



Procedimiento: “Asignación de Responsabilidad de Pago de los SST y SCT por parte de los Generadores por criterio de Uso”

(PROYECTO)

**Elaborado en cumplimiento a lo dispuesto en:
Resolución OSINERGMIN N° 383-2008-OS/CD
Que entra en vigencia en Mayo 2009.**

Lima, Febrero de 2009.

INDICE

1.	INTRODUCCIÓN	3
2.	MARCO DE REFERENCIA	5
2.1	Marco Regulatorio del Sistema Eléctrico Peruano.....	5
2.2	Análisis del Marco Regulatorio Actual.	6
2.3	Método actual de Uso del Sistema de Transmisión.....	7
2.4	Método Uso de Sistema para Cargos SST - SCT.....	9
3.	ANÁLISIS Y SUSTENTO DEL PROCEDIMIENTO.....	10
3.1	Método Fuerza/Distancia.	10
3.2	Cálculo de la Distancia Eléctrica	11
3.3	Generadores Relevantes en el Reparto por Criterio de Uso.....	11
3.4	Periodo de tiempo para considerar el Uso Anual o Mensual.	12
3.5	Cálculo de compensación mensual para meses de Mayo a Marzo	13
3.6	Cálculo de la compensación mensual para el mes de Abril	15
4.	PROCEDIMIENTO DE ASIGNACIÓN DE PAGO DE LOS SST Y SCT	17
4.1	Objetivo.....	17
4.2	Marco Legal	17
4.3	Alcance	18
4.4	Definiciones	18
4.5	Responsabilidades.....	18
4.6	Metodología de Cálculo.....	18
4.7	Procedimiento de Cálculo	19
	ANEXO Nro.1	23
	ANEXO Nro.2	28
	ANEXO Nro. 3	24

1. Introducción

Uno de los objetivos de la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, es perfeccionar el marco legal para la regulación de los sistemas de transmisión eléctrica establecido en el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas .

Mediante Decreto Supremo N° 027-2007-EM, se aprobó el Reglamento de Transmisión. Con ello, se reglamentó la Ley N° 28832 en lo referente a la transmisión eléctrica y se adaptó el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas con lo dispuesto en la Ley N° 28832;

De acuerdo con el contenido del literal e) del Artículo 139° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado mediante Decreto Supremo N° 009-93-EM, corresponde al Organismo Regulador de la Inversión en Energía y Minería (en adelante “OSINERGMIN”) definir la asignación de responsabilidad de pago entre los generadores para el Sistema de Trasmisión;

Mediante resolución OSINERGMIN N° 023-2008-OS/CD se aprobó la norma “Tarifas y Compensaciones para Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión” en la que se establecen los criterios y metodología para la elaboración de los estudios que sustenten las propuestas de determinación de los Peajes y

Compensaciones de los Sistemas Secundarios de Transmisión (en adelante “SST”) y Sistemas Complementarios de Transmisión (en adelante “SCT”);

El numeral 6.3.3 de la Norma dispone que para el caso de las instalaciones del SCT vinculadas al Plan de Transmisión, Plan de Inversiones y/o libre negociación, no incluidos en los numerales 6.3.1 y 6.3.2 de dicha norma, así como, la distribución entre los generadores de la responsabilidad de pago asignada a ellos, se realizará con base a lo establecido en el Procedimiento de Asignación de Responsabilidad de Pago de las instalaciones de transmisión que apruebe el OSINERGMIN;

En ese sentido, a fin de completar el marco regulatorio para la fijación de tarifas y compensaciones de los SCT, OSINERGMIN aprobó la norma: “Procedimiento para la Asignación de Responsabilidad de Pago de los SST y SCT”, con Resolución OSINERGMIN 383-2008-OS/CD estableciendo de acuerdo al marco legal vigente, los criterios y metodología para la distribución entre los generadores de la responsabilidad de pago asignada a ellos, correspondiente a los SST y SCT.

De acuerdo a los Estatutos y Reglamento del COES este debe cumplir con los procedimientos técnicos establecidos por OSINERGMIN y proponer los procedimientos que resulten necesarios para el cumplimiento de sus labores.

2. Marco de Referencia

El 30 de mayo del 2008 se publicó en el Diario Oficial El Peruano, la Resolución OSINERGMIN Nro. 383-2008 mediante la cual se aprobó la Norma: “Procedimiento para la Asignación de Pago de los SST y SCT”, el cual contiene en su Título V el Reparto de la Asignación de pago entre generadores por el criterio de Uso. Previo al análisis y sustento del Procedimiento, se describe el marco de referencia relacionado con los conceptos teóricos aplicados.

2.1 Marco Regulatorio del Sistema Eléctrico Peruano.

La LCE de 1992 dividió la red de transmisión del país en dos componentes según sus funciones en:

- El **Sistema Principal de Transmisión** (SPT) que consta de líneas y equipos cuyos flujos de energía pueden ser bi-direccionales, dependiendo en el estado operacional del sistema.
- El **Sistema Secundario de Transmisión** (SST) que consta de líneas y equipos con flujos preponderantes (90% o más) en un sentido.

La Ley 28832 de 2006 respeta los SPT y SST dispuestos por la LCE, pero divide proyectos futuros en dos clases según como se construyen en:

- El **Sistema Garantizado de Transmisión** (SGT) que consta de proyectos integrantes del Plan de Transmisión, construidos por medio de procesos de licitación y,
- El **Sistema Complementario de Transmisión** (SCT) que consta de proyectos construidos por iniciativa propia de agentes del sector.

Bajo la LCE, a OSINERGMIN le corresponde actualizar cada año la responsabilidad de pago para el SPT y el SST. OSINERGMIN también está encargado de establecer la Base Tarifaria (BT) por las instalaciones del SGT, de los refuerzos y de los SCT y SST (basados en Costo Medio Anual).

De acuerdo a la LCE, el pago del SPT se asigna 100% a los usuarios. La remuneración para instalaciones del SST utilizados 100% por la demanda o por la generación se paga 100% por cada uno de ellos respectivamente. La remuneración se basa en un Plan de Inversiones (demanda) o un Sistema Económicamente Adaptado (generación).

El Reglamento de Transmisión dice lo mismo en cuanto a las instalaciones del SCT utilizadas 100% por la demanda, pero no habla de las instalaciones del SCT utilizadas 100% por la generación.

Para la asignación de la remuneración entre los generadores para las instalaciones SCT y SST utilizadas 100% por generación OSINERGMIN contrató un estudio a la firma QUANTUM para determinar la metodología de cálculo de estos cargos de transmisión que luego fue publicada como Norma mediante Resolución OSINERGMIN N°383-2008-OS /CD.

2.2 Análisis del Marco Regulatorio Actual

El marco regulatorio actual requiere que los costos de las instalaciones del Sistema Secundario o Complementario de Transmisión se asignen entre la generación y/o la demanda.

La metodología de asignación indicaba debía realizarse en proporción a sus Beneficios Económicos o al Uso que hacen de los mismos, para ello se detallaron las formas para calcular los Beneficios Económicos con base a costos marginales y para el criterio de Uso indica debe aplicarse la metodología de los Factores de Distribución Topológicos (FDT) descrito en el documento de Janusz Bialek "Topological Generation and Load Distributions Factors for Supplemental Charge Allocation in Transmission

Open Access” publicado en el IEEE Transactions on Power Systems - Vol 12 - N°3 – August 1997.

Para el caso de asignaciones a la generación, el método basado en los FDT ha sido útil y demostró ser aplicable, pero no reconocía flujos bidireccionales, como lo requiere la Ley 28832, por lo cual mediante la Resolución OSINERGMIN N° 383-2008-OS/CD denominado “Procedimiento para la Asignación de Responsabilidad de Pago de los SST y SCT” publicado en mayo de 2008, se reemplazó dicha metodología con un método denominado Fuerza/Distancia GWh/ohmios, que reconoce flujos bi-direccionales y goza de otras ventajas.

Esta nueva metodología Fuerza/Distancia indica debe aplicarse desde mayo de 2009 y es el COES quien debe realizar los cálculos de asignaciones entre empresas, es por ello que el presente informe se centra en éste último aspecto.

2.3 Método actual de Uso del Sistema de Transmisión.

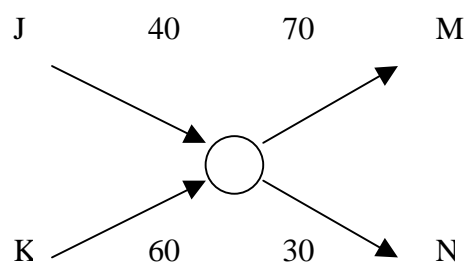
Para medir el uso del sistema de Transmisión, hasta abril de 2009 se empleará un método de Factores de Distribución Nodal (FDT). El concepto de FDT se basa en el principio de proporcionalidad.

Principio de Proporcionalidad

Se define como la repartición proporcional de las responsabilidades en las cargas y en los flujos de salida en un barra, en función de la proporción a lo inyectado.

Ejemplo:

Se definen en un nodo dos inyecciones (J y K) y dos retiros (M y N)



La participación de inyecciones en dicho nodo sera para J 40% y para K 60%. La asignación de participación en los retiros deberán ser repartidos en la misma proporción a como inyectaron, es decir J contribuirá con el 40% sobre los retiros M y N, del mismo modo K contribuirá con el 60% sobre los retiros M y N.

$$M_j = 70 * \frac{40}{40 + 60} = 28 \quad M_k = 70 * \frac{60}{40 + 60} = 42$$

$$N_j = 30 * \frac{40}{40 + 60} = 12 \quad N_k = 30 * \frac{60}{40 + 60} = 18$$

El método consiste en aplicar la teoría de proporcionalidad sucesivamente desde de origen de las inyecciones hasta las barra donde terminan las instalaciones de transmisión, teniéndose que determinar el porcentaje de inyección que viene de cada central por cada barra. El mismo proceso se puede repetir en sentido inverso, para determinar el porcentaje del uso de la red de transmisión que hace cada demanda.

El proceso de cálculo se realiza utilizando información de mediciones electrónicas cada quince minutos que provienen de la energía de las centrales de generación, de la transmisión y de las barras de consumo.

Con éste método se logra determinar las responsabilidades de pago de cada elemento de la transmisión secundaria a la cual el OSINERGMIN haya indicado se utilice dicha metodología.

Si bien el modelo FDT resultó siendo práctico y simple de implementar, tiene como teoría base un modelo de transporte, no de transmisión, que ignora ciertos elementos importantes de una red eléctrica. En lo referente a la Ley 28832, no necesariamente cumple en lo referente a “considerar a los generadores que hacen uso de estas instalaciones en ambos sentidos,” no solo en el sentido de los flujos netos o los flujos preponderantes sino en flujos contrapuestos.

El método FDT ignora el Principio de Superposición, un atributo fundamental de circuitos eléctricos. Este principio indica que los flujos netos en una línea son la suma de los flujos que provienen de cada generador. El flujo que proviene de un generador es independiente de los flujos que provienen de los demás. Si la suma de los flujos que provienen de los dos generadores resulta cero, la metodología FDT indica que nadie está usando la línea, lo cual no es correcto.

Con el método FDT, si el flujo de un generador es siempre mayor que el del otro generador que inyecta en sentido inverso, al primero se le asigna todo el uso de la red y los pagos respectivos, lo cual no es correcto. El utilizar flujos netos ignora el hecho que los dos generadores usan la red.

El reconocimiento de las inyecciones de los generadores en ambos sentidos de una red de transmisión es requerido por la Ley 28832.

2.4 Método Uso de Sistema para Cargos SST - SCT

Todos los métodos Uso de Sistema tienen la misma base económica. Se supone que los que más usan una instalación deben pagar más.

La ventaja teórica de este método es que se puede evitar las dificultades en procurar aplicar Beneficios Económicos en casos especiales. Y los métodos Uso de Sistema, bien hechos, mandan señales semejantes a los métodos base en Beneficios Económicos.

El método actual FDT usado en el Perú proviene de Inglaterra. En Brasil se aplica un método de uso promedio. En Argentina se mide por el método de uso marginal. En Malasia y en Venezuela se desarrollan métodos fuerza-distancia parecidos.

De acuerdo a la recomendación del estudio realizado por QUANTUM para OSINERGMIN, la metodología FDT para pagos de instalaciones SST y SCT, que reparte las asignaciones de pagos entre los generadores, debe ser reemplazado por un nuevo método denominado Fuerza/Distancia que se explicará en el siguiente capítulo.

3. Análisis y sustento del Procedimiento

Conforme lo expuesto en capítulo anterior, el método recomendado para aplicar el criterio de uso en la Asignación de Pago de los Generadores es el de “fuerza/distancia”. Este método se recomienda para los SST cuya responsabilidad de pago se venía asignando mediante el criterio de uso con el método de FDT.

3.1 Método Fuerza/Distancia.

El método de Fuerza/Distancia, asigna la responsabilidad de pago entre generadores, por un Elemento, en proporción del valor de la relación Fuerza/Distancia. Donde la “Fuerza” es la energía o potencia de un “Generador” y “Distancia” es la distancia entre dicho generador y el punto medio del Elemento en análisis. El enunciado para este método es el siguiente:

$$P_i\% = \frac{(F_i/D_i)}{\sum_i^n F_i/D_i} \times 100\%$$

Donde:

P_i%: Porcentaje de responsabilidad de pago asignado al generador “i”.

F_i: Energía o potencia producida por el generador “i”.

D_i: Distancia del generador “i” hasta el Elemento en análisis que puede ser medida en kilómetros o en ohmios.

n : Número total de generadores “i” que participan en el pago del elemento en análisis.

La distancia eléctrica (ohm) tiene ventajas con respecto a la distancia física (km), porque tiene fundamento técnico más satisfactorio y los cálculos pueden hacerse directa y fácilmente usando datos y software existentes y confiables, por ello se recomienda el empleo del método GWh/Distancia Eléctrica (Ohmios).

3.2 Cálculo de la Distancia Eléctrica

Teniendo la matriz de impedancias $Z = Y^{-1}$, calculada con barra de referencia "i", los elementos de su diagonal Z_{ij} y Z_{ik} son las distancias eléctricas entre la barra "i" y las barras "j" y "k".

Luego, la distancia eléctrica entre un generador ubicado en la barra "i" y un Elemento entre las barras "j" y "k", es:

$$Z_{i,j-k} = (Z_{ij} + Z_{ik})/2,$$

Esto significa que $Z_{i,j-k}$ es la distancia eléctrica (en ohmios) entre el generador en la barra "i" y el punto medio del Elemento "j-k".

3.3 Generadores Relevantes en el Reparto por Criterio de Uso

El conjunto de generadores que corresponde asignarles responsabilidad de pago de un Elemento "jk", mediante el método Fuerza/Distancia, es denominado Generadores Relevantes (G_{jk}).

Este conjunto G_{jk} de generadores para una instalación "jk" (G_{jk}) se define: Si por lo menos un camino eléctrico de un generador particular hasta cualquier barra de demanda pasa por un elemento, el generador es relevante para el Elemento. Hay una excepción para subsistemas principalmente de demanda. Si toda la generación (g) y demanda (d) ubicadas Aguas Arriba del Elemento "jk", satisface dos condiciones, la

generación no es relevante. Estas condiciones son: (1) que la capacidad efectiva total de la generación (g) sea inferior a la máxima demanda de potencia de la demanda (d), y (2) la energía de toda la generación (g) sea inferior al consumo de energía de la demanda (d).

En el cálculo para la asignación correspondiente a los meses de mayo a marzo se considerarán la máxima demanda y energía correspondiente a cada uno de los meses indicados, mientras que para la asignación correspondiente al mes de abril se empleará la máxima demanda y generación del periodo anual mayo – abril.

3.4 Periodo de tiempo para considerar el Uso Anual o Mensual

El periodo de tiempo de medición de la energía a emplear en el método Fuerza/Distancia es un aspecto importante a considerar. Existen dos alternativas i) utilizar energías mensuales o ii) utilizar la energía anual.

De acuerdo al informe preparado por Quantum para el OSINERGMIN, el cual fue utilizado para definir la metodología para efectuar la asignación de pago entre generadores, es más justo que se considere la energía anual y no la energía mensual.

Se puede entender mejor con el ejemplo siguiente: Suponiendo que la producción anual del generador A fuera 120 GWh y del generador B fuera 60 GWh, donde el generador A opera estacionalmente con toda su producción en seis meses del año (20 GWh/mes) y el generador B opera de manera constante (5 GWh/mes). Si el reparto se hiciera sólo con la producción mensual, al generador B se le asignaría 100% de la Base Tarifaria (BT) por seis meses, y 20% por los otros seis meses, o sea 60% por todo el año. Si el cálculo se hiciera anualmente, al generador B se asignaría solo 33% de la BT por año.

Ello se debe a que, durante todo el año, el generador B usa menos el Elemento que lo que usa el generador A.

En ese sentido, toda vez que las instalaciones de transmisión se deben pagar mediante compensaciones mensuales, es necesario implementar un mecanismo de liquidación al final de cada año que refleje el uso anual de cada generador. En vista que las tarifas de los SST tienen vigencia a partir de mayo de cada año, el mecanismo de liquidación se efectuaría en el pago correspondiente al mes de abril de cada año (mes final del periodo tarifario anual). Bajo estas consideraciones, los pagos mensuales que realicen los generadores tendrían carácter de pago a cuenta del monto anual que les corresponda realizar.

Por lo mencionado, para determinar los Generadores Relevantes se debe tener en cuenta que, para la asignación de pago correspondiente a los meses de mayo a marzo, se debe considerar la máxima demanda y energía del mismo mes, mientras que para la asignación correspondiente al mes de abril se debe emplear la máxima demanda y generación del periodo anual mayo – abril.

3.5 Cálculo de compensación mensual para meses de mayo a marzo

Teniendo en cuenta, las consideraciones previas, las compensaciones para los meses de mayo a marzo, obedecerán al método Fuerza / Distancia, en base a la energía mensual de cada mes.

a. Cálculo del factor de participación mensual de cada central en el pago del CMAG.

Este factor representa el uso del Elemento por parte de cada central durante un mes; se calcula con base al método de Fuerza/Distancia, mediante la siguiente expresión:

$$FG_{i,j-k} = \frac{GWh_i / Z_{i,j-k}}{\sum_1^m (GWh_m / Z_{m,j-k})}$$

Donde:

$FG_{i,j-k}$ = Factor de participación de un generador “i” en el pago de una instalación “j-k”. Si este factor es menor a 1% se considerará que $GWh_i / Z_{i,j-k}$ es igual a cero y, se recalculan los factores de participación para todas las demás centrales generadoras; ello con el fin de no incluir en el pago, a las centrales cuyo uso del Elemento no es evidente.

GWh_i = Energía mensual producida por la central generadora “i”. Esta central debe corresponder al conjunto de centrales Generadoras Relevantes G_{jk} .

GWh_m = Sumatoria de los GWh_i de todas las centrales Generadoras Relevantes G_{jk}

b. Cálculo de la compensación mensual de cada generador

Finalmente, la compensación mensual que deba efectuar cada central generadora “i” por el Elemento jk ($CMG_{i,j-k}$) estará en función del factor de participación $FG_{i,j-k}$ de acuerdo con la siguiente expresión:

$$CMG_{i,j-k} = CMG_{j-k} \times FG_{i,j-k}$$

Donde:

CMG_{j-k} = Compensación mensual por el Elemento “j-k”, calculado como:

$$CMG_{j-k} = \frac{\beta}{\alpha} (CMAG_{j-k})$$

$CMAG_{j-k}$ = Costo Medio Anual del Elemento “j-k”, asignado a los generadores, en Nuevos Soles.

α = Tasa de actualización anual fijada en el Artículo 79º de la Ley de Concesiones Eléctricas.

β = Tasa de actualización mensual calculada con la tasa anual, obtenida como: $\beta = (1 + \alpha)^{1/12} - 1$

3.6 Cálculo de la compensación mensual para el mes de abril

De acuerdo a lo expresado en el acápite anterior, se necesita que en el mes de abril se haga una liquidación anual con el fin de que el pago que realicen los generadores sea en función del uso anual del Elemento. Por ello, es necesario calcular el factor de participación anual.

a. Cálculo del factor de participación anual de cada central en el pago de la CMAG

Este factor a calcular representa el uso del Elemento por parte de cada central durante un año; se calcula con base al método de Fuerza/Distancia, mediante la siguiente expresión:

$$FG_{i,j-k}(anual) = \frac{GWh_i(anual)/Z_{i,j-k}}{\sum_m (GWh_m(anual)/Z_{m,j-k})}$$

Donde:

$FG_{i,j-k}(anual)$ = Factor de participación de un generador “i” en el pago de una instalación “j-k”. Si este factor es menor a 0,01, se considerará que $GWh_i(anual)/Z_{i,j-k}$ es igual a cero y, se recalculan los factores de participación para todas las centrales generadoras.

$GWh_i(\text{anual}) =$ Energía anual (mayo – abril) producida por la central generadora “i”. Esta central debe corresponder al conjunto de Generadores Relevantes G_{jk} .

$GWh_m(\text{anual}) =$ Sumatoria de los GWh_i (anual) de todas las centrales Generadoras Relevantes G_{jk}

b. Cálculo de la compensación mensual de cada generador

La compensación mensual correspondiente al mes de abril que deba efectuar cada central generadora “i” por el Elemento jk ($CMG_{i,j-k}(\text{abril})$) estará en función del factor de participación $FG_{i,j-k}(\text{anual})$, de acuerdo con la siguiente expresión:

$$CMG_{i,j-k}(\text{abril}) = CMAG_{j-k} \times FG_{i,j-k}(\text{anual}) - \sum_{n=1}^{11} (CMG_{i,j-k,n}) \times (1 + \beta)^{(12-n)}$$

Donde:

$CMAG_{j-k} =$ Costo Medio Anual del elemento “j-k”, asignado a los generadores, en Nuevos Soles.

$CMG_{i,j-k}(\text{abril}) =$ Compensación mensual asignada al generador “i”, por la instalación “j-k”. Valores llevados al mes de abril, por la expresión $(1 + \beta)^{(12-n)}$

“n” = Número correspondiente a los meses: 1=Mayo, 2=Junio, ..., 11=Marzo.

Cabe destacar que $CMG_{i,j-k}(\text{abril})$ puede resultar negativo, ello significa que el titular de la instalación debe acreditar a este generador “i” dicho monto, en lugar de facturar.

4. Procedimiento de asignación de pago de los SST y SCT

COES	PROCEDIMIENTO TECNICO DEL COES N° XX	
ASIGNACION DE RESPONSABILIDAD DE PAGO DE LOS SST y SCT POR PARTE DE LOS GENERADORES POR EL CRITERIO DE USO		
➤ Proyecto aprobado en S.D. N° 329		

4.1 Objetivo

Establecer el procedimiento y método para asignar la responsabilidad de pago del conjunto de Generadores hacia los titulares de las instalaciones de los Sistemas Secundarios de Transmisión (SST) y Sistemas Complementarios de Transmisión (SCT) que han sido asignados 100% a la generación.

4.2 Marco Legal

- Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación.
- Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante "LCE").
- Reglamento de la LCE, aprobado con Decreto Supremo N° 009-93-EM.
- Reglamento de Transmisión, aprobado con Decreto Supremo N° 027-2007-EM.
- Norma "Tarifas y Compensaciones para Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión", aprobado con Resolución OSINERGMIN N° 023-2008-OS/CD, en adelante "NORMA TARIFAS".
- Resolución OSINERGMIN N° 383-2008-OS/CD Título V: Norma "Procedimiento para la Asignación de Responsabilidad de Pago de los SST y SCT"
- En todos los casos, se debe tener presente las normas modificatorias, complementarias y conexas a los dispositivos citados; y las normas que los modifiquen o sustituyan.

4.3 Alcance

Este procedimiento se aplica a los Generadores identificados como Relevantes. Para el caso de los Sistemas Secundarios de Transmisión se aplica a aquellos que el OSINERGMIN haya definido en la Normativa correspondiente.

4.4 Definiciones

Para efectos de la presente norma, todas las expresiones que contengan palabras, ya sea en plural o singular, y que empiecen con mayúscula, tienen los significados que se indican en el Glosario de Términos como Anexo Nro.1 o los que se definen en la LCE y su Reglamento; la Ley N° 28832 y sus Reglamentos aprobados mediante el Decreto Supremo N° 027-2007-EM y Decreto Supremo N° 027-2008-EM, y las normas vigentes relativas a tarifas.

4.5 Responsabilidades

La Sub Dirección de Transferencias (STR) es responsable de realizar los cálculos mensuales y la liquidación anual de los pagos de los Generadores por el uso de los SST y SCT a los titulares de transmisión en la misma oportunidad en que se aprueban los informes de valorizaciones de transferencias de energía y potencia.

Los Generadores son responsables de la entrega de las mediciones electrónicas cada 15 minutos del mes de la producción neta de generación activa en bornes de generación.

La Sub Dirección de Programación (SPR) es responsable de entregar a la STR la configuración de la red eléctrica que represente las condiciones topológicas de máxima demanda de la última programación semanal del mes en evaluación.

4.6 Metodología de Cálculo

La metodología a emplear para el cálculo de los pagos del SST y SCT será la denominada: "Energía/distancia eléctrica", establecida en la norma OSINERGMIN N° 383-2008-OS/CD Título V: Norma "Procedimiento para la Asignación de Responsabilidad de Pago de los SST y SCT".

4.7 Procedimiento de Cálculo

Para el procedimiento de cálculo de las compensaciones mensuales y liquidación anual para el pago del SST y SCT se realiza los siguientes pasos:

I. Cálculo de energía

La energía a ser utilizada en el cálculo será la generación de energía activa mensual neta de cada central de generación i G_{Whi} , ésta información será obtenida teniendo como base los medidores electrónicos instalados por las empresas generadoras la cual será remitida al COES por las empresas generadoras a más tardar el día 3 de cada mes.

II. Cálculo de Distancias Eléctricas

La distancia eléctrica entre cada barra de generación y cada enlace del sistema secundario de transmisión (SST) o sistema complementario de transmisión (SCT) se calculará de la siguiente manera:

- a) Se obtiene la matriz de admitancias “Y” que corresponda a la red eléctrica del último flujo de potencia que represente de la mejor manera la operación del SEIN. En dicha red de transmisión se deberá considerar la operación de compensación reactiva y el efecto capacitivo de los enlaces, todos ellos conectados a una barra denominada “tierra-z”. Asimismo se deberá considerar la posición de taps de transformadores y la compensación serie existente.
- b) Para el enlace SST o SCT con barras de conexión j y k , se calculará la matriz de impedancias Z_j que considera como referencia la barra j , así como la matriz de impedancias Z_k considerando como referencia la barra k .
La matriz de impedancias Z_m corresponde a la inversa de la matriz de admitancia Y obtenida en a) considerando la barra de referencia m conectada a tierra.
- c) Las distancias eléctricas entre la barra de generación i y las barras j y k , corresponderán a las diagonales Z_{ji} y Z_{ki} correspondientes a las matrices de impedancias respectivamente.
- d) La distancia eléctrica entre la barra de generación i y el enlace SST o SCT con barras de conexión j y k ($Z_{i,j-k}$) corresponderá al modulo del promedio de los valores determinados en c).
$$Z_{i,j-k} = \left| (Z_{ji} + Z_{ki}) / 2 \right|$$

III. Determinación de factores de participación

Los factores de participación de cada central generadora i en el pago de la compensación del enlace SST o SCT con barras de conexión j y k ($FG_{i,j-k}$) se calculará de la siguiente manera:

$$FG_{i,j-k} = \frac{(GWh_i / Z_{i,j-k})}{\sum_{i=1}^m (GWh_i / Z_{i,j-k})}$$

Si el factor de participación de una central generadora i es menor a 0,01, se considerará que $GWh_i / Z_{i,j-k}$ es igual a cero y, se recalculan los factores de participación para las demás centrales generadoras.

IV. Compensaciones mensuales y liquidaciones de los generadores

Para el cálculo de las compensaciones mensuales y liquidación anual para el pago del SSTy SCT se procederá de la siguiente manera:

A) Compensaciones mensuales

Las compensaciones que las empresas generadoras realizaran a las empresas titulares del sistema SCT o SST serán calculadas mensualmente de la siguiente manera:

- Se calculará la energía mensual GWh_i de cada central generadora i .
- Se calculará la distancia eléctrica $Z_{i,j-k}$ de cada central generadora i hacia el enlace SCT o SST con barras de conexión j y k , para ello se tomará como base la red eléctrica representativa de las condiciones topológicas de máxima demanda de la última programación semanal del mes en evaluación.
- Se calculará el factor de participación mensual $FG_{i,j-k}$ de cada central generadora i .
- Se calculará la compensación mensual asignada a la central generadora i de la siguiente manera:

$$CMG_{i,j-k} = CMG_{j-k} \times FG_{i,j-k}$$

Donde:

CMG_{j-k} : Compensación mensual por el elemento "j-k", calculado como:

$$CMG_{j-k} = \frac{\beta}{\alpha} (CMAG_{j-k})$$

$CMAG_{j-k}$: Costo Medio Anual del Elemento "j-k", asignado a los generadores, en Nuevos Soles.

α : Tasa de actualización anual fijada en el artículo 79º de la Ley de Concesiones Eléctricas.

β : Tasa de actualización mensual calculada con la tasa anual, obtenida como: $\beta = (1 + \alpha)^{1/12} - 1$

Esta compensación mensual tendrá carácter de pago a cuenta del monto anual a pagar por el titular de la central generadora i, y se calcularán para los meses de mayo a marzo.

En estos cálculos se considerará sólo a las Centrales Generadoras Relevantes de cada enlace SCT o SST.

B) Liquidación anual

Para el mes de abril se calculará la liquidación anual, en la que se determine la diferencia entre la compensación pagada por los titulares de las centrales generadoras durante los meses de mayo a marzo y lo que corresponde pagar por los meses mayo a abril. Dicha liquidación anual servirá como crédito o débito de las compensaciones mensuales realizadas de los meses mayo a marzo.

- o Se calculará la energía anual GWh_i de cada central generadora i.
- o Se calculará la distancia eléctrica $Z_{i,j-k}$ de cada central generadora i hacia el enlace SCT o SST con barras de conexión j y k, para ello se tomará como base la red eléctrica representativa de las condiciones topológicas de máxima demanda de la última programación semanal del mes de abril.
- o Se calculará el factor de participación anual $FG_{i,j-k}$ (anual) de cada central generadora i.

$$FG_{i,j-k}(\text{anual}) = \frac{GWh_i(\text{anual}) / Z_{i,j-k}}{\sum_{i=1}^m (GWh_i(\text{anual}) / Z_{i,j-k})}$$

Donde:

$FG_{i,j-k}(\text{anual})$: Factor de participación de un generador "i" en el pago de una instalación "j-k". Si este factor es menor a 0,01 se considerará que $GWh_i(\text{anual}) / Z_{i,j-k}$ es igual a cero y se recalcularán los factores de participación de las demás centrales generadoras.

$GWh_i(\text{anual})$: Energía anual (mayo-abril) producida por la central generadora "i".

En éstos cálculos se considerará sólo a las Centrales Generadoras Relevantes de cada enlace SCT o SST.

- Se calculará la liquidación anual en el pago mensual de abril de la siguiente manera:

$$CMG_{i,j-k}(abril) = CMAG_{j-k} \cdot xFG_{i,j-k}(anual) - \sum_{n=1}^{11} (CMG_{i,j-k,n}) \cdot x(1 + \beta)^{(12-n)}$$

Donde:

$CMAG_{j-k}$ = Costo Medio Anual del elemento "j-k", asignado a los generadores, en nuevos soles.

$CMG_{i,j-k,n}$ = Compensación Mensual asignada al generador relevante "i", por la instalación "j-k", en el mes "n".

n = : Número correspondiente a los meses: 1=Mayo, 2=Junio,.....11=Marzo.

Si $CMG_{i,j-k}(abril)$ es negativo, el titular de la instalación "j-k" acreditará al titular de la central generadora "i" dicho monto.

La información que el COES entregará al OSINERGMIN se hará en los formatos 301, 302, 303 y 304 del Apéndice "C" de la Norma que se muestra como **Anexo 2**.

ANEXO Nro.1

GLOSARIO DE TERMINOS Y DEFINICIONES

Barra de Entrega de Generador: La barra donde un generador se conecta al SEIN.

CMA: Costo Medio Anual de un Elemento.

CMAG: Costo Medio Anual asignado a los Generadores.

CMAG_{i,j-k}: Costo Medio Anual asignado a la central generadora “i”, por el Elemento “j-k”.

CMG_{i,j-k}: Compensación mensual asignada a la central generadora “i”, por el Elemento “j-k”.

Distancia Eléctrica Z_{ji} entre las barras “i” y “j”: El elemento diagonal “i” de la matriz $Z_j = Y^{-1}$, siendo Y la matriz de admitancias que corresponde a la red eléctrica del SEIN tomando como referencia la barra “j”.

$Z_{i,j-k}$: Distancia Eléctrica $Z_{i,j-k}$ entre una barra “i” (correspondiente a barra en bornes de generación de la central generadora i) y el punto medio de un Elemento del sistema conectando las barras j y k, calculada por la ecuación: $Z_{i,j-k} = (Z_{ji} + Z_{ki})/2$.

Generadores Relevantes para una instalación “jk” (G_{jk}): Son aquellas centrales generadoras que aprobadas por OSINERGMIN en cada fijación tarifaria y que deberán ser consideradas por el COES para la asignación de pago de las compensaciones.

Ley: Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.

SCT: Sistema Complementario de Transmisión o Sistemas Complementarios de Transmisión.

SPT: Sistema Principal de Transmisión.

SST: Sistema Secundario de Transmisión o Sistemas Secundarios de Transmisión.

Formato 302 : Cálculo del Factor de participación mensual ó anual.**OSINERGMIN****Formato 302****CÁLCULO DE FACTOR DE PARTICIPACIÓN MENSUAL O ANUAL**

ELEMENTO:	
MES/AÑO:	FECHA:

CENTRAL	FG _{ij-k} INICIAL ⁽¹⁾ (B)	FG _{ij-k} % INICIAL ⁽²⁾ (C)	FG _{ij-x} > 1% (D) ⁽³⁾	FG _{ij-x} % ⁽⁴⁾ (E)
TOTAL				

Notas:

(1) Corresponde a los valores calculados con la fórmula del numeral 4.7.III del presente procedimiento con base a los resultados del Formato 301.

(2) FG_{ij-k} en porcentaje del Total de B. El total tiene que ser 100%.

(3) Incluye sólo los valores de Columna (C) mayores o iguales que 1%. El total puede ser menor a 100%.

(4) Igual al valor de Columna (D) dividida por el total de la columna (D). El total de columna (E) tiene que ser 100%.

Formato 303 : Compensación mensual para los meses de Mayo a Marzo.**OSINERGMIN****Formato 303****COMPENSACION MENSUAL POR EL MES DE ...**

(Este formato se utilizará únicamente para los meses de mayo a marzo)

ELEMENTO:	
MES/AÑO:	FECHA:

CENTRAL	CMG_{j-k}⁽¹⁾ S/.	FG_{i,j-k}⁽²⁾	CMG_{i,j-k}⁽³⁾ S/.
TOTAL			

Notas:

(1) Compensación mensual por el elemento j-k, calculada como:

$$CMG_{j-k} = \frac{\beta}{\alpha} (CMAG_{j-k})$$

(2) Factor FG_{i,j-k} % de cada central calculado en el Formato 302, columna E.

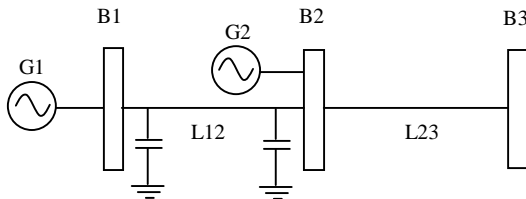
(3) Compensación mensual asignada a la central generadora "i", calculada con:

$$CMG_{i,j-k} = CMG_{j-k} \times FG_{i,j-k}$$

ANEXO Nro.3

EJEMPLO DE CALCULO

Para el ejemplo de aplicación de la determinación de los Factores de Participación se utiliza un sistema de tres barras, la cual contiene dos unidades generadoras (G1 y G2) y dos enlaces; el primer enlace (L12) tiene efecto capacitivo a tierra y el segundo enlace (L23) pertenece al Sistema Secundario de Transmisión SST asignado 100% a la generación.



I. Datos

Energía Producida

Generador	Energía (GWh)
G1	100
G2	50

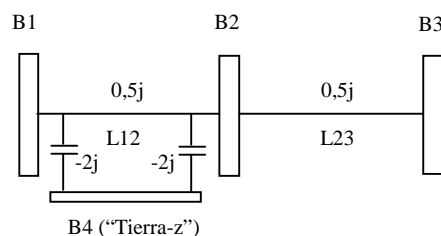
Parámetros de la red

Enlace	R (p.u.)	X (p.u.)	G (p.u.)	B (p.u.)
L12	0,0	0,5 j	0,0	1,0 j
L23	0,0	0,5 j	0,0	1,0 j

II. Cálculo de Distancias Eléctricas de G1 y G2 respecto al enlace L23

a) Matriz de Admitancia Y

Se construye la matriz de admitancia Y considerando una barra adicional B4 denominada "Tierra-z" a la cual se conectan todos los elementos Shunt.

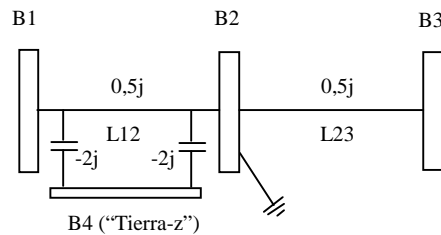


Y	1	2	3	4
1	-1,50 j	2,00 j	0	-0,50 j
2	2,00 j	-3,50 j	2,00 j	-0,50 j
3	0	2,00 j	-2,00 j	0
4	-0,50 j	-0,50 j	0	1,00 j

b) Matriz de Impedancia respecto a la barra B2 (Z2) y respecto a la barra B3 (Z3)

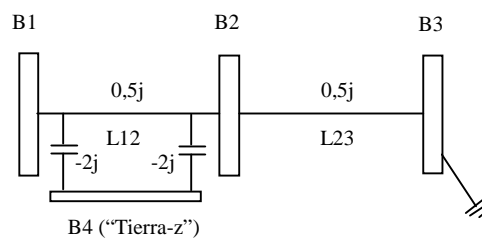
Para determinar la matriz de impedancia Z_i se invierte la matriz Y considerando la barra B_i conectada a tierra, es decir el elemento $Y_{ii}=\infty$

Matriz de impedancia Z2:



Z2	1	2	3	4
1	0,57143 j	0	0	0,28571 j
2	0	0	0	0
3	0	0	0,50000 j	0
4	0,28571 j	0	0	-0,85714 j

Matriz de impedancia Z3:



Z3	1	2	3	4
1	1,07143 j	0,5000 j	0	0,78571 j
2	0,5000 j	0,5000 j	0	0,50 j
3	0j	0 j	0	0
4	0,78571 j	0,5000 j	0	-0,35714 j

c) Distancias Eléctricas respecto a la barra B2 y respecto a la barra B3

La distancia eléctrica respecto a la barra B_i corresponden a los elementos diagonal de la Matriz de Impedancia Z_i .

De B1 a B2 corresponde a $Z_{21}=0,57143 j$

De B2 a B2 corresponde a $Z_{22}=0,0 j$

De B3 a B2 corresponde a $Z_{23}=0,50 j$

De B1 a B3 corresponde a $Z_{31}=1,07143 j$

De B2 a B3 corresponde a $Z_{32}=0,5 j$

De B3 a B3 corresponde a $Z_{33}=0,0 j$

d) Distancias Eléctricas del generador G1 y G2 respecto al enlace L23

La Distancia Eléctrica de un generador ubicado en la barra Bi respecto al enlace Ljk corresponde al valor absoluto del promedio de las distancias eléctricas Z_{ji} y Z_{ki}

De B1 a L23:

$$Z_{1,2-3} = |(Z_{211} + Z_{311})/2| = |(0,57143j + 1,07143j)/2| = 0,8214$$

De B2 a L23:

$$Z_{2,2-3} = |(Z_{222} + Z_{322})/2| = |(0,00j + 0,5j)/2| = 0,25$$

III. Factores de Participación de G1 y G2 respecto al enlace L23

Los Factores de Participación de cada central generadora i será distribuido entre todas las centrales generadoras en proporción a su generación de energía activa GW_{hi} entre su distancia eléctrica al enlace Ljk ($Z_{i,j-k}$)

Factor de participación de G1:

$$FG_{1,2-3} = (100/0,8214) / (100/0,8214 + 50/0,25) = 0,3784 = 37,84\%$$

Factor de participación de G2:

$$FG_{2,2-3} = (50/0,25) / (100/0,8214 + 50/0,25) = 0,6216 = 62,16\%$$