

ACTA DE LA AUDIENCIA PUBLICA

Estudio del sistema de subtransmisión SIC-5

Introducción

En el marco del primer proceso de determinación del Valor Anual de los Sistemas de Subtransmisión y su tarificación, de acuerdo a lo establecido en la Ley N° 19.940 de marzo de 2004 y de acuerdo a lo señalado en las Resoluciones Exentas de la Comisión Nacional de Energía N°365, N°368 y N°391, todas de junio de 2006 y publicadas en el sitio web institucional, se estableció el procedimiento para la realización de las audiencias a que se refiere el artículo 71°-39 de la Ley N° 19.940.

Dichas Resoluciones establecen en particular, el calendario (fecha, hora y lugar) de las audiencias, el procedimiento para la acreditación de los participantes en ella, el programa de las distintas audiencias a considerar (7 en total, una por cada sistema de subtransmisión definido) y el temario que el expositor debía considerar.

Realización de la audiencia pública

En Santiago, a 5 de julio de 2006, a las 15:12 horas, en calle San Antonio N° 65, piso decimotercero del Hotel Galerías, Salón Mapuche, se llevó a efecto la quinta Audiencia Pública citada por la Comisión Nacional de Energía, en adelante la Comisión. Corresponde a la fecha y hora ya señaladas, de acuerdo al calendario establecido por la Comisión, la presentación de los resultados para el estudio del quinto sistema de subtransmisión del Sistema Interconectado Central (SIC), denominado SIC-5.

En representación del consorcio integrado por las empresas GTD Ingenieros Consultores Ltda. y Bitrán & Asociados, en calidad de responsables de la elaboración del Estudio para la determinación del valor anual del sistema de subtransmisión SIC-5, asisten los señores Héctor Lagunas Méndez y Gabriel Bitrán Dicowsky.

En representación de la Comisión asiste el señor Jorge Muñoz S., quien abre la audiencia pública dando la bienvenida a los asistentes y entregando un resumen con el programa considerado para la realización de dicha audiencia.

A continuación se entrega la palabra a los señores consultores para que realicen su presentación¹, la cual da inicio a las 15:16 hrs.

Una vez finalizada la exposición de los resultados del estudio, a las 16:43 hrs., de parte de los señores consultores y dentro del tiempo máximo establecido para dicho efecto, el señor Muñoz inicia el período previamente establecido para la ronda de aclaraciones o consultas de parte de los asistentes.

¹ Copia de la presentación estará disponible en el sitio web de la Comisión junto y con ocasión de la publicación de la presente acta.

Consulta 1: Sr. Mauricio Aranda de la empresa Pangué:

“Buenas, mi nombre es Mauricio Aranda y represento a Panque. Quería preguntarles si con respecto a todas estas instalaciones de respaldo que se consideran, ¿se incorporan en un 100% del valor de dichas instalaciones?, o ¿se ponderan por algún factor de tiempo esperado de utilización de esta?”.

Responde el señor Lagunas:

La inversión se considera que esta ahí, lista para dar respaldo y no esta ponderada por el grado de utilización.

La ... se ha hecho, se ha incorporado solamente hay algunos casos que establece la norma en que tu tienes que hacer una evaluación económica. En realidad en estos proyectos de expansión, nos encontramos en que hay unos tramos que eran candidatos a ser prescindibles, que conectaban, permitían conectar dos subestaciones vecinas generalmente de propietarios distintos. Entonces nos dimos cuenta que a pesar de que ese tramo de línea que es muy corto podía ser prescindible, perfectamente nos permitía ahorrarnos alguna subestación de 110 kilovolts que no habíamos podido meterle mano con el método geográfico. Entonces, sí efectivamente en algunos casos encontramos algunas líneas que nos permitían tener un respaldo más eficiente y si eso ... cómo justificamos eso, precisamente como tu lo dices, lo que tomábamos, analizábamos el costo de ... el menor costo de inversión, operación y falla contemplando el costo de energía no servía asociado a ese tramo de línea, en relación al costo de la subestación. Entonces en caso preferíamos dejar este chicote de 4 a 5 metros que conectan 2 subestaciones en lugar de poner una subestación de respaldo. Casos como esos, por ejemplo los encontramos y los evaluamos. Una vez que determinaste alguna subestación ya estaba de respaldo, hecha la inversión, se tomaba la anualidad de la inversión.

Disculpa, eso generalmente se daba en conexiones también en 23 kilovolts, entonces también nos preocupamos de analizar algunos casos en que tu podrías dar respaldo a través de alimentadores de baja tensión”

Consulta 2: Sr. Rodrigo de la Fuente de la empresa Endesa:

“Hola, buenas tardes, mi nombre es Rodrigo de la Fuente y represento a Endesa. La pregunta es la siguiente: no me queda claro como esta compatibilizado el ... estos cambios de conductores en línea que aparecían como sub-utilizadas, que aparecen varios cambios de conductores hacia el alza digamos. Cómo se compatibiliza eso con las ampliaciones. Por ejemplo, dentro de los conductores que aparecen cambiándose aparecen un Charrúa-Concepción 220 por ejemplo, y sin embargo aparece una ampliación Charrúa-Lagunilla 220. Entonces, ¿ese cambio de conductor esta analizado antes de la ampliación o después?. Cómo juegan, porque me da la impresión que instalaron ... ampliar, poner Charrúa-Lagunilla de alguna forma libera carga de la línea Charrúa-Concepción 220, entonces no me queda bien claro como se compatibilizan ambas cosas.”

Responde el señor Lagunas:

“Buena tu pregunta, muchas gracias, sabes que nosotros teníamos dos caminos aquí. Sí tomamos la precaución inicialmente de pedirle a la empresa que nos informaran cada una sus proyectos de expansión. Por supuesto que al superponer estos proyectos de

expansión, hay muchos proyectos de expansión de una empresa y otra que se superponen y había que escoger uno. En exposiciones anteriores me he referido en detalle de muchos proyectos que eran y competían entre si mismos ¿ya?. El criterio general que usamos nosotros fue el siguiente:

Lo que es la expansión horizontal debido al crecimiento de la demanda localizada en las mismas subestaciones existentes, tomamos nosotros la responsabilidad de definir cual era la expansión. En aquellos que son horizontales, que se agrega una nueva subestación una nueva línea que va a una determinada parte, tomamos la precaución de descontar ese consumo que se trasladaba a ese otro punto y consideramos esas ampliaciones. Pero el tema de ir tomando los proyectos de expansión directamente de las empresas, ya no nos permitía o se contraponía a la ampliación de los conductores que estábamos haciendo, a las ampliaciones de las subestaciones, etc. y en el breve plazo que teníamos, consideramos que dado que este es un estudio tarifario, dado que este plan de expansión no es obligatorio, a diferencia de los sistemas medianos donde tú tienes que hacer el plan de expansión y las empresas están obligadas a realizar esa inversión, lo que hicimos nosotros en este caso fue definir las expansiones que son verticales de acuerdo a nuestro modelamiento, que en la práctica te van la tarifa te va a dar los recursos, no sabemos como se va a tarifcar también todavía, pero se supone que se te va a reconocer un costo asociado a la expansión que vimos nosotros. Si tu mañana haces otra expansión, en vez de reforzar un conductor colocas un circuito adicional o cambias un nivel de tensión o lo que sea digamos, ese algo es lo que esta en libertad tu empresa. Lo que si que tuvimos a la vista y atendimos muchas observaciones que nos llegaron de las empresas que tenían sus propios proyectos, y toda vez que los encontrábamos mejores que los nuestros fueron considerados. Ese caso, por ejemplo, Francisco a lo mejor se recordara mejor, yo me acuerdo que nosotros habíamos reforzado Charrúa-Hualpén y la empresa Transelec nos explicó bien su proyecto, lo analizamos y efectivamente coincidimos en considerar el proyecto de ellos hacia la subestación Lagunillas, por ponerte un ejemplo. Ahora esto no puedes llevarlo a la infinidad de los elementos del sistema, tampoco las empresas lo consideraron así y seguramente se dedicaron a mencionarnos los proyectos que eran más emblemáticos para ellos. Gracias.”

Consulta 3: Sr. Federico Sobarzo de la empresa Coopelan:

“Buenas tardes Federico Sobarzo, consultor privado y en representación de Cooperativa Eléctrica de los Angeles. Tengo dos consultas, la primera relacionada con el tema de los costos de administración me parece que con la estructura de administración Uds. mostraron ahí una estructura que si bien es cierto mostraba todos los integrantes de la estructura Gerencia y todo los demás vemos que en esta en estos sistemas una misma empresa esta incluso transversado en 20 varios sistemas cierto entonces la consulta esta dado porque no es que aquí tú estés armando una empresa nueva como se adapta eso a la realidad eso es básicamente la consulta porque no se podría pensar que se están armando 5 empresas de subtransmisión y todo lo demás, y lo otro referente al tema de los indexadores tengo algunas consultas bien particular están usando un índice de costo de mano de obra de la actividad de construcción en Chile la verdad yo entiendo que la actividad de construcción en Chile va en varios frentes a la vez caminos o edificios y muchos más me gustaría saber que ponderación están usando Uds. para efectos de básicamente las líneas y las subestaciones que estamos analizando aquí en el peor de los casos supongo que si mañana hay un boom de la construcción en Chile ese boom de la construcción no vaya a tener efectos sobre la línea y subestaciones que no tienen ninguna efecto particular lo mismo me gustaría aclarar el tema del polinomio de la indexación del coma donde hay un

indicador un índice que es el índice de bienes industriales de EEUU nos podrías explicar como es el efecto de eso.”

Responde Sr. Bitran:

“A ver respecto a las cúpulas administrativas que fue la primera pregunta que Ud. plantea no cierto e ... si efectivamente la ficción tarifaria es diferente de la realidad de las empresas y aquí la ficción tarifaria aquí a nosotros nos determino que teníamos que crear una cúpula administrativa por cada uno de estos sistemas ficticios a.. que estos sistemas que en la realidad existen pero que no existen como empresa no, ahora la realidad es que hay una empresa de subtransmisión que tiene una cúpula administrativa no cierto como tal que es CGE TRANSMISIÓN y hay otras empresas que son distribuidoras que tienen activo de subtransmisión hay empresas de transmisión troncal sistema adicional que tienen activo de subtransmisión hay empresas generadoras que tiene activo de subtransmisión, etc etc. y todas esas empresas tienen cúpulas bastante más grande que éstas no cierto que las que nosotros diseñamos para estos sistemas porque administran un conjunto activo mucho más grande entonces que si bien es cierto que aquí hay una pequeña economía de escala en lo que las bases no digamos determino que se hiciera pero también es bueno tener presente que la cúpula administrativa de acá es mucho más pequeña que la cúpula administrativa que tienen las empresas reales y que están compartiendo entre diversas actividades, así que esa sería mi respuesta a la primera pregunta, la segunda pregunta suya tenía que ver con la mano de obra de los indexadores de mano de obra no cierto, el índice que publica el INE de mano de obra de la construcción es amplio sentido de la construcción como Ud. me imagino que esta al tanto tiene 2 grandes rubros construcción de vivienda y el resto de construcción de obras de proyecto de sean caminos, sean túneles, sean líneas de transmisión, sean en fin y al final el índice de costo de mano de obra de la construcción es una cosa que esta combinada del punto de vista efectivamente no es puro, no es puro y claro un boom de la construcción eventualmente va a afectar en cierta medida la construcción de vivienda por un programa del SERVIU va a afectar de alguna medida este indicador y eso es si uno pudiera evitarlo lo quisiera evitarlo pero la verdad que no hay otro índice más especializado porque si hubiéramos utilizado el índice de la mano de obra general del país hubiera sido menos bueno que este, este es más especializado es mas atingente por eso lo seleccionamos consientes de que es imperfecto pero creemos que era lo mejor disponible y por último los bienes industriales importados el IBI en el coma incluye materiales y repuestos que se emplea en el mantenimiento del INE subestaciones a.. y una buena parte de esos materiales de repuesto más precisamente, más precisamente, más de la mitad de los materiales y repuestos que se emplean son de origen importados y por eso nos pareció, nos pareció no cierto más apropiado indexarlo a este índice y afectarlo por supuesto por tipo de cambio y tasa arancelaria porque todo lo que es importado tiene ese efecto adicional ,entonces este es el mundo de lo posible uno hubiera querido tener indicadores todavía mucho más precisos pero uno tiene que optar aquellos que parecen más adecuados lo más cercano y que cumplen con los requerimientos de las bases que fueran públicos, confiables y de misión periódica, gracias.”

Consulta 4: Sr. Juan Velozo de la empresa Frontel:

“Buenas tardes Juan Velozo de Frontel tengo unas preguntas y bueno espero que me aclaren si no entendí algún término de lo que explicaron la primera es, escuche que el mantenimiento estaba asociado a instalaciones nuevas ¿porque no asociado a la vida media de la instalación y porque instalaciones nuevas? esa es la primera, la segunda por

favor si me pueden aclarar estamos hablando de una vida útil económica de 10 años como se relaciona eso con la vida útil real de las instalaciones porque cuando las instalaciones se diseñan, se diseñan adaptadas las demandas por lo menos de 15 a 20 años, por lo tanto, en el primer período van a quedar como sobre dimensionadas respecto de lo real, por favor ese concepto. Después en banco de condensadores, paro o...”

Responde Sr. Bitran:

“La primera que Ud. hizo respecto a la mantenimiento si mire estamos suponiendo que las instalaciones se cotizan hoy día se compran hoy día con tecnología se pone su valor entero no depreciado no estamos poniendo un valor depreciado estamos poniendo un valor de compra de 100% de la instalación por tanto nos parecía correspondía asociarle un mantenimiento equivalente a una instalación nueva sencillamente por una razón de consistencia digamos la segunda pregunta la vida útil la verdad que son variables y la define la CNE en las bases ee...la vida útil a lo que Ud. se refirió de los 10 años, la vida útil el presente planeamiento es otro tema, las vidas útiles están definidas en las bases y son diferente según el tipo de instalación si.”

Sr. Juan Veloso:

“La pregunta va en el sentido de que si la evaluación económica hace 10 años entonces relacionando un poco con cuando veíamos que la línea estaba sobredimensionadas si las instalaciones en realidad se diseñan para una adaptadas a la demanda para un período mayor por lo tanto, dentro del período 10 años esas instalaciones puede aparecer sobredimensionadas entonces esa relación es la que va orientada a la pregunta o si no entendí bien explíquemelo.”

Responde Sr. Lagunas:

“Lo entendiste perfectamente e.. mira ese es un punto que lamentablemente yo comparto contigo que hay instalaciones que se proyectan para considerando una vida útil económica bastante mayor de hecho los análisis que ha nosotros nos ha tocado hacer en Consultorías distinta a esta fundamentalmente dependiendo de la tasa de crecimiento del 5% anual llegamos a tasas de reposición de transformadores de al menos de 15 años y de conductores 20, 25 años entonces en realidad curiosamente nunca nos hemos encontrado con tasas de reposición económica de estos activos en períodos de 10 año o inferiores hay crecimientos espectaculares de la demanda pero esto quedo escrito en la ley así que la ley da un máximo de 10 años e.. y las bases en principio eran definidos 4 años no porque creyeran la Comisión que la vida útil o la obra se iba a planificar a 4 años sino sobre un tema de coherencia ya regulatoria al momento de tarifificar cada 4 años ahí se produjo una diferencia conceptual que posteriormente el Panel de Expertos resolvió separando ambos conceptos cierto y dejando la planificación entiendo al más largo plazo que contemplaba la Ley que era 10 años e.. por lo tanto es una realidad por la cual tuvimos que convivir para estar dentro de ley dentro de bases lo mismo pasa con las vidas útiles que si bien uno puede discrepar de determinadas vías útiles son las vías útiles que para efectos de la recuperación de capital quedaban definidas en la ley pero no contemplamos ningún tipo de corrección o subsidio para buscarle por el otro lado el sentido a la Ley para compensar el efecto de pérdida de 10 años no lo buscamos ningún mecanismo.”

Responde Sr. Bitran:

“Una cosita respecto al mantenimiento, para cerrar ese tema el hecho que se haya considerado instalaciones nuevas no significa que no se hace mantenimiento dentro de los 4 años. Hay un plan de mantenimiento que es permanente y que esta destinado a mantener la vida útil digamos a mantener la vida útil del equipo no es que uno diga como esta nuevo tengo 4 años no es así y un plan de mantenimiento que se aplica el día mismo de la compra del equipo.”

Pregunta Sr. Veloso:

“Yo lo planteaba en el sentido de que el mantenimiento para los primeros años es demasiado blando respecto al mantenimiento de la vida media del equipo o a la instalación. En ese sentido y ahí va a ver un mayor costo implícito involucrado. Lo otro es lo segundo, hay un factor de riesgo también porque obviamente significa que si tarifariamente a las instalaciones se reconocen a un cierto tiempo obviamente una variable contemplar en la evaluación y significa que en determinado momento hay que ver el siguiente recambio al más corto plazo y ver si tarifariamente como se compensa ya. La otra en cuanto a los reactivos”

Responde Sr. Lagunas:

“Disculpa, en todo caso yo creo que eso quedo recogido en los estándares internacionales que se tomaron para efecto de los mantenimientos y también cuando analizamos cuales son los estándares de la industria y ahí nos situamos en un rango entonces si bien el principio conceptual es el que dice Gabriel, en términos prácticos las tasas de mantenimiento que se tomaron y las actividades de mantenimiento como bien lo dice son permanentes. Entonces no es una situación puntual de corto plazo.”

Pregunta Sr. Veloso:

“...Si es que hay un corte en el nivel de reactivos, porque cuando el nivel de reactivos que se mencionaba por barra es muy pequeño, al ser muy pequeño uno puede pensar que ese reactivo debiera estar compensado por la distribución, no al nivel de la subtransmisión. Entonces me llamó la atención de ver unos valores demasiado pequeños y en el otro extremo algunos valores demasiado altos también me llamó la atención, en el sentido de que a lo mejor como están las instalaciones respecto a su potencia natural. Son instalaciones que quedaron definitivamente ya fuera de y en definitiva podría pensarse más en cambio de voltaje más que refuerzos, entonces ese corte me llamó la atención del tema del reactivo, por abajo principalmente.”

Responde Sr. Lagunas:

“Bueno, a nosotros también nos llamó la atención, pero afortunadamente habíamos hecho bastantes estudios anteriores con motivo de la Norma Técnica, de implementación de los reactivos para el cumplimiento, por lo tanto, pudimos confrontarlos. Primero, efectivamente hay, aquí estamos analizando el segmento de subtransmisión, independiente del segmento de distribución, por lo tanto, nosotros no vemos los planes de, que tienen las distribuidoras para cumplir con la Norma Técnica hacia abajo en sus puntos de conexión con el sistema de subtransmisión, te fijas y el punto que aclaraba yo que quedamos en el límite entre si ese reactivo que se coloca en el consumo va para distribuidoras o va para las subtransmisoras. A mi me ha tocado ver esta Norma Técnica de Argentina aplicada en otros países, por ejemplo me toco aplicarla en Panamá y ahí lisa y llanamente se resolvió en forma

económica lo que se definió un sistema de tarificación de reactivos donde se dio una curva de costos para los reactivos cuando salen fuera del rango, cierto generan un costo para el sistema y eso generaba una señal de precios, por lo tanto, la distribuidora veía si los instalaba o no, o si estaba dispuesta a pagar el costo del reactivo que significa aguas arriba. Por lo tanto, no había duplicidad de instalaciones, de proyectos de instalación de reactivos. La norma es tan rígida al respecto, que precisamente los planes de incorporación de reactivos al sistema podía darse que si, como establece en cada punto de conexión con el sistema puede que una línea este dividida en tres tramos y en tres tramos tiene distintos propietarios, cada propietario se conecta en ese tramo siguiente y en el sistema interconectado, por lo tanto, en cada uno de esos puntos tendrías que colocar reactivos, entonces si lo llevas a extremo resulta como ridículo. Ahora sí, yo creo, la cantidad de reactivos que tiene que instalar está básicamente a mi juicio considerada por el cumplimiento horario, tú tienes que en 60 minutos tienes que cumplir todas, con los reactivos en forma instantánea, te fijas y tienes que tener los equipos instalados para esa compensación, independiente de lo uses o no lo uses, o cuántas horas los uses te fijas. Entendiendo así la norma faltan los procedimientos los resultados son los reactivos y en los puntos de inyección si efectivamente se verificó las diversas alternativas de poder compensar esos reactivos. Efectivamente, y se vio en análisis ya fuera de estas bases si no en estas bases en específico nosotros las hacíamos competir con el costo de desoptimizar digamos por algunas horas la generación, hicimos unos estudios para el CDEC-SIC y el CDEC-SING donde nosotros hacíamos ver que era más eficiente si soportar el mayor de costo generación, manteniendo una reserva de reactivos en las máquinas, para efecto de dar el servicio complementario de control de tensión y eso lo comparábamos versus el costo de instalar reactivos en el sistema y nosotros llegamos curiosamente aquí y en otros países a la misma conclusión, que básicamente los costos de los condensadores que están en el mercado están absolutamente determinados para estar en el límite de decisión frente al mayor costo de generación, pero compiten”

Pregunta Sr. Veloso:

“Mencionabas de que para el corte considerabas transformadores de 110 KV. Pido una aclaración porque si hablamos de 110 KV en potencia puedes hablar en 66 y 110 hablar exactamente de la misma potencia , entonces en base a que se planteaba eso.”

Responde Sr. Lagunas:

“La variable lo dije para ejemplificar, las 20 toneladas eran los que implicaban mayores tiempos de y costos de desplazamiento”

No habiendo interesados en solicitar aclaraciones de parte de los señores consultores y habiendo hecho un segundo llamado para realizar consultas, sin obtener respuesta de los participantes en la audiencia, el señor Muñoz informa de los plazos y formatos establecidos para la publicación del acta y para envío de observaciones y comentarios referidos al estudio presentado, para posteriormente dar por concluida la audiencia pública.

Santiago, julio de 2006
COMISION NACIONAL DE ENERGIA

