
ESTUDIO DE CONTROL DE TENSIÓN Y REQUERIMIENTOS DE POTENCIA REACTIVA

Respuestas a Observaciones al Informe Preliminar



Diciembre 2019

**Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva
Respuestas a Observaciones al Informe Preliminar**

Rev.	Fecha	Comentario	Realizó	Revisó / Aprobó
1	24-12-2019	Respuesta Observaciones al Informe Preliminar	Carlos Alvear A. Hernán Barra C. Ignacio Figueroa F. Pedro Gobantes F. Flavio Serey L.	Victor Velar G.

1 OBSERVACIONES DE TRANSELEC.

1.1 Observaciones ACT Norte Grande

- 1) *Dentro de los análisis realizados, mucho agradeceremos especificar la topología considerada en la Zona de Parinacota, que permite dar respaldo a los consumos de dicha Subestación en caso de falla en la línea 220kV Cóncores - Parinacota. Lo anterior, en específico al tap off Quiani, además de la generación de las centrales Chapiquiña y Central Diésel Arica, cuyas disponibilidades permite respaldar consumos de Parinacota.*

Respuesta nº1:

La topología utilizada en la operación real considera abierto en el Tap Off Quiani y así fue considerado en el estudio. Por otra parte, el despacho de la zona para cada escenario se encuentra en el informe en el anexo 6.1 Despachos de Generación.

- 2) *Debido a las comunicaciones entre Gas Atacama S.A., filial de Enel Generación Chile, con la CNE, en las cuales indican que Central Tarapacá saldrá de servicio en diciembre de 2019 producto del programa de descarbonización, se considera que la condición operacional de la Zona Norte Grande debería ser actualizado a lo indicado anteriormente.*

Respuesta nº2:

El plan de descarbonización contemplaba sacarla de servicio en mayo 2020 (información oficial), sin embargo, se determinó adelantar su salida para determinar una peor condición de control tensión para la zona. Por lo tanto, la indisponibilidad de la Central Térmica Tarapacá fue considerada desde el escenario E1 correspondiente a diciembre de 2019.

- 3) *Debido a su radialidad, se considera apropiado agregar el análisis de falla en la línea 220kV Cóncores – Parinacota.*

Respuesta nº3:

En el estudio se consideraron las fallas más relevantes para cada área de control de tensión, es decir aquellas fallas que tuvieran una mayor sensibilidad o mayor variación en la tensión. La falla indicada, si bien se analizó, no fue mostrada al no tener un mayor impacto para la zona, ya que la falla de la Línea Tarapacá – Cóncores produce una mayor sensibilidad sobre las barras cercanas, como se puede apreciar en la figura 4.1 del informe.

- 4) *En todos los análisis de sensibilidad de flujo de potencia, Área Norte Grande, se aprecia que los gráficos de sensibilidad de tensiones y el grafico de tensiones, muestran barras diferentes. Se recomienda unificar, agregando además las instalaciones que se proponen en el presente documento de revisión.*

Respuesta n°4:

Se acoge observación, se corrige en el Informe Final.

- 5) *Se aprecia la ausencia de importantes barras 220kV en el análisis de la Zona del Norte Grande (subárea Norte y Sur). Agradeceremos agregar tanto resultados como gráficos de barras como Kimal, Encuentro, Changos, entre otras.*

Respuesta n°5:

Se agregan a los resultados la barra de Los Changos 220 kV. Respecto a las barras de Kimal y Encuentro, no se considera necesario mostrarlas dada su cercanía a la barra de Crucero 220 kV, siendo sus resultados muy similares.

- 6) *En la sección b) Efectividad en el Control de Tensión de la Barra más débil pre y post Contingencia, de la subárea Sur del Norte Grande, E1, no se muestra la figura de efectividad de control de tensión.*

Respuesta n°6:

No se considera necesario mostrar el gráfico señalado, ya que el único elemento de control de tensión de la subárea Sur corresponde al SVC de Domeyko.

- 7) *En la eventual caso de una falla en la línea Cóndores - Parinacota, queda la duda si es posible mantener una tensión adecuada en barra Parinacota y abastecer sus consumos adecuados, mediante un enmalle en otros niveles de tensión.*

Respuesta n°7:

Ver la respuesta a la pregunta 1.

- 8) *Se aprecia la ausencia de importantes líneas 220kV en el análisis de la Zona del Norte Grande (subárea Norte y Sur). Agradeceremos agregar tanto resultados como gráficos de líneas como Los Changos – Kapatour, Crucero - Kimal, Kimal – María Elena, María Elena – Lagunas, Kimal – Encuentro, entre otras.*

Respuesta n°8:

El análisis por área de control de tensión considera las fallas más relevantes y con mayor variación de tensión. Al respecto, las líneas señaladas no producen un efecto de mayor criticidad que las mostradas en los gráficos del informe.

- 9) *En los ítems de resultados de los Escenarios de Estudio del Norte Grande, respecto a las tensiones en estado normal o caso base, se aprecia que no corresponden a las indicadas en el Estudio de Tensiones de Servicio (ETS).*

De acuerdo al ETS vigente, para instalaciones del Sistema de Transmisión con Tensión Nominal Igual o superior a 200kV e inferior a 500kV, Norte Grande, se indica que "Dada la topología de la zona del Norte Grande (ex SING), operacionalmente, no es necesario utilizar tensiones de servicio diferentes a la nominal. En consecuencia, la tensión de servicio para estas barras, será 220kV"

Favor revisar y corregir en caso de ser necesario.

6.2 Instalaciones del Sistema de Transmisión con Tensión Nominal Igual o Superior a 200 kV e inferior a 500 kV

6.2.1 Zona Norte

Barra 220kV	Vservicio [kV]	Rango de Operación					
		Estado Normal		Estado de Alerta		Estado de Emergencia	
		1.05Vs [kV]	0.95Vs [kV]	1.07Vs [kV]	0.93Vs [kV]	1.1Vs [kV]	0.9Vs [kV]
Zona Norte Grande	220	231.0	209.0	235.4	204.6	242.0	204.6

Respuesta n°9:

Las tensiones de servicio establecidas en el informe del ETS son tensiones referenciales que permiten operar el sistema dentro de un rango admisible de tensión para distintos estados del sistema. En los resultados mostrados en el informe del ECTyRPR las tensiones de los casos base se encuentran dentro del rango de estado normal de operación de acuerdo con el artículo 5-24 de la NTSyCS.

- 10) En la sección b) Efectividad en el Control de Tensión de la Barra más débil pre y post Contingencia, de la subárea Sur del Norte Grande, E3, no se muestra la figura de efectividad de control de tensión.

Respuesta n°10:

No se considera necesario mostrar el gráfico señalado, ya que el único elemento de control de tensión de la subárea Sur corresponde al SVC de Domeyko.

- 11) Para el escenario E5, tanto en la Zona Norte y Zona Sur del Norte Grande, se aprecia que no se muestran gráficos de análisis de Curvas QV. Favor agregar.

Respuesta n°11:

El análisis de los escenarios de demanda mínima (E5) corresponde a una verificación de la capacidad de respuesta de cada área de control de tensión ante las contingencias que requieren mayor absorción de potencia reactiva, enfocado principalmente en evitar posibles sobretensiones en el sistema en condiciones de demanda baja. En virtud de lo anterior, para esta verificación se requiere y es suficiente un análisis de las magnitudes de las tensiones en las barras de la zona, de los requerimientos de potencia reactiva y de la correspondiente verificación dinámica ante el mayor requerimiento de absorción de potencia reactiva.

12) Observación de forma:

Corregir nivel de tensión de línea Los Changos - Cumbre C1:

Falla	Factor de Amortiguamiento			MS. Sincr. ¿Dif. Ang ≤ 120°?	Comportamiento Tensión			Frecuencia ¿f ≥ 48.3Hz?
	Línea	Máx. Transf. Post- Cont [MW]	¿ξ ≥ 5%?		¿V _{mín.} ≥ 0.7 p.u.?	¿V _{mín.} > 0.8 p.u. en 1 s?	¿V en ±10% en 20 s?	
500 kV Los Changos - Cumbre C2	501 kV Los Changos - Cumbre C1	394	✓	✓	✓	✓	✓	✓

Respuesta nº12:

Se acoge observación, se corrige en el Informe Final.

13) Considerando las observaciones anteriores, favor actualizar figuras, resultados y Conclusiones.

Respuesta nº13:

Se acoge observación en los casos que corresponda.

1.2 Observaciones ACT Norte Chico

- 1) *Actualmente en determinadas condiciones de alta demanda y alta generación ERNC, se opera abierto en S/E Don Héctor el sistema de 220kV, permitiendo evacuar dicha generación por el Sistema de 500kV. Mucho agradeceremos considerar este caso operacional en los análisis, modificando de esta forma el ítem 1.2 del Informe, “Área de Control de Tensión Norte Chico”, En caso de considerar que no es un caso más desfavorable, favor agregar análisis que permita justificar lo anterior.*

Respuesta nº1:

Se acoge observación. El informe final incluye una sensibilidad del Escenario E2 que considera la operación del sistema de 220 kV abierto en S/E Don Héctor.

- 2) *En el último párrafo que, al operar abierto al norte de La Cebada, el tramo Pan de Azúcar – Los Vilos constituye un sistema dedicado, y por lo tanto no se revisará. Actualmente no constituye un sistema dedicado, por lo cual debiera analizarse. Más aún, este sistema hoy se opera abierto en torno a Don Héctor, por lo cual invalidaría el supuesto considerado.*

Respuesta nº2:

En el informe final se elimina dicha frase del resumen ejecutivo. En su lugar, en el análisis de los escenarios en que se considera el sistema de 220 kV abierto en algún punto, se explica que quedan tramos operando como sistemas radiales de inyección de generación, y por ello no se incluyen en el análisis las barras pertenecientes a dichos tramos.

- 3) *En el tercer párrafo se hace mención 2 veces a la tabla 4.21. La última debiera ser la tabla 4.22*

Respuesta nº3:

Se corrige en el informe final.

- 4) *En la figura 4.27, se observa que la tensión de colapso de S/E Punta Colorada es significativamente mayor bajo la contingencia del ATR500/220 de S/E Nueva Pan de Azúcar que bajo cualquier otra contingencia, y se indica que es por operar abierto en La Cebada. Aquí se podría hacer un análisis complementario o un anexo de qué pasa si se opera como en la actualidad, abierto en Don Héctor, ya que eso podría llevar a una situación peor bajo la contingencia del ATR500/220 de Nueva Pan de Azúcar, ya que la S/E Punta Colorada estaría aún más lejos de los nudos PV, y por tanto la eficacia del control sería menor.*

Respuesta n^o4:

Se acoge observación. En el informe final se incluye el análisis sugerido como parte de la sensibilidad del Escenario E2 que considera la operación del sistema de 220 kV abierto en S/E Don Héctor.

1.3 Observaciones ACT Centro

- 1) *Se menciona que los escenarios utilizados corresponden a condiciones desfavorables en términos del control de tensión y requerimientos de potencia reactiva del ACT, sin embargo, el Escenario 1 corresponde a una condición de demanda máxima con transferencias pro el sistema de 500 kV del orden de 1100 MW desde el Norte Grande hacia el Centro, el cual creemos que es un nivel de transferencias insuficientes, dado que se han detectado transferencias del orden de 1660 MW. Agradeceremos considerar un escenario con tales niveles de transferencia, considerando lo indicado en la página 22, respecto de la modificación del perfil de demanda de cada ACT buscando la condición más desfavorable desde el punto de vista del control de tensión y requerimientos potencia reactiva.*

Respuesta n°1:

De los escenarios de operación base analizados se determinó que aquellos indicados en el informe son los más desfavorables para el control de tensión. Para lo anterior se consideró, entre otros aspectos, las condiciones del despacho de unidades internas del ACT y niveles de transferencia no solo desde el norte, sino que también desde el sur.

Por otra parte, las condiciones más desfavorables para el ACT se obtienen ajustando los escenarios de operación para la mayor demanda esperada del ACT en términos de requerimientos de inyección de reactivos, lo que puede no coincidir exactamente con las condiciones en que se dan las máximas transferencias desde el Norte Grande al Centro.

1.4 Observaciones ACT Centro Sur

- 1) *Para fallas en líneas, no se menciona la localización de la falla.*

Respuesta n°1:

Para los análisis de sensibilidad y requerimientos de potencia reactiva se realizan simulaciones estáticas en las que no influye la ubicación de la falla, sino únicamente su desconexión. Respecto de la verificación dinámica, esta falla se aplica a una distancia del 5% de la barra con mayor potencia de cortocircuito.

- 2) *No se menciona el motivo de mostrar solo el resultado de algunas fallas, en las diversas figuras y tablas.*

Respuesta n°2:

En el informe solamente se incluye un grupo de todas las contingencias analizadas, grupo que corresponde a las contingencias más críticas en términos de sensibilidad de tensión y requerimientos de potencia reactivas.

- 3) *En las Figuras y Tablas correspondientes a la Curva QV, no se menciona el criterio de selección de segunda falla expuesta.*

Respuesta n°3:

Para la realización de las curvas QV de las barras más sensibles de cada área o subárea de CT se consideran las fallas que implican una mayor sensibilidad (dV/dQ) y las que requieren mayores montos de potencia reactiva.

- 4) *En Tabla 4.98, no se menciona de dónde o con que supuesto se define la tensión de servicio de S/E Entre Ríos 500 kV en 510 kV. En el último estudio disponible de tensiones de servicio en la web del coordinador, no está especificada la tensión de servicio para S/E Entre Ríos 500 kV.*

Respuesta n°4:

Para la S/E Entre Ríos se considera una tensión de servicio de 510 kV, la misma que para las subestaciones más eléctricamente cercanas, Ancoa 500 kV y Charrúa 500 kV.

- 5) *En las Tablas 4.99 y 4.104, el rango aceptable del caso base debe corregir-se a 0.99-1.1 [p.u].*

Respuesta n°5:

Se acoge observación, se corrige en Informe Final.

- 6) *En Tablas de requerimientos y distribución de potencia reactiva, no se menciona el motivo de no incluir ciertas unidades despachadas.*

Respuesta nº6:

En las tablas de requerimientos de potencia reactiva se incluyen los generadores que están dentro del área o subárea de CT analizada, y que entregan control de tensión dinámico.

- 7) *Página 170, se menciona la barra “Lo Aguirre 220 kV”, cuando debería ser “Cautín 220 kV”.*

Respuesta nº7:

Se acoge observación, se corrige en Informe Final.

- 8) *En Análisis de Resultados de Escenario E5 Área CT Centro-Sur, sistema 500/220 kV (Página 171), no se encuentran: a. Figura de sensibilidad de tensión b. Efectividad del control de tensión de barra más débil c. Curva QV.*

Respuesta nº8:

El análisis de los escenarios de demanda mínima (E5) corresponde a una verificación de la capacidad de respuesta de cada área de control de tensión ante las contingencias que requieren mayor absorción de potencia reactiva, enfocado principalmente en evitar posibles sobretensiones en el sistema en condiciones de demanda baja. En virtud de lo anterior, para esta verificación se requiere y es suficiente un análisis de las magnitudes de las tensiones en las barras de la zona, de los requerimientos de potencia reactiva y de la correspondiente verificación dinámica ante el mayor requerimiento de absorción de potencia reactiva.

- 9) *En Análisis de Resultados de Escenario E2 Área CT Centro-Sur, subárea 154 kV (Página 175), en la descripción de escenario no se mencionan elementos que serán aportes de compensación de potencia reactiva.*

Respuesta nº9:

Se Incluye descripción en Informe Final.

- 10) *En sección 4.5.4.1 letra e), no se muestra curva QV de S/E Alto Jahuel 154 kV.*

Respuesta nº10:

Se Incluye curva QV de S/E Alto Jahuel 154 kV en el Informe Final.

11) *En Análisis de Resultados de Escenario E4 Área CT Centro-Sur, subárea 154 kV (Página 181), en la descripción de escenario no se mencionan elementos que serán aportes de compensación de potencia reactiva.*

Respuesta nº11:

Se Incluye descripción en Informe Final.

12) *Sección 4.5.4.3 Análisis de Resultados de Escenario E5 Área CT Centro-Sur, subárea 154 kV, no se muestra figura de sensibilidad de tensión, ni las secciones: a. Efectividad del control de tensión de barra más débil b. Determinación de potencia reactiva c. Curva QV. d. Comportamiento dinámico*

Respuesta nº12:

Ver respuesta a la observación 8.

Respecto a los requerimientos de potencia reactiva, se indica en el tercer párrafo del punto 4.5.4.3 que: “Este escenario posee condiciones favorables considerando el bajo nivel de demanda y alto nivel de generación, por lo que las contingencias no implican un requerimiento de potencia reactiva elevado, alcanzando valores de hasta 5 MVar.” Bajo las condiciones señaladas anteriormente, no se justifica realizar una verificación del comportamiento dinámico.

13) *Sección 4.5.5.7 Análisis de Resultados de Escenario E5 Área CT Centro-Sur, subárea Concepción, no se muestra figura de sensibilidad de tensión, ni las secciones:*

a. Efectividad del control de tensión de barra más débil b. Determinación de potencia reactiva c. Curva QV.

Respuesta nº13:

Ver respuesta a la observación 8.

Respecto a la determinación de los requerimientos de potencia reactiva, en este escenario la subárea Concepción solamente cuenta con la central Petropower en servicio, por lo que claramente todos los aportes de potencia reactiva provienen desde la zona de Charrúa.

14) *Sección 4.5.5.7 Análisis de Resultados de Escenario E5 Área CT Centro-Sur, subárea Concepción, no se realiza análisis de barra más débil.*

Respuesta nº14:

Ver respuesta a la observación 8.

15) Sección 4.5.5.8 Verificación de comportamiento dinámico, no se menciona en el texto la peor contingencia, sólo aparece en la tabla resumen.

Respuesta nº15:

Se Incluye descripción en Informe Final.

16) Problema de formato de títulos en sección 4.5. Por ejemplo en página 162 se presenta “f) Verificación del Comportamiento Dinámico Escenario E2”, mientras que en la página 199 se presenta como “4.5.5.8 Verificación del Comportamiento Dinámico”.

Respuesta nº16:

Se acoge observación, se corrige en Informe Final.

17) Se menciona que para la confección de escenarios se tomó como referencia los despachos correspondientes a una condición de hidrología media. No obstante, en el caso de la zona de Concepción y Charrúa es importante considerar las diferencias entre un escenario de hidrología húmeda e hidrología seca, ya que el aporte de reactivos en la S/E Charrúa es diferente. Favor de aclarar ese punto.

Respuesta nº17:

El estudio considera escenarios base representativos para distintos periodos estacionales, para un horizonte de un año, lo cual considera despachos representativos en condiciones de máxima y mínima demanda esperada. Lo anterior permite el análisis de un rango adecuado de condiciones probables de operación.

Para el estudio de condiciones particulares de operación se deberán realizar análisis específicos con las condiciones reales y particulares que efectivamente puedan presentarse en la operación. Es importante repetir que el estudio presenta resultados de tipo referencial para condiciones desfavorables pero representativas y esperadas, no de casos extremos o de baja probabilidad de ocurrencia.

18) Favor de explicar la razón de usar algunos de los 5 escenarios de operación para cada ACT.

Lo anterior aplica para las demás ACT. En la consideración del ACT subárea Concepción, favor de considerar un escenario donde Bocamina inyecta directo en Charrúa 220 kV, abriendo interruptores de S/E Lagunillas 220 kV, operación que se realiza en ocasiones para evacuar energía directo a Charrúa.

Respuesta nº18:

En el estudio se deben analizar los escenarios esperados que se consideran más desfavorables en términos de requerimientos de potencia reactiva para cada área o subárea de CT.

El análisis propuesto para la subárea de CT de Concepción corresponde a una condición particular de operación que debe ser analizada en un estudio de corto plazo, puesto que no es

objetivo del Estudio responder a requerimientos de potencia reactiva para escenarios particulares de operación, como ya se señaló anteriormente.

- 19) *En el análisis de resultados de los gráficos de sensibilidad de tensión y tensión en barras no se consideran todas las contingencias del listado. Favor de explicar y esclarecer lo anterior.*

Lo mismo aplica para el subsistema de Concepción.

Respuesta nº19:

Ver respuesta a la observación 2.

Cabe destacar que no todas las contingencias tienen el mismo impacto en todos los escenarios analizados.

- 20) *En las tablas de Descripción resultados Curva Q-V, los rangos aceptables de las tensiones en pu no se condicen con lo requerido por la Norma Técnica para los niveles de tensión. Favor de aclarar y corregir de ser necesario.*

Respuesta nº20:

En dichas tablas los rangos de tensión aceptables se consideran en base a la tensión de servicio de la barra analizada.

- 21) *En Análisis de Resultados de Escenario E5 Área CT Centro-Sur, en algunos análisis de subáreas no se realiza el análisis completo como en los demás escenario. Favor de aclarar y corregir de ser necesario.*

Respuesta nº21:

Ver respuesta a la observación 8.

- 22) *Favor de considerar un escenario sin despacho de alguna Central Bocamina, es decir, ambas centrales fuera de servicio, ya que es una condición que por el despacho económico y mantenimientos se ha dado este año.*

Respuesta nº22:

En este Estudio se analizan escenarios a partir de despachos esperados para demandas máximas estacionales del Sistema Eléctrico Nacional que se presentan tanto en condiciones de día como de noche. Para el análisis de control de tensión de un área específica se adecuan los escenarios a condiciones más desfavorables, factibles, en términos de requerimientos de potencia reactiva.

Por lo tanto, en el Estudio se analiza un conjunto de escenarios en base a despachos de generación que se diferencian en la presencia de parques ERNC (escenarios de día y de noche)

y en la cantidad de centrales hidroeléctricas en servicio de acuerdo con la estacionalidad considerada para cada escenario.

Luego, la estimación de las reservas de reactivos necesarias para afrontar contingencias, indicadas en el estudio, están supeditadas a las características de la demanda, al tipo de despacho y a la disponibilidad de los recursos definidos en cada uno de los escenarios de operación analizados. En consecuencia, las reservas determinadas en el Estudio y su asignación son sólo de carácter referencial.

1.5 Observaciones ACT Sur

- 1) *Favor de referirse a la S/E Nueva Valdivia como S/E EL Laurel.*

Respuesta nº1:

Se acoge observación, se corrige en el Informe Final.

- 2) *Favor de considerar un escenario con la central Canutillar fuera, ambas unidades, ya que es escenario que se dado en la realidad de la operación del sistema sur.*

Respuesta nº2:

Los escenarios con la central Canutillar fuera de servicio ya se encuentran contemplados en el informe preliminar (ver despachos en anexos 6.1.5. E2: Unidad 2 F.S., E5: Unidades 1 y 2 F.S.).

- 3) *Se menciona que se cuenta con suficiente margen de reactivos, por lo que no se presentan problemas de estabilidad de tensión. No obstante, se debe agregar el análisis de un escenario con ambas unidades de Canutillar fuera de servicio y con desconexión del CER de Puerto Montt. Además, considerar un escenario con 1 unidad de Canutillar y el CER de Puerto Montt en servicio, con una falla de la única unidad en servicio.*

Respuesta nº3:

Las contingencias mencionadas ya se encuentran contempladas en el informe preliminar (ver resultados tabulados E2 y E5).

- 4) *Considerando las observaciones anteriores, favor actualizar resumen ejecutivo y conclusiones, de aplicar.*

Respuesta nº4:

Se acoge observación en los casos que corresponda.

1.6 Observaciones Generales

- 1) *Se indica que uno de los factores que dependen las estrategias aplicadas tanto en la asignación de los recursos de CT, como el ajuste de los parámetros de controladores de tensión en el Sistema Eléctrico Nacional corresponde a la magnitud y ubicación de los consumos de potencia activa y reactiva existentes, junto con el comportamiento de estos consumos con las variaciones de tensión. Sin perjuicio de lo anterior, en la página 21 se menciona que la modelación de las cargas corresponde al modelo de consumo de potencia constante. Agradeceremos aclarar.*

Respuesta nº1:

La utilización de un modelo de carga de potencia constante, para las simulaciones estáticas, determina las condiciones más exigentes en los distintos escenarios analizados, lo que permite asegurar que los recursos mínimos de potencia reactiva que se establecen en el estudio son suficientes para proveer seguridad y calidad de servicio.

- 2) *Agradeceremos indicar por qué no fueron incorporados los proyectos que tienen fecha estimada de interconexión para el año 2020 en el informe catastro de proyectos de la CNE.*

Respuesta nº2:

Las nuevas instalaciones de transmisión y generación que se consideraron en el estudio y su respectiva fecha de puesta en servicio, corresponden a las definidas por la CNE en el informe de precio de nudo vigente a la fecha de inicio del estudio. Además, se agregaron aquellas instalaciones informadas en el Catastro de Nuevos Proyectos, elaborado por el Coordinador en base a lo informado por los propietarios respectivos, y que entran en servicio durante el horizonte del estudio.

- 3) *Se habla de las capacidades de en el sistema troncal, sin embargo, dicha denominación ya no existe en la ley. Favor de corregir y hablar de sistema nacional, zonal o dedicado.*

Respuesta nº3:

Se acoge la observación y se modifica en el Informe Final.