
ESTUDIO DE PLAN DE DEFENSA CONTRA CONTINGENCIAS

Respuestas a Observaciones al Informe Preliminar

GERENCIA DE OPERACIÓN



Noviembre 2020

**Estudio de Plan de Defensa Contra Contingencias
Respuestas a Observaciones al Informe Preliminar**

Rev.	Fecha	Comentario	Realizó	Revisó / Aprobó
1	17-11-2020	Respuesta Observaciones al Informe Preliminar	Eugenio Quintana Marcelo Cifuentes Flavio Serey	Víctor Velar

1 OBSERVACIONES DE TRANSELEC.

1.1 Observación nº1

Capítulo 5, Sección 5.1. Figura 5-1: “Se solicita aclarar qué variable se considera en el eje de las abscisas, que se denomina “Clase”, o definir a qué rangos de potencia se asocian.”.

Respuesta nº1:

La variable debió ser potencia activa, la cual iba desde un rango de -1600 MW hasta 1600 MW, en pasos de 100 MW. Se corregirá en el informe final.

1.2 Observación nº2

Capítulo 5, Sección 5.2.1. Tablas 5-1, 5-2 y 5-3: “Se solicita confirmar si el encabezado “ATR 1 y 2 Cerro Navia 220/110 kV [%]” corresponde a 2 instalaciones cualquiera de transformadores 220/110 kV, debido a que en la S/E Cerro Navia se tiene TR2, TR3 o TR5. Además, se requiere saber si en el análisis de operación realizado por el Coordinador, se consideran solamente 2 transformadores 220/110 kV en servicio en la S/E Cerro Navia, ya que en función al avance del proyecto de Enel Distribución de S/E GIS en Cerro Navia 110 kV, esta instalación podría entrar en servicio durante 2021, y de esta manera, quedarían operando 3 transformadores en forma paralela.”.

Respuesta nº2:

ATR 1 y 2 Cerro Navia 220/110 kV corresponden a TR2 y TR3 y será corregido en el informe final. La operación estudiada no consideró en servicio el tercer transformador.

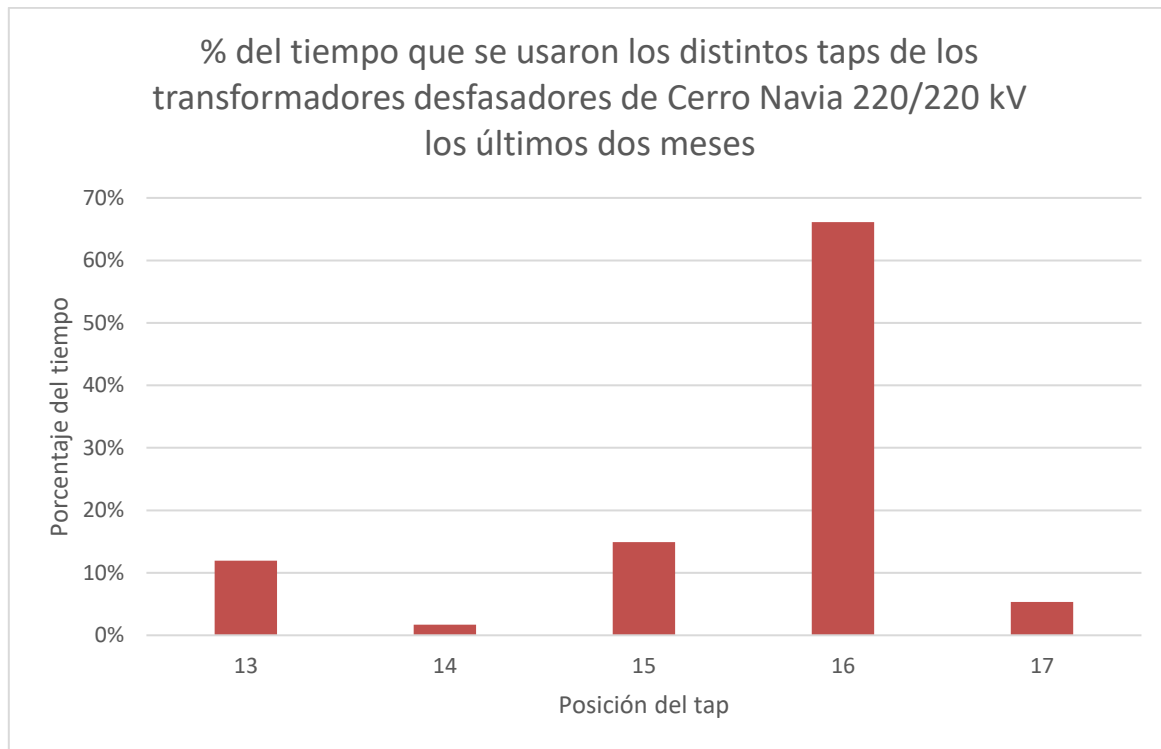
1.3 Observación nº3

Capítulo 5, Sección 5.2.1 Numeral 6: “Se solicita indicar cuál fue el Tap que se utilizó para los Transformadores Desfasadores 1 y 2 de la S/E Cerro Navia 220/220 kV. En cualquier caso, se recomienda que la definición del umbral de transferencia de la línea Polpaico - Lo Aguirre 2x500 kV que ocasiona sobrecarga en los Transformadores Desfasadores, se realice en base a los datos históricos de movimiento de Taps, utilizando para ello el Tap que genera una mayor transferencia por los Desfasadores, de modo que proporcionalmente minimice la transferencia de la línea Polpaico - El Salto en la condición base. De esta forma se obtendría la condición que más fácilmente sobrecargaría los Transformadores Desfasadores, como criterio conservador.”.

Respuesta nº3:

Los taps de los transformadores desfasadores 1 y 2 de la S/E Cerro Navia 220/220 kV que se usaron en los análisis hechos en este estudio, considerando que según su modelamiento en DlgSILENT PF la posición mínima es 1, la máxima es 33 y la neutral es 17, en los escenarios estudiados fue la posición 19 y en un par de casos la posición 20. La posición de tap 19 corresponde a la que fue modelada en las bases de datos DlgSILENT PF oficiales vigentes a la fecha de inicio del estudio, situación que se mantuvo hasta la versión oficial de la base de datos de julio de 2020. Sin perjuicio de lo anterior, una revisión de la posición de los taps en las siguientes versiones oficiales de la base de datos DIGSILENT PF (agosto y septiembre de 2020), demuestra que se produjo un cambio de criterio en la operación de estos. En efecto, el cambio de criterio implicó bajar los taps a la posición

16 la mayor parte del tiempo con el fin de dar más holgura al sistema de 500 kV en paralelo. Más aún, el tap se ha bajado incluso hasta la posición 13 en condiciones de muy alta transferencia por el sistema de 500 kV. Un histograma con los registros de la posición de los taps de los desfases de Cerro Navia el mes de septiembre y la mitad del mes de octubre se muestra en la siguiente Figura.



Considerando lo anterior, no sería apropiado utilizar el criterio más conservador en cuanto a la posición de los taps, (que sería la posición de tap 13 en este caso) para encontrar el umbral de activación del Plan de Defensa, ya que las posiciones de los taps se han bajado solo cuando el flujo por 500 kV está cerca de su límite de transmisión N-1 de 1663 MW. De análisis de flujo de potencia preliminares se tiene que si se considerara un tap de 13 para un flujo mucho menor que el límite de transmisión por el corredor Polpaico-Lo Aguirre 2x500 kV, se tendría que considerar un umbral de activación del Plan de Defensa tan bajo como 550 MW, lo que podría condicionar la operación del esquema bajo circunstancias para la que su actuación no resulte necesaria.

Considerando lo anterior, y la experiencia que hemos recogido en el diseño de este tipo de esquemas, la filosofía del plan de defensa sigue siendo efectiva para evitar el colapso del sistema, siendo solo necesario cambiar el umbral de activación con el fin de evitar que operen las protecciones de sobrecorriente de los transformadores desfases y así prevenir un desmembramiento descontrolado de elementos del sistema y su posterior colapso.

1.4 Observación nº4

Capítulo 5, Sección 5.2.2 Página 38, primer párrafo: “Se solicita confirmar si solo se pedirá un recurso para abrir el doble circuito 500 kV Nueva Pan de Azúcar - Polpaico, y que, a consecuencia de esta apertura, se producirá la separación en 220 kV por acción de un recurso existente asociado al PDCE Norte, o bien habrá un recurso dedicado al PDCE Polpaico - Lo Aguirre que abrirá el sistema de 220

kV. Notar que si la definición del recurso asociado al PDCE Norte considera alta transferencia prefalla para abrir el sistema de 220kV luego de la desconexión del corredor 2x500 Nueva Pan de Azúcar - Polpaico, podría tomar decisiones erradas al verse afectada dicha transferencia debido a la doble contingencia Polpaico - Lo Aguirre.”.

Respuesta nº4:

Se confirma que se pedirá un recurso para abrir el sistema de 220 kV paralelo a la línea 500 kV Nueva Pan de Azúcar - Polpaico . Esto es porque en los casos analizados se observa que para llegar al umbral de activación del PDCE de Polpaico - Lo Aguirre de 1000 MW, la potencia activa por la línea 2x500 Nueva Pan de Azúcar – Polpaico era similar o superior a ese valor, haciendo necesario abrir en 220 kV en todos los casos.

1.5 Observación nº5

Capítulo 5, Sección 5.2.3 Página 42, último párrafo: “Por la magnitud de las transferencias (1663 MW), se entiende que se trata del tramo Nueva Pan de Azúcar - Polpaico, sin embargo, como se habla del PDCE Polpaico - Lo Aguirre, podría prestarse a confusión. Se solicita especificar el tramo de línea al que se refiere, e indicar en base a cuál transferencia el PDCE Polpaico - Lo Aguirre tomará sus decisiones. Además, se solicita aclarar este mismo tema, en los primeros párrafos de la página 43, para mayor claridad.”.

Respuesta nº5:

Se confirma que se refiere al tramo Polpaico - Lo Aguirre. La transferencia del PDCE Polpaico - Lo Aguirre tomará sus decisiones se indica en la pág. 43 en “Armado del automatismo”. Con respecto al primer párrafo había un error de la línea, pero se corrigió.

1.6 Observación nº6

Capítulo 5, Sección 5.2.3 Página 52, primer párrafo: “Se solicita aclarar si el Coordinador tomará las medidas operacionales necesarias para evitar estos escenarios que no logran estabilizar las islas, o bien, si optará por implementar un PDCE que no podrá sobrellevar la contingencia extrema en todos los escenarios.”.

Respuesta nº6:

Se aclara que este plan de defensa tiene un rango de validez que está circunscrito a los escenarios seleccionados con un criterio de “peor caso”. Sin perjuicio de lo anterior, su efectividad, mérito y posterior evaluación de desempeño, deberá considerar las condiciones previas a su actuación, que por cierto pueden diferir de las condiciones de diseño. Así, el diseño del plan considera la estabilización del sistema o las islas que se deriven de su actuación de modo de asegurar la integridad del sistema para la recuperación de las zonas afectadas en el más breve plazo.

1.7 Observación nº7

Capítulo 5, Sección 5.2.4. Tabla 5-6: “Se solicita indicar si la estimación de plazos realizada en la Tabla 5-6, considera además de las revisiones del Coordinador y el propietario del esquema, la

revisión de empresas involucradas, a través del mismo proceso que lo haría una solicitud de conexión.”.

Respuesta nº7:

Los plazos indicados en el informe son una estimación que utiliza los mismos criterios utilizados para el PDCE Zona Norte. Por ello, los plazos de revisión de todos los stakeholders, tanto de ingeniería básica como de detalle, así como la revisión del Coordinador al momento de las pruebas en terreno podrían verse afectados dependiendo de la complejidad de la información levantada en las fases previas o de la implementación.

1.8 Observación nº8

Capítulo 5, Sección 5.4 Párrafo 2: Se solicita confirmar si se trata de escenarios diurnos o nocturnos, y si contemplan condiciones de mínima inercia, dada la mayor penetración de renovables respecto de cuando este automatismo fue diseñado.”.

Respuesta nº8:

Como este PDCE está condicionado por la carga de un tramo y la generación de un nodo, solo se consideró un caso específico para ver su comportamiento. Así mismo la sensibilidad hecha consideró una variación con respecto a esa generación y a la carga de ese tramo, no siendo necesario un análisis adicional por la característica local del fenómeno (que si no se controla podría pasar a ser global).

1.9 Observación nº9

Capítulo 5, Sección 5.5 Párrafo 2: Al igual que con el PDCE fase 1, se solicita confirmar si se trata de escenarios diurnos o nocturnos, y si contemplan condiciones de mínima inercia, dada la mayor penetración de renovables respecto de cuando este automatismo fue diseñado.”.

Respuesta nº9:

El escenario de demanda alta y de inercia alta fue nocturno y el de demanda baja e inercia baja fue diurno. Esto se consideró así por representar los casos extremos en cuanto a inercia, que junto con el nivel de demanda y EDAC, es la principal variable que explica el comportamiento de la frecuencia ante la operación de este PDCE.

2 OBSERVACIONES DE COLLAHUASI.

2.1 Observación nº1

Requerimientos individuales de EDAC: “El estudio no se señala la potencia que se necesita desprender por EDACxCEx de cada Coordinado. Esto es relevante puesto se debe analizar si la tecnología actual permite incorporar los nuevos requerimientos. También es importante tener una estimación de los plazos de ejecución requeridos, para efectos de: (i) el análisis de implementación de nuevos ajustes, (ii) definir inversiones, y (iii) verificar interferencias con la operación minera.

También insistimos en la observación enviada a Sr. Jorge Vargas en 11 de febrero (adjunta), en donde se señala que para nosotros es difícil contemplar 50 MW adicionales de EDAC por CEx, considerando que ya tenemos 50 MW de EDAC base y nuestra demanda media está cerca de los 150 MW, en la práctica, con este escenario no podrían funcionar ninguna de las líneas de producción de Collahuasi, lo que resultaría en una desconexión real de toda la producción minera de Collahuasi.”.

Respuesta nº1:

Como es de su conocimiento los montos de EDACxCEX de los clientes libres de la zona Norte del SEN están siendo revisados y re-evaluados, teniendo a la vista la información que las empresas coordinadas involucradas nos han hecho llegar.

En efecto, cabe señalar que en una primera instancia el Coordinador hizo una propuesta de EDACxCEX que fue presentada a todos los Coordinados involucrados, tras lo cual se recibieron las diferentes observaciones por parte de estos últimos. La propuesta actualizada de EDACxCEX que se muestra en la siguiente tabla, recoge gran parte de ellos.

Escalón CEx	Tasa de caída de frecuencia [Hz/s]	Supervisión de Frecuencia [Hz]	Coordinado	Subestación	EDAC Existente [MW]	EDAC Adicional
I	-0,9	49,5	Minera Escondida	Domeyko 1 (Laguna S	18 (S/E Domeyko)	73
			Codelco	MMH	13 (S/E MMH)	49
			Minera Spence	Spence	7 (S/E Spence)	9
			Minera El Abra	El Abra	7 (S/E El Abra)	9
			Minera Centinela	Esperanza	13 (S/E Esperanza)	16
			Minera Antucoya	Minera Antucoya		5
			Minera Collahuasi	Collahuasi (Barra 1)		19
			Sierra Gorda SCM			14
			SQM	El Loa		9
				Nueva Victoria		
			Minera Zaldivar	Zaldivar		9
Clientes Regulados			23			
II	-1,8	49,5	Minera Escondida	OGP1	19 (S/E OGP1)	50
			Codelco	Chuquicamata Km-6		33
				10 A	13 (S/E 10A)	
			Minera Spence			6
			Minera El Abra			6
			Minera Centinela			11
			Minera Antucoya	Minera Antucoya	S/E Minera Antucoya	3
			Minera Collahuasi	Collahuasi (Barra 1)	/E (Collahuasi Barr	13
			Sierra Gorda SCM		12 (S/E Sierra Gorda	10
			SQM	El Loa	8 (S/E El Loa)	6
				Nueva Victoria		
Minera Zaldivar	Zaldivar		6			
Clientes Regulados			16			
III	-2,2	49,5	Minera Escondida	Domeyko 2 (óxidos)	28 (S/E Domeyko 2)	22
			Codelco	Gaby	14 (S/E Gaby)	15
			Minera Spence			3
			Minera El Abra			3
			Minera Centinela			5
			Minera Antucoya			2
			Minera Collahuasi			6
			Sierra Gorda SCM			4
			SQM			3
Minera Zaldivar	Zaldivar	8 (S/E Zaldivar)	3			
Clientes Regulados			7			
Total					180	464

El plazo estimado para la implementación del PDCE de la Zona Norte es el segundo semestre de 2021.

2.2 Observación nº2

Aspectos funcionales del automatismo: "Clarificar si la funcionalidad de la operación del automatismo se realizará en condición de falla de línea (doble circuito 500 kV), tasa de caída de frecuencia y umbral de subfrecuencia, o el sistema podrá ser activado si se cumplen los criterios definidos para tasa de caída de frecuencia y umbral de subfrecuencia ante otro tipo de fallas, independiente de una falla del doble circuito de 500 kV. Lo anterior puede ser relevante en escenarios de mayor penetración de ERV que involucren pérdida de unidades térmicas importantes para la operación del SEN Norte Grande.

En este contexto, en el estudio "Análisis de la Operación y Abastecimiento del Sistema Eléctrico Nacional de Chile en un escenario de retiro total de centrales a carbón al año 2025", publicado por el Coordinador el 16 de septiembre, se indica:

"De los estudios de control de frecuencia y de restricciones en el sistema de transmisión realizados por el Coordinador el 2019 y 2020, el nivel de inercia mínimo observado en la operación real es de unos 30.000 MVAs. Con este nivel de inercia se demostró que el sistema al año 2021 funciona correctamente, mostrando una respuesta dinámica estable y experimentando tasas de caídas de frecuencia (ROCOF)14 post-contingencia inferiores a 0.6 Hz/s, evitando de esta forma la activación del EDAC (exigencia normativa)."

No obstante, los niveles de penetración de energía renovable variable que se pronostican en la Re Ex CNE 372 del 28 de septiembre pueden llevar a que el sistema rápidamente se encuentre operando con niveles en línea disponibles menores a 30.000 MVAs.

En el informe elaborado por el Coordinador (indicado anteriormente), también se indica (pg 90): "La contingencia más crítica desde el punto de vista de la respuesta dinámica del SEN en general, y del Norte Grande en particular, resultó ser la desconexión de la unidad U16 de la central Tocopilla (con 360 MW de generación despachada). Para el escenario diurno analizado, esta contingencia derivó en un comportamiento inestable en tensión y frecuencia del Norte Grande, con el consiguiente colapso del SEN. Para lograr un comportamiento adecuado es necesario conectar generación síncrona en la zona, totalizando una inercia mínima requerida para el Norte Grande de unos 5.84 s (6077 MVAs)."

Lo indicado anteriormente, permitiría plantear escenarios donde los umbrales de tasa de caída de frecuencia y supervisión de frecuencia podrían alcanzar los límites indicados en escenarios de falla distintos a sólo la caída del doble circuito de 500 kV.

Entendemos que se está subestimando el riesgo de ocurrencia de este tipo de contingencias extremas."

Respuesta n°2:

El PDCE de la Zona Norte consta de un recurso de estabilización, que consiste a la separación del sistema en 2 islas asíncronas de presentarse una contingencia de severidad 6 en las líneas de 500 kV del Polpaico al Norte, si es que previo a esta contingencia la potencia transferida supera un umbral determinado en los estudios de diseño de este Plan de Defensa.

El otro recurso disponible en este PDCE es para el control de frecuencia, los que para su actuación tienen ajustes por tasa de cambio de frecuencia y frecuencia absoluta.

En los escenarios futuros analizados, tanto en el estudio de Control de Frecuencia como en el estudio de PDCE, no se han detectado condiciones tales que frente a una contingencia de la mayor unidad generadora en el SEN provoque la actuación de los EDACxCEX.

En cuanto al informe "Análisis de la Operación y Abastecimiento del Sistema Eléctrico Nacional de Chile en un escenario de retiro total de centrales a carbón al año 2025", efectivamente se evidenció una condición crítica para los escenarios analizados, dada los bajos niveles de inercia en la zona

norte del SEN producto del retiro de las unidades a carbón. Cabe mencionar que la problemática en este caso está más bien asociado a los recursos reducidos para el control de tensión en esta área del SEN, los que se agudizan al considerar una contingencia de una central relevante en servicio (por ejemplo, la U16). Entendemos que, dado que una contingencia simple derive en una condición insegura, se debe proveer al SEN de los recursos suficientes para enfrentar ésta, la que pudiera ir en la línea, por ejemplo, de requerimiento de inercia mínima u otras medidas.

Aprovechamos de mencionar, que el estudio de PDCE tiene una periodicidad de al menos un año, instancias en la cual se revisan periódicamente la suficiencia de los recursos para afrontar contingencias que puedan derivar en un colapso del sistema.

2.3 Observación nº3

Inversiones: “El presente estudio está proponiendo un aumento en los requerimientos de desprendimiento de carga de los clientes, las inversiones entendemos serán instrucciones directas del Coordinador que se pagarán mediante el cargo único respectivo. Se solicita confirmar esto.”.

Respuesta nº3:

Los recursos asociados al PDCE que se instruyen de forma directa y la remuneración de este Servicio Complementario se realizará en base a las disposiciones del Estudio de Costos.

3 OBSERVACIONES DE ISA.

3.1 Observación nº1

Se recomienda tener en cuenta modelos de control con función de regulación primaria de potencia disponible para las centrales de generación renovable del sistema, tanto fotovoltaicas como eólicas, los cuales deben incluir un droop y banda muerta ajustable. Esto debido a que en algunos escenarios se tienen más de 3 GW de generación renovable y su influencia puede ser significativa en los resultados de las simulaciones.

Respuesta nº1:

Debido a la criticidad de las contingencias estudiadas y para las que se define un Plan de Defensa, es necesario que las acciones a tomar por este plan sean de la mayor rapidez posible, en ese sentido el aporte entregado a través de control primario de frecuencia en sus tiempos de respuesta puede no ser del todo efectivo en el control de la contingencia, es por esto que se definen esquemas EDAC y EDAG cuya operación, según los análisis de simulación RMS, resulta suficiente para mantener la estabilidad del sistema.

3.2 Observación nº2

En las simulaciones llevadas a cabo se tienen disparos simultáneos de los dos circuitos, sin embargo, las líneas de transmisión Polpaico-Lo Aguirre 2x500 kV pueden implementar las funciones de recierre monopolar y tripolar. Debido a esto, se recomienda tener en cuenta estas secuencias de eventos en las simulaciones llevadas a cabo, puesto que pueden variar la criticidad de la respuesta del sistema.

Respuesta nº2:

Las simulaciones se realizan de acuerdo con la definición de contingencia de severidad 6 que aparece en la NTSyCS. Si se considera un recierre monopolar no exitoso, se debería abrir de forma tripolar para despejar la falla, condición que ya está cubierta por los análisis realizados. De todos modos, la ingeniería de detalle debiese considerar la operación de estas funciones para que estén coordinadas con la lógica del plan de defensa.

3.3 Observación nº3

Debido a que se identifica el caso de falla de uno de los circuitos Polpaico-Lo Aguirre 2x500 kV mientras se lleva a cabo la posible realización de mantenimiento de su elemento en paralelo, se recomienda realizar recomendaciones operativas de limitaciones en la capacidad de transporte de la línea, para tener en cuenta en la programación de mantenimientos y reducir los efectos de la contingencia.

Respuesta nº3:

Para cada mantenimiento de instalaciones del sistema de transmisión se analizan, estudian y definen las medidas operacionales necesarias para mantener la seguridad de servicio. Medidas que

dependerán de las condiciones particulares de operación del momento en el que se realice el mantenimiento. En estas condiciones, la contingencia no sería calificada como extrema, de todas maneras, el esquema propuesto deberá considerar esta condición con el objetivo de no confundirla con una contingencia extrema, tal como se indica en la página 41 del Estudio.

3.4 Observación nº4

Según el reporte, entre las posibles causas de la doble contingencia de Polpaico-Lo Aguirre 2x500 kV se tiene el riesgo de apertura manual de los dos circuitos; se recomienda reconsiderar este modo de falla, teniendo en cuenta el nivel de confiabilidad que tiene la subestación Lo Aguirre en su configuración de interruptor y medio y en la subestación Polpaico, debido a su configuración doble barra más transferencia, siempre y cuando se garantice que los dos circuitos estén conectados en barras diferentes.

Respuesta nº4:

El objetivo del Estudio es la definición de los requerimientos mínimos para el plan de defensa, por lo que no se realizó este análisis de diseño, y en principio entendemos que no se puede descartar, por lo que no podemos validar que esta no sea una causa de falla.

3.5 Observación nº5

Con respecto al esquema de detección de apertura del doble circuito, se sugiere detallar la propuesta de la lógica a implementar.

Respuesta nº5:

En el punto 5.2.4 del informe se detallan los requerimientos y especificaciones del automatismo propuesto cuya operación evitaría un apagón total, entre ellas la detección de contingencia. La lógica para implementar deberá ser diseñada en la ingeniería de detalle para la implementación del Esquema, cuyos hitos están en la tabla 5-6, ya que el detalle depende de las características específicas del equipamiento existente resultante de la etapa de levantamiento de información y el que será comprado en el proceso de compras luego del desarrollo de la ingeniería básica.

4 OBSERVACIONES DE ENGIE.

4.1 Observación nº1

Del informe preliminar del PDCE de este año, en este en la página 27 se mencionan dos automatismos para la zona norte, el primero PDCE Zona Norte que estamos actualmente diseñando con SEIS como EECL (y entendemos es definitivo, favor confirmar), y otro transitorio.

Respecto al transitorio, en la tabla 4-5 del documento se indica la unidad IEM en un "V" escalón con el monto total de 375 MW a 51,8 Hz. En esto tenemos un par de dudas:

- 1- Por el ECAP tenemos definido un escalón a 52 Hz con un retardo de 1 segundo, es suficiente o tenemos que adecuarlo a lo que indican?
- 2- Que retardo se está estimando para el escalón que indican en la tabla 4-5?
- 3- Cuando deberíamos tener esto operativo?, dado que para efectuar dicha modificación desconozco si debemos ingresar una MNR u otro método.

Respuesta nº1:

Respuesta a consulta 1:

Es necesario que el ajuste de actuación se establezca en los 51.8 Hz, tal como se muestra en el estudio. Esto porque, este automatismo tiene por objetivo evitar que la frecuencia alcance los 52.0 Hz, para así evitar que otros generadores, principalmente unidades ERV, puedan desconectarse de forma descontrolada.

Respuesta a consulta 2:

El retardo debiese ser cero. Si no se puede ajustar un retardo instantáneo en el relé, se debe contemplar que el tiempo total de desconexión debe ser menor a 200 ms, entre medición, procesamiento, retardo y trip. Se requieren tiempos bajos, dada las altas tasas de ROCOF detectadas en el NG, para grandes desbalances de potencia.

Respuesta a consulta 3:

Los tiempos de habilitación del esquema transitorio se informarán oportunamente.