

ESTABILIDAD DE TENSION - ESQUEMA DE RECHAZO DE CARGA POR MINIMA TENSION EN EL SEIN

Roberto Ramirez Arcelles

COES-SINAC

10 de Noviembre del 2004

1. INTRODUCCION

A thick, horizontal yellow brushstroke underline that spans the width of the slide, starting from the left edge and extending to the right edge, positioned directly below the title.

2. ESTABILIDAD DE TENSION

A thick, horizontal yellow brushstroke underline that spans the width of the slide, starting below the title and extending to the right edge.

ESTABILIDAD DE SISTEMAS DE POTENCIA



Estabilidad Angular

Estabilidad de Tensión

Dinámica de las maquinas Curva P- δ

Curvas PV/QV Dinámica de las cargas

Perturbaciones

Estabilidad Transitoria

Estabilidad Permanente

Métodos de Energía
Métodos de Simulación

Método de Eigenvalores

Medidas para el
mejoramiento

Estabilizadores
(PSS)

Colapso de Tensión

Compensación Reactiva

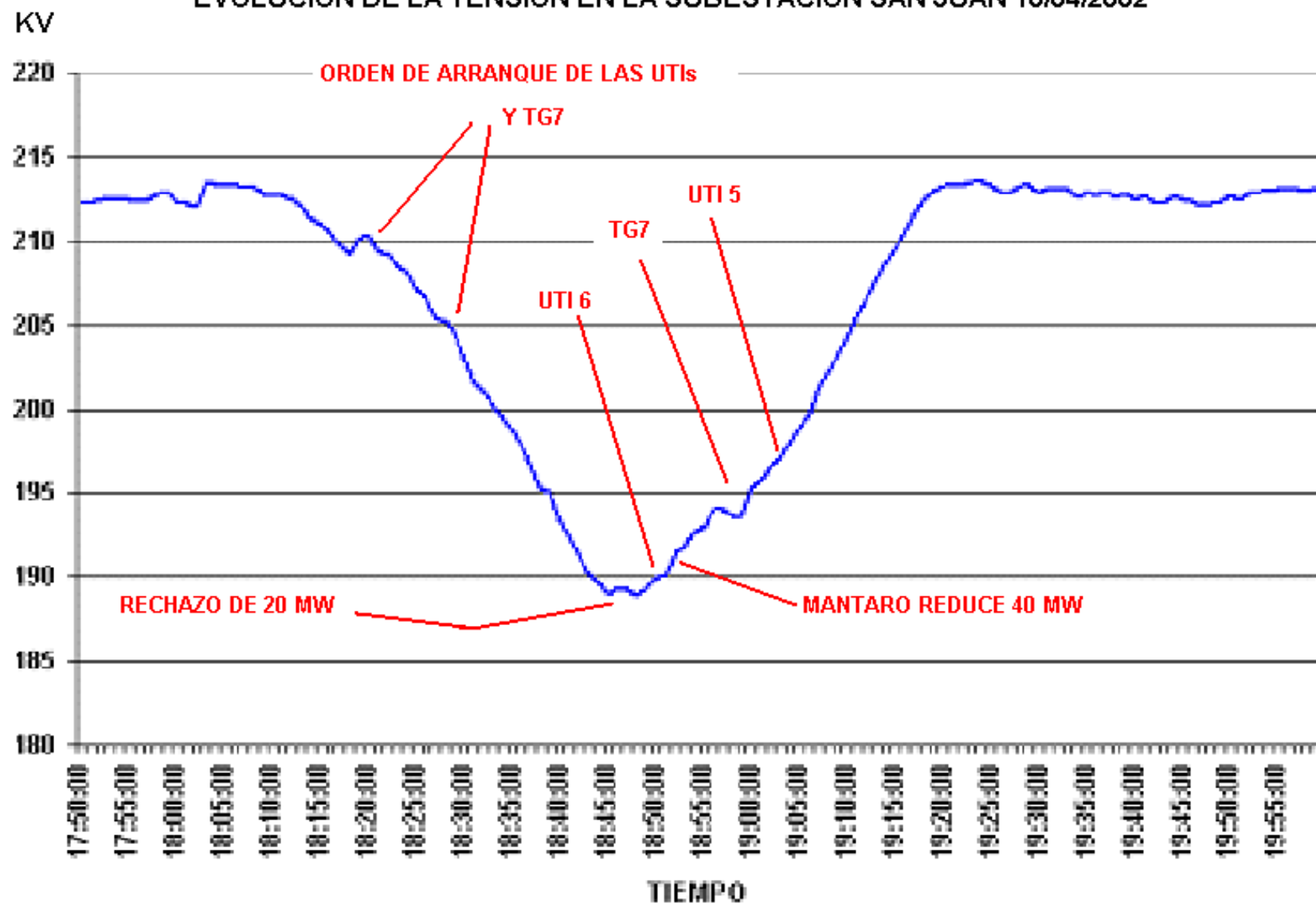
2.1 DEFINICIONES Y CONCEPTOS

Es la habilidad del SEP de mantener tensiones estacionarias aceptables en todas las barras del sistema bajo condiciones normales de operación y después de haber sido sometido a una perturbación.

⚡ Un sistema ingresa a un estado de inestabilidad de tensión cuando una perturbación, un incremento en la demanda de la carga, o un cambio en la condición de operación ó topología del sistema, provoca una progresiva e incontrolable caída en la tensión.

⚡ El factor principal causante de la inestabilidad es la incapacidad del SEP para satisfacer la demanda de potencia reactiva. El centro del problema es usualmente la caída de tensión que ocurre cuando la potencia activa y reactiva fluyen a través de la reactancia inductiva asociada con la red transmisión [1].

EVOLUCION DE LA TENSION EN LA SUBESTACION SAN JUAN 10/04/2002



⚡ Un criterio práctico de estabilidad de tensión es “para una condición de operación dada, la magnitud de la tensión de una barra debe incrementarse cuando se inyecta potencia reactiva en esta barra”. En tal sentido, un sistema tiene inestabilidad de tensión si, para al menos una barra del sistema la tensión disminuye cuando la inyección de potencia reactiva en la misma barra aumenta.

⚡ La caída de tensión sostenida que explica la inestabilidad de tensión ocurre donde la estabilidad del ángulo del rotor no es el problema. Por lo tanto, la inestabilidad de tensión es esencialmente un fenómeno local; sin embargo sus consecuencias pueden tener un impacto que puede extenderse o propagarse.

2.2 FACTORES QUE CAUSAN INESTABILIDAD DE TENSION

- ☒ **Aumento de la carga.**
- ☒ **Cargas del tipo motor de inducción en subtensión.**
- ☒ **Generadores distantes de los centros de carga.**
- ☒ **Niveles bajos de tensión de generación de las centrales.**
- ☒ **Insuficiencia de compensación reactiva en la carga.**
- ☒ **Restablecimiento de la carga via operación de transformadores con cambiadores de tomas bajo carga (ULTC).**
- ☒ **Pérdida de bancos de capacitores.**

2.3 MEDIDAS DE CONTROL

- ☒ **Aplicación de equipos de compensación reactiva (compensadores síncronos y/o estáticos, banco de capacitores, etc.)**
- ☒ **Control de tensión en las barras de alta de las centrales.**
- ☒ **Control del cambio de tap en los transformadores con cambiadores de tomas bajo carga (ULTC).**
- ☒ **Control coordinado de tensión.**
- ☒ **Rechazo de carga por mínima tensión.**

3. ENFOQUE-METODOS DE ANALISIS



3.1 ENFOQUE CUASI-ESTATICO

Aún cuando el problema de estabilidad de tensión es de naturaleza dinámica, puede simplificarse y modelarse desde el punto de vista de régimen permanente (análisis cuasi-estático).

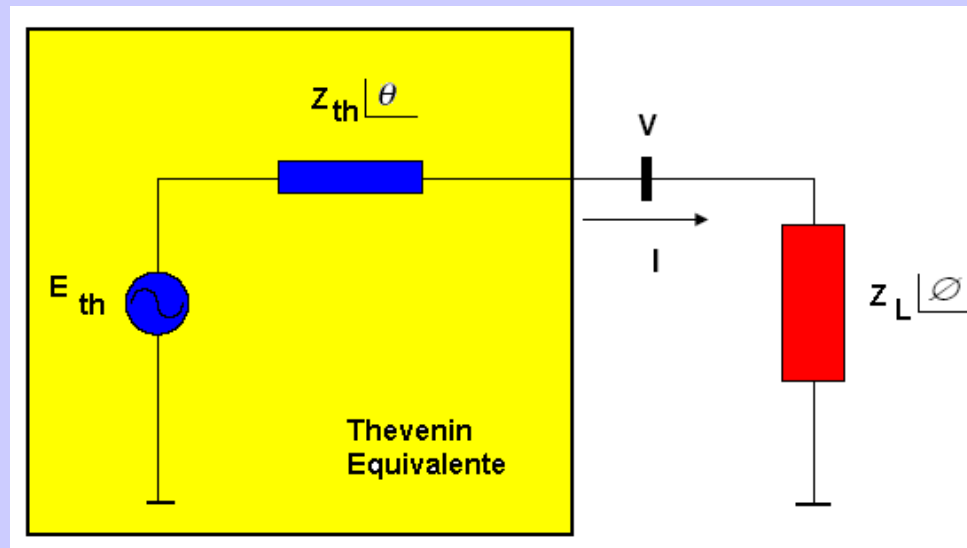


Figura 1. Equivalente en una barra de carga del sistema.

El comportamiento de la tensión en la carga (V), la corriente (I) y la potencia activa (P) en función de la relación (Z_{th} / Z_L) se muestra en la Figura 2.

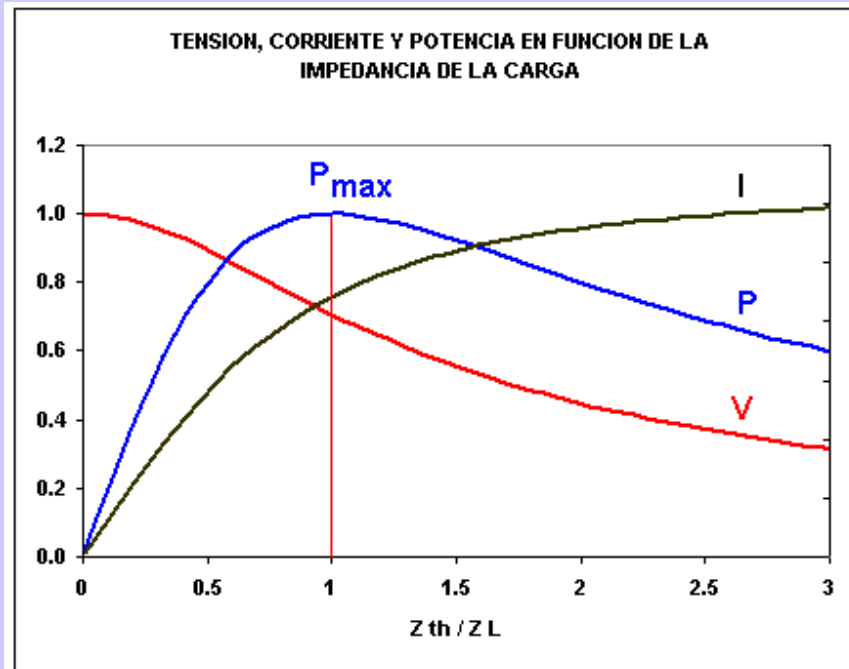


Figura 2. Comportamiento con carga variable a factor de potencia constante

3.1.1 Curvas P - V

Un modo claro e intuitivo de entender el fenómeno de estabilidad de tensión en un sistema eléctrico de potencia se logra utilizando las curvas P - V. En la Figura 3 se muestra una curva típica P - V (curva de la nariz) que muestra la evolución de la tensión en la barra cuando la potencia se incrementa.

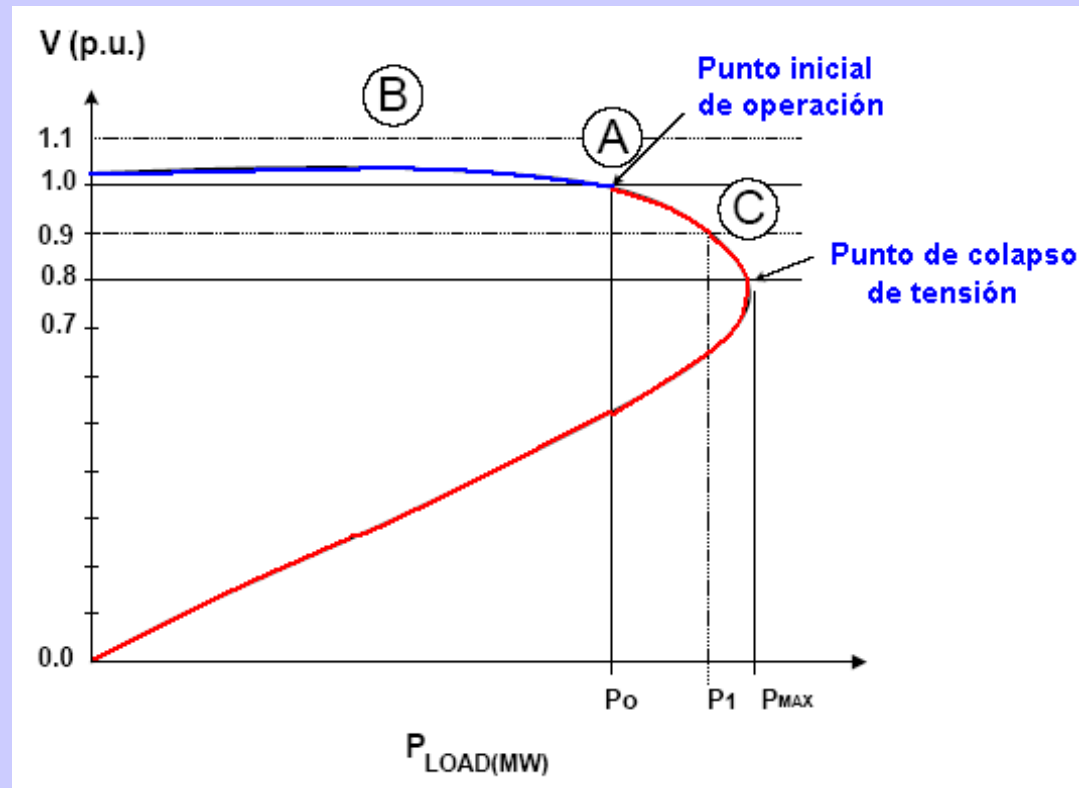


Figura 3. Curva típica P - V

En las Figuras 4 y 5 se aprecia el efecto del factor de potencia de la carga y la potencia de cortocircuito en la barra de carga sobre la regulación de tensión y sobre el punto de colapso.

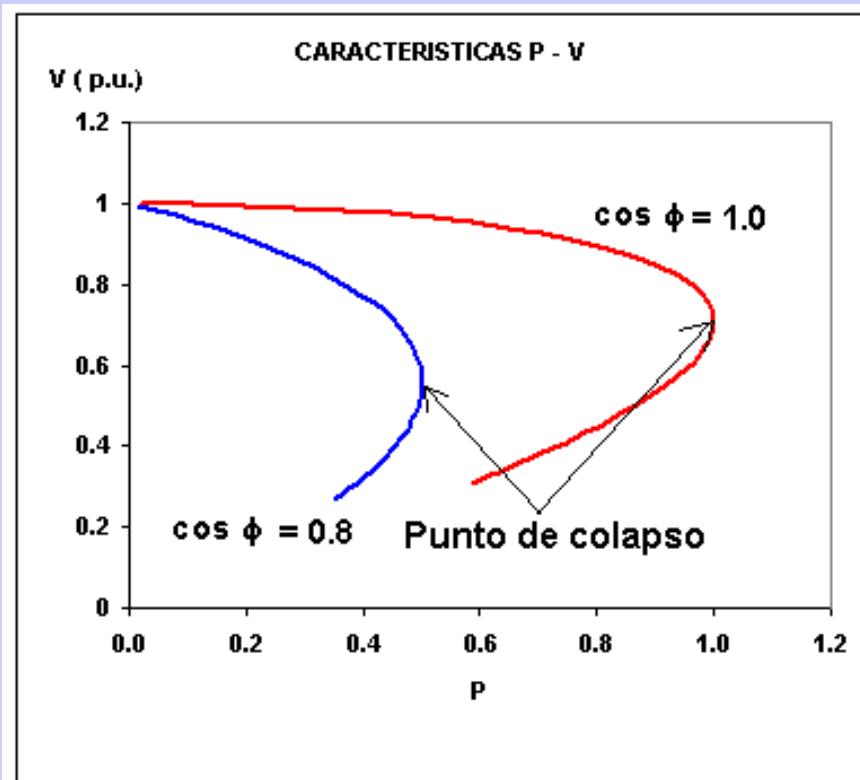


Figura 4. Comportamiento de la tensión en función de la potencia

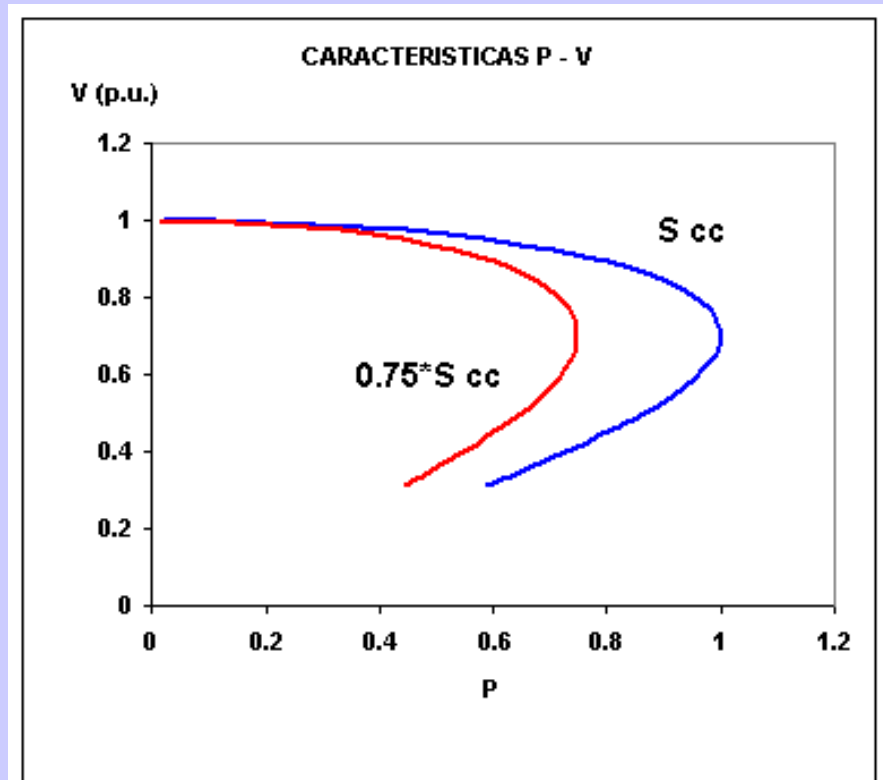


Figura 5. Comportamiento de la tensión en función de la potencia

3.1.2 Curvas V - Q

En la Figura 6 se muestra una curva V – Q típica, en la que se indica el punto de colapso (mínimo).

Si el mínimo esta por debajo del eje horizontal, la barra o el sistema tiene un margen de potencia reactiva (margen de estabilidad de tensión).

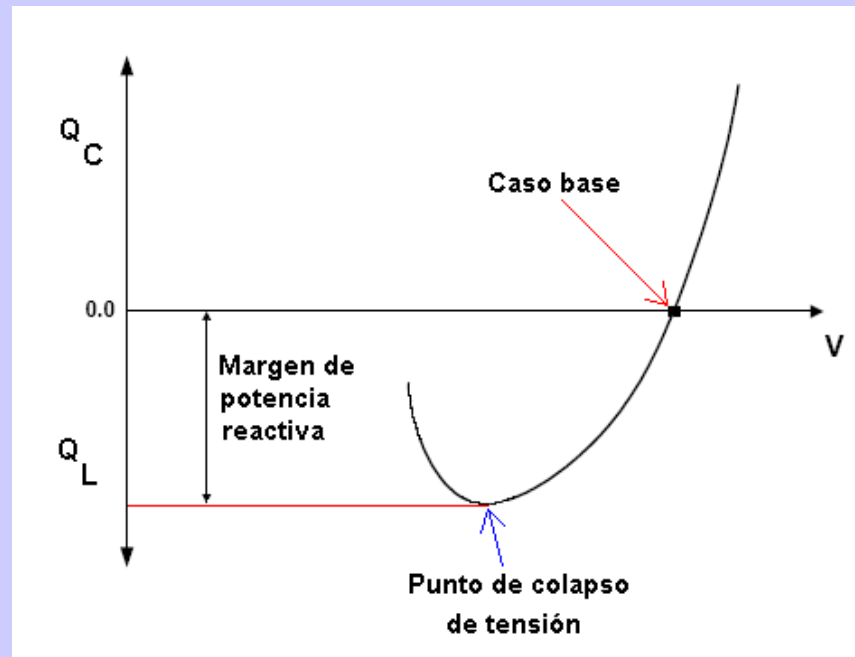


Figura 6. Curva típica V – Q

3.1.3 Factores de sensibilidad

Los factores de sensibilidad se pueden obtener mediante los vectores propios derechos de la matriz Jacobiana del modelo algébrico-diferencial linealizado del sistema. Dan una buena idea del efecto sobre la tensión al realizar acciones de control en la potencia reactiva y en la potencia activa en las barras de carga del sistema bajo estudio.

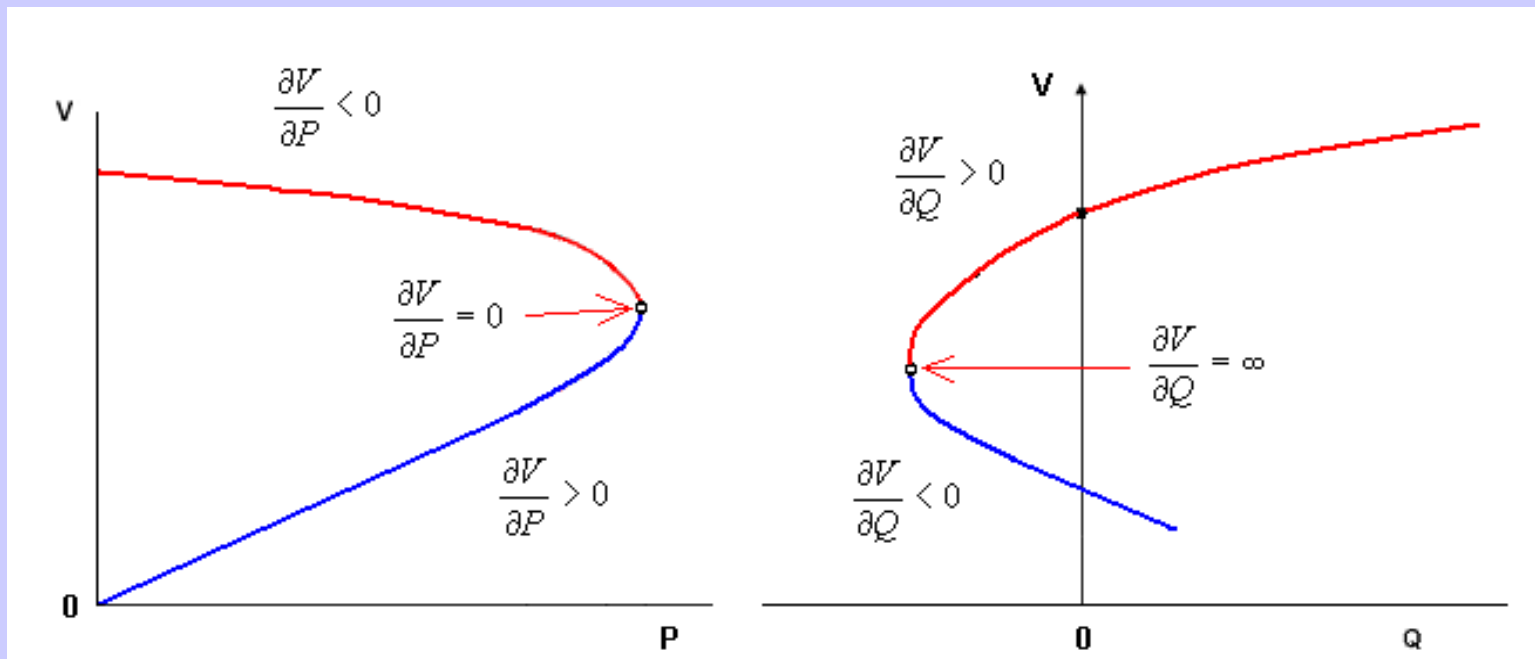


Figura 7. Factores de sensibilidad

3.2 ENFOQUE DINAMICO

Para estimar la cronología del fenómeno de estabilidad de tensión (ET) se utilizan herramientas de simulación en el dominio del tiempo: programas de estabilidad transitoria de media y larga duración [9, 10].

Estas herramientas dinámicas deben tener modelos apropiados para los limitadores de sobreexcitación, cargas y el comportamiento de los transformadores con conmutadores (cambiadores) automáticos de tomas. Los márgenes de ET calculados usando herramientas diferentes deberían ser muy cercanos.

Por los altos requerimientos de tiempo de CPU en las simulaciones en el dominio del tiempo (corridas de 5 minutos o más), es impráctico calcular de esta manera los márgenes de ET para todos los casos de contingencia. Un método práctico es usar una herramienta cuasi-estacionario para calcular los márgenes de ET, para el caso base y todos los casos de contingencia, luego usar la simulación en el dominio del tiempo solo para determinar la cronología de la inestabilidad de tensión, en algunas contingencias que resulten críticas.

3.3 METODOS DE ANALISIS

Estáticos, basados en las ecuaciones de flujo de potencia y del análisis de las características P- V y Q - V.

Estabilidad de tensión a una pequeña perturbación, linealizando el modelo algébrico-diferencial y obteniendo los factores de sensibilidad.

Estabilidad transitoria de tensión, mediante simulaciones completas en el dominio del tiempo, que puede ser de media (período de análisis: algunos minutos, acción de los ULTCs, acción de los limitadores de sobre y sub excitación, intervención del operador que siempre es posible) y de larga duración (período de análisis: decenas de minutos a horas, sistemas de protección, CAG, control coordinado de tensión, intervenciones del operador).

4. ESQUEMA DE RECHAZO DE CARGA POR MINIMA TENSION DEL SEIN



De acuerdo a la Norma Técnica de Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (NTOTR) el COES debe realizar estudios y proponer esquemas de rechazo de carga para evitar inestabilidad angular y/o de tensión del sistema.

4.1 METODOLOGIA

En la Figura 8 se esquematiza la metodología utilizada para el análisis del esquema de rechazo de carga por mínima tensión para el año 2005.

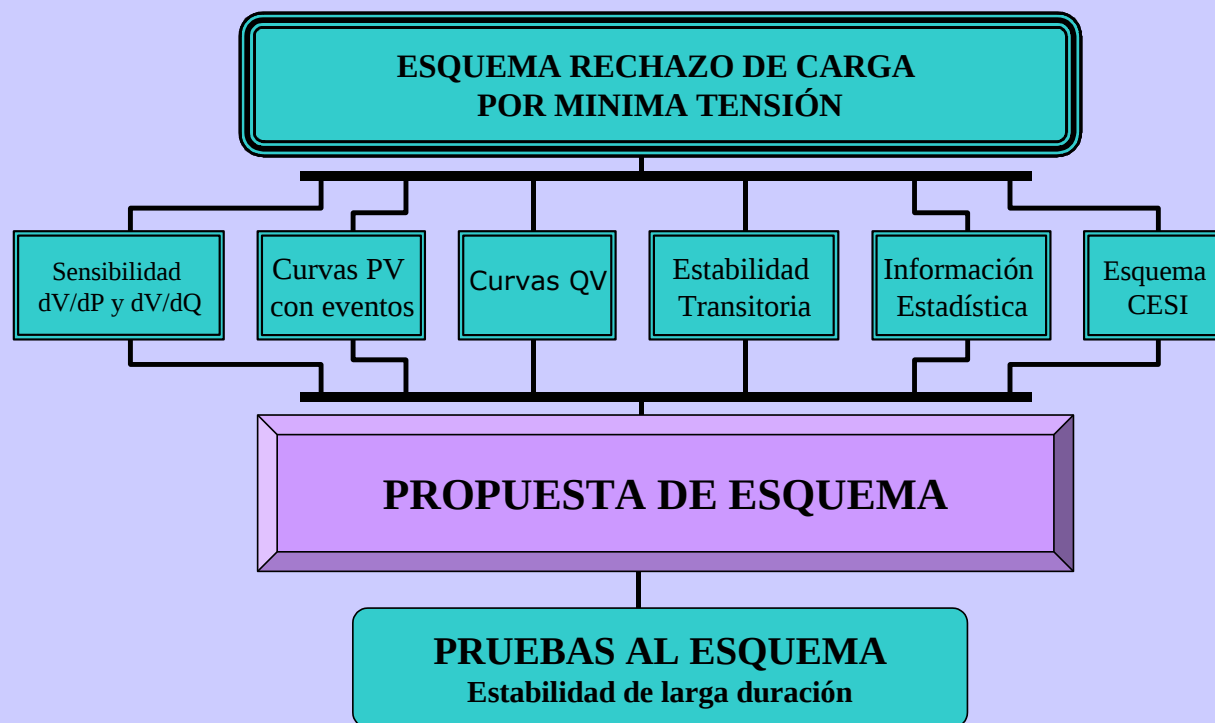


Figura 8. Metodología de Evaluación del Esquema RCMT

4.2 MODELO DEL SEIN Y EVENTOS SIMULADOS

Se ha utilizado el modelo elaborado por el COES y utilizado en sucesivos estudios [11 y 12]. Se ha incluido un modelo para los cambiadores automáticos de tomas de los transformadores de distribución 60/10 kV del área de Lima.

Se monitorean las tensiones en 220 kV de las subestaciones de Lima y Sur Medio.

EVENUTO	DESCRIPCIÓN	EQUIPO
1	SAN JUAN - POMACOCCHA 1 A 220 kV	Ine POM_SAN_21
2	SAN JUAN - POMACOCCHA 1 Y 2 A 220 kV	Ine POM_SAN_21 y 22
3	CAMPO ARMIÑO - POMACOCCHA A 220 kV	Ine CAM_POM_21
4	CAMPO ARMIÑO - INDEPENDENCIA A 220 kV	Ine IND_CAM_21
5	CAMPO ARMIÑO - HUAYUCACHI A 220 kV	Ine CAM_HYU_21
6	INDEPENDENCIA - SAN JUAN A 220 kV	Ine IND_SAN_21
7	CALLAHUANCA1 - CHAVARRIA A 220 kV	Ine EDE_CHA_21
8	CALLAHUANCA1 - CALLAHUANCA2 A 220 kV	Ine EDE_CAL_21
9	Transformador de Chavarria	tr3 cha_2673
10	Central Huinco	grupos huin1,2,3 y 4
11	Central Ventanilla	grupos vent_c y vent_d
12	Central Westinghouse	grupo westing

Figura 9. Eventos simulados para la evaluación del esquema RCMT

4.3 RESULTADOS DE LA EVALUACION

4.3.1 Análisis de Sensibilidad

Vectores dV/dP

La zona Sur Medio es la que presenta barras de carga en las cuales estos coeficientes asumen los mayores valores.

Es importante aclarar que algunas subestaciones tienen un efecto en tensión importante; sin embargo, por requerimientos de canales de comunicación entre las subestaciones de 220 kV y las subestaciones mencionadas, estas cargas pueden no ser incluidas en el esquema de rechazo de carga por mínima tensión.

Vectores dV/dQ

Las subestaciones que tienen los mayores valores dV/dQ , son las que presentan mayor aporte a la recuperación de la tensión, por lo tanto son las subestaciones que deben tener mayor prioridad cuando se pretenda llevar a cabo la instalación de equipos de compensación de potencia reactiva. La zona Sur Medio es la que presenta barras de carga en las cuales estos coeficientes asumen los mayores valores.

4.3.2 Cálculo de curvas P-V

Se ha construido las curvas P-V para el caso base (estiaje año 2004) y para cada una de 12 indisponibilidades planteadas, para:

-  Identificar las contingencias más críticas en el sistema, que pueden acercar el punto de operación al punto de colapso de tensión.
-  Estimar el margen del área con respecto al punto de colapso de tensión y evidenciar las subestaciones más propensas a evidenciar el colapso para el área de Lima y Sur Medio.

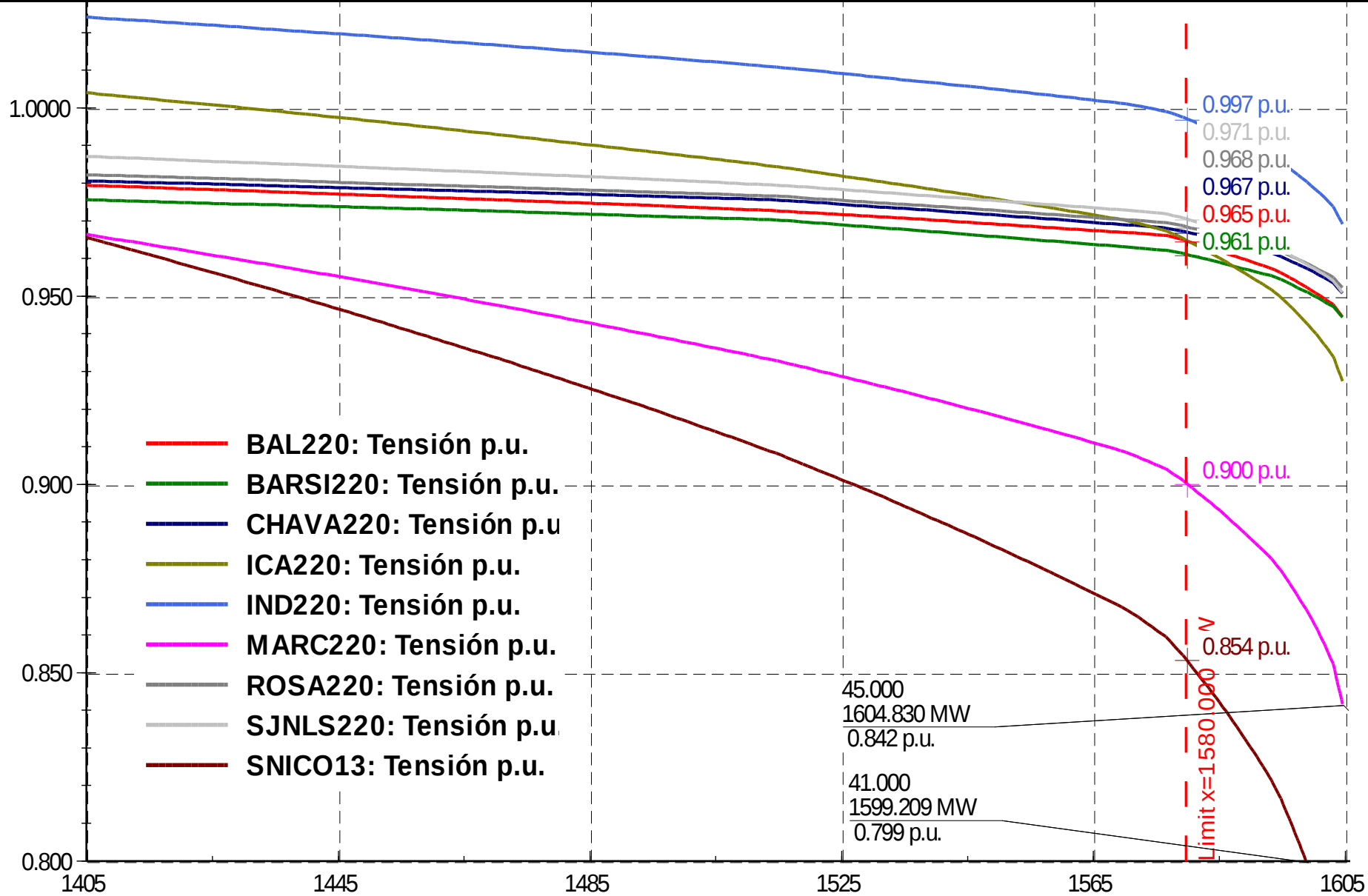
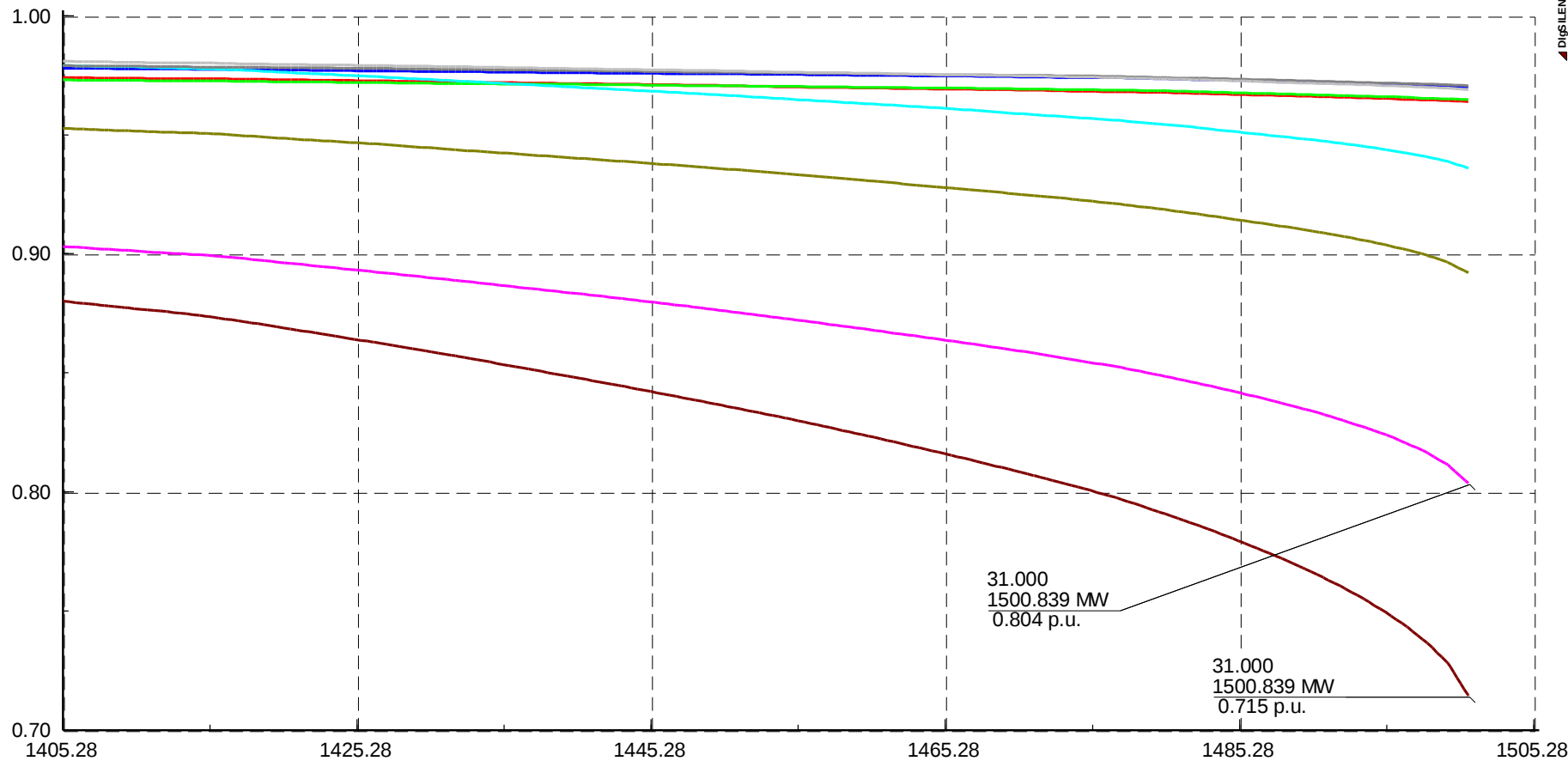


Figura 10. Curva P-V Caso Base

En la Figura 10 se presenta la curva P-V obtenida para el caso base (con todos los equipos del SEIN disponibles). Se puede observar que:

-  **Partiendo de 1405 MW como potencia inicial, la máxima carga soportada por el área de Lima es de 1604 MW (punto de colapso), siendo el margen de cargabilidad del sistema es de 199 MW (14.1%).**
-  **Cuando la carga total del área de Lima llega a 1580 MW, las tensiones inician una caída drástica hacia el punto de colapso. Se puede establecer que las tensiones mínimas aceptables para las subestaciones San Nicolás y Marcona, antes del inicio del fenómeno de colapso de tensión son 0.85 p.u. y 0.90 p.u. respectivamente.**



x-Axis: U_P-Curve: Total Load of selected loads in MW

- BAL220: Voltage, Magnitude in p.u.
- BARS220: Voltage, Magnitude in p.u.
- CHAVA220: Voltage, Magnitude in p.u.
- ICA220: Voltage, Magnitude in p.u.
- IND220: Voltage, Magnitude in p.u.
- MARC220: Voltage, Magnitude in p.u.
- ROSA220: Voltage, Magnitude in p.u.
- SJNLS220: Voltage, Magnitude in p.u.
- SNICO13: Voltage, Magnitude in p.u.

Figura 11. Curva P-V Evento 4 (indisponible la LT Campo Armiño-Independencia)

CASO	BASE	EV_1	EV_2	EV_3	EV_4	EV_5	EV_6	EV_7	EV_8	EV_9	EV_10	EV_11	EV_12
BAL220	0.944	0.940	0.935	0.947	0.964	0.935	0.939	0.945	0.946	0.946	0.951	0.950	0.947
BARSI220	0.944	0.944	0.944	0.947	0.965	0.934	0.940	0.940	0.944	0.940	0.946	0.946	0.945
CHAVA220	0.951	0.950	0.949	0.953	0.970	0.940	0.946	0.947	0.950	0.948	0.951	0.952	0.951
ICA220	0.927	0.930	0.930	0.928	0.892	0.917	0.933	0.939	0.934	0.941	0.962	0.943	0.942
IND220	0.969	0.968	0.964	0.968	0.936	0.960	0.971	0.976	0.972	0.978	0.990	0.977	0.977
MARC220	0.842	0.853	0.863	0.848	0.804	0.831	0.856	0.864	0.859	0.867	0.908	0.876	0.874
ROSA220	0.952	0.951	0.949	0.955	0.971	0.943	0.948	0.950	0.952	0.951	0.950	0.955	0.951
SJNLS220	0.951	0.946	0.940	0.953	0.969	0.941	0.945	0.951	0.952	0.952	0.956	0.956	0.953
SNICO13	0.758	0.784	0.811	0.774	0.715	0.748	0.786	0.800	0.794	0.803	0.879	0.823	0.820

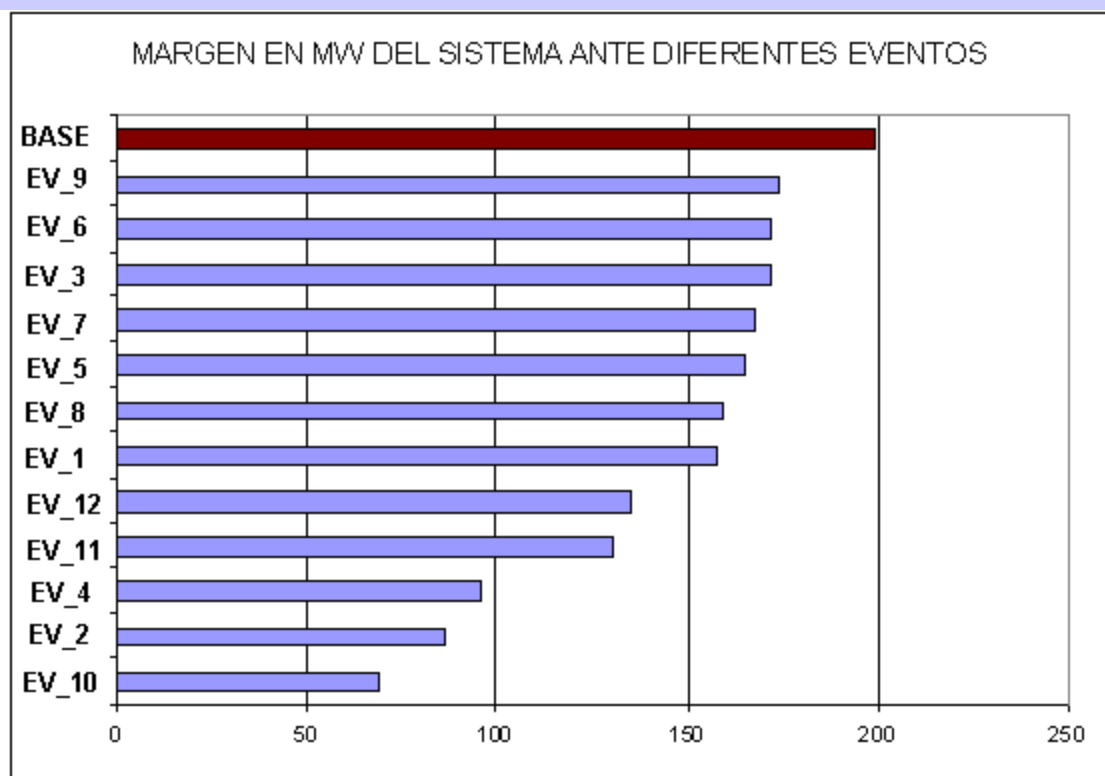
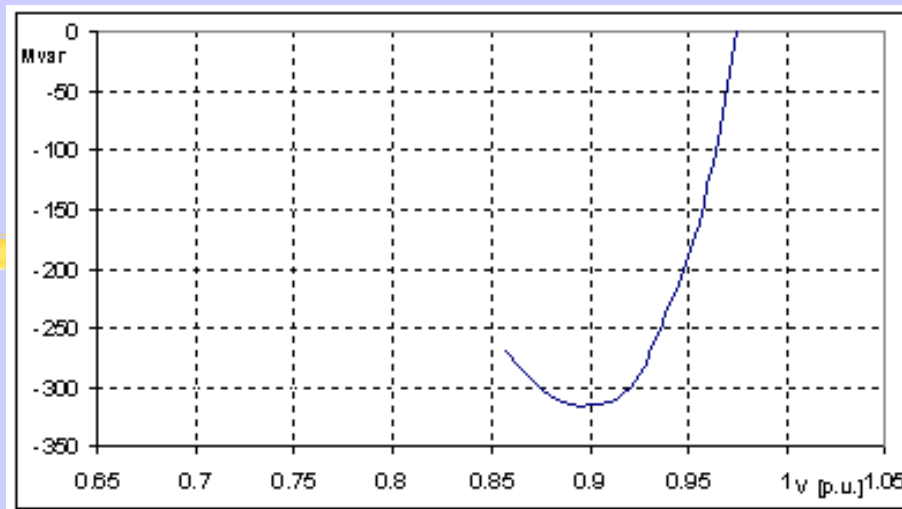


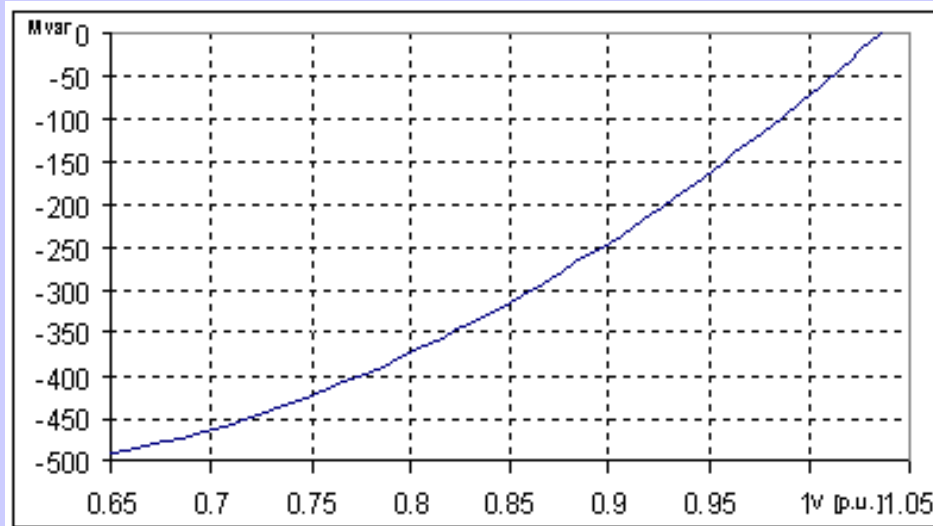
Figura 11. Margen de cargabilidad de Lima y mínima tensión

4.3.3 Cálculo de curvas Q - V

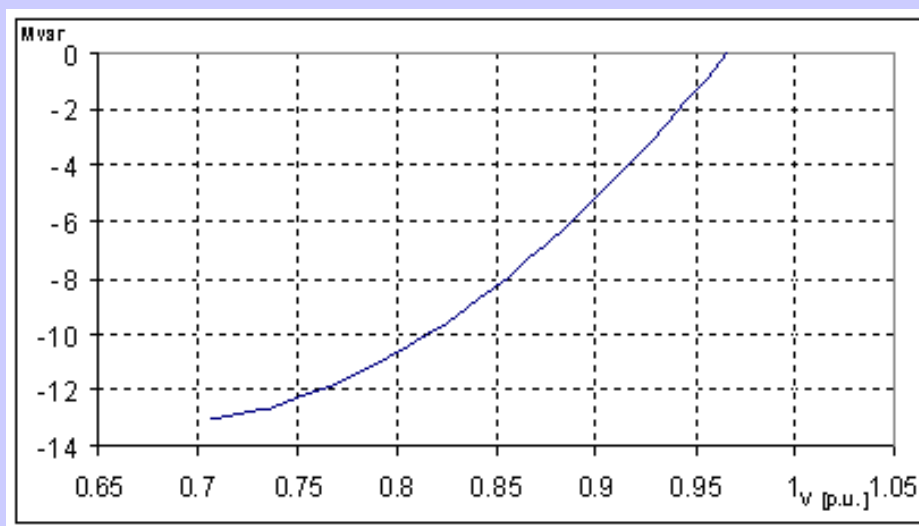
Las curvas Q-V permiten identificar para el caso base, el margen de potencia reactiva para las diferentes subestaciones antes de llegar a la condición de colapso de tensión.



Subestación Balnearios



Subestación Marcona



Subestación San Nicolás

Figura 12. Curvas $V - Q$

4.3.4 Análisis de estabilidad transitoria

En la figura 13 se presenta la respuesta de estabilidad transitoria del sistema ante la contingencia de pérdida de todas las unidades de generación de Huinco, que es la contingencia mas crítica desde el punto de vista de control de tensión. Se observa como al final de los 20 segundos de simulación, las tensiones en las subestaciones del área de Lima quedan en valores cercanos a 0.93 p.u.

Los resultados muestran que ante ninguna de las contingencias simuladas, las tensiones quedan en valores menores, como para que se requiera realizar desconexión de carga para recuperarlas.

Solo los eventos 11 y 12 provocan un desbalance Generación-Demanda que provoca la operación del esquema de rechazo de carga por mínima frecuencia.

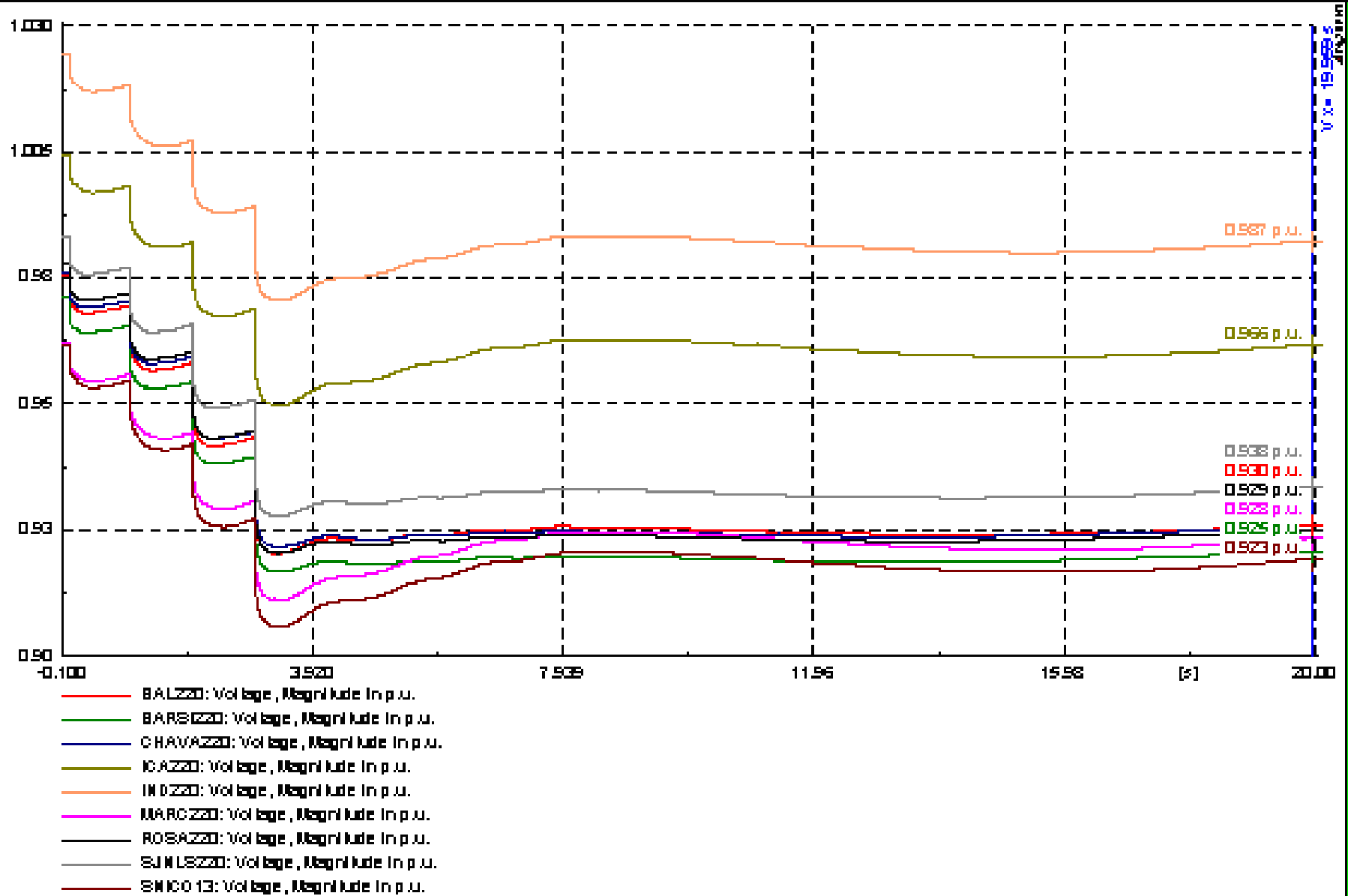


Figura 13. Simulación Disparo de la C.H. Huinco

4.3.5 Análisis de la información estadística

Tiene como objetivo mostrar los valores normales de tensión en las principales barras de 220 kV de la zona de Lima. Los valores propuestos como ajuste en los esquemas de rechazo de carga por mínima tensión deben estar lo suficientemente alejados de los valores de operación normal, con el fin de prever un adecuado margen.

En la S.E. San Juan, el 96% del tiempo la tensión se encuentra entre 206 y 218 kV; no se presentan tensiones por debajo de 200 kV (0.909 p.u.).

En la S.E. Santa Rosa, el 97% del tiempo la tensión se encuentra entre 203 y 218 kV; no se presentan tensiones por debajo de 197 kV. (0.895 p.u.).

En la S.E. Chavarria, el 96% del tiempo la tensión se encuentra entre 200 y 218 kV; no se tienen tensiones por debajo de 197 kV (0.895 p.u.).

En la S.E. Balnearios, el 99% del tiempo la tensión se encuentra entre 203 y 218 kV; no se presentan tensiones por debajo de 203 kV. (0.92 p.u.)

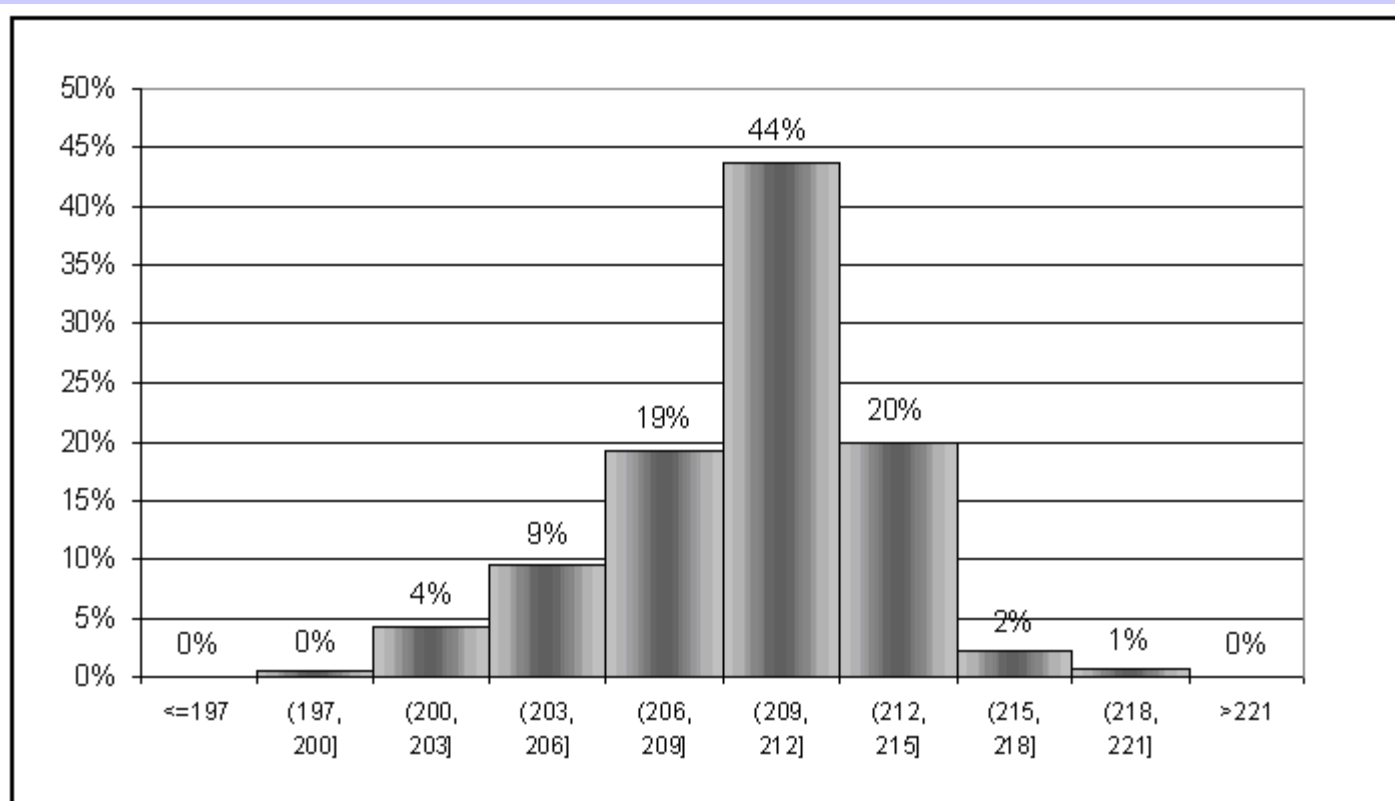


Figura 14. Tensiones en CHAVARRÍA (21960 datos tomados cada minuto)

4.4 ESQUEMA PROPUESTO

UMBRAL DE AJUSTE DE LA FUNCIÓN DISPARO POR MINIMA TENSIÓN

Para definir el umbral de tensión se tiene en cuenta:

- ☒ Las tensiones normales de operación de las subestaciones, tomada de la información estadística presentada.
- ☒ Las tensiones obtenidas en las simulaciones de estabilidad transitoria, buscando no tener operaciones de los esquemas durante la ocurrencia de contingencias sencillas.
- ☒ Las tensiones mínimas aceptables obtenidas de las curvas P-V y Q-V, que deben estar lo suficientemente alejadas del punto de colapso de tensión. Desde el punto de vista de seguridad el sistema requiere tensiones seguras luego de una contingencia importante.

TIEMPO DE RETARDO

En la selección del tiempo de retardo para cada etapa del esquema tiene en cuenta que:

- ☒ El esquema no debe operar durante contingencias sencillas en el sistema de Generación y/o Transmisión, condición que se puede identificar a partir de las simulaciones de estabilidad transitoria para las doce contingencias estudiadas.
- ☒ El esquema no debe operar durante oscilaciones electromecánicas de baja frecuencia, en el SEIN pueden llegar a tener una frecuencia mínima de oscilación de 0.5 Hz (periodo de 2 s), por lo tanto las temporizaciones seleccionadas para el esquema deben ser superiores o iguales a 2 s.

- 
- ⏏ **Los tiempos de las etapas mas rápidas deben ser mayores a los utilizados (150 ms) en el esquema de Rechazo de Carga por Mínima Frecuencia.**
 - ⏏ **Se debe considerar un retardo diferente para todas las etapas y así garantizar selectividad en el rechazo de carga y tener una recuperación secuencial de las tensiones. De esta manera se busca rechazar solamente la carga necesaria, evitando tener problemas de sobretensión luego de la actuación de varias etapas simultaneas.**

Subestación	Equipos a Desconectar	AJUSTES						CARGA MAXIMA [MW]
		Etapa 1		Etapa 2		Etapa 3		
		Ajuste V [p.u.]	Retardo [s]	Ajuste V [p.u.]	Retardo [s]	Ajuste V [p.u.]	Retardo [s]	
CHAVARRIA	3 Transformadores 60/10 <u>kV</u>	0.920	10	0.900	5			55
	Circuitos a Infanta y Naranjal					0.920	20	61
BARSÍ	2 Transformadores 60/10 <u>kV</u>	0.925	12	0.900	7			27
	Circuito a Industrial					0.920	22	19
BALNEARIOS	Circuitos a Barranco	0.920	14	0.900	9			37
	3 Transformadores 60/10 <u>kV</u> a Cuartel					0.920	24	56
SANTA ROSA	Circuitos a Canto Grande y <u>Jicamarca</u>	0.920	18					40
SAN JUAN	Transformador 60/10 y circuitos a Villa María	0.920	16					51
SAN NICOLAS	10 MW de carga en la subestación San Nicolás a 13.8 <u>kV</u>	0.925	9	0.900	6			10
MARCONA	Circuito <u>Marcona</u> - Palpa a 60 <u>kV</u>	0.925	10	0.925	8			5
COBRIZA II	Circuito Cobriza II- <u>Mollepata</u> 60 <u>kV</u>	0.850	10					11
PARQUE INDUSTRIAL	Circuito parque Industrial – Concepción - Jauja	0.850	10					8

Figura 15. Esquema de Rechazo de Carga por Mínima Tensión – Ajustes 0.92 p.u.

Subestación	Equipos a Desconectar	AJUSTES						CARGA MAXIMA [MW]
		Etapa 1		Etapa 2		Etapa 3		
		Ajuste V [p.u.]	Retardo [s]	Ajuste V [p.u.]	Retardo [s]	Ajuste V [p.u.]	Retardo [s]	
CHAVARRIA	3 Transformadores 60/10 kV	0.900	10	0.880	5			55
	Circuitos a Infanta y Naranjal					0.900	20	61
BARSÍ	2 Transformadores 60/10 kV	0.905	12	0.880	7			27
	Circuito a Industrial					0.900	22	19
BALNEARIOS	Circuitos a Barranco	0.900	14	0.880	9			37
	3 Transformadores 60/10 kV a Cuartel					0.900	24	56
SANTA ROSA	Circuitos a Canto Grande y Jicamarca	0.900	18					40
SAN JUAN	Transformador 60/10 y circuitos a Villa María	0.900	16					51
SAN NICOLAS	10 MW de carga en la subestación San Nicolás a 13.8 kV	0.905	9	0.880	6			10
MARCONA	Circuito Marcona - Palpa a 60 kV	0.905	10	0.905	8			5
COBRIZA II	Circuito Cobriza II- Mollepata 60 kV	0.850	10					11
PARQUE INDUSTRIAL	Circuito parque Industrial – Concepción - Jauja	0.850	10					8

Figura 15. Esquema de Rechazo de Carga por Mínima Tensión – Ajustes 0.90 p.u.

5. VALIDACION DE LOS ESQUEMAS



Para validar el Esquema de Rechazo de Carga por Mínima Tensión se han realizado estudios de estabilidad de larga duración.

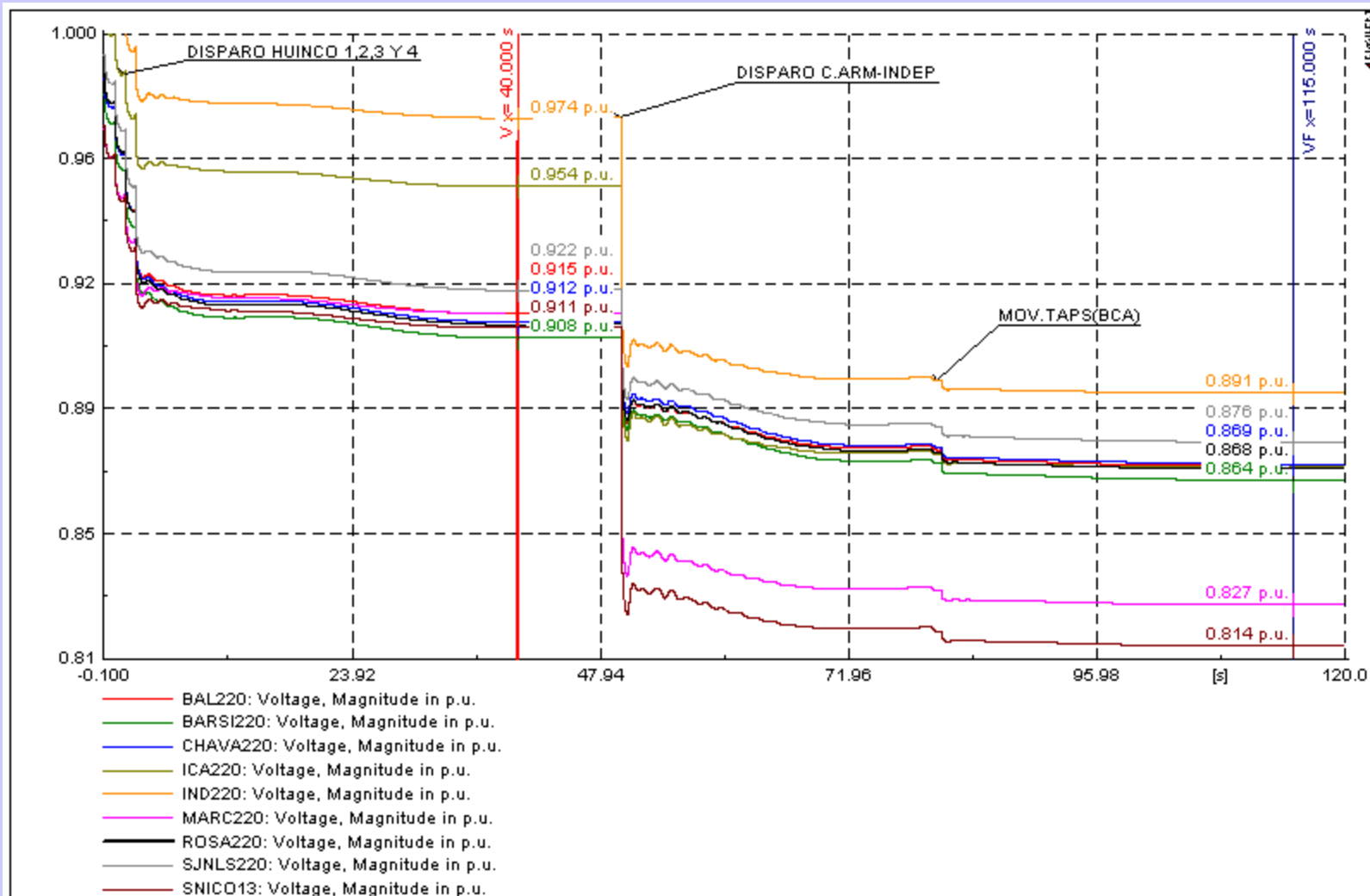
5.1 CASOS ESTUDIADOS

Para realizar las pruebas al esquema, se seleccionaron casos con combinación de eventos que desde el punto de vista de las curvas P-V, Q-V y de estabilidad transitoria representan las condiciones mas criticas para el sistema y en los que se presentan menores tensiones.

EVENTO	DESCRIPCIÓN	DESCRIPCIÓN
1	Disparo de las 4 unidades de C.H. Huinco. Sistema sin esquema de rechazo de carga por mínima tensión.	Disparo de las 4 unidades de C.H. Huinco. Sistema con esquema de rechazo de carga por mínima tensión.
2	Disparo de las 4 unidades de C.H. Huinco y las líneas 1 y 2 de 220 kV Campo Armiño – Pomacocha. Sistema sin esquema de rechazo de carga por mínima tensión.	Disparo de las 4 unidades de C.H. Huinco y las líneas 1 y 2 de 220 kV Campo Armiño – Pomacocha. Sistema con esquema de rechazo de carga por mínima tensión.
3	Disparo de las 4 unidades de C.H. Huinco y la línea de 220 kV Campo Armiño – Independencia. Sistema sin esquema de rechazo de carga por mínima tensión.	Disparo de las 4 unidades de C.H. Huinco y la línea de 220 kV Campo Armiño – Independencia. Sistema con esquema de rechazo de carga por mínima tensión.

Figura 16. Casos estudiados para validar el esquema RCMT

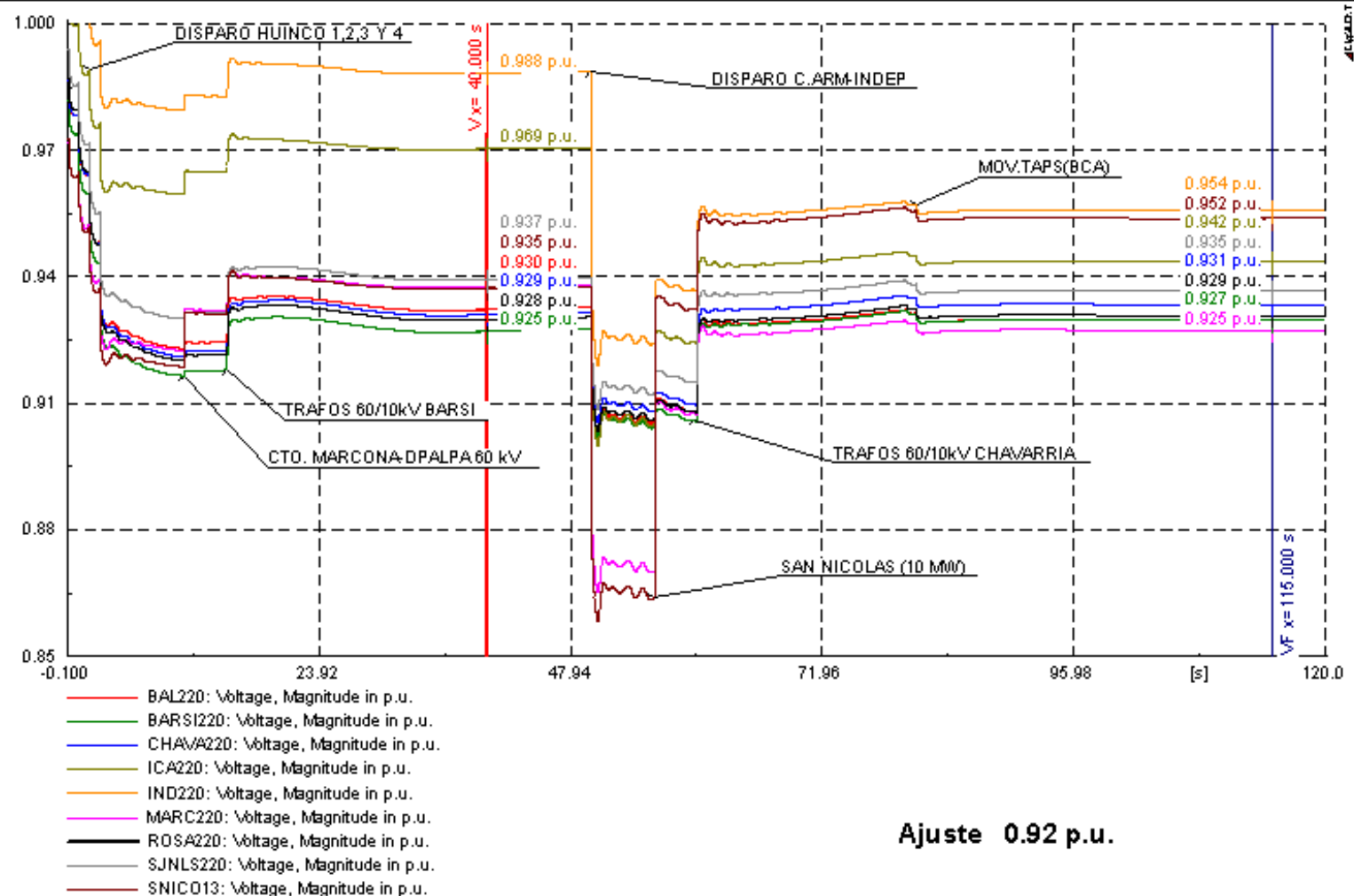
5.2 RESULTADOS



Considerando el esquema cuyos ajustes inician en 0.92 p.u., la evolución en el tiempo de las tensiones ante la misma contingencia, muestra que:

Primero se produce el disparo del circuito a 60 kV Marcona – Palpa con 5 MW, luego los transformadores 60/10 kV de Barsi con 27 MW; luego del disparo del circuito Campo Armiño – Independencia se produce el rechazo de los 10 MW de San Nicolás y posteriormente los transformadores 60/10 kV de Chavarría con 55 MW.

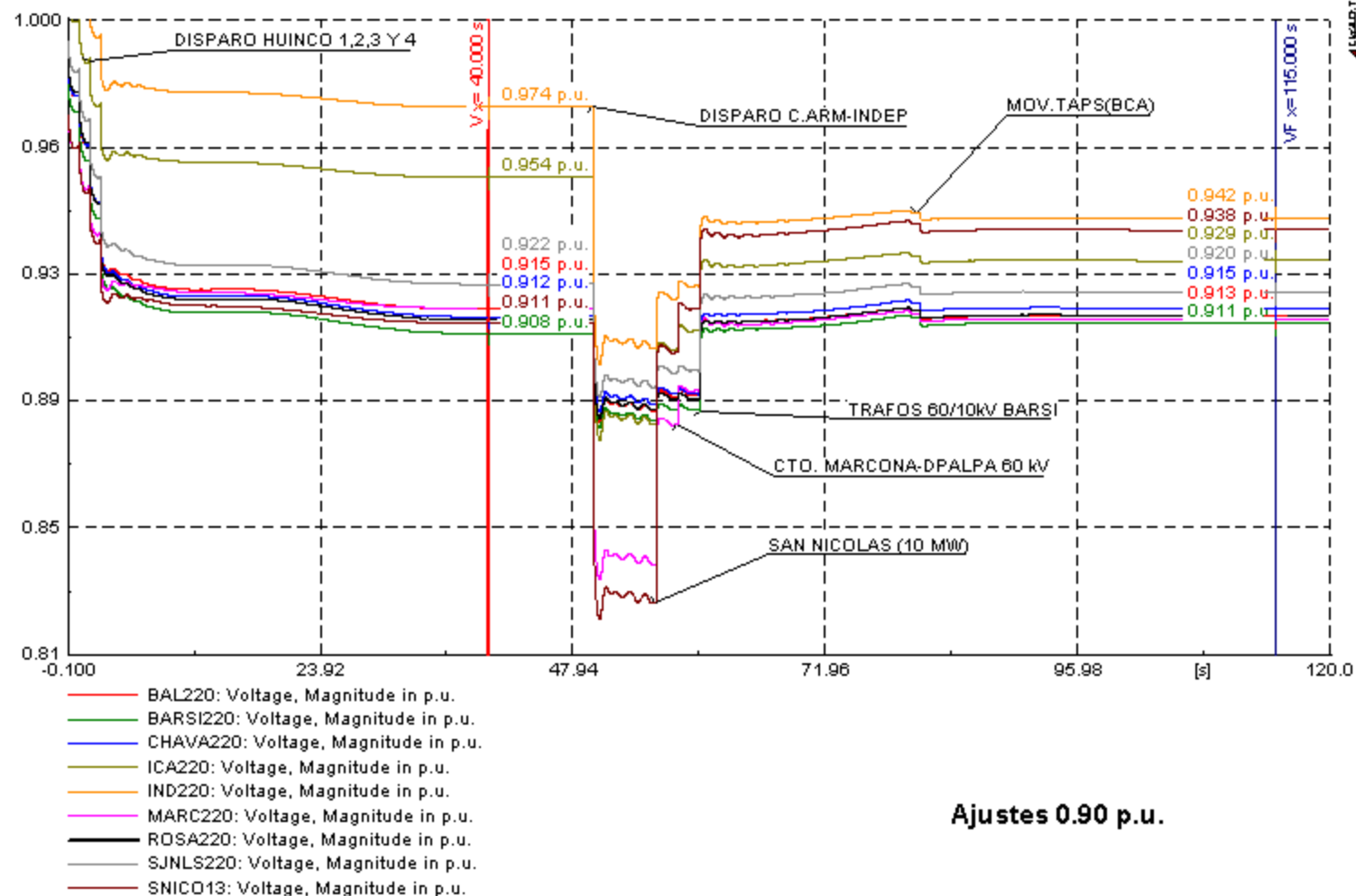
A los 120 segundos, las mínimas tensiones a nivel de 220 kV son 0.925 en la subestación Marcona y 0.927 en Barsi y Santa Rosa; la carga total desconectada corresponde a 97 MW.



La evolución en el tiempo de las tensiones ante la misma contingencia considerando en servicio el esquema de ajustes que inicia en 0.90 p.u. muestra que:

Después de ocurrido el disparo de la planta Huinco y luego del disparo del circuito Campo Armiño – Independencia ocurre el disparo de los 10 MW de San Nicolás, luego el circuito a 60 kV Marcona – Palpa con 5 MW y por último disparan los transformadores 60/10 kV de Barsi con 27 MW.

A los 120 segundos, las mínimas tensiones a nivel de 220 kV son 0.911 en la subestación Barsi y 0.913 p.u. en Marcona y Santa Rosa y la carga total desconectada corresponde a 42 MW.



SUBESTACIÓN	V INICIAL	SIN ESQUEMA			ESQUEMA 0.92 p.u.			ESQUEMA 0.9 p.u.		
		EVENTO 1	EVENTO 2	EVENTO 3	EVENTO 1	EVENTO 2	EVENTO 3	EVENTO 1	EVENTO 2	EVENTO 3
BALNEARIOS	0.986	0.909	0.835	0.868	0.925	0.93	0.929	0.923	0.908	0.913
BARSI	0.981	0.902	0.828	0.864	0.92	0.927	0.927	0.918	0.907	0.911
CHAVARRIA	0.986	0.907	0.832	0.869	0.924	0.929	0.931	0.922	0.91	0.915
ICA	1.008	0.95	0.89	0.868	0.966	0.976	0.942	0.96	0.96	0.929
INDEPENDENCIA	1.028	0.971	0.912	0.891	0.985	0.988	0.954	0.981	0.972	0.942
MARCONA	0.971	0.911	0.849	0.827	0.932	0.96	0.925	0.923	0.944	0.911
SANTA ROSA	0.988	0.906	0.832	0.868	0.923	0.929	0.929	0.921	0.908	0.911
SAN JUAN	0.994	0.917	0.842	0.876	0.933	0.936	0.931	0.931	0.915	0.92
SAN NICOLAS	0.972	0.906	0.838	0.814	0.932	0.991	0.952	0.918	0.972	0.938

Figura 17. Tensiones al final de los 120 segundos de simulación.

6. CONCLUSIONES



Se ha utilizado una metodología que integra los métodos cuasiestacionarios (factores de sensibilidad de la tensión a la potencia activa y reactiva, curvas P-V y Q-V), estudios de estabilidad transitoria, análisis de información estadística del SEIN y pruebas de estabilidad de larga duración.

El esquema propuesto para el área de Lima, ha sido diseñado con un umbral de mínima tensión de 0.92 p.u.(con una base de 220 kV) y considera 12 etapas con un rechazo total de 380 MW distribuidos en las subestaciones Chavarría, Barsi, Balnearios, Santa Rosa, San Juan, San Nicolás, Marcona, Cobriza II y Parque Industrial.



Los resultados muestran que el efecto en la recuperación de las tensiones producido por rechazos de carga en las subestaciones Chavarría, Barsi, Balnearios, Santa Rosa, San Juan es similar; por lo tanto la selectividad se ha logrado mediante diferencias en las temporizaciones.

Se ha identificado que las subestaciones Marcona y San Nicolás presentan las mayores sensibilidades de la tensión y por tanto están más cerca del punto de colapso por tensión. Por esta razón, el estudio propone la participación de las cargas de estas subestaciones en el esquema de rechazo de carga por mínima tensión.

El esquema se fundamente en rechazos de carga secuenciales con ajustes de tiempo entre 5 y 24 segundos, con la finalidad de buscar selectividad y desconectar únicamente las cargas que sean necesarias para controlar las condiciones de bajas tensiones.

7. REFERENCIAS



- [1] Kundur, P., "Power System Stability and Control", Mc Graw Hill, 1994.
- [2] CIGRE TF 38.02.12, "Criteria and Countermeasures for Voltage Collapse," Final Report, December 1994.
- [3] WSCC RRWG, "Proposed Voltage Stability Guidelines, Undervoltage Load Shedding Strategy, and Reactive Power Reserve Monitoring Methodology," Final Report, September 1997.
- [4] EPRI TR-105214, "Assessment of Voltage Security Methods and Tools," Final Report, Prepared by B.C. Hydro, October 1995.
- [5] B. Gao, G.K. Morison, and P. Kundur, "Towards the Development of a Systematic Approach for Voltage Stability Assessment of Large-scale Power Systems," IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 11, No. 3, pp. 1314-1324, August 1996.
- [6] T. Van Cutsem, Y. Jacquemart, J.-N. Marquet, and P. Pruvot, "A Comprehensive Analysis of Mid-term Voltage Stability", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 10, 1995, pp. 1173-1182.

- [7] “Voltage Stability Criteria, Undervoltage Load Shedding Strategy, and Reactive Power Reserve Monitoring Methodology,” Western States Coordinating Council (WSCC), May 1998.
- [8] EPRI TR-101931, “Voltage Stability/Security Assessment and On-line Control,” Vol. 1, Final Report, Prepared by Ontario Hydro, April 1993.
- [9] EPRI TR-102004, “Extended Transient-Midterm Stability Program (ETMSP),” Vol. 1, Final Report, Prepared by Ontario Hydro, May 1994.
- [10] T. Van Cutsem and C.D. Vournas, “Voltage Stability Analysis in Transient and Midterm Time Scales,” IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 11, 1996, pp. 146-154.
- [11] CESI, Informe Final, Esquemas de Rechazo de Carga por Subfrecuencia y por Mínima Tensión y de Rechazo de Generación por Sobrefrecuencia, Marzo, 2003.
- [12] CESI, Informe Final del Estudio de Estabilidad Permanente del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) del Perú, Mayo, 2004.
- [13] ISA, Informe Final, Actualización del Esquema de Rechazo Automático de Carga / Generación del SEIN, 2005.