

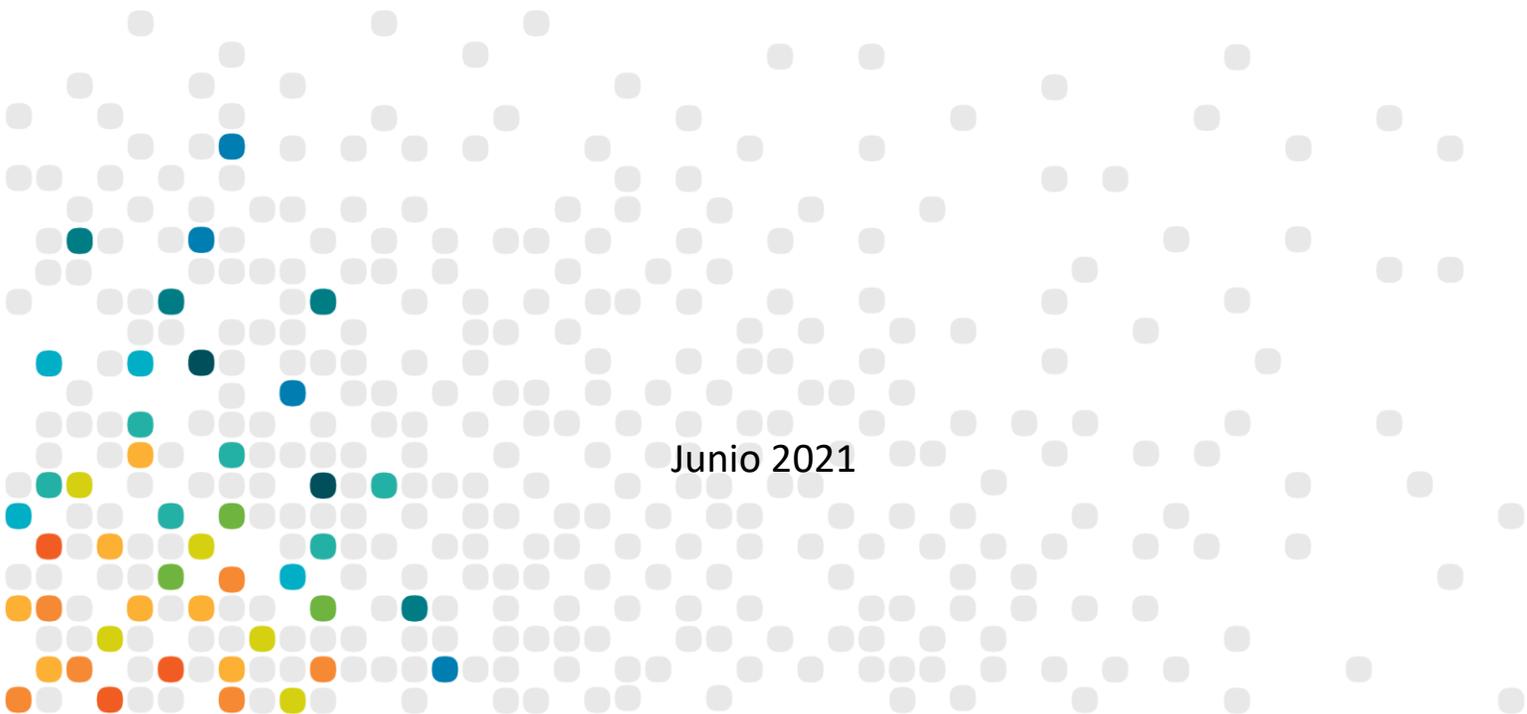
---

# **ESTUDIO DE CONTROL DE TENSIÓN Y REQUERIMIENTOS DE POTENCIA REACTIVA**

Respuestas a Observaciones al Informe Preliminar

---

GERENCIA DE OPERACIÓN



Junio 2021

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

Rev.	Fecha	Comentario	Realizó	Revisó / Aprobó
1	30-06-2021	Respuesta Observaciones al Informe Preliminar	Carlos Alvear Carlos Fuentes Hernán Barra Nicolas Cáceres	Victor Velar

## 1 OBSERVACIONES DE ACCIONA.

### 1.1 Observación nº1

Corregir en los anexos los nombres de las siguientes subáreas: 6.4.3.1 y 6.4.4.1, ambos aparecen denominados como ACT Centro y según el cuerpo del Estudio debería ser Sub ACT 500/220 kV.

#### **Respuesta nº1:**

Se acoge observación y se modificaron nombres correspondientes en el Anexo Final.

### 1.2 Observación nº2

*Pág. 5 Tabla 1.1 para los escenarios E1, E2, E3 y E4 que consideran mayor generación ERV producto del aporte de los Parques Fotovoltaicos, por favor aclarar cuando unidades de la CT Gualcolda se encuentran despachadas.*

#### **Respuesta nº2:**

Se acoge observación y se modificaron párrafos correspondientes en el Informe Final.

### 1.3 Observación nº3

*Pág. 20. Incorporar un resumen de la capacidad instalada por construir contemplada para el año de estudio, tanto de generación como transmisión. Adicionalmente, Incorporar una tabla con los consumos relevantes que se incorporan al SEN.*

#### **Respuesta nº3:**

Se acoge observación, se incluye la capacidad instalada para los proyectos de transmisión y se incorpora una tabla con los proyectos de consumos relevantes y su demanda respectiva. En cuanto a los proyectos de generación, estos ya contaban con su capacidad instalada.

### 1.4 Observación nº4

*Pág. 24. Los escenarios bases de operación, consideran solo hidrología media. Sería interesante incluir escenarios con hidrología húmeda y principalmente seca, a modo de verificar que efectivamente se seleccionan las condiciones más desfavorables para este estudio.*

#### **Respuesta nº4:**

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. Es importante mencionar 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.

### 1.5 Observación nº5

*Pág. 76 se indica que el escenario considera una transferencia de 2407 MW dirección Norte -> Sur por el sistema de 500 [kV] entre S/E Nueva Pan de Azúcar y S/E Polpaico. Por favor aclarar si este valor es correcto, y si es así, si se encuentra en línea con los límites de transferencia establecidos en el ERST desarrollado por el CEN.*

#### **Respuesta nº5:**

Efectivamente el valor de transferencia por la línea 500 kV Nueva Pan de Azúcar – Polpaico es la señalada y se utiliza solo en el contexto de este estudio, sólo con el objetivo de evaluar condiciones límites para efectos de evaluar el control de tensión. Por otra parte, es cierto que el dicho valor difiere del establecido en el ERST en donde el enfoque de ese estudio es distinto al contemplado para el ECTyRPR en cuestión. No obstante lo anterior, se ha efectuado una comprobación llevando la transferencia mencionada a valores del orden de los 2000 MW y cómo era de esperar no se han verificado diferencias relevantes para el actual ECTyRPR.

### 1.6 Observación nº6

*Incorporar la caracterización de recursos de tensión para las centrales Usya en la tabla 6.33, Almeyda en la tabla 6.37 y Tolpan Sur en la tabla 6.53. Todos los activos de generación de Acciona tienen tipo de control de tensión estático (PQ).*

#### **Respuesta nº6:**

Se acoge la observación y se incorporan los activos de generación individualizados en la observación en las correspondientes tablas del documento ANEXOS del Estudio.

## 2 OBSERVACIONES DE COLBUN.

### 2.1 Observación nº1

*Favor indicar si todos los recursos de generación señalados en las tablas de ranking de efectividad y prioridades (sección 6.4 de los anexos) son necesarios para brindar el control de tensión (CT), esto quiere decir, que el Coordinador los considera como recursos habilitados para prestar este servicio.*

*Lo anterior se consulta porque actualmente las unidades de la CH Quilleco son utilizadas en la operación real para prestar el servicio de control de tensión (se adjuntan instrucciones del año 2021), pero como no aparecen mencionadas como recursos evaluados en el Estudio CT vigente no son consideradas como unidades habilitadas para brindar este servicio. Al no estar habilitadas, a dichas unidades no se les evalúa su desempeño (verificación de SSCC) y por lo tanto tampoco tienen opción de remuneración por brindar este servicio. Agradecemos sus comentarios.*

#### **Respuesta nº1:**

El listado de unidades que participan del control de Tensión se muestra en el Anexo 6.2, en la cual la central Quilleco se encuentra considerada dentro de ellas. Las unidades de la lista corresponden a las centrales que se utilizaron en el presente estudio y que se encontraban en servicio en alguno de los escenarios analizados, por lo que esta lista no es excluyente respecto de las centrales que no están en servicio, como recursos para el control de tensión.

### 2.2 Observación nº2

*En el análisis de la subACT V Región se realizaron fallas en la zona de la Quinta Costa y se utilizaron recursos de generación para CT tanto del área Quinta Costa (Ej: Nueva Ventanas) como del área de Aconcagua (Blanco, Juncal, Hornitos, etc). Dichas áreas actualmente no operan interconectadas a través de la línea 110 kV Esperanza - Las Vegas, por lo que las unidades generadoras de la zona Aconcagua no aportarían directamente al CT de barras de la zona Quinta Costa (Ej: barra 110 kV Las Vegas). Es por lo anterior, que se solicita separar la subACT V Región, en subACT V Región – Quinta Costa y subACT V Región – Aconcagua para el análisis del control de tensión.*

#### **Respuesta nº2:**

Se modifica el informe final dejando en la V región solo a la Central Ventanas de acuerdo con los análisis realizados para los diferentes escenarios. Por otra parte, en la próxima versión del estudio se verificará la conveniencia de separar en subáreas la zona de Aconcagua.

### 2.3 Observación nº3

*Dentro de los análisis realizados en el área de control de tensión Norte Chico, particularmente en la subárea norte, se menciona que la falla más crítica para la absorción de reactivos fue la desconexión de los transformadores T3 y T4 de S/E Diego de Almagro 220/110 kV. Al respecto, cabe destacar que para el período horizonte del Estudio (dic 2021-dic 2022) ya se habrá normalizado la situación*

*topológica actual de dichos transformadores (abril 2021), según lo indicado en la Tabla 3.2 del Estudio, por lo tanto la contingencia crítica analizada sería una contingencia doble no simple. Se solicita reevaluar las condiciones y resultados de dicha zona.*

**Respuesta nº3:**

Se observa que al momento de iniciar este estudio y efectuar la correspondiente recopilación de información base, la eventual normalización de la topología de los transformadores T3 y T4 de S/E Diego de Almagro 220/110 kV aún no se encontraba informada. No obstante lo anterior, se puntualiza que la contingencia contemplada en el presente estudio (*desconexión de los transformadores T3 y T4 de S/E Diego de Almagro 220/110 kV*) muestra una severidad mayor a una potencial contingencia simple de transformador, no encontrándose problemas de control de tensión asociados a la contingencia analizada.

**2.4 Observación nº4**

*¿Se propondrán recursos adicionales para el control de tensión en la subACT Concepción? Lo anterior, porque no se dispondrá de los recursos de generación de la zona para brindar este servicio (Bocamina II, Petropower, MAPA), teniendo que ocupar recursos externos y aumentando los niveles de reservas reactivas para dicha zona.*

**Respuesta nº4:**

Si bien el alcance del informe no contempla la realización de propuestas de obras de mitigación, cabe destacar que los escenarios analizados corresponden a las condiciones de operación más críticas previstas para el horizonte del estudio, por lo que, en el caso que recursos internos adicionales se encuentren es servicio (PetroPower, Mapa), estos pueden ser parte del control de tensión de la subACT de Concepción, lo anterior dado que, el listado de unidades que se muestra en el Anexo 6.2. contempla a las centrales utilizadas en el estudio y que se encontraban en servicio en los escenarios analizados, por lo que la lista no es excluyente respecto de las unidades que no están en servicio. No obstante, el Coordinador está consciente del número limitado de recursos internos de la subACT de Concepción, por lo que en una nueva versión del estudio se analizará una eventual redefinición de las subáreas de CT de la zona Centro Sur.

**2.5 Observación nº5**

*En el primer párrafo de la sección 1.3 se hace mención a 2 subáreas de la ACT Centro, pero luego se describen 3 subáreas de control. Se solicita modificar el párrafo citado para tener concordancia con lo descrito posteriormente y también verificar las demás secciones y anexos de acuerdo lo planteado.*

**Respuesta nº5:**

Se modificaron los párrafos correspondientes en el Informe Final.

## 2.6 Observación nº6

*Corregir en los anexos los nombres de las siguientes subáreas: 6.4.3.1 y 6.4.4.1, ambos aparecen denominados como ACT Centro y según el cuerpo del Estudio debería ser Sub ACT 500/220 kV.*

### **Respuesta nº6:**

Se modificaron los párrafos correspondientes en el Anexo Final.

### 3 OBSERVACIONES DE GENERADORA METROPOLITANA.

#### 3.1 Observación nº1

*Ninguno de los escenarios que se analizan considera a la Central Nueva Renca en servicio. ¿Es esto correcto? Entendemos que esta central podría ser relevante en ciertos escenarios, al menos actualmente presta el servicio de Control de Tensión (“CT”).*

##### **Respuesta nº1:**

En ninguno de los escenarios analizados se encontraba en servicio la Central Nueva Renca, sin embargo, se agregó una nota correspondiente en el Anexo 6.2. Por otra parte, el listado de unidades que participan del control de tensión se muestra en el Anexo 6.2. Como señala la nota, el listado contempla a las centrales utilizadas en el estudio y que se encontraban en servicio en alguno de los escenarios analizados, por lo que la lista no es excluyente respecto de las unidades que no están en servicio.

#### 3.2 Observación nº2

*Ninguno de los escenarios que se analizan consideran la prestación del servicio complementario de CT. ¿Es esto correcto? Central Nueva Renca actualmente presta el servicio tanto de CT automático cómo manual.*

##### **Respuesta nº2:**

Observación relacionada con la respuesta anterior.

#### 3.3 Observación nº3

*Dentro de las tablas de centrales/unidades que pueden prestar el servicio complementario de CT aparecen centrales que se encuentran retiradas del sistema o en ERE, tales como:*

- o Bocamina*
- o Laguna Verde*
- o Ventanas (ERE)*

*¿No deberían salir del conjunto de centrales que pueden prestar servicios, dado que ya no se encuentran conectadas al sistema?*

##### **Respuesta nº3:**

Se actualizó el listado de unidades que participan del Control de Tensión, quitando las unidades mencionadas.

## 4 OBSERVACIONES DE TRANSELEC.

### 4.1 Observación nº1

**GENERAL:**

*Si bien en el Artículo 3-34 de la Norma Técnica de SSCC se indica lo siguiente:*

*Se considerarán como instalaciones y sus recursos técnicos asociados que pueden participar en la prestación de Control de Tensión, según el Artículo 3-34, al menos las siguientes:*

- a. Unidades generadoras sincrónicas.*
- b. Condensadores sincrónicos.*
- c. Condensadores y reactores conectados en derivación, y equipos de compensación de energía reactiva.*
- d. Cambiadores de taps bajo carga para transformadores.*
- e. Equipamiento con convertidores de potencia equipados para proveer potencia reactiva.*
- f. Generación eólica y solar fotovoltaica equipada para proveer tal control.*
- g. Sistemas de Almacenamiento de Energía, configurados para proveer el SC de CT.*

*Agradeceremos incorporar en el estudio, al menos como comentario o nota, que se utilizan en algunas ocasiones medidas operacionales de desconexiones de líneas de 500 kV y/o 220 kV, en escenarios de baja demanda, para llevar a cabo acciones de control de tensión. Lo anterior, con el objetivo de evidenciar en este estudio los casos en que no existen otros recursos disponibles en el SEN que permitan llevar a cabo esta acción de control.*

**Respuesta nº1:**

Se acoge observación y se modificaron párrafos correspondientes en el Informe Final, entre ellos en el resumen ejecutivo.