los interruptores de potencia se presenta en el Anexo **03**.

### 5.3.1. ESQUEMAS UNIFILARES DE PROTECCION

Los Esquemas Unifilares de Protección (EUP's) son representaciones gráficas del arreglo del equipamiento de las instalaciones comprometidas en el Estudio de Coordinación de las Protecciones del SEIN (ECP).

Así mismo contiene información del conexionado de las protecciones, datos técnicos de los equipos de protección y medida, relés de protecciones instalados y las funciones habilitadas mediante la representación con códigos de la norma técnica americana ANSI así como también se representan los interruptores que comanda cada relé.

Los EUP's fueron elaborados estableciendo un formato uniforme de representación de las instalaciones del SEIN, empleando las normas técnicas de la Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas (DGE-MEM) del Perú.

En los EUP's se representan los siguientes componentes de las instalaciones del SEIN:

- Generadores.
- Transformadores de potencia y transformadores zigzag.
- Equipos de compensación reactiva.
- Líneas de transmisión y alimentadores.
- Equipos de medida y protección (transformadores de corriente y transformadores de tensión).
- Equipos de interrupción y seccionamiento.
- Relés de protección.

Los esquemas unifilares de protección se presentan en el Anexo **04**.

### 5.3.2. RELES DE PROTECCION DEL ESTUDIO

Teniendo en cuenta la ubicación de la instalación en donde se encuentran los relés de protección, se ha definido la siguiente clasificación de zonas geográficas:

|              |  |
|--------------|--|
| Zona Norte:  | Comprende a las instalaciones desde la S.E. Zorritos hasta la S.E. Chimbote 1.                                       |
| Zona Centro: | Comprende las instalaciones desde la S.E. Paramonga Nueva hasta la S.E. Cotaruse, incluyendo la Central del Mantaro. |
| Zona Sur:    | Comprende las instalaciones desde la S.E. Socabaya hasta la S.E. Puno.   |

La relación de los relés de protección comprendidos en el estudio y actualizado a diciembre del 2005 se presenta en el Anexo **05**.

## 6. ESTUDIOS DE BASE

Para realizar el Estudio de Coordinación de Protecciones se requiere realizar Estudios de Flujo de Carga, Estudios de Cortocircuitos y Estudios de Estabilidad Transitoria. Estos estudios se han definido como **Estudios de Base**.

A continuación se describe las consideraciones, procedimientos así como la metodología considerada para la ejecución de los Estudios de Base.

### 6.1. ESTUDIO DE FLUJO DE POTENCIA

A efectos de satisfacer los requerimientos iniciales para realizar el estudio de coordinación de las protecciones del sistema eléctrico interconectado nacional se ejecutaron los flujos de potencia del SEIN.

Una vez consolidada la base de datos del SEIN se procedió a la preparación de los flujos de potencia, considerando los despachos de los generadores y la distribución de la demanda, para cada escenario estudiado.

Los escenarios de flujos de potencia analizados, corresponden a los periodos de avenida y estiaje en mínima, media y máxima demanda para el año 2006.

Toda aquella información surgida de las simulaciones realizadas con los flujos de potencia resultantes está contenida en el Anexo **06**.

### 6.2. ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO

El estudio de cortocircuito tiene como objetivo determinar las tensiones y corrientes de falla simétricas y asimétricas, máximas y mínimas, en operación normal y en contingencia de la red del SEIN, las mismas que sirvieron de base para el ajuste de los relés de protección, específicamente los relés de distancia y de sobrecorriente.

#### Metodología

1. Se realizó cortocircuitos para las condiciones iniciales de todos los escenarios de flujos de potencia definidos como casos base, así como para las contingencias n-1.
2. Se efectuaron cortocircuitos en todas las barras principales de la red. Para las líneas de transmisión, se efectuaron cortocircuitos adicionales a lo largo de la línea, con ubicaciones al 0%, 15%, 50%, 85% y 100% de la longitud de cada línea.
3. Para el caso de los transformadores de potencia se efectuaron cortocircuitos en los pasatapas (*bushing*) de los mismos.
4. Los tipos de cortocircuitos y resistencia de fallas considerados para cada tipo son los siguientes:
  - Cortocircuitos monofásicos franco (0 Ohm) y para dos valores de resistencia de falla a tierra: 10 Ohmios y 20 Ohmios.
  - Cortocircuitos bifásicos para tres valores de resistencia de falla entre fases: 0 ohm, 5 ohmios y 10 ohmios.
  - Cortocircuito trifásico para 0 ohm de resistencia de falla.

Los resultados del estudio de cortocircuito se presentan en el Anexo **07**.

## **6.3. ESTUDIOS DE ESTABILIDAD**

### **6.3.1. TIEMPOS CRITICOS DE DESPEJE DE FALLAS**

La determinación de los tiempos críticos de despeje de fallas se presenta en el Anexo **08**. Dichos tiempos han sido calculados a partir de 61 eventos de fallas propuestos para su análisis.

En este anexo, se enuncian las hipótesis del cálculo, los criterios adoptados en la determinación de los “Tiempos Críticos de Despeje de Falla”, y la selección de los escenarios tomados en cuenta en cada evaluación. Los resultados de este estudio muestran los tiempos máximos de duración de fallas al que puede estar expuesto el sistema sin perder estabilidad.

### **6.3.2. ESTUDIO DE ARCO SECUNDARIO**

El análisis de las corrientes de arco secundario y de la tensión transitoria de restablecimiento se presenta en el Anexo **09**.

Los resultados de este estudio se utilizaron para la determinación de los tiempos mínimos admisibles para la eliminación de las fallas monofásicas en las líneas de 220kV y 138kV y de los tiempos mínimos de espera para el autorecierre.

### **6.3.3. TIEMPOS MAXIMOS DE ESPERA DE FALLAS MONOFASICAS**

En el Anexo **10** se muestra los resultados del cálculo de los tiempos máximos de espera en una línea con una fase abierta, luego del despeje de una falla monofásica (TEFM). Los tiempos de espera son evaluados desde el punto de vista de la estabilidad del sistema, considerando que el recierre posterior es exitoso.

### **6.3.4. ANALISIS DE OSCILACION DE POTENCIA**

En el Anexo **11** se presenta el análisis ante fenómenos oscilatorios y de pérdida de paso, con el fin de determinar el comportamiento de las principales variables de entrada a las protecciones: módulo y ángulo en función del tiempo de las tensiones de nodo y corrientes por ramas, para evaluar el desempeño de las protecciones en tales circunstancias.

## **7. ESTUDIO DE COORDINACION DE LA PROTECCION DEL SEIN**

Para el desarrollo del Estudio de Coordinación de las Protecciones del SEIN se ha seguido los siguientes pasos:

### **7.1. METODOLOGIA**

1. Clasificar todas las protecciones que se encuentran instaladas en SEIN en protecciones propias y protecciones coordinables.
2. Agrupar todas las instalaciones que poseen protecciones coordinables como: las protecciones de distancia y las protecciones de sobrecorriente; que serán materia del estudio.
3. Separar todas las instalaciones que poseen protecciones propias como: protecciones térmicas, diferenciales, tierra estator, tierra rotor, protecciones

unitarias en general, etc. de los grupos de generación o las protecciones térmicas, diferenciales, frecuencia, protecciones unitarias en general, etc. de las instalaciones en las subestaciones; las cuales no forman parte del alcance del presente estudio.

## **7.1.1. PROTECCION DE DISTANCIA**

### **7.1.1.1. APLICACIÓN EN LINEAS DE TRANSMISION**

De acuerdo con los criterios de ajuste definidos en el Anexo 13, se procedió a zonificar los alcances de la protección de distancia.

Para las protecciones de distancia se plantearon alcances de impedancias y temporizaciones de las zonas consideradas como básicas: Zona 1, Zona 2, Zona 3 y la Zona de Arranque. Además, se ha considerado un ajuste para la Zona Reversa, que tiene como función principal proteger como respaldo al sistema de barras de la instalación.

Para cada una de las zonas descritas, se han definido los “alcances reactivos” y los “alcances resistivos”. El alcance resistivo ha tomado en cuenta las restricciones de la zona de carga para la cobertura de las fallas a tierra. Los valores de ajustes resistivos, deben permitir la efectiva detección de falla a tierra de valores de resistencia de falla de hasta 50 Ohmios, en donde el caso lo permita. Para cumplir tal objetivo, se ha recurrido a la compensación de la zona de arranque en los relés de impedancia y al recortamiento del alcance resistivo en las características cuadrilaterales.

Debido a los problemas presentados en el funcionamiento de los relés de distancia, **para el presente estudio se considera que las protecciones cuentan con las características de compensación del efecto mutuo de líneas paralelas y la compensación del efecto de la carga para casos de flujo exportador e importador.**

Se ha utilizado la metodología de la coordinación de las zonas de protección mediante la superposición gráfica de la representación de los puntos de impedancia complejas de fallas, obtenidos de los estudios de cortocircuito con las características de accionamiento de la protección. Esta metodología descrita es conocida como el método de “impedancias vistas”. De este modo se ajustaron los límites de accionamiento hasta los alcances deseados, con una clara visión de las fallas que cubrirá cada uno de ellos.

Este método permite tomar en cuenta fenómenos tales como:

1. Aportes intermedios en la barra remota (“*infeed*” ó “*outfeed*”).
2. Resistencia y reactancia aparente de falla.
3. Impedancia mutua de secuencia cero en líneas de doble terna.
4. Evolución de la impedancia vista para diferentes valores de resistencia de falla (compensación de la carga para flujo importador y exportador).

### **7.1.1.2. APLICACIÓN EN GENERADORES**

La protección de mínima impedancia constituye la protección de respaldo para fallas en el generador, en el transformador elevador, en las barras de alta tensión y en los tramos de las líneas de transmisión circundantes a las barras de alta tensión.

Existen dos zonas dentro del ajuste de las protecciones de mínima impedancia:

1. La primera zona, cubre las fallas en el generador y en parte del transformador elevador hasta antes del sistema de barras de alta tensión y se temporiza en 300 milisegundos.
2. La segunda zona, se ajusta hasta el 50 % de la impedancia de la línea mas corta y se temporiza en 1500 milisegundos.

### **7.1.2. PROTECCION DE SOBRECORRIENTE**

La coordinación de las protecciones de sobrecorriente se obtiene mediante sus características corriente-tiempo.

Siempre que sea posible, se ha preferido seleccionar el mismo tipo de curva característica para la coordinación de las protecciones de sobrecorriente, que se encuentren en serie en el sistema de transmisión.

En los casos de líneas largas, con impedancias significativas, la coordinación de las protecciones por sobrecorriente puede lograrse eficazmente mediante características tiempo-corriente o tiempo definido. En líneas de transmisión equipadas con protecciones de distancia, será necesario coordinar las etapas tiempo-corriente de las protecciones de sobrecorriente con las temporizaciones adoptadas para las distintas zonas de las protecciones de distancia. Por esta razón, se prefiere para las protecciones por sobrecorriente en líneas de transmisión, las características a tiempo definido.

En otros casos, como en transformadores, reactores y generadores se ha preferido utilizar las características a tiempo inverso, para minimizar daños a la máquina. En estos casos, será necesario coordinar las zonas de respaldo remoto de las protecciones de distancia y/o las etapas a tiempo definido de las protecciones por sobrecorriente de las líneas con las protecciones de la acometida.

#### **7.1.2.1. APLICACIÓN EN LÍNEAS DE TRANSMISION**

Para el ajuste del arranque de los relés de sobrecorriente de las líneas de transmisión se ha considerado el criterio de evitar el daño térmico. En este sentido, se ha establecido el rango comprendido entre el 120% y el 150% de la capacidad nominal máxima del elemento protegido.

La característica operativa de los relés de sobrecorriente considerada es la característica inversa (IDMT).

Para el ajuste del dial de tiempo, se adoptó el criterio de seleccionar un valor tal que para fallas locales se obtenga la temporización de la zona

2 del relé de distancia; mientras que para las fallas remotas se obtenga la temporización de la zona 3 del relé de distancia.

#### **7.1.2.2. APLICACIÓN EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA**

Para ajustar el arranque de los relés de sobrecorriente, se ha considerado el criterio de evitar el daño térmico y mecánico del transformador de potencia. En tal sentido, se ha establecido como corriente de arranque el valor del 130 % de la capacidad nominal del transformador en su mayor etapa de refrigeración.

En cuanto a la característica operativa de los relés de sobrecorriente, se ha seleccionado en algunos casos la característica de tiempo definido (DT) y en otros casos la característica de tiempo inverso (IDMT).

Para el caso de tiempo definido, se han coordinado apropiadamente los relés de los lados de alta y baja tensión del transformador de potencia con la zona de arranque de las protecciones de distancia de las líneas de transmisión o de subtransmisión según corresponda.

Para el caso de tiempo inverso, se ha seleccionando el dial de tiempos del relé ubicado en el lado de alta tensión de tal forma que para fallas en las barras de baja tensión se tenga un tiempo de actuación de zona 3 y correspondientemente un tiempo de actuación de zona 2 para el relé ubicado en el lado de baja tensión.

#### **7.1.2.3. APLICACIÓN EN GENERADORES**

Para el ajuste del arranque de los relés de sobrecorriente se ha considerado el criterio de evitar el daño térmico del generador. En este sentido se ha establecido como corriente de arranque el valor comprendido en el rango entre el 130 % y el 150% de la capacidad nominal máxima del generador.

Para la temporización se ha considerado un valor de 300 ms por encima del ajuste de la protección de fase, ubicado en el lado de alta tensión del transformador elevador.

### **7.2. MEMORIAS DE CÁLCULO**

Las “Memorias de Cálculo” se presentan en el Anexo **12**, en estas se describe y explica el análisis realizado para la determinación de los ajustes de los relés de protección coordinables.

Para la elaboración de las “Memorias de Cálculo” se ha tenido en cuenta los datos del equipo protegido, las características técnicas del relé, los criterios específicos a ser empleados y para validar los ajustes propuestos se ha utilizado los resultados de los estudios de flujo de potencia y de cortocircuito, presentándose en donde corresponda los gráficos siguientes:

- a. Escalonamiento de la protección de distancia.
- b. Diagramas de características de operación zonificada en el plano R-X.

- c. Curvas de operación de las protecciones de sobrecorriente en gráficos de corriente (I) vs. tiempo de operación (t).

En cuanto a la validación de los resultados, se ha procedido al método de análisis estático; en el cual, en cada caso se muestra en forma gráfica las “impedancias vistas” y “corrientes medidas” por los relés de distancia y relés de sobrecorriente según corresponda, de tal forma de comprobar que su actuación cumpla con los objetivos y principios de los sistemas de protección.

### **7.3. RESULTADOS DEL CÁLCULO**

La zonificación presentada en el estudio consiste en la representación gráfica del escalonamiento denominada “Diagramas de Escalonamiento” para las protecciones de distancia y “Curvas de Operación” para las protecciones de sobrecorriente.

Los diagramas de escalonamiento se presentan en forma agrupada por zonas, para visualizar la actuación conjunta de los relés involucrados. En el caso de las curvas de operación, estas corresponden a cada relé de sobrecorriente individualmente y en donde se puede observar la curva de daño térmico y mecánico de los transformadores de potencia, así como los diferentes valores de corrientes de cortocircuito considerados en el análisis. Para el caso de la función de sobrecorriente se presentan las curvas de operación en gráficos de corriente (I) vs. tiempo de operación (t).

Para el caso de las protecciones de distancia, se presentan los “Diagramas de Impedancias Vistas” que consisten en la representación gráfica de las impedancias medidas, para cada uno de los puntos considerados en el estudio de cortocircuito.

Los diagramas de impedancias vistas han sido elaborados con el programa Autocad, mostrando todas las zonas de operación de los relés (característica cuadrilateral, mho, reactancia) para fallas aisladas y para fallas a tierra. En estos gráficos se incluye la característica de arranque y la zona de carga.

Los diagramas esquemáticos de escalonamiento, representan en forma gráfica las zonas de operación de los relés, con la información de la impedancia en valores primarios de todas las zonas de operación, incluyendo el arranque, así como los tiempos de operación. Con esta información se visualiza la coordinación de los sistemas de protección.

Los resultados de cálculo se presentan en el Anexo 12.

## **8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**


- 8.1. El COES ha cumplido con efectuar los estudios necesarios para revisar la coordinación de los sistemas de protección de las instalaciones del Sistema, para garantizar la selectividad de los mismos en salvaguarda de la calidad y seguridad del sistema, como lo señala la NTCOTR.
- 8.2. Los nuevos ajustes de los sistemas de protección del SEIN indicados en el presente estudio, constituyen una mejora a los ajustes actuales y permiten solucionar los problemas de coordinación de protecciones que se han presentado.

- 8.3. En el estudio se adoptó el criterio de privilegiar la velocidad de actuación de los equipos de protección, con la finalidad de reducir los tiempos de exposición a las fallas, para reducir los riesgos de pérdidas de estabilidad transitoria del sistema.
- 8.4. Se propone la implementación de la teleprotección en aquellas líneas de transmisión de 220 kV que no dispongan de esta facilidad, con el fin de permitir una detección eficaz en primera zona de todas las fallas que ocurran en el 100% del circuito protegido, posibilitando de esta manera un mejor desempeño del recierre automático.
- 8.5. Se propone la implementación de la protección direccional de tierra 67N con comparación direccional en aquellas líneas de 220 kV que no dispongan de este atributo, con el fin de detectar en forma segura y selectiva fallas a tierra de alta resistencia de arco para que sean despejadas en tiempos de primera zona, las mismas que no son detectadas por las protecciones de distancia.
- 8.6. Se propone utilizar el elemento instantáneo de los relés de sobrecorriente del lado de alta tensión de los transformadores de potencia, con el fin de disminuir los tiempos de actuación para fallas cercanas a las barras, mejorando de esta manera la protección de los bobinados del transformador.
- 8.7. Se recomienda que los relés de distancia utilizados en la protección de líneas de transmisión de alta tensión cuenten con las funciones que le permitan solucionar los problemas presentados, como son los casos de la reducción de la impedancia por el efecto mutuo de líneas paralelas, así como la influencia de la corriente de carga en los sistemas de medida de los referidos relés de protección.
- 8.8. De acuerdo al numeral 7.5.1 de la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados, se recomienda a las empresas cumplir con lo señalado en lo que respecta con la implementación de los ajustes.

## Referencias

1. Estudio de Coordinación de las Protecciones del Sistema Interconectado Sur-SIS elaborado por el COES SUR.
2. Estudio de Coordinación de las Protecciones del Sistema ETECEN (ahora REP), realizada por la Empresa Consultora FITCHNER.
3. Estudio de Operatividad para la puesta en servicio de las líneas de transmisión Aguaytía - Tingo María - Vizcarra - Paramonga Nueva en 220 kV de la empresa ETESELVA.
4. Estudio de Operatividad para la puesta en servicio de la Central Térmica Aguaytía de la Empresa TERMOSELVA.

5. Estudio para la puesta en servicio de la central hidroeléctrica San Gabán II de la Empresa SAN GABAN.
6. Estudio de Operatividad para la puesta en servicio de las Centrales Hidroeléctricas Chimay y Yanango de la empresa EDEGEL.
7. Estudio de Operatividad de la Central Térmica Malacas TGN 4 de la empresa EEPSA.
8. Estudio de Operatividad de las líneas de Interconexión 220 kV de los Sistemas Centro – Norte (SICN) y el sistema Sur (SIS) – de la Empresa Transmantaro (CTM).
9. Estudio de Operatividad para la puesta en servicio de la Central Térmica Ilo 2 de la Empresa ENERSUR (ahora SUEZ ENERGY).
10. Estudio de repotenciación de la Central Hidroeléctrica Cañón del Pato de la Empresa DUKE ENERGY – EGENOR.
11. Estudio de Operatividad para la puesta en servicio de las líneas de transmisión: Socabaya – Moquegua, Moquegua – Puno, Moquegua –Tacna de la empresa REDESUR.
12. Estudio para la puesta en servicio de la repotenciación de la central hidroeléctrica Machupicchu de la empresa EGEMSA.
13. Estudio para la operación de las líneas a 220 kV Oroya - Carhuamayo, Carhuamayo - Paragsha, Paragsha - Vizcarra y Aguaytía - Pucallpa en 138 kV de la empresa ISA - PERU.
14. Estudio de Operatividad de la Central Hidroeléctrica Yuncán de la empresa EGENOR.
15. Estudio de Operatividad del Grupo TV5 de la Central Térmica Ventanilla de la empresa ETEVENSA.



Ing. ANDRÉS VARGAS VÍA  
Jefe División de Evaluación  
COES-SINAC  
Reg. S.P. 17244