

Cliente COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL (COES-SINAC)

Objetivo “Estudio Integral de Tensión, Compensación Reactiva y Estabilidad de Tensión del SEIN 2007-2010”

Orden COES SINAC/D-057-2006

Notas Revisión 1

La reproducción parcial de este documento está permitida solamente con la autorización escrita del CESI.

N. páginas 45 **N. páginas fuera texto** 0

Fecha 09/11/2006

Elaborado B.U. SEL – SR GOMEZ, Roberto
 Consultor PEREZ, José Luis

Verificado B.U. SEL COVA, Bruno

Aprobado B.U. SEL ARDITO Antonio

PUBBLICATO A6029426 (PAD - 852205)

Mod. RAPP v. 01

Índice del Contenido

RESUMEN EJECUTIVO	4
1 INTRODUCCIÓN	7
2 ANÁLISIS DE LA ESTABILIDAD DE TENSIÓN	7
2.1 EVALUACIÓN DE LAS DISTANCIAS AL COLAPSO DE TENSIÓN EN EL SEIN ACTUAL	9
3 DIAGNÓSTICO DE LA CAPACIDAD DE CONTROL DE TENSIONES	14
3.1 DIAGNÓSTICO EN EL ÁREA DE LIMA.....	14
3.1.1 <i>Análisis en demanda máxima</i>	14
3.1.2 <i>Análisis en demanda mínima</i>	21
3.1.2.1 Análisis en demanda mínima con capacitores normalmente en servicio en Lima	22
3.2 DIAGNÓSTICO EN MARCONA.....	23
3.3 DIAGNÓSTICO EN LAS ÁREAS SIERRA Y COSTA SUR	24
4 PROPUESTA DE LAS TENSIONES DE OPERACIÓN DEL SEIN	25
4.1 TENSIONES RECOMENDADAS PARA EL SEIN POR ÁREAS.....	26
5 PROCEDIMIENTOS PARA EL CONTROL MANUAL DE TENSIONES	27
6 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	29
7 RESPUESTA A LAS OBSERVACIONES DE LOS AGENTES	30
7.1 OBSERVACIONES DE ELECTROPERÚ.....	30
7.2 OBSERVACIONES DE REP.....	32
7.3 OBSERVACIONES DE EDELNOR.....	36
7.4 OBSERVACIONES DE COES SINAC.....	36
7.5 OBSERVACIONES DE LUZ DEL SUR.....	41
7.6 OBSERVACIONES FORMULADAS POR ENERSUR	42
7.7 RÉPLICA DE OBSERVACIONES EIT (CESI-COES) FORMULADAS POR REP	45

Índice de las Tablas

TAB. 2.1: COMPARACIÓN DEMANDA ENTRE REGISTROS DE LECTURA CON EL MODELO9
 TAB. 3.1: FLUJO POR DOBLES TERNAS DE 220kV DE ABASTECIMIENTO A LIMA 17
 TAB. 3.2: GENERACIÓN ACTIVA Y MARGEN DE POTENCIA REACTIVA POR VARIANTE 17

Índice de las Figuras

FIG. 2.1: EJEMPLO DE CURVAS Q-V EN UN NODO..... 8
 FIG. 2.2: CURVAS Q-V EN NODOS DE LIMA PARA CASO 1 11
 FIG. 2.3: CURVAS Q-V EN NODOS DE LIMA PARA CASO 2..... 12
 FIG. 2.4: CURVAS Q-V EN NODOS DE LIMA PARA CASO 3..... 12
 FIG. 2.5: CURVAS Q-V EN NODOS DE LIMA PARA CASO 4..... 13
 FIG. 2.6: CURVAS Q-V EN NODOS DE LIMA Y MARCONA PARA EL CASO 1 13
 FIG. 3.1: CURVAS DE VARIACIÓN DE CARGA EN LIMA – REGISTROS 27 ENERO 2006 14
 FIG. 3.2: CURVAS DE VARIACIÓN DE CARGA EN LIMA POR SUBESTACIONES – 27 ENERO 2006 15
 FIG. 3.3: EJEMPLO CON CURVA DE CAPABILIDAD DE LA UNIDAD WESTINGHOUSE 18
 FIG. 3.4: CURVAS Q-V EN BALNEARIOS PARA DIVERSAS VARIANTES..... 18
 FIG. 3.5: CURVAS Q-V EN CHAVARRÍA PARA DIVERSAS VARIANTES20
 FIG. 3.6: CURVAS Q-V CURVAS EN STA. ROSA PARA DIVERSAS VARIANTES.....20
 FIG. 3.7: CURVAS Q-V CURVAS Q-V EN SAN JUAN PARA DIVERSAS VARIANTES21

HISTORIA DE LAS REVISIONES

Número revisión	Fecha	Protocolo	Lista de las modificaciones
0	12/07/2006	A6018659	Primera emisión
1	09/11/2006	A6029426	Cap. 7: Absolución de Observaciones

RESUMEN EJECUTIVO

El objetivo principal de esta Etapa, designada como Parte I es:

- Diagnosticar la problemática del control de tensiones del SEIN en condiciones normales y en contingencias para el sistema actual,
- Determinar las tensiones de operación del SEIN también en condiciones normales y en contingencias, basadas en criterios técnicos y de operación económica, considerando los criterios establecidos en las normas NTCOTR, NTCSE, procedimientos COES y otros que apliquen según la experiencia de este CONSULTOR.

Entre los antecedentes más destacables respecto de la insuficiencia en el control de tensión sobre los cuales se ha profundizado el estudio, se cuentan:

- El área Central de Lima, que ha presentado reiterados episodios con bajas tensiones en máxima carga y también se han registrado algunos episodios con tensiones elevadas durante los estados de mínima carga;
- El área Sur de Lima, fundamentalmente en Marcona se encuentran bajas tensiones en horas de máxima carga;
- Las áreas Costa y Sierra Sur, que han presentado episodios con altas tensiones durante algunos estados de mínima carga.

De los análisis efectuados se ha concluido como diagnóstico que:

En el área de Lima, el problema en Máxima Carga es que el sistema de transmisión a través del que se conecta con las centrales de la Sierra y el Norte, presenta insuficiente capacidad para abastecer su demanda actual y con mayor razón las actuales previsiones futuras. Esta insuficiente capacidad de transmisión es estructural, porque está relacionada con el número de líneas presentes y con el nivel de tensión seleccionado, y por tanto no puede solucionarse con los cambios reservados para los problemas de origen térmico, tal como reemplazo de conductores, incremento distancias de los conductores al suelo, etc.

La solución actualmente disponible es incrementar la presencia de generación de potencia activa en el área de Lima durante las horas de Máxima Carga, aunque también es recomendable contar con este parque durante el elevado pico de carga del medio día.

Una mejora en la compensación a nivel de 60 kV, incrementando el factor de potencia equivalente en este nivel de tensión a 0.95 o 0.96/0.97, mejoraría los márgenes de control de potencia reactiva pero no permitiría prescindir del aporte de potencia activa de la generación local. Esta compensación adicional debe ser

maniobrable puesto que de otro modo y debido a la ausencia de regulación bajo carga en los transformadores de 220/60 kV, en horas de mínima demanda podría requerirse una reducción mayor en el nivel de 220 kV para mantener las tensiones en 60 kV por debajo de 1.05 pu.

Para las horas de mínima carga no se detectan problemas en el control de tensión en Lima, siempre que las tensiones en 220 kV se mantengan en promedio próximas entre 0.95 a 0.96 pu (209 a 211 kV), y la tensión en Mantaro se reduzca por debajo de 231 kV (1.05 pu). Las bajas tensiones en 220 kV son restricciones impuestas por los transformadores de rebaje entre 220/60 kV por la ausencia de regulación bajo carga. Estas tensiones objetivo pueden conseguirse con comodidad con la coordinación de los recursos de generación actuales, y las maniobras sobre los bancos de compensación disponibles.

En el área Sur de Lima, propiamente en Marcona, se detectan bajas tensiones de operación en el nodo de 220 kV cuando no se operan los medios de generación local. En tal caso, la falta de rigidez del nodo ocasiona bajas tensiones con los ante los incrementos de demanda del mayor consumo local en San Nicolás. Esta condición no se debe a falta de capacidad de transmisión.

La operación de una unidad con mínimo despacho mejora sustantivamente las posibilidades de control de tensión en este subsistema.

En el área Sur se afirma que las tensiones pueden mantenerse bajo control mediante una coordinación entre la generación local, los elementos de compensación disponibles, los transformadores de rebaje de 220/138 kV y por último la tensión recomendada para Mantaro en relación con el área de Lima ($U < 1.05$ pu).

Estas afirmaciones son ciertas aún en el supuesto de estados con Mínima Demanda (2110 MW de demanda bruta), con una sola unidad en San Gabán y Charcani V, 2 unidades en Machupicchu y sin la presencia de ILO2. Si el mismo despacho se distribuye en un mayor número de unidades entre las centrales mencionadas, el margen de maniobra aún se incrementa.

La operación de la regulación bajo carga de los transformadores de rebaje 220/138 kV en Puno, Socabaya y Moquegua debe efectuarse en forma manual por los Operadores del Sistema.

En el resto de las áreas del SEIN no se detectan problemas para mantener bajo control las tensiones del sistema de 220-138 kV y menores para los despachos habituales (económicos). Los recursos disponibles tales como elementos de compensación, regulación bajo carga de los transformadores, y el margen de regulación de las unidades son suficientes para la situación actual.

Como síntesis de las recomendaciones que mayor impacto tienen sobre la gestión actual del despacho y en previsión de las futuras inversiones se menciona:

- El despacho de las unidades turbogas en servicio en Lima debe ser a potencia máxima, a menos de que la producción en Lima acompañe el crecimiento de la demanda con una rampa de carga prevista para el pico de carga. La potencia máxima se entiende aquí la Potencia Máxima Técnica menos la reserva para Regulación Primaria de Frecuencia asignada a cada unidad, si es que corresponde.
- El despacho de Huinco en las horas de máxima carga debería aproximarse tanto como sea posible al máximo, dejando que Mantaro y otras unidades operen la regulación de frecuencia. En este sentido, la distribución de la Regulación Primaria de Frecuencia en un número mayor de generadores mejorará sustantivamente la calidad de la frecuencia en el SEIN, respecto de la que se obtiene al concentrar la reserva sólo en las unidades de Huinco y Charcani;

- Las características de las curvas de cargas de las subestaciones de Lima, determina que la generación térmica no debe concentrarse únicamente en Santa Rosa o Ventanilla, ambas subestaciones requieren un sólido soporte de tensión para enfrentar la alta tasa de crecimiento de la demanda en las horas de punta.
- Es imprescindible evitar entre las unidades de Lima el mantenimiento simultáneo de más de 1 unidad mayor a 100 MW, considerando que ambas unidades UT15 y 6 conforman un generador de más de 100 MW. Esto incluye a Huinco.
- Mientras la tasa de salida forzada de las unidades turbogas en Lima sea alta, debido a trabajos de reconversión a gas o puesta en marcha de nuevas unidades, la operación debería considerar margen para hacer frente a la salida de una unidad de más de 100 MW en horas de punta, o prever los cortes de carga necesarios para compensar dicha salida de servicio;
- Puesto que el sistema de Lima no puede en la actualidad ni podrá con el sistema de transmisión actual en el mediano plazo abastecer toda su demanda prescindiendo de las fuentes de generación térmica locales, una falla prolongada en el suministro de gas determinará cortes significativos en el abastecimiento de la demanda hasta tanto se regularice la provisión del gas. Esto sugiere crear un mercado de Servicios Suplementarios que incentive a los productores del área de Lima a mantener la característica de alimentación dual de combustible.
- La compensación adicional de potencia reactiva “visto” en barras de 60 kV de las subestaciones ubicadas en Lima mejorará el margen disponible para el control de tensión en los generadores locales vinculados a 220kV. No obstante, un monto significativo de compensación podría imponer la modificación de las tomas fijas de los transformadores de rebaje 220/60kV, y adoptar en consecuencia una tensión de operación en 220 kV próxima a 1 pu.
- Visto las restricciones que impone en la operación del sistema de 220 kV la falta de Regulación Bajo Carga (RBC) en los transformadores de rebaje 220/60 kV en Lima, se sugiere que en oportunidad de la adquisición de equipos nuevos o el reemplazo de los equipos existentes, se adquieran equipos con RBC para dotar al sistema de cara al futuro, de una mayor flexibilidad en el uso de los recursos habituales para el control de tensión (SVC´s, Capacitores Fijos y generación).

1 INTRODUCCIÓN

El objetivo principal de esta Etapa, designada como Parte I es:

- Diagnosticar la problemática del control de tensiones del SEIN en condiciones normales y en contingencias para el sistema actual,
- Determinar las tensiones de operación del SEIN también en condiciones normales y en contingencias, basado en criterios técnicos y de operación económica, considerando los criterios establecidos en las normas NTCOTR, NTCSE, procedimientos COES y otros que apliquen según la experiencia de este CONSULTOR.

La metodología de desarrollo de este estudio ha involucrado una serie de tareas, cuya sucinta descripción se ofrece a continuación:

- **Análisis de la Estabilidad de la Tensión:** Constituye el análisis de sensibilidad de la tensión respecto de las variaciones de la potencia reactiva. Por este medio se han detectado las zonas del SEIN con potenciales problemas de inestabilidad de tensión, y cuyos nodos por tanto, podrían ser proclives a fenómenos de colapso de tensión.
- **Diagnóstico de la Capacidad de Control de Tensiones:** Se evalúan los medios disponibles para conseguir y asegurar una tensión objetivo en algunos nodos “testigo”. Se contemplan las curvas de capacidad de los generadores, Compensadores Estáticos de Potencia Reactiva (SVC’s), equipos fijos operables de compensación reactiva y los cambiadores de tomas bajo carga de los transformadores.
- **Propuesta de las Tensiones de Operación del SEIN:** Se determinan las tensiones de operación que con los recursos de control disponibles en los estados de carga Máxima y Mínima, deberían observarse sobre algunos nodos de referencia o “testigo” que garanticen a partir de dichos umbrales, un efectivo control de las tensiones en los nodos de carga.
- **Procedimientos para el Control Manual de Tensiones:** Se detallan los pasos a seguir por el Operador del Sistema, para operar manualmente los recursos disponibles a fin de alcanzar las Tensiones Objetivo en los nodos testigo del SEIN.

Resulta clave para cualquier estudio de esta naturaleza, disponer de una representación adecuada de la red en un simulador para Estudios de Sistemas de Potencia. Durante el desarrollo de este estudio se ha efectuado, y aún está en proceso de desarrollo, una profunda revisión de la Base de Datos en formato DigSILENT Power Factory, incorporando la información concerniente al proyecto aportada por los Agentes del SEIN a través del COES.

Tan importante como los datos de la red, resulta la información nodal de la demanda que permite caracterizar los requerimientos del sistema en los diversos estados de carga. Las conclusiones a las que se ha arribado se basan por tanto, en la información disponible en este aspecto, y podrían ser objeto de revisión si los Agentes pudieran aportar a través del COES alguna mejora en esta materia.

2 ANÁLISIS DE LA ESTABILIDAD DE TENSIÓN

Este análisis está orientado a los nodos de 220 y 138 kV del sistema de transmisión, que determinan el perfil de tensión del resto del sistema de transmisión o subtransmisión.

El análisis de estabilidad de tensión se efectúa mediante evaluaciones estáticas, que contemplan la trayectoria del estado operativo de algunos nodos del sistema luego de extinguirse los transitorios que motivan tales cambios.

El análisis se efectúa mediante las llamadas “curvas Q-V”, que relacionan la variación de la tensión en un nodo del sistema ante la extracción o retiro de potencia reactiva en dicho nodo.

En la Fig. 2.1 se ilustra un ejemplo, en donde la tensión de partida del nodo objeto del análisis es 1 pu. Se presentan 2 curvas con diverso grado de sensibilidad de la tensión.

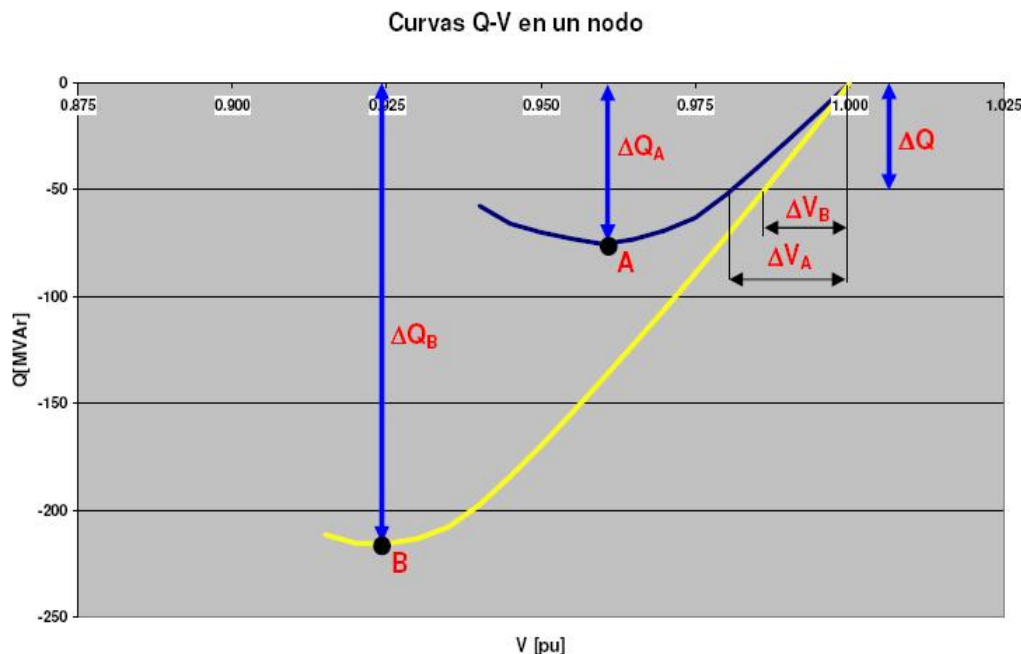


Fig. 2.1: Ejemplo de Curvas Q-V en un nodo

A medida que se retira potencia reactiva Q del nodo, éste comienza a disminuir su tensión V a una cierta tasa $\Delta V/\Delta Q$. Esta tasa de caída de la tensión con la potencia reactiva es una característica del sistema y representa sus cualidades para controlar la tensión. La curva amarilla, por ejemplo, demuestra menor caída de tensión (ΔV_A) que la curva azul (ΔV_B) ante el mismo retiro ΔQ de 50 MVar. Mientras más vertical luce la curva, se dice que el sistema es más rígido puesto que es necesario un retiro mayor para causar cierta caída de tensión. Si el retiro ΔQ se incrementa, la característica representada con la curva azul comienza a convertirse en horizontal hasta llegar al punto **A**, cuyo retiro ΔQ_A es el máximo que admite para sus recursos de control de tensión. Este retiro ΔQ_A se conoce como la distancia al punto de inestabilidad de la tensión o de colapso de tensión, puesto que a partir de este punto la tensión en el sistema caracterizado con la curva azul seguirá disminuyendo aún si el retiro se reduce, provocando un colapso de la tensión. El sistema representado con la curva amarilla es mucho más rígido, y su distancia al colapso de tensión se producirá cuando el retiro alcance el valor ΔQ_B .

Este análisis estabilidad de tensión contempla algunas hipótesis que junto con sus consecuencias se escriben a continuación:

- *Reducción de la demanda con la tensión:* Aunque en general la demanda se reduce con la tensión, en el estudio no se contempla este efecto debido a que la acción de los reguladores bajo carga de los transformadores tenderá, paso a paso, a restituir la tensión de referencia en los nodos de carga devolviendo a la demanda su valor original. Esto es absolutamente cierto en la medida que el margen de regulación en tales transformadores sea suficiente.

Si se considerase tal reducción, la distancia al punto de inestabilidad de la tensión no correspondería a la demanda que se pretende satisfacer, sino a una demanda inferior en dependencia del valor de tensión estudiada. Es recomendable dejar el efecto de la reducción de la demanda con la tensión como un margen de seguridad para la operación.

- *RBC's de transformadores:* Puesto que se considera que la demanda no varía con la tensión, se considera que las tomas de los transformadores permanecen fijas. Esto causa un deterioro del aporte de los capacitores shunt ubicados en las barras de carga, puesto que su eficiencia es proporcional al factor $(V/V_0)^2$, donde V es la tensión medida y V_0 la tensión de diseño del equipo. Esta hipótesis aportará resultados conservadores.
- *Capacidad de sobrecarga temporaria en los generadores:* El estudio no contempla la gran capacidad de sobrecarga usual que admiten en los generadores hasta la intervención del limitador de máxima corriente de campo. Generalmente el tiempo de intervención de este limitador depende en forma inversa de la sobrecarga, aunque en algunas instalaciones es a tiempo definido. Ignorar esta capacidad de sobrecarga dará resultados conservadores.
- *Aporte de los SVC's:* El modelo de estos equipos implementados en el modo Control de Tensión en el simulador DlgSILENT, podría arrojar resultados engañosos (aportar más de su capacidad), debido a lo cual se han representado como admitancias fijas entregando su máxima capacidad en el estado inicial. En tal caso, a medida que se reduce la tensión en los nodos su eficacia se reducirá con el cuadrado de la tensión.
- *Maniobra de equipos de compensación:* El modelo no contempla la conexión de capacitores adicionales a los existentes en el estado operativo inicial, ni la desconexión de reactores.

Para obtener los resultados de la Fig. 2.1, se aplica al nodo en estudio un generador ficticio sin límites de potencia reactiva, cuya consigna de tensión es igual a la tensión inicial del nodo que se analiza. El paso siguiente es forzar en forma progresiva el descenso de la tensión por pasos, registrando a cada paso la tensión (consigna) y la potencia reactiva que es preciso retirar en el nodo para alcanzarla. El proceso continúa de este modo hasta que se alcanza el punto de inestabilidad de la tensión, o bien, no se logra la convergencia del flujo de cargas.

2.1 Evaluación de las distancias al colapso de tensión en el SEIN actual

Para el estado de Máxima Carga del SEIN, se han evaluado en diversos nodos las distancias al colapso de tensión, encontrando que sólo en el área de Lima se presentan nodos propensos a la inestabilidad de la tensión. Puesto que la demanda de esta zona representa cerca del 45 % de la demanda total del SEIN, es muy relevante corroborar su correcta representación en el simulador para asegurar la validez del análisis.

El COES suministró como referencia información nodal de las cargas para máxima, media y mínima demanda del día 27 de Enero del 2006, en el que se produjeron bajas tensiones y no hubo desconexión de carga por subtensión. En la Tab. 2.1 se observa la comparación entre el modelo de simulación y los registros de medición, para la demanda equivalente medida en barras de 60 kV de las subestaciones de Lima para las 20:00hs del día citado.

Tab. 2.1: Comparación demanda entre registros de lectura con el modelo

Subestación	Modelo [60 kV]			Mediciones [60 kV]			Diferencia en Q [MVar]
	P [MW]	Q [MVar]	cos φ	P [MW]	Q [MVar]	cos φ	
Chavarría	343.9	112.9	0.95	351.9	101.1	0.96	11.8
Barsi	219.7	54.4	0.97	192.2	50.0	0.97	4.4
Santa Rosa	325.0	98.0	0.96	302.9	147.5	0.90	-49.5
Balnearios	319.6	112.2	0.94	303.5	80.8	0.97	31.4
San Juan	193.7	-10.8	1.00	199.8	-10.7	1.00	-0.1
Total	1401.3	366.7	0.97	1350.3	368.7	0.96	-2.0

La demanda total de potencia activa difiere en 51 MW (+3.7 % en el modelo) y sólo 2 MVAR en la suma de potencia reactiva. El factor de potencia global en el modelo es levemente mejor, debido a la mayor proporción de potencia activa. Las mediciones demuestran que, excepto en Santa Rosa, el resto de las subestaciones presenta un factor de potencia mayor a 0.95.

Si bien los datos globales son semejantes dando validez a los resultados del análisis, sería útil que entre los Distribuidores y COES pudieran reducir al mínimo las diferencias en la distribución nodal de la demanda entre subestaciones.

Descripción de los Casos de Estudio

Se han obtenido las curvas Q-V en los nodos de 220 kV de Lima, y también para el nodo de 220 kV de Marcona, evaluando el efecto que ejerce sobre los resultados el despacho de diversas unidades en Lima.

Antes de proceder al análisis es recomendable recordar las hipótesis descritas en el punto 2 en relación con el cálculo de las curvas Q-V, a fin de interpretar correctamente los resultados. En particular se insiste en la primera hipótesis “Reducción de la demanda con la tensión”, que destaca que el análisis no considera la sensibilidad de la demanda con la tensión determinando así resultados conservadores. Si se tuviese en cuenta la sensibilidad de la demanda con la tensión, la demanda se reduciría cuando la tensión disminuye y la distancia al punto de inestabilidad de la tensión sería mayor, pero tal distancia no estaría relacionada con la demanda que se pretende estudiar sino con una demanda menor, cuyo valor es función de la tensión resultante en cada nodo cuando se detecta el punto de inestabilidad en el nodo en que se investiga. De tal modo, el estudio perdería validez para la demanda de partida.

Con el objeto de planificar la operación del sistema, es conveniente tomar en cuenta esta hipótesis más restrictiva y aún las otras que han sido enunciadas, reservando como margen de seguridad el efecto de los fenómenos no considerados. La operación con bajas tensiones es simplemente indeseable debido a la baja calidad del servicio que resulta, de modo que resulta preferible contar con dichos márgenes de seguridad. La determinación precisa del margen de seguridad podría obtenerse mediante simulaciones dinámicas.

Los casos de estudio son los siguientes:

- Caso 1: Caso reproducido del 27 Enero 2006, Máxima Demanda, con 2TG en Ventanilla
- Caso 2: Variante agregando al despacho una UTI en Santa Rosa
- Caso 3: Variante agregando al despacho una UTI y la Westinghouse en Santa Rosa
- Caso 4: Variante con 1TG en Ventanilla, una UTI y la Westinghouse en Santa Rosa

En todos los casos el despacho de las unidades es a máxima potencia, con el margen de potencia reactiva que corresponde a la curva de capacidad para ese despacho.

La generación adicional que se agrega en Lima en los Casos 2, 3 y 4, se descuenta en forma proporcional al despacho original de las unidades de Mantaro, Restitución, Matucana y Chimay.

La tensión de arranque en los nodos monitoreados en las figuras con curvas Q-V según los Casos 1, 2, 3 y 4, se reporta en la tabla siguiente:

Subestación	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
Balnearios	206.29 (0.94)	208.78 (0.95)	211.26 (0.96)	207.44 (0.94)
Chavarría	211.08 (0.96)	213.10 (0.97)	215.21 (0.98)	211.29 (0.96)
Santa Rosa	210.62 (0.96)	212.84 (0.97)	215.14 (0.98)	211.63 (0.96)
San Juan	208.68 (0.95)	211.13 (0.96)	213.57 (0.97)	209.80 (0.95)
Marcona	194.98 (0.89)	198.28 (0.90)	200.27 (0.91)	196.54 (0.89)

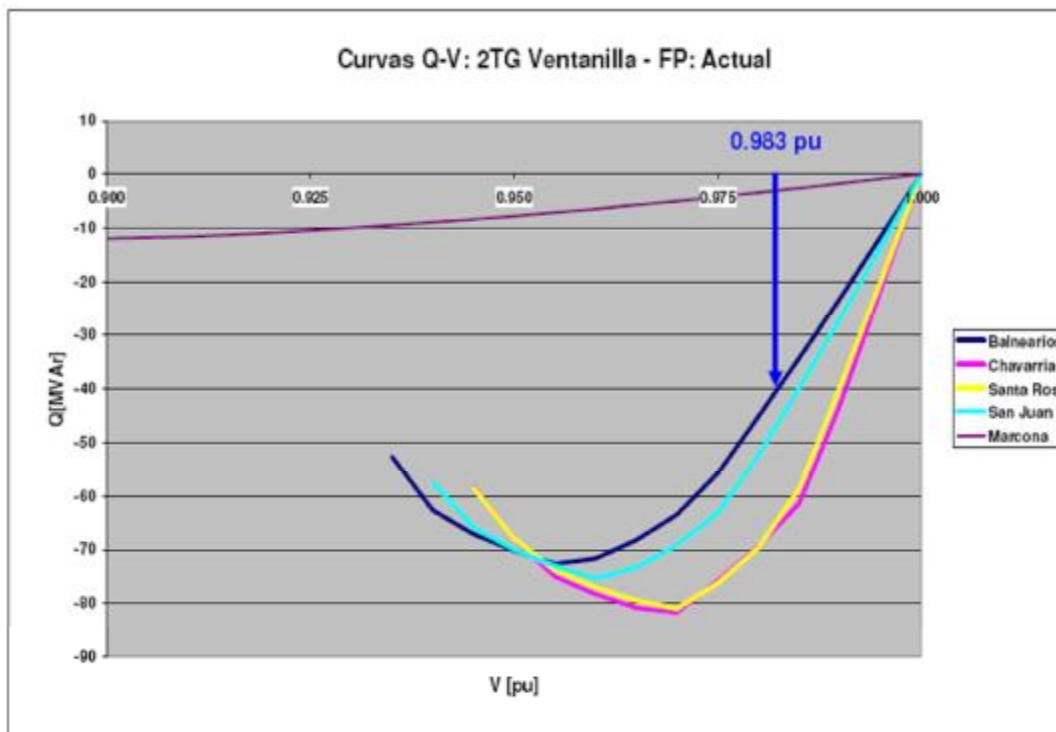


Fig. 2.2: Curvas Q-V en nodos de Lima para Caso 1

Para facilitar la interpretación de las curvas Q-V, se han desplazado todas las curvas en el eje de la tensión V de modo de hacer coincidir el arranque en 1 pu. La lectura de la tensión para un retiro dado es entonces un factor relativo a la tensión original. Por ejemplo, en la Fig. 2.2 sobre la curva de Balnearios, se observa que para un retiro de 40 MVar la tensión decae al 0.983 pu del valor original. Si la tensión de partida en Balnearios era de 0.95 pu, entonces el retiro ocasiona una tensión real de $V = 0.983 \text{ pu} \times 0.95 \text{ pu} \times 220 \text{ kV} = 205.4 \text{ kV}$.

El análisis del Caso 1 (El título de la gráfica referencia el despacho de unidades TG en Lima) permite ver que con el despacho de 2 unidades TG en Ventanilla, existe un margen al colapso de tensión entre 72 a 80 MVar. Los nodos de Chavarría y Santa Rosa son los más rígidos, porque ambos tienen la generación en su vecindad (Ventanilla y Huinco, respectivamente). Estos nodos admitirían una caída de tensión de alrededor del 3.3 % desde su estado inicial antes de arribar al punto de inestabilidad.

En los nodos de Barsi y Balnearios es admisible una mayor caída de tensión antes de alcanzar el punto de colapso de tensión. Esto se debe a que las fuentes de control de tensión están más alejadas eléctricamente (más impedancia interpuesta), ocasionando una mayor caída de tensión ante el retiro de potencia reactiva en el nodo.

La Fig. 2.3 presenta el resultado para los mismos nodos correspondiente al Caso 2, en que se suma al despacho una de las unidades UTI. Se observa que la presencia de esta unidad incrementa la distancia al colapso de tensión en aproximadamente 55 MVar. Para el despacho máximo de esta unidad UTI, el margen de reserva de potencia reactiva es de sólo 26 MVar, pero su presencia en el área incrementa el margen total de reserva de potencia reactiva en las 2 unidades de Ventanilla en unos 30 MVar. Esta recuperación del margen en Ventanilla se debe a que la sustitución del aporte de potencia activa desde la Sierra por el nuevo despacho local, "libera" potencia reactiva en Ventanilla que estaba ocupada en compensar las caídas de tensión por las líneas de 220 kV.

En la Fig. 2.4 se ilustran los resultados del Caso 3, que agrega la unidad Westinghouse respecto del Caso 2. El margen al colapso de tensión supera en este caso los 240 MVar en

los nodos Chavarria y Santa Rosa, admitiendo una caída de tensión próxima al 5 % desde su valor inicial antes de alcanzar el punto de inestabilidad de la tensión.

Curvas Q-V: 2TG Ventanilla, 1UTI - FP: Actual

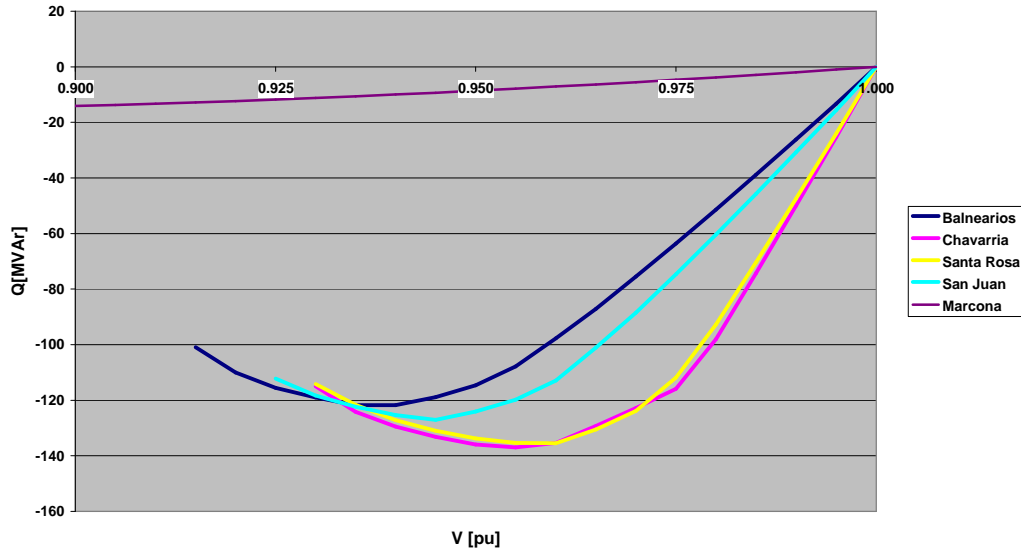


Fig. 2.3: Curvas Q-V en nodos de Lima para Caso 2

La Fig. 2.5 representa una variante del Caso 1 (2TG en Ventanilla), en la cual se reemplaza una unidad de Ventanilla por una UTI y la Westinghouse en Santa Rosa. A pesar que el despacho podría considerarse semejante, el margen aumenta a 100 MVAR en los nodos donde se ejerce el mayor control de tensión.

Curvas Q-V: 2TG Ventanilla, 1UTI, WEST - FP: Actual

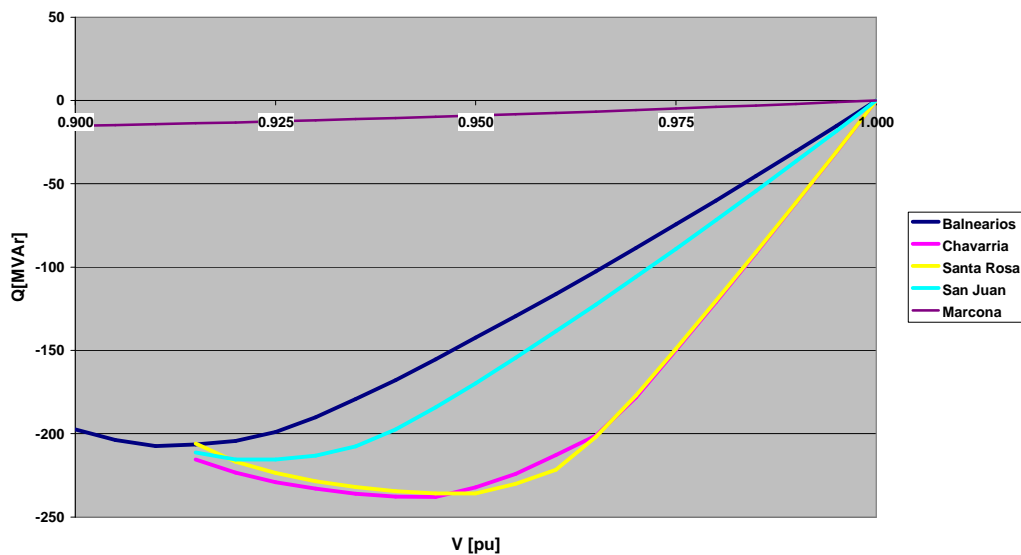


Fig. 2.4: Curvas Q-V en nodos de Lima para Caso 3

Curvas Q-V: 1TG Ventanilla, 1UTI, WEST - FP: Actual

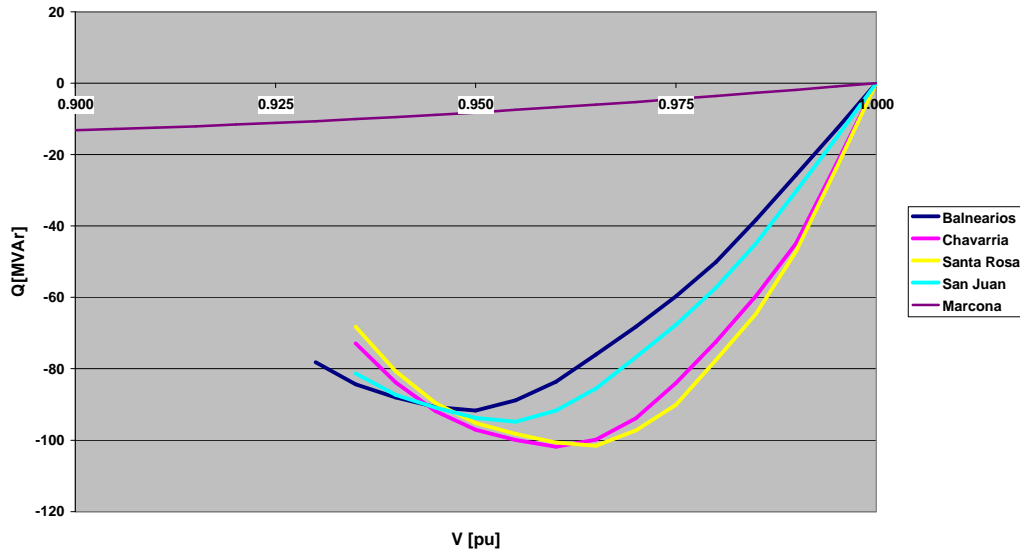


Fig. 2.5: Curvas Q-V en nodos de Lima para Caso 4

Todas las figuras presentan también la curva de sensibilidad $\Delta V/\Delta Q$ para Marcona. Lo que puede observarse de ella es la poca rigidez en el nodo, pero el punto de colapso de tensión no se alcanza aún para una tensión inferior al 10 % de su tensión normal de operación en Máxima Demanda.

Curvas Q-V: 2TG Ventanilla - FP: Actual

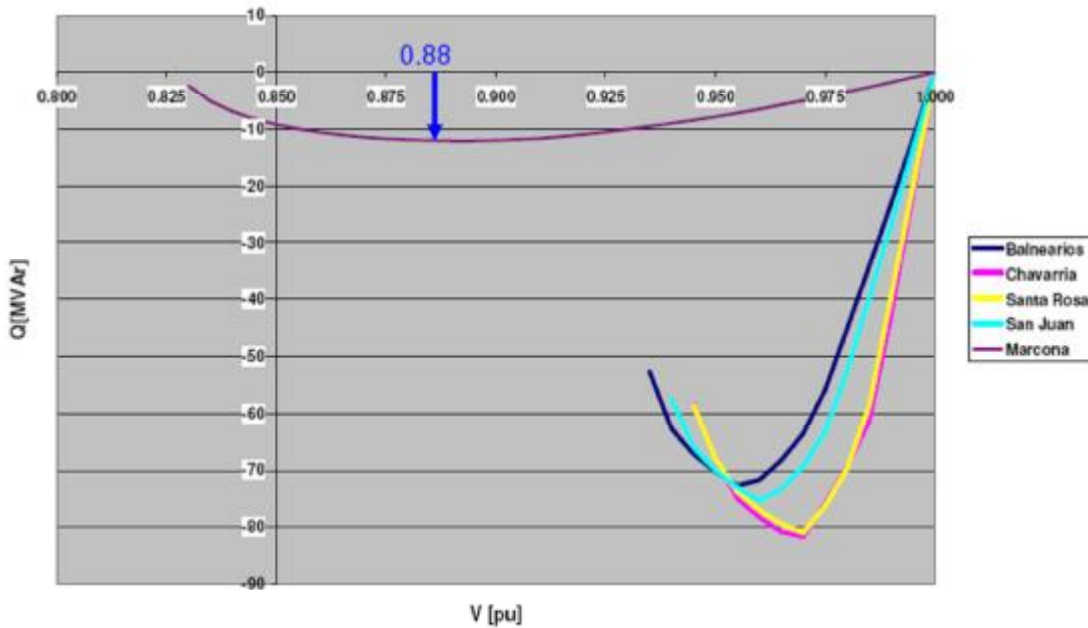


Fig. 2.6: Curvas Q-V en nodos de Lima y Marcona para el Caso 1

En la Fig. 2.6 se reproduce la figura del Caso 1, pero con la escala ampliada para observar el comportamiento del nodo de 220 kV de Marcona en el caso de mayor debilidad de los estudiados (2TG de Ventanilla). La tensión a la que se alcanza el punto de inestabilidad es

alrededor del 0.88 del valor de operación normal, y siendo éste 0.89 pu se concluye que sólo a $V < 172 \text{ kV}$ podría presentarse este efecto ($V = 0.88 \times 0.89 \times 220 \text{ kV} = 172 \text{ kV}$).

No obstante, a esta tensión en forma sostenida en 220 kV le corresponde una muy baja tensión en 60 kV, dado que para el punto inicial de operación al transformador casi no le queda margen de regulación. En tal situación es difícil asegurar la continuidad del servicio en la carga industrial local.

3 DIAGNÓSTICO DE LA CAPACIDAD DE CONTROL DE TENSIONES

Con los resultados previos del análisis de estabilidad de tensión, y los antecedentes de nodos que han estado sujetos a problemas de sobretensiones temporarias, se ha efectuado un diagnóstico de las causas de tales problemas e investigado la capacidad de control de tensión disponible para evitarlos.

Los nodos que han evidenciado problemas operativos de bajas tensiones son los del área de Lima y Marcona, y los que han presentado problemas de alta tensión están en el área de la Costa y Sierra Sur, aunque también se han reportado casos de altas tensiones en Lima en mínima carga.

Para el diagnóstico se ha recurrido a análisis particularizados de flujos de carga examinando estados operativos extremos de Máxima/Mínima Demanda en el área de Lima y Marcona, y de Mínima Demanda en el área Costa y Sierra Sur. De ello se deducen las causas que derivan en los problemas detectados, y se investigan los recursos actualmente disponibles de control de tensión para mitigar el problema. Entre estos recursos se cuentan: las curvas de capacidad de los generadores, SVC's, equipos fijos operables de compensación reactiva y los cambiadores de tomas bajo carga de los transformadores.

3.1 Diagnóstico en el área de Lima

3.1.1 Análisis en demanda máxima

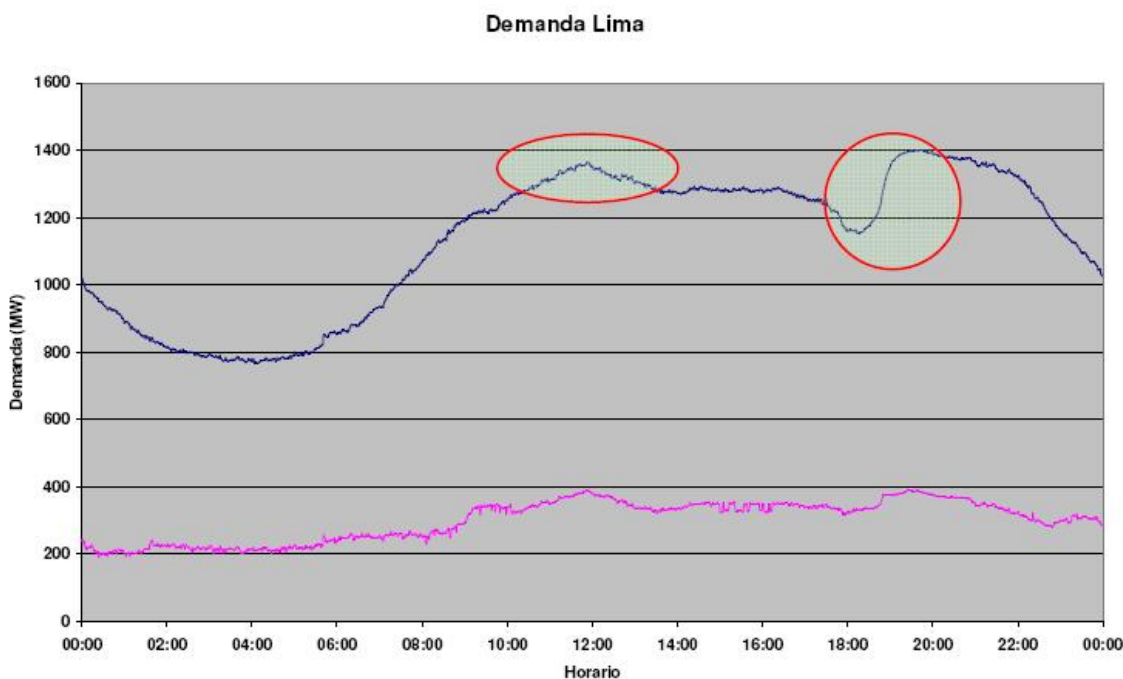


Fig. 3.1: Curvas de variación de carga en Lima – Registros 27 Enero 2006

Se pueden observar claramente 2 picos de carga en el área que se presentan al medio día y a las 19:30 hs, de entidad más o menos similar. El pico diurno presenta una tasa de crecimiento

moderada, en tanto que el pico nocturno exhibe un brusco crecimiento de la demanda del orden de 230 MW en 1 hora, y con tasas que alcanzan hasta 8 MW/min imponiendo altos requerimientos en materia de control de tensión.

En la Fig. 3.2 se muestra la composición de la demanda de las subestaciones en esta curva de variación de carga. Nótese que las curvas de Chavarría y Barsi podrían considerarse como de una sola subestación, al igual que las curvas de San Juan y Balnearios.

Esta composición en la demanda total de Lima, demuestra la necesidad de disponer de un sólido control de tensión próximo a Chavarría, al igual que sería conveniente disponer de otro sólido soporte entre San Juan y Santa Rosa. Con los recursos actuales este soporte está materializado físicamente por las centrales de Ventanilla y Santa Rosa; la central Huinco contribuye pero reduciendo el aporte externo de potencia activa.

Con las evaluaciones de las curvas Q-V y el análisis de la demanda, se han puesto de manifiesto los requerimientos que la demanda de Lima efectúa sobre el sistema. Ahora se analizará la capacidad del sistema para satisfacer estos requerimientos.

Para ello se han seleccionado 2 grupos de evaluaciones:

- Grupo 1: La demanda del área de Lima tiene el factor de potencia actual. Este caso reviste interés porque pondrá de relieve la capacidad de los recursos disponibles para ejercer el control de tensión;
- Grupo 2: La demanda del área de Lima se compensa al extremo para obtener factor de potencia 1 medido en barras de 220 kV. Este caso no puede aplicarse en la actualidad por los retardos en la adquisición de equipamientos y las obras de ampliación, pero sirve para ponderar los atributos de una solución de este tipo.

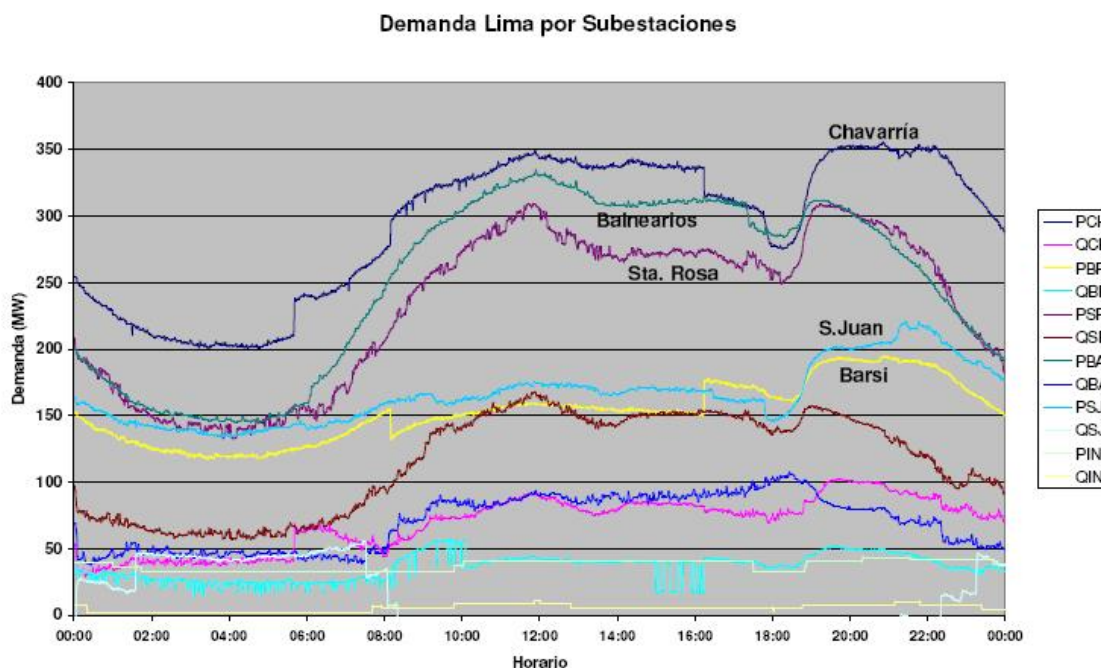


Fig. 3.2: Curvas de variación de carga en Lima por subestaciones – 27 Enero 2006

Evaluaciones desarrolladas con el Grupo 1 (Compensación actual)

Los casos contemplados son los siguientes:

- Caso 1: Caso reproducido del 27 Enero 2006, Máxima Demanda, con 2TG en Ventanilla
- Caso 2: Variante agregando al despacho una UTI en Santa Rosa

- Caso 3: Variante agregando al despacho una UTI y la Westinghouse en Santa Rosa
- Caso 4: Variante con 1TG en Ventanilla, una UTI y la Westinghouse en Santa Rosa
- Caso 5: Todas las unidades de Lima operando como compensadores síncronos (508 MVar).

Los casos 1 a 4 son los mismos empleados en la evaluación de las Curvas Q-V de la sección 2.1. El caso 5 es teórico, pero sirve para poner de manifiesto los atributos que cabrían esperar si se reemplazara toda la generación en la vecindad de Lima Centro por equipos de compensación, como por ejemplo del tipo SVC.

Como se explicó antes, el exceso de generación en la construcción de los casos 2, 3 y 4 respecto del caso 1, se compensó reduciendo proporcionalmente el despacho de Mantaro, Restitución, Chimay y Matucana. En el caso especial 5, la generación de las 2 unidades de Ventanilla se compensó con el despacho de ILO2, Malacas TGN4, y completando la TV4 de ILO1.

Evaluaciones desarrolladas con el Grupo 2 (Compensación extrema)

Para mostrar el aporte al control de tensión que puede esperarse con mayor compensación de la carga, se supuso un caso extremo en que las subestaciones en Lima son abastecidas a Factor de Potencia=1 medido en las barras de 220 kV.

Para lograrlo, fue necesario agregar en total ≈ 420 MVar según:

- 125.0 MVar en Chavarría 60 kV
- 62.5 MVar en Barsi
- 87.5 MVar en Santa Rosa Vieja, y 75 MVar en Santa Rosa Nueva
- 100.0 MVar en Balnearios
- Reducción de 30 MVar en San Juan, los cuales podrían ser trasladados.

Para implementar esta compensación fue necesario cambiar la posición del cambiador de tomas al máximo (posición 2) en Chavarría, San Juan, Balnearios y Santa Rosa, y llevarlo al penúltimo en San Juan (posición 3)

Con el sistema así compensado, se hicieron las curvas Q-V en los nodos de Lima para los siguientes 2 casos:

- Caso A: Ídem despacho original (2TG de Ventanilla)
- Caso B: Variante con sólo 1TG de Ventanilla (se reemplazó por ILO 2, completando el despacho de ILO1 TV4).

Análisis de los resultados

Comenzando con los casos del Grupo 1 (Factor de Potencia Actual), se discutirá como cambia con el despacho en Lima, el flujo de potencia por las líneas de 220 kV que abastecen a Lima desde las centrales de la Sierra y el Norte.

En la Tab. 3.1 se ilustra la potencia activa suma de las dobles ternas contempladas en este análisis. Como elemento de comparación se usará el concepto de potencia natural de la línea, que representa la potencia activa cuyo tránsito por la línea ocasiona pérdidas reactivas iguales al aporte capacitivo de la línea o "charging", en el supuesto que la tensión terminal es 1 pu en ambos extremos. Si una línea opera por encima de su potencia natural, consume potencia reactiva desde el sistema, y si funciona por debajo de su potencia natural aporta potencia reactiva al sistema. El consumo o aporte total de potencia reactiva de una línea es proporcional a su longitud. Como ejemplo de valores de potencia natural, para una línea de 138 kV es ≈ 55 MW, 110 MW para 220 kV y 900 MW para 500 kV. La potencia natural para las dobles ternas en la Tab. 3.1 es de unos 220 MW.

Como punto de partida se elige el Caso 5 "Sin Generación", porque demuestra la distribución del flujo de potencia que adoptarían las líneas de 220 kV si no hubiese generación en Lima.

Tab. 3.1: Flujo por dobles ternas de 220kV de abastecimiento a Lima

Líneas de alimentación a Lima	Caso 5 Sin Generación [1]	Caso 1 2TG en Ventanilla [2]	Diferencia 1-2	Caso 3 2TGV,1UTI +WEST [3]	Diferencia 1-3
Pachachaca a Chavarría	340	271	69	222	118
Pomacocha a San Juan	430	369	61	316	114
Campo Armíño – Independencia (medido en Independencia)	277	245	32	216	61
Zapallal a Ventanilla	252	152	100	122	130

Tal como se observa (2da. columna), el flujo de potencia activa supera en todas las líneas la potencia natural de las líneas de 220 kV, y particularmente las 2 principales dobles ternas que acceden al centro de carga: Pachachaca – Chavarría y Pomacocha – San Juan.

La incorporación de 2 unidades de Ventanilla en Lima (Caso 1, 3ra. columna), reduce en partes casi semejantes el aporte desde las dos dobles ternas más cargadas, en menor proporción reduce el aporte desde Independencia, y reduce significativamente el proveniente desde Zapallal. Excepto Zapallal – Ventanilla, las otras dobles ternas aún superan la potencia natural consumiendo potencia reactiva desde el sistema.

En el caso 3 (4^{ta} columna) con 2 unidades de Ventanilla, una UTI y la Westinghouse en Santa Rosa, el tránsito por las dobles ternas queda reducido a la potencia natural, excepto en los circuitos Pomacocha – San Juan que aún superan este umbral en un 40 %.

En la Tab. 3.2 se compara para cada variante, el despacho de potencia activa y el margen de potencia reactiva de las unidades en servicio calculado como la diferencia entre el valor generado y el límite impuesto por la curva de capacidad para ese despacho. Excepto en el caso 5 en que el despacho es cero y las curvas de capacidad presentan la mayor amplitud posible, el despacho en el resto de los casos es máximo y por tanto las curvas de capacidad son más reducidas (Ver Fig. 3.3).

Tab. 3.2: Generación activa y margen de potencia reactiva por variante

Descripción de la Variante	Generación de Potencia Activa [MW]	Margen de Potencia Reactiva [MVA _r]
1 – 2TG Vent	306	45
2 – 2TG Vent + UTI	358	100
3 – 2TG Vent + UTI + WEST	480	171
4 – 1 TG Vent + UTI + WEST	327	55
5 – 2TG Vent + 2UTI + WEST como CS	0	179

Como se desprende de la Tabla, el margen de potencia reactiva para el caso 3 es semejante al margen del caso 5, aún tomando en cuenta que en el caso 5 hay una máquina adicional (la segunda UTI) y los límites de la curva de capacidad son mayores. La razón es que la mayor capacidad de generación de potencia reactiva del caso 5 se gasta en compensar las pérdidas ocasionadas en el sistema de transmisión por el transporte de potencia activa desde la Sierra.

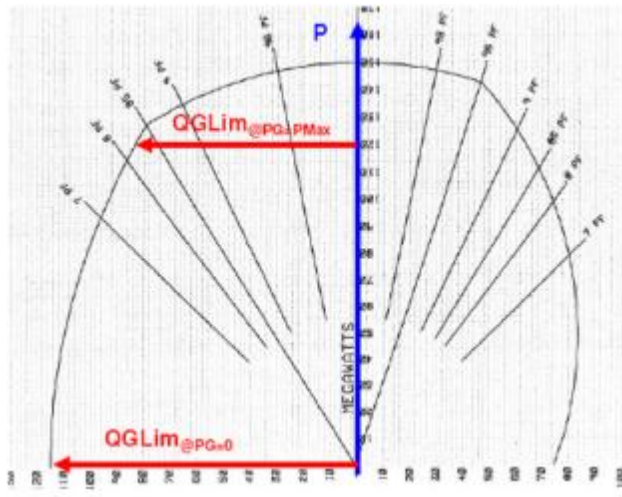


Fig. 3.3: Ejemplo con curva de capacidad de la unidad Westinghouse

En las figuras que siguen, se comparan las curvas Q-V correspondientes a los diversos despachos (casos 1 a 5) contemplando el factor de potencia actual, y también la influencia de la compensación extrema del factor de potencia (casos A y B), evaluadas en un mismo nodo de 220 kV de Lima. Esto permite poner en evidencia los atributos de cada uno de los estados de operación analizados.

En la Fig. 3.4 se presentan las curvas para el nodo de Bañeros. Las curvas continuas de colores azul, celeste, rosa, amarillo y la verde a trazos corresponden a los casos del Grupo 1 con el factor de potencia (FP) actual, y las curvas marrones continua y a trazos corresponden al sistema de transmisión completamente compensado (FP=1).

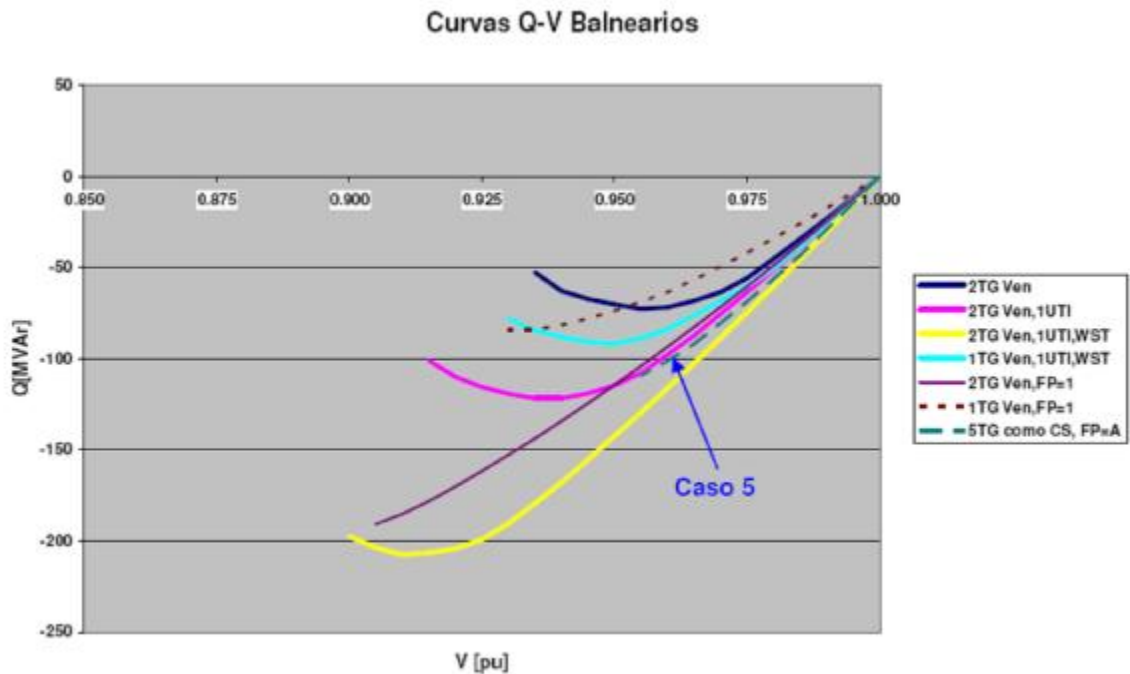


Fig. 3.4: Curvas Q-V en Bañeros para diversas variantes

La curva azul corresponde a 2 unidades de Ventanilla en servicio, la curva rosa agrega una UTI, y la curva amarilla agrega además la Westinghouse. La curva celeste es a la que tiende la amarilla si se pierde una unidad TG de Ventanilla.

La curva verde a trazos (marcada como "Caso 5") corresponde a la operación de las unidades turbogas como compensadores. Según la Tab. 3.2, el margen de potencia reactiva de este Caso 5 es semejante al de la curva amarilla, pero el análisis de estabilidad de tensión demuestra que aún 508 MVar de compensación tipo estática o síncrona no podrían compararse con el aporte de 470 MW de generación local; la distancia al colapso de tensión es por lo menos el doble y la rigidez del soporte de tensión es superior con generación local. La curva 5 se discontinúa porque el modelo de flujo de cargas no puede encontrar la solución luego de un retiro algo superior a 100 MVar en el nodo de Balnearios, porque no logra recursos para compensar las mayores caídas de tensión.

La curva marrón continua corresponde a FP=1 medido en 220 kV en conjunto con el despacho de 2 unidades TG de Ventanilla. Comparando esta curva con la amarilla se observa que para reemplazar la unidad Westinghouse y una UTI (total 170 MW) ha hecho falta incorporar 420 MVar de compensación en los nodos de 60 kV. Aún así, no sólo la distancia al colapso de tensión sino también la rigidez de la tensión sigue siendo superior en el caso de generación local.

Si del mismo modo se compara la curva marrón a trazos correspondiente a FP=1 y despacho de 1 TG de Ventanilla, con la curva azul que corresponde al FP actual y 2 TG de Ventanilla, se podría concluir que para reemplazar el despacho de una unidad de Ventanilla son necesarios 420 MVar de compensación en 60 kV.

Los análisis sobre esta figura permiten deducir conclusiones similares a las que se obtendrían observando las figuras semejantes correspondientes a los nodos de Chavarría (Fig. 3.5), Santa Rosa (Fig. 3.6) y San Juan (Fig. 3.7) que se muestran más abajo.

Del análisis se deduce que para la estructura del sistema de transmisión actual desde la Sierra, es imposible abastecer la demanda del área de Lima sin generación local de potencia activa. Este es un problema estructural del sistema de transmisión, condicionado por el número de líneas y/o el nivel de tensión de las mismas. Esta primera conclusión tiene particular relevancia en ocasión de que los propietarios de las plantas de generación en Lima están anunciando que dejarán fuera de servicio la capacidad dual de alimentación de combustible de sus unidades. En tal caso, la pérdida de suministro de gas por un tiempo prolongado, provocará inexorablemente un fuerte racionamiento de la demanda por el tiempo que dure la pérdida de suministro, y este racionamiento será aún mayor en un futuro. De esta conclusión se sugiere crear un mercado de Servicios Complementarios que incentive a estos productores a mantener la característica dual de alimentación de sus unidades.

De la comparación entre el caso 5 con todas las unidades como compensadores síncronos y el caso 3 con una unidad menos pero operando a la máxima potencia activa, se concluye que el mejor soporte de tensión (mayor rigidez y distancia al colapso de tensión) se obtiene operando el despacho en Lima a la máxima potencia activa. En este caso la reducción del despacho para conseguir un límite mayor en la curva de capacidad es contraproducente, porque no compensa las mayores caídas de tensión que ocasiona la potencia que se debe transmitir desde la Sierra.

Esta última conclusión también es válida para el despacho de Huinco, siendo preferible transferir en horas de máxima carga la reserva de regulación primaria de frecuencia al mayor número de unidades posibles distribuidas en el SEIN. Se afirma aunque sin demostración por el alcance de este estudio, que esta distribución ocasionará una mayor calidad en la regulación primaria de la frecuencia.

La mayor compensación de la demanda en Lima, si bien no puede incorporarse en el corto plazo, conducirá a un mayor margen en el control de la tensión pero no podrá sustituir el despacho de potencia activa, porque el sistema perdería rigidez y con ello calidad en el abastecimiento de la demanda.

De acuerdo al monto de compensación capacitiva que se incluya y dado que los transformadores de rebaje no disponen de regulación bajo carga, es posible que se requiera el cambio de tomas en los transformadores de rebaje. En tal caso, la compensación deberá

analizarse en forma global también para el resto de las subestaciones del área de Lima, dado que determinará un nivel más alto de operación del sistema de 220 kV.

Curvas Q-V Chavarría

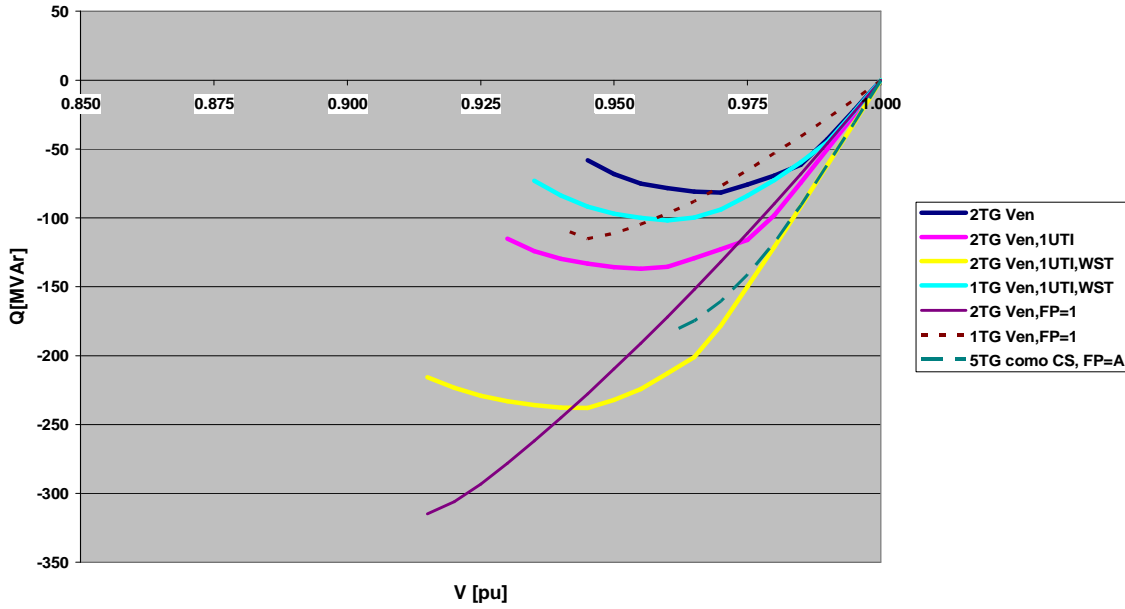


Fig. 3.5: Curvas Q-V en Chavarría para diversas variantes

Curvas Q-V Santa Rosa

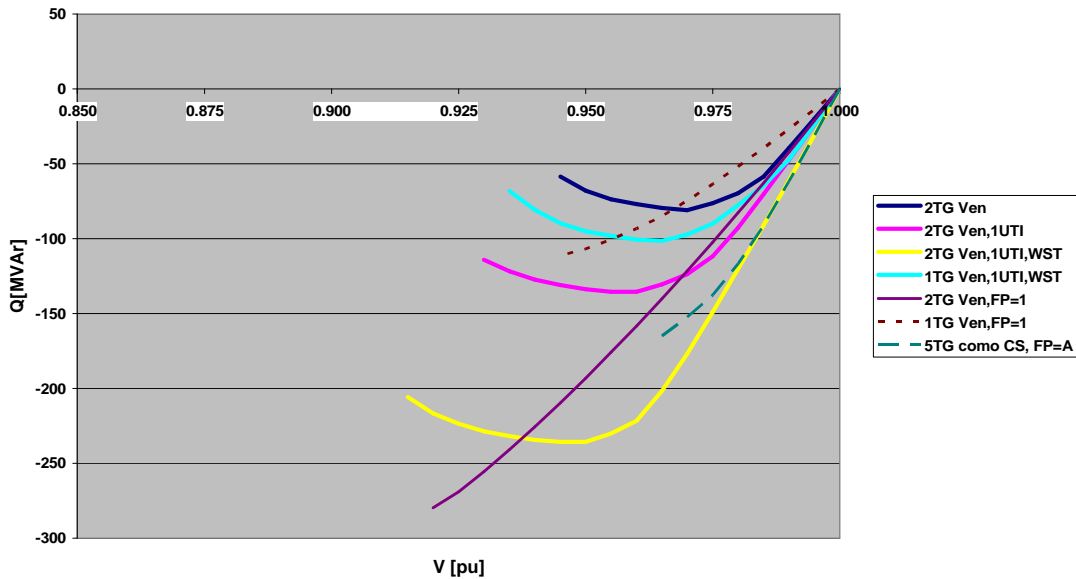


Fig. 3.6: Curvas Q-V Curvas en Sta. Rosa para diversas variantes

Curvas Q-V San Juan

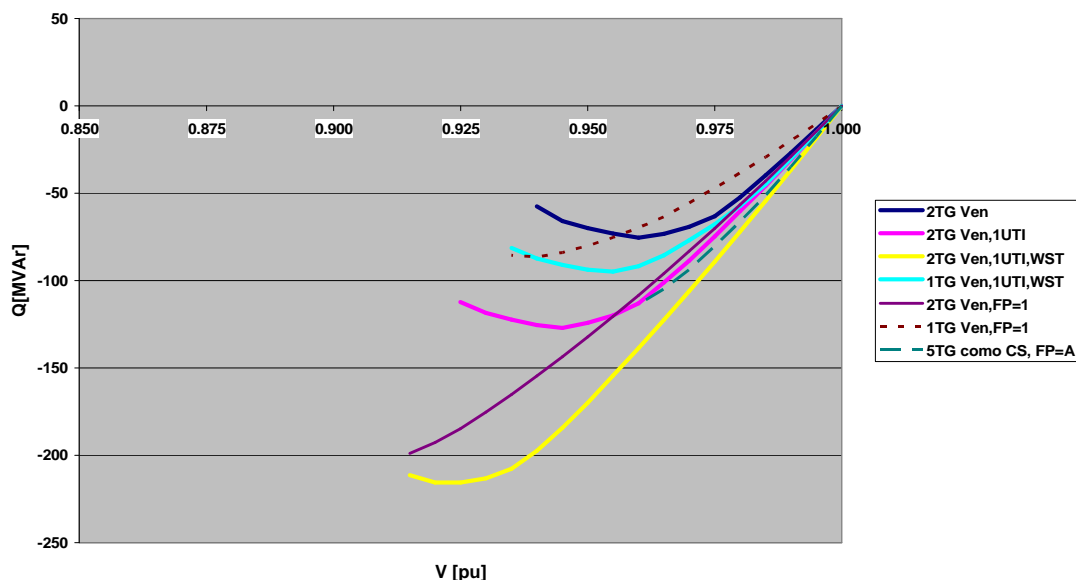


Fig. 3.7: Curvas Q-V Curvas Q-V en San Juan para diversas variantes

Visto que la diferencia de demanda en Lima entre Estiaje y Avenida es escasa en relación a la demanda total del sistema, se puede inferir que el estado de carga de las líneas de transmisión que abastecen Lima desde la Sierra causará potencialmente los mismos problemas en Avenida como en Estiaje. La menor erogación de agua en la época de Estiaje determina un mayor despacho de unidades térmicas para abastecer la demanda, dando así lugar a mayor generación térmica en Lima lo cual remueve o al menos reduce el problema que con mayor severidad se manifiesta en la época de Avenida.

De modo que la recomendación de disponer de un mayor despacho térmico en Lima para el control de tensión en carga máxima, podría “parecer innecesaria” en Estiaje debido a la natural sustitución del despacho hidráulico por generación térmica de bajo costo, removiendo así los problemas de bajas tensiones observados en Avenida.

3.1.2 Análisis en demanda mínima

Se han reportado problemas en el control de tensión durante la operación en Mínima Demanda en el área de Lima, los cuales han traído como consecuencia la necesidad de desconexión de líneas. Para investigar el caso, se analizó en detalle la capacidad de control de tensión en un estado operativo de demanda mínima con 2110 MW de demanda bruta.

Como los potenciales problemas en mínima carga son las líneas descargadas de 220 kV que vinculan Lima con la Sierra, el caso se ha condicionado con la generación térmica que habitualmente opera en Ventanilla y Santa Rosa para reducir el tránsito desde la Sierra.

El análisis demuestra que operando la tensión de barras de 220 kV de Mantaro por debajo de 1.05, lo cual es posible coordinando las consignas de los grupos de generación de Mantaro, Restitución, Chimay, Matucana y Yanango a valores no inferiores a 0.95 en sus terminales de generación, las tensiones del sistema de 220 kV pueden mantenerse en torno a 0.97 pu en Chavarría descendiendo hasta 0.95 pu en Balnearios.

Los recursos disponibles de generación térmica en 220 kV permitirían incluso reducir aún más las tensiones sin ocasionar inconvenientes en el sistema, pero con estos niveles se logra operar las barras de 60 kV de las subestaciones Chavarría, Barsi, Santa Rosa, San Juan por debajo de 1.05 pu, y en Balnearios en torno a 1.05 pu.

Los únicos nodos en 60 kV que superan 1.06 pu son los nodos de Moyopampa, Callahuanca y las subestaciones en su vecindad, pero debido a la relación de tensiones del transformador de rebaje de Moyopampa que, para operar la tensión en bornes de generación en 0.95 pu impone la generación de una considerable cantidad de potencia reactiva en Moyopampa.

Los SVC's de Chavarría y Balnearios deben operar absorbiendo potencia reactiva desde el sistema. La capacidad de regulación bajo carga de los transformadores en los sistemas de distribución de 60 kV, o la posición del cambiador de tomas operada tanto en máxima como mínima demanda en aquellos transformadores con cambiador de tomas en vacío, permite alcanzar valores en la banda de $\pm 5\%$ en todos los nodos donde está modelada la carga.

La necesidad de absorción de potencia reactiva en los SVC's de Chavarría y Balnearios, hace recomendable que la compensación adicional que se proyecte instalar para mejorar el margen de regulación de la generación local, se instale con capacidad de maniobra no sólo en Chavarría y Balnearios, sino también en Barsi y Santa Rosa. Esta recomendación se debe fundamentalmente a las restricciones que impone la falta de regulación bajo carga en los transformadores de rebaje de 220/60 kV en dichas subestaciones. Como la demanda mínima normalmente crece a una tasa más baja que la demanda máxima, sería deseable que los nuevos transformadores que se instalen en esta área cuenten con regulación bajo carga para suplir esta falencia en un futuro.

El caso de mínima demanda que acaba de ser analizado, considera que todos los equipos de compensación capacitiva en instalaciones de las distribuidoras EDELNOR y LUZ DEL SUR han sido desconectados, lo cual es posible merced a sus equipos de maniobra y constituye además, uno de los recursos genuinos para controlar la tensión en estados de mínima carga.

3.1.2.1 Análisis en demanda mínima con capacitores normalmente en servicio en Lima

No obstante las conclusiones anteriores, es práctica común de algunas de estas empresas distribuidoras el mantener en servicio todo el tiempo un cierto número de equipos de compensación, aún en estados de mínima carga. Para poner de relieve las consecuencias en cuanto a la capacidad de control de la tensión del sistema, se ha realizado un caso adicional considerando que:

- Las instalaciones de Edelnor que mantienen sus capacitores en servicio son:
 - Canto Grande 4.8 MVar
 - Pershing 7.2 MVar
 - Oquendo 4.8 MVar
 - Chancay 3.6 MVar
 - Supe (Paramonga Nueva) 2.4 MVar
 - **Total 22.8 MVar**
- Las instalaciones de Luz del Sur que mantienen sus capacitores en servicio son:
 - Balnearios 6 MVar
 - Barranco 6 MVar
 - Bujama 3 MVar
 - Chorrillos 6 MVar
 - Gálvez 8 MVar
 - La Planicie 6 MVar
 - Limatambo 8 MVar
 - Neyra 10 MVar
 - Salamanca 6 MVar
 - San Isidro 8 MVar
 - Villa María 8 MVar
 - **Total 75 MVar**

Como se ha mencionado previamente, el despacho térmico en Lima reduce el flujo de potencia desde la Sierra, y en consecuencia las líneas que erogan la producción desde la Sierra reducen sus pérdidas inductivas aportando al sistema el exceso de carga capacitiva que incrementa la tensión. Este fenómeno es más proclive a suceder en Estiaje debido al mayor aporte de la generación térmica, y el caso de estudio analizado tiene en cuenta un despacho en Lima que causa este efecto: 1TG de Ventanilla, y TG Westinghouse y UTI5 en Santa Rosa.

Como consecuencia de los capacitores considerados en servicio, se observa que:

- Los niveles de tensión en las barras de 60 kV de Balnearios resultan próximos a 1.06 – 1.07 pu.
- Aún operando las 2 TG en Santa Rosa a la mínima tensión en sus terminales de generación (0.95 pu), no logra reducirse la tensión en la barra de 60 kV de Balnearios por debajo de 1.05 pu, dado que en San Juan no hay medios que absorban el gran aporte capacitivo de las líneas que provienen de la Sierra.
- Las tensiones en el resto del sistema de la Sierra lucen controladas con una tensión de referencia de 1.041 en la barra de 220 kV de Mantaro, lo cual demuestra que es un problema más bien focalizado en Balnearios.
- Si se opta por desconectar una terna entre San Juan – Pomacocha y la línea San Juan – Independencia, las tensiones en la barra de 60 kV en Balnearios caerían a alrededor de 1.05 pu.

Como fue demostrado en el caso previo, este problema no surge si los capacitores en la distribución permanecen desconectados en carga mínima, y es de esperar que el problema tienda a desaparecer con el incremento vegetativo de la demanda, con tal que los nuevos recursos de compensación sean maniobrables.

El problema más severo proviene de la mayor cantidad de capacitores en servicio de Luz del Sur (75 MVAR) ubicados en zonas más distantes a la generación. Los capacitores en servicio de Edelnor (22.8 MVAR), además de ser menor cantidad se encuentran en subsistema próximo al nodo de Ventanilla, y la generación en servicio en este nodo permite un eficaz control de tensión. Este problema se agravaría si el despacho en mínima demanda se concentrara en Ventanilla, dado que se ejercería menor control sobre los nodos de San Juan y Balnearios.

3.2 Diagnóstico en Marcona

El problema en el nodo de Marcona no es la falta de capacidad de transporte entre Independencia y Marcona, sino la falta de rigidez de este nodo al no operar generación alguna. Esta falta de rigidez fue demostrada por la gran sensibilidad $\Delta V/\Delta Q$ en las evaluaciones de inestabilidad de tensión (Fig. 2.6). La carga por la línea Independencia – Marcona es de alrededor de 100 MW entre Independencia e Ica (55 km), y de sólo 60 MW entre Ica y Marcona (155 km), manteniéndose por debajo de su potencia natural.

En San Nicolás no se opera habitualmente la generación debido a su costo. No obstante, este es el único medio disponible en el sistema actual para revertir la falta de rigidez, y con la operación de sólo una unidad TV al mínimo técnico (10 MW) podría no sólo mejorar el soporte de tensión a la carga de San Nicolás, sino también la rigidez del nodo de Marcona y propiciar una tensión de operación de alrededor de 0.96 pu o más en el nodo de 220 kV, aumentando así el margen de regulación del transformador 220/60 kV que hoy opera al límite en horas de máxima carga.

Para ello es preciso cambiar la posición de las tomas de los 3 transformadores de rebaje en San Nicolás desde la posición -1 (58.5 kV/14.2 kV, según la Base de Datos) a la posición 0 ó +1 (60-61.5 kV/14.2 kV), aprovechando de este modo la capacidad de aporte de potencia reactiva de esta unidad, incluso manteniendo en servicio la compensación capacitiva existente. Manteniendo el regulador automático de la unidad de San Nicolás con una consigna

de 1 pu en la barra de 13.8 kV, el aporte de potencia reactiva fluctuará con el cambiador de tomas de Marcona dentro de los rangos admisibles de la curva de capacidad del generador. La operación de este transformador debe realizarse en forma manual.

Los transformadores de San Nicolás no tienen regulación bajo carga, por lo cual luego del arranque de la unidad de generación pueden dejarse fuera de servicio uno a uno para aplicar el cambio de posición hasta completar la nueva configuración en los 3 equipos. En cada paso se establece una recirculación de potencia reactiva, pero no produce sobrecargas y el sistema puede continuar operando sin inconvenientes.

La pérdida súbita de la generación local podría ocasionar bajas tensiones temporarias, hasta tanto actúe el regulador bajo carga de Marcona y restituya la tensión de operación. La posición del regulador en Marcona debería atravesar unos 5 puntos, demorando alrededor de 7 minutos (estimado 80 s por paso) antes de retornar el nodo de 60 kV a una tensión apropiada. En este sentido, si la tasa de salida del grupo es alta es preferible seleccionar la toma 0 (60 kV/14.2 kV) de los transformadores de San Nicolás, puesto que causará menor impacto sobre los motores.

3.3 Diagnóstico en las áreas Sierra y Costa Sur

Las áreas Sierra y Costa Sur no presentan problemas durante los estados de carga media y máxima debido a la presencia casi permanente de generación local, y el bajo estado de carga en las líneas de transmisión en relación a su potencia natural.

En horas de mínima carga, las líneas de transmisión permanecen bastante descargadas y se convierten en generadores de potencia reactiva; en estas circunstancias y siendo la longitud promedio de las líneas considerables, el aporte de potencia reactiva es muy significativo.

El problema de la Costa Sur es que la tensión de operación de sus nodos impacta severamente sobre el área Sierra Sur, sobre todo en el nodo de Puno, por lo cual debe ceñirse la operación a mantener una consigna tan próxima a 1 pu como sea posible en sus nodos de 220 kV en horas de mínima carga.

El fenómeno que interviene es el efecto Ferranti. Puede explicarse considerando que la línea de 200 km entre Puno y Moquegua permanece casi en vacío durante la Mínima Demanda, aportando al sistema unos 32 MVar. Como el nodo de Moquegua es más rígido puesto que tiene asociada una mayor demanda y generación más próxima (centrales ILO), controla mejor la tensión y absorbe por tanto casi toda la potencia reactiva que genera esta línea de transmisión. El flujo de potencia reactiva hacia Moquegua provoca una caída de tensión en la línea elevando la tensión en el nodo Puno en 220 kV y en menor medida en 138 kV. El fenómeno en este punto alcanza un equilibrio dependiente del punto de operación del regulador del transformador.

Sin embargo, si el transformador de Puno se deja regular en modo automático para controlar el lado 138 kV, provocará una elevación en 220 kV potenciando el efecto Ferranti en forma semejante a la relación $(V/V_N)^2$, donde V es la tensión del nodo y V_N la tensión nominal. Por otra parte, la reducción de tensión en el nodo de 138 kV por el cambio de tomas, coleccionará el aporte de potencia reactiva de la línea de 138 kV transfiriéndola al sistema de 220 kV a través del transformador para mantener la relación de tensiones, potenciando el efecto hasta alcanzar un cierto estado de equilibrio que no debiera superar 1.06 pu en 220 kV en Puno.

No obstante, si los transformadores de Moquegua y Socabaya también regulan en forma automática para controlar la tensión en 138 kV, el efecto es aún mayor y la tensión en Puno 220 kV podría superar el 10 % de su valor nominal.

La investigación de este fenómeno se ha realizado sobre un caso de Mínima Carga con una demanda bruta de 2110 MW. En el área Sierra Sur se consideró una sola unidad en San Gabán y 2 unidades de Machupicchu, reduciendo así el margen disponible de control de tensión; en el área Costa Sur se consideró una unidad en Charcani V y las 2 unidades TV1 y TV4 en ILO1 con el mínimo técnico. En este caso se asume la unidad ILO2 fuera de servicio, aunque las 2 líneas entre esta central y Moquegua se consideran en servicio.

La investigación demuestra que con el reactor en Azángaro en servicio, manteniendo el transformador de Puno fijo en el punto nominal o "0" (220 kV/138 kV), el fenómeno simplemente no se produce.

Aún así, es recomendable que los transformadores de 220/138 kV en Socabaya y Moquegua se operen en forma manual, procurando mantener la tensión en 220 kV próximo a 1 pu. Para ello, deben operarse las tomas para que la tensión en 138 kV de Moquegua sea de alrededor de 1.03 pu, y de 1.02 pu en Socabaya, requiriendo que los generadores de ILO1 y Santuario absorban la potencia reactiva necesaria. Si la tensión en 220 kV se incrementa, debe apelarse a la subexcitación de las unidades citadas.

En el área Sierra Sur, sería suficiente con que las consignas de los grupos de San Gabán y Machupicchu no superaran 1 pu en sus terminales. Esto por supuesto, es para la relación de tensiones 138/13.8 kV en los transformadores de rebaje indicadas en la Base de Datos: San Gabán 141.45/13.8 kV y Machupicchu 138/13.8 kV.

4 PROPUESTA DE LAS TENSIONES DE OPERACIÓN DEL SEIN

Las recomendaciones de las tensiones de operación en nodos "testigo" en el SEIN, resultan en algunos casos fuertemente condicionadas por la estructura de la red de transporte y los transformadores de rebaje en las subestaciones en que no se cuenta con regulación bajo carga.

A partir de estas restricciones, y contando como recursos de control:

- los elementos de compensación maniobrables en la red y en la demanda;
- los compensadores síncronos y los compensadores estáticos controlados (SVC's);
- las curvas de capacidad de los generadores considerando las restricciones de las tomas fijas en transformadores elevadores ("step up"),
- la regulación bajo carga de los transformadores de rebaje,

y el despacho económico habitual y recomendado en las evaluaciones previas, se ha obtenido un conjunto de tensiones de operación en la red de transmisión que permiten el abastecimiento de la demanda según la Norma Técnica de Calidad del Servicio.

Estas tensiones de operación han sido verificadas para estados operativos extremos, y evaluados los márgenes de reserva necesarios para operar el sistema de una manera adecuada y segura.

En donde resulta necesario, se asociará a la propuesta de las tensiones de operación la restricción que la determina, como la posición de los cambiadores de toma en transformadores sin regulación bajo carga, a fin de que sea usada como referencia por el operador del sistema.

Las tensiones se han especificado en kV debido a la diversidad de tensiones nominales de los transformadores en las diferentes áreas. En algunos casos las tensiones fijan un umbral objetivo más restrictivo para operar el sistema, aunque se admiten los mayores rangos impuestos por la NTCS en contingencia.

4.1 Tensiones recomendadas para el SEIN por Áreas

Se citan las tensiones recomendadas y que pueden conseguirse durante la operación normal y en contingencia en el SEIN, para las barras testigo o de referencia.

En los sistemas con transformadores que no tienen regulación bajo carga, también se especifica la posición del cambiador de tomas.

Las tolerancias de variación se expresan en % referido a las tensiones nominales.

Sistema de Lima Centro (tensión nominal de referencia 220 kV):

Subestación	Carga Máxima	Carga Mínima
Chavarría	U>213 kV	U=213 kV ± 1%
Santa Rosa	U>211 kV	U=211 kV ± 1%
Balnearios	U>209 kV	U=209 kV ± 1%

- La posición de las tomas en los transformadores fijos del sistema de 220 kV de Chavarría, Barsi y Santa Rosa es 1 (210/62.457 kV/kV).
- La posición de las tomas en Balnearios es 0 (200/62.457 kV/kV)
- La posición de las tomas en San Juan es 0 (210/62.46 kV/kV)

En contingencias, las tensiones de operación podrían variar entre el +5.0/-7.5 % de la tensión nominal, siendo causa de la mayor caída de tensión la pérdida de una unidad de generación.

Corredor Mantaro – Socabaya (tensión nominal de referencia 220 kV):

Subestación	Carga Máxima	Carga Mínima
Campo Armiño	U=240 kV-1.5 %	U<=231 kV
Socabaya	U=225 kV ± 2.5 %	U=220 kV ± 1.5 %

Sistema de Sierra Centro (tensiones nominales de referencia 220/138/50 kV):

Subestación	Carga Máxima	Carga Mínima
Oroya Nueva 220 kV	U=220 kV ± 5 %	U=220 kV ± 5 %
Paragsha 220 kV	U=220 kV ± 5 %	U=220 kV ± 5 %
Oroya Nueva 50 kV	U=50 kV ± 1 %	U=50 kV ± 1 %
Paragsha II 138 kV	U=127 kV ± 1 %	U=127 kV - 1 %

- La posición de las tomas en los 2 transformadores de Oroya 138/50 kV es 0 (115/48/11 kV)
- La posición de las tomas en el transformador de Carhuamayo 138/50 kV es 1 (125/50.4/11 kV)
- La posición de las tomas en el transformador de Paragsha I 138/50 kV es 2 para el regulador de alta y 1 para el de media tensión (128/50.4/12.6 kV)

Sistema de Sierra y Costa Norte (tensión nominal de referencia 220/138 kV):

Subestación	Carga Máxima	Carga Mínima
Tingo María 220 kV	U=220 kV ± 5 %	U=220 kV ± 5 %
Vizcarra	U=225 kV ± 1.5 %	U=225 kV ± 1.5 %
Talara	U=220 kV ± 5 %	U=220 kV ± 5 %
Chiclayo Oeste	U=220 kV ± 5 %	U=220 kV ± 5 %
Chimbote	U=220 kV ± 5 %	U=220 kV ± 5 %

Sistema de Sierra y Costa Sur (tensión nominal de referencia 220/138 kV):

Subestación	Carga Máxima	Carga Mínima
Puno 220 kV	U=220 kV ± 5 %	U=220 kV ± 5 %
Puno 138 kV	U=138 kV ± 1.5 %	U=138 kV ± 5 %
Moquegua 220 kV	U=220 kV ± 5 %	U=220 kV + 1%-5 %
Socabaya 220 kV	U=220 kV ± 5 %	U=220 kV + 1%-5 %

5 PROCEDIMIENTOS PARA EL CONTROL MANUAL DE TENSIONES

En relación con las tensiones recomendadas en la Operación en condiciones normales y en emergencia, se citan a continuación los procedimientos que se sugieren observar en cada una de las áreas para ejercer el control de las tensiones.

Se parte de la premisa de que el Operador del Sistema debe ejercer, a través de los operadores de la generación, el control de la excitación de los grupos de generación para obtener las consignas recomendadas para la operación del sistema, indicando además las posiciones que deberían asumir las tomas en los transformadores con regulación bajo carga que deben operarse en forma manual.

Sistema de Lima Centro:

El control de la tensión se opera mayormente con la generación local, y la tensión de referencia en Mantaro.

En carga máxima, es conveniente forzar el mayor aporte de potencia reactiva posible de Matucana y Callahuanca 8, para liberar margen para el control de tensión en las unidades de Lima.

Una referencia de la distancia al colapso de tensión que pueden calcular los operadores en los nodos de referencia de Lima: Chavarría y Santa Rosa, es mediante la siguiente expresión:

$$\Sigma \text{Margen Reactivo Turbogás} + 0.80 \times \Sigma \text{Margen de Reactivo en Huinco}$$

Con esta expresión podrían considerarse los márgenes existentes ante la salida en emergencia de algunas de las unidades en servicio.

En esta expresión se entiende que el Margen de Reactivo de las Turbogás corresponde para el punto de operación de potencia activa, a la diferencia entre el límite de la curva de capacidad y la potencia reactiva operada por las unidades: UTI5, UTI6, Westinghouse y Ventanilla.

Esta expresión es empírica y fue obtenida del análisis de los casos de estudio presentados en este reporte. En ella no se contempla el margen de operación de los SVC's que se supusieron saturados en la evaluación, ni el margen de las unidades que operan en 60 kV. El factor de 0.80 en Huinco se deduce en que parte de su aporte pierde eficiencia debido a la distancia eléctrica a los nodos de 220 kV de Lima.

Esta ecuación es válida para los estados de máxima carga, ya sea la punta diurna o nocturna, cuando las líneas desde la Sierra presentan alta saturación. En cualquier otro caso, esta ecuación da márgenes muy conservadores.

Corredor Mantaro – Socabaya:

La tensión objetivo en Campo Armiño se controla con las centrales de Mantaro-Restitución, en forma coordinada con las centrales Chimay, Yanango y Matucana. En carga máxima estas centrales deben mantener sus consignas próximas al +5 % en sus terminales, y en el -5 % en carga mínima.

Sistema de Sierra Centro:

Se recomienda la operación automática del transformador 220/50 kV en Oroya Nueva, y en forma manual el de Paragsha II 220/138 kV y el de Tingo María 220/138 kV, para coordinar el aporte de potencia reactiva hacia Huanuco.

Las restricciones en este sistema están dadas por la diversidad de los niveles nominales de tensión de los transformadores de rebaje en el sistema de 138 kV, y también en el de 50 kV, notando además que en este último sistema son muy numerosos los transformadores que no tienen regulación bajo carga.

Según los datos del modelo de estudio, en demanda máxima se requiere en servicio sólo la compensación en Oroya Nueva, Paragsha I y Pachachaca.

Sistema de Sierra y Costa Norte:

Los medios de regulación en los transformadores de rebaje 220/138 y 220/60 kV permiten un amplio rango de tensión. No obstante, es recomendable mantener en estos sistemas la tensión próxima a 1 pu con los medios de control existentes porque con ello se consigue la operación óptima, reservando recursos para contingencias.

Para ello se debe operar la regulación bajo carga de los transformadores en forma manual, excepto en Cajamarca que puede ser automática, de modo de que la consigna de 220 kV sea soportada en cada sistema con los medios disponibles en los mismos, esto es, apelando a la compensación y la generación local en las barras de menor tensión (138 o 60 kV).

En máxima carga se requiere la operación de los reactores de Talara y Paramonga, y en mínima carga deben agregarse los de Piura Oeste.

Sistema de Sierra y Costa Sur:

Los transformadores de 220/138 kV en Puno, Moquegua y Socabaya deben operarse con control manual, para evitar problemas de elevadas tensiones en carga mínima.

En lo posible, es recomendable que las tensiones en 220 kV no superen 1.03-1.05 pu en Moquegua y Socabaya en Máxima Carga, manteniendo la tensión de 138 kV en 1.03 pu en Moquegua y 1.02 pu en Socabaya mediante la operación del control de tensión en la generación local, coordinada con la posición del cambiador de tomas en dichos transformadores.

En mínima demanda es preferible que las tensiones en Moquegua y Socabaya permanezcan tan próximas a 1 pu como sea posible, empleando para ello los mismos

recursos recién mencionados. Con estas recomendaciones podría operarse la tensión en Puno próxima a 1.02 pu en 138 kV con la posición nominal del cambiador de tomas.

6 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Se concluye de los estudios desarrollados, que es posible abastecer la demanda en el SEIN en el rango de tensiones admisibles para los usuarios finales que contempla la NTCS, observando algunas pocas recomendaciones operativas en cuanto al control de los recursos disponibles para el control de tensiones, y modificando sustantivamente el concepto del despacho en el área de Lima para dar soporte local a los fuertes requerimientos de la demanda.

Las tensiones de operación deben especificarse sistema a sistema, debido a la heterogeneidad de tensiones nominales, y aptitudes de los diversos equipos para actuar ante la necesidad de controlar la tensión.

Es preciso considerar que algunas de las restricciones actuales se han originado en decisiones no coordinadas entre los operadores de los diversos sistemas, y acompañarán la evolución del sistema hasta tanto se extinga la vida útil de ciertos equipos.

A la luz de esto, se considera muy útil explorar soluciones en horizontes de medio y largo plazo que aporten una solución abarcativa para el sistema, y no sólo sugerir o exigir ciertas reglas para las ampliaciones futuras, sino contemplar también la reconversión de las instalaciones existentes de acuerdo a la arquitectura de dichas soluciones.

De este modo el sistema adquirirá un mayor margen de maniobra para enfrentar los desafíos que el vertiginoso crecimiento de la demanda le está imponiendo.

7 RESPUESTA A LAS OBSERVACIONES DE LOS AGENTES

7.1 Observaciones de ELECTROPERÚ

Observaciones sobre páginas 4/27 y 5/27:

¿Qué significa que la compensación adicional debe ser maniobrable? Evidentemente, todos los bancos están conectados al sistema a través de interruptores ¿Qué tipo de maniobrabilidad, adicional a ésta, debe considerarse?

- R: Con la palabra “maniobrable” se pretende designar la compensación shunt discreta que se instala en las subestaciones de 10, 10.5, 11 kV o mayor nivel de tensión, y que disponen de interruptores para conectarlos al sistema. El otro tipo de compensación es el que se emplaza en los centros de distribución con una mayor dispersión, y que en general está asociada a la carga (alimentadores) sin posibilidades de desconexión individual.

Podrían explicar mejor por qué la ausencia de regulación bajo carga provoca las bajas tensiones en 220 kV. Nosotros teníamos entendido que una menor tensión de operación en Lima respecto a Mantaro, permitía el flujo de reactivo desde Mantaro y para compensar esta caída de tensión, los transformadores tenían una tensión nominal de 210 kV en el primario.

- R: El flujo de reactivo que menciona en su observación es cierto, pero esto no implica que la tensión aumente en el nodo receptor. La ausencia de regulación bajo carga evidentemente impone una relación de transformación fija entre 220/60 kV. En horas de mínima demanda los requerimientos de potencia activa y reactiva son mucho menores en la distribución, y por consiguiente las caídas de tensión en las reactancias de los transformadores de rebaje 220/60 kV también se reducen; esto implica que si en un nodo determinado de 220 kV se mantuviese la misma tensión en máxima y mínima demanda, la tensión en el nodo de 60 kV será mayor durante la mínima demanda, a menos que se ejerzan acciones de control tal como la desconexión de capacitores o la intervención de SVC's, que fuercen la caída de tensión adicional por absorción de potencia reactiva en el sistema de 60 kV.

Según los datos disponibles en el modelo de simulación, en el área de Lima se ha detectado que en horas de mínima demanda los recursos disponibles para controlar la tensión en 60 kV son escasos, y esto impone reducir la tensión en los nodos de 220 kV a un cierto valor para evitar que algunos nodos de 60 kV superen 1.05 pu. El nodo más restrictivo es Balnearios 60 kV, dado que por sus características de gran demanda y alejado de la generación que aporta en 220 kV, tiene la toma de regulación estableciendo una menor relación de transformación que Santa Rosa, Chavarría y Barsi.

De esto se deduce que si la demanda mejora su factor de potencia en horas de mínima demanda (lo cual sucedería actualmente con la compensación distribuída), el control de las tensiones sería aún más difícil, requiriendo nuevos equipos de compensación en 60 kV que absorban el reactivo capacitivo necesario (reactores).

Consultas sobre la página 6/27:

¿Si la generación térmica no debe concentrarse únicamente en Santa Rosa o Ventanilla, significa que la Generación Térmica adicional debe instalarse en San Juan o Chavarría?; por otro lado, si ambas subestaciones (Santa Rosa y Ventanilla) requieren un sólido soporte de tensión para enfrentar la alta tasa de crecimiento de la demanda en horas de punta, ¿no es mejor poner la generación adicional en estas barras?

R: No se sugiere donde sería conveniente instalar generación adicional, sino el modo de aprovechar la generación actualmente instalada para mejorar la calidad en el control de tensión. El objetivo de la recomendación es señalar que el mejor soporte de tensión se obtiene con generación en Ventanilla "Y" en Santa Rosa, a fin de tomar en cuenta las consecuencias que pudieran resultar del despacho económico resultante.

Naturalmente que sería beneficioso para el sistema disponer de generación adicional en otros nodos próximos a la carga, siempre que el despacho económico no desplace los existentes.

Cuando se habla de modificación de las tomas fijas de los transformadores de rebaje, ¿se refiere a cambiar a otro tap de operación de los ya existentes, o un cambio de la tensión nominal de 210 a 220 kV, con tomas por ejemplo de 220 +/- 2x5%?

R: Se refiere a cambiar a otra toma ("tap") de los ya existentes.

Observaciones a las páginas 10/27 y 11/27:

No hemos podido encontrar cual es la tensión de partida para cada barra. Sólo hemos encontrado que para Balnearios la tensión de partida es de 0.95 pu.

R: Se agregará esta información en el reporte para el caso ilustrado como ejemplo. Se remarca que la tensión de partida debe tomarse como el estado estacionario o de equilibrio, a partir del cual se aplican las perturbaciones o se ejercen mayores requerimientos al sistema para el control de tensión. La información útil es de valor relativo, porque ilustra la característica de respuesta del sistema ante una demanda adicional de potencia reactiva, esto es, "cuanto cae la tensión ante un determinado incremento de la demanda del sistema" en base a los recursos de control disponibles.

Consultas sobre la página 19/27:

¿Aumentar la tensión de operación del sistema en Lima, no reduciría la potencia reactiva que puede recibir Lima desde el sistema de transmisión de Mantaro?

R: Por lo general, la potencia reactiva que podría provenir desde el sistema de Mantaro en horas de máxima demanda es poco útil, dado que al estar las líneas involucradas fuertemente cargadas (por encima de su potencia natural) consumen gran parte de la potencia reactiva producida, y las reactancias interpuestas imponen una importante caída de tensión. A su vez, la calidad de control de tensión desde esta fuente es baja, puesto que la tasa de caída de tensión ante un incremento de demanda es relativamente alta, como se deduce de las comparaciones efectuadas en el informe. En horas de mínima demanda, el excedente de potencia reactiva tampoco es deseable en Lima.

Asumiendo que actualmente la demanda de reactivos se encuentra abastecida con los recursos existentes, de manera que el equilibrio se produce al nivel de 210 kV. ¿La compensación adicional que llevaría a 220 kV no debería ser tal que cubra el incremento de demanda por el nuevo nivel de tensión ($Q = kV^2$) y además la reducción en la contribución de reactivos desde el sistema de transmisión de Mantaro producido por el aumento a 220 kV?

R: El objeto del cambio de tomas en los transformadores de 220/60 kV es mantener los niveles actuales de tensión en 60 kV para una tensión más alta en 220 kV. Puesto que a su vez la demanda está abastecida en su mayoría por transformadores de rebaje entre 60/10.5 kV o similares con regulación bajo carga, la demanda no incrementará su nivel de tensión y por tanto la absorción de potencia reactiva de ésta será semejante.

Respecto de la contribución de reactivos desde Mantaro, hay que contemplar también las menores pérdidas inductivas ya que para un mismo intercambio de potencia activa, la corriente es menor para una tensión mayor; además, el aporte capacitivo de las líneas o "charging" crece con el cuadrado de la tensión.

El informe de la Fase I está orientado a un diagnóstico de los problemas actuales. En el contexto del desarrollo de los planes de compensación futuros analizaremos en detalle el balance de potencia reactiva para un cambio en el nivel de tensión, para explorar las consecuencias en todos los estados de carga.

7.2 Observaciones de REP

2.1 Se menciona que el objetivo principal de esta etapa es:

- Diagnosticar la problemática del control de tensiones del SEIN en condiciones normales **y en contingencias** para el sistema actual,
- Determinar las tensiones de operación del SEIN también en condiciones normales **y en contingencias**, basado en criterios técnicos y de operación económica, considerando los criterios establecidos en las normas NTCOTR, NTCSE, procedimientos COES y otros.

Al respecto, con la finalidad que el análisis sea integral consideramos que también se deben analizar casos de contingencias de líneas de transmisión para las diferentes áreas del SEIN y en diferentes condiciones de demanda.

R: El desarrollo efectuado hasta el momento es para diagnosticar las causas de los problemas observados en el SEIN en la actualidad, y explorar modalidades operativas que permitan alcanzar un perfil regular de tensiones en los estados extremos contemplando la estructura del sistema y sus recursos actuales.

Las tareas han incluido una extensiva revisión de la Base de Datos por parte de este Consultor, y de la distribución de la demanda en conjunto con el COES, a efectos de homologar tanto como sea posible los estados operativos críticos registrados. Se ha priorizado este objetivo con la finalidad de que el modelo refleje la situación del sistema tanto como resulte posible, para obtener un diagnóstico más ajustado. Se menciona que aún está en revisión el modelo de la demanda que se empleará en los análisis sucesivos.

Las tareas sistemáticas de contingencias se aplicarán exhaustivamente en el análisis de los escenarios 2007-2010 acordes al Plan de Expansión suministrado por COES, en ocasión de definir los equipamientos necesarios para cumplir las condiciones impuestas en la operación del sistema en todas las condiciones N y N-1. Este análisis es extensivo a todo el sistema y no sólo a los casos puntuales abordados en esta fase de diagnóstico, puesto que se definirá la ubicación óptima del mínimo equipamiento necesario para cumplir con los requerimientos impuestos a los nodos.

2.2 Con la finalidad de facilitar la revisión y aportes de las empresas sugerimos que en el informe se presenten los criterios utilizados, la metodología y el alcance del estudio.

R: El enfoque adoptado para la tarea de diagnóstico y la determinación de las tensiones posibles de operación en el SEIN se ha hecho sobre la base de cada caso particular, sin establecer una metodología única. Debido a ello se describe en la introducción a cada punto las principales hipótesis consideradas para desarrollar los alcances fijados en el estudio.

El desarrollo de la Fase II se abordará con un enfoque más sistemático, y se reportará y desarrollará la metodología descrita en la oferta de estudios para el alcance citado.

2.3 Consideramos que los análisis de diagnóstico también se deben realizar para los periodos hidrológicos de avenida y estiaje y, para las condiciones de demanda máxima y mínima. Así como, para los días de fin de semana en que la demanda es menor y en que mayormente se realizan trabajos de mantenimiento. Cabe mencionar que los análisis están centrados en el día 27 de enero de 2006.

R: El Consultor considera que los casos seleccionados representan estados extremos que permiten diagnosticar el problema de control de las tensiones en el SEIN y establecer las tensiones que es posible conseguir en el mismo. En el caso de máxima demanda, la elección del escenario del 27 de enero del 2006 responde al propósito de homologar los datos de la demanda y los estados operativos habituales que condujeron a episodios de bajas tensiones en Lima. Cabe destacar que paralelamente al desarrollo del diagnóstico, se hizo un gran esfuerzo en conjunto con COES para revisar la coherencia de la demanda con la información de los equipos de transformación instalados, a fin de validar las conclusiones obtenidas.

No obstante y tal como se desprende de los análisis efectuados, para el desarrollo del diagnóstico se efectuaron cambios en los estados operativos del sistema (reportados en detalle en el informe), para someter al sistema a condiciones que pudieran poner de manifiesto la naturaleza y alcance de los problemas detectados. La elección de las variantes no se hizo de manera sistemática, sino orientada paso a paso sobre los puntos vulnerables con el propósito de alcanzar el objetivo de esta Fase I.

2.4 Sugerimos que en los análisis de estabilidad de tensión se considere también un escenario en el que estemos alimentando a la carga de Machala del Ecuador, ya que los estudios eléctricos de la interconexión recomendaron la necesidad de la operación de la TGN4 para dar soporte de reactivos. Cabe mencionar que en año 2005 se alimentó la carga de Machala en más de una oportunidad.

R: La alimentación de la demanda de Ecuador no comprende las hipótesis contempladas para el diagnóstico del sistema actual. Se contemplará para los análisis a efectuar en los escenarios 2007-2010.

2.5 En el informe se menciona que: en las horas de mínima carga no se detectan problemas en el control de tensión en Lima, siempre que las tensiones en 220 kV se mantengan próximas entre 0.95 a 0.96 pu (209 a 211 kV), y la tensión en Mantaro se reduzca por debajo de 231 kV (1.05 pu). Las bajas tensiones en 220 kV son restricciones impuestas por los transformadores de rebaje entre 220/60 kV por la ausencia de regulación bajo carga.

Estas tensiones objetivo pueden conseguirse con comodidad con la coordinación de los recursos de generación actuales, y las maniobras sobre los bancos de compensación disponibles.

Al respecto, sugerimos que como parte del Diagnóstico se debe analizar la situación actual en la que si se tienen problemas de altas tensiones en el área de Lima, por lo que se hace necesaria la desconexión de líneas de transmisión, la cual se hace aún más necesaria los fines de semana en que la carga es menor.

- R: Los resultados del diagnóstico (que difieren de los comentados en esta observación) se han obtenido con una demanda mínima bruta de 2110 MW, tal como consta en el informe. Las hipótesis relevantes están descritas, y se basan en la información recibida acerca de la distribución de la demanda, factor de potencia de la misma y los equipos de compensación disponibles, todo lo cual consta en la base de datos *.dz junto con el estado operativo analizado. Si el diagnóstico no coincide con la realidad, debería corroborarse la información base, o en caso de ser ésta correcta, corroborar si con el estado operativo señalado en el caso *.dz el sistema puede alcanzar los resultados obtenidos del estudio.

2.6 Para el área Sur de Lima, se menciona que se detectan bajas tensiones de operación en el nodo de 220 kV cuando no se operan los medios de generación local. Al respecto, consideramos que en el análisis se tome en cuenta el consumo de reactivos de la carga de esta área y que ante el ingreso de generación térmica del gas de Camisea, la operación de una unidad de Shougang sería desplazada.

- R: La generación térmica de Camisea no está incluida en este contexto porque el análisis de la Fase I se refiere al diagnóstico de la situación actual. Esta generación será contemplada en los escenarios futuros.

2.7 Consideramos necesario conocer los criterios utilizados en el estudio, ya que no se conoce cuál es el margen de reserva que se les está dando a los SVC's, lo cual podría afectar el análisis y los resultados. Sugerimos que se incluyan cuadros con los valores de potencia reactiva de los SVC's y los generadores para las diferentes simulaciones que se realizan.

- R: La descripción de los criterios empleados en los SVC's y los otros equipamientos relevantes en el análisis de estabilidad de tensión consta en el punto 2, páginas 8 y 9/27.

2.8 Con la finalidad de facilitar la interpretación de las curvas V-Q y su desplazamiento en el eje de la tensión, solicitamos se presente mayor detalle. Por ejemplo el valor de la tensión inicial de cada barra.

- R: La tensión inicial de las barras ilustradas será informada en la revisión del reporte.

2.9 Tomando en cuenta que el ingreso de carga adicional de la mina Cerro Verde (135 MW) ingresará en el cuarto trimestre del presente año. Solicitamos que el estudio considere el efecto de esta carga en la operación del SEIN.

- R: Este tema no comprende el diagnóstico de la situación actual, pero será contemplada en la Fase II para el período 2007-2010.

2.10 El informe se aprecia que el criterio considerado para las variaciones de tensión es de +/- 5%. Al respecto, consideramos que se tome en cuenta lo establecido en la NTCOTR que literalmente dice:

"6.4.4 El Coordinador es responsable de supervisar y controlar los niveles de tensión en las barras del Sistema de Transmisión. En el Estado Normal, la tensión de las barras de carga se mantiene dentro de $\pm 2,5\%$ de su tensión de operación."

Sugerimos que en el informe se presente mayor detalle de como se está considerando la posición de los Tap's de los transformadores de potencia y si éstos permanecen fijos para el caso de los que tienen regulación bajo carga.

R: En principio se destaca que no está claro cual es la tensión de operación a la que se refiere la Norma Técnica, ya que resulta muy diversa: por ejemplo, no se conoce si es adecuado 210 o 220 kV en el área Centro, o 125, 128 o 138 kV en otras áreas de la Sierra. Además, de un examen del sistema se desprende que es imposible en la realidad aplicar la Norma, puesto que en horas de punta con la estructura del sistema y los recursos actuales suele ser necesario una tensión en Mantaro de ~ 1.09 pu, como así es inevitable para el mismo estado una tensión tan baja como 0.95 pu en Lima, o más baja aún en Marcona. De esto se desprende que la afirmación del punto 6.4.4 no puede aplicarse en la actualidad.

Los recursos relativos al control de tensión por parte de los transformadores de potencia, se han enunciado en los 2 primeros párrafos del punto 4 (pág. 23/27). Abundando en algunos detalles adicionales, los transformadores con tomas fijas permanecen en la misma posición para los estados extremos de máxima y mínima demanda, y los que son regulables bajo carga ya sea en forma automática o manual, las tomas han sido modificadas para los estados operativos analizados. Las consignas de los transformadores de distribución con regulación automática se mantienen inalterables para todos los estados analizados. Los detalles están incorporados en la Base de Datos en formato *.dz que fue entregada a COES.

2.11 Consideramos que como parte del diagnóstico también se presenten curvas P-V de manera que podamos conocer las distancias al colapso de tensión con el equipamiento actual del SEIN.

R: La información proporcionada por uno u otro medio de análisis es semejante para el propósito de diagnóstico, y el análisis efectuado mediante las curvas Q-V permite poner de manifiesto la característica estática de respuesta del sistema ante un nuevo requerimiento de demanda. El empleo de las curvas P-V implicaría abordar hipótesis relacionadas con el incremento de la demanda de potencia activa, así como aspectos de los transformadores de rebaje de dicha demanda, además de precisar las fuentes que proporcionarán el desbalance ocasionado.

2.12 Con la finalidad de validar los resultados y aportar mejoras sugerimos que con los informes también se remitan los archivos *.dz utilizados (con el avance del modelamiento).

R: El archivo *.dz con los casos empleados ha sido suministrado a COES.

2.13 Sugerimos que en el informe se precise si en las simulaciones realizadas para mínima demanda se realiza la desconexión de los equipos de compensación en la red de distribución.

R: Efectivamente, se han desconectado todos los equipos de compensación capacitiva como consta en el *.dz entregado a COES. Esto será puntualizado en la revisión del informe.

7.3 Observaciones de EDELNOR

3.1 *La incorporación de transformadores 220/60 kV con regulación bajo carga sería a largo plazo, para el caso de Edelnor.*

R: Las recomendaciones son válidas para los nuevos equipos a incorporar. Durante el desarrollo de la próxima etapa se evaluará sintéticamente una solución en ese sentido.

3.2 *Los requerimientos Compensación Reactiva en el área de Lima (Banco de Condensadores, SVC, etc) deberían estar integrados a los planes de expansión de la red de transmisión, generación y la distribución para Lima.*

R: Se tomará en cuenta para el desarrollo de la segunda fase, que contempla los planes de expansión.

3.3 *Es necesario que como parte de las conclusiones se diga claramente de las necesidades de una red de 500kV. Esto con la finalidad de poder ir programando las etapas de implementación que debe tomar varios años.*

R: Se tomará en cuenta para el desarrollo de la segunda fase, que contempla los planes de expansión.

7.4 Observaciones de COES SINAC

4.1 *En el Área de Lima se debería diferenciar entre las épocas de Avenida (verano) y Estiaje (invierno). En verano se acentúa más el problema de los reactivos, por lo tanto sus recomendaciones sobre la operación de las TG y restricción de mantenimientos en Lima deberían ser en ese sentido y no en un caso en general.*

R: De la observación del diagnóstico efectuado, la magnitud de la demanda de Lima hace que el problema quede un poco desacoplado del período de estudio. No obstante es probable que debido a la ausencia de mayores aportes hidráulicos en estiaje, el despacho térmico en Lima adquiera mayor presencia como resultado del despacho económico debido a lo cual el problema naturalmente no se manifiesta, pero no implica que no exista. Esta afirmación se probará en la revisión.

4.2 *En la época de avenida, en horas de mínima demanda no hay problema de tensión y se puede controlar como menciona CESI, pero en la época de estiaje se presentan problemas de sobretensión y se tiene que desconectar líneas de 220kV, con lo cual se crea otro problema de confiabilidad del sistema. Sobre este punto CESI debería también dar un análisis, ¿Se deberían desconectar las líneas o tener otras fuentes de compensación reactiva inductiva (reactores)?*

R: Se efectuará el análisis requerido, y se enunciarán las recomendaciones del caso.

4.3 *Del análisis de las curvas Q-V, muestra que para las Barras de Lima con una tensión de 0.95 p.u. se estaría llegando al punto de colapso de tensión, es decir tomando como tensión nominal 210 kV (1.0 p.u.) que es la tensión de operación en Lima, con 0.95 estaríamos en 200 kV la cual no es una tensión de colapso, por que en tiempo real hemos llegado hasta 191 kV sin ninguna unidad térmica en Lima. El resultado en la barra de Marcona es mas real, el cual menciona que con una tensión de 172 kV se llega al colapso (figura 2.6). Se debería revisar el análisis sobre los puntos de colapso en la Barras de Lima y validarlo con lo ocurrido en tiempo real.*

R: Las condiciones de validez de las curvas de colapso de tensión fueron discutidas durante la presentación, pero la discusión no fue incorporada en el reporte. Se ampliará el análisis en la revisión del reporte.

4.4 En el punto 4.1. Tensiones recomendadas para el SEIN por Áreas, dan unas tensiones de operación con unos márgenes de variación. No se especifica como obtuvo estos márgenes, por ejemplo, en Chimbote se dice que puede operar con $U=220\text{ kV} \pm 5\%$ (de 209 a 231 kV).

R: Para los requerimientos conocidos al momento de efectuar los estudios, se verificó que con una tensión de esa magnitud era posible obtener en las barras de menor tensión (138 kV) una tensión razonable de operación mediante la operación de los reguladores bajo carga de los transformadores de 220/138 kV. En apariencia no habría una limitación adicional.

4.5 En Chimbote se tiene un problema de fuertes variaciones de tensión y fluctuaciones de tensión (flicker) por la operación de los hornos de arco de SiderPerú (2x15 MVA + 2 x 7,5 MVA) y la baja potencia de cortocircuito en la barra y no se puede operar con una tensión menor de 215 kV. En la zona de Pisco 220 kV se encuentra conectada la Acería Pisco con dos hornos de arco de 24 MVA y se presentan los mismos problemas, por lo cual se limita la operación a un solo horno de arco por vez. ¿No sería factible que CESI recomendase la instalación de equipos de compensación reactiva con control por fase, a fin de atenuar el efecto de las variaciones de tensión y fluctuaciones de tensión (flicker) en ambas zonas.

R: Tomando en cuenta esta nueva información, se elaborará un análisis en concordancia con el empleado en las normas europeas, tal que ponga de relieve la necesidad de equipos adicionales de control en función de las características de control en el área y los requerimientos aplicables para el caso.

**4.6 En el punto 5. Procedimiento para el control manual de tensiones, en el Sistema de Lima Centro. Da una referencia de la distancia de colapso de tensión para los operadores:
 Σ Margen Reactivo Turbogás + 0.80 x Σ Margen de Reactivo en Huinco. Sería conveniente que detallara como se obtuvo esta expresión y bajo que condiciones se puede usar.**

R: Esta relación se obtuvo de manera empírica para diversos casos, relacionando las magnitudes relevantes que afectan al control de tensiones (el reactivo disponible en los generadores en 220 kV, que es fácil de controlar), con la distancia al colapso de tensiones. Se ampliará la explicación en la revisión del reporte.

4.7 El diagnóstico de compensación reactiva realizado por CESI para el área de Lima no está completo. En su informe no se aprecia ningún comentario acerca de las desconexiones de líneas por control de tensión en horas de mínima demanda.

R: De los resultados obtenidos a partir de la representación del sistema en el simulador, no parece evidente que estos problemas debieran presentarse. En consecuencia, para profundizar el diagnóstico será necesario la opinión de COES acerca de la representación de la demanda contenida en la Base de Datos en formato *.dz, y algunos casos de referencia en los que dicho episodio se ha producido.

4.8 Falta un mejor diagnóstico para el área Norte, ya que no se evidencian los problemas reales de falta de capacidad de los SVC de Trujillo y Chiclayo para los periodos de máxima y mínima demanda, ya que en determinados periodos se opera con tensiones de 235 kV. Tampoco se evidencian los problemas de control de tensión en la barra de Chimbote en los periodos de mínima demanda (en especial en estiaje), presentándose sobretensiones en 138 kV, por lo que las pocas unidades de la CH. Cañón del Pato que operan tiene que absorber reactivos capacitivos, disminuyendo de esta forma su torque sincronizante, predisponiéndola a problemas de estabilidad transitoria. Asimismo, en el periodo de máxima demanda para la época de estiaje en la barra de Chimbote se convierte en una barra de recepción, presentándose una gran caída de tensión ya que al disminuir la generación de Cañón del Pato y Carhuaquero el flujo por la L-2215 se incrementa, por lo que se tienen que conectar los bancos de condensadores de 13.8 kV de Chimbote. En consecuencia se debe evaluar mediante las curvas V-P y Q-V el punto de operación actual y cuan lejos del punto del colapso operamos.

R: El diagnóstico efectuado hasta el momento se refiere sólo la condición actual, con lo cual se determinan los márgenes posibles de operación en los nodos del sistema. No ha resultado de éste el problema que se menciona, pero se revisará en ocasión de la nueva versión. La falta de capacidad de los SVC y la necesidad de los equipos de compensación adicionales, es objeto del desarrollo de la Fase II que contempla el Plan de Compensación adecuado al Plan de Expansión del SEIN en el período de estudio. Los equipamientos necesarios serán recomendados para satisfacer las condiciones N y N-1 en todos los estados operativos analizados.

Complemento de la respuesta para la Revisión 1:

Un análisis para el estado de máxima demanda (Study Case Mx_06_C2), considerando un flujo de 200 MW desde Paramonga a Chimbote, con 3 unidades en servicio de Cañón del Pato, 1 unidad en Gallito Ciego y 2 unidades en Carhuaquero, demuestra que los recursos disponibles permiten mantener un perfil de tensiones próximos a 1 pu en el sistema de 220 y 138 kV, sin agotarse tales recursos.

Las 3 unidades de Cañón del Pato y las 2 de Carhuaquero operan prácticamente a la máxima potencia, de lo cual se desprende que el margen de reserva en la curva de capacidad es mínimo. Si el mismo despacho total se distribuye en Cañón por lo menos en 4 máquinas, los recursos de control de tensión se incrementarán.

Este estado de intercambio Paramonga – Chimbote es mayor al tolerado según los límites de transmisión informados por COES (≈ 170 MW), de modo que las conclusiones cobran mayor validez para los actuales límites de intercambio.

En estado de mínima carga no se observaron los fenómenos descritos, y en particular, el margen de estabilidad de las unidades de Cañón del Pato es amplio para bajos despachos como los que podrían ocurrir en mínima carga. Para la demanda y factor de potencia contemplada en estos estudios, los reactores disponibles y los recursos de control en los generadores lucen suficientes, como se afirma en el reporte.

4.9 Falta un mejor diagnóstico en la zona Centro, ya que las barras de Huayucachi y Huancavelica operan con tensiones de 236 kV, incrementándose aún más en los periodos de mínima demanda.

R: Huayucachi y Huancavelica no son nodos controlados, y sus tensiones dependen de Mantaro y la tensión en la zona Centro. El diagnóstico no busca auditar la operación habitual del sistema, sino investigar la causa de las anomalías detectadas y explorar otras modalidades operativas que conduzcan a un mejor control del perfil de tensiones en el SEIN. Como se observa en el caso de Carga Mínima suministrado en el archivo *.dz a

COES, Huayucachi presenta una tensión de 1.03 pu y Huancavelica 1.04 pu, controlando la barra de Mantaro en alrededor de 1.04 a 1.05 pu, incluso sin emplear el reactor en Independencia.

4.10 No se menciona nada acerca de la compensación inductiva de 30 MVAR de la línea L-2252 ubicado en el extremo de la S.E. Tingo María.

Esta compensación fue dimensionada de 30 MVAR cuando la línea L-2252 era una sola de aproximadamente 300 km desde Tingo María hasta Paramonga, sin embargo, al ingresar la SE Vizcarra a la mitad y con un SVC asociado a esta barra cambio el comportamiento de soporte de reactivos, quedando así la línea L-2252 con 150 km y sin embargo conectado siempre al mismo reactor. Para algunas condiciones operativas se ha apreciado que la tensión cae mucho, y cuando sale la línea L-2252 con el reactor asociado, se producen sobretensiones en el lado de Aguaytía.

Este comportamiento evidencia dos cosas, la primera: que el valor del reactor de la L-2252 en la S.E. Tingo María (30 MVAR) para este tramo de línea es excesivo, debiendo ser cambiado por uno de 20 MVAR (podría cambiarse con el de Guadalupe); y la segunda: que el reactor debería estar ahora conectado a la barra de Tingo María, para que al salir de servicio la línea L-2252 no desconecte el reactor. Anteriormente, el reactor estuvo conectado a la línea con una bobina Peteson en el neutro a tierra, con la finalidad de ayudar a disipar la corriente capacitiva de la línea en caso de falla monofásica y asegurar la extinción del arco para realizar un recierre exitoso; sin embargo, ahora que la línea es más corta y su efecto capacitivo es menor, se podría prescindir de esta bobina y conectar el reactor a la barra.

CESI no refiere nada respecto a lo mencionado, pero consideramos que es importante su diagnóstico respecto de este punto, ya que debería hacer algún planteamiento concreto.

R: Según el conocimiento de este Consultor, el citado reactor está asignado actualmente a la barra de Tingo María y es operable mediante interruptor (fuentes: esquema unifilar "SEIN21032006.dwg" en el sitio del COES, y también esquemas del ECP Fase I de esta subestación).

Los automatismos de enclavamiento de la desconexión de este reactor con la salida de línea L-2252 no han sido informados hasta el momento, y si operase como se informa este esquema de control de emergencia merecería una revisión.

4.11 Falta un mejor diagnóstico en la zona Sur, ya que las tensiones en las barras de todo el sur dependen mucho del flujo de potencia por la línea de la empresa Transmantaro (Línea Mantaro-Cotaruse-Socabaya) y la compensación en serie de éstas líneas. En periodos en los que, las ternas de la línea Mantaro-Cotaruse-Socabaya operan con mínimo flujo de potencia y se encuentran conectados los cuatro bancos de compensación serie, las tensiones en las barras de la zona sur aumentan considerablemente, por lo que para controlar éstos valores se recurre a sacar de servicio dos de los bancos (uno por línea); sin embargo esta acción para los fenómenos de estabilidad transitoria es perjudicial ya que alejamos electricamente el área sur incrementando los ángulos de los rotores de las máquinas de dicha área, disminuyendo su potencia sincronizante y predisponiéndolos a condiciones desfavorables de operación.

En el área sur-este, no se menciona nada sobre la operación de la CH. Machupicchu que opera absorbiendo reactivos en varios periodos del día,

lo cual evidencia la falta de compensación reactiva inductiva, lo cual ya fue sugerido en un estudio realizado por el COES en el año 2003.

En conclusión, el primer informe de CESI sobre el diagnóstico de compensación reactiva del SEIN lo consideramos preliminar y debe ser complementado, ya que a partir de esto, se identifican las zonas a estudiar en detalle y se encaminan las soluciones que se plantearán en el segundo informe.

- R: Una de las características de la compensación serie en las líneas es su capacidad autorregulante, de modo que si el tránsito de potencia es menor el aporte de potencia reactiva también se reduce. Por otra parte, un tránsito menor implica mayor generación en el área Sur, y por tanto mayores recursos activos para el control de tensión en esta zona.

Respecto de la estabilidad angular Centro-Sur, el caso de mínima demanda analizado en la base de datos *.dz cuenta con un tránsito de 2x53 MW desde Mantaro a Socabaya, con los 4 bancos de compensación en servicio; la tensión en Socabaya es de 1 pu y la de Mantaro 1.04 pu. Para este tránsito, el desfase angular neto entre Mantaro y Socabaya es de sólo 7 grados; si se dejan fuera de servicio 2 bancos de capacitores serie la desviación angular sube a 11 grados y con los 4 bancos fuera de servicio a menos de 15 grados. Esto permite deducir que la característica de operación de la línea está lejos de presentar un problema de estabilidad. En caso de que el tránsito fuera aún menor a 2x54 MW, la distorsión angular entre extremos será menor y la línea presentará un vínculo aún más rígido. La predisposición de ocasionarse problemas de oscilaciones de potencia en esta línea ya fue analizado por este Consultor con motivo del Estudio de Coordinación de las Protecciones Fase I (ECP), concluyendo que no se detectaron situaciones de pérdida de paso en esta línea aún con tránsitos mucho mayores.

Respecto del estado operativo de las unidades de Machupicchu, cabe destacar que las unidades de San Gabán presentan también problemas semejantes. No obstante, la operación de las unidades se encuentra dentro del área comprendida en la curva de capacidad, y para el estado operativo en el caso de mínima demanda se observa un margen de más de 3 veces en Machupicchu y superior a 15 veces en San Gabán (aún con una sola unidad), razón por la cual no se ha mencionado como un problema relevante.

Respecto del estudio de COES del 2003, tal vez no tuvo en cuenta la incorporación del actual reactor en Azángaro, que trae beneficios importantes desde el punto de vista operativo.

En conclusión, a menos que de la revisión por parte de COES de la Base de Datos surja la necesidad de una corrección importante en la distribución de la demanda o el factor de potencia contemplado en el área Sur, este Consultor considera que el diagnóstico del área Sur está completo.

4.12 Las pérdidas en el modelo (Archivo .dz entregado), da un valor de 236 MW para el día de estudio, la cual es relativamente alta (7.2% Aprox.)

R: Los resultados son los deducidos del modelo de estudios que habitualmente maneja COES. Como ejemplo, en el archivo "Demanda-Generación-06-Marzo-2006.xls" entregado por COES, la diferencia entre la generación y la demanda es de un 7.1 % para las 15:30hs; en el archivo "Demanda-Generación-11-Abr-2006.xls" la diferencia es un 6.86%, en el de "Demanda-Generación-04-Marzo-2006.xls" es del 7.08%. Tal vez se deba revisar en una primera aproximación las pérdidas shunt asignadas a las líneas de transmisión y de los transformadores.

7.5 Observaciones de LUZ DEL SUR

1) Primero:

Respecto a la recomendación de tener conmutadores bajo carga en 220 kV; para hacer efectiva esta recomendación y poder utilizar esta capacidad, todos los transformadores en una SET de 220/60 kV que operen en paralelo deberían estar equipados de esta manera. Esto implica un equipamiento cuya implementación tomará varios años y cuya inversión y costos relacionados a equipar los transformadores de 220 kV con conmutadores bajo carga deben estar reflejados en la tarifa.

R: La recomendación efectuada en el informe, tiene por objeto resaltar la conveniencia de disponer de este tipo de recurso a fin de orientar el reemplazo o la adquisición de nuevos equipamientos.

2) Segundo:

Con relación a la modificación de la posición de los TAPs de los transformadores de 220kV en las SETs Balnearios, Santa Rosa y San Juan les mencionamos lo siguientes:

En el caso de Balnearios y Santa Rosa (parte de un anillo) en el estudio se sugiere para la SET Balnearios una posición de Tap 0 y para la SET Santa Rosa la posición 1. Es necesario especificar en el caso de la SET Santa Rosa si se refieren a los transformadores de Luz del Sur o de Edelnor, ya que en el caso particular de Luz del Sur, el tener los transformadores de 220 kV con diferente posición de Taps entre Balnearios y Santa Rosa, generará redistribución del flujo de potencia en las líneas de 220 kV y 60 Kv que forman el anillo, incrementando los factores de utilización en estos, lo cual debe ser materia de un mayor análisis.

R: Los estudios tomaron en cuenta la información provista en la base de datos de COES en relación a las tomas fijas de los transformadores de 220/60 kV del área Lima Centro. De esta información se obtuvo que los transformadores de Santa Rosa, tanto de Luz del Sur como de Edelnor tenían la posición 1, y para Balnearios la posición 0.

Si bien los transformadores en Santa Rosa y Balnearios no están estrictamente en paralelo, debido a que la tensión de 220 kV en Balnearios es corrientemente más baja que la de Santa Rosa, y que el vínculo en 60 kV tampoco tiene las características de baja impedancia de un paralelo de barras, se observa que la diferencia de relación fuerza el flujo de potencia reactiva desde la barra de 60 kV de Balnearios a Santa Rosa, incrementando la carga de los transformadores en Balnearios.

Este aspecto del modelado se confirmará con COES para la Fase II.

7.6 Observaciones formuladas por ENERSUR

La conclusión general del estudio es la siguiente (Página 27 del Estudio):

Se concluye de los estudios desarrollados, que es posible abastecer la demanda en el SEIN en el rango de tensiones admisibles para los usuarios finales que contempla la NTCS, observando algunas pocas recomendaciones operativas en cuanto al control de los recursos disponibles para el control de tensiones, y modificando sustantivamente el concepto del despacho en el área de Lima para dar soporte local a los fuertes requerimientos de la demanda.

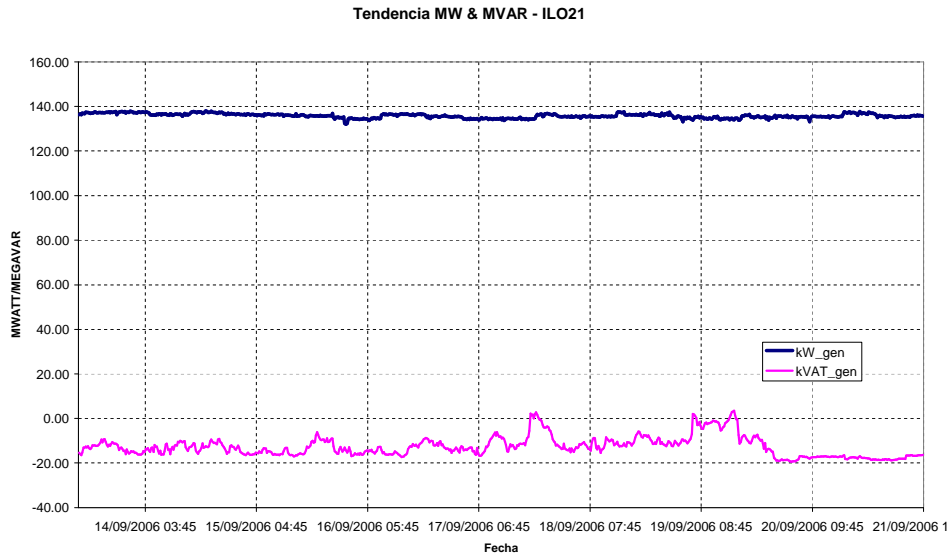
Específicamente Para el Área Sur del SEIN, recomienda las siguientes acciones (Página 23 del Estudio):

Aún así, es recomendable que los transformadores de 220/138 kV en Socabaya y Moquegua se operen en forma manual, procurando mantener la tensión en 220 kV próximo a 1 pu. Para ello, deben operarse las tomas para que la tensión en 138 kV de Moquegua sea de alrededor de 1.03 pu, y de 1.02 pu en Socabaya, requiriendo que los generadores de ILO1 y Santuario absorban la potencia reactiva necesaria. Si la tensión en 220 kV se incrementa, debe apelarse a la subexcitación de las unidades citadas.

Sin embargo las acciones recomendadas por CESI, son las que actualmente se ejecutan para mantener un control de las tensiones:

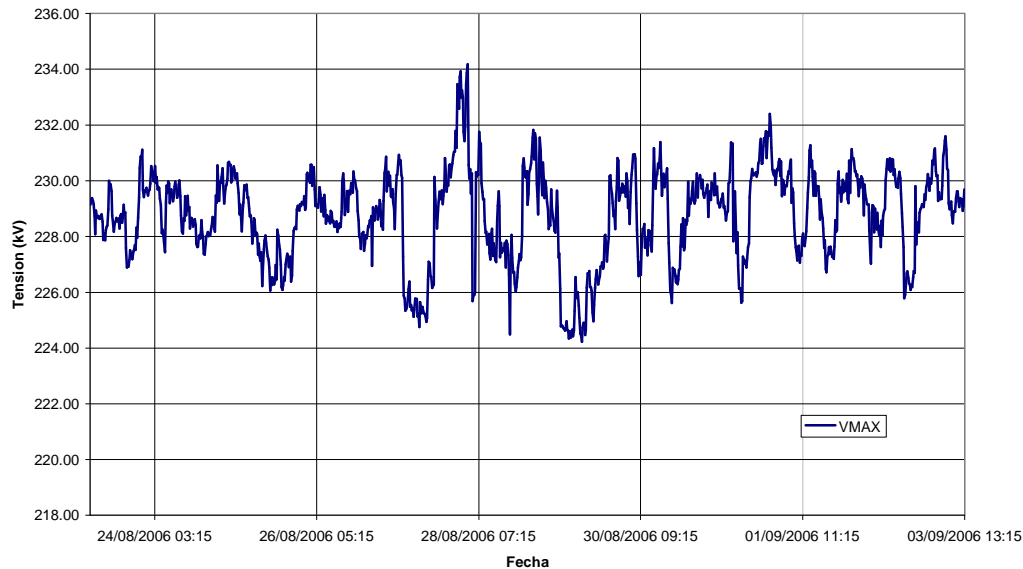
- El cambiador de TAPS de los autotransformadores de la S.E. Moquegua se opera en modo "manual".
- En la actualidad, la unidad ILO21 opera prácticamente en la totalidad del tiempo consumiendo potencia reactiva (sub-excitada), en valores muy cercanos a sus límites (-20.25 MVAR a plena carga).

El gráfico siguiente muestra valores promedio de 15 minutos de potencia activa y reactiva en bornes de la unidad ILO21.



A pesar de estas medidas las tensiones en la S.E. Moquegua superan los márgenes permitidos por las normas, llegando hasta 234 kV bajo condiciones "normales de operación", lo que obliga a la desconexión de líneas de transmisión, reduciendo la confiabilidad de la red de transmisión. En el gráfico siguiente se muestran las tensiones máximas en periodos de quince minutos en la barra de 220 kV de la S.E. Moquegua:

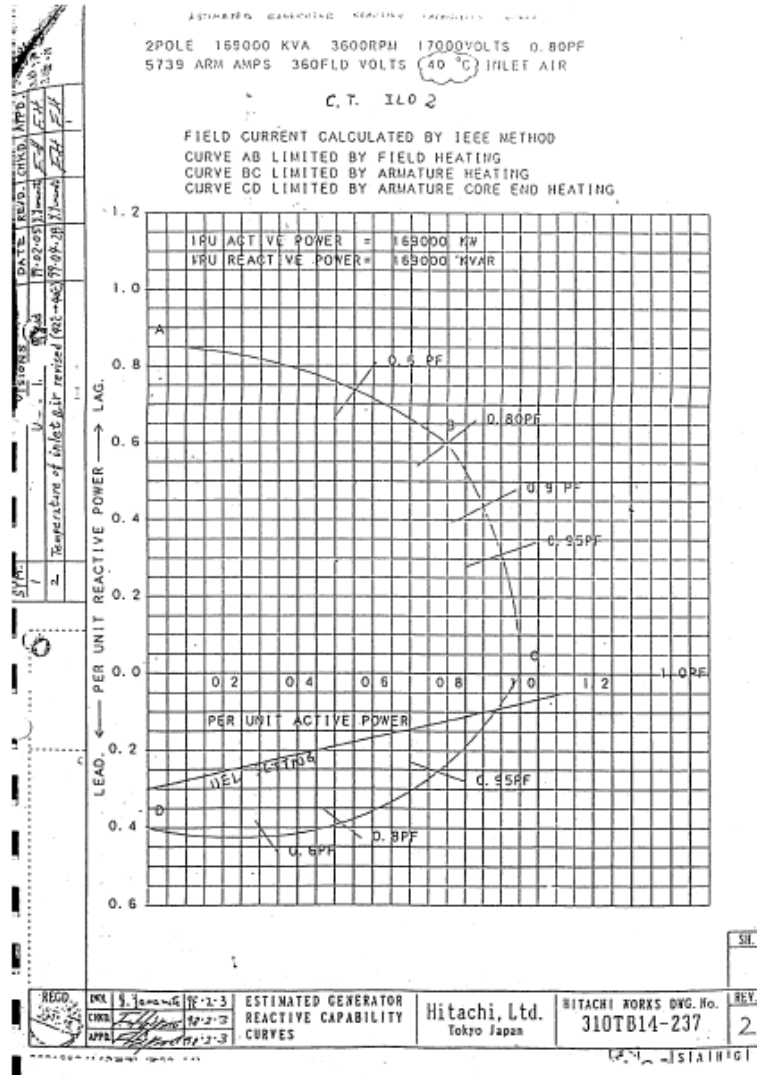
Tensiones S.E. Moquegua 220 kV



R: El modelo de estudios no refleja esta situación, por lo que habría que investigar las diferencias. Por lo pronto, sería conveniente confirmar si en la operación normal en horas de mínima carga, la barra de Mantaro opera en ≈ 1.04 pu (229 kV) como se ha supuesto en el estudio, y si los 4 reactores de compensación en Cotaruse están en servicio.

En el modelo de estudios se ha supuesto la operación de ILO2 con 135 MW x -7 MVar, y con el estado siguiente en las máquinas que aportan al sistema de 138 kV: ILO1 TV1 con 10 MW x -3 MVar, ILO1 TV4 con 22 MW x -10 MVar y Santuario está operando con 1 unidad con 13 MW x 0 MVar. El sistema Sur estaría absorbiendo del sistema Centro unos 104 MW x 18 MVar, y ≈ 25 MVar desde el sistema Sierra Sur. También se ha supuesto que los motores síncronos modelados en Mill Site y Botiflaca operan al mismo factor de potencia que en máxima carga, aunque en verdad podrían modular la excitación para absorber potencia reactiva en caso necesario.

En consecuencia, si el estado operativo de los nodos testigo y de los generadores mencionados coincide, sería recomendable confirmar el factor de potencia de la demanda para dilucidar las diferencias. En mínima demanda, el margen operativo de las unidades de Aricota, Santuario e ILO1, da lugar a suponer un margen suficiente de control de tensión.



Respecto del estado operativo de la unidad ILO2, se observa en la figura de arriba que la recta de intervención del limitador de subexcitación (UEL) restringe por lo menos a la mitad la capacidad de absorción de reactivo declarada en la curva de capacidad. Además, dicha limitación de la curva de capacidad responde a consideraciones térmicas relacionadas con el calentamiento del hierro en los extremos del estator, lo cual implica una tolerancia de cierto tiempo, siendo el margen de estabilidad en subexcitación aún mayor.

En consecuencia, se considera que la operación de la unidad próxima a sus límites no representa una condición anormal, excepto cuando el resto de las unidades en la Costa Sur no están en servicio, o éstas también han agotado sus límites de operación en la curva de capacidad en la región de subexcitación.

En adición a las acciones inmediatas recomendadas, que se vienen ejecutando en la S.E. Moquegua desde su puesta en servicio hace seis años, el estudio debe recomendar acciones de mediano y largo plazo para:

- No superar los niveles de tensión establecidos por las normas.
- No operar las unidades de generación sub-excitadas bajo condiciones "normales".
- No desconectar líneas de transmisión para controlar la tensión bajo condiciones "normales".

R: El estudio contemplará en la Fase II las acciones de mediano y largo plazo para no superar los niveles de tensión establecidos por las normas (o los que se convengan con COES en base a la realidad del sistema), ni desconectar líneas de transmisión para controlar la tensión bajo condiciones normales.

No obstante, se considera que la subexcitación de las unidades generadoras en condiciones normales debe ser considerada aceptable, por cuanto tal estado pertenece al régimen previsto en el diseño de tales unidades, y constituye un recurso genuino de control de tensión. No obstante, se considerarán los recaudos necesarios para el caso de contingencias que agoten la reserva disponible de control en los generadores.

7.7 Réplica de Observaciones EIT (CESI-COES) formuladas por REP

1.- Con relación a las respuestas a nuestras observaciones 2.5 y 2.13, donde CESI informa que las simulaciones en mínima demanda fueron realizadas desconectando los bancos de las distribuidoras de Lima (esto también se comprueba en el archivo dz), les sugerimos que estas simulaciones incluyan aquellos bancos de capacitores de la red de distribución de Lima que se mantienen operando en forma permanente.

R: Se ha desarrollado el análisis del caso de mínima y se ha preservado en la Base de Datos en el "Study Case Mn_06_C1" y documentado en la nueva sección 3.1.2.1.

2.- Estamos de acuerdo con las otras respuestas a nuestras observaciones.

R: Sin Comentarios