



JULIO 2015

ASIGNACIÓN DE INGRESOS TARIFARIOS DE SUBTRANSMISIÓN

Autor	Dirección de Peajes
Fecha Creación	09-07-2015
Última Impresión	10/07/2015
Versión	Preliminar

CONTENIDO.

1. INTRODUCCIÓN	3
<hr/>	
2. METODOLOGIA PROPUESTA	4
2.1 SIMULACIÓN DE LA OPERACIÓN	4
2.1.1 ENERGÍA	4
2.1.2 POTENCIA	5
2.2 CALCULO DE LOS FACTORES DE USO POR TRAMO	5
2.3 DETERMINACION DE LAS PARTICIPACIONES	5
2.4 ASIGNACION DE LOS INGRESOS TARIFARIOS	6
<hr/>	
3. ANEXO	7
3.1 DETERMINACIÓN FACTORES DE USO POR TRAMO	7
3.1.1 DETERMINACIÓN FACTORES GGDF.	7
3.1.2 DETERMINACIÓN FACTORES GLDF.	8
3.1.3 CENTRALES (FUG)	9
3.1.4 CONSUMOS (FUR)	9
3.2 FACTORES DE USO EN TRAMO RADIAL	11
3.3 MODELO PLEXOS	13



1. INTRODUCCIÓN

De acuerdo al Decreto Supremo N°14/2012 del Ministerio de Energía, publicado en abril de 2013, en adelante DS 14, en los tramos de subtransmisión para los cuales se recaudan ingresos tarifarios en los Balances de Energía, los ingresos tarifarios deberán ser asignados según la metodología establecida en el numeral 10.5.1 del DS 14.

Por lo anterior, en el presente informe se presenta la metodología para la asignación de los ingresos tarifarios.

2. METODOLOGIA PROPUESTA

La asignación de los ingresos tarifarios se realiza a partir de la determinación de la participación de las inyecciones y retiros sobre cada tramo del sistema de subtransmisión. La participación de las inyecciones de las centrales generadoras y de los retiros de clientes, es calculada a través de la metodología GGDF y GLDF, respectivamente. La metodología propuesta, se realiza según el siguiente diagrama:

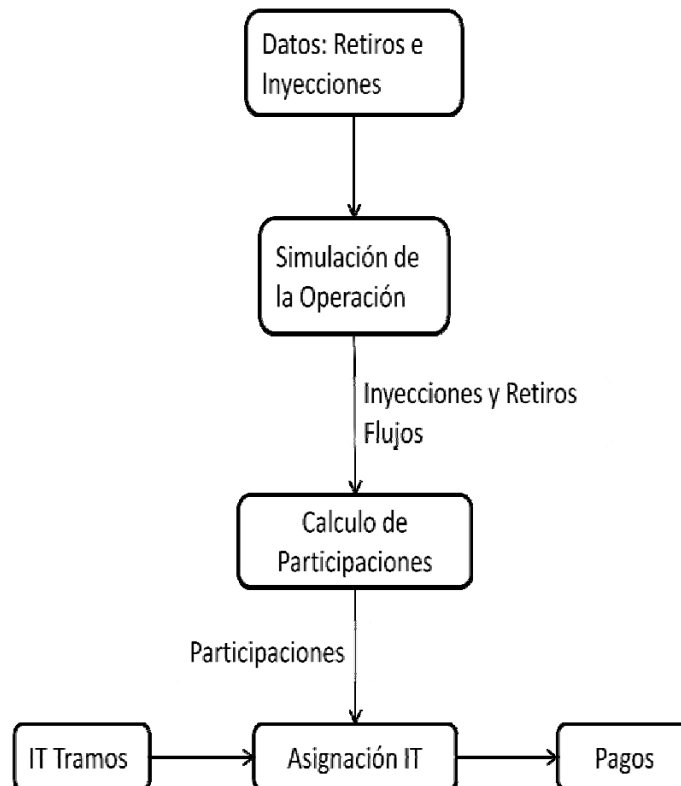


Diagrama. Metodología propuesta

2.1 SIMULACIÓN DE LA OPERACIÓN

2.1.1 ENERGÍA

La simulación de la operación del subsistema de Subtransmisión, es realizada mediante la utilización del modelo Plexos (Anexo 3.3) y considera lo siguiente:

- a. Las inyecciones se modelan como centrales generadoras, y corresponde a la información recibida de medidas de inyección para el proceso mensual de subtransmisión.

- b. Los retiros son agrupados en las barras correspondientes, de acuerdo a la información recibida de medidas de retiro para el proceso mensual de subtransmisión.
- c. Tanto para las inyecciones como para los retiros, la modelación es horaria
- d. Las instalaciones de transmisión correspondientes al subsistema en particular, se modelan a partir de los parámetros de resistencia y reactancia. La topología del subsistema modelado tiene similares características a la modelada en los balances de transferencias de energía.

Los resultados de la simulación requeridos para el cálculo de los GGDF y GLDF, son los siguientes:

- Generación horaria de cada central.
- Flujos de potencia horarios por instalación de transmisión.
- Retiros horarios por cada barra.

2.1.2 POTENCIA

Para este caso, se considera: la topología del sistema, generación de cada central, flujos de potencia por líneas de transmisión y retiros de cada cliente, utilizados para el Cálculo del balance preliminar de potencia firme del año correspondiente.

2.2 CALCULO DE LOS FACTORES DE USO POR TRAMO

Los factores de uso por cada tramo del sistema, por parte de las inyecciones de las centrales (FUG) y retiros de los clientes (FUR), son calculados de acuerdo a lo indicado en anexo 3.1

2.3 DETERMINACION DE LAS PARTICIPACIONES

Las participaciones de cada central y de cada retiro, queda determinada teniendo en cuenta las siguientes condiciones:

- a. Solo se considera las inyecciones de las centrales que realicen pagos de cuota anual por uso de instalaciones de subtransmisión.
- b. Solo se considera los retiros de clientes que realicen pagos mensuales por uso de instalaciones de subtransmisión.
- c. Para las inyecciones y retiros que no son consideradas en los puntos anteriores, son anulados los factores de uso FUG y FUR, respectivamente.
- d. La participación de cada inyección y retiro en cada tramo del sistema de subtransmisión, queda determinada mediante la siguiente expresión:

$$PartG_{ij,g} = \frac{FUG_{ij,g}}{\sum_{g=1}^{N_G} FUG_{ij,g} + \sum_{c=1}^{N_C} FUR_{ij,c}}$$

$$PartR_{ij,c} = \frac{FUR_{ij,c}}{\sum_{g=1}^{N_G} FUG_{ij,g} + \sum_{c=1}^{N_C} FUR_{ij,c}}$$

Donde:

$PartG_g$: Participación de la inyección de la central g en el tramo ij

$PartR_c$: Participación del retiro del cliente c en el tramo ij

FUG_g : Factor de uso de la central g en el tramo ij

FUR_c : Factor de uso del retiro c en el tramo ij

N_R : Número total de clientes

N_G : Número total de centrales

2.4 ASIGNACION DE LOS INGRESOS TARIFARIOS

Los ingresos tarifarios asociados a cada tramo, para cada subsistema de subtransmisión, son distribuidos a prorrata de las participaciones obtenidas en el punto 2.3. La asignación de los ingresos tarifarios queda determinada por la siguiente expresión:

$$Asig_{Em} = \sum_{ij=1}^{N_T} \sum_{g=1}^{N_{GM}} IT_{ij} \cdot PartG_{ij,g,Em} + \sum_{ij=1}^{N_T} \sum_{c=1}^{N_{CM}} IT_{ij} \cdot PartR_{ij,c,Em}$$

Donde:

$PartG_{ij,g,Em}$: Participación de la inyección de la central g en el tramo ij de la empresa Em .

$PartR_{ij,c,Em}$: Participación del retiro del cliente c en el tramo ij de la empresa Em .

IT_{ij} : Ingreso tarifario asociado al tramo ij .

N_T : Número total de tramos de Ingresos tarifarios.

N_{GM} : Número total de inyecciones asociadas a la empresa Em .

$Asig_{Em}$: Asignación de ingreso tarifario asociado a la empresa Em .

N_{CM} : Número total de retiros asociada a la empresa Em .

Para el caso de tramos radiales del subsistema de subtransmisión, la asignación de los ingresos tarifarios es equivalente a la prorrata de los retiros que se conectan a la barra del tramo radial (anexo 3.2).

3. ANEXO

3.1 DETERMINACIÓN FACTORES DE USO POR TRAMO

El modelo fue desarrollado por la DP del CDEC-SING utilizando *software* MATLAB y se basa en la metodología de GGDF y GLDF.

Los datos de entrada de este modelo son los siguientes:

- Topología del sistema y características técnicas de las instalaciones (reactancias serie).
- Flujos por Escenario de Operación para cada línea o transformador.
- Generación por Escenario de Operación para cada generadora.
- Retiros por Escenario de Operación para cada uno de las barras del sistema.

Los escenarios de operación quedan definidos por la demanda horaria de los retiros de clientes, de esta forma, para un mes se tiene un total de 720 (24x30) escenarios de operación.

3.1.1 DETERMINACIÓN FACTORES GGDF.

Los Factores GGDF de cada escenario de operación con respecto a cada una de las centrales, se determina mediante las siguientes expresiones y condiciones de aplicación:

$$GGDF_{l-k,g} = A_{l-k,g} + D_{l-k,R}$$

$$G_g = \sum_{j=1}^{Ng} G_{j,g}$$

$$A_{l-k,g} = \frac{X_{l-g} - X_{k-g}}{x_{l,k}}$$

$$D_{l-k,R} = \frac{F_{l-k} - \sum_{p \neq R} A_{l-k,p} \cdot G_p}{\sum_g G_g}$$

Donde:

- F_{l-k} : Flujo de potencia en el tramo $l-k$.
- $l-k$: Tramo comprendido entre el nodo l y el nodo k .
- G_g : Inyección total barra g .
- $G_{j,g}$: Inyección de la central j en la barra g .
- N_g : Número de Generadores conectados a la barra g .
- $GGDF_{l-k,g}$: Factor de Distribución Generalizado de Generación de la barra g en el tramo $l-k$.
- $A_{l-k,g}$: Factor de Distribución de Cambios en la Inyección de Potencia de la barra g en el tramo $l-k$.
- X_{l-k} : Reactancia equivalente entre los nodos l y k , en la matriz de impedancias X .
- X_{l-g} : Reactancia equivalente entre los nodos l y g , en la matriz de impedancias X .
- X_{k-g} : Reactancia de la línea o transformador conectado entre los nodos k y g .
- $D_{l-k,R}$: Factor Generalizado de Distribución de Generación de la barra de referencia R del sistema en el tramo $l-k$.

3.1.2 DETERMINACIÓN FACTORES GLDF.

Los Factores GLDF de cada escenario de operación esperado con respecto a cada uno de los retiros, se determina mediante las siguientes expresiones y condiciones de aplicación:

$$GLDF_{l-k,C} = C_{l-k,R} - A_{l-k,C}$$

$$L_C = \sum_{k=1}^{N_c} L_{k,C}$$

$$A_{l-k,C} = \frac{X_{l-C} - X_{k-C}}{x_{l,k}}$$

$$C_{l-k,R} = \frac{F_{l-k} + \sum_{p \neq R} A_{l-k,p} \cdot L_p}{\sum_p L_p}$$

Donde:

- F_{l-k} : Flujo de potencia en el tramo $l-k$.
- $l-k$: Tramo comprendido entre el nodo l y el nodo k .
- L_c : Retiro total barra c .
- N_c : Número de consumos conectados a la barra c .
- $L_{k,C}$: Retiro del consumo k en la barra c .
- $GLDF_{l-k,c}$: Factor de Distribución Generalizado de Carga de la barra c en el tramo $l-k$.
- X_{k-c} : Reactancia equivalente entre los nodos k y c , en la matriz de impedancias X .
- X_{l-c} : Reactancia equivalente entre los nodos l y c , en la matriz de impedancias X .
- $x_{l,k}$: Reactancia de la línea o transformador conectado entre los nodos l y k .
- $A_{l-k,c}$: Factor de Distribución de Cambios en el Retiro de Potencia de la barra c en el tramo $l-k$.
- $C_{l-k,R}$: Factor Generalizado de Distribución de Retiro de la barra de referencia R del sistema en el tramo $l-k$.

3.1.3 CENTRALES (FUG)

El Factor de Uso de Generación de cada Central para cada tramo del sistema ($FUG_{ij,g}$), se determina mediante las siguientes expresiones:

$$fug_{ij,g}^e = \frac{GGDF_{ij,b}^{e'} \cdot G_{g,b}^e}{\sum_{s=1}^{N_B} \sum_{p=1}^{N_G} GGDF_{ij,s}^{e'} \cdot G_{p,s}^e}$$

$$GGDF_{ij,b}^{e'} = \begin{cases} GGDF_{ij,b}^e & \text{si } GGDF_{ij,b}^e \cdot F_{ij}^e \geq 0 \\ 0 & \text{si } GGDF_{ij,b}^e \cdot F_{ij}^e < 0 \end{cases}$$

Donde:

$fug_{ij,g}^e$: Factor de uso de la central g sobre el tramo ij para el escenario de operación e .

$GGDF_{ij,b}^{e'}$: Factor de Distribución Generalizado de Generación de la barra b sobre el tramo ij para el escenario de operación e .

$G_{g,b}^e$: Generación de la central g que inyecta en la barra b para el escenario de operación e .

F_{ij}^e : Flujo por el tramo ij para el escenario de operación e .

N_B : Número total de barras

N_G : Número total de centrales

Dado lo anterior, se obtiene el Factor de uso total:

$$FUG_{ij,g} = \sum_{e=1}^{N_E} fug_{ij,g}^e \cdot h_e'$$

Donde:

$FUG_{ij,g}$: Factor de uso total de la central g en el tramo ij perteneciente al sistema.

$h_e' = \frac{h_e}{H}$: Peso relativo del bloque asociado al escenario e , donde h_e es el número de horas del escenario e y H es la cantidad de horas totales.

N_E : Número total de escenarios de operación.

3.1.4 CONSUMOS (FUR)

El Factor de Uso de Retiros para cada Tramo del sistema ($FUR_{ij,c}$) se determina mediante las siguientes expresiones:

$$fub_{ij,b}^e = \frac{GLDF_{ij,b}^{e'} \cdot L_b^e}{\sum_{m=1}^{N_B} GLDF_{ij,m}^{e'} \cdot L_m^e}$$

$$GLDF_{ij,b}^{e'} = \begin{cases} GLDF_{ij,b}^e & \text{si } GLDF_{ij,b}^e \cdot F_{ij}^e \geq 0 \\ 0 & \text{si } GLDF_{ij,b}^e \cdot F_{ij}^e < 0 \end{cases}$$

Donde:

$fub_{ij,b}^e$: Factor de uso de la barra b sobre el tramo ij para el escenario de operación e .

$GLDF_{ij,b}^e$: Factor de Distribución Generalizado de Consumo de la barra b sobre el tramo ij para el escenario de operación e .

L_b^e : Retiro de la barra b , para el escenario de operación e .

F_{ij}^e : Flujo por el tramo ij para el escenario de operación e .

N_B : Número total de barras

Dado lo anterior, se obtiene el Factor de uso total:

$$FUB_{ij,b} = \sum_{e=1}^{N_E} fub_{ij,b}^e \cdot h_e'$$

$$FUR_{ij,c} = FUB_{ij,b} \cdot \frac{E_{c,b}}{E_b}$$

Donde:

$FUR_{ij,c}$: Factor de uso total del retiro del consumo c sobre el tramo ij .

$FUB_{ij,b}$: Factor de uso total de la barra b sobre el tramo ij .

$h_e' = \frac{h_e}{H}$: Peso relativo del bloque asociado al escenario e , donde h_e es el número de horas del escenario e y H es la cantidad total de horas.

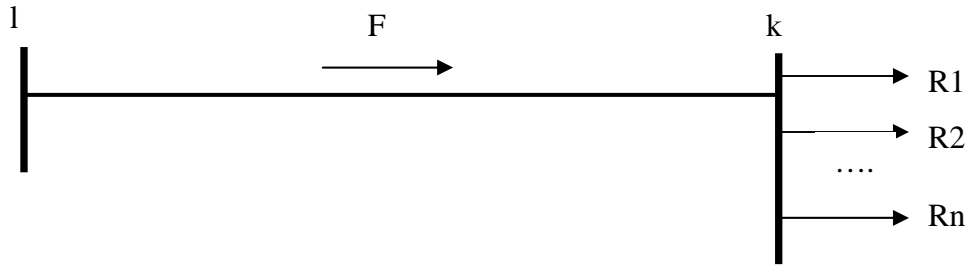
$E_{c,b}$: Energía mensual del consumo c que retira de la barra b .

E_b : Energía mensual retirada de la barra b

N_E : Número total de escenarios de operación.

3.2 FACTORES DE USO EN TRAMO RADIAL

Sea “l_k” una línea radial que alimenta “n” consumos R1, R2, ..., Rn conectados a la barra “k”.



Sea R el consumo equivalente:

$$R = \sum_{i=1}^n R_i \quad (1)$$

Por definición, el Factor de Uso de la barra “k” respecto a la línea “l_k” es igual a:

$$FU_{l_k,k} = \frac{GLDF_{l_k,k} \cdot R}{\sum_j GLDF_{l_k,j} \cdot C_j} \quad (2)$$

Donde C_j designa un consumo cualesquiera del sistema. Uno de ellos es R . Esta expresión es el factor de prorrata indicado en número 5 de punto 10.5.1 de Artículo Segundo de DS14 para el caso de líneas radiales sólo de consumo.

(1) en (2):

$$FU_{l_k,k} = \frac{GLDF_{l_k,k}}{\sum_j GLDF_{l_k,j} \cdot C_j} \cdot R_1 + \frac{GLDF_{l_k,k}}{\sum_j GLDF_{l_k,j} \cdot C_j} \cdot R_2 + \dots + \frac{GLDF_{l_k,k}}{\sum_j GLDF_{l_k,j} \cdot C_j} \cdot R_n \quad (3)$$

(3) se puede escribir como:

$$FU_{l_k,k} = FU_{l_k,R_1} + FU_{l_k,R_2} + \dots + FU_{l_k,R_n} \quad (4)$$

Dónde:

$$FU_{l_k,R_i} = \frac{GLDF_{l_k,k}}{\sum_j GLDF_{l_k,j} \cdot C_j} \cdot R_i \quad (5)$$

Es fácil ver de (5) que se cumple:

$$\frac{FU_{l-k,R_i}}{FU_{l-k,R_j}} = \frac{R_i}{R_j} \quad (6)$$

Reemplazando (6) en (4) se tiene:

$$FU_{l-k,k} = \left(1 + \frac{R_2}{R_1} + \frac{R_3}{R_1} + \dots + \frac{R_n}{R_1}\right) \cdot FU_{l-k,R_1}$$

$$FU_{l-k,k} = \frac{\sum_i R_i}{R_1} \cdot FU_{l-k,R_1}$$

$$FU_{l-k,R_1} = \frac{R_1}{\sum_i R_i} \cdot FU_{l-k,k} \quad (7)$$

Además se cumple para líneas radiales que $GLDF_{l-k,j}$ es igual a 1 para la barra terminal "j". Para el resto de las barras es cero.

$$GLDF_{l-k,j} = \begin{cases} 1 & j = k \\ 0 & j \neq k \end{cases} \quad (8)$$

Por lo tanto,

$$\sum_j GLDF_{l-k,j} \cdot C_j = \begin{cases} R & j = k \\ 0 & j \neq k \end{cases} \quad (9)$$

Usando los resultados (8) y (9) en (2) se tiene:

$$FU_{l-k,k} = 1 \quad (10)$$

"El Factor de Uso de la barra terminal de una línea radial es igual a 1"

Por lo tanto, reemplazando (10) en (7), se tiene que:

$$FU_{l-k,R_1} = \frac{R_1}{\sum_i R_i} \quad (11)$$



El resultado (11) nos dice que, para una línea radial, los Factores de Uso de cada uno de los retiros conectados en el extremo de ésta son iguales a su prorrata por el monto retirado.

Por lo tanto, se ha demostrado que para líneas radiales de consumo, la expresión (2), que expresa la prorrata a usar de acuerdo a lo indicado en número 5 de punto 10.5.1 de Artículo Segundo de DS14, se transforma en la expresión (11), que era lo que se quería demostrar.

3.3 MODELO PLEXOS

El modelo Plexos, desarrollado y distribuido por la empresa Energy Exemplar, es una herramienta que permite la simulación de la operación y que utiliza un eficiente manejo de datos. La versión utilizada es la 6.301 R03. La topología del subsistema modelado tiene similares características a la modelada en los balances de transferencias de energía, y los parámetros utilizados son los publicados en la web del CDEC-SING.

Dado que las inyecciones de las centrales y los retiros de clientes son datos de entrada, y para asegurar la convergencia, se elige una barra de referencia en la cual haya una inyección de gran magnitud respecto del subsistema. De esta manera, se obtiene que la diferencia, entre la inyección informada y la inyección calculada por el modelo sea mínima.