

**EL INFRASCRITO SECRETARIO EJECUTIVO DE LA COMISIÓN REGIONAL DE  
INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA -CRIE-, POR MEDIO DE LA PRESENTE  
CERTIFICA:**

Que tiene a la vista la Resolución N° CRIE-42-2020, emitida el ocho de mayo de dos mil veinte, donde literalmente dice:

**“RESOLUCIÓN CRIE-42-2020  
COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA  
RESULTANDO**

**I**

Que el 24 de febrero de 2015, el Ente Operador Regional (EOR) remitió a la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) el oficio con referencia EOR-DE-24-02-2015-172, mediante el cual hizo de conocimiento de la CRIE el Plan de Acción para la atención del fenómeno de las oscilaciones electromecánicas no amortiguadas en el Sistema Eléctrico Regional (SER).

**II**

Que el 04 de noviembre de 2015, la CRIE remitió al EOR el oficio CRIE-PRE-049-02-11-2015, mediante el cual esta Comisión remitió respuesta al Primer Plan de Trabajo propuesto para atender el problema de las oscilaciones electromecánicas no amortiguadas; oficio en el que se instruyó al EOR a replantear el Plan de trabajo Propuesto, observándose entre otros, lo siguiente:

*En lo relacionado a las responsabilidades en los pagos de costos económicos derivados del plan de trabajo:*

*Etapa de ensayos y verificación de parámetros:* De conformidad a lo establecido en el inciso i), numeral 3.3.2 del Libro I del RMER, todo agente de mercado está obligado a mantener y entregar a su respectivo OS/OM toda la información requerida en el RMER, de conformidad con el numeral 2.2.2.2 del referido libro. Por otra parte, el numeral 5.1.11.2 del Libro III del RMER establece que los OS/OM son responsables de validar toda la información técnica necesaria para mantener actualizada la Base de Datos Regional. En relación a los costos de los ensayos, el numeral 5.6.3.4 del Libro III del RMER establece que el costo de los ensayos ejecutados por una empresa independiente, será pagado por la parte solicitante. No obstante, si el resultado de un ensayo requerido por el OS/OM indicara que el equipo no puede cumplir con las características y desempeño declarados, su costo estará a cargo del Agente. Por tal razón resulta de mucha importancia cumplir con lo establecido en los numerales 5.1.6, 5.1.7, 5.6.4.2, 5.6.4.3 y 5.6.4.4 del Libro III del RMER, para contar con el respaldo necesario para que los costos de los ensayos sean responsabilidad de los agentes.

**III**

Que el 01 de diciembre de 2015, el EOR remitió a la CRIE el oficio con referencia EOR-PJD-30-11-2015-064, mediante el cual remitió el Plan de Trabajo para atender el problema de las oscilaciones electromecánicas no amortiguadas en el Sistema Eléctrico Regional.



**IV**

Que el 22 de enero de 2016, la CRIE remitió al EOR el oficio CRIE-GT-01-22-01-2016, mediante el cual le solicitó entre otras la siguiente información: “(...)*ii) Términos de referencia para la contratación de la empresa consultora a cargo y el ingeniero independiente; iii) Los lineamientos que se utilizaran para realizar la licitación pública internacional para la contratación de la empresa consultora (...)*”.

**V**

Que el 25 de agosto de 2015, el EOR mediante oficio con referencia EOR-PJD-25-08-2015-024, solicitó a la CRIE un ajuste presupuestario para poder llevar a cabo el plan de acción para resolver el fenómeno de las oscilaciones electromecánicas no amortiguadas en el Sistema Eléctrico Regional (SER).

**VI**

Que el 19 de febrero de 2016, en el punto resolutivo cuarto de la resolución CRIE-07-2016, esta Comisión solicitó al EOR, entre otros aspectos, remitir para aprobación de la CRIE, los Términos de Referencia que se emplearían como base para seleccionar a las empresas que ejecutarían las dos consultorías para resolver el problema de las oscilaciones electromecánicas no amortiguadas. Adicionalmente, en el considerando X de la referida resolución quedó consignado que de acuerdo a lo detallado en el numeral 3.5.2 del Libro I del RMER, cada agente autorizado para hacer transacciones en el MER (inyecciones o retiros) deberá asegurar que los equipos e instalaciones que utilice cumplan los requisitos técnicos aplicables, garantizando en todo momento que los equipos e instalaciones permiten a la RTR operar cumpliendo de manera integral los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño.

**VII**

Que el 28 de abril de 2016, mediante la resolución CRIE-18-2016 esta Comisión resolvió, entre otros aspectos, instruir al EOR para iniciar el proceso de licitación pública internacional para la contratación de servicios de consultoría para la: “*'Ejecución de pruebas y ensayos de campo para validación y homologación de los parámetros y modelos de equipos de control, análisis modal y la participación (perturbaciones de pequeña señal) y cálculo de ajuste a equipos de control en unidades de generación del SER y del SEM, para elevar el amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas pobremente amortiguadas' y, para la contratación de los servicios de supervisión independiente de la consultoría descrita.*”

**VIII**

Que el 09 de marzo de 2017, mediante resolución CRIE-09-2017, esta Comisión resolvió, entre otros aspectos, aprobar un ajuste al presupuesto del EOR para el año 2017; con el propósito de contratar los servicios de consultoría para elevar el amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas pobremente amortiguadas en el SER (LP-EOR-02-2016 y LP-EOR-03-2016).



## IX

Que el 21 de septiembre de 2017, mediante oficio EOR-GPO-21-09-2017-202, el EOR notificó al señor Leandro Prado Brun, representante legal del Grupo Consultor Estudios Energéticos Consultores, S.A., (EEC), que la consultoría LP-EOR-02-2016 denominada “*Ejecución de pruebas y ensayos de campo para validación y homologación de los parámetros y modelos de equipos de control, análisis modal y de participación (perturbaciones de pequeña señal) y cálculo de ajustes a equipos de control en unidades de generación del SER y del SEM para elevar el amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas pobremente amortiguadas*”, la cual fue adjudicada a la entidad Estudios Energéticos Consultores y al Instituto Politécnico Nacional (EEC-IPN), tenía como fecha oficial de inicio el 22 de septiembre de 2017.

## X

Que el 21 de septiembre de 2017, mediante oficio EOR-GPO-21-09-2017-203, el EOR notificó al señor Francisco Felipe Garcés, presidente de la Fundación Universidad de San Juan –FUUNSAJ-, que la consultoría LP-EOR-03-2016 denominada “*Supervisión independiente de la consultoría para la ejecución de pruebas y ensayos de campo para validación y homologación de los parámetros y modelos de equipos de control, análisis modal y de participación (perturbaciones de pequeña señal) y cálculo de ajustes a equipos de control en unidades de generación del SER y del SEM para elevar el amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas pobremente amortiguadas*”, tenía como fecha oficial de inicio el 22 de septiembre de 2017.

## XI

Que el 27 de agosto de 2018, el EOR remitió a esta Comisión mediante oficio EOR-DE-27-08-2018-249, los resultados finales de la primera etapa de las consultorías LP-EOR-02-2016 y LP-EOR-03-2016.

## XII

Que en reunión de Junta de Comisionados presencial número 132, sostenida entre el 25 y 26 de octubre de 2018, el equipo técnico de CRIE presentó el informe GT-92-2018, relativo al avance de la primera etapa de las consultorías LP-EOR-02-2016 y LP-EOR-03-2016.

## XIII

Que el 27 de septiembre de 2019, el EOR mediante oficio EOR-DE-27-09-2019-232, remitió a esta Comisión el informe preliminar final de la etapa II de las consultorías LP-EOR-02-2016 y LP-EOR-03-2016.

## XIV

Que el 19 de diciembre de 2019, el EOR mediante oficio EOR-DE-19-12-2019-319, solicitó a esta Comisión lo siguiente: “*a) Que autorice al EOR, centralizar y dirigir los trabajos requeridos para la ejecución de la etapa de implementación de ajustes a controles de las unidades de generación resultantes del estudio de pequeña señal de las consultorías LP-EOR-02-2016 y LP-EOR-03-2016, con los alcances y montos detallados en la opción 4 de*



*los informes finales de dichas consultorías, aprobados mediante acuerdos 8-2019-14-1 y 8-2019-15-1, más los impuestos de ley aplicables en El Salvador.// b) Que conforme lo dispuesto en la Resolución CRIE-07-2016, y considerando que las oscilaciones electromecánicas de potencia, que ocurren en el SER, son un problema sistémico, establezca el mecanismo apropiado para recolectar los fondos que correspondan para el pago de consultoría y de supervisión independiente para llevar a cabo la etapa de implementación de ajustes a controles a las unidades de generación.”; así mismo y como parte de la documentación soporte remitida por el EOR a través del oficio EOR-DE-19-12-2019-319, éste adjuntó los informes finales de la etapa II.*

## CONSIDERANDO

### I

Que de conformidad con el Artículo 2 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central (Tratado Marco), entre sus fines se encuentran los siguientes: “(..) a) Establecer los derechos y obligaciones de las Partes; // b) Establecer las condiciones para el crecimiento del Mercado Eléctrico Regional, que abastezca en forma oportuna y sostenible la electricidad requerida para el desarrollo económico y social (...)// e) Crear las condiciones necesarias para propiciar niveles aceptables de calidad, confiabilidad, y seguridad en el suministro de energía eléctrica en la región (...)”.

### II

Que de conformidad con lo establecido en el artículo 19, 22 y 23 del Tratado Marco, la CRIE es el ente regulador y normativo del Mercado Eléctrico Regional y son parte de sus objetivos generales: “(..) a) Hacer cumplir el presente Tratado y sus protocolos, reglamentos y demás instrumentos complementarios. // b) Procurar el desarrollo y consolidación del Mercado, así como velar por su transparencia y buen funcionamiento (...)”, y entre sus facultades se encuentra la de “(..) e. Regular los aspectos concernientes a la transmisión y generación regionales; // f. Resolver sobre las autorizaciones que establezca el Tratado, de conformidad con sus reglamentos (...)”.

### III

Que de conformidad con lo establecido en el artículo 23 del Segundo Protocolo al Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central (Segundo Protocolo) “Los agentes del Mercado, así como las entidades que sean designadas por los Gobiernos para cumplir las funciones de Operadores de Sistema y Mercado (OS/OM) y el Ente Operador Regional (EOR) están obligados a acatar, sujetarse y cumplir con lo dispuesto en la Regulación Regional.”

### IV

Que de conformidad con lo establecido en el numeral 3.5.2 del Libro I del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER) “Cada agente del mercado autorizado para realizar transacciones en el MER deberá asegurar que los equipos e instalaciones que utilice cumplan los requisitos técnicos aplicables establecidos en la Regulación Regional, garantizando que en todo momento los equipos e instalaciones conectados a la RTR: (...) //



b) Cumplen las normas de diseño para instalaciones conectadas a la RTR definidas en el Libro III del RMER.”

## V

Que de conformidad con lo establecido en el numeral 16.1.2 del Libro III del RMER, “*Los equipamientos existentes y a instalar en la RTR, incluidos aquellos de los puntos de conexión con las redes nacionales, sin perjuicio de lo dispuesto en el Numeral 16.1.1, deberán necesariamente cumplir con las siguientes normas de diseño//(...)* j) Las unidades generadoras conectadas a la RTR directa o indirectamente, deben cumplir con los requerimientos más exigentes entre la regulación nacional y los siguientes criterios mínimos de diseño// (...) ii) Disponer del equipamiento de control de tensión (sistema de excitación y regulador de voltaje) y estabilizadores de sistemas de potencia (PSS) para amortiguamiento de las oscilaciones del sistema de potencia, así como equipamiento de control de potencia/frecuencia (reguladores de velocidad), que la RTR pueda requerir para asegurar un desempeño estable (...)"

## VI

Que de conformidad con lo establecido en el numeral 16.2.1 del Libro III del RMER, “*Es responsabilidad de cada OS/OM operar las instalaciones que afecten el desempeño de la RTR cumpliendo con los criterios de seguridad, calidad y desempeño establecidos en la regulación de su país y en concordancia con los CCSD, definidos a nivel regional. Si alguna instalación no los cumple y esa situación implica un riesgo para las condiciones de operación del SER, los OS/OM deberán emprender todas las acciones necesarias para normalizar la operación, lo que podría incluir la desconexión operativa de la instalación.*”

## VII

Que el 19 de diciembre de 2019, el EOR remitió a esta Comisión oficio con referencia EOR-DE-19-12-2019-319, a través del cual solicitó lo siguiente:

“a) Que se autorice al EOR, centralizar y dirigir los trabajos requeridos para la ejecución de la etapa de implementación de ajustes a controles de las unidades de generación resultantes del estudio de pequeña señal de las consultorías LP-EOR-02-2016 y LP-EOR-03-2016, con los alcances y montos, detallados en la opción 4 de los informes finales de dichas consultorías, mismos que fueron aprobados por la Junta Directiva del Ente Operador Regional mediante acuerdos 8-2019-14-1 y 8-2019-15-1, más los impuestos de ley aplicables en El Salvador.

b) Que conforme lo dispuesto en la resolución CRIE-07-2016, y considerando que las oscilaciones electromecánicas de potencia, que ocurren en el SER, son un problema sistémico, se establezca el mecanismo apropiado para recolectar los fondos que correspondan para el pago de los servicios de consultoría y de supervisión independiente para llevar a cabo la etapa de implementación de ajustes a controles de las unidades de generación.”

En ese sentido, la propuesta 4 a la que se refiere el EOR consiste en lo siguiente:



1. Reajuste PSS CH Bayano, CH Fortuna, CH Angostura, CH Reventazón, CH Pirris, CH Changuinola, CH Estí.
2. Agregado filtros GOV: CH Angostura, CH Reventazón
3. Amortiguamiento obtenido: 31.8%
4. Costo estimado: USD 123,000.00

De conformidad a lo expuesto por el EOR, al costo estimado de la opción 4 propuesta se le debe agregar los impuestos contemplados en la legislación tributaria de la República de El Salvador asociado a la retención de impuesto sobre la renta de sujetos no domiciliados del 20%, el cual es calculado sobre el costo total del servicio facturado, por lo que el costo del servicio ascendería a USD 153,750.00. Adicionalmente, el EOR recomendó incluir un 10% en concepto de imprevistos, por lo que el costo total totalizaría **USD 169,125.00**. De igual forma, el EOR considera sumamente recomendable la participación del supervisor independiente, de manera que supervise y certifique la implementación de los ajustes, al respecto el EOR consultó a la Fundación Universidad de San Juan de Argentina sobre los costos de los trabajos de supervisión, manifestando que el costo de sus servicios sería por un monto de **USD 89,550.00**.

De lo anterior se tiene que el monto total para la ejecución de la Opción 4 propuesta por el EOR para la implementación de los ajustes propuestos a los equipos de control de unidades generadoras, incluyendo los impuestos de El Salvador, 10% de imprevistos y Supervisión Independiente, ascienden a un total de **USD 258.675.00**, mismos que se desglosan en la siguiente tabla:

Rubro	Costo (USD)
Reajustes a unidades	123,000
Retención de Impuesto sobre la renta a prestadores de servicios no domiciliados (20%) calculado sobre el costo total de los servicios facturados (USD 153,750)	30,750
10% de imprevistos	15,375
Supervisión Independiente	89,550
<b>Total</b>	<b>258,675</b>

Las razones técnicas y administrativas que el Ente Operador Regional listó por las cuales considera importante que las actividades de la etapa de implementación se continúen realizando de manera centralizada y coordinada por el EOR, de manera que ésta se desarrolle de forma más efectiva y expedita; son las siguientes:

*"1. EEC ya cuenta, por el desarrollo de la etapa 1, (sic) la información de los controles completamente revisada y conoce la factibilidad de hacer los cambios de ajustes en los mismos. Por lo anterior, EEC también puede tomar opciones en cuanto a los ajustes de los parámetros, considerando el impacto de cada cambio.*

*2. La urgente necesidad de la implementación de los ajustes para resolver el problema de las oscilaciones electromecánicas, el tiempo para gestionar un nuevo proceso de contratación mediante Licitación Pública no estaría acorde a lo*



requerido, adicionalmente no se contaría con un valor real de contratación hasta el momento de adjudicación.

3. Existe ya una alta coordinación del Consultor EEC con los especialistas de las centrales, lo que genera aceptación y la implementación en menor tiempo de los nuevos ajustes (aprox, 20 días hábiles en total).

4. Por parte del Consultor y el Supervisor que ejecutaron las etapas I y II del proyecto, se tiene la confirmación con carácter referencial, con los costos para realizar la Etapa de reajustes a equipos de control y la supervisión independiente.

5. Los costos estimados por el Consultor, son un poco más bajos que precios de mercado para trabajos similares, verificado por el Supervisor conforme se detalla en el informe final del mismo.

6. Dado que, el Consultor EEC es quien realizó todos los trabajos de la Etapa I y el estudio de pequeña señal de la Etapa II, que produjo los resultados de nuevos ajustes a los controles de las unidades generadoras, existe el riesgo que otro consultor se haga cargo de una Etapa de implementación de ajustes calculados por otro Consultor. Al continuar el mismo Consultor EEC con la etapa de implementación de ajustes, éste sería el único responsable y garante de la efectividad de los nuevos ajustes.

7. Esperar a que los Agentes identificados, realicen los ajustes a sus unidades de generación, podría implicar costos más elevados y plazos más amplios de implementación, dado que serían procesos de contratación independientes y se pierde el enfoque de solución integral y centralizada.”

Adicionalmente, el EOR manifestó, dentro del informe que acompañó a la solicitud presentada, que entre las consideraciones relevantes de su propuesta se encuentran las siguientes:

“a) Está ha demostrado que el problema identificado es complejo, crítico y de alto impacto económico negativo para la región y para el MER, es un problema urgente de resolver. Por tanto la manera de llevar a cabo los ajustes debe ser un proceso expedito.

b) La propuesta del EOR tiene como base, el cumplimiento de lo establecido en el numeral 16.1.2 literal j) inciso ii), (...) Las unidades generadoras conectadas a la RTR directa o indirectamente, deben cumplir con los requerimientos más exigentes entre la regulación nacional y los siguientes criterios mínimos de diseño (...) ii) Disponer del equipamiento de control de tensión (sistema de excitación y regulador de voltaje) y estabilizadores de sistemas potencia (PSS) para amortiguamiento de las oscilaciones del sistema de potencia, así como equipamiento de control de potencia/frecuencia (reguladores de velocidad), que la RTR pueda requerir para asegurar un desempeño estable (...).

c) En consecuencia y en concordancia con lo establecido en el numeral 5.6.3.3. del Libro III del RMER, se considera que el EOR debe coordinar con los OS/OM y Agentes de forma integrada la etapa de ajustes de controles, por medio de una empresa independiente calificada, debido que esto garantiza la ejecución de las recomendaciones resultantes de la Etapa I y II; asimismo por la criticidad identificada, la Etapa de implementación de ajustes se debe ejecutar en el menor



*tiempo, asegurando la calidad de dicha implementación y disminuyendo riesgos para el SER... ”.*

## VIII

Que esta Comisión procedió a analizar la solicitud presentada, tal y como se expone a continuación:

### 1. RESPONSABLE DE LOS AJUSTES.

El artículo 23 del Segundo Protocolo establece que los agentes del Mercado así como las entidades que sean designadas por los Gobiernos para cumplir las funciones de Operadores de Sistemas y Mercado (OS/OM) y el Ente Operador Regional (EOR), están obligados a acatar y cumplir con lo dispuesto en la regulación regional. En lo que interesa al caso, la regulación regional establece en el numeral 3.3.1 literal a) del Libro III del RMER que los agentes que no prestan el servicio de transmisión tienen la obligación de mantener las condiciones técnicas que habilitaron su conexión a la RTR, en consonancia con lo que al efecto establece el numeral 16.2.1 del Libro III del RMER el cual establece que si una instalación que afecta el desempeño de la RTR no cumple con los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño regionales y dicha situación implica un riesgo para las condiciones de la operación del SER, los OS/OM deberán emprender todas las acciones necesarias para normalizar la operación, lo que podría incluir la desconexión operativa de las referidas instalaciones.

Asimismo, se tiene que el numeral 16.1.2 literal j) numeral romano ii) del Libro III del RMER, establece como criterio mínimo de diseño, que las unidades generadoras conectadas o que se conecten directa o indirectamente a la RTR deben disponer, entre otros equipamientos, de sistemas de control de tensión (sistema de excitación y regulador de voltaje), estabilizadores de sistemas de potencia (PSS) para amortiguamiento de las oscilaciones del sistema de potencia, así como equipamiento de control de potencia/frecuencia (reguladores de velocidad), equipamientos necesarios para asegurar un desempeño estable de la RTR, lo anterior en consonancia con lo que al efecto establecen los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño establecidos en el numeral 16.2 del Libro III del RMER.

Por su parte, el numeral 3.5.2 del Libro I del RMER, establece que cada agente autorizado para hacer transacciones en el Mercado Eléctrico Regional (MER), deberá asegurar que los equipos e instalaciones que utilice, cumplan los requisitos técnicos aplicables, garantizando en todo momento que los equipos e instalaciones cumplan con las normas de diseño para instalaciones que se conectan directa o indirectamente a la RTR, definidas en Libro III del RMER el cual incluye el numeral 16.1.2 antes referido.

De las normas antes referidas, se colige que corresponde a los agentes propietarios de las 32 unidades generadoras ensayadas, implementar las acciones remediales propuestas por el equipo consultor, de manera que las unidades de generación cumplan con los requerimientos



de diseño requeridos en el Libro III del RMER para asegurar el desempeño estable de la RTR.

Adicionalmente, y en concordancia con lo expuesto anteriormente, resulta importante recordar lo que al efecto se estableció en el Considerando X de la resolución CRIE-07-2016:

De acuerdo a lo detallado en el numeral 3.5.2 del Libro I del RMER, cada agente autorizado para hacer transacciones en el MER (inyecciones o retiros) deberá asegurar que los equipos e instalaciones que utilice cumplan los requisitos técnicos aplicables, garantizando en todo momento que los equipos e instalaciones permitan a la RTR operar cumpliendo de manera integral los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño (numeral 16.1.2 del Libro III del RMER), razón por la cual los ajustes a las unidades generadoras que resulten del estudio de pequeña señal y que se requieran para operar el SER de manera segura cumpliendo los criterios antes mencionados, son responsabilidad de cada agente. Basado en lo descrito anteriormente se concluye que las actividades asociadas a los Ajustes de Parámetros (Tercera Etapa) deberán ser desarrolladas por cada agente identificado en los estudios de pequeña señal, comprendiendo el plan de trabajo a desarrollar por el EOR

En razón de lo anterior, y de conformidad con lo establecido en los numerales 3.5.2, 16.1.2 inciso j) numeral romano ii) y numerales 16.2.6.1 incisos a), b) y c) todos del Libro III del RMER, las actividades asociadas a los ajustes a los equipos de control de las 32 unidades de generación que fueron identificadas a través del estudio de pequeña señal desarrollado mediante la consultoría (LP-EOR-02-2016), deberán ser desarrolladas por los agentes propietarios de las referidas unidades de generación. Es así, que sobre la base del referido informe final de consultoría, el EOR deberá coordinar con los OS/OMS y los Agentes propietarios de las 32 unidades generadoras identificadas como participantes en las oscilaciones electromecánicas, la elaboración de un Plan de implementación de los ajustes identificados, el cual deberá presentar ante la CRIE en un plazo de 30 días hábiles.

## 2. SOBRE LA SOLICITUD DEL EOR

Como parte de la solicitud presentada por el EOR, éste incluyó las razones técnicas y administrativas por las cuales, a juicio del Operador Regional, resulta importante que, “se autorice al EOR, centralizar y dirigir los trabajos requeridos para la ejecución de la etapa de implementación de ajustes a controles de las unidades de generación resultantes del estudio de pequeña señal de las consultorías LP-EOR-02-2016 y LP-EOR-03-2016, con los alcances y montos detallados en la opción 4 (...)”. A continuación se listan las referidas razones técnicas y administrativas y el análisis de éstas:

1. *Estudios Eléctricos Consultores (EEC) ya cuenta, por el desarrollo de la Etapa I, con la información de los controles completamente revisada y conoce la factibilidad de hacer los cambios de ajustes en los mismo. Por lo anterior, EEC también puede tomar opciones en cuanto a los ajustes de los parámetros, considerando el impacto de cada cambio.*

**Análisis:** Desde el momento que los ajustes a los equipos de control de las unidades generadoras fueron propuestos, y al ser validados por el equipo supervisor independiente, el EOR, OS/OMs y agentes generadores propietarios, se considera que los referidos ajustes



son técnicamente factibles y aplicables, en razón de lo anterior no se considera procedente la justificación presentada por el EOR.

2. *La urgente necesidad de la implementación de los ajustes para resolver el problema de las oscilaciones electromecánicas, el tiempo para gestionar un nuevo proceso de contratación mediante Licitación Pública no estaría acorde a lo requerido, adicionalmente no se contaría con un valor real de contratación hasta el momento de adjudicación.*

**Análisis:** De conformidad con la regulación regional es responsabilidad de los agentes propietarios de las 32 unidades generadoras la implementación de los ajustes a los equipos de control respectivos, por lo que éstos deberán implementar las recomendaciones contenidas en el estudio de pequeña señal elaborado en el marco de la consultoría LP-EOR-02-2016. En razón de lo anterior los referidos agentes tienen la libertad de decidir los mecanismos y entidades a contratar para la implementación de los ajustes propuestos, asimismo, estos ajustes podrían ser implementados por personal propio. En virtud de lo anterior, no resulta procedente la justificación de llevar a cabo un proceso de licitación pública por parte del EOR.

3. *Existe ya una alta coordinación del consultor EEC con los especialistas de las centrales, lo que genera aceptación y la implementación en menor tiempo de los nuevos ajustes.*

**Análisis:** Considerando el hecho que los agentes propietarios de las 32 unidades generadoras, identificadas como participantes en el modo de oscilación electromecánica pobemente amortiguada en el SER, tienen la obligación de implementar los ajustes que mantengan las condiciones técnicas que habilitaron su conexión a la RTR, dichos agentes tienen también la libertad de contratar a la persona o entidad que ellos mejor consideren para la implementación de los ajustes a sus equipos de control, los cuales podrían o no estar a cargo del consultor EEC, según decida cada agente generador.

4. *Por parte del consultor y el supervisor que ejecutaron las etapas I y II del proyecto, se tiene la confirmación con carácter referencial, de los costos para realizar la Etapa de reajuste a equipos de control y la supervisión independiente.*

**Análisis:** Tal y como se expresa en el argumento, los valores presentados por el consultor en el informe de la etapa II de la consultoría LP-EOR-02-2016, representan costos referenciales asociados a la implementación de ajustes a los equipos de control propuestos, mismos que podrían ser más altos o más bajos que los que podrían proponer otras empresas.

5. *Los costos estimados por el consultor, son un poco más bajos que precios de mercado para trabajos similares, verificado por el supervisor conforme se detalla en el informe final del mismo.*

**Análisis:** El EOR, no acompañó a su solicitud documentos mediante los cuales se pueda constatar que los costos estimados propuestos por el consultor son inferiores a los precios



de mercado, dentro del informe denominado “*Segunda Etapa: Estudio de Estabilidad Dinámica y Acciones Remediales. Análisis de pequeña señal y acciones correctivas*”, el supervisor independiente únicamente comentó lo siguiente:

*En cuanto a los costos estimados por acción correctiva informados por el Consultor se ha obtenido información de precios de los servicios de homologación de modelos GOV/AVR/PSS más sintonización de PSS y de sintonización de PSS en valores que en general superan a los informados por el Consultor. En cambio en relación a los precios de provisión de equipamientos PSS o AVR completo con PSS, los obtenidos son en promedio muy inferiores a los informados por el Consultor, influyendo en ello el país de origen de los equipos y el alcance del reemplazo. Los servicios de implementación de cambios de estrategia de PSS a través de cambios de lógica en el controlador y de filtros en reguladores de velocidad no fueron cotizados bajo el argumento de preferir hacer la provisión de equipos propios antes de trabajar sobre modificaciones en equipos de otros fabricantes. Estos servicios sería conveniente que fueran realizados por los fabricantes de los equipos en los cuales se desea introducir el cambio o por profesionales especializados.*

No obstante lo anterior, tal y como se ha indicado, el costo de los ajustes correspondería ser asumido por los propietarios de cada una de las 32 unidades generadoras identificadas en el informe final.

6. *Dado que, el consultor EEC es quien realizó todos los trabajos de la Etapa I y el estudio de pequeña señal de la Etapa II, que produjo los resultados de nuevos ajustes a los controles de las unidades generadoras, existe el riesgo que otro consultor se haga cargo de una etapa de implementación de ajustes a controles garantizando la efectividad de los ajustes calculados por otro consultor. Al continuar el mismo consultor EEC con la Etapa de implementación de ajustes a controles, éste sería el único responsable y garante de la efectividad de los nuevos ajustes.*

**Análisis:** Según lo informado por el EOR y de conformidad con los informes finales de consultoría los ajustes propuestos por EEC en el estudio de pequeña señal, fueron validados tanto por el consultor independiente como por el EOR, OS/OMS y agentes generadores, en razón de lo anterior se considera que los ajustes propuestos son técnicamente viables y aplicables y arrojarían los resultados esperados independientemente de qué entidad o persona los realice, caso contrario, el mismo EOR estaría poniendo en tela de juicio los resultados obtenidos en las etapas I y II de las consultorías LP-EOR-02-2016 y LP-EOR-03-2016. Lo anterior sin perder de vista que la empresa o especialista encargado de implementar los ajustes a los equipos de control que contrate cada propietario de unidad involucrada, podrían tener acceso a toda la información necesaria para desarrollar las tareas antes mencionadas, así como información relativa a los cálculos de ajustes propuestos.

7. *Esperar a que los agentes identificados, realicen los ajustes a sus unidades de generación, podrá implicar costos más elevados y plazos más amplios de implementación, dado que serían procesos de contratación independientes y se pierde el enfoque de solución integral y centralizada.*

**Análisis:** De conformidad con la regulación regional, tal y como se ha indicado, el costo de los ajustes correspondería ser asumido por los propietarios de cada una de las 32 unidades generadoras identificadas en el informe final; razón por la cual resultaría improcedente la recomendación del EOR de llevar a cabo un procedimiento centralizado.



Adicionalmente, es importante reiterar que tal y como quedó consignado en la resolución CRIE-07-2016, la CRIE reconoce la importancia de solucionar el problema de las oscilaciones electromecánicas no amortiguadas y la necesidad de avanzar en el menor tiempo posible con la implementación de las medidas remediales propuestas en el informe denominado “*Segunda Etapa: Estudio de Estabilidad Dinámica y Acciones Remediales*”, problema que debe solucionarse atendiendo debidamente lo establecido en la regulación regional y que tal y como se indicó en el apartado anterior, son los Agentes los obligados a hacer esos ajustes o a contar con los equipos y por ende asumir los costos que resulten de ello. En ese contexto no se hace necesario contar con las consultorías propuestas.

En tal sentido, y considerando los objetivos y funciones del EOR establecidos en el literal b) del artículo 28 del Tratado Marco, y que de conformidad a lo establecido en el numeral 1.5.3.2 inciso b) del Libro I del RMER, el EOR es responsable de coordinar con los OS/OMS la operación técnica y comercial del MER y de la RTR, preservando la seguridad y calidad del servicio durante las condiciones de operación normal y en emergencias conforme los criterios de calidad, seguridad y desempeño establecidos en el Libro III del RMER, ordenando las medidas y adecuaciones necesarias para asegurar su cumplimiento, se considera procedente y necesario que el EOR coordine con los OS/OMS y Agentes respectivos la implementación de los ajustes resultado del estudio de pequeña señal desarrollado en el marco de las consultorías LP-EOR-02-2016 y LP-EOR-03-2016 y que involucran a las 32 unidades generadoras antes referidas., de manera que estas cumplan con las condiciones técnicas establecidas en la regulación regional, es decir, que sus sistemas de control contribuyan al amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas del SER, manteniendo una operación del SER estable en condición normal y ante contingencia, en consonancia con los CCSD.

### 3. ACCIONES A EMPRENDER

Como se ha indicado, de conformidad con lo establecido en la regulación regional es una obligación de los agentes asegurar que los equipos e instalaciones que utilice, cumplan los requisitos técnicos aplicables, garantizando en todo momento que los equipos e instalaciones cumplan con las normas de diseño para instalaciones que se conectan a la RTR, definidas en Libro III del RMER. En virtud de lo cual, corresponde instruir a los agentes propietarios de las 32 unidades generadoras ensayadas, implementar las acciones remediales propuestas por el equipo consultor, de manera que las unidades de generación cumplan con los requerimientos de diseño requeridos en el Libro III del RMER para asegurar el desempeño estable de la RTR.

Por su parte, siendo que es responsabilidad del EOR y los OS/OMS de la región operar las instalaciones que afecten el desempeño de la RTR cumpliendo con los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño definidos a nivel regional; de manera que si alguna instalación no los cumple y esa situación implica un riesgo para las condiciones de operación del SER, los OS/OM deberán emprender todas las acciones necesarias para normalizar la operación, lo que podría incluir la desconexión operativa de la instalación (numeral 16.2.1 del Libro III del RMER), se identifica necesario instruir a los agentes propietarios de las 32 unidades



generadoras identificadas como participantes en el fenómeno de oscilaciones electromecánicas pobemente amortiguadas, para que implementen las medidas remediales propuestas por el equipo consultor, debiendo coordinar con los respectivos OS/OMS y el EOR, la elaboración de un plan integrado para la implementación de los ajustes antes referidos.

**X**

Que en Reunión a distancia número RAD-157 llevada a cabo el día viernes 08 de mayo de 2020, la Junta de Comisionados de la CRIE, habiendo analizado y debatido sobre la solicitud presentada por el EOR relativa a autorizar, la centralización y dirección de los trabajos requeridos para la ejecución de la etapa de implementación de ajustes a controles de las unidades de generación resultantes del estudio de pequeña señal de las consultorías, a través del mismo equipo consultor contratado para el desarrollo de la consultoría LP-EOR-02-2016 y LP-EOR-03-2016 acordó: a) Declarar no ha lugar la solicitud presentada; b) Instruir a los siguientes Agentes generadores: Instituto Costarricense de Electricidad (ICE); AES Panamá, S.R.L.; ENEL Fortuna, S.A. AES Changuinola, Polaris Energy Nicaragua, S.A; y Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), para que implementen los ajustes señalados en cada una de sus unidades de generación a fin de aumentar el amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas en el SER; c) Instruir al EOR, OS/OMs de la Región y a los Agentes indicados en el punto anterior, para que de forma coordinada, dentro del plazo de treinta días hábiles, elaboren un plan integrado para la implementación de los ajustes antes referidos; y d) Anexar a la resolución que se emita para el efecto el estudio de pequeña señal de las consultorías LP-EOR-02-2016 y LP-EOR-03-2016; tal y como se dispone.

**POR TANTO**  
**LA JUNTA DE COMISIONADOS DE LA CRIE**

Con base en los resultados y considerados que anteceden, así como lo dispuesto en el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y sus Protocolos, así como en el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional,

**RESUELVE:**

**PRIMERO. DECLARAR NO HA LUGAR** la solicitud presentada por el **ENTE OPERADOR REGIONAL (EOR)** relativa a autorizar, la centralización y dirección de los trabajos requeridos para la ejecución de la etapa de implementación de ajustes a controles de las unidades de generación resultantes del estudio de pequeña señal de las consultorías, a través del mismo equipo consultor contratado para el desarrollo de la consultoría LP-EOR-02-2016 y LP-EOR-03-2016.

**SEGUNDO. INSTRUIR** a los Agentes generadores: **INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (ICE)**, propietario de las unidades: Angostura (U1, U2, U3), Reventazón (U1, U2, U3), Ventanas-Garita (U3,U4), Pirris (U1, U2); **AES PANAMÁ, S.R.L.**, propietario de la central Bayano (U1, U2, U3), Estí (U1, U2); **ENEL FORTUNA, S.A.**, propietario de la central Fortuna (U1, U2, U3), **AES CHANGUINOLA**, propietario de la central Changuinola (U1, U2); **POLARIS ENERGY NICARAGUA, S.A.**, propietario



de la central Pensa (U3, U4); y **EMPRESA NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA** (ENEE), propietario de las centrales Rio Lindo (U1, U2, U3, U4), El Cajón (U1, U2, U3, U4) y Cañaveral (U1, U2); los cuales han sido identificados en el estudio de pequeña señal elaborado en el marco de la consultoría LP-EOR-02-2016, para que implementen los ajustes a los equipos de control de las unidades de generación resultantes del estudio de pequeña señal de las consultorías LP-EOR-02-2016 y LP-EOR-03-2016 en cada una de sus unidades de generación, a fin de aumentar el amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas en el SER.

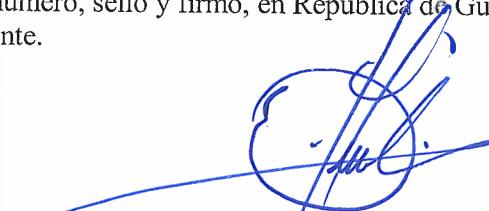
**TERCERO. INSTRUIR** al **ENTE OPERADOR REGIONAL (EOR), OPERADORES DE SISTEMA Y DE MERCADO** (OS/OMs) de América Central y a los **AGENTES** indicados en el resuelve que precede; para que de forma coordinada, elaboren un plan integrado para la implementación de todos los ajustes a equipos de control de las unidades de generación resultantes del estudio de pequeña señal de las consultorías LP-EOR-02-2016 y LP-EOR-03-2016, mismo que debe procurar garantizar la debida operación del Sistema Eléctrico Regional en cumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño, el cual deberá remitirse a esta Comisión dentro del plazo de treinta días hábiles contados a partir de la firmeza de la presente resolución.

**CUARTO. ANEXAR** a la presente resolución el estudio de pequeña señal resultante de las consultorías LP-EOR-02-2016 y LP-EOR-03-2016.

**QUINTO. VIGENCIA.** La presente resolución entrará en vigencia a partir de su publicación en el sitio web de la CRIE.

**PUBLÍQUESE Y NOTIFIQUESE.”**

Quedando contenida la presente certificación en catorce (14) hojas impresas únicamente en su lado anverso, hojas que numero, sello y fírmate, en República de Guatemala, el día miércoles trece (13) de mayo de dos mil veinte.



Giovanni Hernández  
Secretario Ejecutivo





Instituto Politécnico Nacional  
"La Técnica al Servicio de la Patria"



**estudios energéticos consultores.**  
GRUPO MERCADOS ENERGÉTICOS CONSULTORES

## **Segunda Etapa: Estudio de Estabilidad Dinámica y Acciones Remediales**

Análisis de pequeña señal y acciones  
correctivas

Informe final



**ENTE OPERADOR REGIONAL**  
DEL MERCADO ELÉCTRICO DE AMÉRICA CENTRAL

Diciembre - 2019

A0399



## Tabla de contenido

<b>REGISTRO DE COMUNICACIONES.....</b>	<b>11</b>
<b>SECCIÓN PRINCIPAL .....</b>	<b>12</b>
<b>1. INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>12</b>
<b>2. METODOLOGÍA.....</b>	<b>12</b>
2.1. Determinación de modos de oscilación.....	12
2.2. Propuesta de soluciones.....	17
<b>3. ANÁLISIS DEL CASO TESTIGO: EVENTO B .....</b>	<b>18</b>
3.1. Simulación en el dominio del tiempo.....	18
3.2. Análisis de pequeña señal.....	21
3.3. Evaluación de fallas en líneas de transmisión de 230 kV del SER.....	28
<b>4. ACCIONES CORRECTIVAS.....</b>	<b>28</b>
4.1. Ajuste de estabilizadores de sistemas de potencia (PSS) .....	28
4.2. Insensibilización de reguladores de velocidad potencia .....	73
4.3. Impacto de las acciones correctivas .....	79
4.4. Soluciones propuestas y costeo .....	83
4.5. Simulaciones de las soluciones propuestas en TSAT .....	90
<b>5. SIMULACIÓN DE EVENTOS OCURRIDOS EN EL SER .....</b>	<b>93</b>
<b>6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....</b>	<b>99</b>
6.1. Análisis de pequeña señal.....	99
6.2. Acciones correctivas.....	99
6.3. Soluciones propuestas.....	100
6.4. Acciones a futuro.....	101
<b>ANEXO I.....</b>	<b>102</b>
<b>1. REPORTES COMPLETOS DE SSAT – EVENTO B ORIGINAL .....</b>	<b>102</b>
1.1. Participación en el modo 0,2 Hz (N° 72) - Rotores .....	102
1.2. Participación en el modo 0,2 Hz (N° 72) - Todos.....	103
1.3. Participación en el modo 0,4 Hz (N° 60) - Rotores .....	105
1.4. Participación en el modo 0,4 Hz (N° 60) - Todos.....	106
<b>2. REPORTES COMPLETOS DE SSAT – EVENTO B CON AJUSTES PROPUESTOS .....</b>	<b>107</b>
2.1. Caso base (ajustes de estabilizadores originales) .....	107
2.2. Ajuste PSS CH Bayano .....	107
2.3. Ajuste PSS CH Ventanas-Garita .....	108
2.4. Ajuste PSS CH Reventazón .....	109

2.5. Ajuste PSS CH Angostura .....	110
2.6. Ajuste PSS CH El Cajón .....	110
2.7. Ajuste PSS CH Fortuna.....	111
2.8. Ajuste PSS CH Pirris .....	112
2.9. Ajuste PSS CH Estí.....	113
2.10. Ajuste PSS CH Changuinola .....	113
2.11. Ajuste PSS CG PENSA .....	114
2.12. Ajuste PSS CH Río Lindo .....	115
2.13. Ajuste PSS CH Cañaveral .....	116
<b>3. REPORTE DE AMORTIGUAMIENTO ANTE FALLAS EN LÍNEAS DE 230 KV DEL SER (PREVIO A ACCIONES CORRECTIVAS).....</b>	<b>117</b>
<b>4. DIAGRAMAS DE BODE DE REGULADORES DE VELOCIDAD .....</b>	<b>129</b>
4.1. CH Reventazón .....	129
4.2. CH Ventanas-Garita .....	130
4.3. CH Pirris .....	130
4.4. CH Bayano .....	131
4.5. CH Fortuna.....	132
4.6. CH Estí.....	132
4.7. CH Changuinola .....	133
4.8. CH El Cajón .....	133
4.9. CH Cañaveral .....	134
<b>5. CAMBIOS REALIZADOS EN PARÁMETROS DE LA BASE DE DATOS.....</b>	<b>135</b>

## Índice de tablas y gráficos

Tabla 1 – Parámetros PSS originales y propuestos. CH Angostura.....	34
Tabla 2 – Amortiguamiento modo local y excitatriz. CH Angostura.....	36
Tabla 3 – Parámetros PSS originales y propuestos. CH Reventazón .....	36
Tabla 4 – Amortiguamiento modo local y excitatriz. CH Reventazón .....	38
Tabla 5 – Parámetros PSS originales y propuestos. CH Garita .....	38
Tabla 6 – Amortiguamiento modo local y excitatriz. CH Garita .....	40
Tabla 7 – Parámetros PSS propuesto. CH Pirris.....	40
Tabla 8 – Amortiguamiento modo local y excitatriz. CH Pirris .....	42
Tabla 9 – Parámetros PSS originales y propuestos. CH Bayano U1 .....	42
Tabla 10 – Amortiguamiento modo local y excitatriz. CH Bayano U1 .....	44
Tabla 11 – Parámetros PSS originales y propuestos. CH Bayano U2 .....	44
Tabla 12 – Amortiguamiento modo local y excitatriz. CH Bayano U2 .....	46
Tabla 13 – Parámetros PSS originales y propuestos. CH Bayano U3 .....	46
Tabla 14 – Amortiguamiento modo local y excitatriz. CH Bayano U3 .....	48
Tabla 15 – Parámetros PSS originales y propuestos. CH Fortuna .....	48
Tabla 16 – Amortiguamiento modo local y excitatriz. CH Fortuna .....	50
Tabla 17 – Parámetros PSS originales y propuestos. CH Estí .....	50
Tabla 18 – Amortiguamiento modo local y excitatriz. CH Estí .....	52
Tabla 19 – Parámetros PSS originales y propuestos. CT Pensa .....	52
Tabla 20 – Amortiguamiento modo local y excitatriz. CT Pensa .....	54
Tabla 21 – Parámetros PSS propuesto. CH Cañaveral .....	54
Tabla 22 – Amortiguamiento modo local y excitatriz. CH Cañaveral .....	56
Tabla 23 – Parámetros PSS propuesto. CH El Cajón .....	57
Tabla 24 – Amortiguamiento modo local y excitatriz. CH El Cajón.....	58
Tabla 25 – Parámetros PSS propuesto. CH Rio Lindo .....	59
Tabla 26 – Amortiguamiento modo local y excitatriz. CH Rio Lindo.....	60
Tabla 27 – Parámetros PSS propuesto. CH Changuinola .....	61
Tabla 28 – Amortiguamiento modo local y excitatriz. CH Changuinola .....	62
Tabla 29 – Parámetros PSS propuestos. CC Fuerza y Energía Hermosillo.....	63
Tabla 30 – Amortiguamiento modo local y excitatriz. CC FEH.....	65
Tabla 31 – Parámetros PSS originales y propuestos. CC El Fresnal .....	66

Tabla 32 – Amortiguamiento modo local y excitatriz. CC El Fresnal .....	67
Tabla 33 – Parámetros PSS originales y propuestos. CC La Caridad .....	68
Tabla 34 – Amortiguamiento modo local y excitatriz. CC La Caridad .....	69
Tabla 35 – Parámetros PSS propuestos. CC Agua Prieta II .....	70
Tabla 36 – Amortiguamiento modo local y excitatriz. CC Agua Prieta II .....	71
Tabla 37 – Parámetros PSS originales y propuestos. CC Chihuahua III .....	72
Tabla 38 – Amortiguamiento modo local y excitatriz. CC Chihuahua III .....	73
Tabla 39 – Ganancia y fase de reguladores de velocidad de centrales homologadas .....	75
Tabla 40 – Cambio del amortiguamiento del modo 72 al reajustar estabilizadores en el SER .....	79
Tabla 41 – Incremento del amortiguamiento del modo 72 con el agregado de PSS ajustados.....	79
Tabla 42 – Cambio del amortiguamiento del modo 72 al agregar filtros a reguladores de velocidad en SER.....	81
Tabla 43 – Incremento del amortiguamiento del modo 72 al agregar filtros a reguladores de velocidad en SER.....	82
Tabla 44 – Soluciones propuestas y costos asociados .....	84
Tabla 45 – Resumen cualitativo de acciones remediales propuestas .....	85
Tabla 46 – Detalle costos de la opción 4 (PSS) .....	88
Tabla 47 – Detalle costos de la opción 4 (Filtros GOV).....	89
Tabla 48 – Detalle costos de la opción 4 (Total) .....	89
Gráfico 1. Ubicación de autovalores y respuesta temporal asociada .....	16
Gráfico 2. Simulación en TSAT-DSATools de Evento 03/10/2017 – Frecuencias. Red SIN+SER...18	18
Gráfico 3. Análisis de Prony SE Panamá II 230 kV, modo SER-SIN.....	19
Gráfico 4. Análisis de Prony SE Seri 400 kV, modo SER-SIN.....	19
Gráfico 5. Análisis de Prony SE Panamá II 230 kV, modo SER .....	20
Gráfico 6. Análisis de Prony SE Seri 400 kV, modo SIN.....	20
Gráfico 7. Región de análisis del plano complejo en SSAT. ....	21
Gráfico 8. Autovalores y estados dominantes para las condiciones N y Evento B. ....	22
Gráfico 9. Autovalores para las condiciones de Estado N y Evento B: a) todos, b) modos rotóricos. ....	22
Gráfico 10. Forma modal de rotores asociados al modo N°72.....	23
Gráfico 11. Forma modal de rotores asociados al modo N°72 – representación geográfica.....	24
Gráfico 12. Forma modal de rotores asociados al modo N°60.....	24
Gráfico 13. Forma modal de rotores asociados al modo N°60 – representación geográfica.....	25

Gráfico 14. Principales factores de participación (rotóricos) de generadores asociados al modo N° 72.....	26
Gráfico 15. Principales factores de participación (todos) de generadores asociados al modo N° 72.....	27
Gráfico 16. Principales factores de participación (rotóricos) de generadores asociados al modo N° 60.....	27
Gráfico 17. Esquema de aporte de torque amortiguante del PSS .....	29
Gráfico 18. Curva PQ típica de un generador y distintos puntos de operación evaluados. ....	30
Gráfico 19. Fase del sistema GEP para distintos puntos de operación. ....	31
Gráfico 20. Variación de la fase del sistema GEP para distintas reactancias de conexión. ....	31
Gráfico 21. Lugar de las raíces. Modo local y de excitación para ganancia de PSS creciente .....	32
Gráfico 22. Diagrama de bloques STAB2A .....	33
Gráfico 23. Diagrama de bloques PSS2B / 2A (sin tercer compensador lead-lag) .....	33
Gráfico 24. GEP <sup>-1</sup> CH Angostura, STAB2A original y PSS2B propuesto .....	34
Gráfico 25. AVR en carga CH Angostura. PSS original y PSS propuesto. Tensión y Potencia activa .....	35
Gráfico 26. Lugar de las raíces CH Angostura para Ks1=50 .....	35
Gráfico 27. GEP <sup>-1</sup> CH Reventazón. PSS2A original y PSS2B propuesto.....	36
Gráfico 28. AVR en carga CH Reventazón. PSS original y PSS propuesto. Tensión y Potencia activa .....	37
Gráfico 29. Lugar de las raíces CH Reventazón para Ks1=25.....	37
Gráfico 30. GEP <sup>-1</sup> CH Garita. PSS2B original y PSS2B propuesto .....	38
Gráfico 31. AVR en carga CH Garita. PSS original y PSS propuesto. Tensión y Potencia activa.....	39
Gráfico 32. Lugar de las raíces CH Garita para Ks1=50 .....	39
Gráfico 33. GEP <sup>-1</sup> CH Pirris. PSS2B propuesto .....	40
Gráfico 34. AVR en carga CH Pirris. Sin PSS y PSS propuesto. Tensión y Potencia activa .....	41
Gráfico 35. Lugar de las raíces CH Pirris para Ks1=20.....	41
Gráfico 36. GEP <sup>-1</sup> CH Bayano U1. PSS2A original y PSS2B propuesto .....	42
Gráfico 37. AVR en carga CH Bayano U1. PSS original y PSS propuesto. Tensión y Potencia activa .....	43
Gráfico 38. Lugar de las raíces CH Bayano U1 para Ks1=35 .....	43
Gráfico 39. GEP <sup>-1</sup> CH Bayano U2. STAB2A original y STAB2A / PSS2B propuesto .....	44
Gráfico 40. AVR en carga CH Bayano U2. PSS original y PSS propuesto. Tensión y Potencia activa .....	45
Gráfico 41. Lugar de las raíces CH Bayano U2 para Ks1=30 .....	45

Gráfico 42. GEP <sup>-1</sup> CH Bayano U2. STAB2A original y STAB2A / PSS2B propuesto .....	46
Gráfico 43. AVR en carga CH Bayano U3. PSS original y PSS propuesto. Tensión y Potencia activa .....	47
Gráfico 44. Lugar de las raíces CH Bayano U3 para Ks1=30 .....	47
Gráfico 45. GEP <sup>-1</sup> CH Fortuna. PSS2B original y PSS2B propuesto .....	48
Gráfico 46. AVR en carga CH Fortuna. PSS original y PSS propuesto. Tensión y Potencia activa...	49
Gráfico 47. Lugar de las raíces CH Fortuna para Ks1=25.....	49
Gráfico 48. GEP <sup>-1</sup> CH Estí. STAB2A original y STAB2A/PSS2B propuestos .....	50
Gráfico 49. AVR en carga CH Estí. PSS original y PSS propuesto. Tensión y Potencia activa.....	51
Gráfico 50. Lugar de las raíces CH Estí para Ks1=30 .....	51
Gráfico 51. GEP <sup>-1</sup> CT Pensa. PSS2A original y PSS2B propuesto, AVR Original vs Modificado .....	52
Gráfico 52. AVR en carga CT Pensa. PSS original y PSS propuesto. Tensión y Potencia activa .....	53
Gráfico 53. Lugar de las raíces CT Pensa para Ks1=30 .....	54
Gráfico 54. GEP <sup>-1</sup> CH Cañaveral. PSS2B propuesto .....	54
Gráfico 55. AVR en carga CH Cañaveral. Sin PSS y PSS propuesto. Tensión y Potencia activa .....	55
Gráfico 56. Lugar de las raíces CH Cañaveral para Ks1=15.....	56
Gráfico 57. GEP <sup>-1</sup> CH El Cajón. PSS2B propuesto .....	56
Gráfico 58. AVR en carga CH El Cajón. Sin PSS y PSS propuesto. Tensión y Potencia activa .....	57
Gráfico 59. Lugar de las raíces CH El Cajón para Ks1=55.....	58
Gráfico 60. GEP <sup>-1</sup> CH Rio Lindo. PSS2A original y PSS2B propuesto .....	58
Gráfico 61. AVR en carga CH Rio Lindo. PSS original y PSS propuesto. Tensión y Potencia activa	59
Gráfico 62. Lugar de las raíces CH Rio Lindo para Ks1=30.....	60
Gráfico 63. GEP <sup>-1</sup> CH Changuinola. PSS2A original y PSS2B propuesto, AVR Original y Modificado .....	60
Gráfico 64. AVR en carga CH Changuinola. PSS original y PSS propuesto. Tensión y Potencia activa .....	61
Gráfico 65. Lugar de las raíces CH Changuinola para Ks1=25 .....	62
Gráfico 66. GEP <sup>-1</sup> CC Fuerza y Energía Hermosillo. PSS2B propuesto .....	63
Gráfico 67. AVR en carga CC FEH. Sin PSS y PSS propuesto. Tensión y Potencia activa .....	64
Gráfico 68. Lugar de las raíces CC FEH para Ks1=35.....	65
Gráfico 69. GEP <sup>-1</sup> CC El Fresnal, IEEEST original y PSS2B propuesto .....	66
Gráfico 70. AVR en carga CC El Fresnal. PSS original y PSS propuesto. Tensión y Potencia activa	67
Gráfico 71. Lugar de las raíces CC El Fresnal para Ks1=45 .....	67
Gráfico 72. GEP <sup>-1</sup> CC La Caridad. PSS2B original y PSS2B propuesto .....	68

Gráfico 73. AVR en carga CC La Caridad. PSS original y PSS propuesto. Tensión y Potencia activa .....	69
Gráfico 74. Lugar de las raíces CC La Caridad para Ks1=25.....	69
Gráfico 75. GEP <sup>-1</sup> CC Agua Prieta II. PSS2B propuesto.....	70
Gráfico 76. AVR en carga CC Agua Prieta II. Sin PSS y PSS propuesto. Tensión y Potencia activa .	71
Gráfico 77. Lugar de las raíces CC Agua Prieta II para Ks1=20.....	71
Gráfico 78. GEP <sup>-1</sup> CC Chihuahua III. PSS2A original y PSS2B propuesto.....	72
Gráfico 79. AVR en carga CC Chihuahua III. PSS original y PSS propuesto. Tensión y Potencia activa .....	73
Gráfico 80. Lugar de las raíces CC Chihuahua III para Ks1=25 .....	73
Gráfico 81. Representación fasorial del torque amortiguante y región estable. ....	74
Gráfico 82. Diagrama de Bode de la transferencia GOV+HYD, CH Bayano U2.....	75
Gráfico 83. Ubicación de los fasores de torque mecánico para los modos de 0,2 y 0,4 Hz.....	76
Gráfico 84. Comparación respuesta de la CH Bayano U2 con distintas soluciones en el Evento B. ....	77
Gráfico 85. Comparación respuesta de la CH Bayano U2 con distintas soluciones, escalón de velocidad.....	77
Gráfico 86. Diagrama de Bode del filtro supreme-banda propuesto.....	78
Gráfico 87. Incremento del amortiguamiento del modo 72 con el agregado de PSS ajustados. ...	80
Gráfico 88. Movimiento de los autovalores con el agregado secuencial de PSS ajustados.....	80
Gráfico 89. Autovalores del Evento B, original y con cambios propuestos: a) todos, b) modos rotóricos. ....	81
Gráfico 90. Incremento del amortiguamiento del modo 72 al agregar filtros a reguladores de velocidad en SER.....	82
Gráfico 91. Autovalores del Evento B, original y con cambios en el SIN: a) todos, b) modos rotóricos. ....	83
Gráfico 92. Autovalores del Evento B, original y con opción 1: a) todos, b) modos rotóricos. ....	86
Gráfico 93. Autovalores del Evento B, original y con opción 2: a) todos, b) modos rotóricos. ....	86
Gráfico 94. Autovalores del Evento B, original y con opción 3.: a) todos, b) modos rotóricos. ....	87
Gráfico 95. Autovalores del Evento B, original y con opción 4: a) todos, b) modos rotóricos. ....	89
Gráfico 96. Simulación en TSAT-DSATools de Evento 03/10/2017 – Frec. SIN+SER. Opción 1 ....	90
Gráfico 97. Simulación en TSAT-DSATools de Evento 03/10/2017 – Frec. SIN+SER. Opción 2....	91
Gráfico 98. Simulación en TSAT-DSATools de Evento 03/10/2017 – Frec. SIN+SER. Opción 3....	91
Gráfico 99. Simulación en TSAT-DSATools de Evento 03/10/2017 – Frec. SIN+SER. Opción 4....	92
Gráfico 100. Simulación en TSAT-DSATools de Evento 03/10/2017 – Frec. SIN+SER. Amort	

adicional.....	92
Gráfico 101. Simulación en TSAT-DSATools de Evento A – Frecuencias SER. Situación actual.....	94
Gráfico 102. Simulación en TSAT-DSATools de Evento A – Frecuencias SER. Opción 4.....	94
Gráfico 103. Simulación en TSAT-DSATools de Evento B – Frecuencias SER. Situación actual. ....	95
Gráfico 104. Simulación en TSAT-DSATools de Evento B – Frecuencias SER. Opción 4 .....	95
Gráfico 105. Simulación en TSAT-DSATools de Evento C – Frecuencias SER. Situación actual. ....	96
Gráfico 106. Simulación en TSAT-DSATools de Evento C – Frecuencias SER. Opción 4.....	96
Gráfico 107. Simulación en TSAT-DSATools de Evento D – Frecuencias SER. Situación actual.....	97
Gráfico 108. Simulación en TSAT-DSATools de Evento D – Frecuencias SER. Opción 4. ....	97
Gráfico 109. Simulación en TSAT-DSATools de Evento E – Frecuencias SER. Situación actual.....	98
Gráfico 110. Simulación en TSAT-DSATools de Evento E – Frecuencias SER. Opción 4.....	98
Gráfico 111. Diagrama de Bode del conjunto Governor+Turbina, CH Angostura. ....	129
Gráfico 112. Diagrama de Bode del conjunto Governor+Turbina, CH Reventazón. ....	129
Gráfico 113. Diagrama de Bode del conjunto Governor+Turbina, CH Ventanas-Garita. ....	130
Gráfico 114. Diagrama de Bode del conjunto Governor+Turbina, CH Pirris.....	130
Gráfico 115. Diagrama de Bode del conjunto Governor+Turbina, CH Bayano U1 y U3.....	131
Gráfico 116. Diagrama de Bode del conjunto Governor+Turbina, CH Bayano U2. ....	131
Gráfico 117. Diagrama de Bode del conjunto Governor+Turbina, CH Fortuna.....	132
Gráfico 118. Diagrama de Bode del conjunto Governor+Turbina, CH Estí.....	132
Gráfico 119. Diagrama de Bode del conjunto Governor+Turbina, CH Changuinola .....	133
Gráfico 120. Diagrama de Bode del conjunto Governor+Turbina, CH El Cajón .....	133
Gráfico 121. Diagrama de Bode del conjunto Governor+Turbina, CH Cañaveral .....	134



## Abreviaturas y acrónimos

<b>EOR</b>	Ente Operador Regional del mercado eléctrico de América Central.
<b>SER</b>	Sistema Eléctrico Regional
<b>CH</b>	Central hidroeléctrica
<b>RAT</b>	Regulador Automático de Tensión
<b>SE</b>	Sistema de Excitación
<b>RAV</b>	Regulador Automático de Velocidad
<b>OEL</b>	Limitador de Sobreexcitación
<b>FCL</b>	Limitador de corriente de campo
<b>SCL</b>	Limitador de corriente de estator
<b>UEL</b>	Limitador de Subexcitación
<b>VREF</b>	Señal de referencia de tensión del regulador automático de tensión
<b>EF</b>	Tensión de campo
<b>IF</b>	Corriente de campo
<b>IA</b>	Corriente de armadura
<b>PSS</b>	Estabilizador de Sistemas de Potencia
<b>H</b>	Constante de inercia
<b>KPSS</b>	Ganancia del estabilizador de sistemas de potencia



## REGISTRO DE COMUNICACIONES

Registro de las actividades, comunicaciones y aprobación de informes.

Número	Fecha dd/mm/año	Objeto	Referencias	Preparó	Responsable
1	27/09/2019	Preliminar final		FM/NP	CJ
2	31/10/2019	Corrección de observaciones		FM/NP	CJ
3	22/11/2019	Agregado opción 4		FM/NP	CJ
4	02/12/2019	Versión final		FM/NP	CJ



# SECCIÓN PRINCIPAL

## 1. INTRODUCCIÓN

En el presente informe se documenta la metodología utilizada para analizar las oscilaciones entre el Sistema Eléctrico Regional de Centroamérica y el Sistema Interconectado Nacional de México en el software DSATools de PowerTech, y las acciones correctivas propuestas que permiten mitigarlas.

## 2. METODOLOGÍA

### 2.1. Determinación de modos de oscilación

En este apartado se presenta una descripción teórica simplificada acerca de la linealización de sistemas, la operación de variables en un sistema de estados, para luego transfórmalo en un espacio modal y así definir el concepto de modo de oscilación, factor de participación, controlabilidad y observabilidad.

Si se considera un sistema dinámico genérico, el mismo puede describirse mediante un conjunto de  $n$  ecuaciones diferenciales ordinarias no lineales de primer orden, según la siguiente expresión:

$$\dot{x} = f_i(x_1, x_2, \dots, x_n; u_1, u_2, \dots, u_n) \quad i = 1, 2, \dots, n$$

Donde las variables  $x_n$  son las denominadas variables de estado del sistema y las variables  $u_n$  corresponden a las entradas del sistema.  $\dot{x}$  se corresponden con las derivadas con respecto al tiempo de las variables de estado. Si dichas derivadas no son funciones que dependen explícitamente del tiempo, se dice que el sistema es autónomo y puede escribirse de forma general según la siguiente expresión:

$$\dot{x} = f(x, u)$$

De igual modo, el vector de salidas  $y$  queda definido por un conjunto de funciones no lineales  $g$  según:

$$y = g(x, u)$$

Se tiene como objetivo linealizar el sistema no lineal definido por el conjunto de ecuaciones  $\dot{x}$  e  $y$ . Dicha linealización debe realizarse a partir de un punto operativo  $x_o$  donde el sistema se encuentre en equilibrio; es decir en el cual  $\dot{x}_o = f(x_o, u_o) = 0$ . Si desde el punto estable  $x_o$  se realiza una pequeña perturbación  $\Delta$ , se tiene un nuevo punto operativo  $x, u$  definido por:

$$x = x_o + \Delta x$$

$$u = u_o + \Delta u$$

En este nuevo punto operativo se verifica lo siguiente:

$$\dot{x} = \dot{x}_o + \Delta\dot{x} = f(x, u) = f[(x_o + \Delta x), (u_o + \Delta u)]$$

Si se considera justamente que la perturbación  $\Delta$  es pequeña, cada una de las  $i$  funciones no lineales puede expresarse según la expansión de series de Taylor de primer orden; resultando en el siguiente conjunto de funciones lineales en el entorno del punto  $x_o$ :



$$\begin{aligned}\dot{x}_i &= \dot{x}_{i\ell} + \Delta\dot{x}_i = f_i[(x_o + \Delta x), (u_o + \Delta u)] \\ &= f_i(x_o, u_o) + \frac{\partial f_i}{\partial x_1} \Delta x_1 + \cdots + \frac{\partial f_i}{\partial x_n} \Delta x_n + \frac{\partial f_i}{\partial u_1} \Delta u_1 + \cdots + \frac{\partial f_i}{\partial u_r} \Delta u_r\end{aligned}$$

Dado que  $\dot{x}_{i\ell} = f_i(x_o, u_o)$ , se tiene:

$$\Delta\dot{x}_i = \frac{\partial f_i}{\partial x_1} \Delta x_1 + \cdots + \frac{\partial f_i}{\partial x_n} \Delta x_n + \frac{\partial f_i}{\partial u_1} \Delta u_1 + \cdots + \frac{\partial f_i}{\partial u_r} \Delta u_r$$

De igual manera se reproduce el mismo análisis para el vector de salidas, resultando en:

$$\Delta y_j = \frac{\partial g_j}{\partial x_1} \Delta x_1 + \cdots + \frac{\partial g_j}{\partial x_n} \Delta x_n + \frac{\partial g_j}{\partial u_1} \Delta u_1 + \cdots + \frac{\partial g_j}{\partial u_r} \Delta u_r$$

De esta forma queda definido el sistema lineal, expresado en forma matricial por:

$$\Delta\dot{x} = A\Delta x + B\Delta u$$

$$\Delta y = C\Delta x + D\Delta u$$

Dónde:

$$\begin{aligned}A &= \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \cdots & \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial f_n}{\partial x_1} & \cdots & \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \end{bmatrix} & B &= \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial u_1} & \cdots & \frac{\partial f_1}{\partial u_r} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial f_n}{\partial u_1} & \cdots & \frac{\partial f_n}{\partial u_r} \end{bmatrix} \\ C &= \begin{bmatrix} \frac{\partial g_1}{\partial x_1} & \cdots & \frac{\partial g_1}{\partial x_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial g_m}{\partial x_1} & \cdots & \frac{\partial g_m}{\partial x_n} \end{bmatrix} & D &= \begin{bmatrix} \frac{\partial g_1}{\partial u_1} & \cdots & \frac{\partial g_1}{\partial u_r} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial g_m}{\partial u_1} & \cdots & \frac{\partial g_m}{\partial u_r} \end{bmatrix}\end{aligned}$$

$\Delta x$  es el vector estados de dimensión  $n$

$\Delta y$  es el vector de salidas de dimensión  $m$

$\Delta u$  es el vector de entradas de dimensión  $r$

A es la matriz de estados de dimensión  $n \times n$

B es la matriz de control de dimensión  $n \times r$

C es la matriz de salida de dimensión  $m \times n$

D es la matriz de transferencia de dimensión  $m \times r$

Si se realiza la transformada de Laplace a las ecuaciones matriciales previas ( $\Delta\dot{x}, \Delta y$ ) se obtiene lo siguiente:

$$s\Delta x(s) - \Delta x(0) = A\Delta x(s) + B\Delta u(s)$$

$$\Delta y(s) = C\Delta x(s) + D\Delta u(s)$$

La ecuación correspondiente a los estados puede rescribirse utilizando la matriz identidad I como:

$$(sI - A)\Delta x(s) = \Delta x(0) + B\Delta u(s)$$



$$\Delta x(s) = (s - A)^{-1}[\Delta x(0) + B\Delta u(s)]$$

Teniendo en cuenta la definición de la inversa de una matriz se tiene:

$$\Delta x(s) = \frac{\text{adj}(s - A)}{\det(s - A)} [\Delta x(0) + B\Delta u(s)]$$

De igual manera para las salidas se tiene lo siguiente:

$$\Delta y(s) = C \frac{\text{adj}(s - A)}{\det(s - A)} [\Delta x(0) + B\Delta u(s)] + D\Delta u(s)$$

En estas dos ecuaciones lo importante a notar es que las raíces del  $\det(s - A)$  serán los polos de las ecuaciones  $\Delta x(s)$  y  $\Delta y(s)$ . Dichas raíces cumplen con la ecuación  $\det(s - A) = 0$  y son los denominados autovalores de la matriz A. Este conjunto de autovalores se denomina  $\lambda = \lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_n$ .

Se puede demostrar algebraicamente que para cada autovalor  $\lambda_i$  existe un vector  $\phi_i$  que satisface la siguiente ecuación:

$$A\phi_i = \lambda_i\phi_i$$

Donde  $\phi_i$  es el autovector de A asociado con el autovalor  $\lambda_i$ . La dimensión de  $\phi_i$  es n, pues coincide con el número de estados del sistema. Este autovector que satisface la ecuación anterior es también denominado autovector "derecho" de A asociado con el autovalor  $\lambda_i$ .

Si en cambio se define un vector  $\psi_i$  que cumpla la ecuación:

$$\psi_i A = \lambda_i \psi_i$$

Este vector  $\psi_i$  se denomina autovector "izquierdo" de A asociado con el autovalor  $\lambda_i$ . Se puede comprobar que el producto escalar normalizado  $\psi_i^T \phi_i = 1$  para los autovectores izquierdos y derechos correspondientes a un mismo autovalor  $\lambda_i$ .

Si se definen dos matrices  $\Phi$  y  $\Psi$  compuestas por los autovectores derechos e izquierdos de la forma:

$$\begin{aligned}\Phi &= [\Phi_1 \quad \dots \quad \Phi_n] \\ \Psi &= [\psi_1^T \quad \dots \quad \psi_n^T]^T\end{aligned}$$

Se puede obtener la denominada matriz  $\Lambda$  como:

$$\Phi^{-1} A \Phi = \Psi \Phi = \Lambda$$

Siendo  $\Phi^{-1} = \Psi$ .

Esta matriz  $\Lambda$  es la matriz de estados A, pero en lo que se denomina el espacio modal. La importancia de esta matriz  $\Lambda$  es que, a diferencia de la matriz A original, esta es diagonal compuesta por los autovalores  $\lambda_i$ .

Lo que se pretende es transformar no solo la matriz A, sino todo el conjunto de ecuaciones desarrolladas en el espacio de estados original al espacio modal, de manera de obtener un sistema de ecuaciones desacoplado y así las derivadas de las variables de estado ya no sean combinación lineal de todas las variables de estado, sino solo de la propia. Con este objetivo, se define un nuevo



vector z, tal que el vector de estados original  $\Delta x$  se relaciona al z de la siguiente manera:

$$\Delta x = \phi z$$

Recordando que  $\phi = [\Phi_1 \dots \Phi_n]$  era la matriz compuesta por los autovectores derechos. Originalmente se tenía  $\dot{\Delta x} = A\Delta x$ , por lo que ahora esta expresión queda transformada en:

$$\dot{\phi}z = A\phi z$$

Si se multiplica ambos miembros por la inversa de  $\phi$ , se obtiene  $\dot{z} = \phi^{-1}A\phi z$ . Se definió previamente que  $\phi^{-1}A\phi = \Lambda$ . De esta manera queda definido el sistema de ecuaciones en el espacio modal, como:

$$\dot{z} = \Lambda$$

Se vuelve a remarcar que gracias a esta transformación las variables de estados quedan desacopladas, por lo que ahora para cada  $\lambda_i$  se tiene:

$$\dot{z}_i = \lambda_i z_i$$

Esta última ecuación es, en efecto, una ecuación diferencial de primer orden, cuya solución es:

$$z_i(t) = z_i(0)e^{\lambda_i t}$$

Si se recuerda que:

$$\Delta x(t) = \phi z(t) = [\Phi_1 \dots \Phi_n] \begin{bmatrix} z_1(t) \\ \vdots \\ z_n(t) \end{bmatrix}$$

Remplazando  $z_i(t)$  y realizando el producto matricial se obtiene:

$$\Delta x(t) = \sum_{i=1}^n \Phi_i z_i(0) e^{\lambda_i t}$$

Asimismo, se sabe que  $z(t) = \Psi \Delta x$  (recordar que  $\phi^{-1} = \Psi$ ), por lo tanto  $z_i(t) = \psi_i \Delta x(t)$ . Si esta última expresión se la evalúa en  $t=0$  se tiene  $z_i(0) = \psi_i \Delta x(0)$ . Ahora si a este producto escalar  $\psi_i \Delta x(0)$  lo denominamos  $c_i$  y reemplazamos  $z_i(0)$  en la sumatoria tenemos:

$$\Delta x(t) = \sum_{i=1}^n \Phi_i c_i e^{\lambda_i t}$$

Si se considera esta ecuación para un estado  $x_i$  cualquiera se tendrá:

$$\Delta x_i(t) = \Phi_{i1} c_1 e^{\lambda_1 t} + \Phi_{i2} c_2 e^{\lambda_2 t} + \dots + \Phi_{in} c_n e^{\lambda_n t}$$

Esta ecuación es de gran importancia pues determina la respuesta temporal de un estado  $x_i$  en función de los  $n$  autovalores ( $n$  modos), vectores derechos e izquierdos del sistema. Como se ve, el producto escalar  $c_i = \psi_i \Delta x(0)$  determina cuán excitado estará cada modo (cada autovalor) en función de la condición inicial del sistema. Asimismo, se aprecia que la respuesta temporal de cada modo correspondiente a un  $\lambda_i$  estará dada por  $e^{\lambda_i t}$ . Por lo tanto, en función de la ubicación en el plano complejo de  $\lambda_i$  (Gráfico 1) se tendrá una respuesta temporal no osculatoria ( $\lambda_i$  real, estable si  $\lambda_i$  está en el eje izquierdo y viceversa), osculatoria amortiguada (parte real de  $\lambda_i$  negativa), osculatoria no amortiguada (parte real de  $\lambda_i$  positiva) u osculatoria constante (parte real nula de  $\lambda_i$ ).

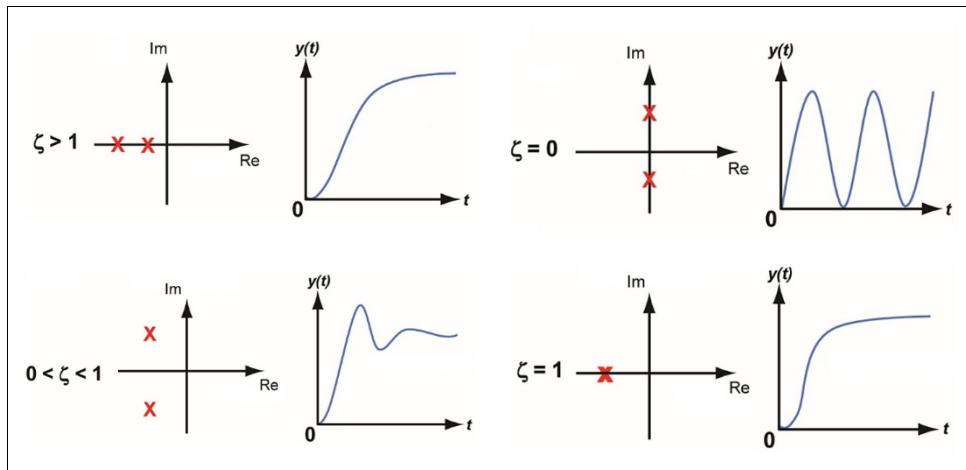


Gráfico 1. Ubicación de autovalores y respuesta temporal asociada

Una vez definido lo anterior, vale recordar las siguientes relaciones:

$$\Delta x(t) = \phi z(t) = [\phi_1 \dots \phi_n] \begin{bmatrix} z_1(t) \\ \dots \\ z_n(t) \end{bmatrix}$$

$$z(t) = \Psi \Delta x(t) = [\psi_1^T \dots \psi_n^T]^T \Delta x(t)$$

Las variables  $\Delta x_i(t)$  son las variables de estado originales del sistema; las  $z_i(t)$  son las variables de estado transformadas, de manera que cada una está asociada directamente a un modo. De la primera de estas dos ecuaciones se puede observar que los autovectores derechos  $\phi_i$  dan la llamada forma del modo; es decir la actividad relativa de las variables de estado cuando un modo es excitado. Por ejemplo, el grado de actividad de una variable de estado  $x_k$  en el modo  $i$  está dado por el elemento  $\phi_{ki}$  de  $\phi$ .

Si en cambio se examina la segunda ecuación, el autovector izquierdo  $\psi_i$  identifica que combinación de las variables de estado originales aparecen en un modo  $i$ . En resumen, el elemento  $k$  del autovector derecho  $\phi_i$  mide la actividad de la variable de estado  $x_k$  en el modo  $i$ , mientras que el elemento  $k$  del autovector izquierdo  $\psi_i$  determina cuánto pesa la contribución de esta actividad en el modo  $i$ .

Teniendo esto en cuenta, se puede definir el denominado factor de participación, como el producto escalar de  $\psi_i$  y  $\phi_i$ . Así para una variable de estado  $k$  se tiene:

$$p_k = \phi_{ki} \psi_i$$

Este factor de participación  $p_k$ , al hacer uso tanto del autovector izquierdo como del derecho, permite obtener una medida de la participación relativa de la variable de estado  $k$  en el modo  $i$ , y viceversa, es decir se tiene una medición de la participación completa. Este es el factor que más adelante es presentado como una de las herramientas de análisis lineal en DSATools.

Se puede comprobar también que  $p_k$  es también igual a:

$$p_k = \frac{\partial \lambda_i}{\partial a_k}$$

Donde  $a_k$  es el elemento  $a_{ki}$  de la matriz de estados A. Finalmente, si se repiten las ecuaciones



originales del sistema lineal en términos de la variable  $z$ , se obtiene:

$$\Phi \dot{z} = A\Phi z + B\Delta u$$

$$\Delta y = C\Phi z + D\Delta u$$

Esto puede ser reescrito, según su forma modal como:

$$\dot{z} = \Lambda z + B'\Delta u$$

$$\Delta y = C'z + D\Delta u$$

Dónde:

$$B' = \Phi^{-1}B$$

$$C' = C\Phi$$

La matriz  $B'$  se denomina matriz de controlabilidad del modo y la matriz  $C'$  se denomina matriz de observabilidad del modo. Por ejemplo, si un elemento  $i$  de la matriz  $B'$  es cero, las entradas no tienen efecto en el modo  $i$ , por lo que se dice que dicho modo  $i$  es incontrolable.

Asimismo, el elemento  $i$  de la matriz  $C'$  determinará si la variable  $z_i$  contribuye a la formación de las salidas. Si dicho elemento  $i$  es cero, entonces el modo correspondiente se dice que inobservable. En resumen, en función del valor de los elementos  $i$  de estas dos matrices se puede determinar cuan controlable y/u observable es el modo en análisis. Estos índices también se encuentran disponibles en el ámbito de DSATools.

## 2.2. Propuesta de soluciones

En función del resultado del análisis de los modos de oscilación del sistema SER+SIN, se propondrán las siguientes alternativas de soluciones:

- Ajuste de los estabilizadores de sistemas de potencia (PSS) de las unidades homologadas del SER y de las unidades del SIN que mayor participación tengan en los modos observados.
- Nueva parametrización de reguladores de tensión y reguladores de velocidad/potencia en caso de requerirse.
- Inspección y análisis del estado del arte sobre distintas acciones correctivas para reducir oscilaciones interárea pobemente amortiguadas; entre ellas técnicas de insensibilización de reguladores de velocidad/potencia ante modos de oscilación determinados.

### 3. ANÁLISIS DEL CASO TESTIGO: EVENTO B

Como se ha indicado en el informe final de Etapa I, el evento ocurrido el 03/10/2017 (denominado Evento B) presenta las mejores características para analizar las oscilaciones electromecánicas de baja frecuencia presentes en el Sistema Eléctrico Regional (SER) y en el Sistema Mexicano (SIN), ya que posee ambas configuraciones topológicas de interconexión entre el SER y el SIN. Por esta razón, se tomará el Evento B como caso testigo de análisis para el cálculo de los modos de oscilación y propuesta de soluciones.

#### 3.1. Simulación en el dominio del tiempo

Se simuló en TSAT las condiciones presentes durante el Evento B, observándose en el Gráfico 2 la evolución temporal de las frecuencias de distintos puntos del sistema interconectado SER+SIN. Desde el momento de aplicación de la falla ( $T = 1$  s) hasta la actuación del esquema de detección de oscilaciones que realiza la apertura de la interconexión entre Guatemala y México, se aprecian oscilaciones no amortiguadas entre dos grupos coherentes; el primero conformado por los países de Centroamérica (Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá en orden creciente de amplitud) y el segundo formado por el sistema mexicano. Estos grupos realizan la oscilación en contrafase, respecto a un centro inercial común. Posterior a la apertura en la SE Los Brillantes, ambos sistemas evolucionan en forma independiente, observándose oscilaciones amortiguadas de menor amplitud en el SER (Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua vs Costa Rica y Panamá) y una recuperación de la frecuencia debido a la actuación de la reserva primaria. En el caso del SIN, se evidencian también pequeñas oscilaciones débilmente amortiguadas entre sus distintas áreas eléctricas internas.

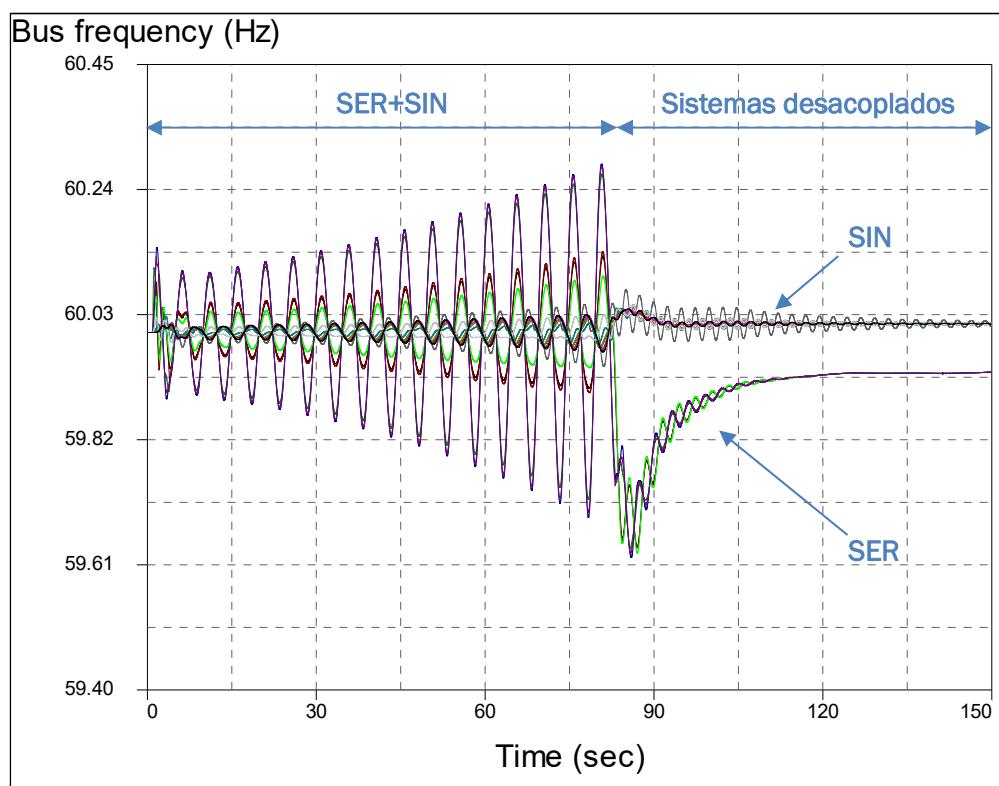


Gráfico 2. Simulación en TSAT-DSATools de Evento 03/10/2017 – Frecuencias. Red SIN+SER



Mediante las herramientas disponibles en el TSAT, se realizó un análisis de Prony a las señales de frecuencia de las subestaciones Panamá II 230 kV (SER) y Seri 400 kV (SIN) para los períodos de funcionamiento interconectado ( $t < 80$  s, Gráfico 3 y Gráfico 4) y luego de la separación de los sistemas ( $t > 80$  s, Gráfico 5 y Gráfico 6).

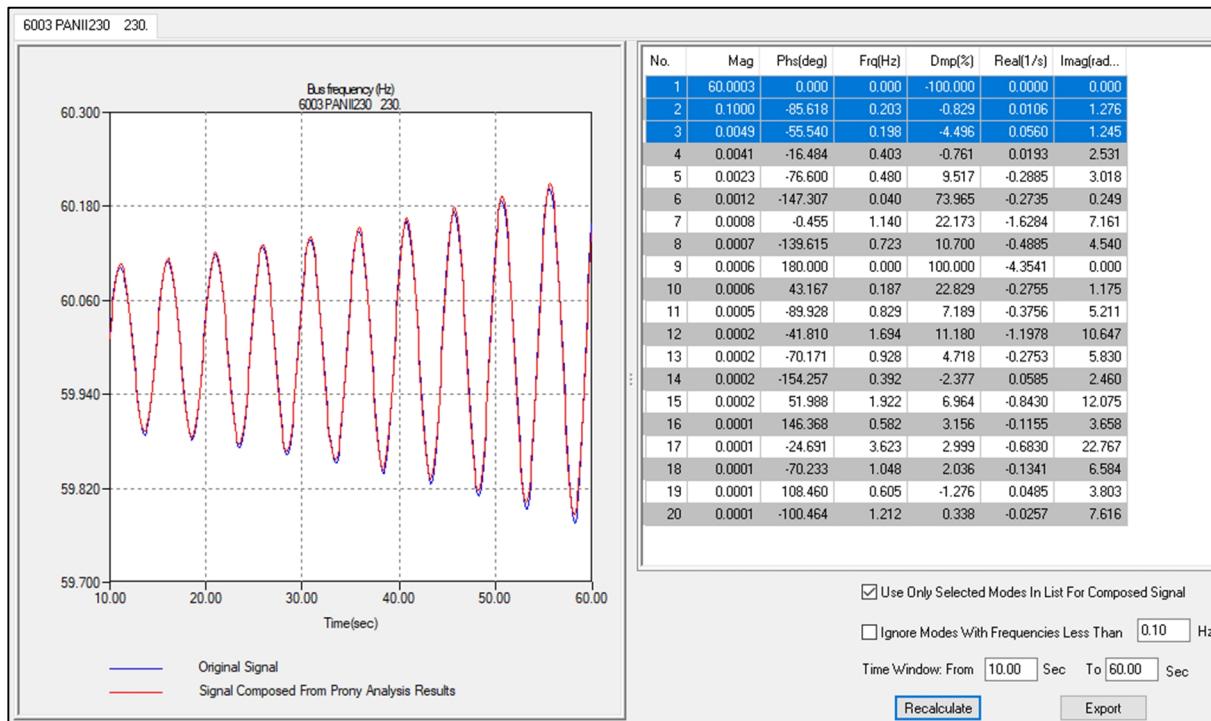


Gráfico 3. Análisis de Prony SE Panamá II 230 kV, modo SER-SIN.

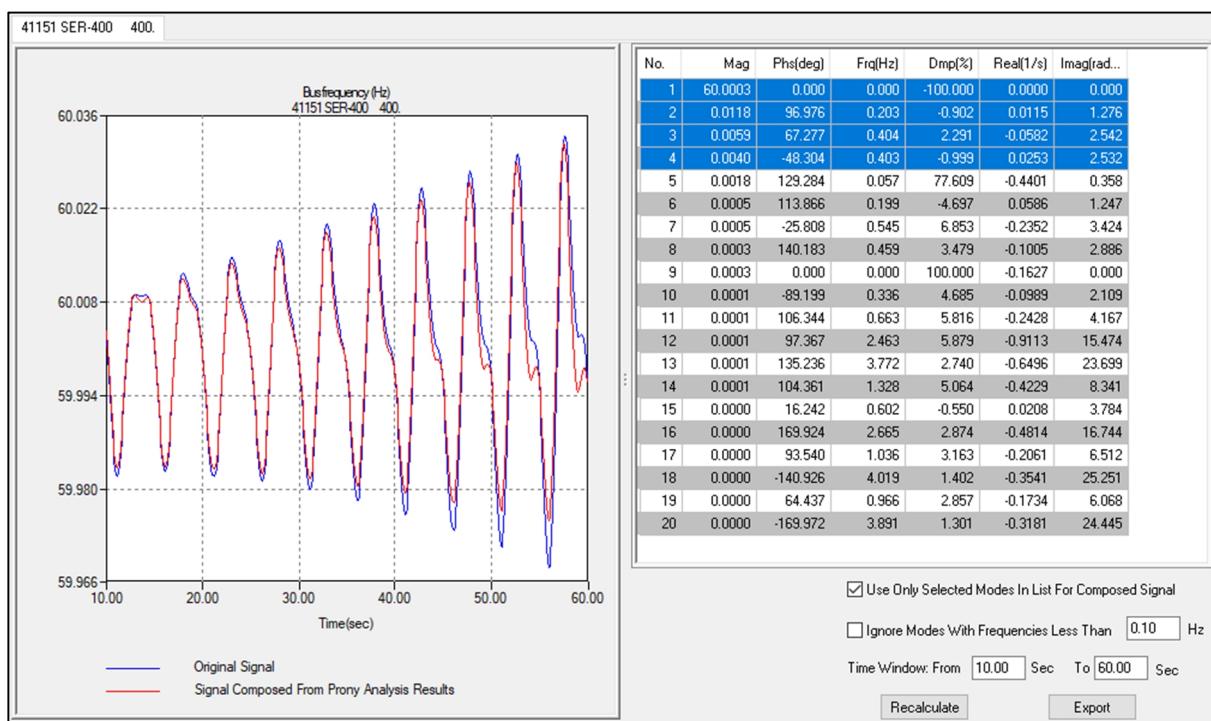


Gráfico 4. Análisis de Prony SE Seri 400 kV, modo SER-SIN.



En el primer caso, prácticamente se logra reconstruir la oscilación simulada con dos componentes: de 0,203 y 0,198 Hz, y amortiguamiento negativo (-0,83 y -4,5%). Esto confirma lo registrado también en otros eventos; oscilaciones electromecánicas con frecuencia cercana a 0,2 Hz y bajo amortiguamiento.

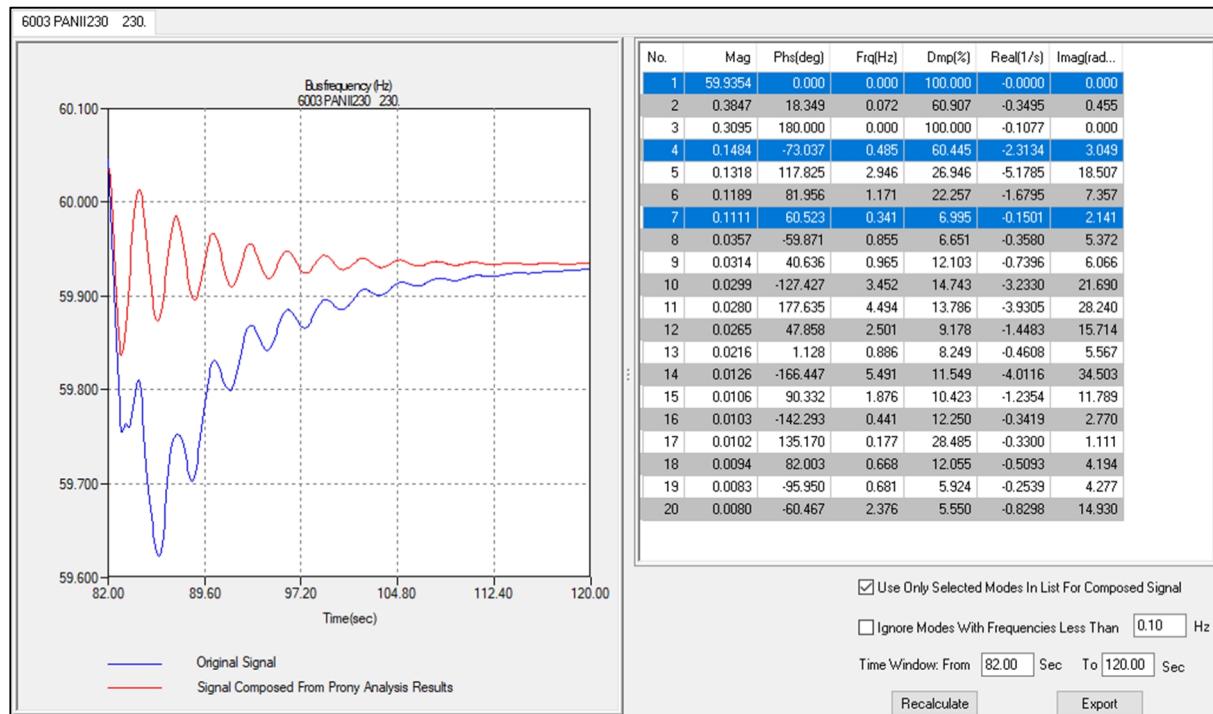


Gráfico 5. Análisis de Prony SE Panamá II 230 kV, modo SER.

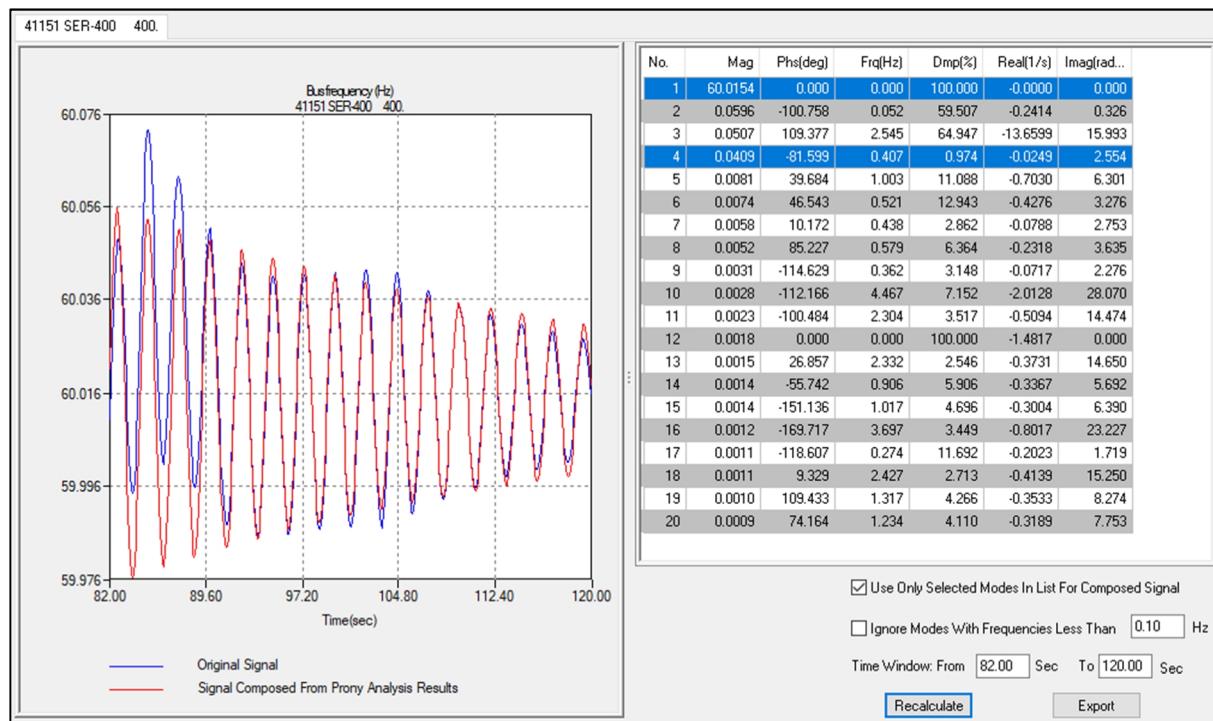


Gráfico 6. Análisis de Prony SE Seri 400 kV, modo SIN.



En el segundo caso, la oscilación observada en el SER posee una componente de 0,341 Hz con amortiguamiento del 7%, mientras que en el SIN 0,41 Hz y 1% de amortiguamiento.

Estos modos deberían observarse en el análisis de pequeña señal, y determinarán el rango de interés.

### 3.2. Análisis de pequeña señal

#### 3.2.1. Metodología

Para realizar el análisis de pequeña señal, se utilizó la opción de cálculo de autovalores para un rango determinado de frecuencias y amortiguamientos del SSAT (Gráfico 7), la cual permite agilizar los tiempos de cálculo y concentrarse en los modos de oscilación de interés. De acuerdo a lo observado en la simulación del Evento B y lo informado por el EOR respecto a otros eventos ocurridos en el sistema, se determinó el rango de interés entre 0,1 y 0,6 Hz (oscilaciones interáreas) entre -10% y 60% de amortiguamiento.

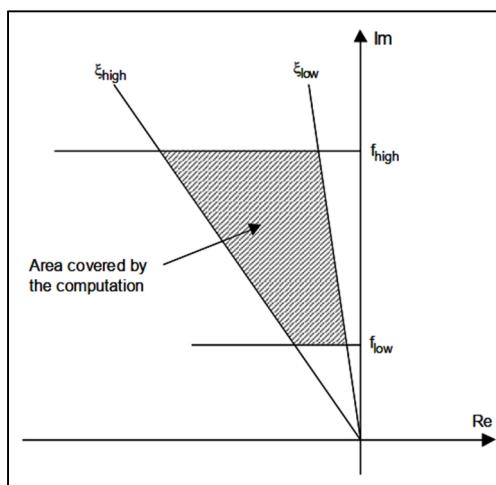


Gráfico 7. Región de análisis del plano complejo en SSAT.

#### 3.2.2. Autovalores

Se efectuó, entonces, el cálculo de los autovalores para la región del plano complejo descripta para las condiciones pre y postfalla (es decir, antes y luego de la apertura de la línea Masaya – San Martín 230 kV), obteniéndose los resultados detallados en el ANEXO I y resumido en el Gráfico 8. Se observa en color negro los autovalores correspondientes a la condición *No Fault* (prefalla) y en rojo los propios luego del Evento B. También se indica la variable de estado dominante en cada modo y el “Mode Type”, el cual indica cuantas variables de estado rotóricas (ángulo y velocidad) tienen una participación mayor al 20% en el modo.

N...	Real	Imaginary	Frequency(Hz)	Damping(%)	Dominant State		Contingency	Mode Ty...
4	-0.3708	3.7607	0.5985	9.81	41123 : FEH-U1-C13.8: 0 : 1 : GENROU :	: Speed	No fault	539 / 752
54	<b>-0.3491</b>	<b>3.7095</b>	<b>0.5904</b>	<b>9.37</b>	<b>41123 : FEH-U1-C13.8: 0 : 1 : GENROU :</b>	<b>: Speed</b>	<b>EVENTO B</b>	<b>516 / 752</b>
5	-0.2613	3.3435	0.5321	7.79	21182 : 15SE-U2 13.8: 0 : 2 : GENSAL :	: Speed	No fault	515 / 752
21	-0.0061	1.3813	0.2198	0.44	6102 : BAYG2 13.8: 0 : 2 : GENSAL :	: Angle	No fault	436 / 752
56	<b>-0.2894</b>	<b>3.1041</b>	<b>0.4940</b>	<b>9.28</b>	<b>21182 : 15SE-U2 13.8: 0 : 2 : GENSAL :</b>	<b>: Speed</b>	<b>EVENTO B</b>	<b>414 / 752</b>
72	<b>0.0273</b>	<b>1.2853</b>	<b>0.2046</b>	<b>-2.12</b>	<b>6102 : BAYG2 13.8: 0 : 2 : GENSAL :</b>	<b>: Angle</b>	<b>EVENTO B</b>	<b>411 / 752</b>
60	<b>-0.0291</b>	<b>2.5346</b>	<b>0.4034</b>	<b>1.15</b>	<b>41123 : FEH-U1-C13.8: 0 : 1 : GENROU :</b>	<b>: Speed</b>	<b>EVENTO B</b>	<b>314 / 752</b>
10	-0.0172	2.5482	0.4056	0.68	41123 : FEH-U1-C13.8: 0 : 1 : GENROU :	: Speed	No fault	90 / 752
23	-0.4622	1.3948	0.2220	31.46	40601 : FEN-U1-C16.0: 0 : 1 : GENROU :	: Angle	No fault	3 / 752
71	<b>-0.4621</b>	<b>1.3946</b>	<b>0.2220</b>	<b>31.45</b>	<b>40601 : FEN-U1-C16.0: 0 : 1 : GENROU :</b>	<b>: Speed</b>	<b>EVENTO B</b>	<b>3 / 752</b>
1	-1.8899	3.1351	0.4990	51.63	41006 : LCG-U3-C16.5: 0 : 3 : WESGOV: TURB :	2	No fault	
2	-1.4611	3.1749	0.5053	41.81	41004 : LCG-U1-C16.5: 0 : 1 : WESGOV: TURB :	2	No fault	
3	-2.3001	3.0909	0.4919	59.70	10053 : INF-U1-H13.8: 0 : 1 : GENSAL :	: Psi_fd	No fault	
6	-0.2527	3.3214	0.5286	7.59	21307 : EOA-U3-E0.70: 0 : 03 : WT4G1 : KVI :	1	No fault	
7	-1.3107	2.9265	0.4658	40.87	22029 : RSC-U1-C13.8: 0 : 01 : GENROU :	: Psi_fd	No fault	

Gráfico 8. Autovalores y estados dominantes para las condiciones N y Evento B.

En el Gráfico 9, a la izquierda, se representan en el plano complejo todos los autovalores para ambas condiciones topológicas, mientras que a la derecha se muestra únicamente los autovalores correspondientes a los denominados “modos rotóricos”. Estos últimos son los involucrados principalmente en las oscilaciones electromecánicas de potencia.

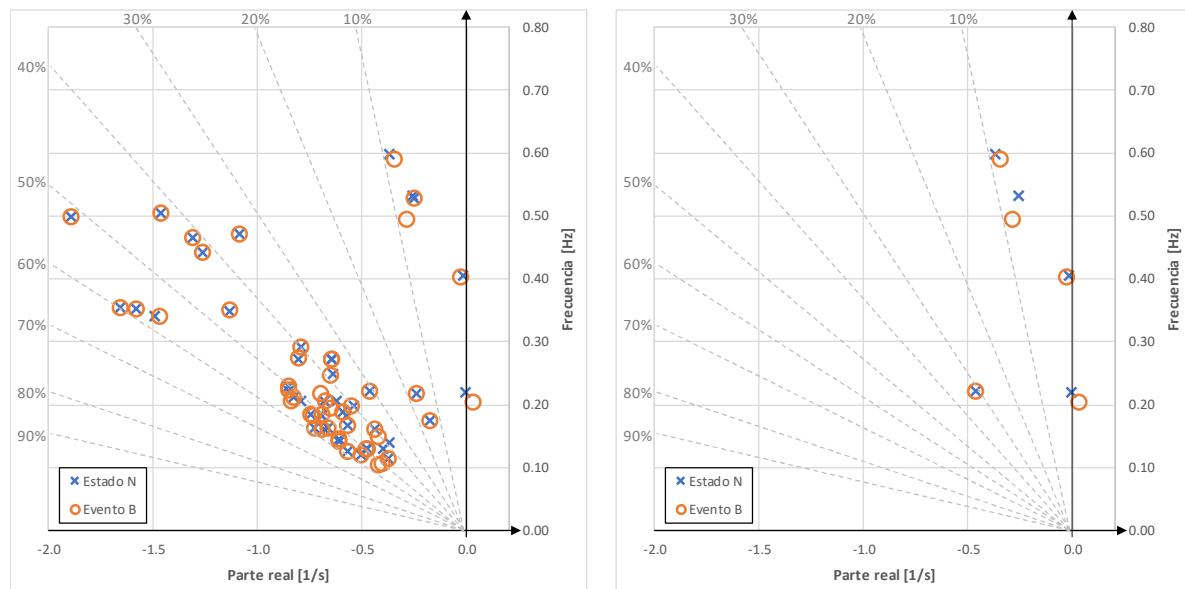


Gráfico 9. Autovalores para las condiciones de Estado N y Evento B: a) todos, b) modos rotóricos.

En particular, se destacan los siguientes modos de oscilación:

- Modos 21 y 72:** corresponden respectivamente a la oscilación de 0.2 Hz de bajo amortiguamiento observada en la simulación en el dominio del tiempo y asociados al fenómeno de oscilaciones interárea de interés. Se observa que al desconectar la línea que provoca el Evento B el modo se torna inestable con -2,12 % de amortiguamiento (0,44% prefalla), con un alto número de unidades participantes (411 y 436 sobre 752).
- Modos 10 y 60:** corresponden respectivamente a la oscilación de 0,4 Hz de bajo amortiguamiento observada en la simulación en el dominio del tiempo y asociados al fenómeno de oscilaciones interárea de interés. Se observa que al desconectar la línea que provoca el Evento B el modo mejora levemente su amortiguamiento de 0,68% a 1,14%, también con un alto número de unidades participantes en contingencia (314 sobre 752).

3. **Otros modos:** corresponden frecuencias entre 0,5 Hz y 0,6 Hz con amortiguamiento menor al 10% con un alto número de unidades participantes.

### 3.2.3. Mode Shape o forma de participación en el modo

El SSAT permite representar la magnitud y ángulo los autovectores asociados a cada modo de oscilación en forma de grafico polar normalizado, conformando el denominado “mode shape” o forma modal. Este gráfico da indicios de la ubicación relativa, en módulo y fase, de cada variable de estado cuando el sistema oscila en un modo dado. En el caso de representarse solamente las variables de estado asociadas a la velocidad de los rotores de los generadores, se obtiene información de la participación relativa de cada unidad en el modo de oscilación.

En el Gráfico 10 se observa la forma modal asociada al modo N° 72, el cual corresponde a una frecuencia de 0,205 Hz y -2,12% de amortiguamiento.

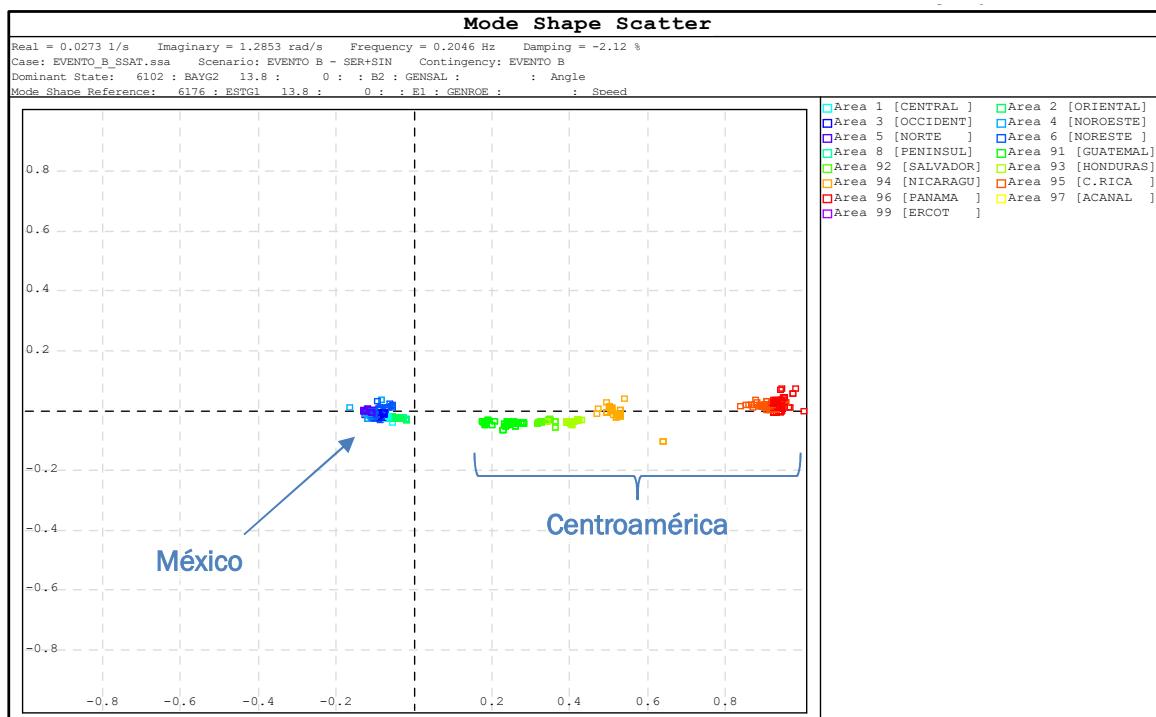


Gráfico 10. Forma modal de rotores asociados al modo N° 72.

Se observan tres grupos claramente diferenciados: a la izquierda de la línea central a trazos, las unidades de las áreas 1 a 8 y 99, correspondientes al sistema mexicano; al extremo derecho, las unidades de Costa Rica y Panamá; y en el centro, las unidades de las áreas de control de Guatemala, El Salvador, Honduras y Nicaragua. Puede apreciarse que la distribución de los autovectores presenta una gran correlación con la ubicación eléctrica (y geográfica, Gráfico 11) de cada generador, en concordancia con la forma osculatoria presentada en el dominio del tiempo: las frecuencias de Panamá y Costa Rica con mayor amplitud, en fase con las frecuencias del resto de los países de Centroamérica y en contrafase con las unidades de México. El desplazamiento respecto al origen de coordenadas proporciona una idea de la amplitud relativa de las oscilaciones experimentada por cada máquina.

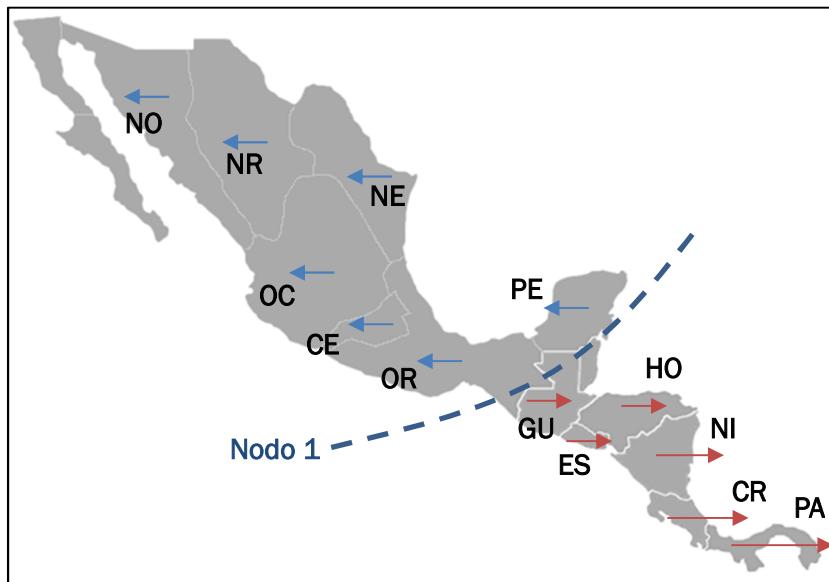


Gráfico 11. Forma modal de rotores asociados al modo N°72 – representación geográfica.

Para el caso del modo N°60, el cual corresponde a una frecuencia de 0,403 Hz y 1,15% de amortiguamiento, la forma modal rotórica presenta un agrupamiento en fase de las unidades ubicadas en los extremos del sistema SIN+SER (regiones Noroeste y Norte en México y Nicaragua, Costa Rica y Panamá en Centroamérica), y en contrafase con ellas las ubicadas en las regiones Noreste, Occidental, Central, Oriental y Peninsular de México y en Guatemala, El Salvador y Honduras en Centroamérica. Esta forma modal se asemeja a un segundo armónico del modo de 0,2 Hz observándose una distribución geográfica con dos nodos (Gráfico 13).

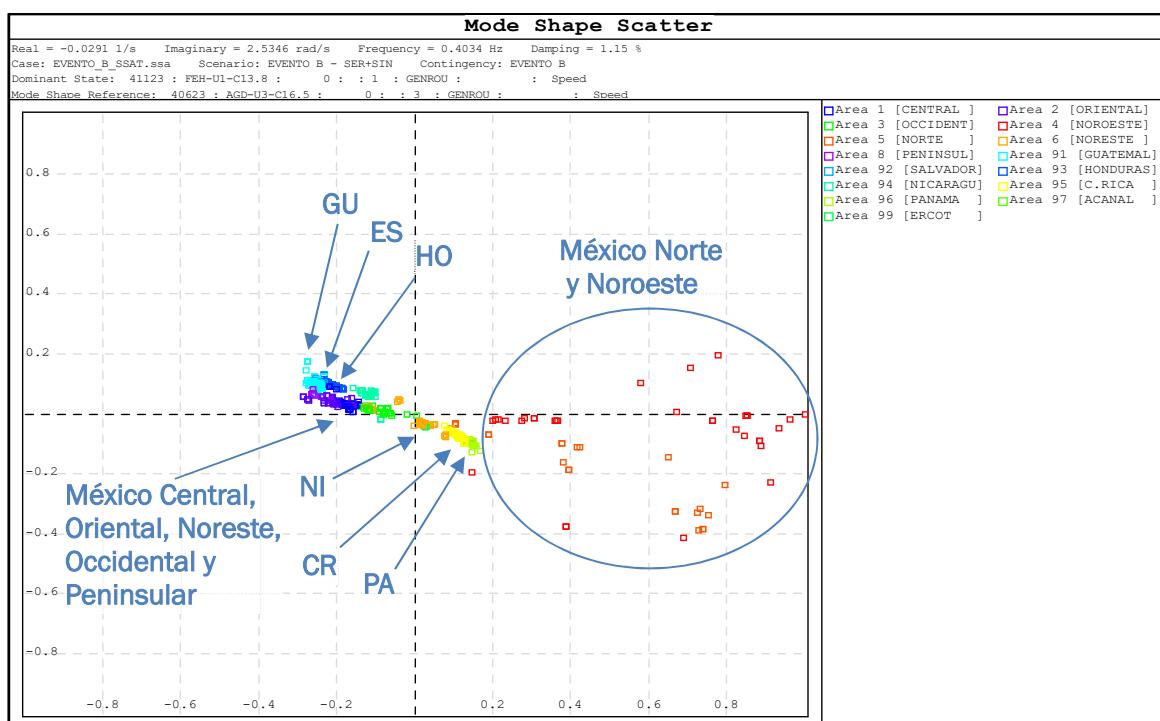


Gráfico 12. Forma modal de rotores asociados al modo N°60.

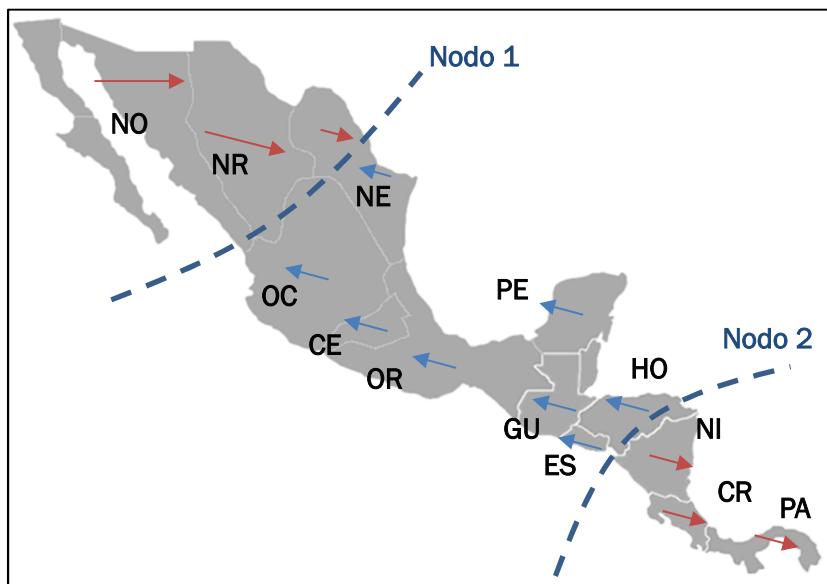


Gráfico 13. Forma modal de rotores asociados al modo N° 60 – representación geográfica.

### 3.2.4. Factores de participación

Los factores de participación indican la influencia relativa de cada variable de estado en la formación, y por lo tanto en la controlabilidad, de cada modo de oscilación. El SSAT permite obtener los factores de participación relativos normalizados respecto al mayor de ellos. En el ANEXO I se listan los factores de participación mayores a 0,1 asociados a los modos 72 y 60.

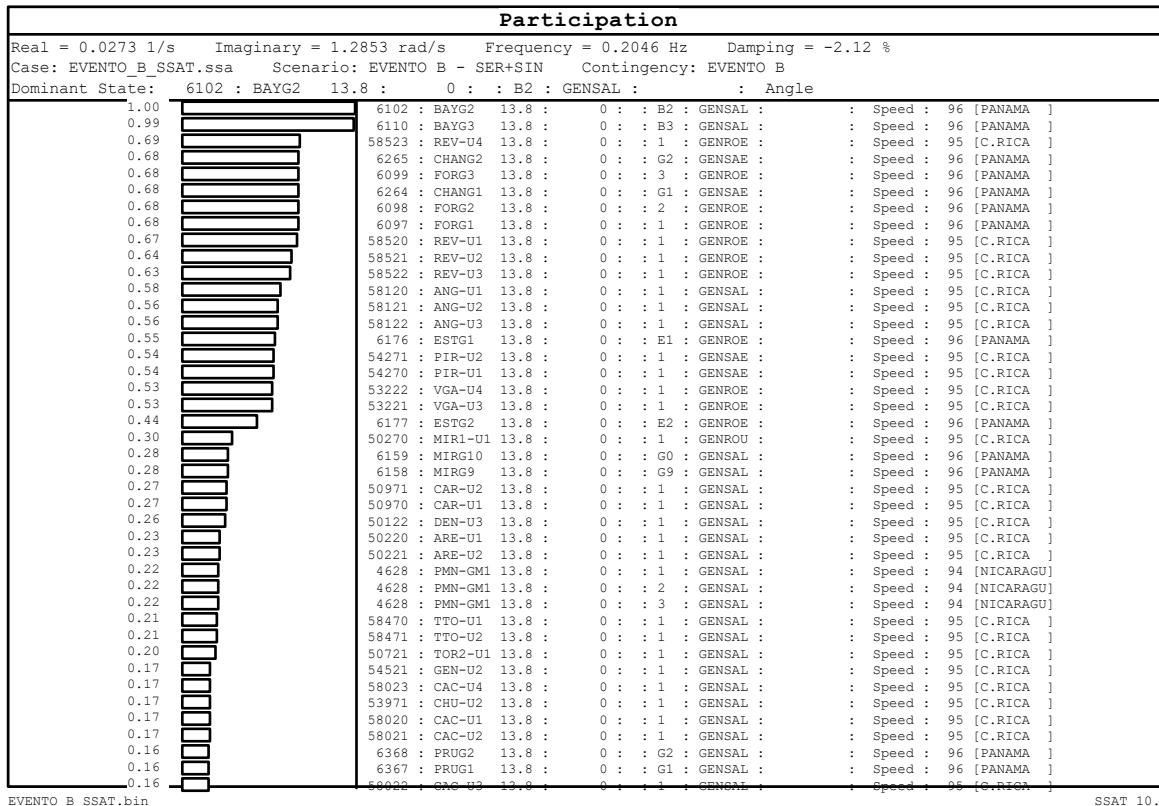
En el Gráfico 14 se listan los principales generadores participantes en el modo de 0,2 Hz (únicamente variables de estado rotóricas). Las unidades U2 y U3 de la CH Bayano (la U1 se encontraba fuera de servicio) presentaron la mayor participación en este modo, secundadas por las unidades de las centrales Changuinola, Reventazón, Fortuna, Angostura, Pirris, Ventana-Garita y Estí. Esto denota una fuerte participación de las unidades de las áreas de control de Panamá y Costa Rica, debido posiblemente a la combinación de su ubicación geográfica, tamaño relativo en el sistema, y a la inclusión de sus modelos homologados. Es de esperar que otras unidades cercanas también participen en el modo real, pero que en estas simulaciones no se observen debido a la utilización de modelos no homologados.

Al incluir el resto de las variables de estado en el desglose de factores de participación del modo, se observa que algunas unidades presentan interacciones apreciables de sus reguladores de velocidad. En efecto, como se muestra en el Gráfico 15 donde se resumen los principales resultados, se destaca la presencia de los reguladores de velocidad de las unidades de Bayano U2 (variables de estado GOVUDM Hydro:2, correspondiente al caudal de la turbina, y GOVDUM Droop:1, correspondiente al bloque de primer orden que mide la velocidad de la máquina), Ventanas-Garita U3 y U4 y Fortuna U1 y U3 (incluyendo variables de estado relacionadas con el control del GOVDUM y de la parte hidráulica).



## SSAT

Wednesday, August 14, 2019, 15:21:18



EVENTO\_B\_SSAT.bin

Page 1 of 2

SSAT 10.0  
Powertech Labs Inc.  
Copyright 2010 All rights reserved

**Gráfico 14. Principales factores de participación (rotóricos) de generadores asociados al modo N° 72.**

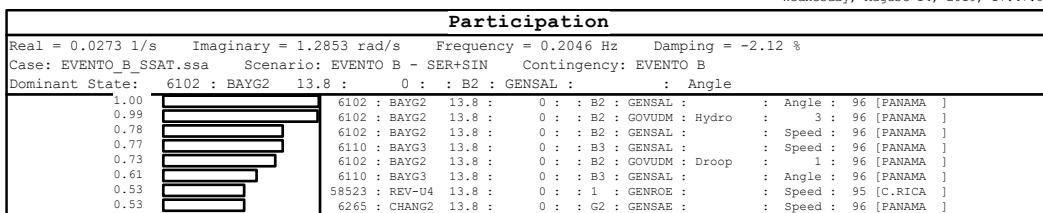
Esto indica que, adicionalmente al modo electromecánico asociado a las inercias de rotores y reactancias de la red, algunos reguladores de velocidad interactúan negativamente en el modo de 0,2 Hz, aportando amortiguamiento negativo y degradando la condición de estabilidad del sistema.

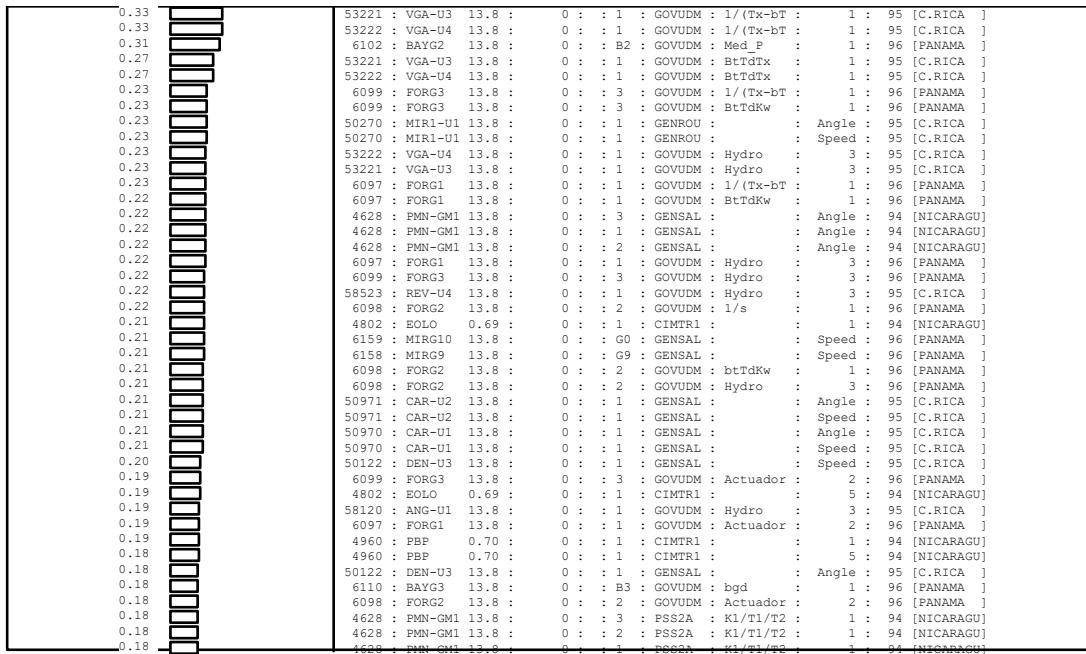
Contrariamente al caso anterior, el modo de 0,4 Hz presentó una participación fundamentalmente compuesta por unidades de las regiones Norte y Noroeste del SIN (Gráfico 16). La mayoría de estas unidades no cuenta con estabilizador de sistemas de potencia en la base de datos provista por CENACE.

En base a los resultados obtenidos, se diseñaron las acciones correctivas de mayor efectividad y mejor aplicabilidad; para los modos electromecánicos se ajustarán los estabilizadores de sistemas de potencia (PSS) y para los modos asociados a reguladores de velocidad se investigará individualmente cada caso la causa de su aporte a la oscilación pobremente amortiguada.

## SSAT

Wednesday, August 14, 2019, 17:47:00





EVENTO\_B\_SSAT.bin

Page 2 of 5

SSAT 10.0

PowerTech Labs Inc.

Copyright 2010 All rights reserved

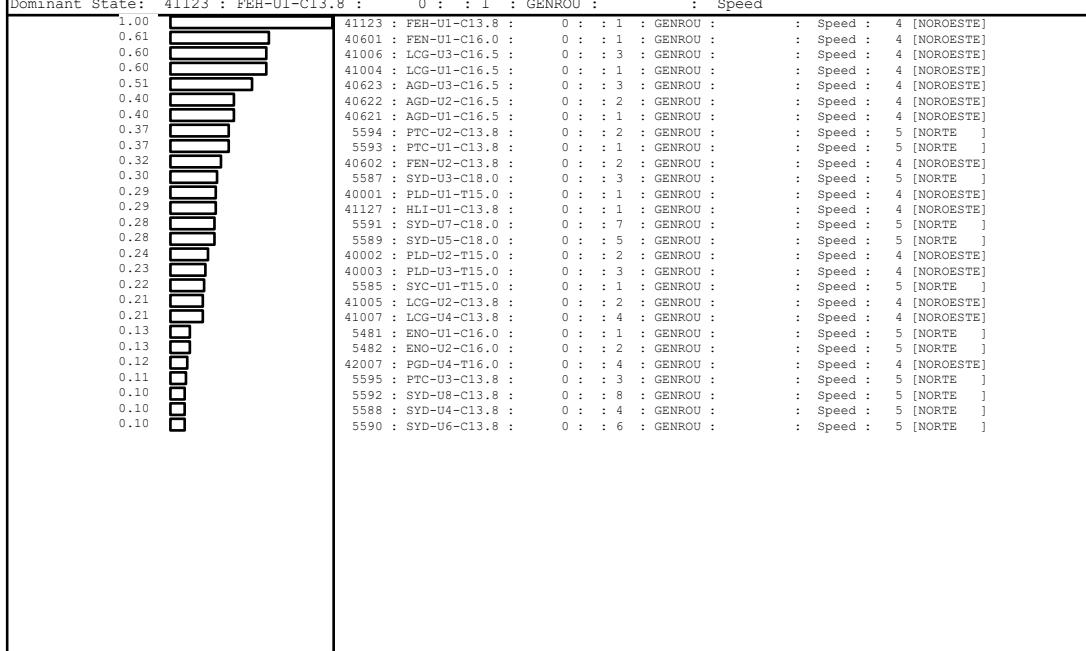
Gráfico 15. Principales factores de participación (todos) de generadores asociados al modo N°72.

## SSAT

Wednesday, August 14, 2019, 17:46:08

### Participation

Real = -0.0291 1/s    Imaginary = 2.5346 rad/s    Frequency = 0.4034 Hz    Damping = 1.15 %  
Case: EVENTO\_B\_SSAT.ssa    Scenario: EVENTO B - SER+SIN    Contingency: EVENTO B  
Dominant State: 41123 : FEH-U1-C13.8 : 0 : : 1 : GENROU : Speed



EVENTO\_B\_SSAT.bin

Page 1 of 1

SSAT 10.0

PowerTech Labs Inc.

Copyright 2010 All rights reserved

Gráfico 16. Principales factores de participación (rotóricos) de generadores asociados al modo N°60.



### 3.3. Evaluación de fallas en líneas de transmisión de 230 kV del SER.

En el capítulo 3 del Anexo I se muestra el amortiguamiento resultante del modo interárea en torno a los 0,2 Hz ante la falla de cada una de las líneas de transmisión de 230 kV del SER en la condición de operación y despacho al momento del Evento B. La tabla mostrada en dicho apartado está ordenada de menor a mayor amortiguamiento. En efecto, se observa que la falla con ID 102 (numeración dada en el reporte del capítulo 3 del Anexo I), denominada en este estudio "Evento B" es la que presenta el menor amortiguamiento del modo de oscilación interárea. Este resultado es importante, pues pone de manifiesto la utilidad y validez de este evento como caso testigo para el desarrollo de las acciones correctivas.

## 4. ACCIONES CORRECTIVAS

### 4.1. Ajuste de estabilizadores de sistemas de potencia (PSS)

En este apartado se presenta el proceso de ajuste de los estabilizadores de sistemas de potencia (PSS) de las unidades del SER homologadas en la etapa 1 de este trabajo y de un grupo de máquinas pertenecientes al SIN. El ajuste de los PSS de los generadores del SER tiene como objetivo principal amortiguar los modos de oscilación interárea del sistema SER+SIN, descritos como modos 21 y 72 en el apartado 3.2.2, mientras que el ajuste de los estabilizadores de unidades del SIN esta enfocado en proveer amortiguamiento en los modos 10 y 60. En relación a estas últimas, como criterio metodológico se consideró proponer el ajuste de PSS a las centrales del SIN con factor de participación mayor al 35% en los modos 10 y 60, estando estas ubicadas en la región noroeste y norte de dicho sistema.

Cabe destacar, no obstante que, tal como se presentara en los siguientes puntos, la parametrización de los PSS quedó definida para aportar amortiguamiento no solo en la frecuencia de los modos interárea sino en todo el rango entre 0,1 Hz y 2 Hz, asegurando de esta manera una respuesta eficaz también en el modo local de cada unidad.

En los puntos que siguen a continuación se presentan antecedentes teóricos de los estabilizadores de sistemas de potencia y los distintos pasos de la metodología empleada para obtener un ajuste robusto y efectivo de los PSS considerados.

#### 4.1.1. Antecedentes y metodología

Para proporcionar amortiguamiento, el estabilizador de sistemas de potencia debe producir un componente de torque eléctrico en el rotor que esté en fase con las variaciones de velocidad. Para lograr esto, y considerando cualquier señal de entrada (velocidad, frecuencia, potencia), la función transferencia del estabilizador debe compensar la fase del sistema de excitación, el generador y el sistema de potencia, en todo el rango de frecuencias de interés. En el Gráfico 17 se muestra esquemáticamente la interdependencia entre el PSS y la planta que se desea compensar, considerando las principales funciones transferencia de pequeña señal involucradas.

El conjunto generador - sistema de excitación - sistema de potencia determina la función transferencia desde la salida del estabilizador ( $E_{PSS}$ ) hasta el componente del torque eléctrico, que se puede modular mediante el control de excitación y que depende de la modulación del flujo del generador ( $T_{ep}$ ).  $T_{ep}$  corresponde a solo una parte del torque total que actúa sobre el rotor, pues se debe incluir sobre todo el torque mecánico que depende del giro del rotor ( $T_m$ ) y además las

componentes de par aportadas por fuentes adicionales ( $T_{eo}$ ). Esta suma de componentes de torques (torque acelerante) determina la velocidad angular del rotor  $\omega_G$  y la variación de su ángulo  $\delta$  a través de la ecuación de movimiento (swing equation).

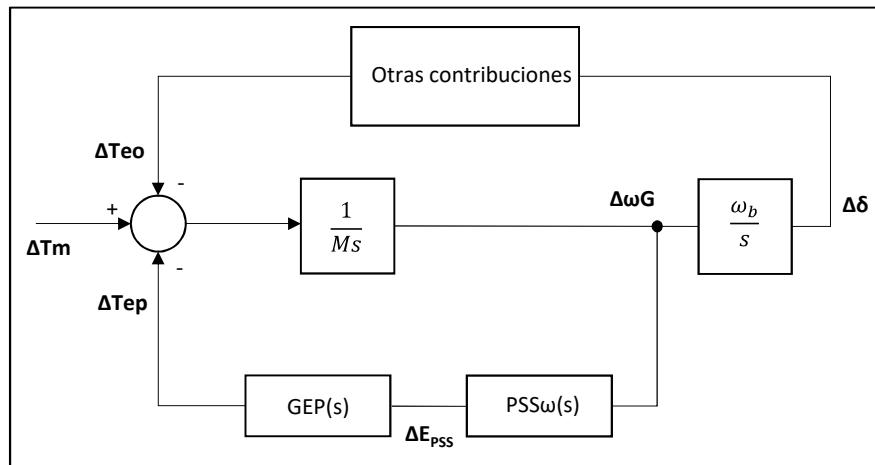


Gráfico 17. Esquema de aporte de torque amortiguante del PSS

En este diagrama mostrado en el Gráfico 17 se considera que el PSS utiliza la velocidad como entrada y su función transferencia está definida como  $E_{PSS}/\omega_G$ . En los estabilizadores de potencia acelerante como el PSS2A y PSS2B, la entrada de velocidad  $\omega_G$  se obtiene como una señal equivalente a partir de la síntesis entre la entrada de velocidad y potencia eléctrica, filtrando las componentes de baja frecuencia de la velocidad y potencia (eliminando las componentes de los modos torsionales rotóricos) y ajustando la fase de dichas señales. En los estabilizadores con entrada de potencia como el STAB2A, se considera que su entrada es la derivada de la velocidad  $\omega_G$ , por lo que aplican los mismos conceptos para su ajuste, considerando un desfase adicional de 90°.

La función transferencia definida por el generador - sistema de excitación - sistema de potencia, comúnmente denominada GEP(s) en la bibliografía ([1] y [2]), es la planta cuya fase se debe compensar, y esta depende de la ganancia del regulador de tensión, del despacho de la unidad y de la conexión al sistema (reactancia de cortocircuito en el punto de conexión). Más adelante en este documento se mostrará gráficamente la variación de la fase de GEP ante distintas condiciones operativas.

El procedimiento para obtener la fase de GEP(s) (y así poder ajustar en consecuencia la del PSS de cada unidad para compensar correctamente el atraso de fase introducido por GEP(s)) se basa en considerar un modelo de bus infinito, definido por una inercia  $H$  infinita y una reactancia de conexión  $X_s$ , y en particular un valor infinito de la inercia del generador a compensar. Este método está estudiado en [2] y el autor de dicho trabajo demuestra que, al definir como infinita la inercia de la red y del generador a estudiar, no se tiene variación de  $\omega_G$  ( $\Delta\omega_G=0$ ), por lo que la característica de fase de GEP(s) puede considerarse proporcional a la de la función transferencia de lazo cerrado del sistema de excitación, pues todas las variaciones de torque (para una potencia constante)

[1] IEEE Power & Energy Society, "IEEE Tutorial Course Power System Stabilization via excitation control", Junio 2007

[2] E.V. Larsen, D.A. Swann, "APPLYING POWER SYSTEM STABILIZERS, PART I: GENERAL CONCEPTS", Junio 1981

estarán dadas por las variaciones producidas en el flujo del generador y no por cambios de velocidad del rotor. Esta consideración permite obtener de una manera sencilla y efectiva la característica de fase de GEP(s) mediante un análisis en el dominio de frecuencia del modelo linealizado de la planta en un punto de operación dado.

Teniendo esto en cuenta, se utilizó la opción de cálculo de respuesta en frecuencia del SSAT, de manera de obtener el diagrama de bode de la fase de GEP(S) de cada central analizada. Cada una de las centrales a estudiar quedo entonces definida mediante un modelo linealizado compuesto del modelo de bus infinito (modelo GENCLS con inercia H infinita), el modelo dinámico del generador también con inercia infinita y el sistema de excitación en lazo cerrado. Se despachó cada central en su valor de potencia nominal.

#### 4.1.2. Criterio de ajuste de fase

La compensación de fase debe elegirse para estar cerca cero grados de desfase para el rango de frecuencias de interés (0,1 a 2-3 Hz) de manera que la componente del par eléctrico debido a la acción del PSS esté casi en fase con las oscilaciones de velocidad. No obstante, es recomendable dejar la fase del PSS ligeramente subcompensada, de manera de contar con una contribución significativa de torque amortiguante, pero también de cupla sincronizante.

El punto crítico a considerar en la compensación de la fase de GEP(s) es que el ajuste de fase definido en el estabilizador sea efectivo para distintos puntos de operación de la unidad a compensar y diferentes condiciones operativas del sistema de potencia (Gráfico 18). En particular, como regla de diseño, el PSS debe estar configurado para operar correctamente en condiciones de alta transferencia de potencia y alta reactancia de conexión entre la unidad y el sistema de potencia.

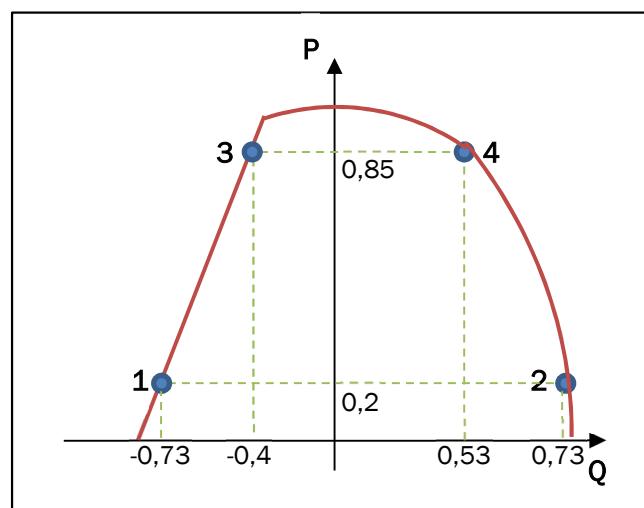
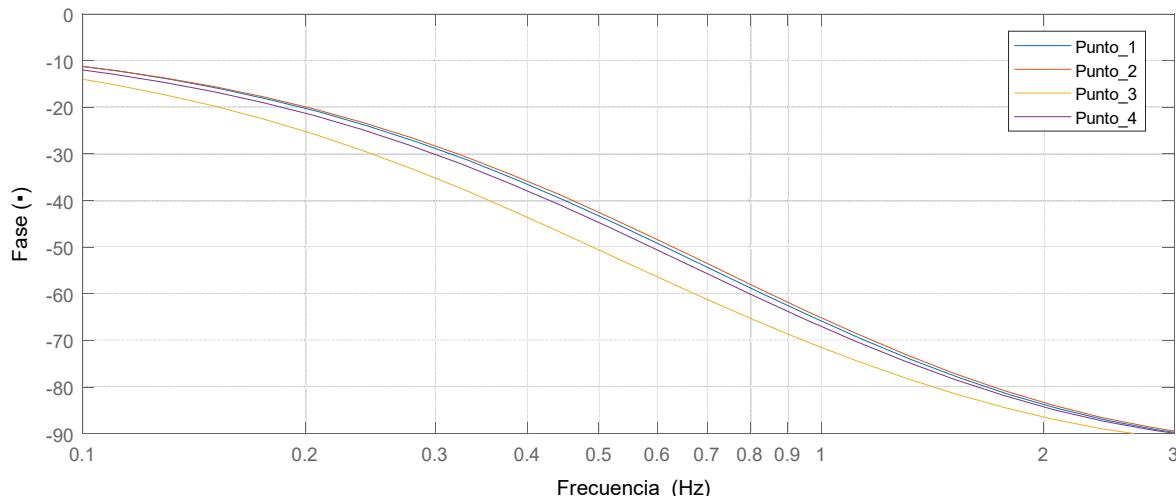


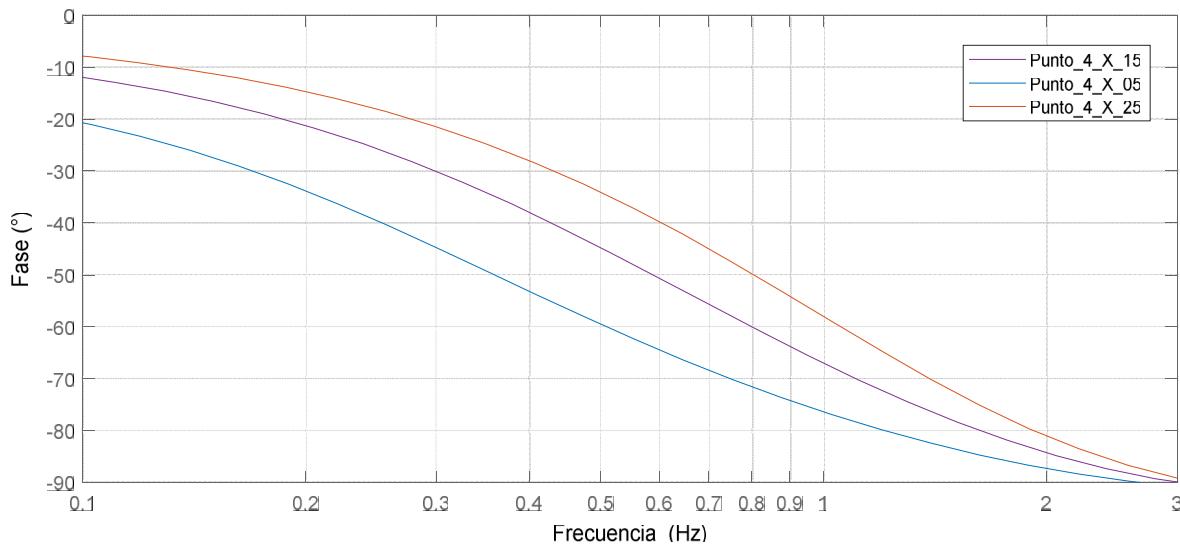
Gráfico 18. Curva PQ típica de un generador y distintos puntos de operación evaluados.

En el Gráfico 19 se muestra la variación de fase de GEP(s) para distintos despachos de una unidad representativa del SER. Se observa una máxima desviación de  $-7^\circ$  entre los puntos 2 y 3.



**Gráfico 19. Fase del sistema GEP para distintos puntos de operación.**

En el Gráfico 20 se muestra la variación de fase de GEP(s) para distintos valores de reactancia de conexión. Se observa una máxima desviación de  $+1,5^\circ/\text{pu}$ .



**Gráfico 20. Variación de la fase del sistema GEP para distintas reactancias de conexión.**

Es decir que, respecto al punto de operación a 0,85 pu de potencia activa y 0 pu de potencia reactiva, la fase de GEP podrá variar entre  $-7$  y  $+15^\circ$ . Por ello se adoptó como criterio de ajuste de fase una compensación comprendida dentro de la banda de 5 a  $15^\circ$  respecto al GEP. De esta manera se logra una buena compensación para distintos puntos de operación de la unidad y condiciones de la red, logrando un aumento en la cupla amortiguante sin resignar cupla sincronizante.

#### 4.1.3. Criterio de ajuste de ganancia

La ganancia del estabilizador se ajustó al máximo valor que presente un desempeño adecuado. El criterio fue el de seleccionar el mínimo entre los siguientes:

- Máxima ganancia que produzca un adecuado amortiguamiento de los polos asociados al

modo local de oscilación y al modo de la excitatriz. Se verifica mediante lugar de raíces. En el Gráfico 21 se muestra como a mayor valor de ganancia del PSS se incrementa el amortiguamiento del modo local (y se reduce su frecuencia), pero al mismo tiempo disminuye el amortiguamiento del modo de la excitatriz, hasta poder ser inestable [3].

- Un tercio de la ganancia que produzca oscilaciones no amortiguadas o ruido de alta frecuencia en la tensión de campo de la unidad (a verificar en campo).
- La máxima ganancia que no degrade apreciablemente la respuesta al escalón de tensión en carga. Se verifica mediante simulación.
- La máxima ganancia que no deforme la oscilación natural de potencia activa en la respuesta ante un escalón de tensión en carga. Se verifica mediante simulación.

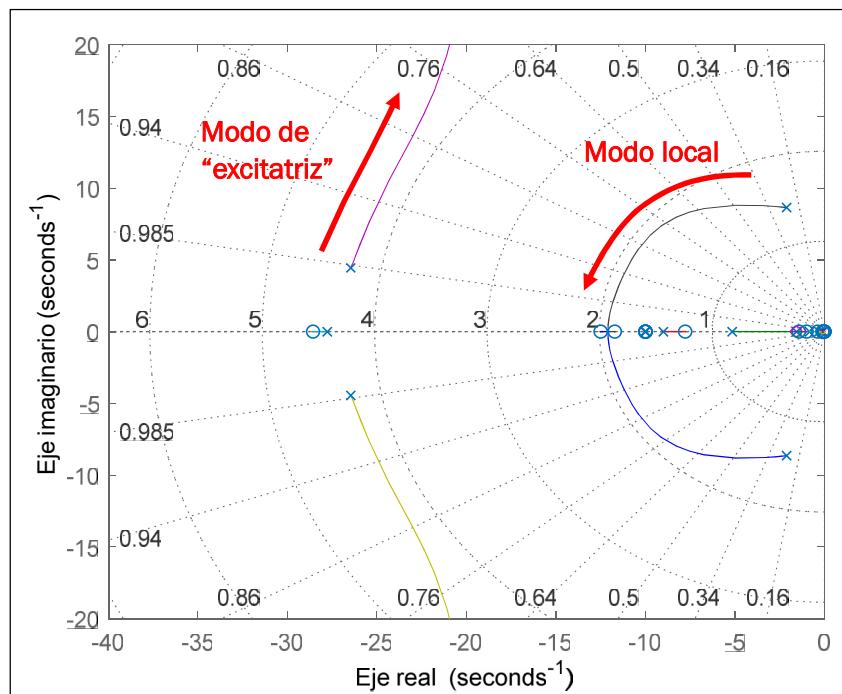


Gráfico 21. Lugar de las raíces. Modo local y de excitación para ganancia de PSS creciente

#### 4.1.4. Ajuste de estabilizadores en centrales del SER

Considerando la metodología presentada en los incisos anteriores, en este punto se presenta el ajuste de los PSS de las centrales del SER homologadas en la etapa 1.

Para cada unidad se muestra lo siguiente:

- Fase del GEP<sup>-1</sup>(s) de la planta. Para los casos que el PSS original era un estabilizador con entrada de potencia (STAB2A), se muestra la fase del PSS incluyendo un desfase de +90°, de manera de considerar las mismas hipótesis de ajuste que para un estabilizador con entrada de velocidad o potencia acelerante. Se muestran dos envolventes con una variación de -15° de fase del GEP<sup>-1</sup> (s), de manera de tomar en consideración la variación de fase de la planta ante cambios en la red y el despacho de la máquina. Se debe tener en cuenta que el ajuste es hecho por central, con excepción de CH Bayano, pues en dicho caso

<sup>3</sup> [3] E.V. Larsen, D.A. Swann, "APPLYING POWER SYSTEM STABILIZERS, PART II: GENERAL CONCEPTS", Junio 1981.



cada una de las tres unidades cuenta con un conjunto distinto de AVR – governor – generador.

- Fase del PSS original en caso de que este existiese en la planta analizada.
- Fase del PSS ajustado. Se tiene como objetivo que la fase del PSS quede dentro de la envolvente de  $0^\circ$  a  $-15^\circ$  del GEP<sup>-1</sup> (s) para todo el rango de frecuencia de interés entre 0,1 Hz y 2 Hz. En el caso que el PSS original es STAB2A se muestran las variantes con el STAB2A reajustado y con un PSS2B propuesto.
- Respuesta en el dominio temporal de la central ante un cambio en la referencia de tensión en carga, comparando la respuesta con el PSS original y el PSS2B propuesto. En los casos que la central no contaba con PSS en servicio, la comparación se realiza con la condición sin estabilizador. La respuesta temporal mostrada es la que surge considerando la elección de la ganancia del estabilizador propuesto.
- Lugar de las raíces de la función transferencia de lazo cerrado del conjunto GEP+PSS. Se muestra la ubicación de los modos oscilatorios para el valor de ganancia escogida. En función de dicha ubicación se muestra el amortiguamiento del modo local y el modo de la excitatriz.
- En el Gráfico 22 y Gráfico 23 se muestran, como referencia, los diagramas de bloques de los PSS STAB2A y PSS2B. El PSS2A es equivalente al PSS2B, pero sin el bloque lead-lag definido por T10 y T11. Tampoco se incluyen en dicho caso los limitadores de las señales de entrada.

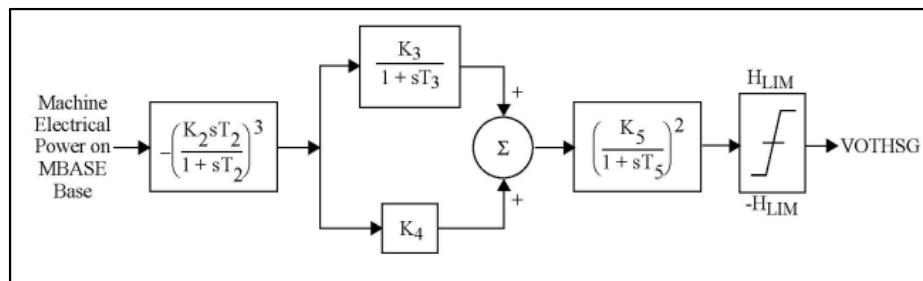


Gráfico 22. Diagrama de bloques STAB2A

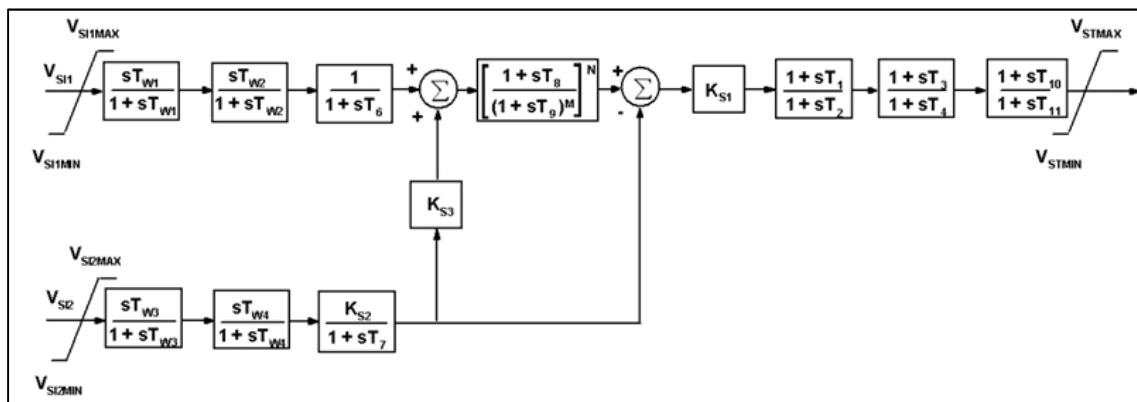


Gráfico 23. Diagrama de bloques PSS2B / 2A (sin tercer compensador lead-lag)

En los casos donde resulte necesario agregar o cambiar un estabilizador, se preferirá el uso de un PSS2B ya que su tercer compensador de fase permite un mejor ajuste en todo el rango de frecuencias de interés.

a) CH Angostura

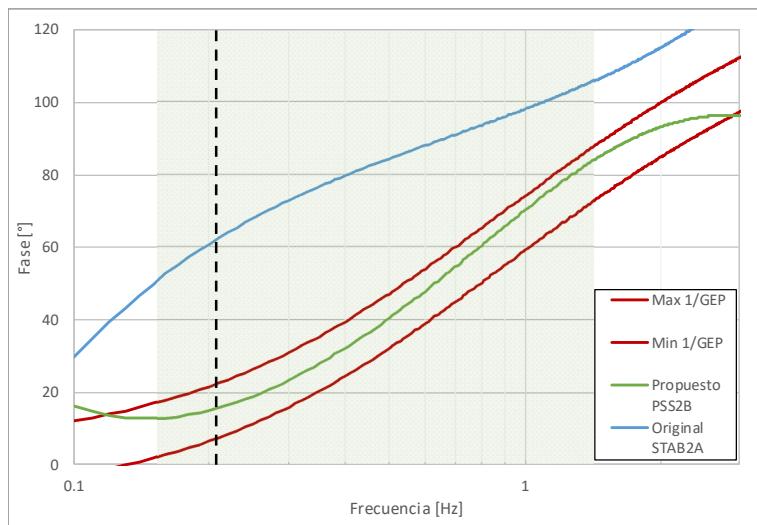


Gráfico 24. GEP<sup>1</sup> CH Angostura, STAB2A original y PSS2B propuesto

Tabla 1 – Parámetros PSS originales y propuestos. CH Angostura

STAB2A ORIGINAL		PSS2B PROPUESTO	
Parámetro	Valor	Parámetro	Valor
K <sub>2</sub>	1.000	T <sub>W1 (&gt;0)</sub>	6.000
T <sub>2 (&gt;0)</sub>	4.220	T <sub>W2</sub>	6.000
K <sub>3</sub>	0.000	T <sub>6</sub>	0.000
T <sub>3 (&gt;0)</sub>	2.150	T <sub>W3 (&gt;0)</sub>	6.000
K <sub>4</sub>	0.250	T <sub>W4</sub>	0.000
K <sub>5</sub>	1.000	T <sub>7</sub>	6.000
T <sub>5 (&gt;0)</sub>	0.020	K <sub>S2</sub>	0.667
H <sub>LIM</sub>	0.030	K <sub>S3</sub>	1.000
		T <sub>8</sub>	0.400
		T <sub>9 (&gt;0)</sub>	0.100
		K <sub>S1</sub>	50.00
		T <sub>1</sub>	0.180
		T <sub>2</sub>	0.021
		T <sub>3</sub>	0.128
		T <sub>4</sub>	0.022
		T <sub>10</sub>	1.050
		T <sub>11</sub>	2.400
		V <sub>S1MAX</sub>	2.000
		V <sub>S1MIN</sub>	-2.000
		V <sub>S2MAX</sub>	2.000

STAB2A ORIGINAL		PSS2B PROPUESTO	
Parámetro	Valor	Parámetro	Valor
$V_{S2MIN}$	-2.000		
$V_{STMAX}$	0.050		
$V_{STMIN}$	-0.050		

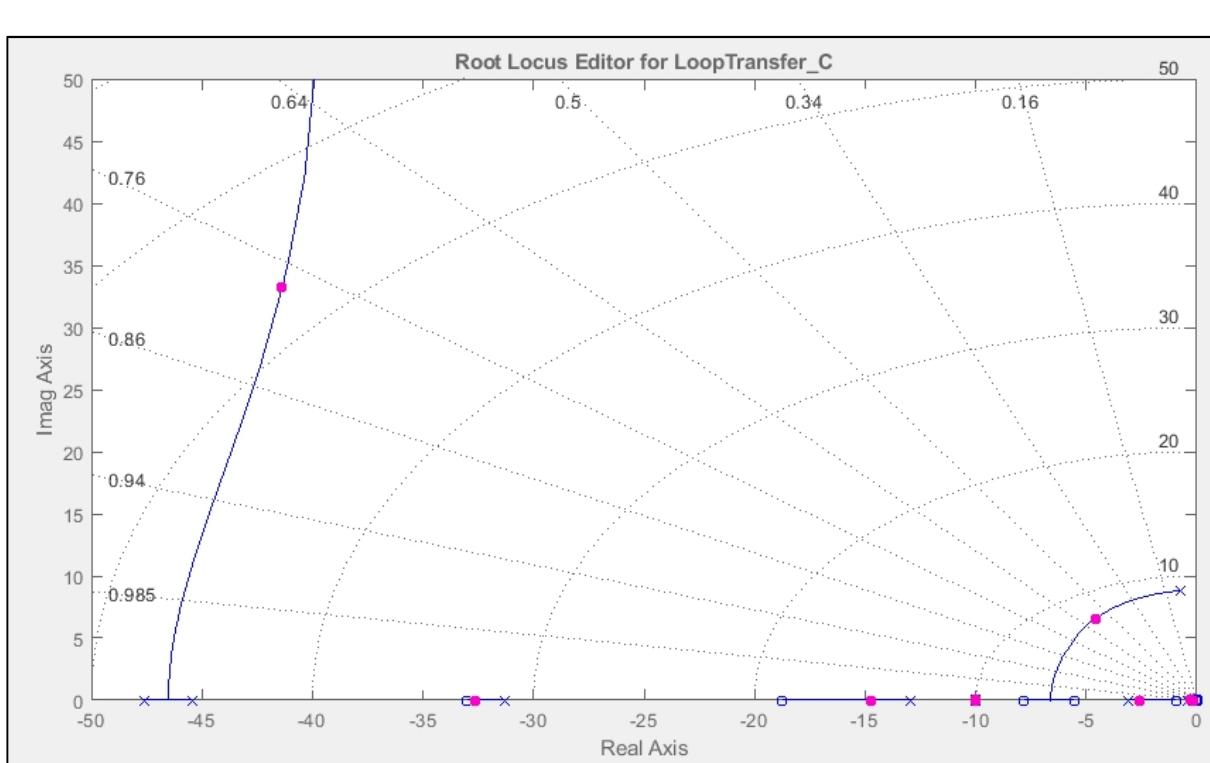
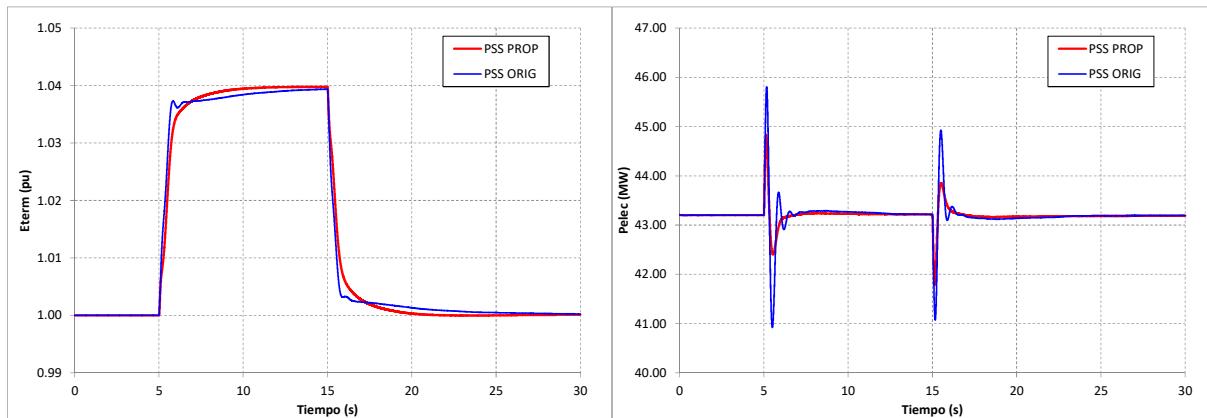




Tabla 2 – Amortiguamiento modo local y excitatríz. CH Angostura

PSS2B PROPUESTO. Ks1=50	
Modo	Amortiguamiento $\xi$ (%)
Local	57.0
Excitatríz	78.0

b) CH Reventazón

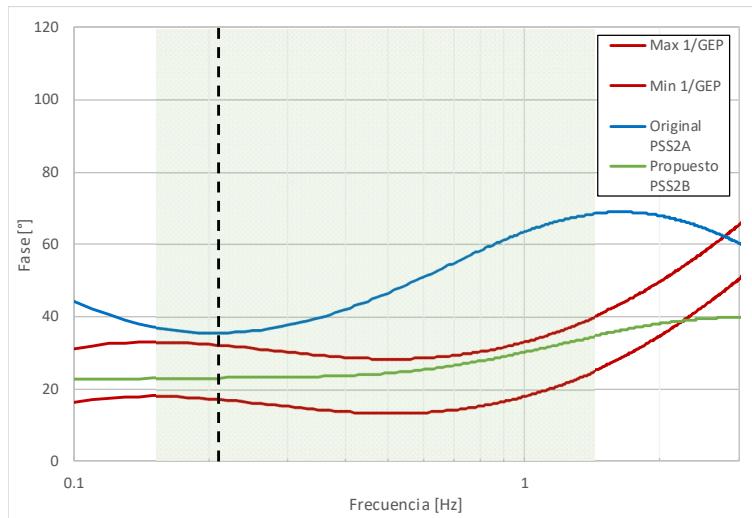


Gráfico 27. GEP-1 CH Reventazón. PSS2A original y PSS2B propuesto

Tabla 3 – Parámetros PSS originales y propuestos. CH Reventazón

PSS2A ORIGINAL		PSS2B PROPUESTO	
Parámetro	Valor	Parámetro	Valor
T <sub>w1</sub> (>0)	5.000	T <sub>w1</sub> (>0)	10.000
T <sub>w2</sub>	5.000	T <sub>w2</sub>	10.000
T <sub>6</sub>	0.000	T <sub>6</sub>	0.000
T <sub>w3</sub> (>0)	5.000	T <sub>w3</sub> (>0)	10.000
T <sub>w4</sub>	0.000	T <sub>w4</sub>	0.000
T <sub>7</sub>	5.000	T <sub>7</sub>	10.000
K <sub>s2</sub>	0.485	K <sub>s2</sub>	0.971
K <sub>s3</sub>	1.000	K <sub>s3</sub>	1.000
T <sub>8</sub>	0.400	T <sub>8</sub>	0.400
T <sub>9</sub> (>0)	0.100	T <sub>9</sub> (>0)	0.100
K <sub>s1</sub>	2.500	K <sub>s1</sub>	25.00
T <sub>1</sub>	0.200	T <sub>1</sub>	0.080
T <sub>2</sub>	0.050	T <sub>2</sub>	0.010
T <sub>3</sub>	0.150	T <sub>3</sub>	0.035

PSS2A ORIGINAL		PSS2B PROPUESTO	
Parámetro	Valor	Parámetro	Valor
T <sub>4</sub>	0.050	T <sub>4</sub>	0.036
V <sub>STMAX</sub>	0.050	T <sub>10</sub>	1.000
V <sub>STMIN</sub>	-0.050	T <sub>11</sub>	0.640
		V <sub>S1MAX</sub>	2.000
		V <sub>S1MIN</sub>	-2.000
		V <sub>S2MAX</sub>	2.000
		V <sub>S2MIN</sub>	-2.000
		V <sub>STMAX</sub>	0.050
		V <sub>STMIN</sub>	-0.050

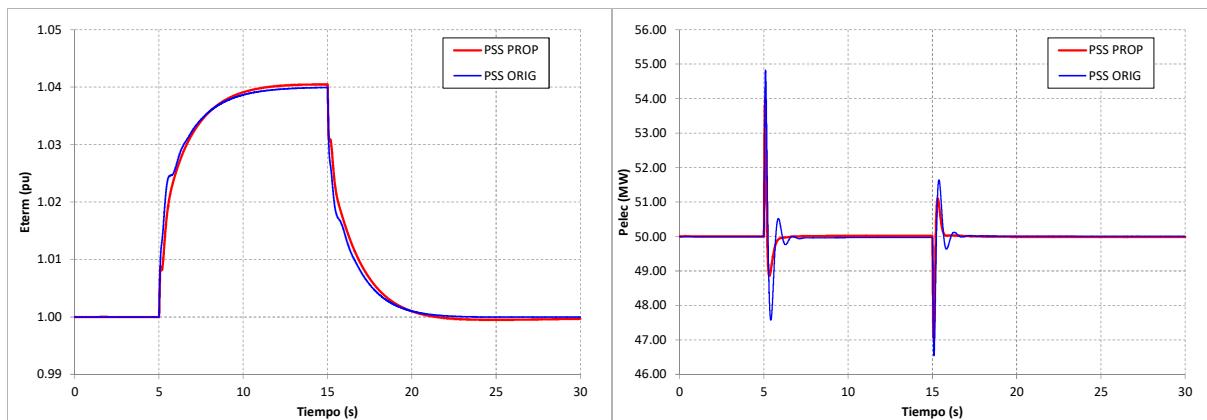


Gráfico 28. AVR en carga CH Reventazón. PSS original y PSS propuesto. Tensión y Potencia activa

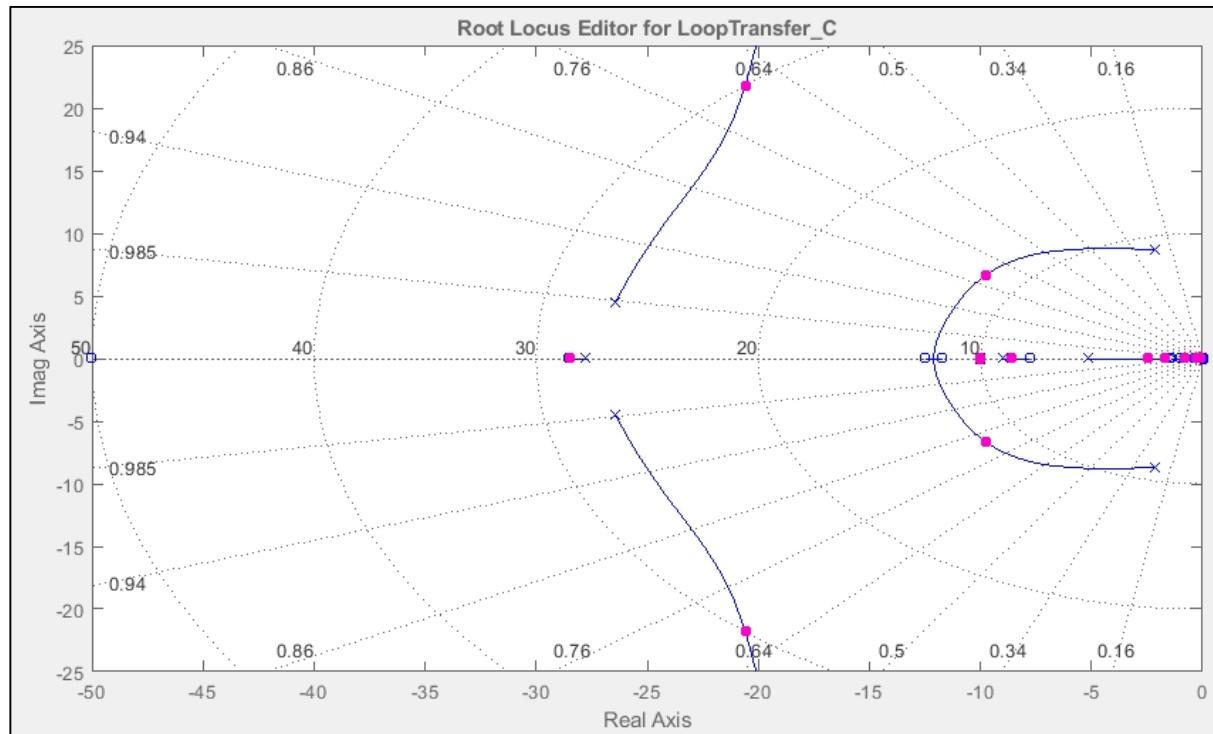


Gráfico 29. Lugar de las raíces CH Reventazón para Ks1=25

Tabla 4 – Amortiguamiento modo local y excitatriz. CH Reventazón

PSS2B PROPUUESTO. Ks1=25	
Modo	Amortiguamiento $\xi$ (%)
Local	82.4
Excitatriz	68.6

c) CH Garita

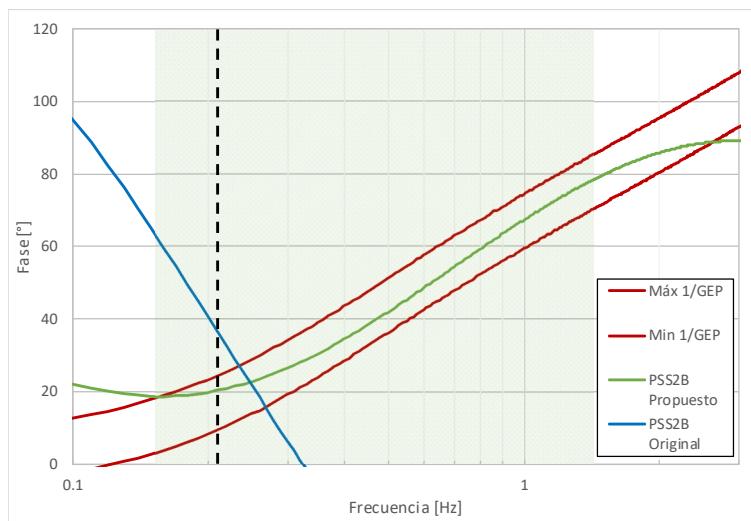


Gráfico 30. GEP-1 CH Garita. PSS2B original y PSS2B propuesto

Tabla 5 – Parámetros PSS originales y propuestos. CH Garita

PSS2B ORIGINAL		PSS2B PROPUESTO	
Parámetro	Valor	Parámetro	Valor
T <sub>W1</sub> (>0)	1.0000	T <sub>W1</sub> (>0)	9.0000
T <sub>W2</sub>	1.0000	T <sub>W2</sub>	9.0000
T <sub>6</sub>	0.0000	T <sub>6</sub>	0.0000
T <sub>W3</sub> (>0)	0.5000	T <sub>W3</sub> (>0)	9.0000
T <sub>W4</sub>	0.5000	T <sub>W4</sub>	0.0000
T <sub>7</sub>	0.0000	T <sub>7</sub>	9.0000
K <sub>S2</sub>	1.0000	K <sub>S2</sub>	0.8650
K <sub>S3</sub>	0.0000	K <sub>S3</sub>	1.0000
T <sub>8</sub>	0.5000	T <sub>8</sub>	0.4000
T <sub>9</sub> (>0)	0.1000	T <sub>9</sub> (>0)	0.1000
K <sub>S1</sub>	1.9000	K <sub>S1</sub>	50.000
T <sub>1</sub>	0.0400	T <sub>1</sub>	0.2700
T <sub>2</sub>	0.3100	T <sub>2</sub>	0.0150
T <sub>3</sub>	0.1000	T <sub>3</sub>	0.0800

PSS2B ORIGINAL		PSS2B PROPUESTO	
Parámetro	Valor	Parámetro	Valor
T <sub>4</sub>	0.3200	T <sub>4</sub>	0.0300
T <sub>10</sub>	0.0000	T <sub>10</sub>	0.6000
T <sub>11</sub>	0.0000	T <sub>11</sub>	0.9000
V <sub>S1MAX</sub>	0.0000	V <sub>S1MAX</sub>	2.0000
V <sub>S1MIN</sub>	0.0000	V <sub>S1MIN</sub>	-2.0000
V <sub>S2MAX</sub>	1.0000	V <sub>S2MAX</sub>	2.0000
V <sub>S2MIN</sub>	-1.0000	V <sub>S2MIN</sub>	-2.0000
V <sub>STMAX</sub>	1.0000	V <sub>STMAX</sub>	0.0500
V <sub>STMIN</sub>	-1.0000	V <sub>STMIN</sub>	-0.0500

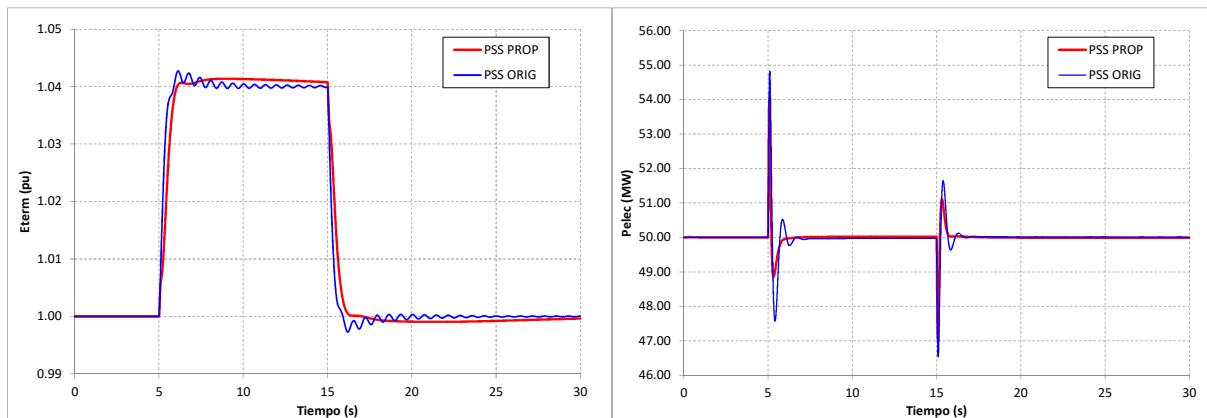


Gráfico 31. AVR en carga CH Garita. PSS original y PSS propuesto. Tensión y Potencia activa

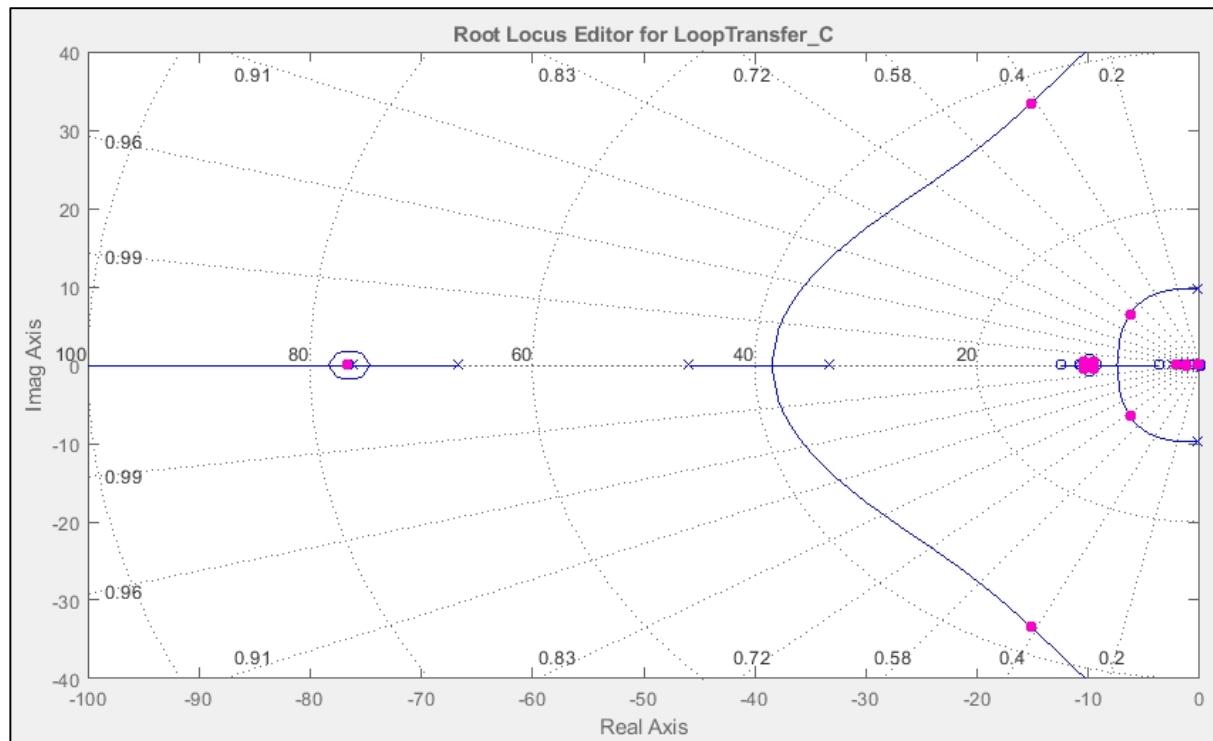


Gráfico 32. Lugar de las raíces CH Garita para Ks1=50

Tabla 6 – Amortiguamiento modo local y excitatriz. CH Garita

PSS2B PROPUESTO. Ks1=50	
Modo	Amortiguamiento $\xi$ (%)
Local	69.2
Excitatriz	41.5

d) CH Pirris

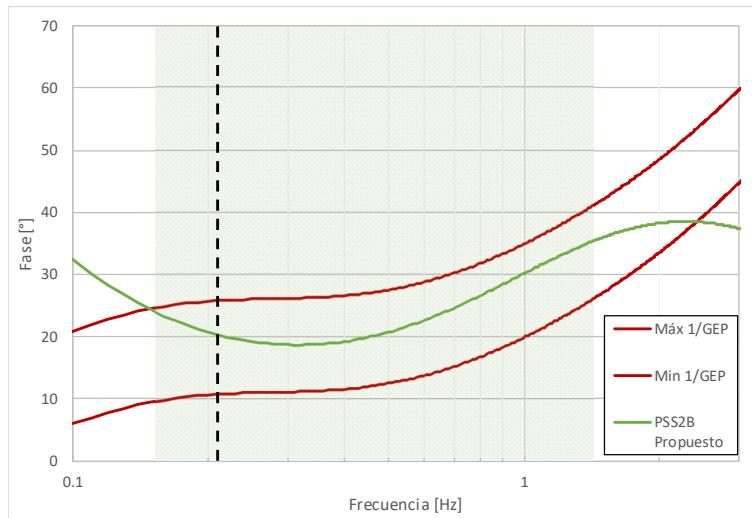


Gráfico 33. GEP¹ CH Pirris. PSS2B propuesto

Tabla 7 – Parámetros PSS propuesto. CH Pirris

PSS2B PROPUESTO	
Parámetro	Valor
T <sub>W1</sub> (>0)	6.0000
T <sub>W2</sub>	6.0000
T <sub>6</sub>	0.0000
T <sub>W3</sub> (>0)	6.0000
T <sub>W4</sub>	0.0000
T <sub>7</sub>	6.0000
K <sub>S2</sub>	0.6520
K <sub>S3</sub>	1.0000
T <sub>8</sub>	0.4000
T <sub>9</sub> (>0)	0.1000
K <sub>S1</sub>	20.000
T <sub>1</sub>	0.0900
T <sub>2</sub>	0.0770
T <sub>3</sub>	0.1300

### PSS2B PROPUESTO

Parámetro	Valor
$T_4$	0.0360
$T_{10}$	0.2400
$T_{11}$	0.2700
$V_{S1MAX}$	2.0000
$V_{S1MIN}$	-2.0000
$V_{S2MAX}$	2.0000
$V_{S2MIN}$	-2.0000
$V_{STMAX}$	0.0500
$V_{STMIN}$	-0.0500

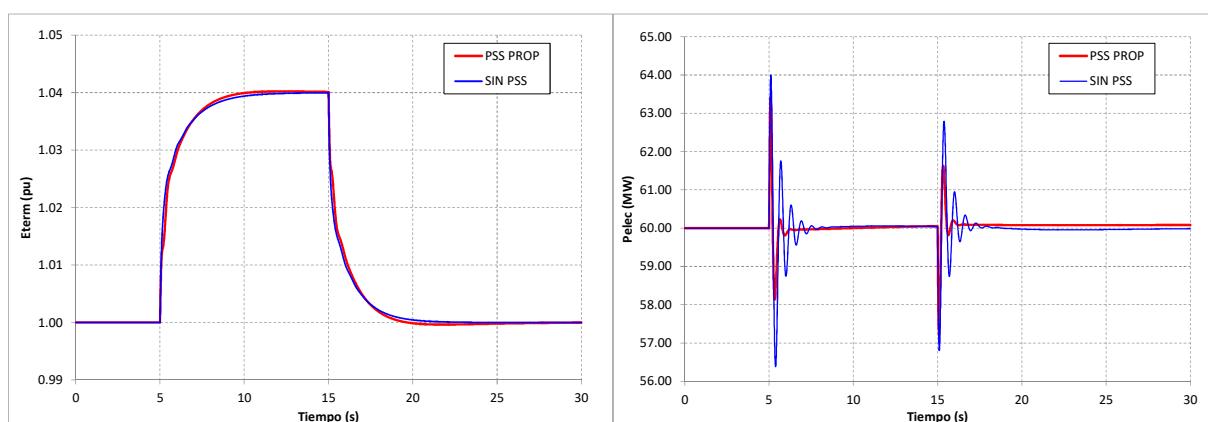


Gráfico 34. AVR en carga CH Pirris. Sin PSS y PSS propuesto. Tensión y Potencia activa

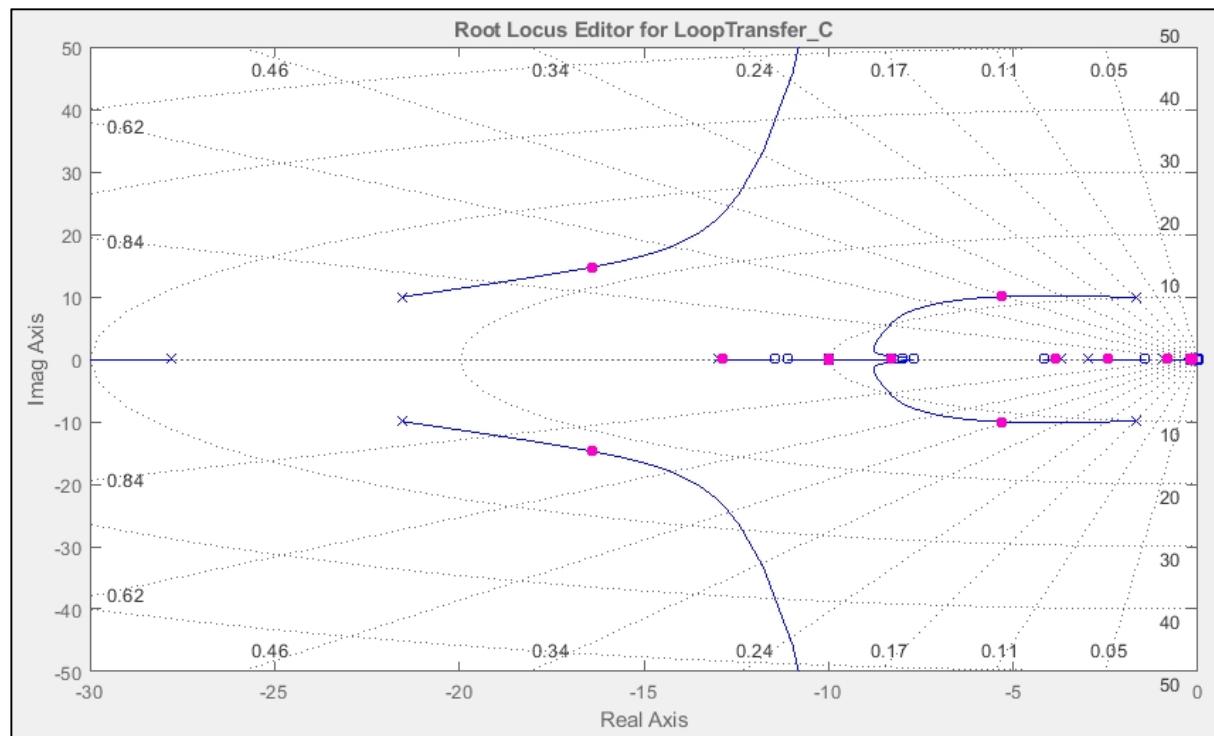


Gráfico 35. Lugar de las raíces CH Pirris para  $K_s1=20$



Tabla 8 – Amortiguamiento modo local y excitatriz. CH Pirris

PSS2B PROPUESTO. Ks1=20	
Modo	Amortiguamiento $\xi$ (%)
Local	46.7
Excitatriz	74.4

e) CH Bayano

e.1) CH Bayano U1

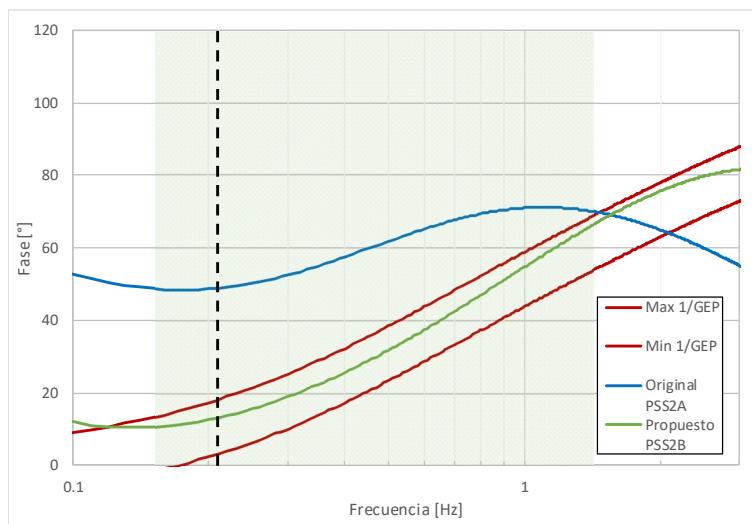


Gráfico 36. GEP¹ CH Bayano U1. PSS2A original y PSS2B propuesto

Tabla 9 – Parámetros PSS originales y propuestos. CH Bayano U1

PSS2A ORIGINAL		PSS2B PROPUESTO	
Parámetro	Valor	Parámetro	Valor
T <sub>W1</sub> (>0)	2.0000	T <sub>W1</sub> (>0)	10.000
T <sub>W2</sub>	2.0000	T <sub>W2</sub>	10.000
T <sub>6</sub>	0.0020	T <sub>6</sub>	0.0000
T <sub>W3</sub> (>0)	2.0000	T <sub>W3</sub> (>0)	10.000
T <sub>W4</sub>	0.0000	T <sub>W4</sub>	0.0000
T <sub>7</sub>	2.0000	T <sub>7</sub>	10.000
K <sub>S2</sub>	0.2000	K <sub>S2</sub>	1.7540
K <sub>S3</sub>	1.0000	K <sub>S3</sub>	1.0000
T <sub>8</sub>	0.0000	T <sub>8</sub>	0.4000
T <sub>9</sub> (>0)	0.1000	T <sub>9</sub> (>0)	0.1000
K <sub>S1</sub>	5.0000	K <sub>S1</sub>	35.000
T <sub>1</sub>	0.2000	T <sub>1</sub>	0.0630
T <sub>2</sub>	0.0400	T <sub>2</sub>	0.0200
T <sub>3</sub>	0.3600	T <sub>3</sub>	0.1800

PSS2A ORIGINAL		PSS2B PROPUESTO	
Parámetro	Valor	Parámetro	Valor
T <sub>4</sub>	0.1200	T <sub>4</sub>	0.0200
V <sub>STMAX</sub>	0.0500	T <sub>10</sub>	1.2600
V <sub>STMIN</sub>	-0.0500	T <sub>11</sub>	2.0000
		V <sub>S1MAX</sub>	2.0000
		V <sub>S1MIN</sub>	-2.0000
		V <sub>S2MAX</sub>	2.0000
		V <sub>S2MIN</sub>	-2.0000
		V <sub>STMAX</sub>	0.0500
		V <sub>STMIN</sub>	-0.0500

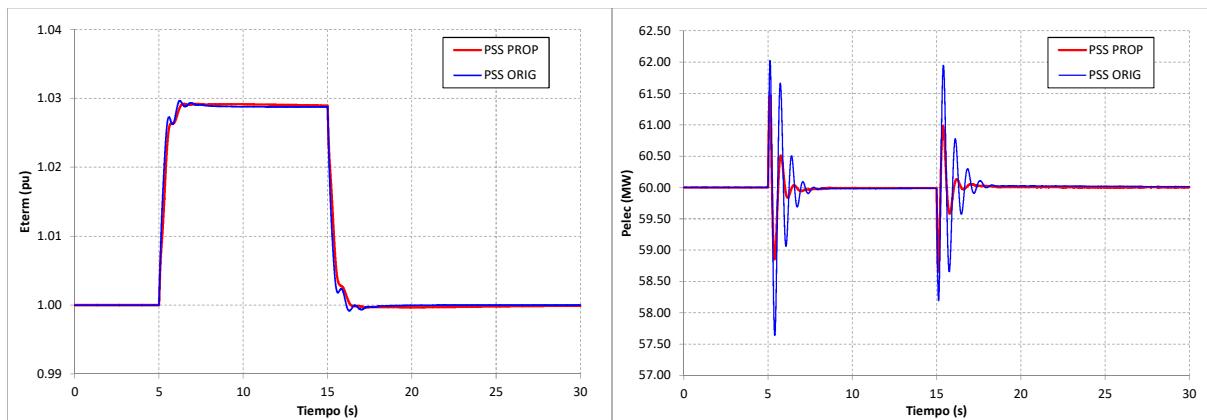


Gráfico 37. AVR en carga CH Bayano U1. PSS original y PSS propuesto. Tensión y Potencia activa

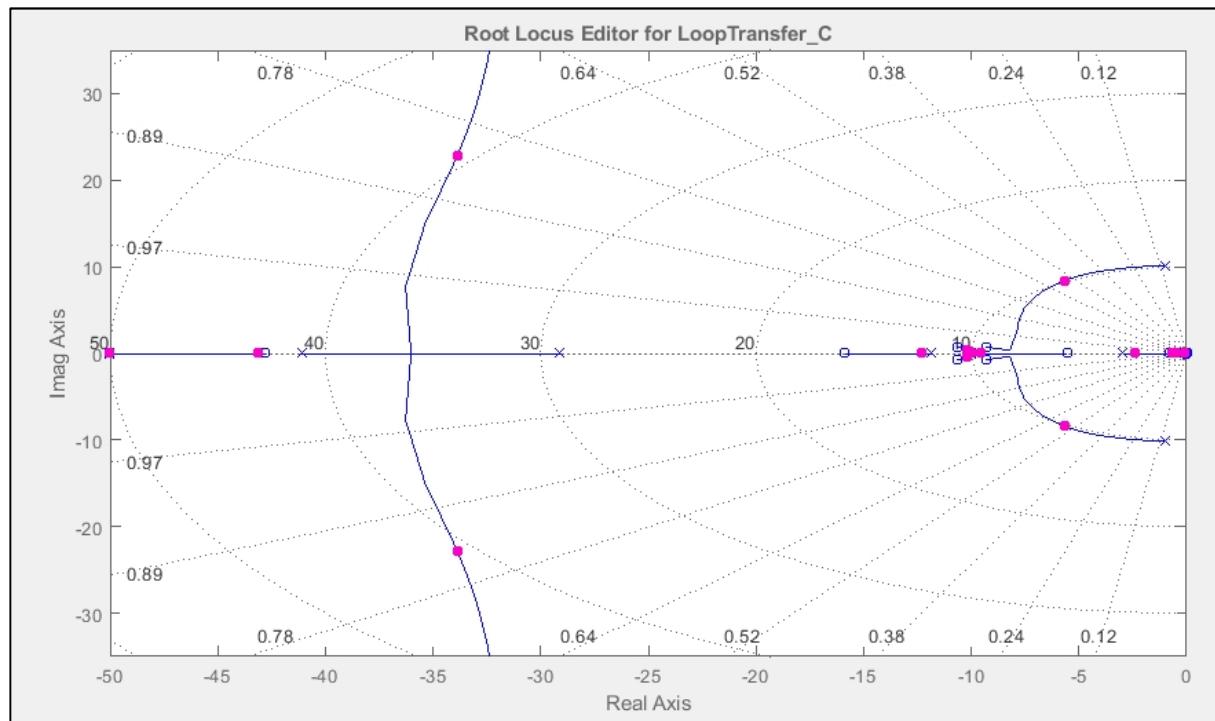


Gráfico 38. Lugar de las raíces CH Bayano U1 para Ks1=35



Tabla 10 – Amortiguamiento modo local y excitatriz. CH Bayano U1

PSS2B PROPUESTO. Ks1=35	
Modo	Amortiguamiento $\xi$ (%)
Local	56.1
Excitatriz	83.0

e.2) CH Bayano U2

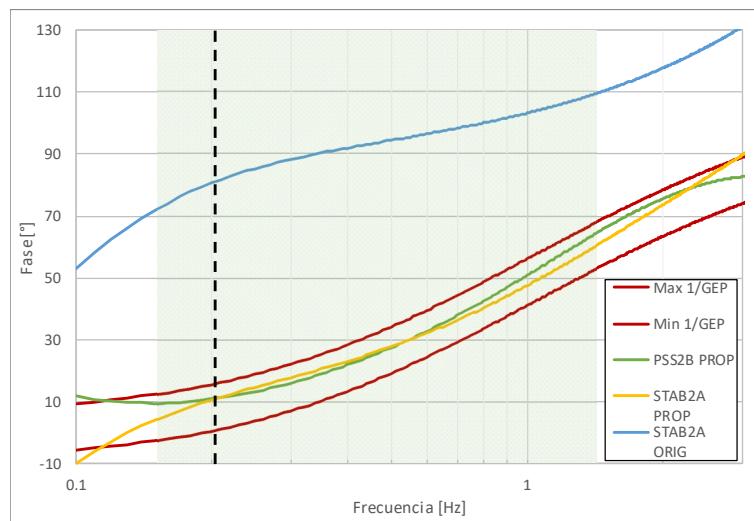


Gráfico 39. GEP-1 CH Bayano U2. STAB2A original y STAB2A / PSS2B propuesto

Tabla 11 – Parámetros PSS originales y propuestos. CH Bayano U2

STAB2A ORIGINAL		STAB2A PROPUESTO		PSS2B PROPUESTO	
Parámetro	Valor	Parámetro	Valor	Parámetro	Valor
K <sub>2</sub>	1.0000	K <sub>2</sub>	1.0000	T <sub>w1 (&gt;0)</sub>	9.5000
T <sub>2 (&gt;0)</sub>	4.4000	T <sub>2 (&gt;0)</sub>	3.5000	T <sub>w2</sub>	9.5000
K <sub>3</sub>	0.1900	K <sub>3</sub>	-0.8700	T <sub>6</sub>	0.0000
T <sub>3 (&gt;0)</sub>	2.0000	T <sub>3 (&gt;0)</sub>	0.1300	T <sub>w3 (&gt;0)</sub>	9.5000
K <sub>4</sub>	0.1700	K <sub>4</sub>	1.0000	T <sub>w4</sub>	0.0000
K <sub>5</sub>	1.4600	K <sub>5</sub>	0.8500	T <sub>7</sub>	9.5000
T <sub>5 (&gt;0)</sub>	0.0020	T <sub>5 (&gt;0)</sub>	0.0100	K <sub>S2</sub>	1.6670
H <sub>LIM</sub>	0.0500	H <sub>LIM</sub>	0.0500	K <sub>S3</sub>	1.0000
				T <sub>8</sub>	0.4000
				T <sub>9 (&gt;0)</sub>	0.1000
				K <sub>S1</sub>	30.000
				T <sub>1</sub>	0.1100

STAB2A ORIGINAL		STAB2A PROPUESTO		PSS2B PROPUESTO	
Parámetro	Valor	Parámetro	Valor	Parámetro	Valor
$T_2$	0.0200				
$T_3$	0.1000				
$T_4$	0.0220				
$T_{10}$	1.2600				
$T_{11}$	2.0000				
$V_{S1MAX}$	2.0000				
$V_{S1MIN}$	-2.0000				
$V_{S2MAX}$	2.0000				
$V_{S2MIN}$	-2.0000				
$V_{STMAX}$	0.0500				
$V_{STMIN}$	-0.0500				

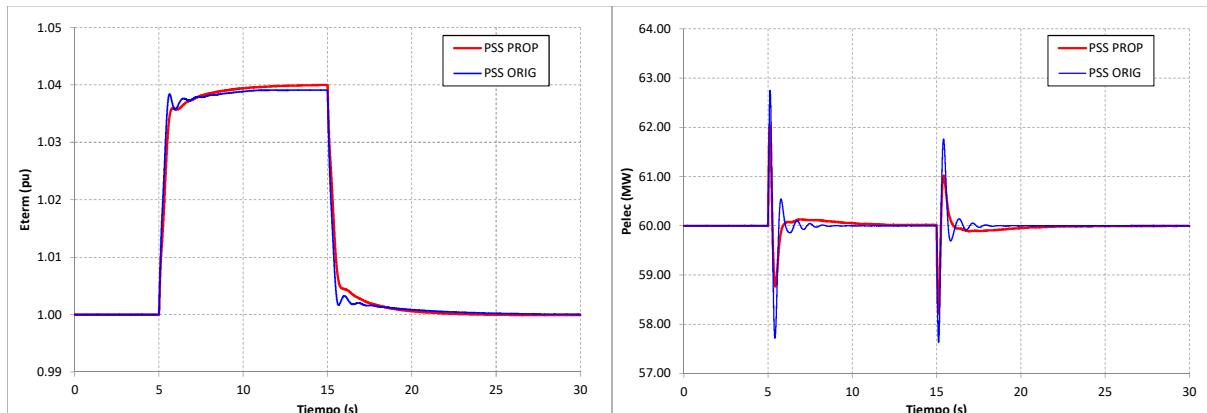


Gráfico 40. AVR en carga CH Bayano U2. PSS original y PSS propuesto. Tensión y Potencia activa

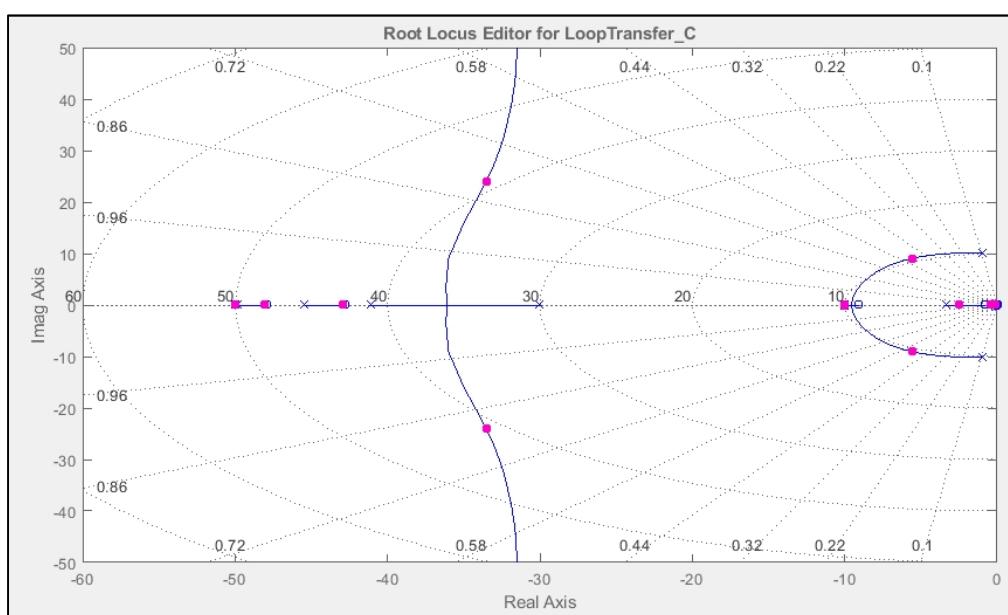


Gráfico 41. Lugar de las raíces CH Bayano U2 para  $Ks1=30$



Tabla 12 – Amortiguamiento modo local y excitatriz. CH Bayano U2

PSS2B PROPUESTO. Ks1=30	
Modo	Amortiguamiento $\xi$ (%)
Local	52.6
Excitatriz	81.0

e.3) CH Bayano U3

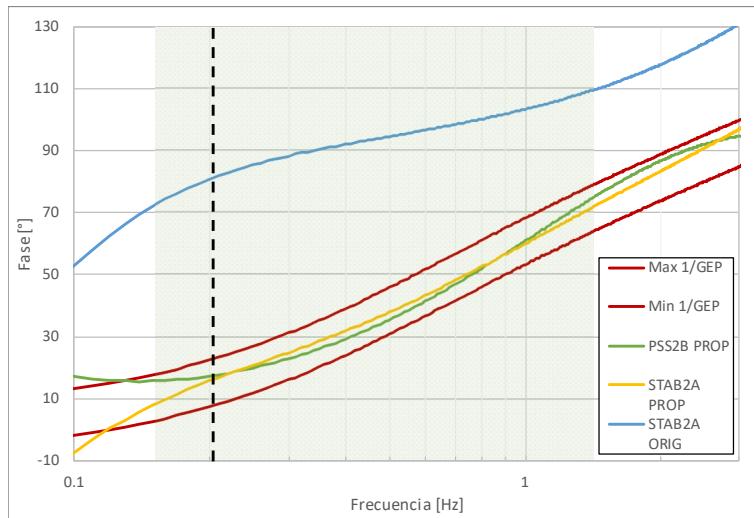


Gráfico 42. GEP-1 CH Bayano U2. STAB2A original y STAB2A / PSS2B propuesto

Tabla 13 – Parámetros PSS originales y propuestos. CH Bayano U3

STAB2A ORIGINAL		STAB2A PROPUESTO		PSS2B PROPUESTO	
Parámetro	Valor	Parámetro	Valor	Parámetro	Valor
K <sub>2</sub>	1.0000	K <sub>2</sub>	1.0000	T <sub>w1 (&gt;0)</sub>	10.000
T <sub>2 (&gt;0)</sub>	4.4000	T <sub>2 (&gt;0)</sub>	3.5000	T <sub>w2</sub>	10.000
K <sub>3</sub>	0.1900	K <sub>3</sub>	-0.8000	T <sub>6</sub>	0.0000
T <sub>3 (&gt;0)</sub>	2.0000	T <sub>3 (&gt;0)</sub>	0.2000	T <sub>w3 (&gt;0)</sub>	10.000
K <sub>4</sub>	0.1700	K <sub>4</sub>	1.0000	T <sub>w4</sub>	0.0000
K <sub>5</sub>	1.4600	K <sub>5</sub>	1.0000	T <sub>7</sub>	10.000
T <sub>5 (&gt;0)</sub>	0.0020	T <sub>5 (&gt;0)</sub>	0.0100	K <sub>s2</sub>	1.3510
H <sub>LIM</sub>	0.0500	H <sub>LIM</sub>	0.0500	K <sub>s3</sub>	1.0000
				T <sub>8</sub>	0.4000
				T <sub>9 (&gt;0)</sub>	0.1000
				K <sub>s1</sub>	30.000
				T <sub>1</sub>	0.1500
				T <sub>2</sub>	0.0140
				T <sub>3</sub>	0.0900
				T <sub>4</sub>	0.0200



STAB2A ORIGINAL		STAB2A PROPUESTO		PSS2B PROPUESTO	
Parámetro	Valor	Parámetro	Valor	Parámetro	Valor
				$T_{10}$	1.3900
				$T_{11}$	1.8500
				$V_{S1MAX}$	2.0000
				$V_{S1MIN}$	-2.0000
				$V_{S2MAX}$	2.0000
				$V_{S2MIN}$	-2.0000
				$V_{STMAX}$	0.0500
				$V_{STMIN}$	-0.0500

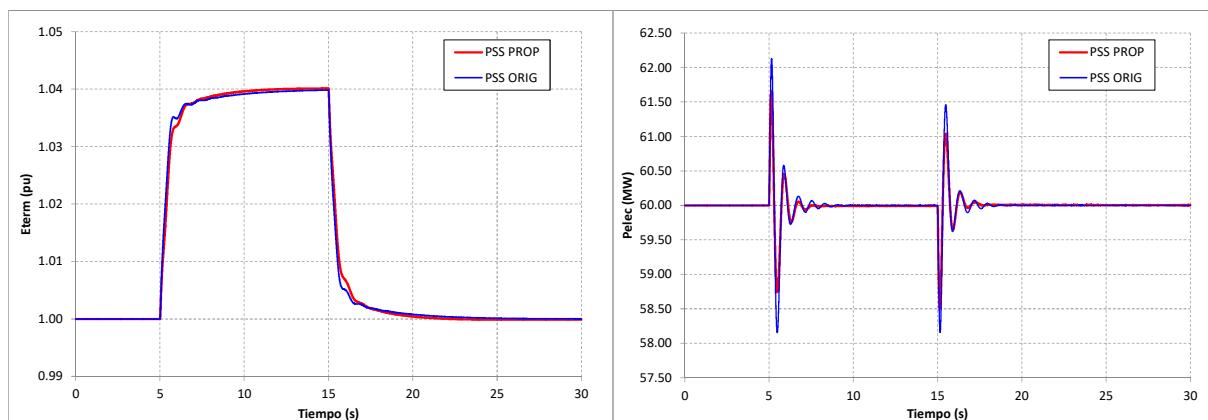


Gráfico 43. AVR en carga CH Bayano U3. PSS original y PSS propuesto. Tensión y Potencia activa

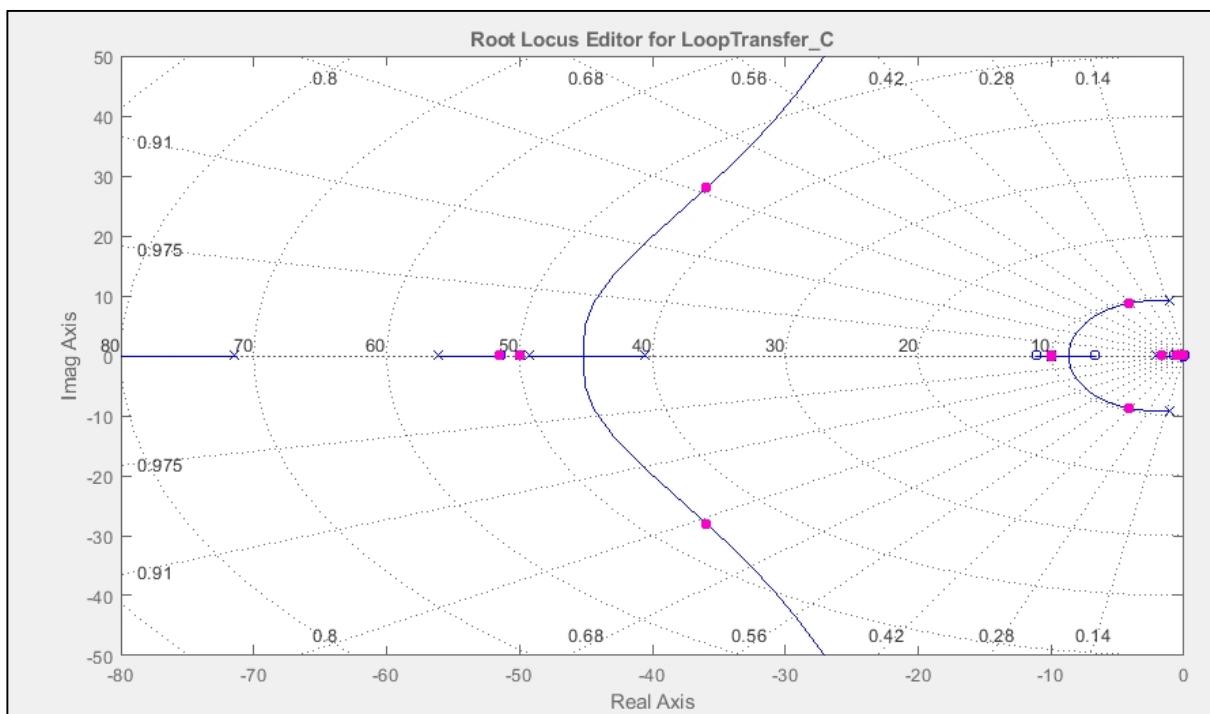


Gráfico 44. Lugar de las raíces CH Bayano U3 para  $Ks1=30$

Tabla 14 – Amortiguamiento modo local y excitatriz. CH Bayano U3

PSS2B PROPUUESTO. Ks1=30	
Modo	Amortiguamiento $\xi$ (%)
Local	43.8
Excitatriz	78.8

f) CH Fortuna

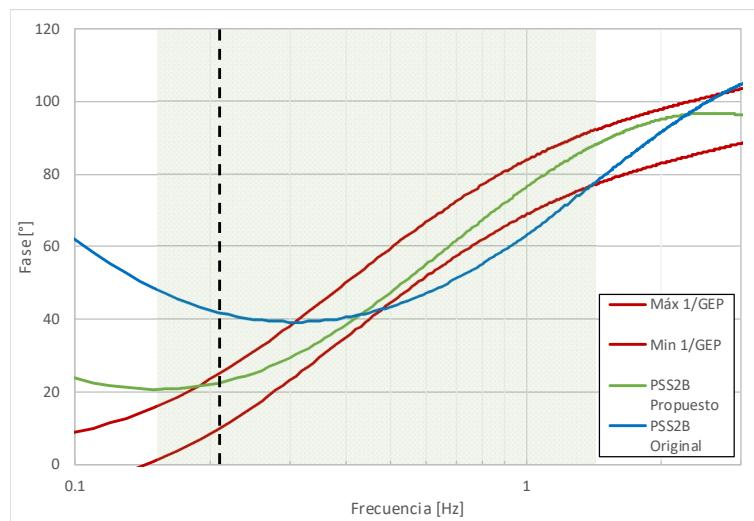


Gráfico 45. GEP-1 CH Fortuna. PSS2B original y PSS2B propuesto

Tabla 15 – Parámetros PSS originales y propuestos. CH Fortuna

PSS2B ORIGINAL		PSS2B PROPUUESTO	
Parámetro	Valor	Parámetro	Valor
T <sub>w1</sub> (>0)	3.0000	T <sub>w1</sub> (>0)	7.5000
T <sub>w2</sub>	3.0000	T <sub>w2</sub>	7.5000
T <sub>6</sub>	0.0200	T <sub>6</sub>	0.0000
T <sub>w3</sub> (>0)	3.0000	T <sub>w3</sub> (>0)	7.5000
T <sub>w4</sub>	0.0000	T <sub>w4</sub>	0.0000
T <sub>7</sub>	1.0000	T <sub>7</sub>	7.5000
K <sub>s2</sub>	0.4000	K <sub>s2</sub>	0.8330
K <sub>s3</sub>	1.0000	K <sub>s3</sub>	1.0000
T <sub>8</sub>	0.4000	T <sub>8</sub>	0.4000
T <sub>9</sub> (>0)	0.1000	T <sub>9</sub> (>0)	0.1000
K <sub>s1</sub>	3.0000	K <sub>s1</sub>	25.000
T <sub>1</sub>	0.1000	T <sub>1</sub>	0.3500
T <sub>2</sub>	0.0100	T <sub>2</sub>	0.0250
T <sub>3</sub>	0.1000	T <sub>3</sub>	0.2430

PSS2B ORIGINAL		PSS2B PROPUESTO	
Parámetro	Valor	Parámetro	Valor
T <sub>4</sub>	0.0100	T <sub>4</sub>	0.0600
T <sub>10</sub>	0.0000	T <sub>10</sub>	0.3100
T <sub>11</sub>	0.0000	T <sub>11</sub>	0.7600
V <sub>S1MAX</sub>	10.000	V <sub>S1MAX</sub>	2.0000
V <sub>S1MIN</sub>	-10.000	V <sub>S1MIN</sub>	-2.0000
V <sub>S2MAX</sub>	10.000	V <sub>S2MAX</sub>	2.0000
V <sub>S2MIN</sub>	-10.000	V <sub>S2MIN</sub>	-2.0000
V <sub>STMAX</sub>	0.1000	V <sub>STMAX</sub>	0.0500
V <sub>STMIN</sub>	-0.1000	V <sub>STMIN</sub>	-0.0500

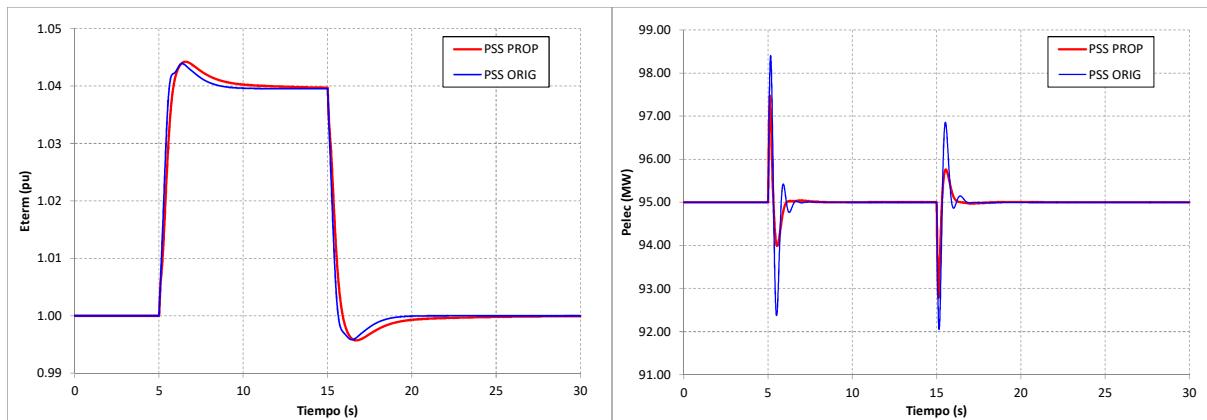


Gráfico 46. AVR en carga CH Fortuna. PSS original y PSS propuesto. Tensión y Potencia activa

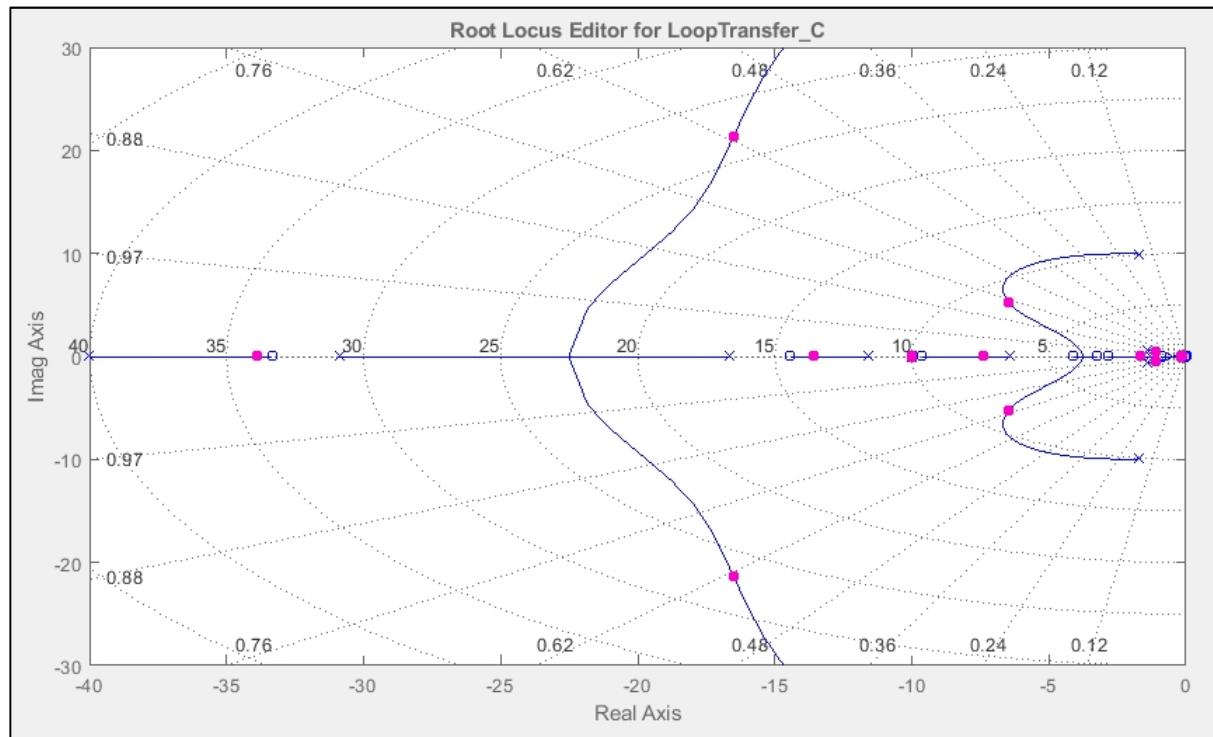


Gráfico 47. Lugar de las raíces CH Fortuna para Ks1=25



Tabla 16 – Amortiguamiento modo local y excitatríz. CH Fortuna

PSS2B PROPUESTO. Ks1=25	
Modo	Amortiguamiento $\xi$ (%)
Local	77.4
Excitatríz	61.2

g) CH Estí

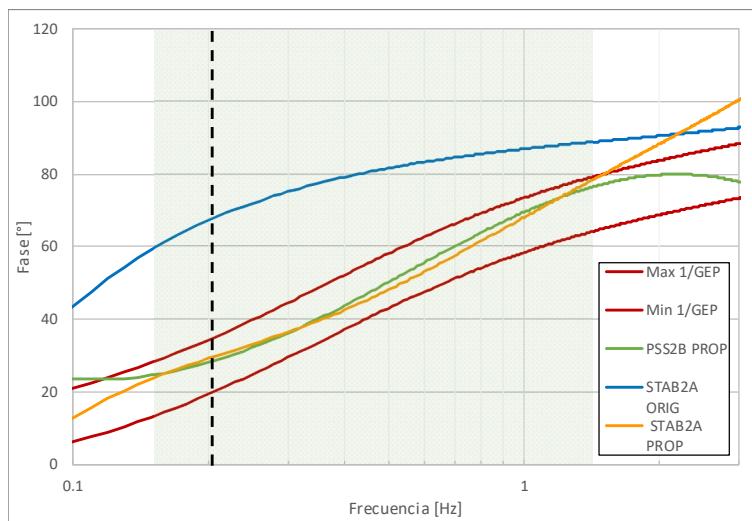


Gráfico 48. GEP<sup>-1</sup> CH Estí. STAB2A original y STAB2A/PSS2B propuestos

Tabla 17 – Parámetros PSS originales y propuestos. CH Estí

STAB2A ORIGINAL		STAB2A PROPUESTO		PSS2B PROPUESTO	
Parámetro	Valor	Parámetro	Valor	Parámetro	Valor
K <sub>2</sub>	1.0000	K <sub>2</sub>	1.0000	T <sub>w1 (&gt;0)</sub>	8. 0000
T <sub>2 (&gt;0)</sub>	4.4000	T <sub>2 (&gt;0)</sub>	4.8000	T <sub>w2</sub>	8. 0000
K <sub>3</sub>	0.0750	K <sub>3</sub>	-0.7500	T <sub>6</sub>	0.0000
T <sub>3 (&gt;0)</sub>	4.2200	T <sub>3 (&gt;0)</sub>	0.2500	T <sub>w3 (&gt;0)</sub>	8. 0000
K <sub>4</sub>	0.1000	K <sub>4</sub>	1.0000	T <sub>w4</sub>	0.0000
K <sub>5</sub>	2.8284	K <sub>5</sub>	1.0000	T <sub>7</sub>	8. 0000
T <sub>5 (&gt;0)</sub>	0.0020	T <sub>5 (&gt;0)</sub>	0.0100	K <sub>s2</sub>	1.0000
H <sub>LIM</sub>	0.0500	H <sub>LIM</sub>	0.0500	K <sub>s3</sub>	1.0000
				T <sub>8</sub>	0.4000
				T <sub>9 (&gt;0)</sub>	0.1000
				K <sub>s1</sub>	30.000
				T <sub>1</sub>	0.3200

STAB2A ORIGINAL		STAB2A PROPUESTO		PSS2B PROPUESTO	
Parámetro	Valor	Parámetro	Valor	Parámetro	Valor
				T <sub>2</sub>	0.0260
				T <sub>3</sub>	0.0800
				T <sub>4</sub>	0.0340
				T <sub>10</sub>	2.4800
				T <sub>11</sub>	4.0000
				V <sub>S1MAX</sub>	2.0000
				V <sub>S1MIN</sub>	-2.0000
				V <sub>S2MAX</sub>	2.0000
				V <sub>S2MIN</sub>	-2.0000
				V <sub>STMAX</sub>	0.0500
				V <sub>STMIN</sub>	-0.0500

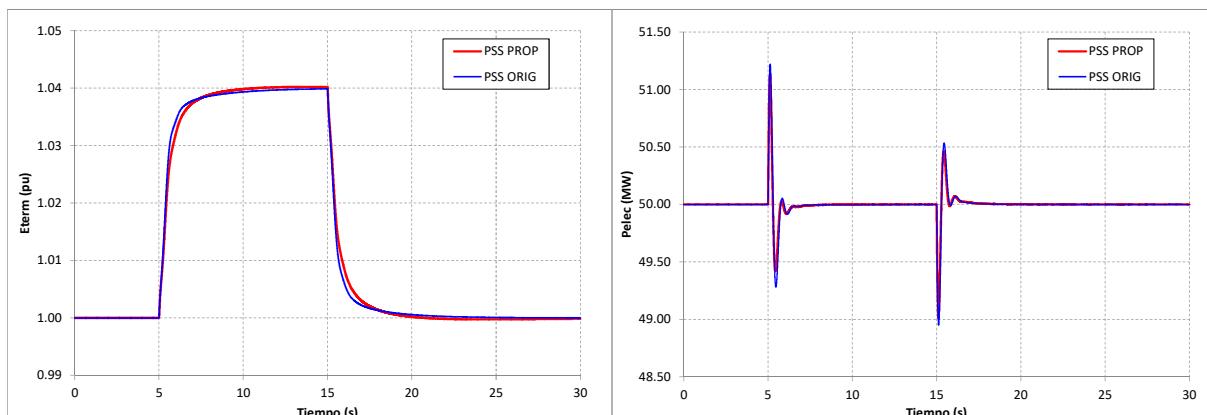


Gráfico 49. AVR en carga CH Estí. PSS original y PSS propuesto. Tensión y Potencia activa

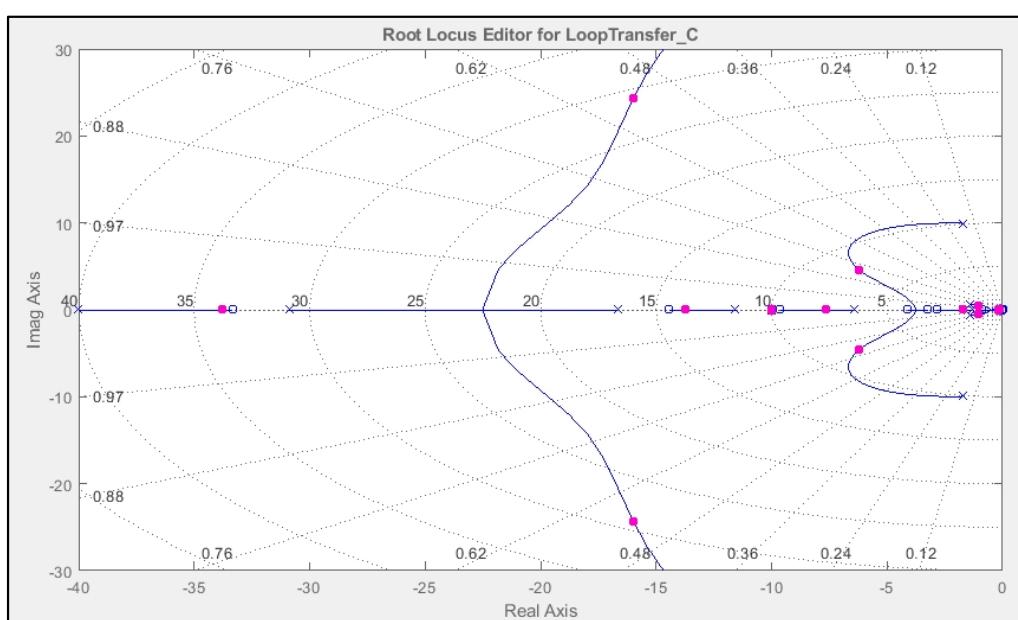


Gráfico 50. Lugar de las raíces CH Estí para Ks1=30



Tabla 18 – Amortiguamiento modo local y excitatriz. CH Estí

PSS2B PROPUESTO. Ks1=30

Modo	Amortiguamiento $\xi$ (%)
Local	80.6
Excitatriz	54.8

h) CT Pensa

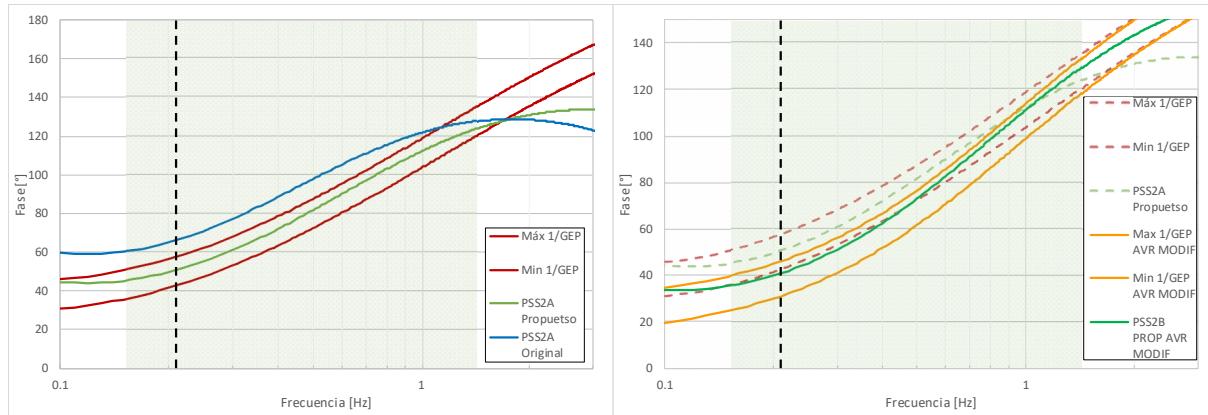


Gráfico 51. GEP-1 CT Pensa. PSS2A original y PSS2B propuesto, AVR Original vs Modificado

Tabla 19 – Parámetros PSS originales y propuestos. CT Pensa

PSS2A ORIGINAL		PSS2B PROPUESTO	
Parámetro	Valor	Parámetro	Valor
T <sub>w1</sub> (>0)	5.0000	T <sub>w1</sub> (>0)	10.000
T <sub>w2</sub>	5.0000	T <sub>w2</sub>	10.000
T <sub>6</sub>	0.0000	T <sub>6</sub>	0.0000
T <sub>w3</sub> (>0)	5.0000	T <sub>w3</sub> (>0)	10.000
T <sub>w4</sub>	0.0000	T <sub>w4</sub>	0.0000
T <sub>7</sub>	5.0000	T <sub>7</sub>	10.000
K <sub>S2</sub>	0.3200	K <sub>S2</sub>	0.7518
K <sub>S3</sub>	1.0000	K <sub>S3</sub>	1.0000
T <sub>8</sub>	0.5000	T <sub>8</sub>	0.4000
T <sub>9</sub> (>0)	0.1000	T <sub>9</sub> (>0)	0.1000
K <sub>S1</sub>	2.0000	K <sub>S1</sub>	30.000
T <sub>1</sub>	0.4400	T <sub>1</sub>	0.3400
T <sub>2</sub>	0.0200	T <sub>2</sub>	0.0080
T <sub>3</sub>	0.3000	T <sub>3</sub>	0.3200
T <sub>4</sub>	0.0200	T <sub>4</sub>	0.0080

PSS2A ORIGINAL		PSS2B PROPUESTO	
Parámetro	Valor	Parámetro	Valor
$V_{STMAX}$	0.1000	$T_{10}$	0.2300
$V_{STMIN}$	-0.1000	$T_{11}$	0.4450
		$V_{S1MAX}$	2.0000
		$V_{S1MIN}$	-2.0000
		$V_{S2MAX}$	2.0000
		$V_{S2MIN}$	-2.0000
		$V_{STMAX}$	0.0500
		$V_{STMIN}$	-0.0500

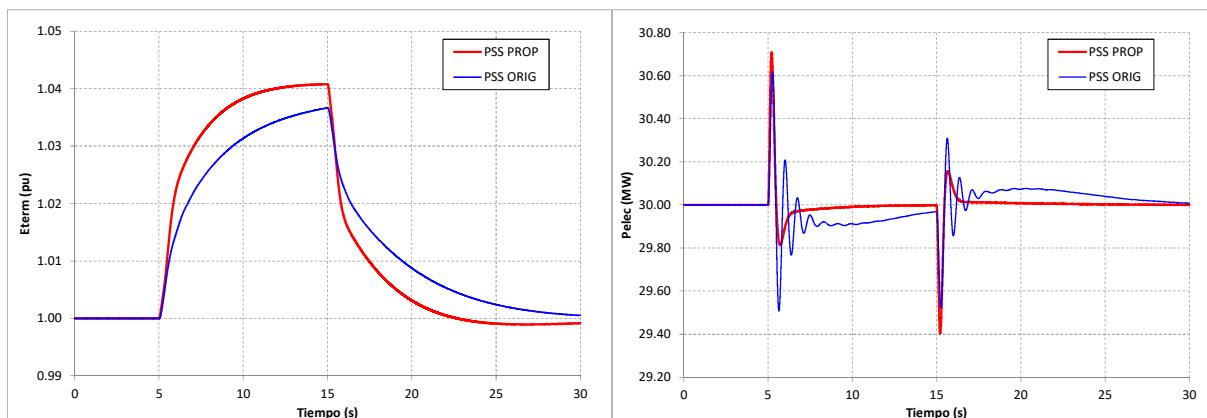


Gráfico 52. AVR en carga CT Pensa. PSS original y PSS propuesto. Tensión y Potencia activa

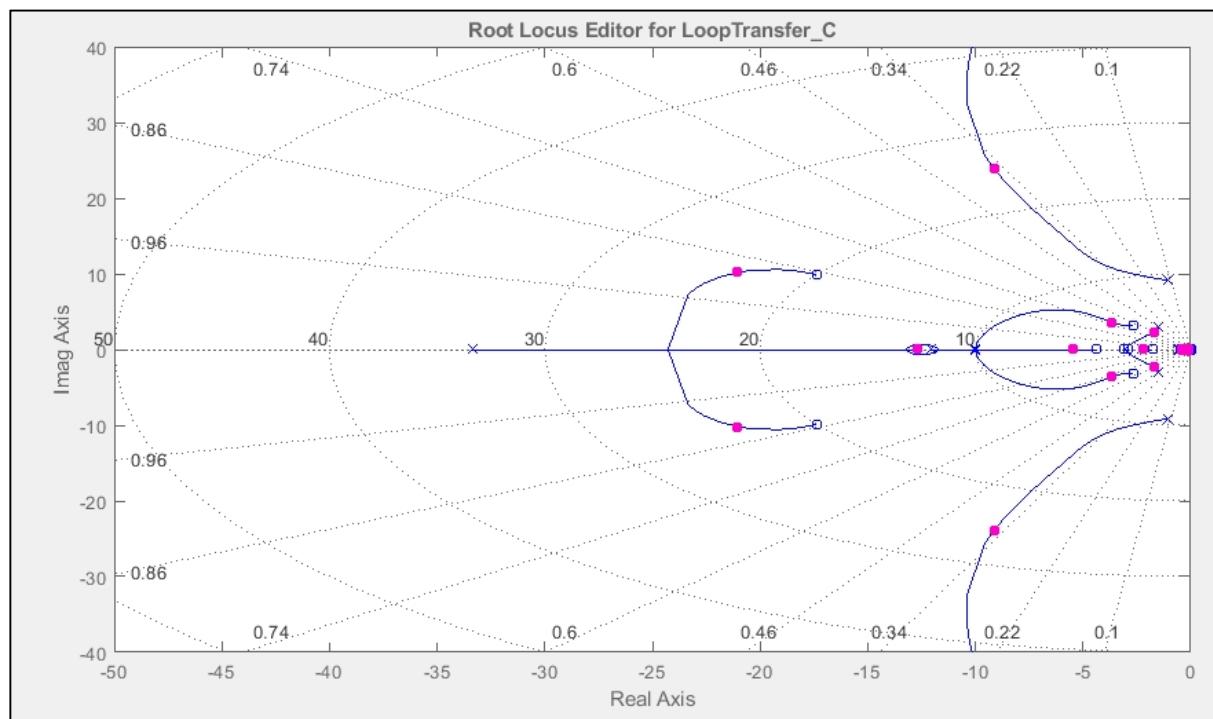




Gráfico 53. Lugar de las raíces CT Pensa para  $K_s1=30$

Tabla 20 – Amortiguamiento modo local y excitatriz. CT Pensa

PSS2B PROPUESTO.  $K_s1=30$

Modo	Amortiguamiento $\xi$ (%)
Local	35.8
Excitatriz	-

i) CH Cañaveral

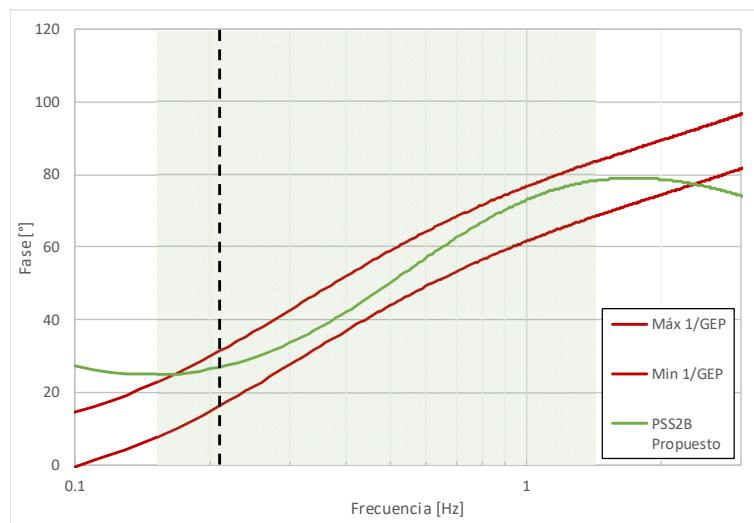


Gráfico 54. GEP-1 CH Cañaveral. PSS2B propuesto

Tabla 21 – Parámetros PSS propuesto. CH Cañaveral

PSS2B PROPUESTO	
Parámetro	Valor
$T_{W1} (>0)$	9.0000
$T_{W2}$	9.0000
$T_6$	0.0000
$T_{W3} (>0)$	9.0000
$T_{W4}$	0.0000
$T_7$	9.0000
$K_{S2}$	1.7509
$K_{S3}$	1.0000
$T_8$	0.4000
$T_9 (>0)$	0.1000
$K_{S1}$	15.000
$T_1$	0.3300



### PSS2B PROPUESTO

Parámetro	Valor
T <sub>2</sub>	0.6000
T <sub>3</sub>	0.3400
T <sub>4</sub>	0.0180
T <sub>10</sub>	0.2300
T <sub>11</sub>	0.1000
V <sub>S1MAX</sub>	2.0000
V <sub>S1MIN</sub>	-2.0000
V <sub>S2MAX</sub>	2.0000
V <sub>S2MIN</sub>	-2.0000
V <sub>STMAX</sub>	0.0500
V <sub>STMIN</sub>	-0.0500

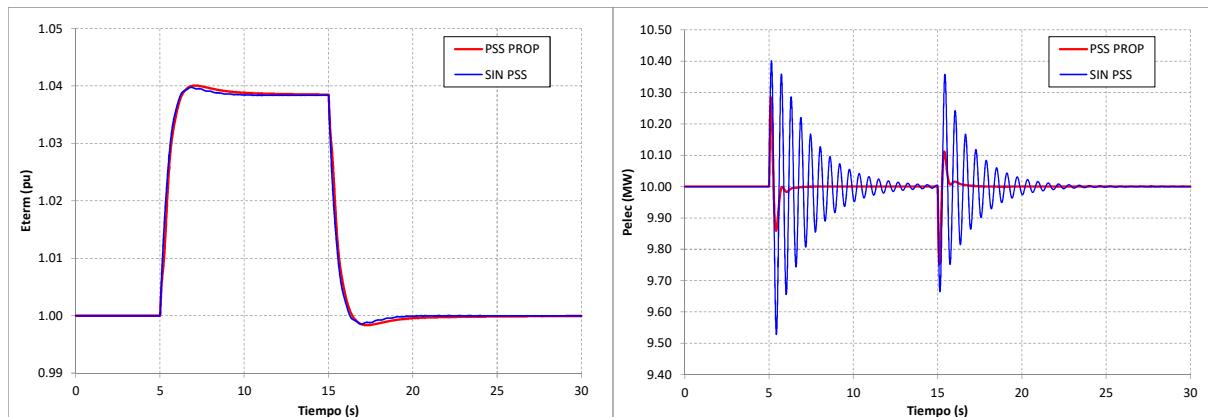


Gráfico 55. AVR en carga CH Cañaveral. Sin PSS y PSS propuesto. Tensión y Potencia activa

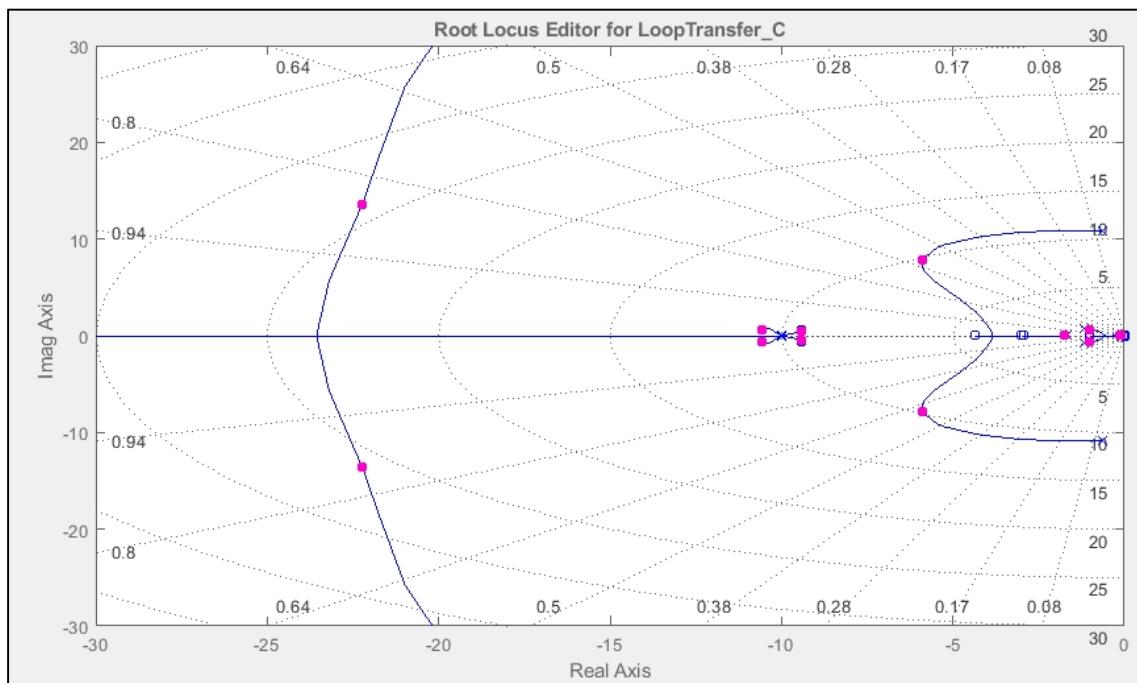


Gráfico 56. Lugar de las raíces CH Cañaveral para  $Ks1=15$

Tabla 22 – Amortiguamiento modo local y excitatriz. CH Cañaveral

PSS2B PROPUESTO. $Ks1=15$	
Modo	Amortiguamiento $\xi$ (%)
Local	60.1
Excitatriz	85.3

j) CH El Cajón

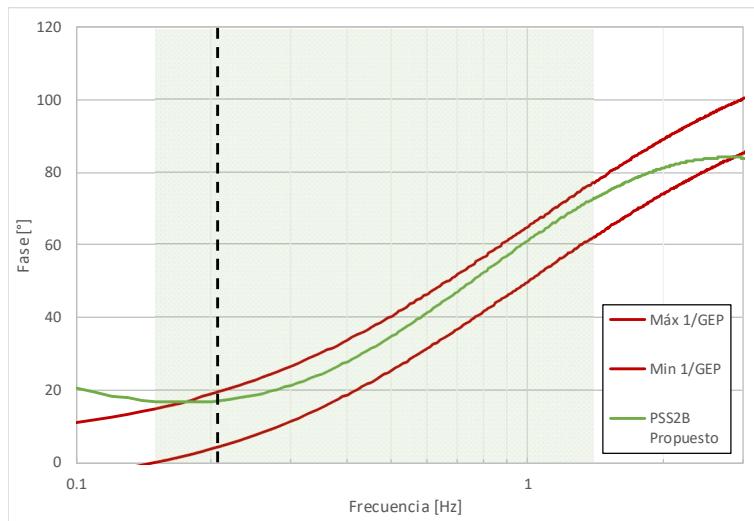


Gráfico 57. GEP<sup>-1</sup> CH El Cajón. PSS2B propuesto



Tabla 23 – Parámetros PSS propuesto. CH El Cajón

PSS2B PROPUESTO	
Parámetro	Valor
$T_{W1} (>0)$	10.000
$T_{W2}$	10.000
$T_6$	0.0000
$T_{W3} (>0)$	10.000
$T_{W4}$	0.0000
$T_7$	10.000
$K_{S2}$	1.1363
$K_{S3}$	1.0000
$T_8$	0.4000
$T_9 (>0)$	0.1000
$K_{S1}$	55.000
$T_1$	0.4200
$T_2$	0.6300
$T_3$	0.0900
$T_4$	0.0300
$T_{10}$	0.2200
$T_{11}$	0.0200
$V_{S1MAX}$	2.0000
$V_{S1MIN}$	-2.0000
$V_{S2MAX}$	2.0000
$V_{S2MIN}$	-2.0000
$V_{STMAX}$	0.0500
$V_{STMIN}$	-0.0500

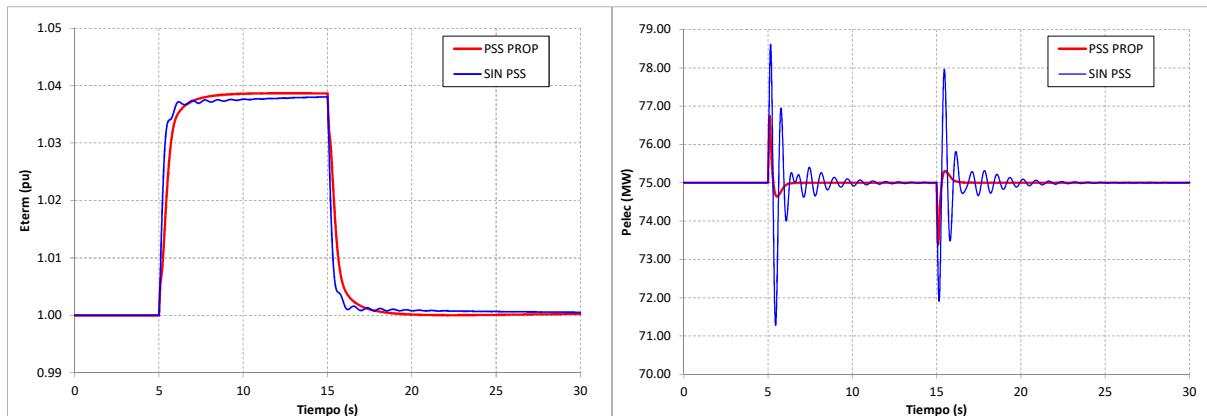


Gráfico 58. AVR en carga CH El Cajón. Sin PSS y PSS propuesto. Tensión y Potencia activa

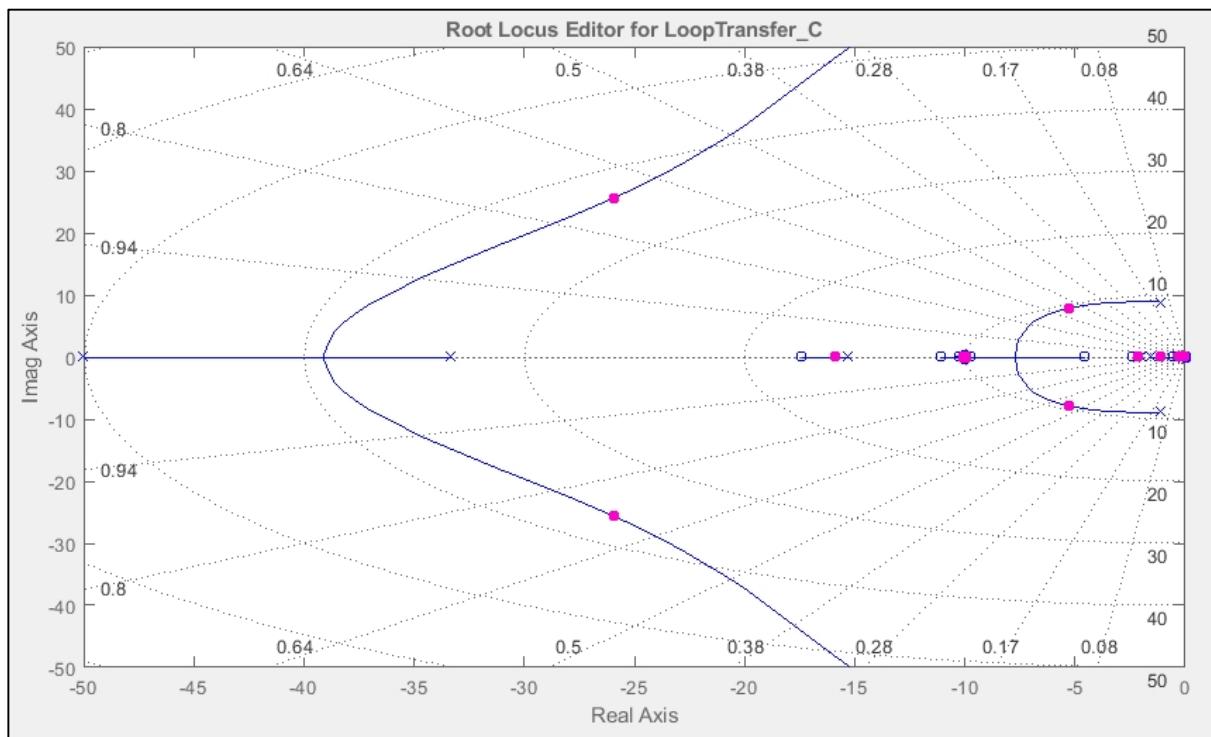


Gráfico 59. Lugar de las raíces CH El Cajón para  $Ks1=55$

Tabla 24 – Amortiguamiento modo local y excitatriz. CH El Cajón

PSS2B PROPUESTO. $Ks1=55$	
Modo	Amortiguamiento $\xi$ (%)
Local	55.5
Excitatriz	71.2

k) CH Rio Lindo

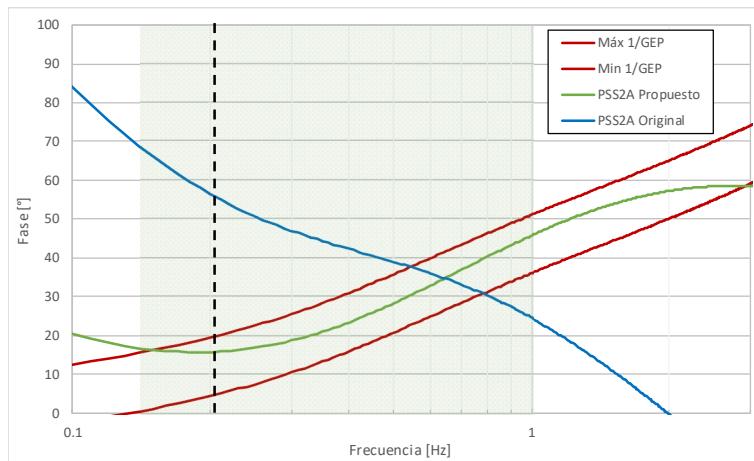


Gráfico 60.  $GEP^{-1}$  CH Rio Lindo. PSS2A original y PSS2B propuesto



Tabla 25 – Parámetros PSS propuesto. CH Rio Lindo

PSS2A ORIGINAL		PSS2B PROPUESTO	
Parámetro	Valor	Parámetro	Valor
T <sub>W1 (&gt;0)</sub>	2.0000	T <sub>W1 (&gt;0)</sub>	10.000
T <sub>W2</sub>	2.0000	T <sub>W2</sub>	10.000
T <sub>6</sub>	0.0020	T <sub>6</sub>	0.0000
T <sub>W3 (&gt;0)</sub>	2.0000	T <sub>W3 (&gt;0)</sub>	10.000
T <sub>W4</sub>	0.0000	T <sub>W4</sub>	0.0000
T <sub>7</sub>	2.0000	T <sub>7</sub>	10.000
K <sub>S2</sub>	0.2000	K <sub>S2</sub>	1.2500
K <sub>S3</sub>	1.0000	K <sub>S3</sub>	1.0000
T <sub>8</sub>	0.0000	T <sub>8</sub>	0.4000
T <sub>9 (&gt;0)</sub>	0.1000	T <sub>9 (&gt;0)</sub>	0.1000
K <sub>S1</sub>	5.0000	K <sub>S1</sub>	30.000
T <sub>1</sub>	0.2000	T <sub>1</sub>	0.2220
T <sub>2</sub>	0.0400	T <sub>2</sub>	0.0160
T <sub>3</sub>	0.3600	T <sub>3</sub>	0.4630
T <sub>4</sub>	0.1200	T <sub>4</sub>	0.6200
V <sub>STMAX</sub>	0.0500	T <sub>10</sub>	1.0000
V <sub>STMIN</sub>	-0.0500	T <sub>11</sub>	1.0000
		V <sub>S1MAX</sub>	2.0000
		V <sub>S1MIN</sub>	-2.0000
		V <sub>S2MAX</sub>	2.0000
		V <sub>S2MIN</sub>	-2.0000
		V <sub>STMAX</sub>	0.0500
		V <sub>STMIN</sub>	-0.0500

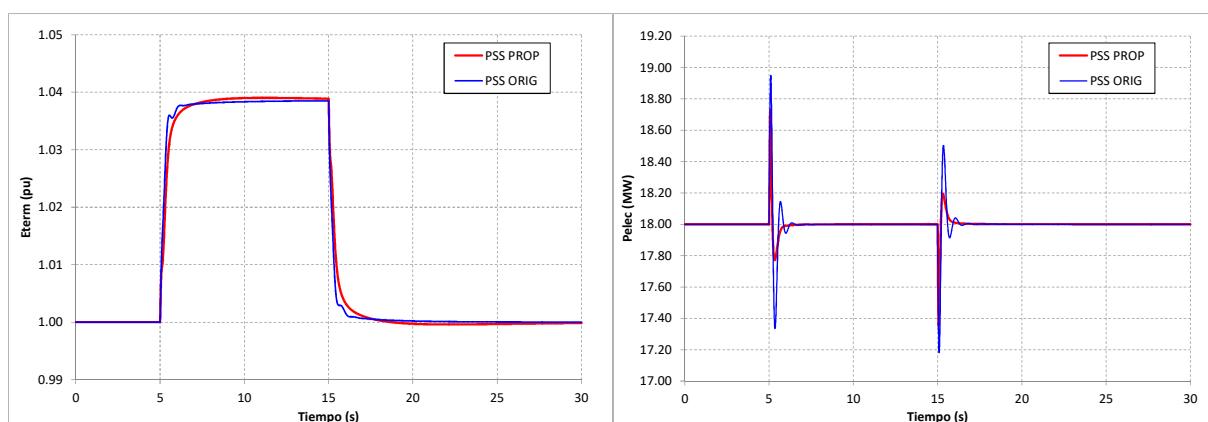


Gráfico 61. AVR en carga CH Rio Lindo. PSS original y PSS propuesto. Tensión y Potencia activa

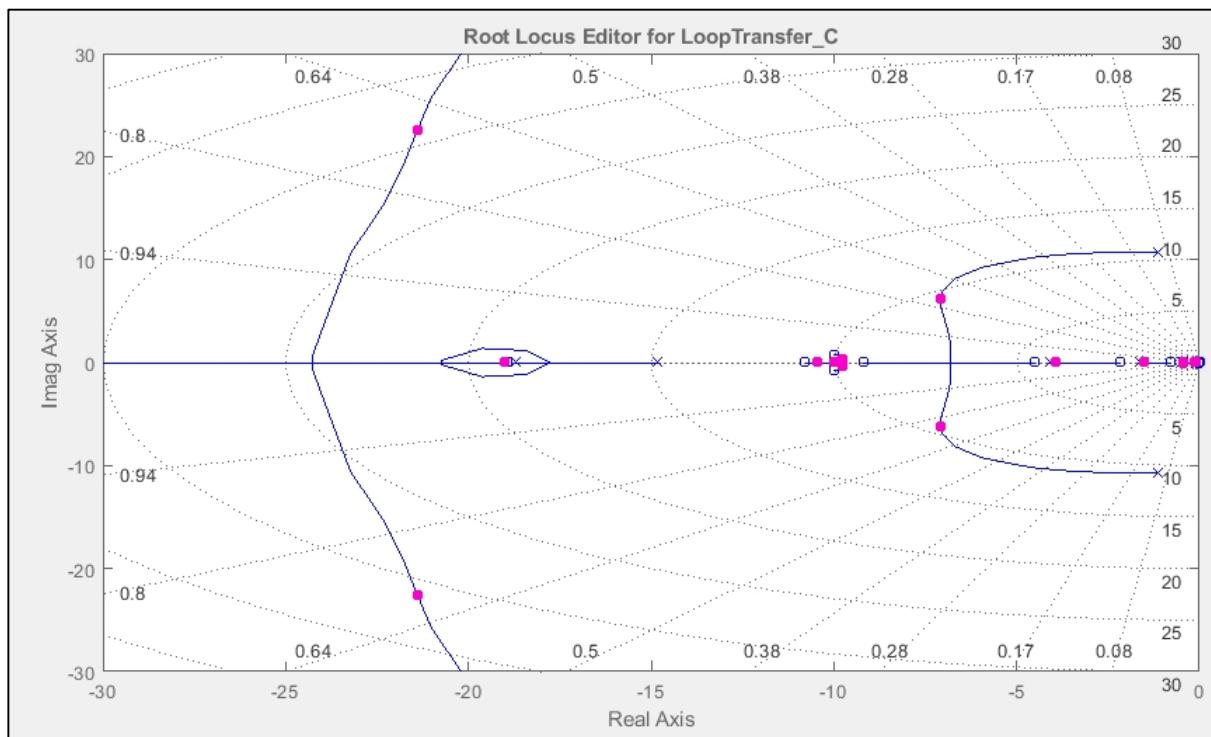


Gráfico 62. Lugar de las raíces CH Rio Lindo para  $K_s1=30$

Tabla 26 – Amortiguamiento modo local y excitatriz. CH Rio Lindo

PSS2B PROPUESTO. $K_s1=30$	
Modo	Amortiguamiento $\xi$ (%)
Local	76.4
Excitatriz	67.2

### I) CH Changuinola

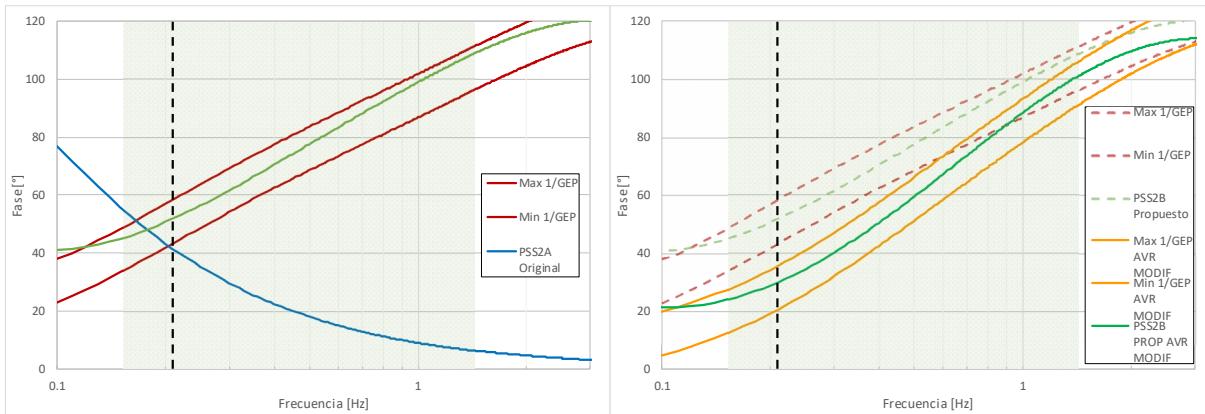


Gráfico 63. GEP<sup>-1</sup> CH Changuinola. PSS2A original y PSS2B propuesto, AVR Original y Modificado



Tabla 27 – Parámetros PSS propuesto. CH Changuinola

PSS2B ORIGINAL		PSS2B PROPUESTO	
Parámetro	Valor	Parámetro	Valor
T <sub>W1</sub> (>0)	2.0000	T <sub>W1</sub> (>0)	10.000
T <sub>W2</sub>	2.0000	T <sub>W2</sub>	10.000
T <sub>6</sub>	0.0000	T <sub>6</sub>	0.0000
T <sub>W3</sub> (>0)	2.0000	T <sub>W3</sub> (>0)	10.000
T <sub>W4</sub>	0.0000	T <sub>W4</sub>	0.0000
T <sub>7</sub>	2.0000	T <sub>7</sub>	10.000
K <sub>S2</sub>	1.0000	K <sub>S2</sub>	1.2919
K <sub>S3</sub>	0.0000	K <sub>S3</sub>	1.0000
T <sub>8</sub>	0.4000	T <sub>8</sub>	0.4000
T <sub>9</sub> (>0)	0.1000	T <sub>9</sub> (>0)	0.1000
K <sub>S1</sub>	1.5000	K <sub>S1</sub>	25.000
T <sub>1</sub>	1.0000	T <sub>1</sub>	0.1150
T <sub>2</sub>	1.0000	T <sub>2</sub>	0.0200
T <sub>3</sub>	1.0000	T <sub>3</sub>	0.3200
T <sub>4</sub>	1.0000	T <sub>4</sub>	0.0100
T <sub>10</sub>	1.0000	T <sub>10</sub>	1.6200
T <sub>11</sub>	1.0000	T <sub>11</sub>	2.4300
V <sub>S1MAX</sub>	0.0000	V <sub>S1MAX</sub>	2.0000
V <sub>S1MIN</sub>	0.0000	V <sub>S1MIN</sub>	-2.0000
V <sub>S2MAX</sub>	9999.0	V <sub>S2MAX</sub>	2.0000
V <sub>S2MIN</sub>	-9999.0	V <sub>S2MIN</sub>	-2.0000
V <sub>STMAX</sub>	0.0500	V <sub>STMAX</sub>	0.0500
V <sub>STMIN</sub>	-0.0500	V <sub>STMIN</sub>	-0.0500

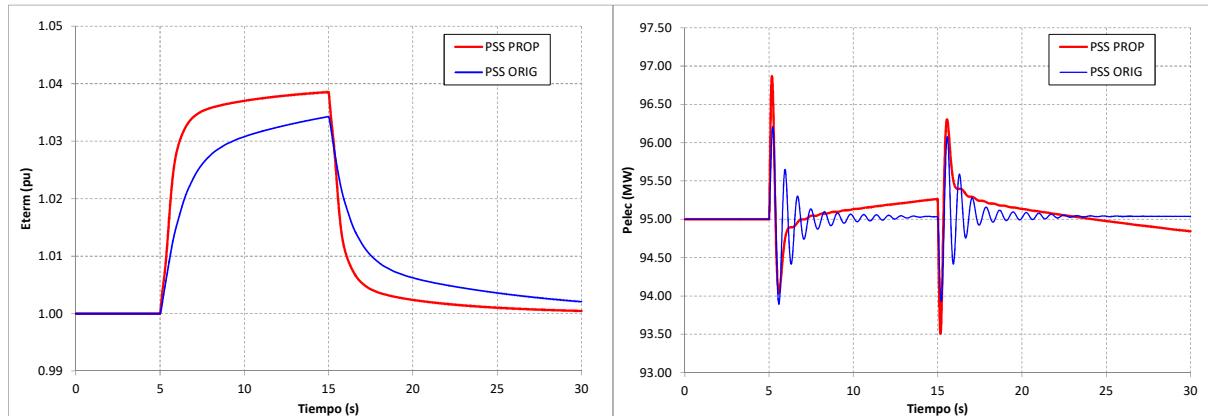


Gráfico 64. AVR en carga CH Changuinola. PSS original y PSS propuesto. Tensión y Potencia activa

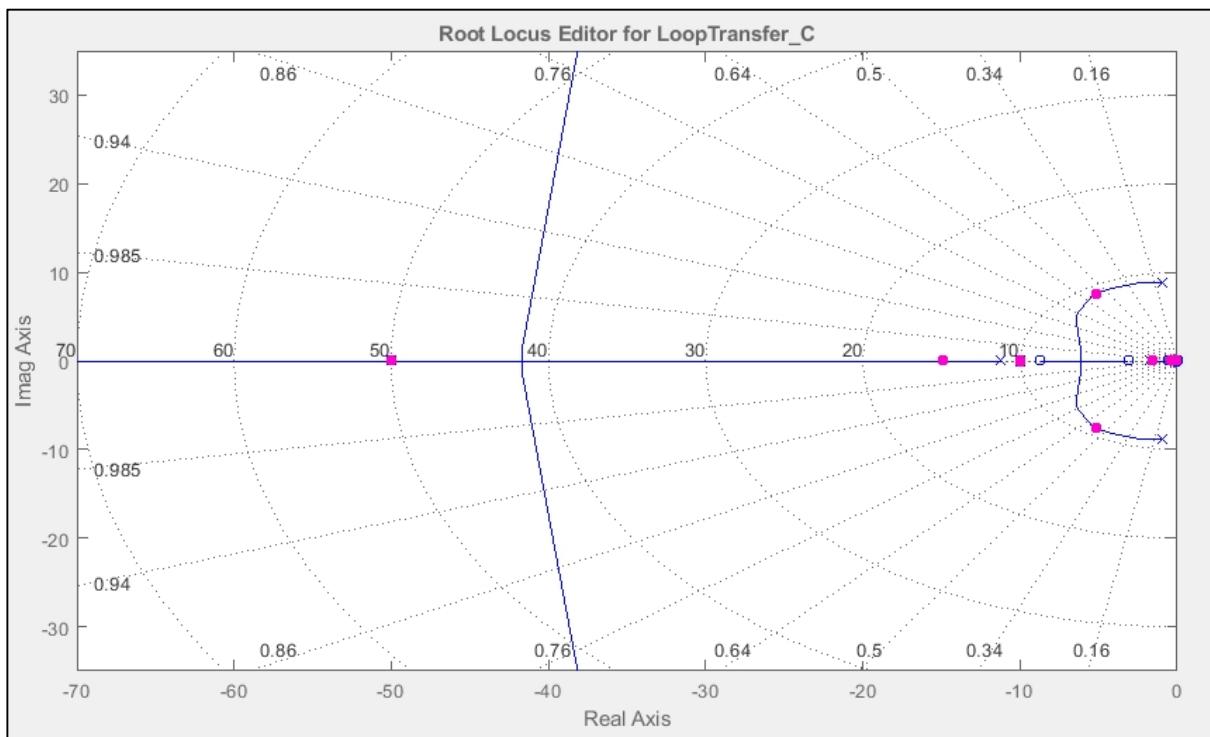


Gráfico 65. Lugar de las raíces CH Changuinola para  $K_{s1}=25$

Tabla 28 – Amortiguamiento modo local y excitatriz. CH Changuinola

PSS2B PROPUESTO. $K_{s1}=25$	
Modo	Amortiguamiento $\xi$ (%)
Local	56.0
Excitatriz	100.0

#### 4.1.5. Consideraciones particulares

Respecto a los ajustes propuestos de los estabilizadores, se deberán tener en cuenta las siguientes consideraciones particulares:

- **Cambio de PSS ANDRITZ por PSS2B:** Las unidades equipadas con el regulador de tensión ANDRITZ GMR3 incluyen la opción de seleccionar entre dos opciones de topología de estabilizador; el propio PSS ANDRITZ, equivalente a un STAB2A o un estándar PSS2A/B. Dada su mayor flexibilidad de ajuste de fase, se recomienda seleccionar la opción PSS2B.
- **Resolver problema en CH Pirris:** Durante las pruebas en la CH Pirris se evidenció que el estabilizador de sistemas de potencia no pudo activarse mediante los procedimientos indicados por el fabricante/manual del equipo, posiblemente debido a un error de configuración de software. Esto deberá resolverse para poder habilitar la estabilización en esta central.
- **PSS analógico en CH VGA:** El estabilizador de las unidades de la CH Ventanas-Garita son

de ajuste analógico (potenciómetros), por lo que su ajuste en base a los parámetros recomendados requerirá un análisis más específico y detallado.

- **Cambio de PSS HPC (STAB2A) a PSS2B:** de acuerdo a lo comentado, se recomienda cambiar los estabilizadores sensibles a la potencia tipo STAB2A por PSS2B de integral de potencia acelerante con tres compensadores de fase. En los reguladores de tensión HPC (Bayano U2 y U3 y Estí) el PSS se encuentra programado mediante bloques dentro de la lógica del AVR, los cuales podrían cambiarse para representar un PSS2B.
- **Bloqueo de PSS en regulador HPC:** En los AVR HPC, se incluye una lógica para bloquear los PSS cuando se detecte cambio de potencia en la turbina (lazo FF en el regulador de velocidad), de manera de evitar desvíos de tensión indeseados durante toma/reducción de carga. Sin embargo, esta lógica resulta poco flexible y bloquea el estabilizador al producirse oscilaciones de frecuencia que impacten en el regulador de velocidad. Se recomienda eliminar esta lógica e implementar un filtro de potencia similar al incluido en los PSS2A/B.
- **Modificación ajustes AVR:** Se recomienda modificar los ajustes de los reguladores de tensión de las unidades de la CH Changuinola y la CG PENSA de manera de que los mismos presenten un tiempo de crecimiento y establecimiento menor al actual. De esta manera, se mejora el efecto del estabilizador de sistemas de potencia en el amortiguamiento de las oscilaciones interárea. Para el ajuste del estabilizador de estas dos centrales, se aumentó, en el caso de CG Pensa, el KPR de 17.5 a 39.6 y el KIR de 7.0 a 18.0 (AVR AC7B). En CH Changuinola se aumentó la ganancia del AVR de 2.0 a 5.4.

#### 4.1.6. Ajuste de estabilizadores en centrales del SIN

Considerando la metodología presentada en los incisos anteriores, en este punto se presenta el ajuste de los PSS de las centrales del SIN con factor de participación mayor al 35% del modo 60.

##### a) CC Fuerza y Energía Hermosillo (FEH)

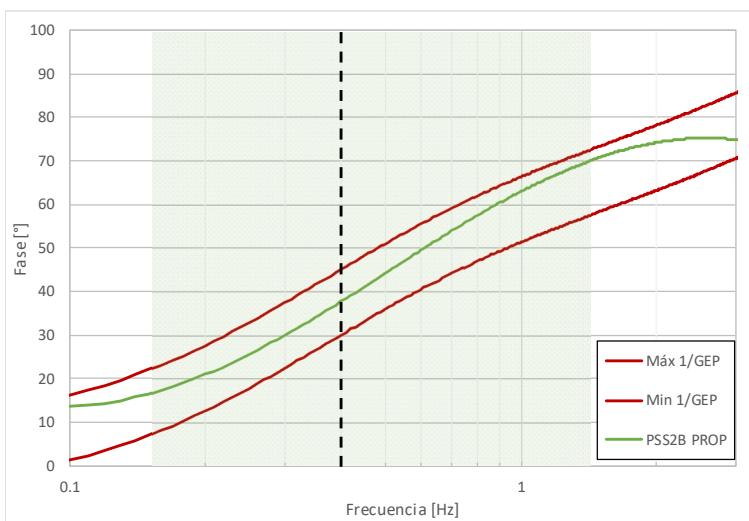


Gráfico 66. GEP<sup>1</sup> CC Fuerza y Energía Hermosillo. PSS2B propuesto

Tabla 29 – Parámetros PSS propuestos. CC Fuerza y Energía Hermosillo



### PSS2B PROPUESTO

Parámetro	Valor
$T_{W1} (>0)$	10.000
$T_{W2}$	10.000
$T_6$	0.0000
$T_{W3} (>0)$	10.000
$T_{W4}$	0.0000
$T_7$	10.000
$K_{S2}$	0.6172
$K_{S3}$	1.0000
$T_8$	0.4000
$T_9 (>0)$	0.1000
$K_{S1}$	35.000
$T_1$	0.3100
$T_2$	0.0230
$T_3$	0.0520
$T_4$	0.0260
$T_{10}$	2.1700
$T_{11}$	4.2500
$V_{S1MAX}$	2.0000
$V_{S1MIN}$	-2.0000
$V_{S2MAX}$	2.0000
$V_{S2MIN}$	-2.0000
$V_{STMAX}$	0.0500
$V_{STMIN}$	-0.0500

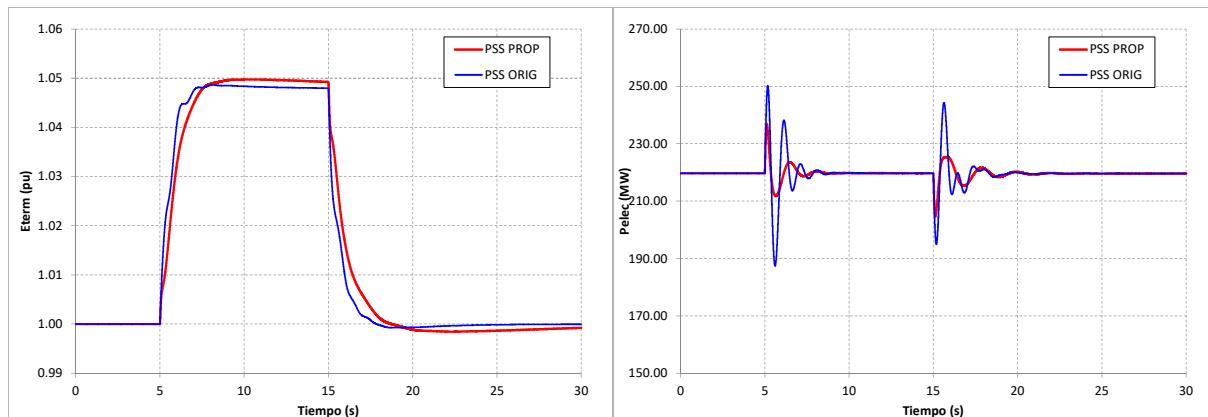


Gráfico 67. AVR en carga CC FEH. Sin PSS y PSS propuesto. Tensión y Potencia activa

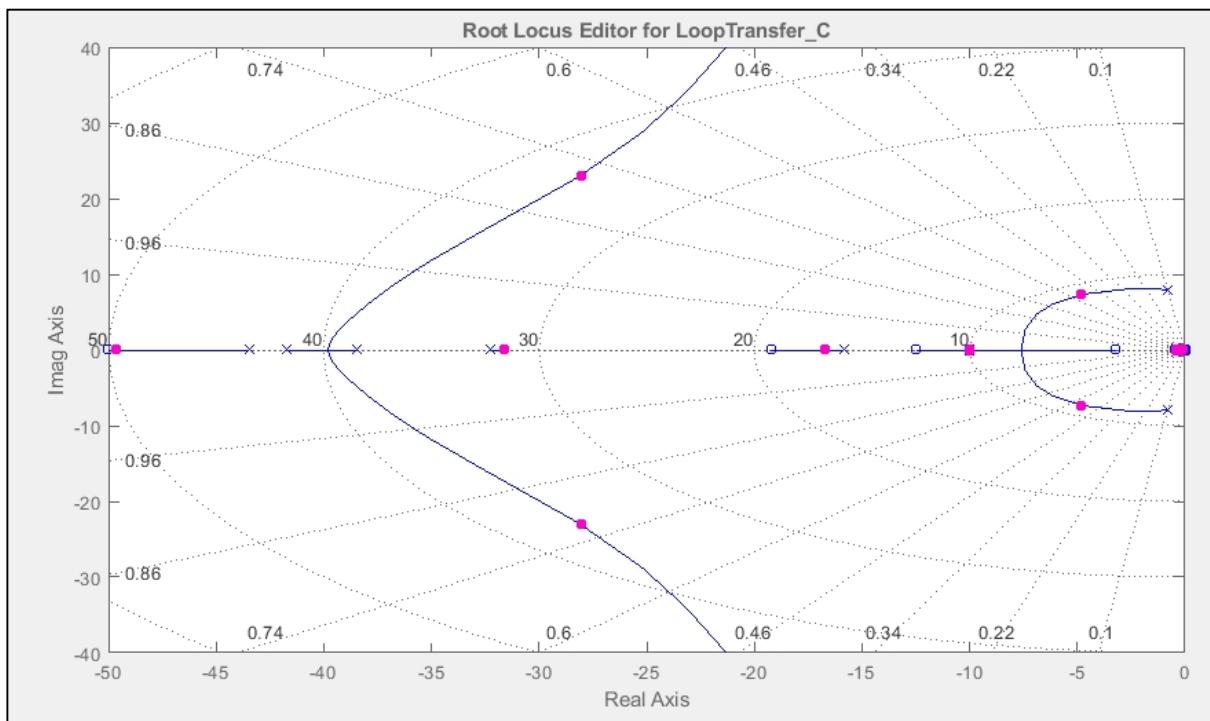


Gráfico 68. Lugar de las raíces CC FEH para  $K_{s1}=35$

Tabla 30 – Amortiguamiento modo local y excitatriz. CC FEH

PSS2B PROPUESTO. $K_{s1}=35$	
Modo	Amortiguamiento $\xi$ (%)
Local	55.2
Excitatriz	77.3



b) CC El Fresnal (FEN)

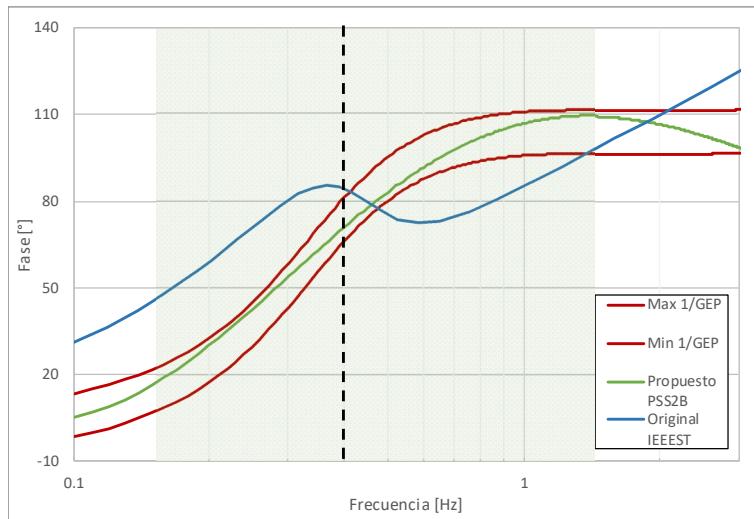


Gráfico 69. GEP-1 CC El Fresnal, IEEEST original y PSS2B propuesto

Tabla 31 – Parámetros PSS originales y propuestos. CC El Fresnal

IEEEST ORIGINAL		PSS2B PROPUESTO	
Parámetro	Valor	Parámetro	Valor
A1	0.4630	T <sub>w1</sub> (>0)	10.00
A2	0.1745	T <sub>w2</sub>	10.00
A3	0.0000	T <sub>6</sub>	0.000
A4	0.0000	T <sub>w3</sub> (>0)	10.00
A5	0.2368	T <sub>w4</sub>	0.000
A6	0.1321	T <sub>7</sub>	10.00
T1	0.0003	K <sub>s2</sub>	0.617
T2	0.0491	K <sub>s3</sub>	1.000
T3	0.0000	T <sub>8</sub>	0.400
T4	0.0000	T <sub>9</sub> (>0)	0.100
T5	0.6000	K <sub>s1</sub>	45.00
T6 (>= 0)	0.6000	T <sub>1</sub>	0.740
K <sub>S</sub>	-1.2500	T <sub>2</sub>	0.071
LSMAX	0.1000	T <sub>3</sub>	0.395
LSMIN	-0.1000	T <sub>4</sub>	0.012
VCU	0.0000	T <sub>10</sub>	0.600
VCL	0.0000	T <sub>11</sub>	4.230
		V <sub>S1MAX</sub>	2.000
		V <sub>S1MIN</sub>	-2.000
		V <sub>S2MAX</sub>	2.000
		V <sub>S2MIN</sub>	-2.000
		V <sub>STMAX</sub>	0.050
		V <sub>STMIN</sub>	-0.050

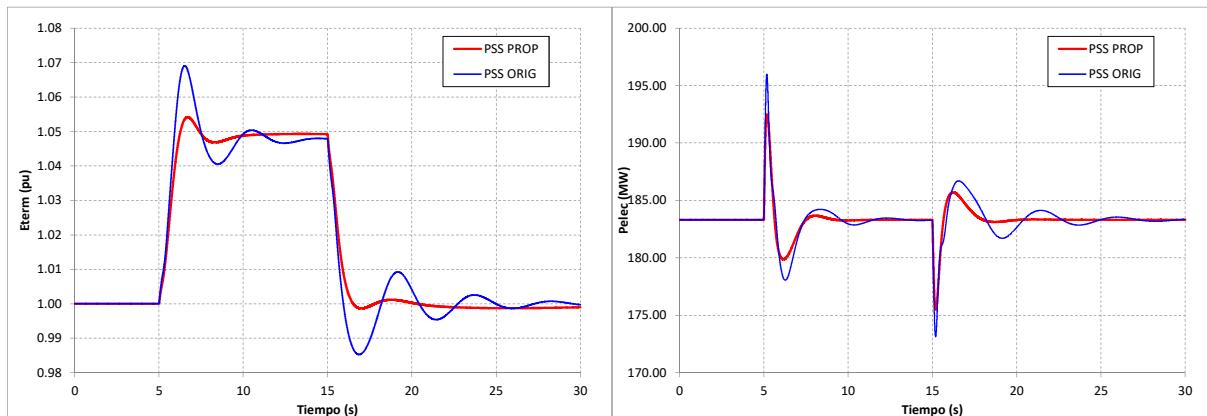


Gráfico 70. AVR en carga CC El Fresnal. PSS original y PSS propuesto. Tensión y Potencia activa

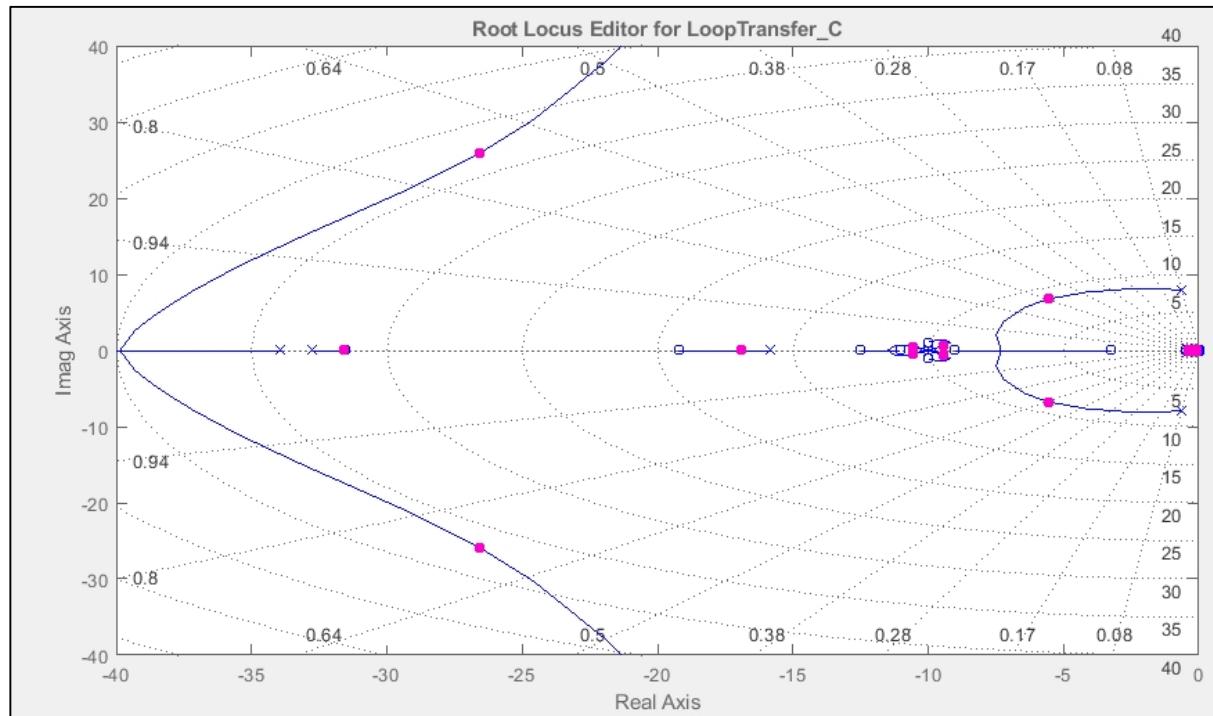


Gráfico 71. Lugar de las raíces CC El Fresnal para  $K_s1=45$

Tabla 32 – Amortiguamiento modo local y excitatriz. CC El Fresnal

#### PSS2B PROPUESTO. $K_s1=45$

Modo	Amortiguamiento $\xi$ (%)
Local	63.7
Excitatriz	71.5

c) CC La Caridad (LCG)

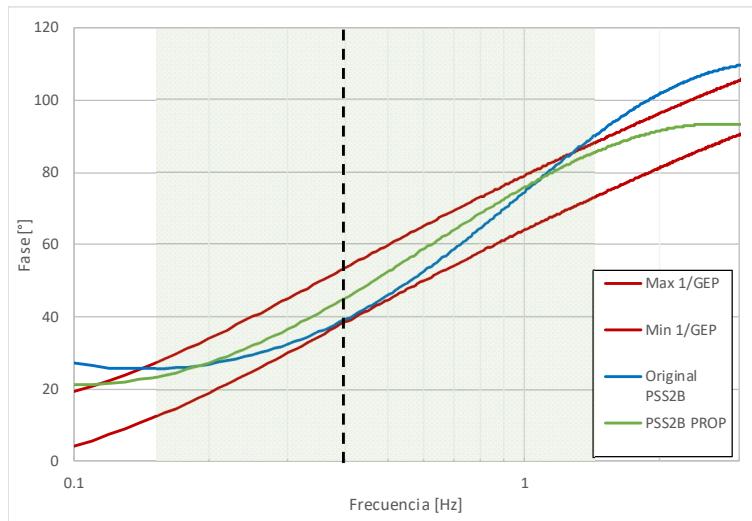


Gráfico 72. GEP<sup>1</sup> CC La Caridad. PSS2B original y PSS2B propuesto

Tabla 33 – Parámetros PSS originales y propuestos. CC La Caridad

PSS2B ORIGINAL		PSS2B PROPUESTO	
Parámetro	Valor	Parámetro	Valor
T <sub>W1</sub> (>0)	10.0000	T <sub>W1</sub> (>0)	10.000
T <sub>W2</sub>	10.0000	T <sub>W2</sub>	10.000
T <sub>6</sub>	0.0000	T <sub>6</sub>	0.0000
T <sub>W3</sub> (>0)	10.0000	T <sub>W3</sub> (>0)	10.000
T <sub>W4</sub>	0.0000	T <sub>W4</sub>	0.0000
T <sub>7</sub>	10.0000	T <sub>7</sub>	10.000
K <sub>S2</sub>	0.6468	K <sub>S2</sub>	0.6468
K <sub>S3</sub>	1.0000	K <sub>S3</sub>	1.0000
T <sub>8</sub>	0.6000	T <sub>8</sub>	0.4000
T <sub>9</sub> (>0)	0.1200	T <sub>9</sub> (>0)	0.1000
K <sub>S1</sub>	10.000	K <sub>S1</sub>	25.000
T <sub>1</sub>	0.1400	T <sub>1</sub>	0.0860
T <sub>2</sub>	0.0140	T <sub>2</sub>	0.0140
T <sub>3</sub>	0.1400	T <sub>3</sub>	0.3160
T <sub>4</sub>	0.0140	T <sub>4</sub>	0.0320
T <sub>10</sub>	0.0000	T <sub>10</sub>	1.9800
T <sub>11</sub>	0.0000	T <sub>11</sub>	0.9000
V <sub>S1MAX</sub>	2.0000	V <sub>S1MAX</sub>	2.0000
V <sub>S1MIN</sub>	-2.0000	V <sub>S1MIN</sub>	-2.0000
V <sub>S2MAX</sub>	2.0000	V <sub>S2MAX</sub>	2.0000
V <sub>S2MIN</sub>	-2.0000	V <sub>S2MIN</sub>	-2.0000
V <sub>STMAX</sub>	0.0500	V <sub>STMAX</sub>	0.0500
V <sub>STMIN</sub>	-0.0500	V <sub>STMIN</sub>	-0.0500

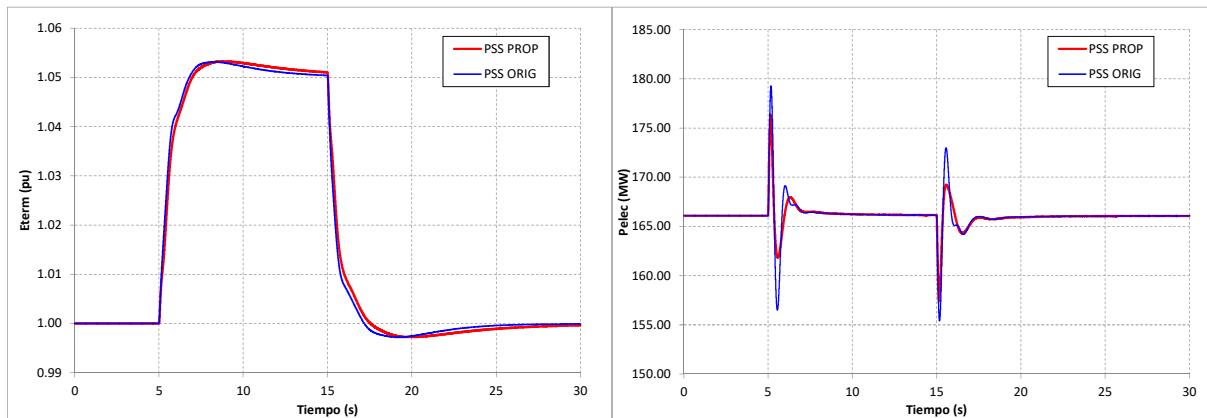


Gráfico 73. AVR en carga CC La Caridad. PSS original y PSS propuesto. Tensión y Potencia activa

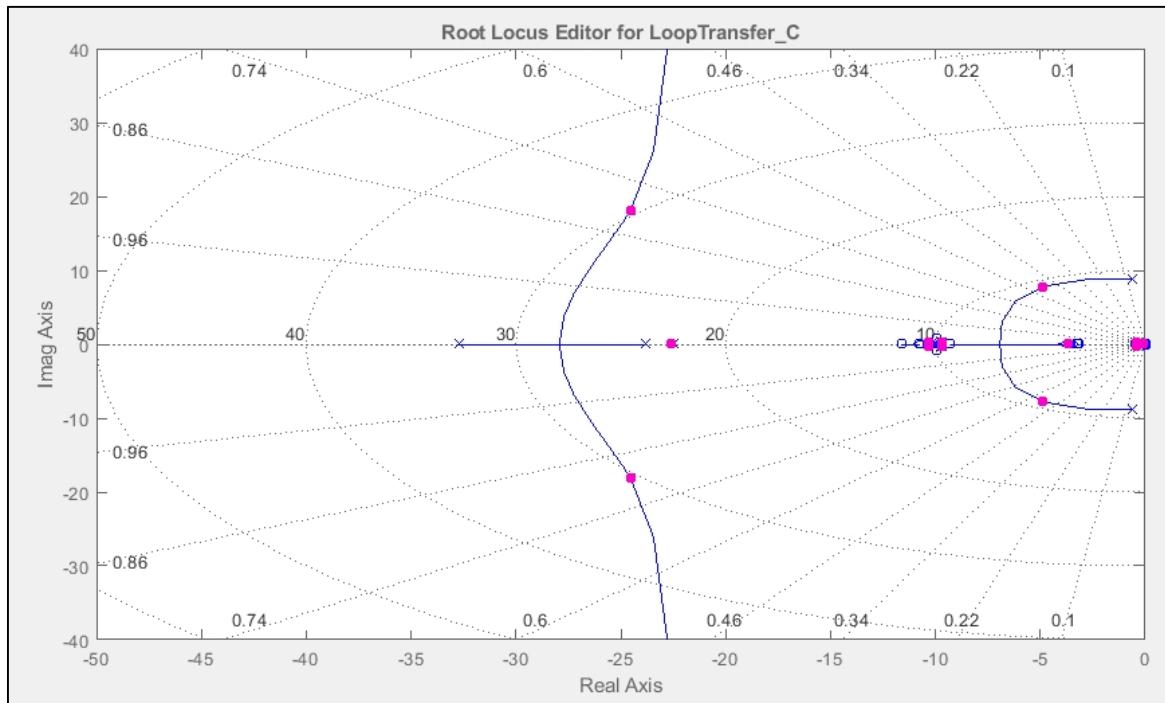


Gráfico 74. Lugar de las raíces CC La Caridad para  $K_s1=25$

Tabla 34 – Amortiguamiento modo local y excitatriz. CC La Caridad

#### PSS2B PROPUESTO. $K_s1=25$

Modo	Amortiguamiento $\xi$ (%)
Local	53.6
Excitatriz	80.4

d) CC Agua Prieta II (AGD)

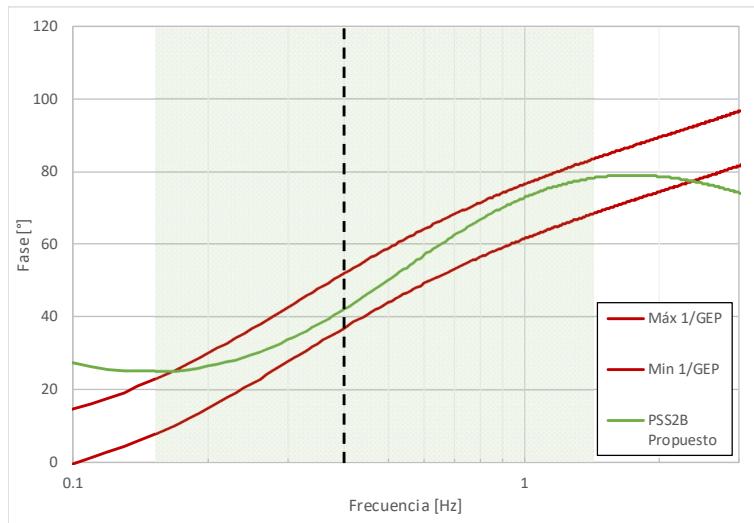


Gráfico 75. GEP-1 CC Agua Prieta II. PSS2B propuesto

Tabla 35 – Parámetros PSS propuestos. CC Agua Prieta II

PSS2B PROPUESTO	
Parámetro	Valor
$T_{W1} (>0)$	10.000
$T_{W2}$	10.000
$T_6$	0.0000
$T_{W3} (>0)$	10.000
$T_{W4}$	0.0000
$T_7$	10.000
$K_{S2}$	0.8300
$K_{S3}$	1.0000
$T_8$	0.4000
$T_9 (>0)$	0.1000
$K_{S1}$	20.000
$T_1$	0.1800
$T_2$	0.0150
$T_3$	0.1140
$T_4$	0.0330
$T_{10}$	3.0000
$T_{11}$	4.1900
$V_{S1MAX}$	2.0000
$V_{S1MIN}$	-2.0000
$V_{S2MAX}$	2.0000
$V_{S2MIN}$	-2.0000
$V_{STMAX}$	0.0500
$V_{STMIN}$	-0.0500

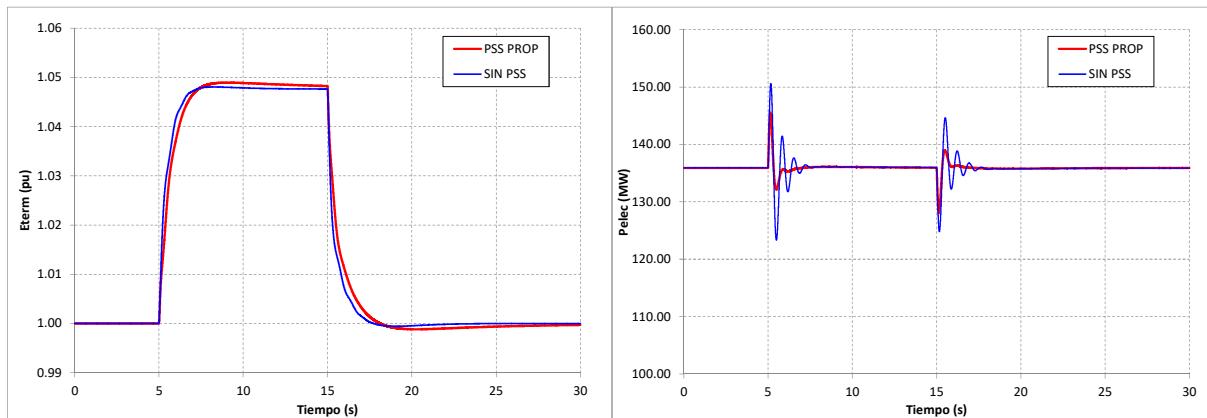


Gráfico 76. AVR en carga CC Agua Prieta II. Sin PSS y PSS propuesto. Tensión y Potencia activa

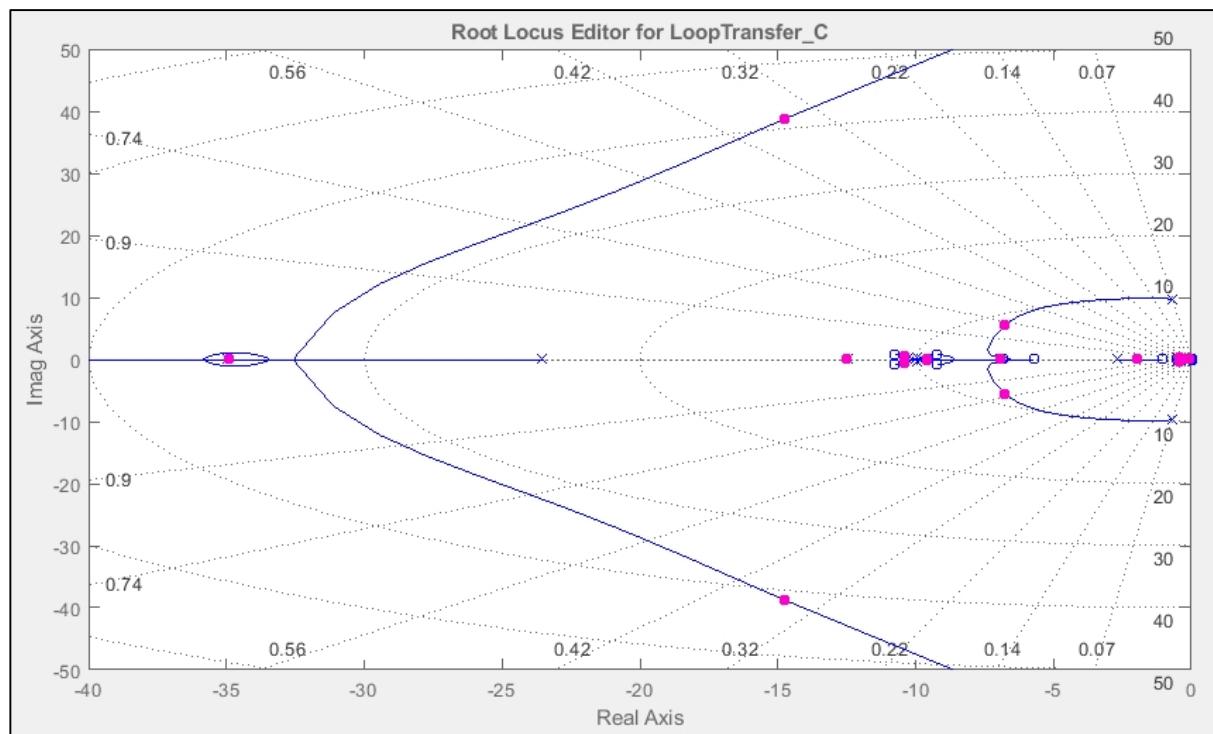


Gráfico 77. Lugar de las raíces CC Agua Prieta II para  $K_s1=20$

Tabla 36 – Amortiguamiento modo local y excitatriz. CC Agua Prieta II

#### PSS2B PROPUESTO. $K_s1=20$

Modo	Amortiguamiento $\xi$ (%)
Local	77.8
Excitatriz	35.6

e) CC Chihuahua III (PTC)

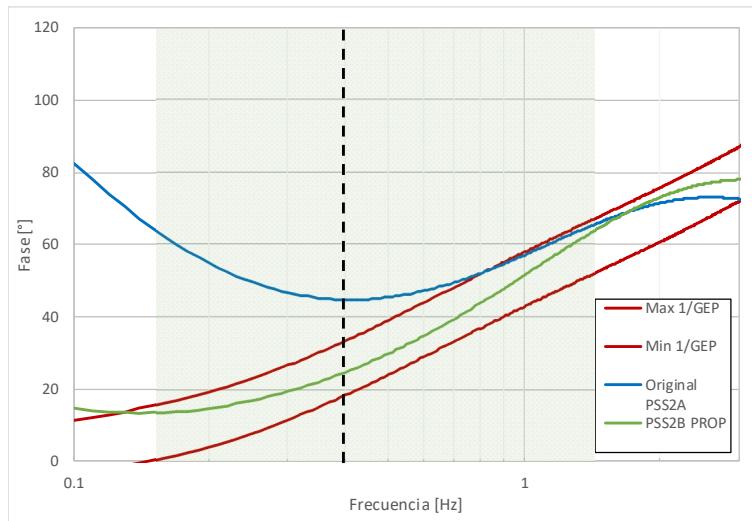


Gráfico 78. GEP<sup>1</sup> CC Chihuahua III. PSS2A original y PSS2B propuesto

Tabla 37 – Parámetros PSS originales y propuestos. CC Chihuahua III

PSS2A ORIGINAL		PSS2B PROPUESTO	
Parámetro	Valor	Parámetro	Valor
T <sub>W1</sub> (>0)	2.000	T <sub>W1</sub> (>0)	10.00
T <sub>W2</sub>	2.000	T <sub>W2</sub>	10.00
T <sub>6</sub>	0.000	T <sub>6</sub>	0.000
T <sub>W3</sub> (>0)	2.000	T <sub>W3</sub> (>0)	10.00
T <sub>W4</sub>	0.000	T <sub>W4</sub>	0.000
T <sub>7</sub>	2.000	T <sub>7</sub>	10.00
K <sub>S2</sub>	0.150	K <sub>S2</sub>	0.600
K <sub>S3</sub>	1.000	K <sub>S3</sub>	1.000
T <sub>8</sub>	0.000	T <sub>8</sub>	0.400
T <sub>9</sub> (>0)	0.100	T <sub>9</sub> (>0)	0.100
K <sub>S1</sub>	12.00	K <sub>S1</sub>	25.00
T <sub>1</sub>	0.110	T <sub>1</sub>	0.092
T <sub>2</sub>	0.030	T <sub>2</sub>	0.030
T <sub>3</sub>	0.110	T <sub>3</sub>	0.128
T <sub>4</sub>	0.030	T <sub>4</sub>	0.020
V <sub>STMAX</sub>	0.050	T <sub>10</sub>	1.790
V <sub>STMIN</sub>	-0.050	T <sub>11</sub>	2.520
		V <sub>S1MAX</sub>	2.000
		V <sub>S1MIN</sub>	-2.000
		V <sub>S2MAX</sub>	2.000
		V <sub>S2MIN</sub>	-2.000
		V <sub>STMAX</sub>	0.050
		V <sub>STMIN</sub>	-0.050

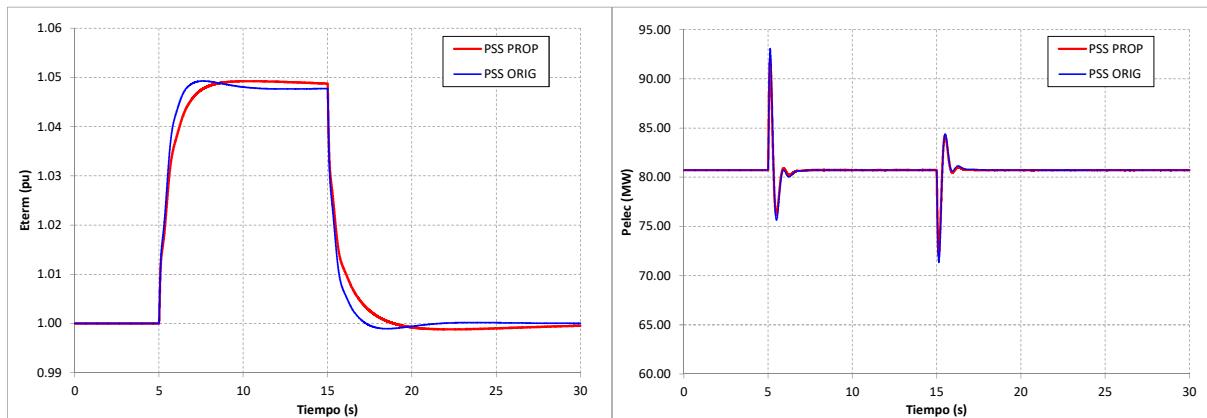


Gráfico 79. AVR en carga CC Chihuahua III. PSS original y PSS propuesto. Tensión y Potencia activa

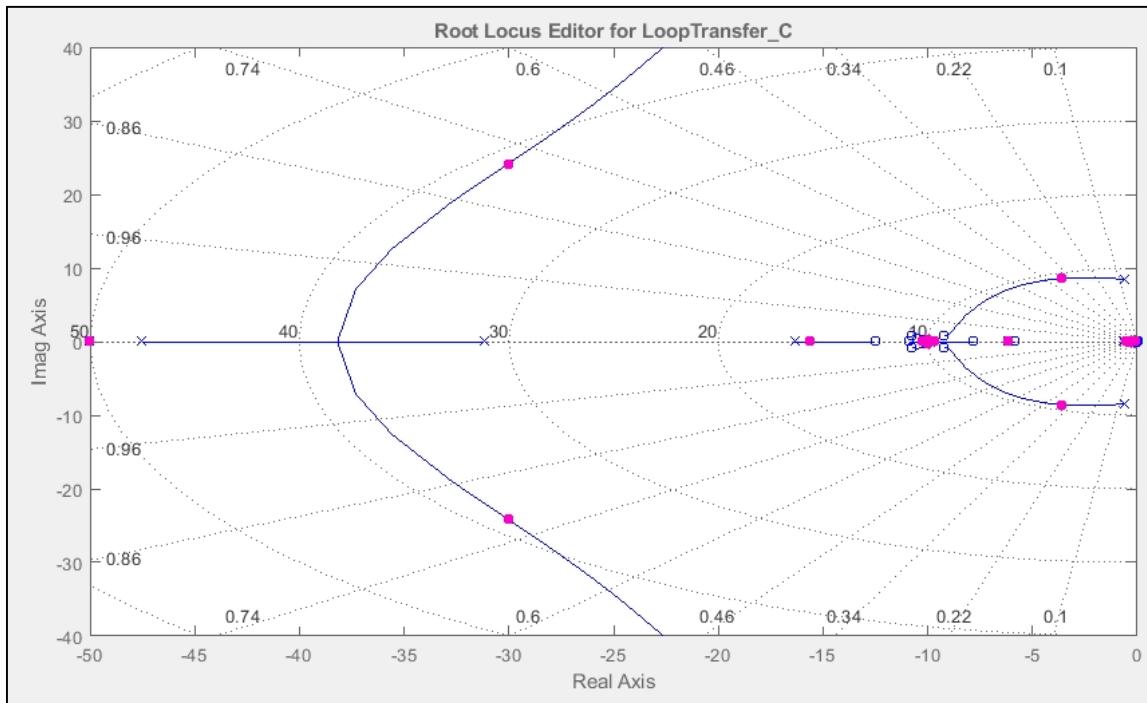


Gráfico 80. Lugar de las raíces CC Chihuahua III para  $K_s1=25$

Tabla 38 – Amortiguamiento modo local y excitatriz. CC Chihuahua III

#### PSS2B PROPUESTO. $K_s1=25$

Modo	Amortiguamiento $\xi$ (%)
Local	38.7
Excitatriz	78.0

## 4.2. Insensibilización de reguladores de velocidad potencia

### 4.2.1. Contribución de los reguladores de velocidad a las oscilaciones interárea

Como se comentó en el punto 3.2.4, algunos reguladores de velocidad presentaron factores de participación elevados en el modo de oscilación interárea. Este fenómeno se explica observando la relación de fase de la función transferencia entre la velocidad y el torque mecánico (GOV+HYD). De la ecuación mecánica del generador se tiene que:

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{T_M - T_E}{2H} \quad \text{con} \quad T_M(s) = GOVHYD(s)\omega(s)$$

La componente amortiguante del torque mecánico será aquella cuya fase sea  $180^\circ$ , es decir, que genere una derivada a  $180^\circ$  respecto de la velocidad [4]. En una representación fasorial (Gráfico 81), aquellas componentes de torque ubicadas en el semiplano izquierdo ( $90^\circ$  a  $270^\circ$ ) proveerán amortiguamiento positivo mientras que las ubicadas en el semiplano derecho (- $90^\circ$  a  $90^\circ$ ) aportarán amortiguamiento negativo (desestabilizante).

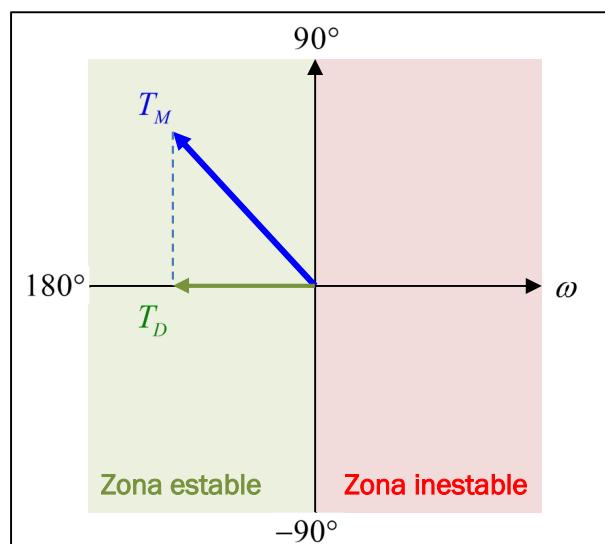


Gráfico 81. Representación fasorial del torque amortiguante y región estable.

La fase de la transferencia GOV+HYD dependerá conjuntamente de los ajustes del regulador de velocidad (que definen la respuesta en carga de la turbina, es decir, el aporte de potencia ante variaciones de frecuencia en el sistema y su tiempo de establecimiento) y del modelo de máquina impulsora, en este caso, el modelo no lineal de turbina hidráulica y tubería compartida, el cual depende de la cantidad de unidades en servicio ( $T_{WEQ}$ ) y el punto de operación de la unidad.

Por ejemplo, en el análisis de factores de participación se evidenció que la unidad U2 de la CH Bayano presentó algunas variables de estado asociadas al modo de oscilación interárea (0,2 Hz). En efecto, como se observa en el Gráfico 82, el diagrama de bode correspondiente a su GOVHYD presenta una fase que varía entre  $90^\circ$  y  $-90^\circ$  entre 0,1 y 1 Hz, y ganancia mayor a 1 dB, para despachos del 10, 50 y 100% de potencia nominal.

[4] The Effects Of Hydro Power Plants' Governor Settings On The Stability Of Turkish Power System Frequency, Mahmut Erkut Cebeci et al. Julio 2010.

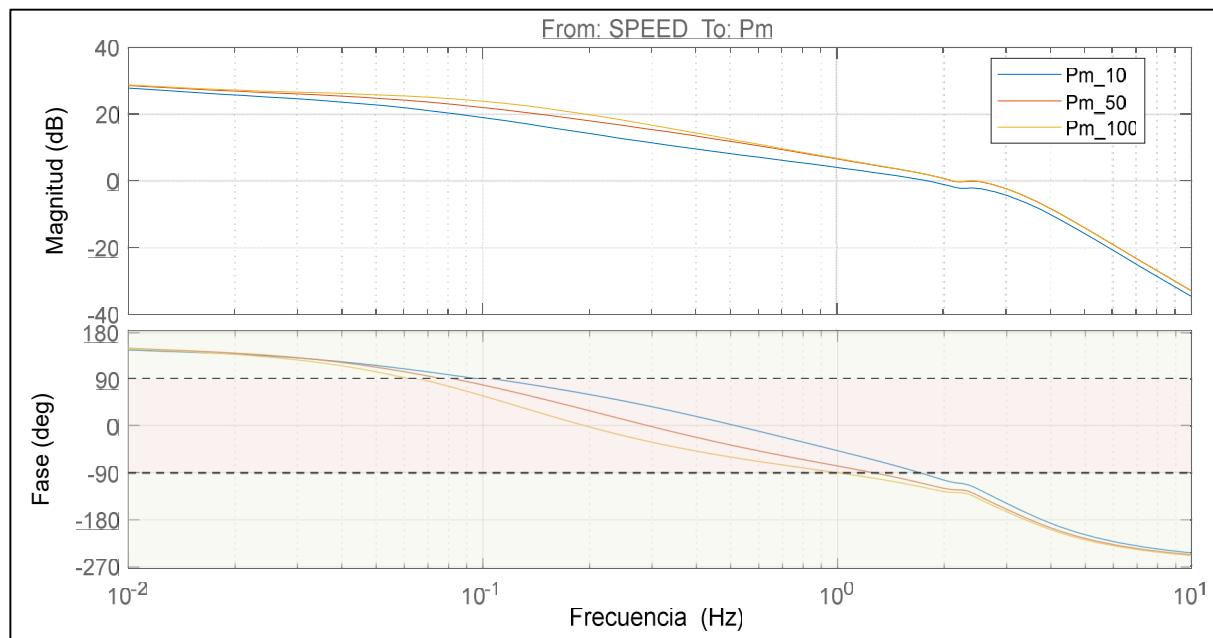


Gráfico 82. Diagrama de Bode de la transferencia GOV+HYD, CH Bayano U2.

#### 4.2.2. Reguladores de velocidad afectados

Para evaluar el grado de afectación que producen los distintos reguladores de velocidad al amortiguamiento de las oscilaciones interárea, se calcularon los diagramas de bode para el conjunto GOV+HYD de cada unidad de las centrales homologadas. Se excluyeron la CG PENSA, ya que no fue posible homologar su regulador mediante pruebas en campo, y las unidades de la central Río Lindo, ya que las mismas operan en modo "amarrado" y por lo tanto son insensibles a variaciones de velocidad. Los resultados se muestran en el ANEXO I. En la Tabla 39 se muestran los resultados extraídos para las frecuencias de 0,2 y 0,4 Hz

Tabla 39 – Ganancia y fase de reguladores de velocidad de centrales homologadas

Unidad	Modo 0,2 Hz		Modo 0,4 Hz	
	Módulo [dB]	Fase [°]	Módulo [dB]	Fase [°]
ANG	10.9	-34.2	5.42	-66.6
REV	18.2	388	18.1	368
VGA	20.2	20.3	18.8	-30.7
PIR	10.4	-67.2	4.60	-98.3
BAY U1/3	8.55	62.7	12.9	41.6
BAY U2	20.0	0.00	15.0	-45.0
EST	-25.0	-66.3	-21.0	-88.9
FOR	13.4	87.0	13.5	36.0
CHA	8.64	61.57	10.5	49.0
CJN	9.76	129	-5.6	123
CRL	-7.0	37	-6.2	5.25

Como se observa en el Gráfico 83, en el cual se presenta la información anterior en forma fasorial, todas las unidades presentaron un comportamiento desfavorable para el amortiguamiento de las oscilaciones interárea, encontrándose la mayoría de las componentes de torque ubicadas en el semiplano derecho del gráfico.

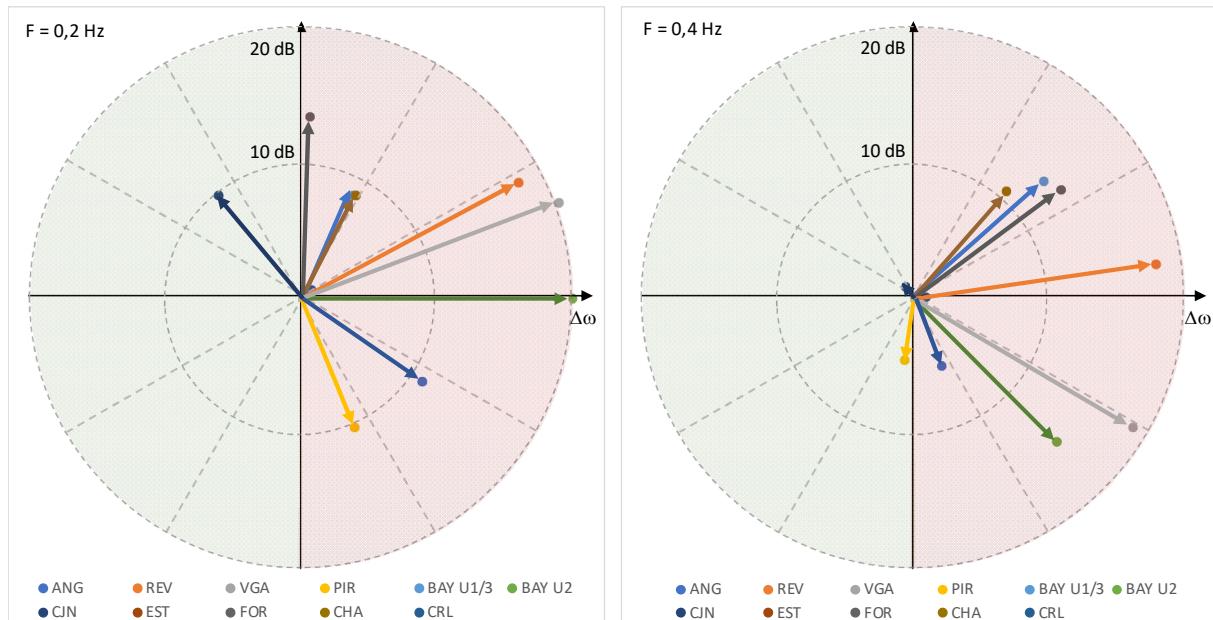


Gráfico 83. Ubicación de los fasores de torque mecánico para los modos de 0,2 y 0,4 Hz.

De acuerdo a lo expuesto en el punto 4.2.1, esto implica un aporte desestabilizante del regulador de velocidad, el cual dependerá de la combinación del tamaño de la componente en fase con  $\Delta\omega$ , y la ubicación eléctrica (geográfica) de la unidad en el sistema. Estos resultados se encuentran en concordancia con lo observado en los factores de participación de los modos 60 y 72.

Se destaca que, si bien las unidades de la CH Estí y las unidades U1 y U3 de la CH Bayano cuentan con el mismo regulador de velocidad (Alstom HPC640), las primeras tienen la ganancia derivativa en 0, mientras que las segundas en un valor no nulo; esto produce la diferencia de módulo en la transferencia entre ambas centrales.

#### 4.2.3. Soluciones investigadas

Se analizaron distintas soluciones a este problema:

- **Reparametrización del regulador de velocidad:** la modificación de los parámetros del regulador de velocidad / potencia tiene un gran impacto en el tiempo de establecimiento de la máquina ante un cambio tipo escalón en la frecuencia, pero no modifica sustancialmente la fase total del sistema.
- **Cambio de estatismo:** un aumento del estatismo produce una disminución general de la ganancia del GOVHYD; si bien no modifica apreciablemente la fase, disminuye la magnitud del torque desestabilizante a expensas de una menor respuesta de la unidad en la regulación primaria de frecuencia.
- **Agregado de compensación de fase:** se analizó el agregado de un compensador de fase tipo lead-lag en la rama de control, de manera de modificar la fase total del GOVHYD [5]. Ya que en muchos casos la fase a compensar resultó de  $180^\circ$ , se requirieron dos o más compensadores, los cuales modificaron también la respuesta en carga de la unidad.

[5] "Damping of System Oscillations with a Hydrogenerating Unit", F.R. SCHLEIF et al, IEEE Transactions On Power Apparatus and Systems, Vol. Pas-86, No 4, 1967.

Adicionalmente, el ajuste de fase sería efectivo para un punto de operación en particular.

- **Insensibilización del regulador de velocidad:** mediante un filtro supreme-banda (*notch*), se eliminaron las componentes oscilatorias en un rango de frecuencias deseado, de manera tal que el regulador de velocidad /potencia no actúe.

En el Gráfico 84 se observa la respuesta de la potencia mecánica (salida del modelo hidráulico) para las distintas opciones de soluciones analizadas en la reproducción del Evento B, mientras que en el Gráfico 85 se aprecia la respuesta del regulador de velocidad ante un escalón en la referencia de velocidad en carga. Si bien todas las opciones contribuyen en mayor o menor medida a disminuir el aporte negativo del regulador de velocidad/potencia al amortiguamiento de las oscilaciones interárea, los mejores resultados en la respuesta en carga se obtienen con el agregado de compensación de fase mediante bloques lead-lag o mediante la utilización de un filtro supreme-banda.

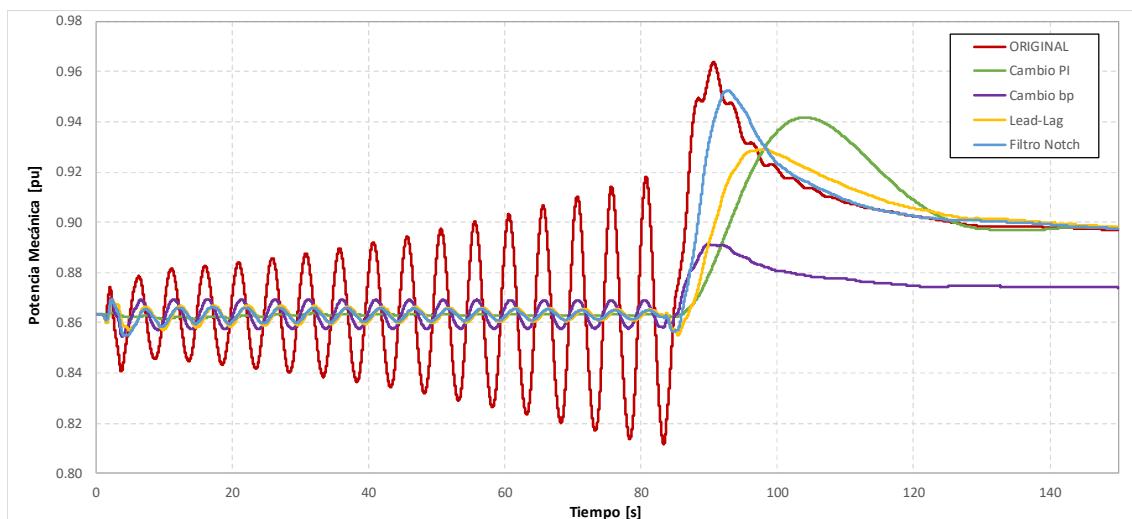


Gráfico 84. Comparación respuesta de la CH Bayano U2 con distintas soluciones en el Evento B.

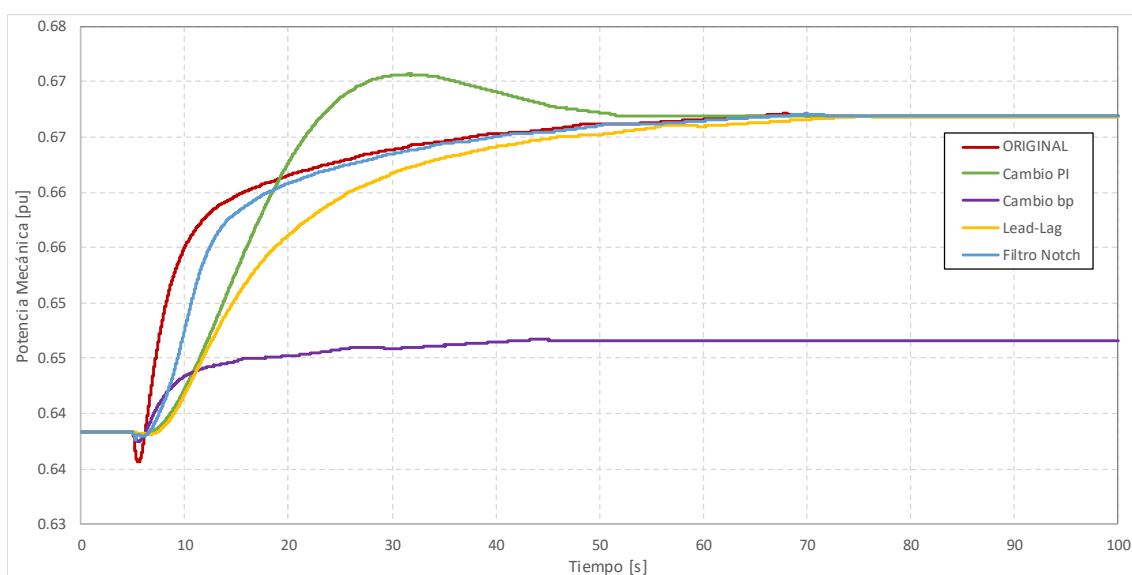


Gráfico 85. Comparación respuesta de la CH Bayano U2 con distintas soluciones, escalón de velocidad.

De todas las opciones descriptas, se optó por la inclusión de un filtro suprime-banda, ya que presentó una alta efectividad sin distorsionar la respuesta en carga de la unidad ni modificar su estatismo. Adicionalmente, su ajuste es independiente del punto de operación y su implementación es sencilla tanto en reguladores digitales como en analógicos [6].

#### 4.2.4. Filtro propuesto

El filtro propuesto se compone de dos etapas suprime-banda (*notch*) en cascada, sintonizados en 0,2 y 0,5 Hz con anchos de banda de 0,2 y 2 Hz respectivamente. La función transferencia del filtro resulta:

$$H(s) = \frac{s^2 + \omega_{01}^2}{s^2 + \omega_{BW1}s + \omega_{01}^2} \cdot \frac{s^2 + \omega_{02}^2}{s^2 + \omega_{BW2}s + \omega_{02}^2},$$

con

$$\begin{aligned} \omega_{01} &= 2\pi \cdot 0,2 \text{ Hz} & \omega_{02} &= 2\pi \cdot 0,5 \text{ Hz} \\ \omega_{BW1} &= 2\pi \cdot 0,2 \text{ Hz} & \omega_{BW2} &= 2\pi \cdot 2 \text{ Hz} \end{aligned}$$

resultando:

$$H(s) = \frac{s^2 + 1,57914}{s^2 + 1,2566371s + 1,57914} \cdot \frac{s^2 + 9,8696}{s^2 + 12,566371s + 9,869}$$

En el Gráfico 86 se observa el diagrama de Bode del filtro propuesto, el cual presenta una banda de corte (-3 dB) entre 0,09 y 2,15 Hz, lo que permite insensibilizar la salida del filtro para los modos de oscilación de 0,2 y 0,4 Hz presentes en el sistema SIN+SER.

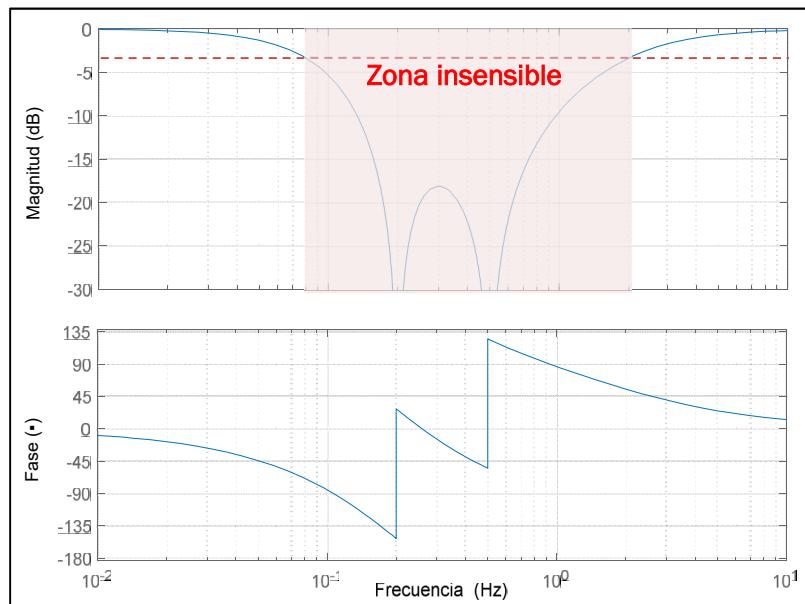


Gráfico 86. Diagrama de Bode del filtro suprime-banda propuesto.

[6] Kiss, Lajos & Zerenyi, Jozsef. (2009). Realization of a "Band-Stop" device to damp inter-area oscillations with intervention into the turbine governor. 10.1109/PTC.2009.5281895.



En el caso de reguladores analógicos, es posible implementar el filtro mediante componentes electrónicos pasivos (resistencias y capacitores) o activos (amplificadores operacionales).

### 4.3. Impacto de las acciones correctivas

En este apartado se explora el impacto de las distintas acciones correctivas en el amortiguamiento de los modos de oscilación detectados mediante el análisis modal.

#### 4.3.1. Reajuste de estabilizadores de sistemas de potencia en el SER

En la Tabla 40 se presenta el amortiguamiento adicional en el modo de oscilación de 0,2 Hz (modo 72) aportado por el reajuste individual de los estabilizadores de cada central, referenciados al sistema original (sin cambios). Como puede observarse, las unidades ubicadas en las áreas de control de Panamá y Costa Rica presentan el mayor aporte al amortiguamiento dada su ubicación geográfica, en función de la calidad del ajuste original de sus estabilizadores (o la ausencia de los mismos).

Tabla 40 – Cambio del amortiguamiento del modo 72 al reajustar estabilizadores en el SER

CENTRAL	AMORT [%]	DELTA [%]
ORIGINAL	-2,12	0,00
BAY (PSS2B)	7,32	9,44
BAY (STAB2A)	-2,12	0,00
FOR	0,77	2,89
CHA	-1,12	1,00
EST (PSS2B)	-0,91	1,21
EST (STAB2A)	-2,14	-0,02
ANG	2,27	4,39
REV	3,45	5,57
PIR	0,40	2,52
VGA	3,71	5,83
CJN	1,51	3,63
RLN	-1,65	0,47
CRL	-1,98	0,14
PEN	-1,54	0,58

En base a este resultado, se confeccionó un ranking en orden decreciente de eficacia entre las unidades homologadas y reajustadas, el cual se detalla en la Tabla 41 y se visualiza en el Gráfico 87. Se destaca que el amortiguamiento del modo 72 pasa de -2,13% (inestable) a 35% aproximadamente. Adicionalmente, se observa que se mantiene el aporte (DELTA) de cada central, calculado individualmente, en el acumulado total.

Tabla 41 – Incremento del amortiguamiento del modo 72 con el agregado de PSS ajustados

CENTRAL	AMORT [%]	DELTA [%]	ACUMULADO [%]
ORIGINAL	-2,12	0,00	-2,13
BAY (PSS2B)	7,32	9,44	7,32
VGA	3,71	5,83	13,07

<b>REV</b>	3,45	5,57	21,08
<b>ANG</b>	2,27	4,39	25,59
<b>CJN</b>	1,51	3,63	29,02
<b>FOR</b>	0,77	2,89	32,64
<b>PIR</b>	0,40	2,52	34,70
<b>EST (PSS2B)</b>	-0,91	1,21	36,23
<b>CHA</b>	-1,12	1,00	37,08
<b>PEN</b>	-1,54	0,58	37,36
<b>RLN</b>	-1,65	0,47	37,86
<b>CRL</b>	-1,98	0,14	36,56

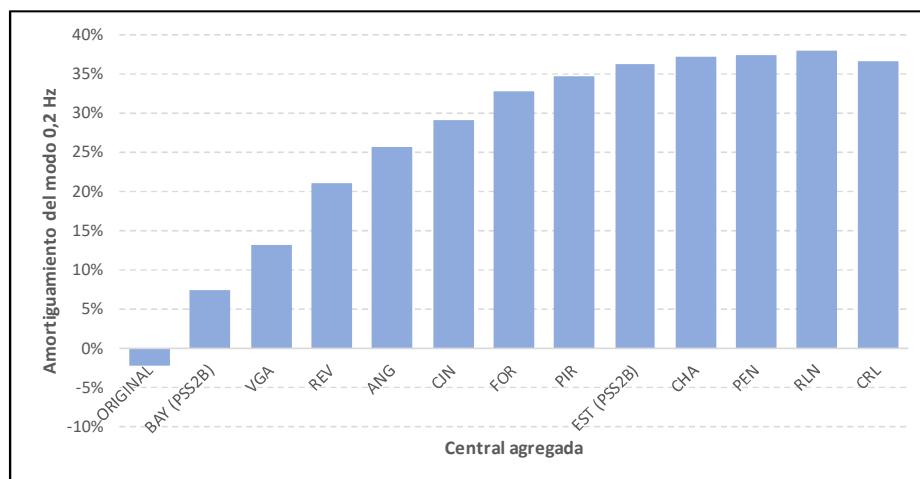


Gráfico 87. Incremento del amortiguamiento del modo 72 con el agregado de PSS ajustados.

Del total de los autovalores calculados, los afectados directamente por el reajuste de estabilizadores corresponden a los asociados a los modos rotóricos de 0,2 y 0,5 Hz, característicos de la región centroamericana (0,2 Hz modo SER+SIN, 0,5 Hz modo intrínseco del SER). En efecto, en el Gráfico 88 se aprecia el desplazamiento de los autovalores al incluir secuencialmente el reajuste de estabilizadores en el orden de eficacia decreciente.

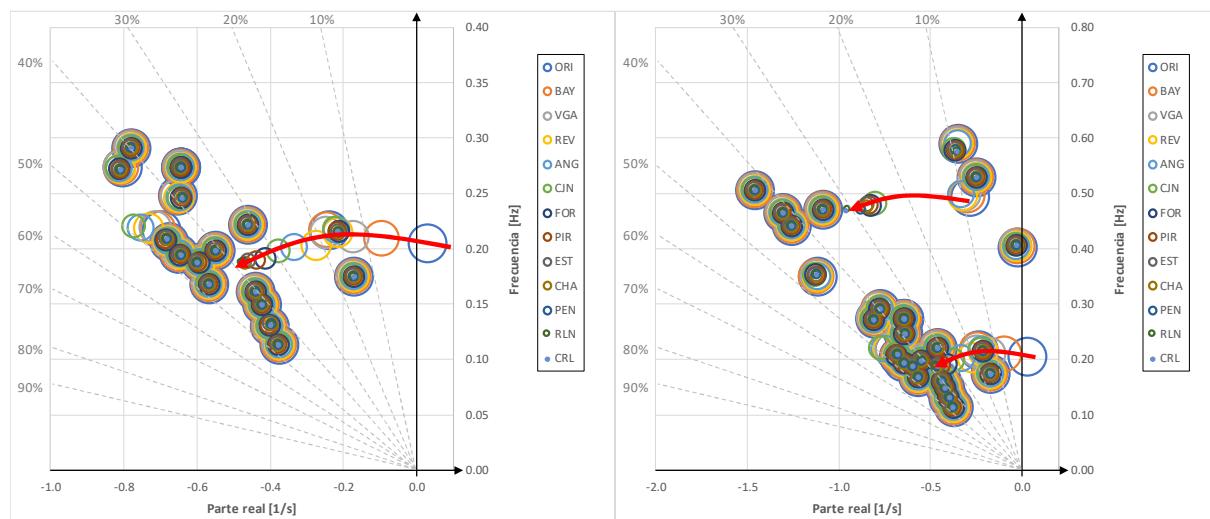


Gráfico 88. Movimiento de los autovalores con el agregado secuencial de PSS ajustados.

En el Gráfico 89 se observa con mejor claridad la diferencia entre los autovalores del sistema con ajustes originales (actuales) vs con los cambios propuestos en todas las centrales. Se destaca que, el modo de 0,4 Hz (modo 60), no se ve afectado por estas soluciones propuestas, siendo el modo con menor amortiguamiento resultante y dominado principalmente por unidades del SIN.

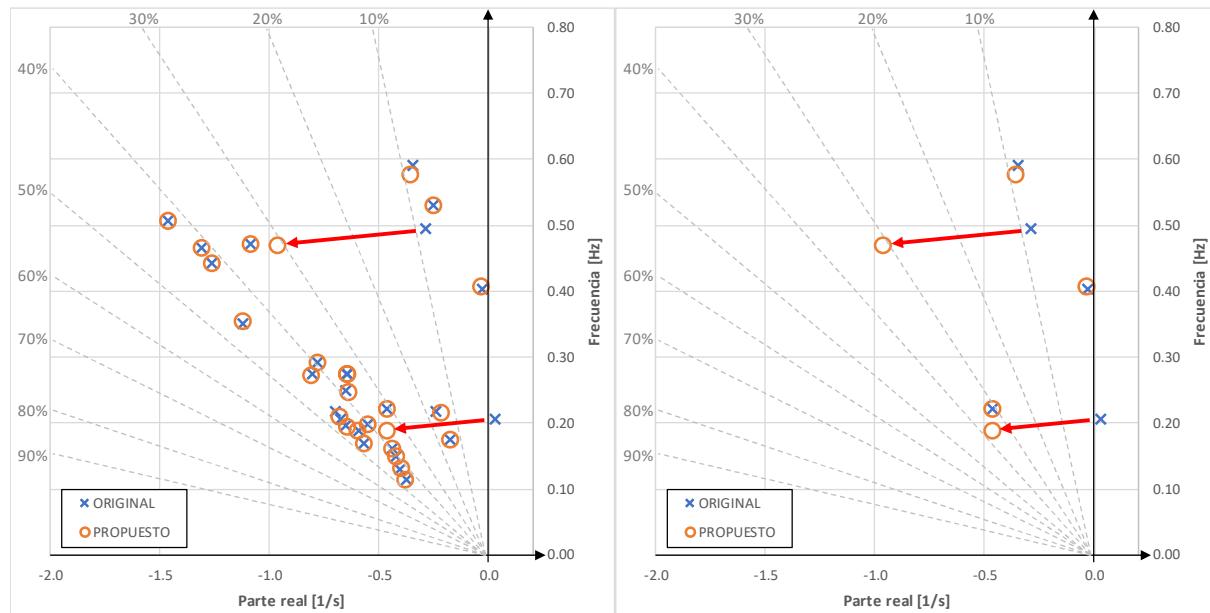


Gráfico 89. Autovalores del Evento B, original y con cambios propuestos: a) todos, b) modos rotóricos.

#### 4.3.2. Agregado de filtros a reguladores de velocidad

En la Tabla 42 se presenta el amortiguamiento adicional en el modo de oscilación de 0,2 Hz (modo 72) aportado por el agregado individual de los filtros notch en cada central, referenciados al sistema original (sin cambios). Como puede observarse, las unidades cuyo fasor de torque mecánico (ver Gráfico 83) presentaba una mayor componente en fase con  $\Delta\omega$  son las que aportan más amortiguamiento al agregar el filtro suprime banda en el regulador de velocidad potencia. Se debe contemplar, también, la influencia de la potencia total de cada central y la ubicación geográfica de las mismas. Así, por ejemplo, se observa que CH Reventazón tiene una componente de torque mecánico en fase con  $\Delta\omega$  levemente menor que CH Ventana Garita, pero el módulo de potencia de esta última central es mucho menor a la de la primera, por lo que su aporte en el amortiguamiento del modo es más acotado. Se excluyeron la CG PENSA, ya que no fue posible homologar su regulador mediante pruebas en campo, las unidades de las centrales El Cajón y Cañaveral, ya que sus reguladores presentan una ganancia muy baja (por tener tiempos de establecimiento muy elevados) y la central Río Lindo ya que opera en modo "amarrado" y por lo tanto son insensibles a variaciones de velocidad.

Tabla 42 – Cambio del amortiguamiento del modo 72 al agregar filtros a reguladores de velocidad en SER

CENTRAL	AMORT [%]	DELTA [%]
ORIGINAL	-2,12	0,00
BAY	0,00	2,12
REV	-0,23	1,89
VGA	-1,25	0,87



ANG	-1,33	0,79
CHA	-1,78	0,34
PIR	-1,94	0,18
EST	-2,02	0,10
FOR	-2,19	-0,70

En base a este resultado, al igual que en el caso del ajuste de los estabilizadores de sistemas de potencia, se confeccionó un ranking en orden decreciente de eficacia entre las unidades homologadas con el filtro notch agregado, el cual se detalla en la Tabla 43. Como se ve en dicha tabla, se consideró a la CH Changuinola como la última central candidata para el agregado incremental de dicho filtro, pues si se observa la Tabla 42 se aprecia que el aporte de amortiguamiento de la siguiente central, CH Pirris, es menor a 0,2%. Se destaca que el amortiguamiento del modo 72 pasa de -2,13% (inestable) a 4,5% aproximadamente. Adicionalmente, se observa que se mantiene, aproximadamente, el aporte (DELTA) de cada central, calculado individualmente, en el acumulado total.

Tabla 43 – Incremento del amortiguamiento del modo 72 al agregar filtros a reguladores de velocidad en SER

CENTRAL	AMORT [%]	DELTA [%]	ACUMULADO [%]
ORIGINAL	-2,12	0,00	-2,12
BAY	0,00	2,12	0,00
REV	-0,23	1,89	2,10
VGA	-1,25	0,87	3,14
ANG	-1,33	0,79	4,05
CHA	-1,78	0,34	4,52

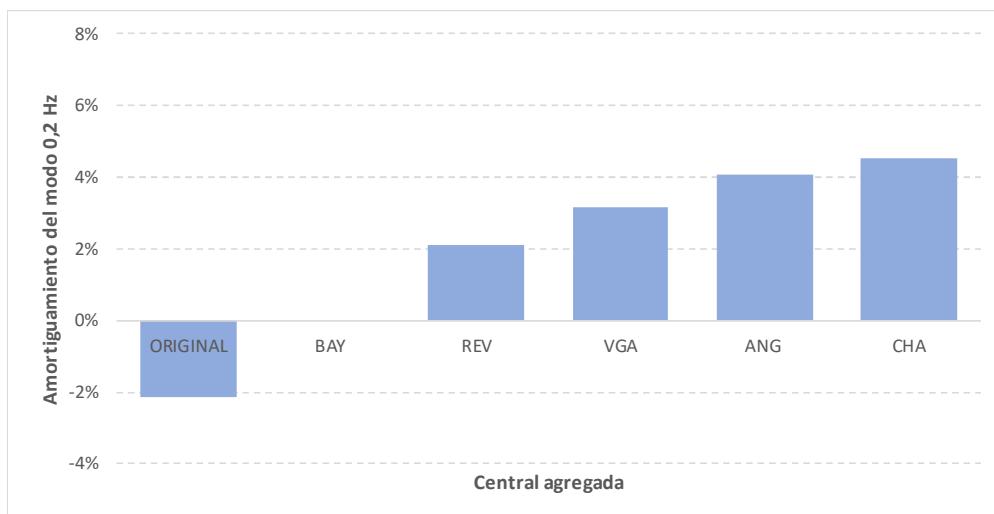


Gráfico 90. Incremento del amortiguamiento del modo 72 al agregar filtros a reguladores de velocidad en SER.

#### 4.3.3. Reajuste de estabilizadores de sistemas de potencia en el SIN

El ajuste de los estabilizadores de las unidades del SIN se realizó en base a las dinámicas observadas en la base de datos provista por CENACE. El impacto real de los ajustes propuestos en el sistema dependerá, por tanto, de la fidelidad con que dichos modelos representan las unidades.

En el Gráfico 91 se observa el movimiento de los autovalores con la reparametrización de estabilizadores en las unidades propuestas. En particular, el modo de 0,4 Hz (modo 60) pasa de un amortiguamiento del 1,31% al 6,61%.

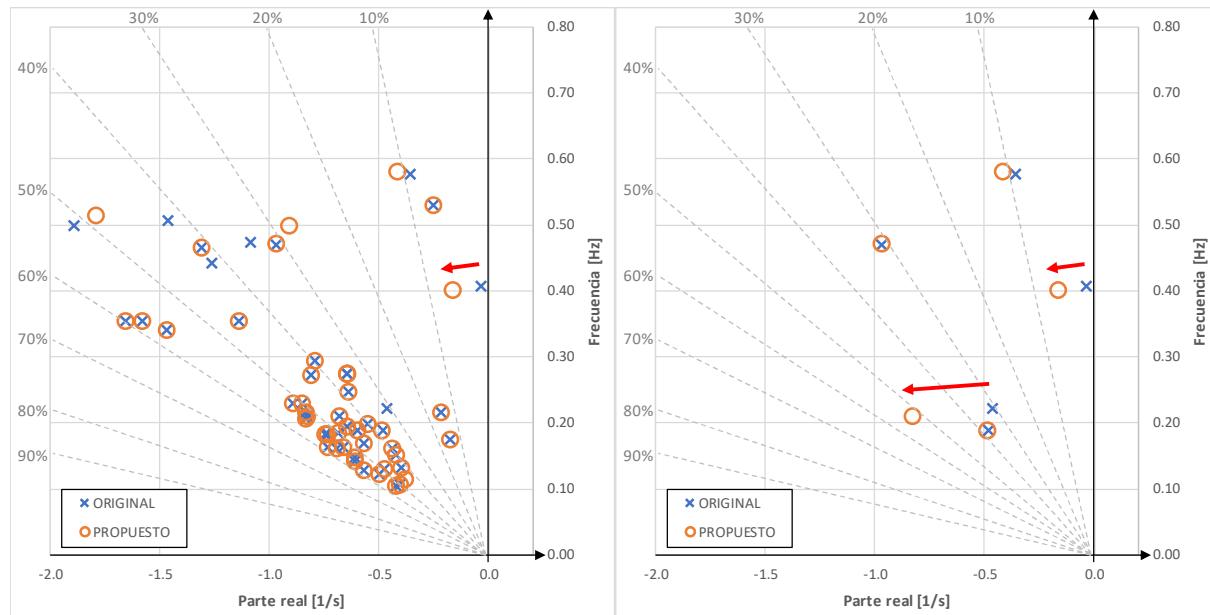


Gráfico 91. Autovalores del Evento B, original y con cambios en el SIN: a) todos, b) modos rotóricos.

La potencia conjunta del total de unidades reajustadas asciende a 1.320 MW, un 3,6% de la demanda total de México durante el Evento B. Esto explica el impacto moderado en el aumento del amortiguamiento del modo 60.

#### 4.4. Soluciones propuestas y costeo

En base a las acciones correctivas investigadas y su efectividad en el aumento del amortiguamiento de los modos de oscilación interárea observados, se detallan a continuación una lista de posibles soluciones a implementar, tanto en el sistema centroamericano como en el mexicano, y los costos aproximados involucrados.

Los valores observados en el mercado de las distintas acciones correctivas son:

- Reparametrización de AVR/PSS/GOV: USD 5.500 + USD 1.500 por unidad
- Cambio STAB2A por PSS2B: USD 10.000 + USD 1.500 por unidad
- Cambio de PSS: USD 50.000 por unidad
- Cambio de AVR completo: USD 150.000 a 250.000 por unidad<sup>7</sup>
- Ensayos y homologación: USD 20.000 por unidad<sup>8</sup>
- Instalación de filtros en GOV: USD 8.000 + USD 1.500 por unidad

La reparametrización de los sistemas de regulación o el estabilizador de sistemas de potencia incluye el traslado del/los profesionales hasta las instalaciones, el cambio y verificación de los

<sup>7</sup> En función de la corriente de excitación nominal de la unidad: 300 A (150 kUSD), 700 A (200 kUSD), 1200 A (250 kUSD).

<sup>8</sup> Puede reducirse en caso de planificar una campaña con varias unidades.



parámetros de acuerdo a lo indicado en el presente informe y el reporte de pruebas que demuestra el nuevo el comportamiento de la unidad.

El cambio del estabilizador STAB2A a PSS2B (caso regulador HPC en CH Estí y CH Bayano) implica el agregado de las lógicas en el software del regulador de tensión.

El cambio de PSS o AVR completo (incluyendo el PSS) contempla la remoción del sistema de excitación actual, su reemplazo por un sistema de excitación (electrónica de potencia) tipo estático nuevo y la parametrización / ajuste del mismo. A esto podrá sumársele las pruebas de homologación del modelo dinámico.

**Tabla 44 – Soluciones propuestas y costos asociados**

Central	Unidades	Excitación Actual	Propuesta	Costo [USD]
Angostura	3 x 67,53 MVA	Estática, AVR+PSS digital ANDRITZ	Reparametrización PSS	10.000
			Filtros GOV	12.500
Reventazón	4 x 86,2 MVA	Estática, AVR+PSS digital ANDRITZ	Reparametrización PSS	11.500
			Filtros GOV	14.000
Ventanas - Garita	2 x 54,1 MVA	Estática, AVR+PSS digital FUJI	Reparametrización PSS	8.500
			Cambio PSS	100.000
Pirris	2 x 89,4 MVA	Estática, AVR+PSS digital ANDRITZ	Reparametrización PSS	8.500
Bayano	2 x 94 + 1 x 100 MVA	Estática, AVR+PSS digital, ABB	Reparametrización PSS ABB	7.000
			Filtros GOV	12.500
Fortuna	3 x 108 MVA	Estática, AVR+PSS digital REIVAX	Reparametrización PSS	10.000
Estí	2 x 69 MVA	Estática, AVR+PSS digital ALSTOM	Cambio PSS a PSS2B HPC	13.000
PENSA	2 x 45 MVA	Brushless, AVR+PSS digital FUJI	Reparametrización PSS	8.500
Cañaveral	2 x 17 MVA	Estática, AVR analógico-digital TOSHIBA	Agregado PSS	100.000
			Cambio AVR completo	300.000
El Cajón	4 x 91,25 MVA	Estática, AVR analógico AEG	Cambio PSS	200.000
			Cambio AVR completo	1.000.000
Río Lindo	4 x 21,05 MVA	Estática, AVR analógico-digital SEPAC	Cambio PSS	200.000
			Cambio AVR completo	800.000
Changuinola	2 x 116,5 MVA	Estática, AVR+PSS digital ALSTOM	Reparametrización PSS	8.500



En la Tabla 45 se presenta un resumen cualitativo, a criterio del Consultor, de las acciones remediales propuestas.

Tabla 45 – Resumen cualitativo de acciones remediales propuestas

Acción	Unidades	Impacto	Implementación	Costo
Reparametrización de PSS	Todas	Alto	Sencilla	Bajo
Instalación de PSS	Algunas	Alto	Media	Medio
Cambio de AVR+PSS	Algunas	Alto	Compleja	Alto
Insensibilización de GOV	Algunas	Medio	Media	Bajo
Homologación de unidades	Algunas	Medio/Alto	Media	Medio

Todas las acciones correctivas presentadas pueden aplicarse individualmente, obteniéndose distintos grados de amortiguamiento final, el cual resultará aproximadamente igual a la suma de las acciones aplicadas por separado.

Los costos indicados son libres de toda carga impositiva, la cual debería tomarse en cuenta a la hora de definir un presupuesto de implementación.

Se proponen entonces tres opciones de acciones correctivas, en orden creciente amortiguamiento de las oscilaciones interárea, y la cuarta opción consensuada junto con los OS/OM.

Se sugiere adicionalmente contemplar una reserva por imprevistos del 10% para cada opción.

#### 4.4.1. Opción 1

Para minimizar los costos y tiempo de implementación, se propone realizar el ajuste de los estabilizadores a las unidades que presentaron una mayor efectividad en el aumento del amortiguamiento, pero que no requieren la instalación de un PSS o AVR nuevos:

- Reajuste PSS CH Fortuna, CH Angostura, CH Reventazón
- Amortiguamiento obtenido: 10,5%
- Costo estimado: USD 34.500
- Costo relativo<sup>9</sup>: USD 2.500

En el caso de la CH Fortuna la reparametrización es directa, sin necesidad de modificar la estructura del estabilizador programado.

En el caso de las unidades de la CH Angostura y Reventazón, ambas cuentan con un regulador digital ANDRITZ GMR3; para la primera se deberá habilitar la opción de estabilizador tipo PSS2B en lugar del propietario ANDRITZ y configurarlo de acuerdo a los valores propuestos.

<sup>9</sup> Costo relativo = Costo estimado / % de incremento del amortiguamiento del modo de 0,2 Hz, desde -2,12% al valor obtenido.

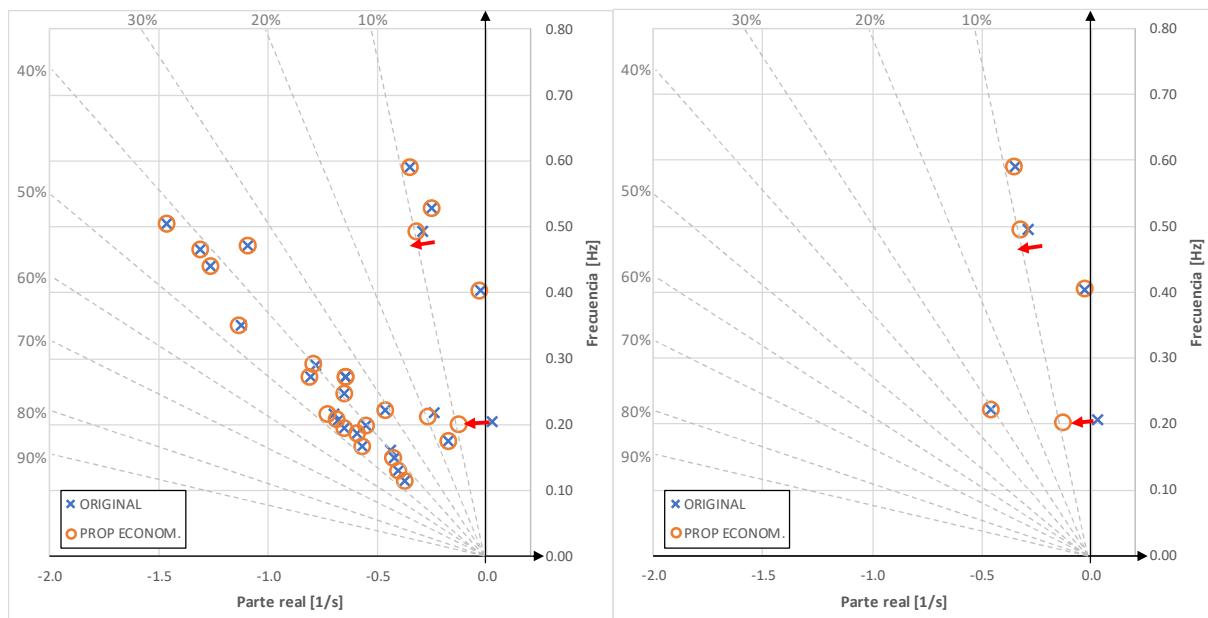


Gráfico 92. Autovalores del Evento B, original y con opción 1: a) todos, b) modos rotóricos.

#### 4.4.2. Opción 2

La opción 2 mejora el amortiguamiento de la opción 1 incluyendo la reparametrización de estabilizadores existentes más el acondicionamiento y reparación del estabilizador de la CH Pirris:

- Reajuste PSS CH Bayano, CH Fortuna, CH Angostura, CH Reventazón
- Agregado PSS CH Pirris
- Amortiguamiento obtenido: 26,94%
- Costo estimado: USD 60.000
- Costo relativo: USD 2.065

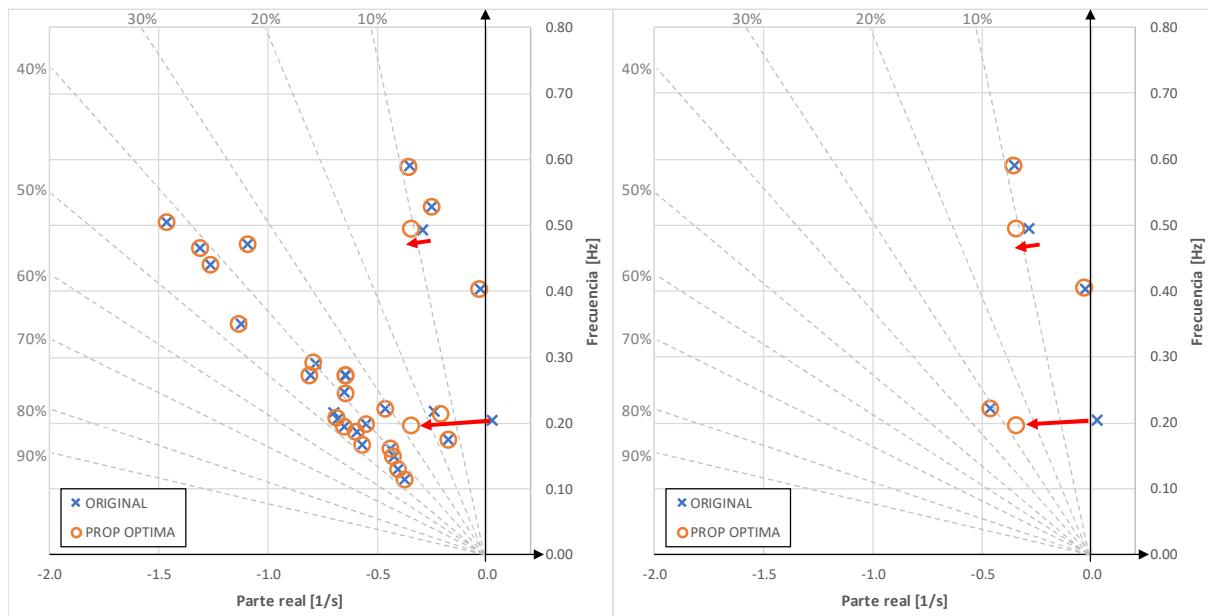


Gráfico 93. Autovalores del Evento B, original y con opción 2: a) todos, b) modos rotóricos.

#### 4.4.3. Opción 3

Para obtener el máximo amortiguamiento del modo de oscilación interárea se proponen las acciones correctivas del punto anterior, más el cambio de PSS de CH Ventanas-Garitas, el agregado de nuevos estabilizadores de ser necesario (CH El Cajón) pero sin cambio de AVR completo, la reparametrización de unidades con menor aporte (CH Estí, CH Changuinola, CG PENSA) y la inclusión de filtros en reguladores de velocidad en las unidades de mayor aporte:

- Reajuste PSS CH Bayano, CH Fortuna, CH Angostura, CH Reventazón, CH Changuinola, CH Estí, CG Pensa.
- Agregado PSS CH Ventanas-Garita, CH Pirris, CH El Cajón.
- Agregado filtros GOV: CH Bayano, CH Reventazón.
- Amortiguamiento obtenido: 37,9%
- Costo estimado: USD 416.500
- Costo relativo: USD 10.407

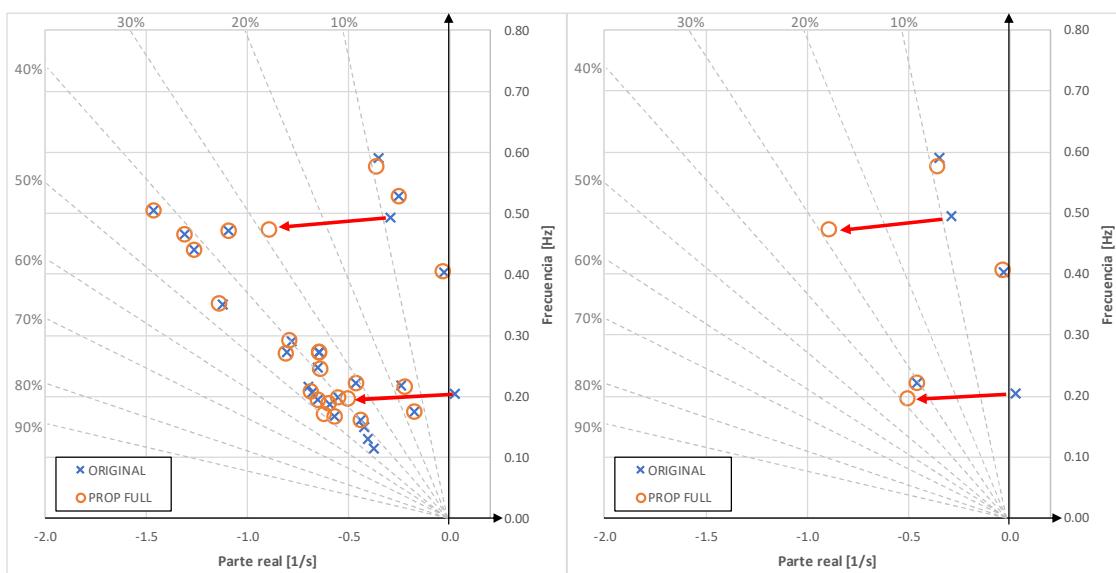


Gráfico 94. Autovalores del Evento B, original y con opción 3.: a) todos, b) modos rotóricos.

#### 4.4.4. Opción 4

Las opciones anteriormente propuestas no contemplaron *feedback* por parte de las centrales respecto a la factibilidad de su implementación. En la reunión llevada a cabo los días 07 y 08 de noviembre de 2019 entre el EOR, CRIE, los OS/OM, Agentes Generadores, El Supervisor y el Consultor, se consensuó una cuarta opción de acciones correctivas, de manera de obtener el mayor amortiguamiento posible en función de la factibilidad de implementación de dichas acciones propuestas, las cuales resultaron:

- Reajuste PSS CH Bayano, CH Fortuna, CH Angostura, CH Reventazón, CH Pirris, CH Changuinola, CH Estí.
- Agregado filtros GOV: CH Angostura, CH Reventazón.
- Amortiguamiento obtenido: 31,8%
- Costo estimado: USD 123.000
- Costo relativo: USD 3.623



La inclusión de la CH Estí en la lista de ajuste de PSS queda pendiente de confirmación por parte del Agente Generador respecto a la factibilidad de cambiar la estructura a un PSS2B.

Tabla 46 – Detalle costos de la opción 4 (PSS)

Ajuste de PSS			
Central	Actividad	Detalle	Costo [USD]
CH Bayano	Reparametrización PSS	U1	1.500
		U2	1.500
		U3	1.500
	Homologación AVR/GOV	Costo Fijo	5.500
		Costo Central	25.000
		<b>Total CH Bayano</b>	<b>35.000</b>
CH Fortuna	Reparametrización PSS	U1	1.500
		U2	1.500
		U3	1.500
	Costo Fijo	Costo Fijo	5.500
		<b>Total CH Fortuna</b>	<b>10.000</b>
CH Angostura	Reparametrización PSS	U1	1.500
		U2	1.500
		U3	1.500
	Costo Fijo	Costo Fijo	5.500
		<b>Total CH Angostura</b>	<b>10.000</b>
CH Reventazón	Reparametrización PSS	U1	1.500
		U2	1.500
		U3	1.500
	Costo Fijo	U4	1.500
		Costo Fijo	5.500
		<b>Total CH Reventazón</b>	<b>11.500</b>
CH Pirris	Reparametrización PSS	U1	1.500
		U2	1.500
		Costo Fijo	5.500
		<b>Total CH Pirris</b>	<b>8.500</b>
CH Changuinola	Reparametrización PSS	U1	1.500
		U2	1.500
		Costo Fijo	5.500
		<b>Total CH Changuinola</b>	<b>8.500</b>
CH Estí	Cambio PSS STAB2A a PSS2B HPC	U1	1.500
		U2	1.500
		Costo Fijo	10.000
		<b>Total CH Estí</b>	<b>13.000</b>
		<b>Costo Total Ajuste PSS Opción 4</b>	<b>96.500</b>

Tabla 47 – Detalle costos de la opción 4 (Filtros GOV)

Instalación de filtros en GOV			
Central	Actividad	Detalle	Costo (USD)
CH Reventazón	Instalación de filtros en GOV	U1	1.500
		U2	1.500
		U3	1.500
		U4	1.500
	Costo fijo	Costo fijo	8.000
		Total CH Reventazón	<b>14.000</b>
		U1	1.500
		U2	1.500
CH Angostura	Instalación de filtros en GOV	U3	1.500
		Costo fijo	8.000
		Total CH Angostura	<b>12.500</b>
	Costo total filtros en GOV	Costo total filtros en GOV	<b>26.500</b>

En el caso de la CH Bayano, se incluye en el precio las pruebas y reporte de homologación para los reguladores de tensión y velocidad/potencia de las unidades U2 y U3, los cuales fueron cambiados recientemente por equipos ABB y Andritz respectivamente, al igual que los actuales de la U1.

Tabla 48 – Detalle costos de la opción 4 (Total)

Costo total ajuste PSS (USD)	96.500
Costo total filtros GOV (USD)	26.500
Costo total opción 4 (USD)	123.000
<b>Total + imprevistos (USD)</b>	<b>135.000</b>

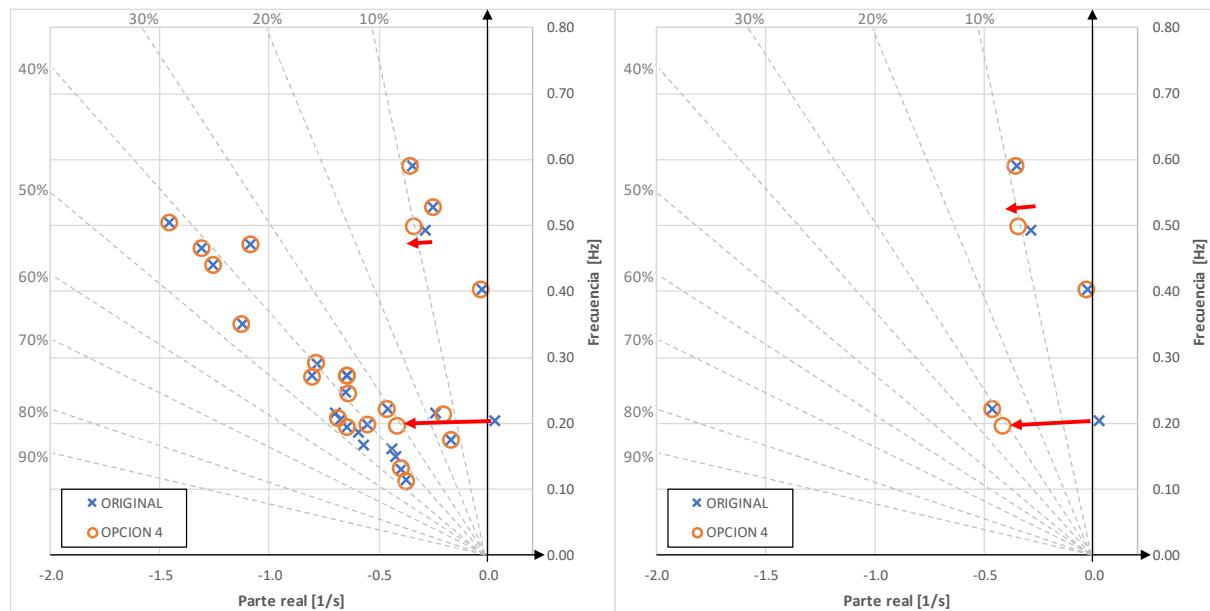


Gráfico 95. Autovalores del Evento B, original y con opción 4: a) todos, b) modos rotóricos.

#### 4.4.5. Amortiguamiento adicional del modo 60 con unidades del SIN

Como se ha observado, el modo 60 (0,4 Hz) resulta predominantemente influenciado por las unidades del norte y noroeste de México; para aumentar su amortiguamiento se reparametrizaron estabilizadores en las diez unidades con mayor participación:

- Reajuste PSS CC FEH, CC FEN, CC LCG, CC AGD y CC PTC.
- Amortiguamiento obtenido: 6,61%.
- Costo estimado: USD 25.500.
- Costo relativo<sup>10</sup>: USD 3.900.

### 4.5. Simulaciones de las soluciones propuestas en TSAT

En este apartado se presentan las simulaciones llevadas a cabo en TSAT de las tres opciones detalladas previamente. Se aprecia en el Gráfico 96 que solo con la “opción 1”, la oscilación de la frecuencia del SER+ SIN se atenúa en gran medida en los primeros 15 s y es casi despreciable aproximadamente a partir de los 30 s. Se pone de manifiesto que la apertura del enlace entre Guatemala y México se realizó de manera deliberada (al extinguirse las oscilaciones, no habría actuación del esquema de protección ESIM004\_OSC) de manera de observar las oscilaciones de los dos sistemas por separado (SER y SIN).

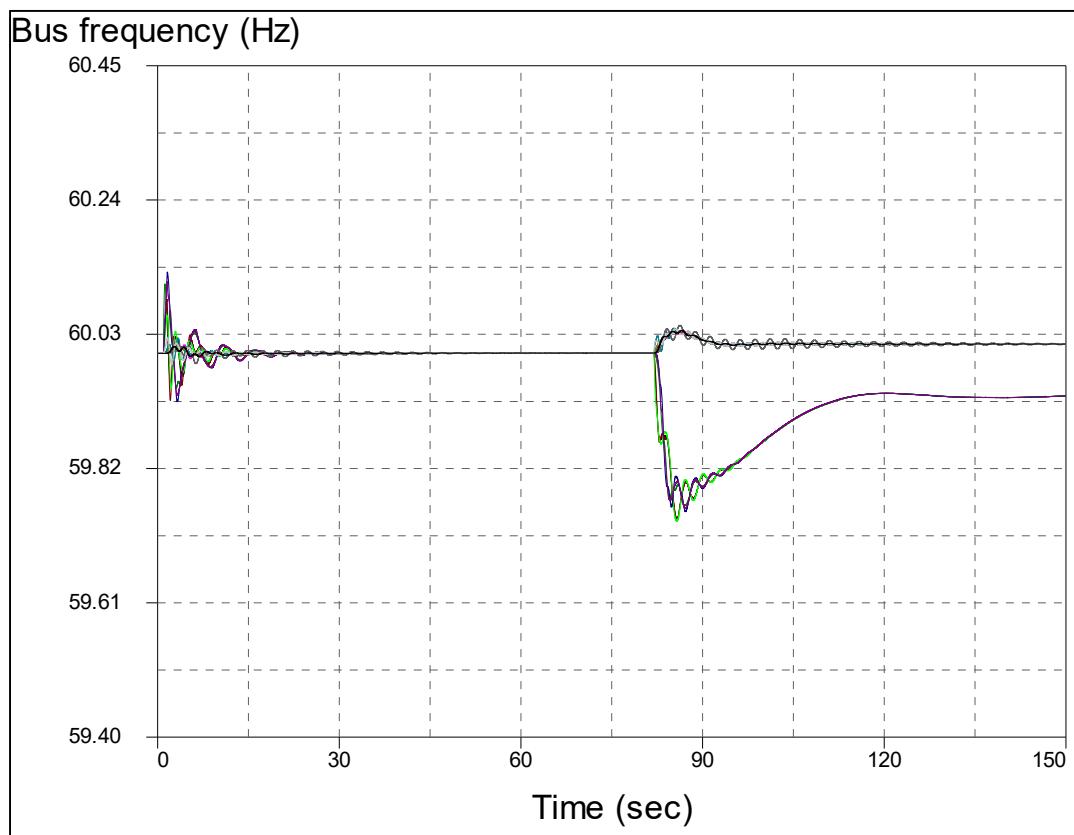


Gráfico 96. Simulación en TSAT-DSATools de Evento 03/10/2017 – Frec. SIN+SER. Opción 1

<sup>10</sup> Respecto al modo de 0,4 Hz.

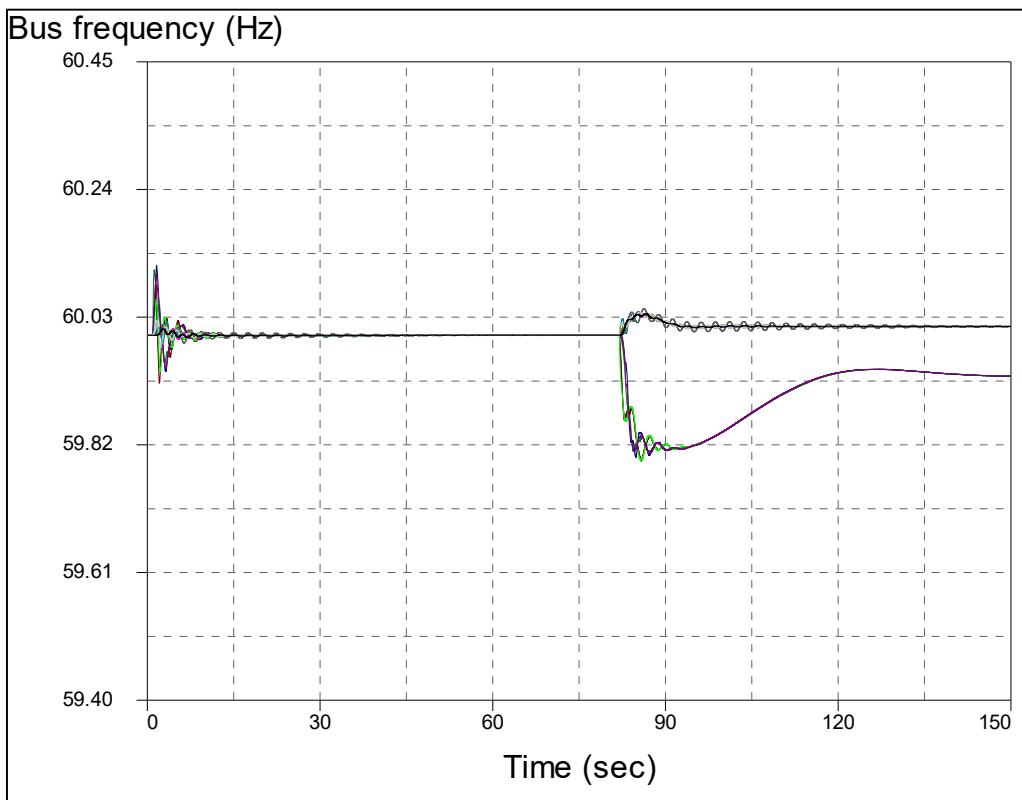


Gráfico 97. Simulación en TSAT-DSATools de Evento 03/10/2017 – Frec. SIN+SER. Opción 2

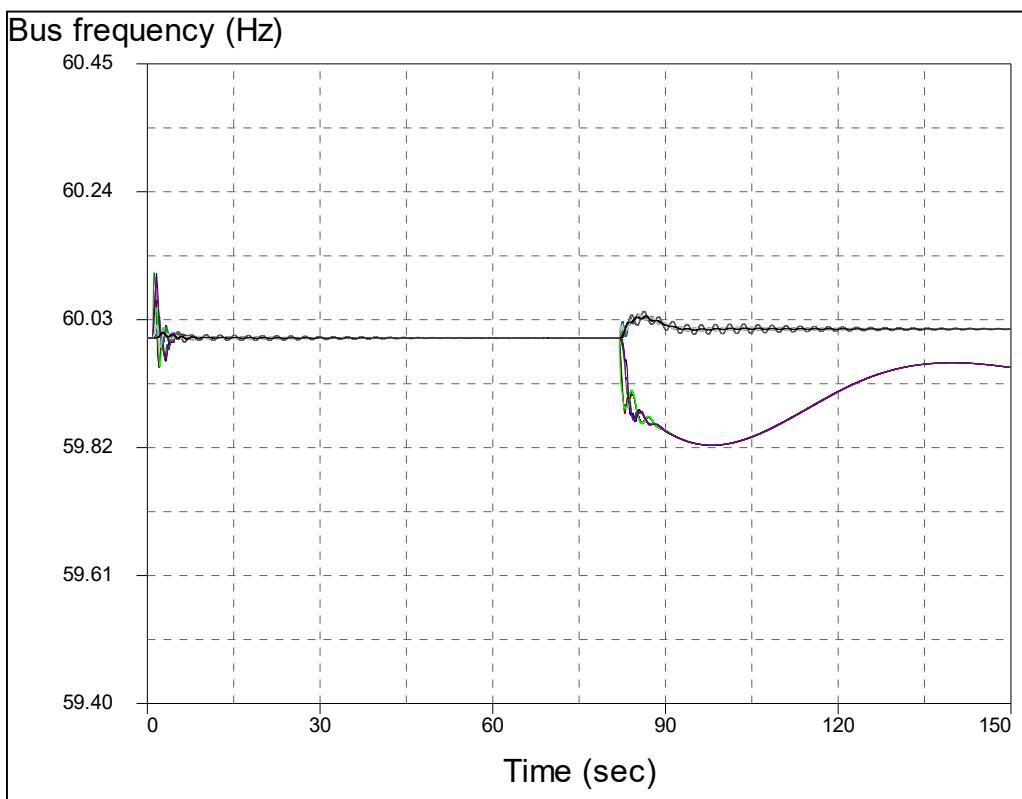


Gráfico 98. Simulación en TSAT-DSATools de Evento 03/10/2017 – Frec. SIN+SER. Opción 3.

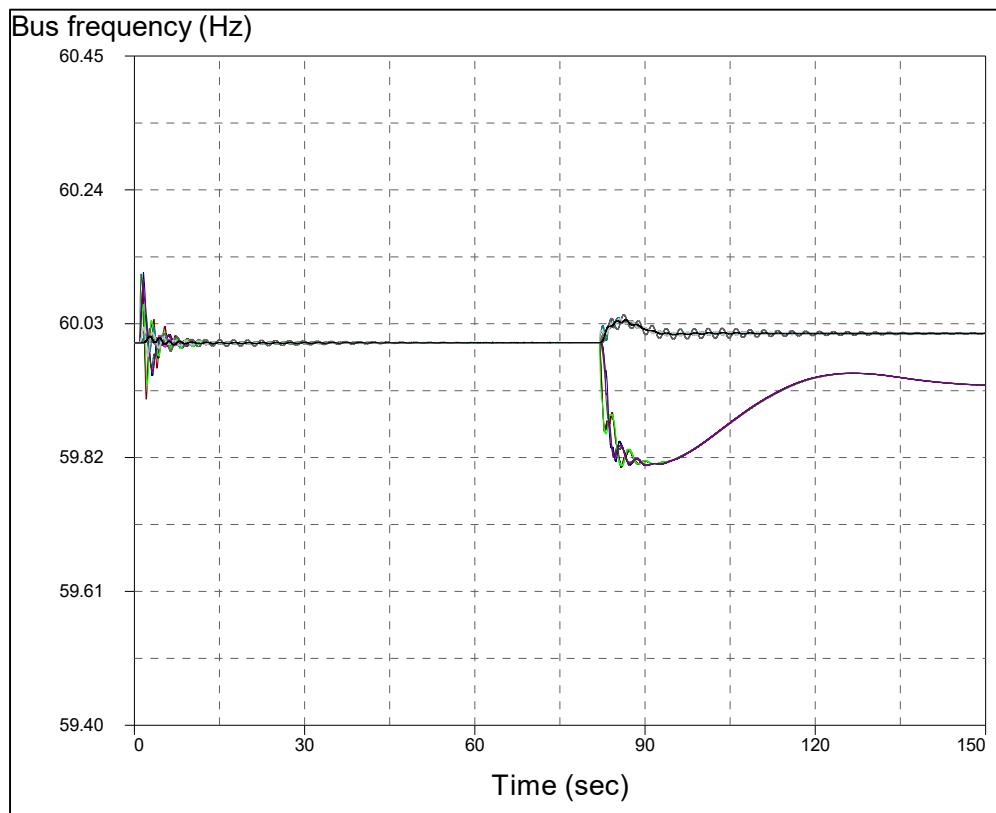


Gráfico 99. Simulación en TSAT-DSATools de Evento 03/10/2017 – Frec. SIN+SER. Opción 4.

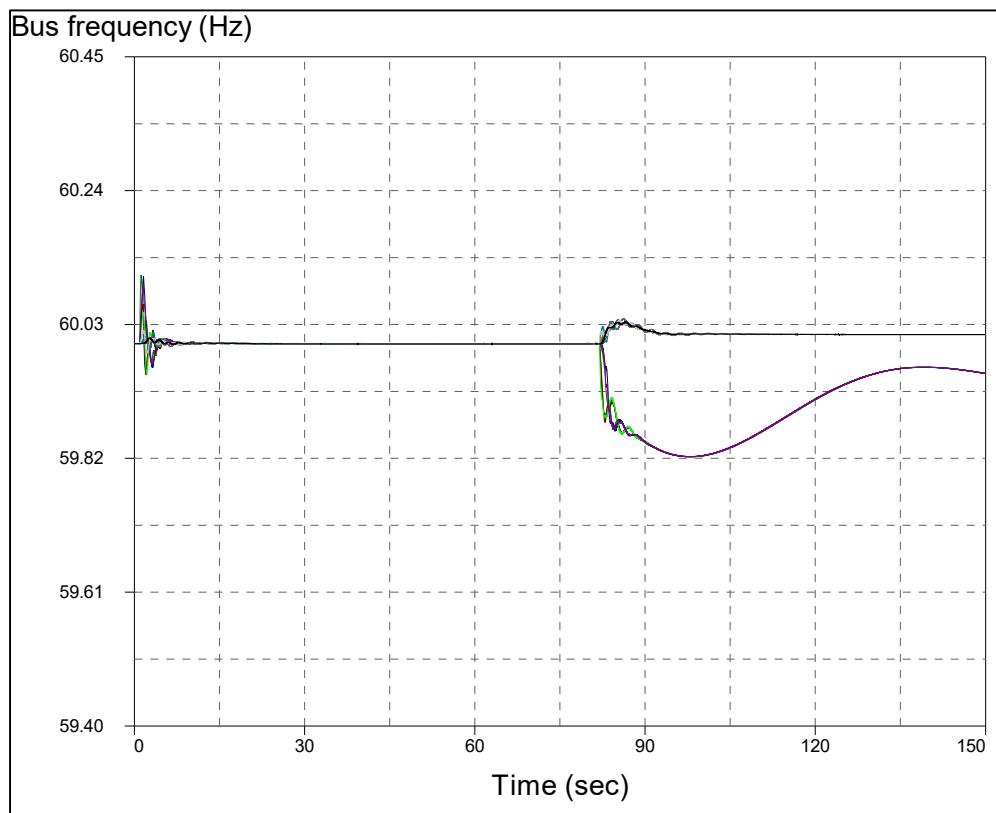


Gráfico 100. Simulación en TSAT-DSATools de Evento 03/10/2017 – Frec. SIN+SER. Amort adicional.



## 5. SIMULACIÓN DE EVENTOS OCURRIDOS EN EL SER

Se presentan a continuación la reproducción en DSATools de los eventos ocurridos en el SER con la configuración actual de los sistemas de control y con las acciones correctivas de la Opción 4.

- **Evento A (22/09/2017):** Desconexión de la línea Masaya – Ticuantepe 230 kV, produciendo luego los disparos en cascada en las líneas Masaya – Tipitapa, Masaya – Benjamín Zeledón y Masaya – Granada 138 kV, perdiéndose aproximadamente 75 MW de carga asociada a la subestación Benjamín Zeledón. Lo anterior originó oscilaciones no amortiguadas de potencia en el SER, con amplitudes de potencia superiores a los 100 MW y de frecuencia cercanos a los 60,3 Hz, en consecuencia, operó el ESIM004\_OSC.
- **Evento B (03/10/2017):** Desconexión de la línea Masaya – San Martín 230 kV (por falla línea a tierra), lo anterior originó oscilaciones no amortiguadas de potencia en el SER, 40 segundos después del evento inicial, con amplitudes de potencia superiores a los 200 MW y de frecuencia cercanos a los 60,3 Hz, provocando la activación de ESIM004\_OSC.
- **Evento C (15/10/2017):** Toma de carga de la unidad U1 de la CH Angostura, luego presenta subidas y bajadas abruptas de potencia y finalmente se desconecta. El SER se encontraba aislado de México. En este caso las oscilaciones de frecuencia son producto de las variaciones de potencia de la unidad y la falta de regulación primaria que provee México.
- **Evento D (01/10/2017):** falla en los inversores de la bomba de enfriamiento de la planta de Changuinola, lo que provoca el disparo de las unidades uno y dos de dicha planta con un monto de generación de 160 MW, esto provoca la salida de la línea 230 kV Moin – Cahuita por actuación de la protección de impedancia dejando radialmente la subestación Cahuita al sistema de Panamá, seguidamente se presenta problemas de oscilaciones de potencia no amortiguadas por más de 28 segundos provocando la actuación del esquema ESIM004\_OSC.
- **Evento E (17/03/2017):** Evento en el sistema de Panamá, un segundo después disparo de la línea Amayo – Liberia 230 kV y líneas de 138 kV en Nicaragua, posteriormente se originan oscilaciones no amortiguadas actuando la protección de respaldo del ESIM004\_OSC en las interconexiones de GUA-SER e inmediatamente se presenta una oscilación rápida provocando el disparo en la línea Ticuantepe – Cañas.

Se pone de manifiesto que la apertura del enlace entre Guatemala y México se realizó de manera deliberada (al extinguirse las oscilaciones, no habría actuación del esquema de protección ESIM004\_OSC) de manera de observar las oscilaciones de los dos sistemas por separado (SER y SIN).

En todos los casos se observa que las soluciones propuestas mejoran notablemente el desempeño del sistema al incrementar el amortiguamiento del modo de oscilación interárea, evitando de esta manera el disparo de la interconexión Guatemala – México y la pérdida de demanda por actuación de los esquemas de protección por subfrecuencia. En el caso del Evento C, las variaciones de frecuencia son producto de la variación de potencia de la unidad y no debido a oscilaciones electromecánicas entre áreas.

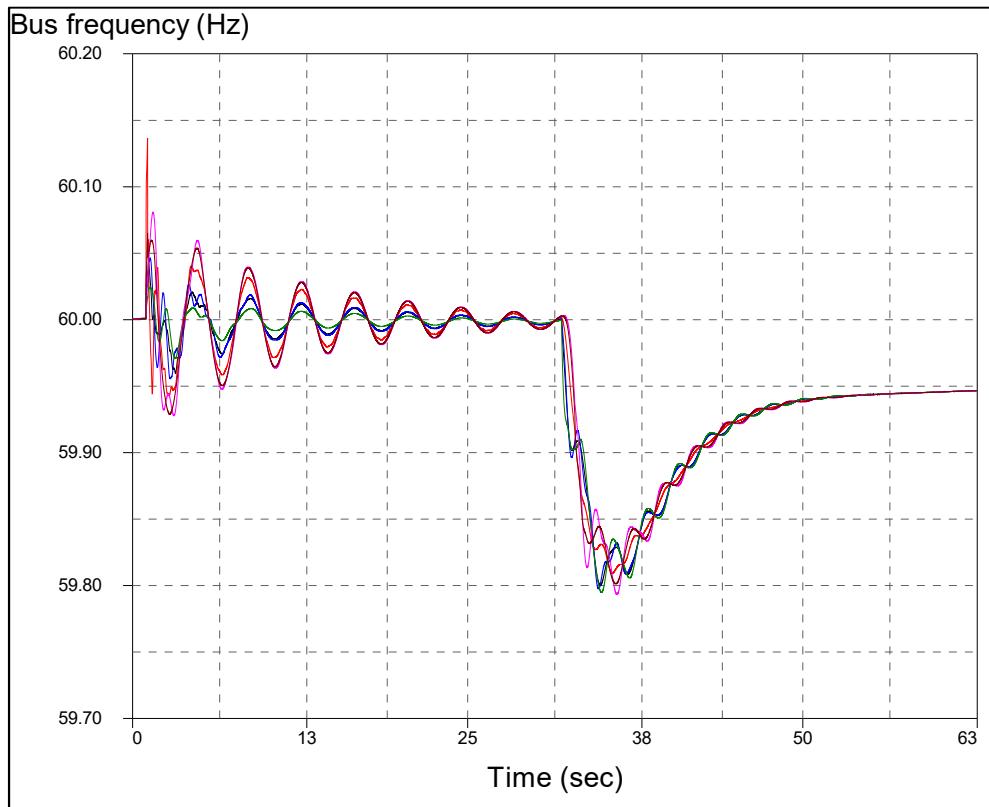


Gráfico 101. Simulación en TSAT-DSATools de Evento A – Frecuencias SER. Situación actual.

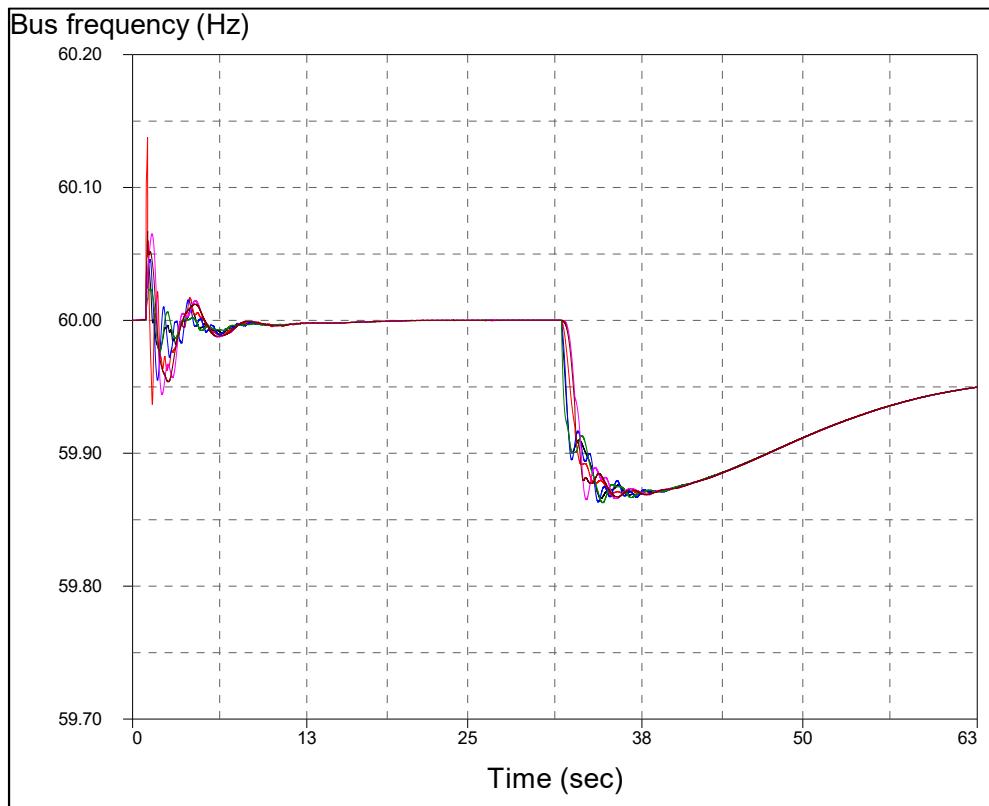


Gráfico 102. Simulación en TSAT-DSATools de Evento A – Frecuencias SER. Opción 4.

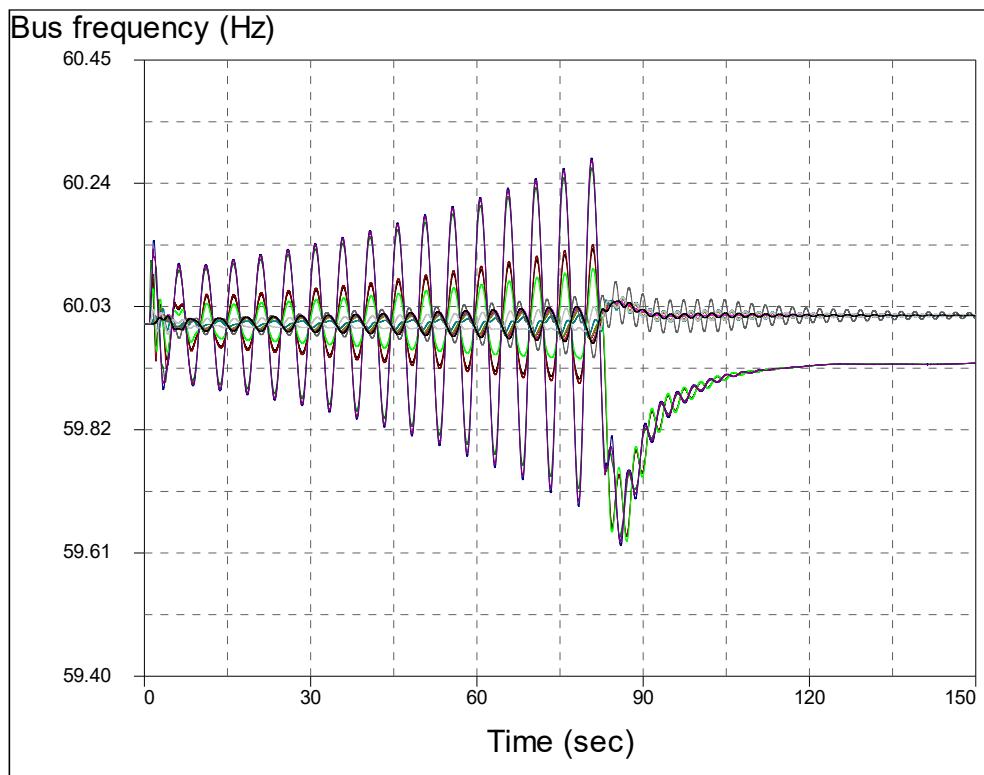


Gráfico 103. Simulación en TSAT-DSATools de Evento B – Frecuencias SER. Situación actual.

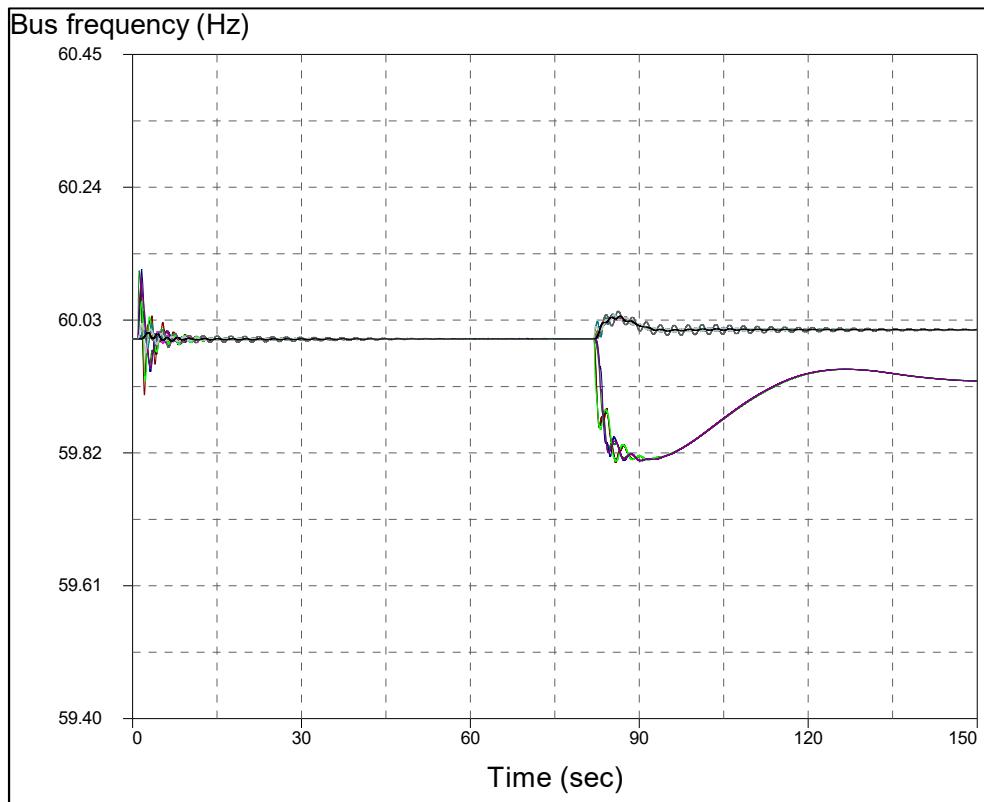


Gráfico 104. Simulación en TSAT-DSATools de Evento B – Frecuencias SER. Opción 4.

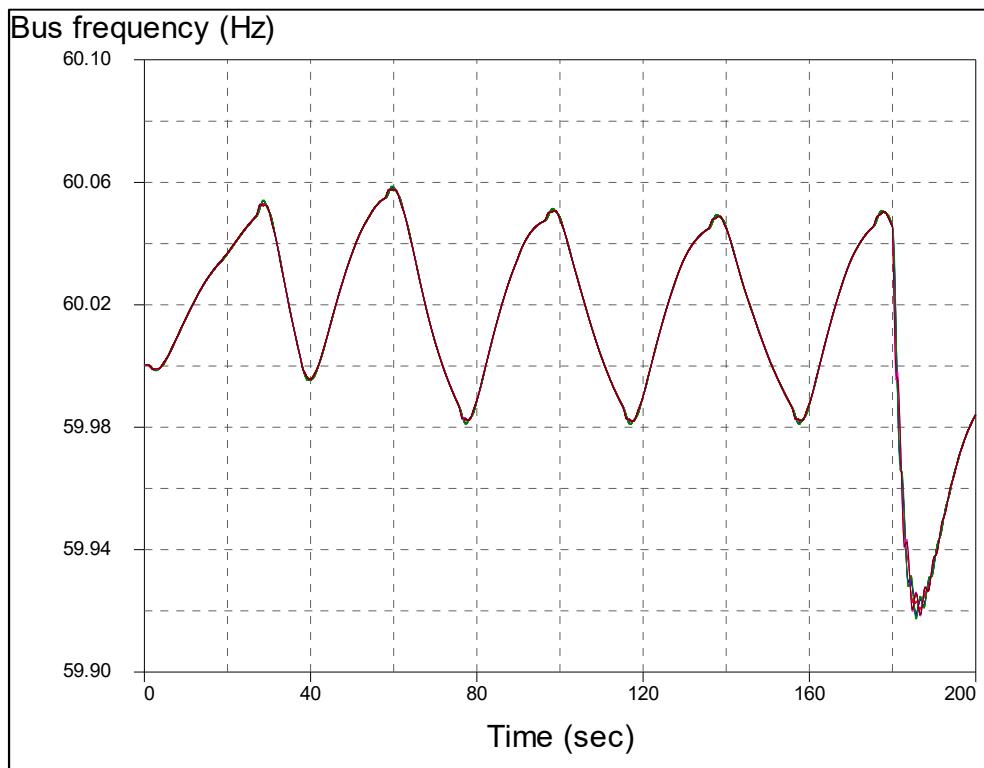


Gráfico 105. Simulación en TSAT-DSATools de Evento C – Frecuencias SER. Situación actual.

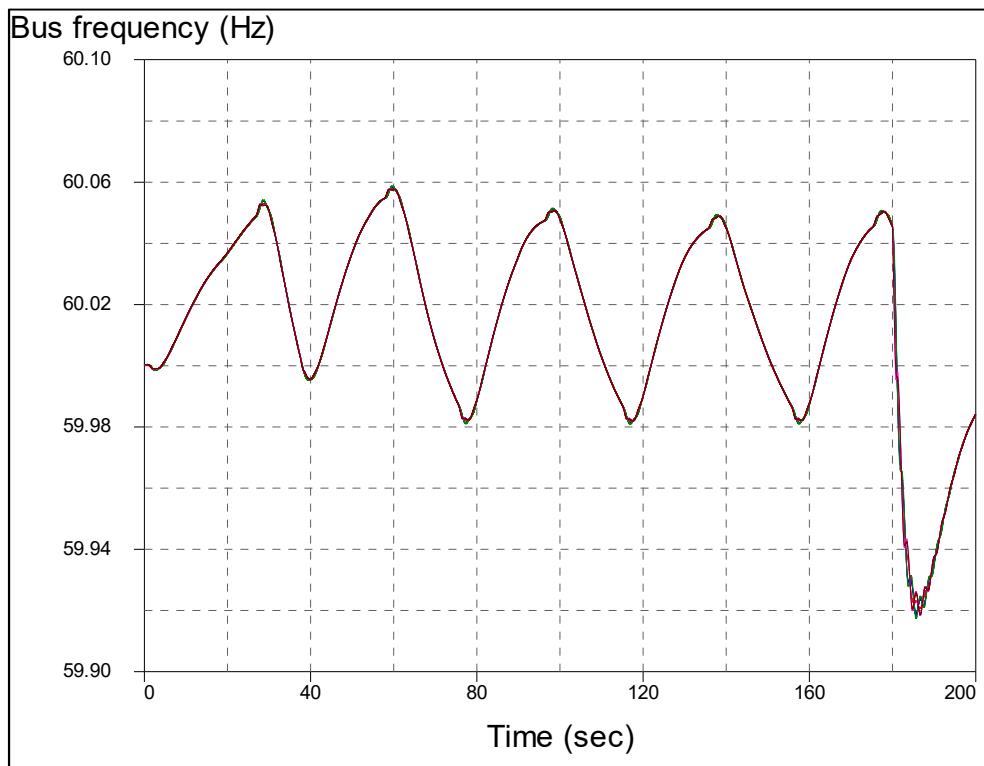


Gráfico 106. Simulación en TSAT-DSATools de Evento C – Frecuencias SER. Opción 4.

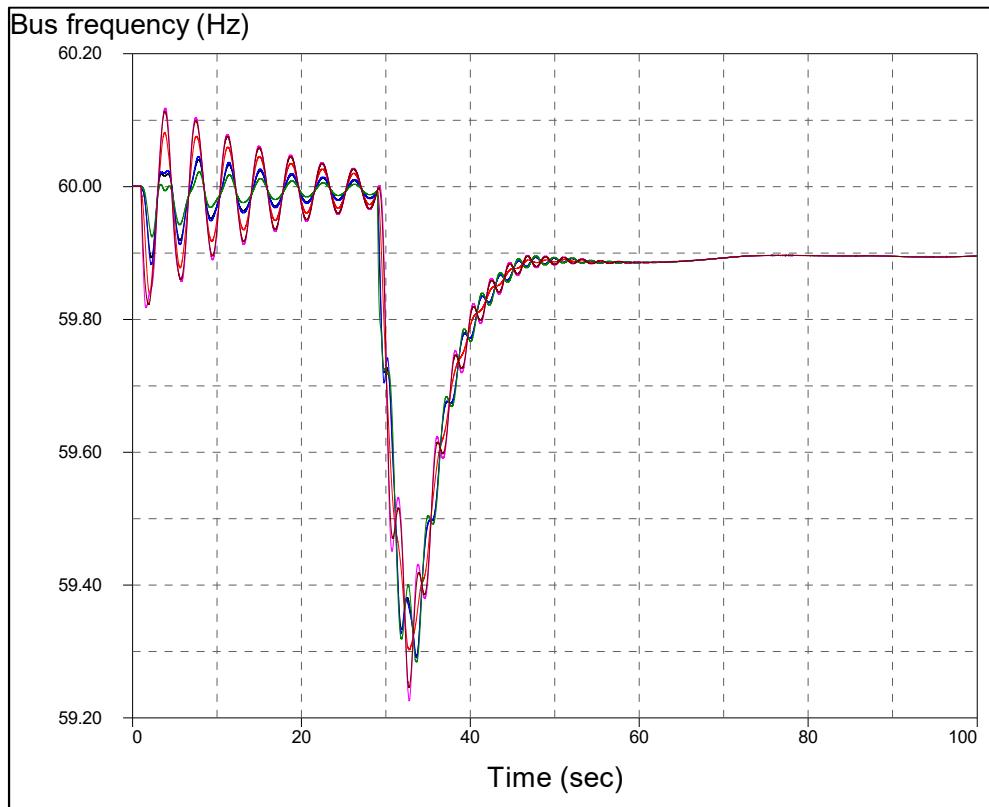


Gráfico 107. Simulación en TSAT-DSATools de Evento D – Frecuencias SER. Situación actual.

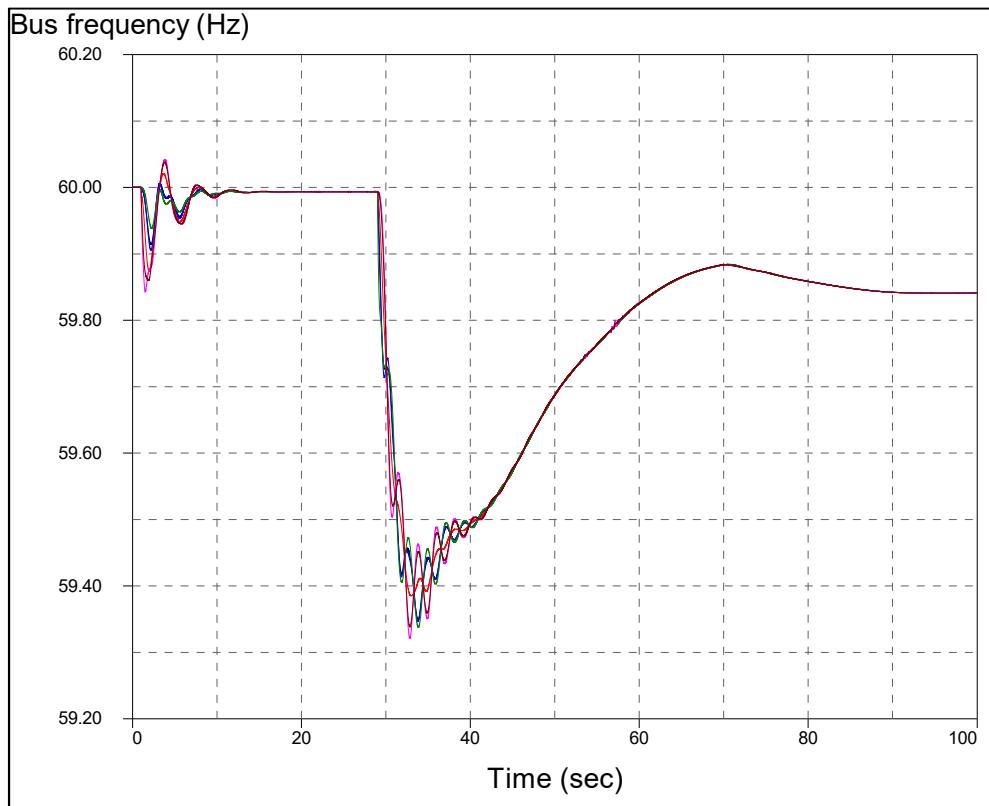


Gráfico 108. Simulación en TSAT-DSATools de Evento D – Frecuencias SER. Opción 4.

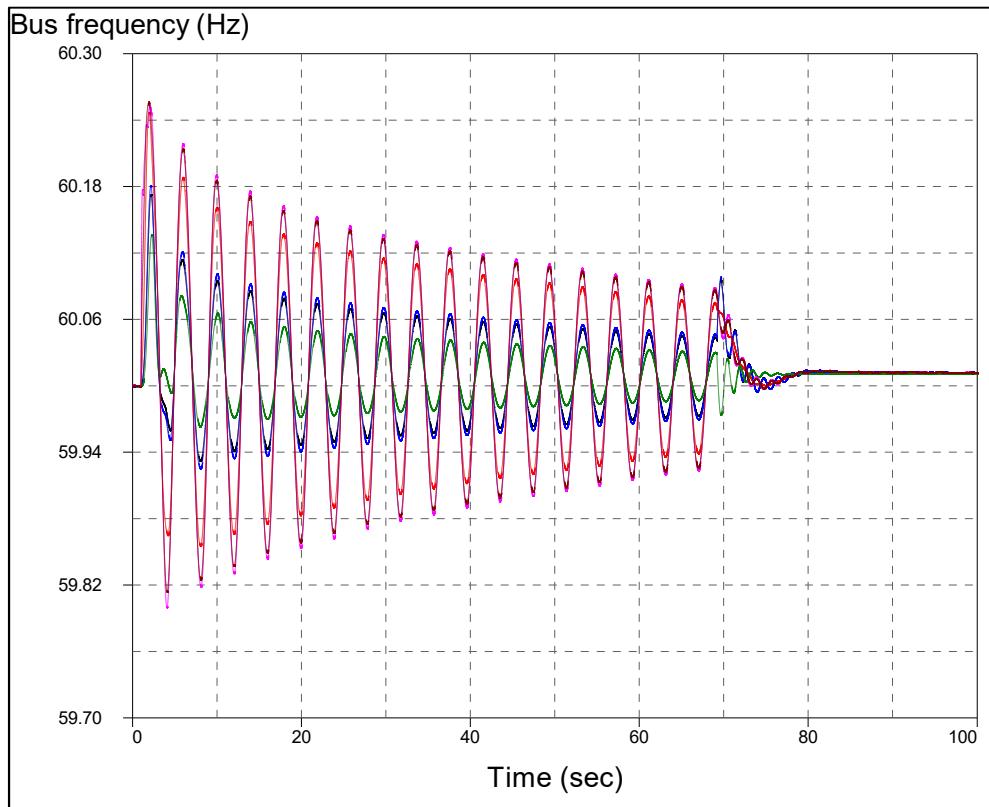


Gráfico 109. Simulación en TSAT-DSATools de Evento E – Frecuencias SER. Situación actual.

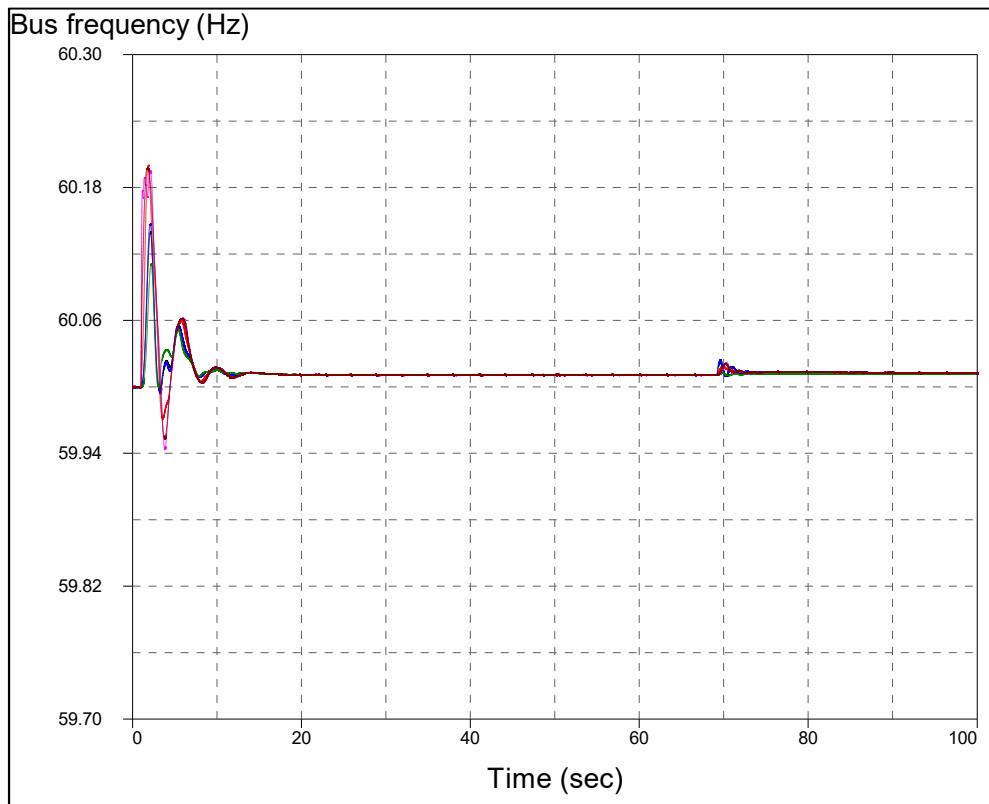


Gráfico 110. Simulación en TSAT-DSATools de Evento E – Frecuencias SER. Opción 4.



## 6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### 6.1. Análisis de pequeña señal

- a) Se realizó en forma satisfactoria el **cálculo de los autovalores, modal shape y factores de participación** asociados a los sistemas interconectados de Centroamérica (SER) y México (SIN) en el software SSAT de DSATools, tomando como caso testigo el despacho al momento de ocurrido el evento del 03/10/2017 (Evento B).
- b) Los modos con menor amortiguamiento obtenidos en SSAT coinciden con los calculados mediante la herramienta de análisis de Prony de TSAT en el dominio del tiempo, verificando que las simulaciones en **ambos programas resultaron compatibles**.
- c) Los modos identificados corresponden a frecuencias de oscilación en el rango denominado como "interárea", en particular los **modos N°72 (0,2 Hz) y N°60 (0,4 Hz)**, con amortiguamiento de **-2.12% y 1,15%** respectivamente.
- d) La forma modal asociada al **modo de 0,2 Hz** presenta un nodo que separa **dos regiones eléctricas con oscilaciones electromecánicas coherentes internamente y en contrafase entre sí**; el sistema mexicano por un lado y el sistema centroamericano por el otro. Las unidades en el extremo sureste del sistema centroamericano presentan los mayores factores de participación.
- e) La forma modal asociada al **modo de 0,4 Hz** presenta dos nodos que separan **tres regiones eléctricas con oscilaciones electromecánicas coherentes internamente y en contrafase entre sí**; Las unidades en el extremo noroeste y norte del sistema centroamericano presentan los mayores factores de participación.

### 6.2. Acciones correctivas

- a) Se definieron los **criterios de ajuste de estabilizadores de sistemas de potencia** en base a bibliografía internacional y a la experiencia del Consultor, tanto para la compensación de fase como para el ajuste de la ganancia.
- b) Se analizó el **ajuste actual de los estabilizadores de sistemas de potencia** de las unidades homologadas en el SER y unidades en el SIN con elevada participación en los modos de oscilación de interés, observándose en general un **adecuado ajuste de fase para el modo local, pero un pobre ajuste para el rango de frecuencias interárea**. Esto se debe probablemente a que el ajuste del estabilizador se realizó en campo, durante el *commissioning* de la unidad, en forma empírica observando las oscilaciones de potencia mediante escalones de tensión en carga.
- c) Se evidenció que la estructura de estabilización mínima necesaria para compensar el retraso de fase del conjunto Generador + Regulador de tensión + Sistema de potencia tanto en el rango del modo local de oscilación como en el interárea requiere de **tres etapas de adelanto-atraso**. Por esto, se recomienda la utilización de estabilizadores de señal proporcional a la integral de la potencia acelerante denominados **PSS2B o de prestaciones similares**.
- d) Se propusieron ajustes para todas las unidades homologadas del SER y para aquellas



unidades del SIN con alto valor de participación en los modos de oscilación local.

- e) Bajo los criterios de ajuste adoptados, estos estabilizadores proporcionaron adecuado **aumento de la cupla amortiguante en el rango de frecuencias entre 0,1 a 2 Hz**, y amortiguamiento residual fuera de ese rango, para distintos despachos y potencias de cortocircuito de la red en su punto de conexión, **sin degradar la cupla sincronizante** y, por lo tanto, la estabilidad transitoria.
- f) El mayor amortiguamiento del modo de 0,2 Hz se obtuvo del ajuste o agregado de los PSS de las unidades de las centrales CH Bayano, CH Ventanas-Garita, CH Reventazón, CH Angostura, CH El Cajón, CH Fortuna, CH Pirris, CH Estí, CG PENSA, CH Río Lindo y CH Cañaveral, en ese orden, el cual está directamente relacionado con los factores de participación, **la ubicación eléctrica (geográfica) y el porte de cada central**. El amortiguamiento del modo 72 pasó de **-2,12% (inestable)** a **37,86%**. También se incrementó en 20% aproximadamente el amortiguamiento del modo de 0,5 Hz propio del SER.
- g) El mayor amortiguamiento del modo de 0,4 Hz se obtuvo del ajuste o agregado de los PSS de las unidades de las centrales de ciclo combinado Fuerza y Energía Hermosillo (FEH), El Fresnal (FEN), La Caridad (LCG), Agua Prieta (AGD) y Chihuahua III (PTC). El amortiguamiento del modo 60 pasó de **1,31% a 6,61%**. La potencia conjunta del total de unidades reajustadas asciende a 1.320 MW, un 3,6% de la demanda total de México durante el Evento B. Esto explica el impacto moderado en el aumento del amortiguamiento del modo 60.
- h) Los **reguladores de velocidad/potencia** de las unidades hidráulicas homologadas presentaron **efectos desamortiguantes en el rango de frecuencias de las oscilaciones interárea**, en concordancia con lo observado y estudiado en otros sistemas de similares características.
- i) Se analizaron distintas alternativas para mitigar la influencia de los reguladores de velocidad/potencia en las oscilaciones interárea, **recomendándose entre ellos la inclusión de filtros suprabeanda** (tipo notch), digitales o analógicos, en el circuito o lazo de medición de velocidad de manera de **atenuar la componente de torque en fase con las variaciones de velocidad**.
- j) La inclusión de filtros en los reguladores de velocidad presentó un aumento adicional del amortiguamiento al de los estabilizadores, aunque su efecto es de menor magnitud.

### 6.3. Soluciones propuestas

- a) Se definieron los costos y factibilidad de implementación para cada solución propuesta en función de los precios observados en el mercado y la experiencia del Consultor en la realización de tareas similares.
- b) En base a los costos y factibilidad de implementación, y a los resultados obtenidos en el análisis de impacto en el amortiguamiento de cada central, **se definieron opciones de acciones correctivas** para elevar el amortiguamiento de las oscilaciones interárea presentes en el sistema interconectado SER+SIN. Este conjunto de opciones puede implementarse en forma secuencial.



- c) Se definió la denominada **Opción 4** en forma consensuada recibiendo el *feedback* de los OS/OM y Agentes Generadores, respecto a la factibilidad e implementación de las acciones correctivas propuestas. Esta es la **opción recomendada a aplicar**, lográndose un **amortiguamiento del modo de oscilación interárea de 0,2 Hz del 31,8%**.

#### 6.4. Acciones a futuro

- a) En vista que **todas las unidades homologadas durante la etapa I del proyecto presentaron elevados valores de participación en los modos de oscilación interárea**, es de esperar que otras unidades no homologadas tengan también participación apreciable en estos modos. Si bien con las acciones correctivas propuestas se mitigan ampliamente las oscilaciones poco amortiguadas, **se recomienda continuar con la homologación de la mayor cantidad de unidades posible**, comenzando con las de mayor porte o mediante criterios de selección similares a los utilizados en este trabajo.
- b) En particular, se recomienda aprovechar la **puesta en servicio de las unidades nuevas**, o el cambio de equipamiento de control (AVR, PSS, GOV, etc) para realizar las **pruebas de homologación** que permitan obtener un modelo dinámico suficientemente detallado y representativo de la realidad.
- c) Prestar especial atención a **unidades hidráulicas con tuberías compartidas y/o extensas**, cuya constante de tiempo  $T_w$  equivalente pueda introducir efectos adversos en el amortiguamiento de las oscilaciones interárea.
- d) Recomendar a las nuevas unidades, o a aquellas existentes, **realizar un ajuste de sus estabilizadores de potencia de acuerdo a los lineamientos presentados en este informe**, de manera de asegurar su contribución al amortiguamiento global del sistema. Esto redunda en un **beneficio común** ya que, si los esfuerzos de estabilización se solidarizan entre un número mayor de unidades, **las solicitudes y esfuerzos individuales serán gradualmente menores**.
- e) Recomendar a las centrales la insensibilización de los reguladores de velocidad para oscilaciones en el rango de las frecuencias interárea, es decir, al menos entre 0,1 y 1 Hz, mediante la utilización de **filtros supreme-banda** como el recomendado en este trabajo o equivalentes.
- f) Luego de implementadas las acciones correctivas, **se recomienda evaluar la efectividad de las mismas mediante la realización de una prueba a nivel sistema**. Por ejemplo, puede programarse **bajo condiciones controladas** la apertura de alguna línea de 230 kV que anteriormente haya evidenciado un incremento en las oscilaciones interárea con bajo amortiguamiento. La prueba podría diseñarse utilizando simulaciones con la base de datos homologada antes y después de aplicar las acciones correctivas.

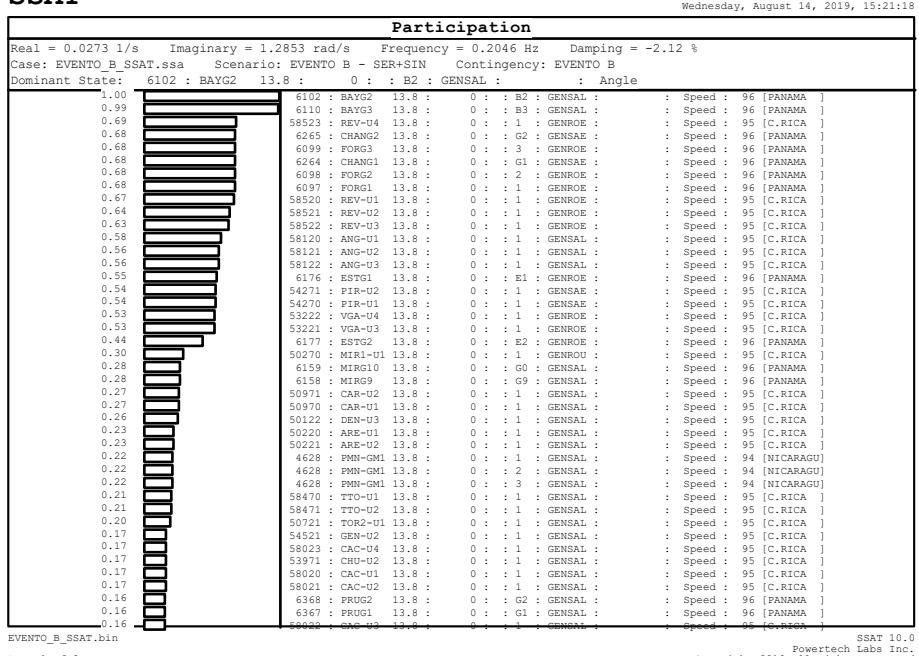


## ANEXO I

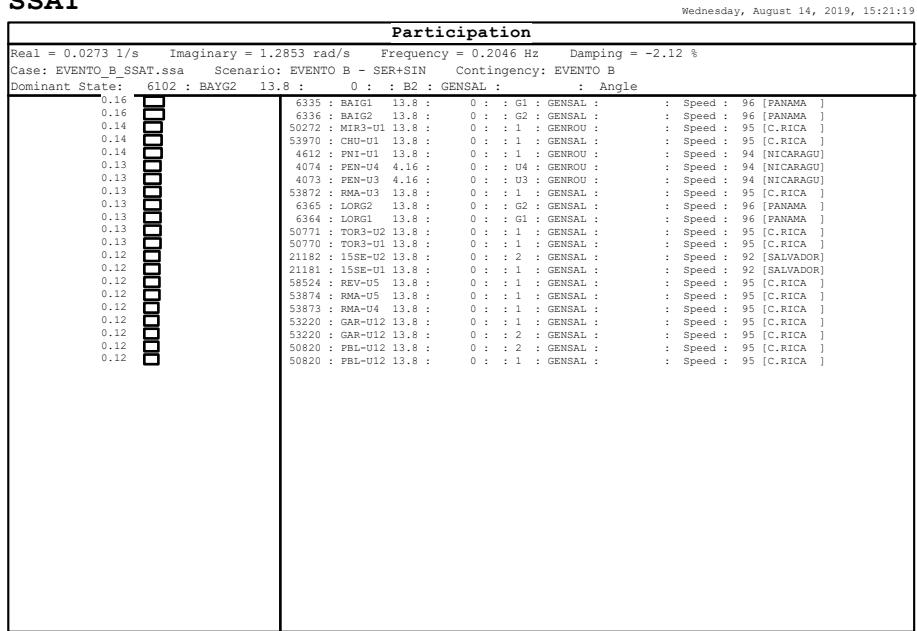
### 1. REPORTES COMPLETOS DE SSAT – EVENTO B ORIGINAL

#### 1.1. Participación en el modo 0,2 Hz (N° 72) - Rotores

SSAT



SSAT

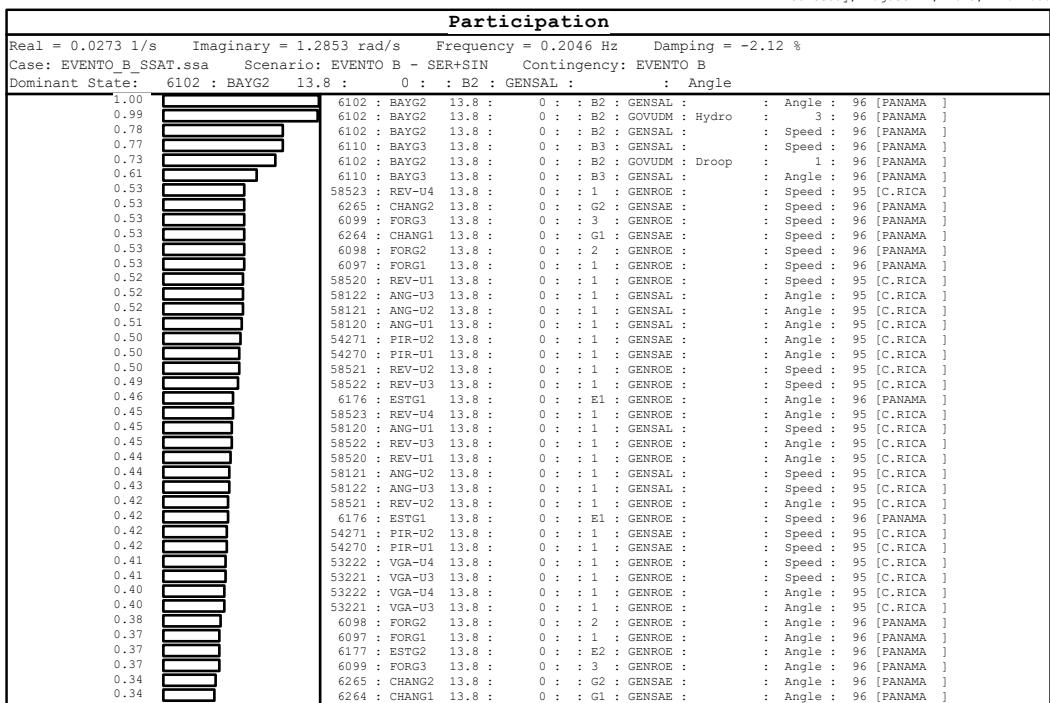




## 1.2. Participación en el modo 0,2 Hz (N° 72) - Todos

### SSAT

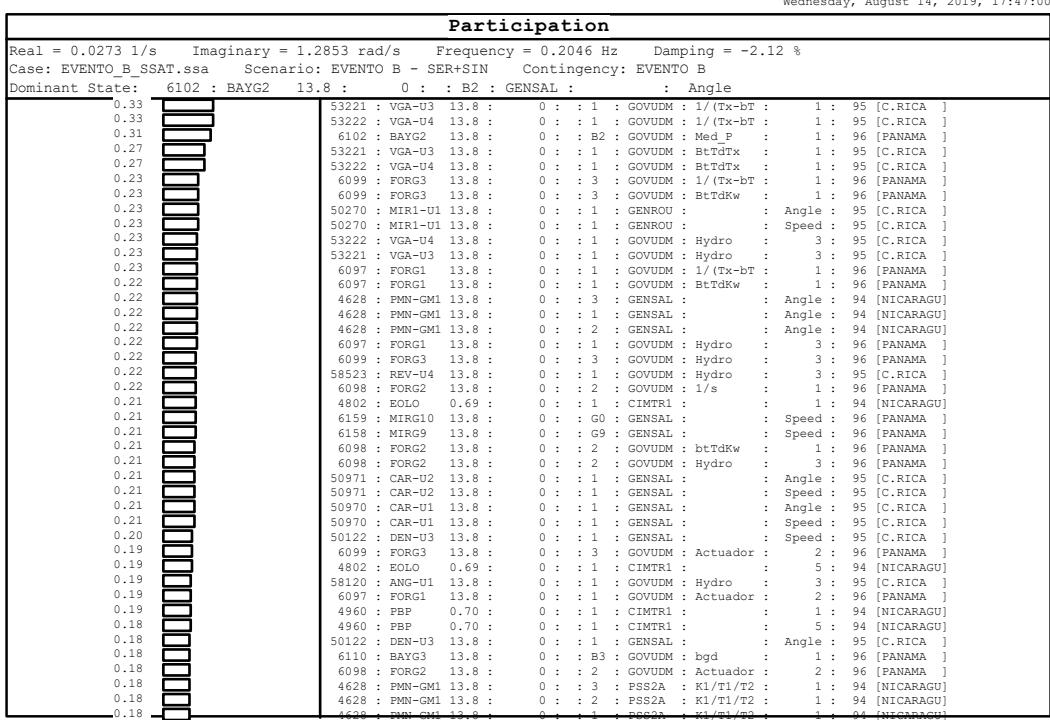
Wednesday, August 14, 2019, 17:47:00



EVENTO\_B\_SSAT.bin SSAT 10.0  
Page 1 of 5 Powertech Labs Inc.  
Copyright 2010 All rights reserved

### SSAT

Wednesday, August 14, 2019, 17:47:00



EVENTO\_B\_SSAT.bin SSAT 10.0  
Page 2 of 5 Powertech Labs Inc.  
Copyright 2010 All rights reserved



## SSAT

Wednesday, August 14, 2019, 17:47:00

### Participation

Real = 0.0273 1/s Imaginary = 1.2853 rad/s Frequency = 0.2046 Hz Damping = -2.12 %  
Case: EVENTO\_B\_SSAT.ssa Scenario: EVENTO B - SER+SIN Contingency: EVENTO B

Dominant State: 6102 : BAYG2 13.8 : 0 : : B2 : GENSL : : Angle

0.18		4628 : PMN-GM1 13.8 :	0 : : 1 : FSS2A : T3/T4	:	1 : 94 [NICARAGUA]
0.18		4628 : PMN-GM1 13.8 :	0 : : 2 : FSS2A : T3/T4	:	1 : 94 [NICARAGUA]
0.18		4628 : PMN-GM1 13.8 :	0 : : 3 : FSS2A : T3/T4	:	1 : 94 [NICARAGUA]
0.18		6159 : MIRG10 13.8 :	0 : : G0 : DEGOV1 : k	:	1 : 96 [PANAMA ]
0.18		6158 : MIRG9 13.8 :	0 : : G9 : DEGOV1 : k	:	1 : 96 [PANAMA ]
0.18		58520 : REV-U1 13.8 :	0 : : 1 : GOVUDM : Hydro	:	3 : 95 [C.RICA ]
0.18		6099 : FORG3 13.8 :	0 : : 3 : GOVUDM : Tn	:	1 : 96 [PANAMA ]
0.18		50220 : ARE-U1 13.8 :	0 : : 1 : GENSL :	:	Speed : 95 [C.RICA ]
0.18		50221 : ARE-U2 13.8 :	0 : : 1 : GENSL :	:	Speed : 95 [C.RICA ]
0.17		6265 : CHANG2 13.8 :	0 : : G2 : GOVUDM : Hydro	:	3 : 96 [PANAMA ]
0.17		6264 : CHANG1 13.8 :	0 : : G1 : GOVUDM : Hydro	:	3 : 96 [PANAMA ]
0.17		4628 : PMN-GM1 13.8 :	0 : : 2 : GENSL :	:	Speed : 94 [NICARAGUA]
0.17		4628 : PMN-GM1 13.8 :	0 : : 3 : GENSL :	:	Speed : 94 [NICARAGUA]
0.17		4628 : PMN-GM1 13.8 :	0 : : 1 : GENSL :	:	Speed : 94 [NICARAGUA]
0.17		6097 : FORG1 13.8 :	0 : : 1 : GOVUDM : Tn	:	1 : 96 [PANAMA ]
0.17		6158 : MIRG9 13.8 :	0 : : G9 : GENSL :	:	Angle : 96 [PANAMA ]
0.17		6159 : MIRG10 13.8 :	0 : : G0 : GENSL :	:	Angle : 96 [PANAMA ]
0.16		4802 : EOLO 0.69 :	0 : : 1 : CIMTRI :	:	2 : 94 [NICARAGUA]
0.16		6098 : FORG2 13.8 :	0 : : 2 : GOVUDM : Tn	:	1 : 96 [PANAMA ]
0.16		58470 : TTO-U1 13.8 :	0 : : 1 : GENSL :	:	Speed : 95 [C.RICA ]
0.16		58470 : TTO-U1 13.8 :	0 : : 1 : GENSL :	:	Angle : 95 [C.RICA ]
0.16		58471 : TTO-U2 13.8 :	0 : : 1 : GENSL :	:	Speed : 95 [C.RICA ]
0.16		58471 : TTO-U2 13.8 :	0 : : 1 : GENSL :	:	Angle : 95 [C.RICA ]
0.16		58120 : ANG-U1 13.8 :	0 : : 1 : GOVUDM : Droop	:	1 : 95 [C.RICA ]
0.16		6102 : BAYG2 13.8 :	0 : : B2 : STAB2A : K3/T3	:	1 : 95 [PANAMA ]
0.16		50721 : TOR2-U1 13.8 :	0 : : 1 : GENSL :	:	Speed : 95 [C.RICA ]
0.16		50721 : TOR2-U1 13.8 :	0 : : 1 : GENSL :	:	Angle : 95 [C.RICA ]
0.15		6158 : MIRG9 13.8 :	0 : : G9 : DEGOV1 : t4t5	:	1 : 96 [PANAMA ]
0.15		6159 : MIRG10 13.8 :	0 : : G0 : DEGOV1 : t4t5	:	1 : 96 [PANAMA ]
0.15		4960 : PFP 0.70 :	0 : : 1 : CIMTRI :	:	2 : 94 [NICARAGUA]
0.14		50221 : ARE-U2 13.8 :	0 : : 1 : GENSL :	:	Angle : 95 [C.RICA ]
0.14		21182 : 15SE-U2 13.8 :	0 : : 2 : GENSL :	:	Angle : 92 [SALVADOR]
0.14		21181 : 15SE-U1 13.8 :	0 : : 1 : GENSL :	:	Angle : 92 [SALVADOR]
0.14		6110 : BAYG3 13.8 :	0 : : B3 : GOVUDM : Hydro	:	3 : 96 [PANAMA ]
0.14		4628 : PMN-GM1 13.8 :	0 : : 1 : DEGOV1 : k	:	1 : 94 [NICARAGUA]
0.14		4628 : PMN-GM1 13.8 :	0 : : 3 : DEGOV1 : k	:	1 : 94 [NICARAGUA]
0.14		4628 : PMN-GM1 13.8 :	0 : : 2 : DEGOV1 : k	:	1 : 94 [NICARAGUA]
0.14		6102 : BAYG2 13.8 :	0 : : B2 : GENSL :	:	Psi_fd : 96 [PANAMA ]
0.14		54521 : GEN-U2 13.8 :	0 : : 1 : GENSL :	:	Angle : 95 [C.RICA ]
0.13		54521 : GEN-U2 13.8 :	0 : : 1 : GENSL :	:	Speed : 95 [C.RICA ]
0.13		58023 : CAC-U4 13.8 :	0 : : 1 : GENSL :	:	Speed : 95 [C.RICA ]
0.13		53971 : CHU-U2 13.8 :	0 : : 1 : GENSL :	:	Speed : 95 [C.RICA ]

EVENTO\_B\_SSAT.bin

SSAT 10.0

Powertech Labs Inc.

Copyright 2010 All rights reserved

## SSAT

Wednesday, August 14, 2019, 17:47:00

### Participation

Real = 0.0273 1/s Imaginary = 1.2853 rad/s Frequency = 0.2046 Hz Damping = -2.12 %  
Case: EVENTO\_B\_SSAT.ssa Scenario: EVENTO B - SER+SIN Contingency: EVENTO B

Dominant State: 6102 : BAYG2 13.8 : 0 : : B2 : GENSL : : Angle

0.13		53971 : CHU-U2 13.8 :	0 : : 1 : GENSL :	:	Angle : 95 [C.RICA ]
0.13		58122 : ANG-U3 13.8 :	0 : : 1 : GOVUDM : Droop	:	1 : 95 [C.RICA ]
0.13		50220 : ARE-U1 13.8 :	0 : : 1 : GENSL :	:	Angle : 95 [C.RICA ]
0.13		58020 : CAC-U1 13.8 :	0 : : 1 : GENSL :	:	Speed : 95 [C.RICA ]
0.13		58021 : CAC-U2 13.8 :	0 : : 1 : GENSL :	:	Speed : 95 [C.RICA ]
0.13		58121 : ANG-U2 13.8 :	0 : : 1 : GOVUDM : Droop	:	1 : 95 [C.RICA ]
0.13		6368 : PRUG2 13.8 :	0 : : G2 : GENSL :	:	Speed : 95 [PANAMA ]
0.12		6367 : PRUG1 13.8 :	0 : : G1 : GENSL :	:	Speed : 95 [PANAMA ]
0.12		58122 : ANG-U2 13.8 :	0 : : 1 : GOVUDM : Hydro	:	3 : 95 [C.RICA ]
0.12		58121 : ANG-U2 13.8 :	0 : : 1 : GOVUDM : Hydro	:	3 : 95 [C.RICA ]
0.12		58022 : CAC-U3 13.8 :	0 : : 1 : GENSL :	:	Speed : 95 [C.RICA ]
0.12		6335 : BAIG1 13.8 :	0 : : G1 : GENSL :	:	Speed : 96 [PANAMA ]
0.12		6336 : BAIG2 13.8 :	0 : : G2 : GENSL :	:	Speed : 96 [PANAMA ]
0.12		4628 : PMN-GM1 13.8 :	0 : : 3 : DEGOV1 : t4t5	:	1 : 94 [NICARAGUA]
0.12		4628 : PMN-GM1 13.8 :	0 : : 1 : DEGOV1 : t4t5	:	1 : 94 [NICARAGUA]
0.12		4628 : PMN-GM1 13.8 :	0 : : 2 : DEGOV1 : t4t5	:	1 : 94 [NICARAGUA]
0.12		6365 : LORG2 13.8 :	0 : : G2 : ESACB : KP/KI	:	1 : 96 [PANAMA ]
0.11		6364 : LORG1 13.8 :	0 : : G1 : ESACB : KP/KI	:	1 : 96 [PANAMA ]
0.11		50272 : MIN3-U1 13.8 :	0 : : 1 : GENROU :	:	Angle : 95 [C.RICA ]
0.11		50272 : MIN3-U1 13.8 :	0 : : 1 : GENROU :	:	Speed : 95 [C.RICA ]
0.11		6365 : LORG2 13.8 :	0 : : G2 : GENSL :	:	Psi_fd : 96 [PANAMA ]
0.11		6364 : LORG1 13.8 :	0 : : G1 : GENSL :	:	Psi_fd : 96 [PANAMA ]
0.11		53970 : CHU-U1 13.8 :	0 : : 1 : GENSL :	:	Angle : 95 [C.RICA ]
0.11		53970 : CHU-U1 13.8 :	0 : : 1 : GENSL :	:	Speed : 95 [C.RICA ]
0.11		4612 : PNI-U1 13.8 :	0 : : 1 : GENROU :	:	Speed : 94 [NICARAGUA]
0.11		58020 : CAC-U1 13.8 :	0 : : 1 : GENSL :	:	Angle : 95 [C.RICA ]
0.11		6368 : PRUG2 13.8 :	0 : : G2 : GENSL :	:	Angle : 95 [PANAMA ]
0.11		58021 : CAC-U2 13.8 :	0 : : 1 : GENSL :	:	Angle : 95 [C.RICA ]
0.11		6367 : PRUG1 13.8 :	0 : : G1 : GENSL :	:	Angle : 95 [PANAMA ]
0.10		58523 : REV-U4 13.8 :	0 : : 1 : GOVUDM : Med_P	:	1 : 95 [C.RICA ]
0.10		4073 : PEN-U3 4.16 :	0 : : U3 : GENROU :	:	Angle : 94 [NICARAGUA]
0.10		6365 : LORG2 13.8 :	0 : : G2 : ESACB : TE	:	1 : 96 [PANAMA ]
0.10		58023 : CAC-U4 13.8 :	0 : : 1 : GENSL :	:	Angle : 95 [C.RICA ]
0.10		6364 : LORG1 13.8 :	0 : : G1 : ESACB : TE	:	1 : 96 [PANAMA ]
0.10		4074 : PEN-U4 4.16 :	0 : : U4 : GENROU :	:	Angle : 94 [NICARAGUA]
0.10		4074 : PEN-U4 4.16 :	0 : : U4 : GENROU :	:	Speed : 94 [NICARAGUA]
0.10		4073 : PEN-U3 4.16 :	0 : : U3 : GENROU :	:	Speed : 94 [NICARAGUA]
0.10		4628 : PMN-GM1 13.8 :	0 : : 2 : IEEEET1 : KF/TF	:	1 : 94 [NICARAGUA]
0.10		4628 : PMN-GM1 13.8 :	0 : : 1 : IEEEET1 : KF/TF	:	1 : 94 [NICARAGUA]
0.10		4628 : PMN-GM1 13.8 :	0 : : 3 : IEEEET1 : KF/TF	:	1 : 94 [NICARAGUA]
0.10		53872 : RMA-U3 13.8 :	0 : : 1 : GENSL :	:	Speed : 95 [C.RICA ]
0.10		6365 : LORG2 13.8 :	0 : : G2 : GENSL :	:	Speed : 96 [PANAMA ]

EVENTO\_B\_SSAT.bin

SSAT 10.0

Powertech Labs Inc.

Copyright 2010 All rights reserved



## SSAT

Wednesday, August 14, 2019, 17:47:00

### Participation

Real = 0.0273 1/s    Imaginary = 1.2853 rad/s    Frequency = 0.2046 Hz    Damping = -2.12 %  
Case: EVENTO\_B\_SSAT.ssa    Scenario: EVENTO B - SER+SIN    Contingency: EVENTO B  
Dominant State: 6102 : BAYG2 13.8 : 0 : : B2 : GENSL :    : Angle  
0.10    6108 : PAM 13C 13.8 : 0 : : M9 : GENSL :    : Angle : 96 [PANAMA ]  
0.10    6108 : PAM 13C 13.8 : 0 : : M8 : GENSL :    : Angle : 96 [PANAMA ]  
0.10    6108 : PAM 13C 13.8 : 0 : : M7 : GENSL :    : Angle : 96 [PANAMA ]  
0.10    6364 : LORG1 13.8 : 0 : : G1 : GENSL :    : Speed : 96 [PANAMA ]

EVENTO\_B\_SSAT.bin

Page 5 of 5

SSAT 10.0

Powertech Labs Inc.

Copyright 2010 All rights reserved

## 1.3. Participación en el modo 0,4 Hz (N° 60) - Rotores

## SSAT

Wednesday, August 14, 2019, 17:46:08

### Participation

Real = -0.0291 1/s    Imaginary = 2.5346 rad/s    Frequency = 0.4034 Hz    Damping = 1.15 %  
Case: EVENTO\_B\_SSAT.ssa    Scenario: EVENTO B - SER+SIN    Contingency: EVENTO B  
Dominant State: 41123 : FEH-U1-C13.8 : 0 : : 1 : GENROU :    : Speed  
1.00    41123 : FEH-U1-C13.8 : 0 : : 1 : GENROU :    : Speed : 4 [NOROESTE]  
0.61    40601 : FEN-U1-C16.0 : 0 : : 1 : GENROU :    : Speed : 4 [NOROESTE]  
0.60    41006 : LCG-U3-C16.5 : 0 : : 3 : GENROU :    : Speed : 4 [NOROESTE]  
0.51    41004 : LCC-U1-C16.5 : 0 : : 1 : GENROU :    : Speed : 4 [NOROESTE]  
0.40    40623 : AGD-U3-C16.5 : 0 : : 3 : GENROU :    : Speed : 4 [NOROESTE]  
0.40    40622 : ACD-U2-C16.5 : 0 : : 2 : GENROU :    : Speed : 4 [NOROESTE]  
0.40    40621 : AGD-U1-C16.5 : 0 : : 1 : GENROU :    : Speed : 4 [NOROESTE]  
0.37    5594 : PTC-U2-C13.8 : 0 : : 2 : GENROU :    : Speed : 5 [NORTE ]  
0.37    5593 : PTC-U1-C13.8 : 0 : : 1 : GENROU :    : Speed : 5 [NORTE ]  
0.32    40602 : FEN-U2-C13.8 : 0 : : 2 : GENROU :    : Speed : 4 [NOROESTE]  
0.30    5587 : SYD-U3-C18.0 : 0 : : 3 : GENROU :    : Speed : 5 [NORTE ]  
0.29    40001 : PLD-U1-T15.0 : 0 : : 1 : GENROU :    : Speed : 4 [NOROESTE]  
0.29    41127 : HLI-U1-C13.8 : 0 : : 1 : GENROU :    : Speed : 4 [NOROESTE]  
0.28    5591 : SYD-U7-C18.0 : 0 : : 7 : GENROU :    : Speed : 5 [NORTE ]  
0.28    5589 : SYD-U5-C18.0 : 0 : : 5 : GENROU :    : Speed : 5 [NORTE ]  
0.24    40002 : PLD-U2-T15.0 : 0 : : 2 : GENROU :    : Speed : 4 [NOROESTE]  
0.23    40003 : PLD-U3-T15.0 : 0 : : 3 : GENROU :    : Speed : 4 [NOROESTE]  
0.22    5585 : SYC-U1-T15.0 : 0 : : 1 : GENROU :    : Speed : 5 [NORTE ]  
0.21    41005 : LCG-U2-C13.8 : 0 : : 2 : GENROU :    : Speed : 4 [NOROESTE]  
0.21    41007 : LCG-U4-C13.8 : 0 : : 4 : GENROU :    : Speed : 4 [NOROESTE]  
0.13    5481 : ENO-U1-C16.0 : 0 : : 1 : GENROU :    : Speed : 5 [NORTE ]  
0.13    5482 : ENO-U2-C16.0 : 0 : : 2 : GENROU :    : Speed : 5 [NORTE ]  
0.12    42007 : PGD-U4-T16.0 : 0 : : 4 : GENROU :    : Speed : 4 [NOROESTE]  
0.11    5595 : PTC-U3-C13.8 : 0 : : 3 : GENROU :    : Speed : 5 [NORTE ]  
0.10    5592 : SYD-U8-C13.8 : 0 : : 8 : GENROU :    : Speed : 5 [NORTE ]  
0.10    5588 : SYD-U4-C13.8 : 0 : : 4 : GENROU :    : Speed : 5 [NORTE ]  
0.10    5590 : SYD-U6-C13.8 : 0 : : 6 : GENROU :    : Speed : 5 [NORTE ]

EVENTO\_B\_SSAT.bin

Page 1 of 1

SSAT 10.0

Powertech Labs Inc.

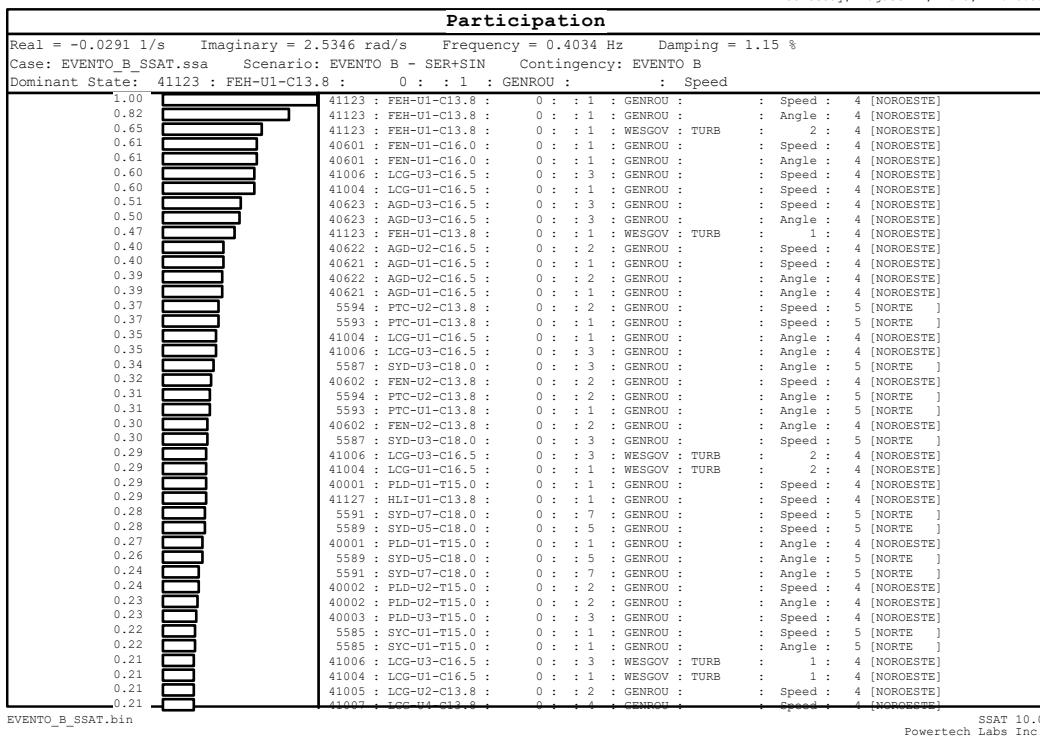
Copyright 2010 All rights reserved



## 1.4. Participación en el modo 0,4 Hz (N°60) - Todos

### SSAT

Wednesday, August 14, 2019, 17:46:39



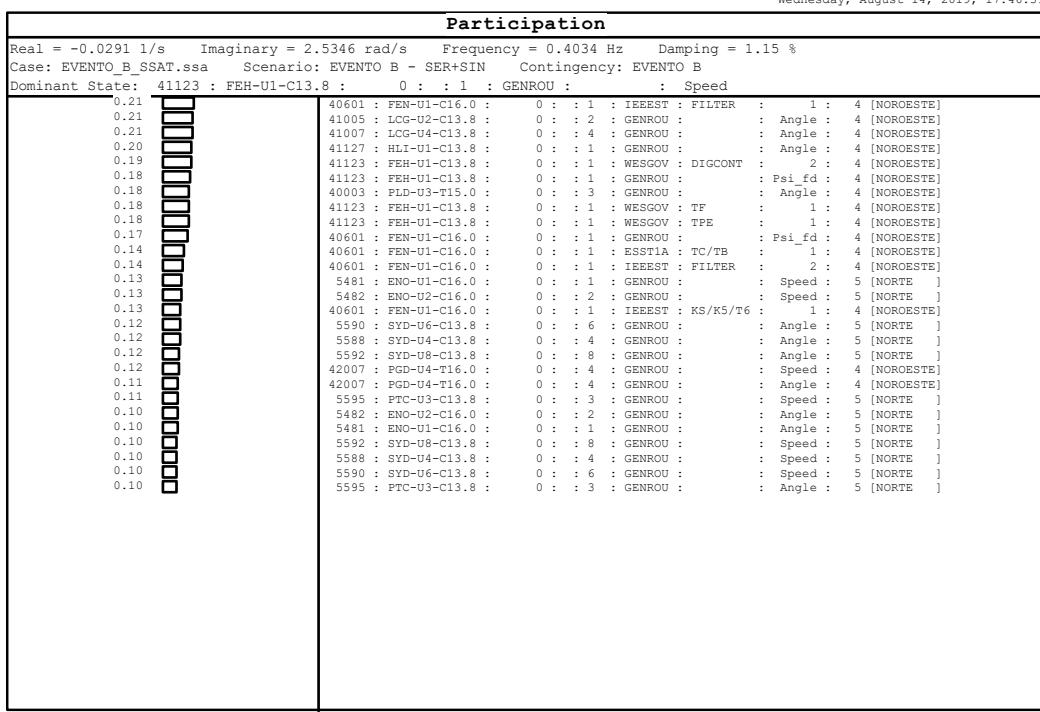
SSAT 10.0

Powertech Labs Inc.

Copyright 2010 All rights reserved

### SSAT

Wednesday, August 14, 2019, 17:46:39



SSAT 10.0

Powertech Labs Inc.

Copyright 2010 All rights reserved



## 2. REPORTES COMPLETOS DE SSAT – EVENTO B CON AJUSTES PROPUESTOS

### 2.1. Caso base (ajustes de estabilizadores originales)

No.	Real	Imaginary	Frequency(Hz)	Damping(%)	Dominant State			Mode Type
1	-0.3494	3.7103	0.5905	9.37	41123 : FEH-U1-C13.8 :	0 :: 1 : GENROU :	: Speed	516 / 752
5	-0.2893	3.1051	0.4942	9.28	21182 : 15SE-U2 13.8 :	0 :: 2 : GENSAL :	: Speed	414 / 752
17	0.0274	1.2874	0.2049	-2.12	6102 : BAYG2 13.8 :	0 :: B2 : GENSAL :	: Angle	411 / 752
6	-0.029	2.5334	0.4032	1.14	41123 : FEH-U1-C13.8 :	0 :: 1 : GENROU :	: Speed	313 / 752
24	-0.4619	1.3945	0.2219	31.44	40601 : FEN-U1-C16.0 :	0 :: 1 : GENROU :	: Angle	3 / 752
29	-0.3754	0.7162	0.114	46.43	21298 : CNX-U1-C16.6 :	0 :: 01 : ESST4B : KPR/KIR :	1	
28	-0.4029	0.8167	0.13	44.24	6361 : GLAG1 13.8 :	0 :: G1 : ESAC8B : KP/KI :	1	
20	-0.4239	0.9414	0.1498	41.06	4610 : PMT-U1 13.2 :	0 :: 1 : EXST1 : KF/TF :	1	
19	-0.4403	1.0118	0.161	39.9	1666 : CAN-H1 13.8 :	0 :: 1 : ESAC8B : KP/KI :	1	
27	-0.5696	1.0544	0.1678	47.53	6512 : SAL6.6 6.60 :	0 :: G2 : ESAC8B : KP/KI :	1	
18	-0.1741	1.0974	0.1747	15.67	6365 : LORG2 13.8 :	0 :: G2 : ESAC8B : KP/KI :	1	
26	-0.5917	1.1792	0.1877	44.85	6446 : ALTG1 13.8 :	0 :: G1 : ESAC8B : KP/KI :	1	
16	-0.6503	1.2263	0.1952	46.85	4612 : PNI-U1 13.8 :	0 :: 1 : EXST1 : KF/TF :	1	
25	-0.5514	1.2444	0.1981	40.51	4601 : PCA-U1 10.5 :	0 :: 1 : GENSAL :	: Psi_fd	
15	-0.6773	1.2959	0.2062	46.32	6446 : ALTG1 13.8 :	0 :: G1 : ESAC8B : KP/KI :	1	
14	-0.6975	1.363	0.2169	45.55	4612 : PNI-U1 13.8 :	0 :: 1 : EXST1 : KF/TF :	1	
11	-0.2416	1.3654	0.2173	17.42	6364 : LORG1 13.8 :	0 :: G1 : ESAC8B : KP/KI :	1	
13	-0.6532	1.5564	0.2477	38.7	4602 : PCA-U2 10.5 :	0 :: 1 : GENSAL :	: Psi_fd	
22	-0.6456	1.716	0.2731	35.21	1602 : CHX-H2 13.8 :	0 :: 2 : GENSE :	: Psi_fd	
23	-0.6456	1.716	0.2731	35.21	1604 : CHX-H4 13.8 :	0 :: 4 : GENSE :	: Psi_fd	
10	-0.6456	1.716	0.2731	35.21	1605 : CHX-H5 13.8 :	0 :: 5 : GENSE :	: Psi_fd	
21	-0.8049	1.7189	0.2736	42.41	4618 : PMT-U3 13.8 :	0 :: 1 : EXST1 : KF/TF :	1	
12	-0.7796	1.8287	0.291	39.22	1601 : CHX-H1 13.8 :	0 :: 1 : GENSE :	: Psi_fd	
9	-1.1219	2.203	0.3506	45.38	1601 : CHX-H1 13.8 :	0 :: 1 : GENSE :	: Psi_fd	
7	-1.2609	2.7726	0.4413	41.4	40601 : FEN-U1-C16.0 :	0 :: 1 : IEEEEST : FILTER :	2	
8	-1.3106	2.9263	0.4657	40.87	22029 : RSC-U1-C13.8 :	0 :: 01 : GENROU :	: Psi_fd	
3	-1.0897	2.964	0.4717	34.51	41123 : FEH-U1-C13.8 :	0 :: 1 : WESGOV : TURB :	2	
2	-1.4611	3.1749	0.5053	41.81	41004 : LCG-U1-C16.5 :	0 :: 1 : WESGOV : TURB :	2	
4	-0.2528	3.3212	0.5286	7.59	21307 : EOA-U3-E0.70 :	0 :: 03 : WT4G1 : KVI :	1	

### 2.2. Ajuste PSS CH Bayano

No.	Real	Imaginary	Frequency(Hz)	Damping(%)	Dominant State			Mode Type
1	-0.3513	3.7112	0.5906	9.42	41123 : FEH-U1-C13.8 :	0 :: 1 : GENROU :	: Speed	550 / 752
5	-0.3015	3.1209	0.4967	9.62	21182 : 15SE-U2 13.8 :	0 :: 2 : GENSAL :	: Speed	444 / 752
19	-0.0965	1.3146	0.2092	7.32	6110 : BAYG3 13.8 :	0 :: B3 : GENSAL :	: Angle	411 / 752
6	-0.0295	2.5363	0.4037	1.16	41123 : FEH-U1-C13.8 :	0 :: 1 : GENROU :	: Speed	279 / 752
25	-0.4622	1.3946	0.222	31.46	40601 : FEN-U1-C16.0 :	0 :: 1 : GENROU :	: Angle	3 / 752
2	-1.4611	3.1749	0.5053	41.81	41004 : LCG-U1-C16.5 :	0 :: 1 : WESGOV : TURB :	2	



3	-1.0897	2.964	0.4717	34.51	41123 : FEH-U1-C13.8 :	0 :: 1 : WESGOV : TURB :	2
4	-0.2528	3.3212	0.5286	7.59	21307 : EOA-U3-E0.70 :	0 :: 03 : WT4G1 : KVI :	1
7	-1.2609	2.7726	0.4413	41.4	40601 : FEN-U1-C16.0 :	0 :: 1 : IEEEEST : FILTER :	2
8	-1.3106	2.9263	0.4657	40.87	22029 : RSC-U1-C13.8 :	0 :: 01 : GENROU :	: Psi_fd
9	-1.1224	2.2014	0.3504	45.42	1601 : CHX-H1 13.8 :	0 :: 1 : GENSAE :	: Psi_fd
10	-0.6456	1.716	0.2731	35.21	1605 : CHX-H5 13.8 :	0 :: 5 : GENSAE :	: Psi_fd
11	-0.2473	1.3606	0.2166	17.88	6364 : LORG1 13.8 :	0 :: G1 : ESAC8B : KP/KI :	1
12	-0.7798	1.8286	0.291	39.23	1601 : CHX-H1 13.8 :	0 :: 1 : GENSAE :	: Psi_fd
13	-0.6547	1.5534	0.2472	38.84	4602 : PCA-U2 10.5 :	0 :: 1 : GENSAL :	: Psi_fd
14	-0.7057	1.3724	0.2184	45.73	4612 : PNI-U1 13.8 :	0 :: 1 : EXST1 : KF/TF :	1
15	-0.6785	1.2972	0.2065	46.35	6446 : ALTG1 13.8 :	0 :: G1 : ESAC8B : KP/KI :	1
16	-0.6496	1.226	0.1951	46.82	4612 : PNI-U1 13.8 :	0 :: 1 : EXST1 : KF/TF :	1
17	-0.5514	1.2444	0.1981	40.51	4601 : PCA-U1 10.5 :	0 :: 1 : GENSAL :	: Psi_fd
18	-0.5921	1.1793	0.1877	44.87	6446 : ALTG1 13.8 :	0 :: G1 : ESAC8B : KP/KI :	1
20	-0.1741	1.0974	0.1747	15.67	6365 : LORG2 13.8 :	0 :: G2 : ESAC8B : KP/KI :	1
21	-0.4403	1.0118	0.161	39.9	1666 : CAN-H1 13.8 :	0 :: 1 : ESAC8B : KP/KI :	1
22	-0.424	0.9413	0.1498	41.07	4610 : PMT-U1 13.2 :	0 :: 1 : EXST1 : KF/TF :	1
23	-0.8077	1.7191	0.2736	42.52	4618 : PMT-U3 13.8 :	0 :: 1 : EXST1 : KF/TF :	1
24	-0.6456	1.716	0.2731	35.21	1603 : CHX-H3 13.8 :	0 :: 3 : GENSAE :	: Psi_fd
26	-0.5696	1.0544	0.1678	47.53	6512 : SAL6.6 6.60 :	0 :: G2 : ESAC8B : KP/KI :	1
27	-0.4031	0.8173	0.1301	44.24	6361 : GLAG1 13.8 :	0 :: G1 : ESAC8B : KP/KI :	1
28	-0.3758	0.7159	0.1139	46.48	21298 : CNX-U1-C16.6 :	0 :: 01 : ESST4B : KPR/KIR :	1

## 2.3. Ajuste PSS CH Ventanas-Garita

No.	Real	Imaginary	Frequency(Hz)	Damping(%)	Dominant State			Mode Type
4	-0.352	3.711	0.5906	9.44	41123 : FEH-U1-C13.8 :	0 :: 1 : GENROU :	: Speed	548 / 752
6	-0.3114	3.1229	0.497	9.92	21182 : 15SE-U2 13.8 :	0 :: 2 : GENSAL :	: Speed	440 / 752
7	-0.0309	2.5373	0.4038	1.22	41123 : FEH-U1-C13.8 :	0 :: 1 : GENROU :	: Speed	233 / 752
17	-0.4625	1.3946	0.222	31.48	40601 : FEN-U1-C16.0 :	0 :: 1 : GENROU :	: Speed	3 / 752
1	-1.4611	3.1749	0.5053	41.81	41004 : LCG-U1-C16.5 :	0 :: 1 : WESGOV : TURB :	2	
2	-1.0897	2.964	0.4717	34.51	41123 : FEH-U1-C13.8 :	0 :: 1 : WESGOV : TURB :	2	
3	-1.3106	2.9263	0.4657	40.87	22029 : RSC-U1-C13.8 :	0 :: 01 : GENROU :	: Psi_fd	
5	-0.2528	3.3212	0.5286	7.59	21307 : EOA-U3-E0.70 :	0 :: 03 : WT4G1 : KVI :	1	
8	-1.2609	2.7726	0.4413	41.4	40601 : FEN-U1-C16.0 :	0 :: 1 : IEEEEST : FILTER :	2	
9	-1.1219	2.2005	0.3502	45.42	1601 : CHX-H1 13.8 :	0 :: 1 : GENSAE :	: Psi_fd	
10	-0.7798	1.8285	0.291	39.23	1601 : CHX-H1 13.8 :	0 :: 1 : GENSAE :	: Psi_fd	
11	-0.6456	1.716	0.2731	35.21	1605 : CHX-H5 13.8 :	0 :: 5 : GENSAE :	: Psi_fd	
12	-0.8094	1.7181	0.2734	42.62	4618 : PMT-U3 13.8 :	0 :: 1 : EXST1 : KF/TF :	1	
13	-0.6547	1.5508	0.2468	38.89	4602 : PCA-U2 10.5 :	0 :: 1 : GENSAL :	: Psi_fd	
14	-0.1739	1.3194	0.21	13.07	6364 : LORG1 13.8 :	0 :: G1 : ESAC8B : KP/KI :	1	
15	-0.2478	1.3453	0.2141	18.11	6364 : LORG1 13.8 :	0 :: G1 : ESAC8B : KP/KI :	1	
16	-0.1741	1.0974	0.1747	15.67	6365 : LORG2 13.8 :	0 :: G2 : ESAC8B : KP/KI :	1	
18	-0.5514	1.2444	0.1981	40.51	4601 : PCA-U1 10.5 :	0 :: 1 : GENSAL :	: Psi_fd	



19	-0.7137	1.3775	0.2192	46	4612:PNI-U1 13.8:	0::1:EXST1:KF/TF :	1
20	-0.6456	1.716	0.2731	35.21	1603:CHX-H3 13.8:	0::3:GENSAE: :	Psi_fd
21	-0.6787	1.2976	0.2065	46.35	6446:ALTG1 13.8:	0::G1:ESAC8B:KP/KI :	1
22	-0.6491	1.2257	0.1951	46.8	4612:PNI-U1 13.8:	0::1:EXST1:KF/TF :	1
23	-0.5923	1.1793	0.1877	44.88	6446:ALTG1 13.8:	0::G1:ESAC8B:KP/KI :	1
24	-0.5696	1.0544	0.1678	47.53	6512:SAL6.6 6.60:	0::G2:ESAC8B:KP/KI :	1
25	-0.4403	1.0118	0.161	39.9	1670:CAN-H2 13.8:	0::2:ESAC8B:KP/KI :	1
26	-0.4241	0.9413	0.1498	41.08	4610:PMT-U1 13.2:	0::1:EXST1:KF/TF :	1
27	-0.4029	0.8167	0.13	44.24	6361:GLAG1 13.8:	0::G1:ESAC8B:KP/KI :	1
28	-0.3761	0.7157	0.1139	46.52	21298:CNX-U1-C16.6:	0::01:ESST4B:KPR/KIR :	1

## 2.4. Ajuste PSS CH Reventazón

No.	Real	Imaginary	Frequency(Hz)	Damping(%)	Dominant State			Mode Type
4	-0.3534	3.7102	0.5905	9.48	41123:FEH-U1-C13.8:	0::1:GENROU:	: Speed	526 / 752
6	-0.3278	3.1231	0.4971	10.44	21182:15SE-U2 13.8:	0::2:GENSAL:	: Speed	439 / 752
7	-0.0329	2.5382	0.404	1.29	41123:FEH-U1-C13.8:	0::1:GENROU:	: Speed	227 / 752
18	-0.4627	1.3943	0.2219	31.5	40601:FEN-U1-C16.0:	0::1:GENROU:	: Speed	3 / 752
1	-1.4611	3.1749	0.5053	41.81	41004:LCG-U1-C16.5:	0::1:WESGOV:TURB :	2	
2	-1.0897	2.964	0.4717	34.51	41123:FEH-U1-C13.8:	0::1:WESGOV:TURB :	2	
3	-1.3106	2.9263	0.4657	40.87	22029:RSC-U1-C13.8:	0::01:GENROU:	: Psi_fd	
5	-0.2528	3.3212	0.5286	7.59	21307:EOA-U3-E0.70:	0::03:WT4G1:KVI :	1	
8	-1.2609	2.7726	0.4413	41.4	40601:FEN-U1-C16.0:	0::1:IEEEST:FILTER :	2	
9	-1.1208	2.1991	0.35	45.41	1601:CHX-H1 13.8:	0::1:GENSAE:	: Psi_fd	
10	-0.7797	1.8283	0.291	39.23	1601:CHX-H1 13.8:	0::1:GENSAE:	: Psi_fd	
11	-0.6456	1.716	0.2731	35.21	1602:CHX-H2 13.8:	0::2:GENSAE:	: Psi_fd	
12	-0.6456	1.716	0.2731	35.21	1602:CHX-H2 13.8:	0::2:GENSAE:	: Psi_fd	
13	-0.8112	1.7149	0.2729	42.76	4618:PMT-U3 13.8:	0::1:EXST1:KF/TF :	1	
14	-0.6513	1.5476	0.2463	38.79	4602:PCA-U2 10.5:	0::1:GENSAL:	: Psi_fd	
15	-0.2165	1.3518	0.2151	15.81	6364:LORG1 13.8:	0::G1:ESAC8B:KP/KI :	1	
16	-0.2759	1.2796	0.2037	21.08	6364:LORG1 13.8:	0::G1:ESAC8B:KP/KI :	1	
17	-0.1741	1.0974	0.1747	15.67	6365:LORG2 13.8:	0::G2:ESAC8B:KP/KI :	1	
19	-0.5514	1.2444	0.1981	40.51	4601:PCA-U1 10.5:	0::1:GENSAL:	: Psi_fd	
20	-0.7346	1.3746	0.2188	47.13	4612:PNI-U1 13.8:	0::1:EXST1:KF/TF :	1	
21	-0.6813	1.3	0.2069	46.42	6446:ALTG1 13.8:	0::G1:ESAC8B:KP/KI :	1	
22	-0.6485	1.2257	0.1951	46.77	4612:PNI-U1 13.8:	0::1:EXST1:KF/TF :	1	
23	-0.5933	1.1794	0.1877	44.94	6446:ALTG1 13.8:	0::G1:ESAC8B:KP/KI :	1	
24	-0.5696	1.0544	0.1678	47.53	6512:SAL6.6 6.60:	0::G2:ESAC8B:KP/KI :	1	
25	-0.4403	1.0118	0.161	39.9	1666:CAN-H1 13.8:	0::1:ESAC8B:KP/KI :	1	
26	-0.4243	0.9413	0.1498	41.09	4610:PMT-U1 13.2:	0::1:EXST1:KF/TF :	1	
27	-0.4031	0.8173	0.1301	44.23	6361:GLAG1 13.8:	0::G1:ESAC8B:KP/KI :	1	
28	-0.3764	0.7155	0.1139	46.56	21298:CNX-U1-C16.6:	0::01:ESST4B:KPR/KIR :	1	



## 2.5. Ajuste PSS CH Angostura

No.	Real	Imaginary	Frequency(Hz)	Damping(%)	Dominant State			Mode Type
4	-0.3539	3.71	0.5905	9.5	41123 : FEH-U1-C13.8 :	0 :: 1 : GENROU :	: Speed	521 / 752
6	-0.3349	3.125	0.4974	10.66	21182 : 15SE-U2 13.8 :	0 :: 2 : GENSAL :	: Speed	441 / 752
17	-0.3355	1.2672	0.2017	25.59	6110 : BAYG3 13.8 :	0 :: B3 : GENSAL :	: Angle	410 / 752
7	-0.0337	2.5389	0.4041	1.33	41123 : FEH-U1-C13.8 :	0 :: 1 : GENROU :	: Speed	196 / 752
18	-0.4631	1.3939	0.2219	31.53	40601 : FEN-U1-C16.0 :	0 :: 1 : GENROU :	: Speed	3 / 752
1	-1.4611	3.1749	0.5053	41.81	41004 : LCG-U1-C16.5 :	0 :: 1 : WESGOV : TURB :	: 2	
2	-1.0897	2.964	0.4717	34.51	41123 : FEH-U1-C13.8 :	0 :: 1 : WESGOV : TURB :	: 2	
3	-1.3106	2.9263	0.4657	40.87	22029 : RSC-U1-C13.8 :	0 :: 01 : GENROU :	: Psi_fd	
5	-0.2528	3.3212	0.5286	7.59	21307 : EOA-U3-E0.70 :	0 :: 03 : WT4G1 : KVI :	: 1	
8	-1.2609	2.7726	0.4413	41.4	40601 : FEN-U1-C16.0 :	0 :: 1 : IEEEEST : FILTER :	: 2	
9	-1.1205	2.1979	0.3498	45.42	1601 : CHX-H1 13.8 :	0 :: 1 : GENSAE :	: Psi_fd	
10	-0.7797	1.8281	0.291	39.23	1601 : CHX-H1 13.8 :	0 :: 1 : GENSAE :	: Psi_fd	
11	-0.6456	1.716	0.2731	35.21	1604 : CHX-H4 13.8 :	0 :: 4 : GENSAE :	: Psi_fd	
12	-0.6456	1.716	0.2731	35.21	1603 : CHX-H3 13.8 :	0 :: 3 : GENSAE :	: Psi_fd	
13	-0.8132	1.7128	0.2726	42.89	4618 : PMT-U3 13.8 :	0 :: 1 : EXST1 : KF/TF :	: 1	
14	-0.649	1.5447	0.2458	38.73	4602 : PCA-U2 10.5 :	0 :: 1 : GENSAE :	: Psi_fd	
15	-0.2195	1.3631	0.2169	15.9	6364 : LORG1 13.8 :	0 :: G1 : ESAC8B : KP/KI :	: 1	
16	-0.1741	1.0974	0.1747	15.67	6365 : LORG2 13.8 :	0 :: G2 : ESAC8B : KP/KI :	: 1	
19	-0.5514	1.2444	0.1981	40.51	4601 : PCA-U1 10.5 :	0 :: 1 : GENSAE :	: Psi_fd	
20	-0.6456	1.716	0.2731	35.21	1605 : CHX-H5 13.8 :	0 :: 5 : GENSAE :	: Psi_fd	
21	-0.7538	1.3779	0.2193	48	4612 : PNI-U1 13.8 :	0 :: 1 : EXST1 : KF/TF :	: 1	
22	-0.6817	1.3016	0.2072	46.4	6446 : ALTG1 13.8 :	0 :: G1 : ESAC8B : KP/KI :	: 1	
23	-0.6479	1.2252	0.195	46.75	4612 : PNI-U1 13.8 :	0 :: 1 : EXST1 : KF/TF :	: 1	
24	-0.5939	1.1797	0.1878	44.97	6446 : ALTG1 13.8 :	0 :: G1 : ESAC8B : KP/KI :	: 1	
25	-0.5696	1.0544	0.1678	47.53	6512 : SAL6.6 6.60 :	0 :: G2 : ESAC8B : KP/KI :	: 1	
26	-0.4403	1.0118	0.161	39.9	1666 : CAN-H1 13.8 :	0 :: 1 : ESAC8B : KP/KI :	: 1	
27	-0.4244	0.9414	0.1498	41.1	4610 : PMT-U1 13.2 :	0 :: 1 : EXST1 : KF/TF :	: 1	
28	-0.403	0.8176	0.1301	44.21	6361 : GLAG1 13.8 :	0 :: G1 : ESAC8B : KP/KI :	: 1	
29	-0.3768	0.7154	0.1139	46.6	21298 : CNX-U1-C16.6 :	0 :: 01 : ESST4B : KPR/KIR :	: 1	

## 2.6. Ajuste PSS CH El Cajón

No.	Real	Imaginary	Frequency(Hz)	Damping(%)	Dominant State			Mode Type
17	-0.3759	1.2397	0.1973	29.02	6110 : BAYG3 13.8 :	0 :: B3 : GENSAL :	: Angle	412 / 752
6	-0.8032	3.0258	0.4816	25.66	3004 : CJN U04 13.8 :	0 :: 1 : GENROE :	: Angle	382 / 752
4	-0.3687	3.6348	0.5785	10.09	41123 : FEH-U1-C13.8 :	0 :: 1 : GENROU :	: Speed	273 / 752
9	-0.0333	2.5501	0.4059	1.31	41123 : FEH-U1-C13.8 :	0 :: 1 : GENROU :	: Speed	87 / 752
16	-0.4632	1.3938	0.2218	31.54	40601 : FEN-U1-C16.0 :	0 :: 1 : GENROU :	: Angle	3 / 752
1	-1.4611	3.1749	0.5053	41.81	41004 : LCG-U1-C16.5 :	0 :: 1 : WESGOV : TURB :	: 2	
2	-1.0896	2.9644	0.4718	34.5	41123 : FEH-U1-C13.8 :	0 :: 1 : WESGOV : TURB :	: 2	
3	-1.3106	2.9263	0.4657	40.87	22029 : RSC-U1-C13.8 :	0 :: 01 : GENROU :	: Psi_fd	



5	-0.2528	3.3212	0.5286	7.59	21307 : EOA-U3-E0.70 :	0 :: 03 : WT4G1 : KVI :	1
7	-1.2609	2.7726	0.4413	41.4	40601 : FEN-U1-C16.0 :	0 :: 1 : IEEEST : FILTER :	2
8	-1.1326	2.2169	0.3528	45.5	1601 : CHX-H1 13.8 :	0 :: 1 : GENSAE :	: Psi_fd
10	-0.7801	1.8283	0.291	39.24	1601 : CHX-H1 13.8 :	0 :: 1 : GENSAE :	: Psi_fd
11	-0.6456	1.716	0.2731	35.21	1605 : CHX-H5 13.8 :	0 :: 5 : GENSAE :	: Psi_fd
12	-0.6456	1.716	0.2731	35.21	1605 : CHX-H5 13.8 :	0 :: 5 : GENSAE :	: Psi_fd
13	-0.6481	1.5428	0.2455	38.73	4602 : PCA-U2 10.5 :	0 :: 1 : GENSALE :	: Psi_fd
14	-0.815	1.7137	0.2728	42.95	4618 : PMT-U3 13.8 :	0 :: 1 : EXST1 : KF/TF :	1
15	-0.773	1.3827	0.2201	48.8	4033 : PCG4 4.20 :	0 :: 1 : GENSALE :	: Psi_fd
18	-0.5514	1.2444	0.1981	40.51	4601 : PCA-U1 10.5 :	0 :: 1 : GENSALE :	: Psi_fd
19	-0.6816	1.3015	0.2071	46.4	6446 : ALTG1 13.8 :	0 :: G1 : ESAC8B : KP/KI :	1
20	-0.2241	1.3665	0.2175	16.18	6364 : LORG1 13.8 :	0 :: G1 : ESAC8B : KP/KI :	1
21	-0.1741	1.0974	0.1747	15.67	6365 : LORG2 13.8 :	0 :: G2 : ESAC8B : KP/KI :	1
22	-0.647	1.2244	0.1949	46.72	4612 : PNI-U1 13.8 :	0 :: 1 : EXST1 : KF/TF :	1
23	-0.5943	1.1796	0.1877	44.99	6446 : ALTG1 13.8 :	0 :: G1 : ESAC8B : KP/KI :	1
24	-0.5696	1.0544	0.1678	47.53	6512 : SAL6.6 6.60 :	0 :: G2 : ESAC8B : KP/KI :	1
25	-0.4246	0.9414	0.1498	41.11	4610 : PMT-U1 13.2 :	0 :: 1 : EXST1 : KF/TF :	1
26	-0.4031	0.8178	0.1302	44.21	6361 : GLAG1 13.8 :	0 :: G1 : ESAC8B : KP/KI :	1
27	-0.378	0.7147	0.1138	46.75	21298 : CNX-U1-C16.6 :	0 :: 01 : ESST4B : KPR/KIR :	1
28	-0.6456	1.716	0.2731	35.21	1605 : CHX-H5 13.8 :	0 :: 5 : GENSAE :	: Psi_fd
29	-0.4403	1.0118	0.161	39.9	1666 : CAN-H1 13.8 :	0 :: 1 : ESAC8B : KP/KI :	1

## 2.7. Ajuste PSS CH Fortuna

No.	Real	Imaginary	Frequency(Hz)	Damping(%)	Dominant State		Mode Type
16	-0.4149	1.2014	0.1912	32.64	6110 : BAYG3 13.8 :	0 :: B3 : GENSALE :	: Angle 398 / 752
6	-0.8326	3.0044	0.4782	26.71	3004 : CJN U04 13.8 :	0 :: 1 : GENROE :	: Angle 371 / 752
4	-0.3667	3.6343	0.5784	10.04	41123 : FEH-U1-C13.8 :	0 :: 1 : GENROU :	: Speed 257 / 752
9	-0.0344	2.5507	0.406	1.35	41123 : FEH-U1-C13.8 :	0 :: 1 : GENROU :	: Speed 86 / 752
15	-0.4626	1.3934	0.2218	31.51	40601 : FEN-U1-C16.0 :	0 :: 1 : GENROU :	: Angle 3 / 752
1	-1.4611	3.1749	0.5053	41.81	41004 : LCG-U1-C16.5 :	0 :: 1 : WESGOV : TURB :	2
2	-1.0896	2.9645	0.4718	34.5	41123 : FEH-U1-C13.8 :	0 :: 1 : WESGOV : TURB :	2
3	-1.3106	2.9263	0.4657	40.87	22029 : RSC-U1-C13.8 :	0 :: 01 : GENROU :	: Psi_fd
5	-0.2528	3.3212	0.5286	7.59	21307 : EOA-U3-E0.70 :	0 :: 03 : WT4G1 : KVI :	1
7	-1.2609	2.7726	0.4413	41.4	40601 : FEN-U1-C16.0 :	0 :: 1 : IEEEST : FILTER :	2
8	-1.1289	2.2179	0.353	45.36	1601 : CHX-H1 13.8 :	0 :: 1 : GENSAE :	: Psi_fd
10	-0.7798	1.8283	0.291	39.23	1601 : CHX-H1 13.8 :	0 :: 1 : GENSAE :	: Psi_fd
11	-0.6456	1.716	0.2731	35.21	1602 : CHX-H2 13.8 :	0 :: 2 : GENSAE :	: Psi_fd
12	-0.6456	1.716	0.2731	35.21	1605 : CHX-H5 13.8 :	0 :: 5 : GENSAE :	: Psi_fd
13	-0.644	1.5469	0.2462	38.43	4602 : PCA-U2 10.5 :	0 :: 1 : GENSALE :	: Psi_fd
14	-0.812	1.7099	0.2721	42.9	4618 : PMT-U3 13.8 :	0 :: 1 : EXST1 : KF/TF :	1
17	-0.5514	1.2444	0.1981	40.51	4601 : PCA-U1 10.5 :	0 :: 1 : GENSALE :	: Psi_fd
18	-0.6856	1.309	0.2083	46.39	6446 : ALTG1 13.8 :	0 :: G1 : ESAC8B : KP/KI :	1
19	-0.2154	1.3558	0.2158	15.69	6364 : LORG1 13.8 :	0 :: G1 : ESAC8B : KP/KI :	1



20	-0.1741	1.0975	0.1747	15.67	6365 : LORG2 13.8 : 0 :: G2 : ESAC8B : KP/KI : 1
21	-0.5964	1.1789	0.1876	45.14	6446 : ALTG1 13.8 : 0 :: G1 : ESAC8B : KP/KI : 1
22	-0.5696	1.0544	0.1678	47.53	6512 : SAL6.6 6.60 : 0 :: G2 : ESAC8B : KP/KI : 1
23	-0.4403	1.0118	0.161	39.9	1666 : CAN-H1 13.8 : 0 :: 1 : ESAC8B : KP/KI : 1
24	-0.4028	0.8234	0.131	43.95	6361 : GLAG1 13.8 : 0 :: G1 : ESAC8B : KP/KI : 1
25	-0.3783	0.7145	0.1137	46.79	21298 : CNX-U1-C16.6 : 0 :: 01 : ESST4B : KPR/KIR : 1
26	-0.6456	1.716	0.2731	35.21	1605 : CHX-H5 13.8 : 0 :: 5 : GENSAE : : Psi_fd
27	-0.6466	1.2241	0.1948	46.71	4612 : PNI-U1 13.8 : 0 :: 1 : EXST1 : KF/TF : 1
28	-0.4248	0.9415	0.1498	41.13	4610 : PMT-U1 13.2 : 0 :: 1 : EXST1 : KF/TF : 1

## 2.8. Ajuste PSS CH Pirris

No.	Real	Imaginary	Frequency(Hz)	Damping(%)	Dominant State	Mode Type
6	-0.8378	3.0043	0.4782	26.86	3003 : CJN U03 13.8 : 0 :: 1 : GENROE : : Angle	371 / 752
4	-0.3665	3.6343	0.5784	10.03	41123 : FEH-U1-C13.8 : 0 :: 1 : GENROU : : Speed	257 / 752
9	-0.0347	2.5509	0.406	1.36	41123 : FEH-U1-C13.8 : 0 :: 1 : GENROU : : Speed	86 / 752
15	-0.4624	1.3933	0.2218	31.5	40601 : FEN-U1-C16.0 : 0 :: 1 : GENROU : : Angle	3 / 752
1	-1.4611	3.1749	0.5053	41.81	41004 : LCG-U1-C16.5 : 0 :: 1 : WESGOV : TURB : 2	
2	-1.0896	2.9645	0.4718	34.5	41123 : FEH-U1-C13.8 : 0 :: 1 : WESGOV : TURB : 2	
3	-1.3106	2.9263	0.4657	40.87	22029 : RSC-U1-C13.8 : 0 :: 01 : GENROU : : Psi_fd	
5	-0.2528	3.3212	0.5286	7.59	21307 : EOA-U3-E0.70 : 0 :: 03 : WT4G1 : KVI : 1	
7	-1.2609	2.7726	0.4413	41.4	40601 : FEN-U1-C16.0 : 0 :: 1 : IEEEST : FILTER : 2	
8	-1.1278	2.2172	0.3529	45.34	1601 : CHX-H1 13.8 : 0 :: 1 : GENSAE : : Psi_fd	
10	-0.7797	1.8282	0.291	39.23	1601 : CHX-H1 13.8 : 0 :: 1 : GENSAE : : Psi_fd	
11	-0.6456	1.716	0.2731	35.21	1604 : CHX-H4 13.8 : 0 :: 4 : GENSAE : : Psi_fd	
12	-0.6456	1.716	0.2731	35.21	1604 : CHX-H4 13.8 : 0 :: 4 : GENSAE : : Psi_fd	
13	-0.6425	1.5477	0.2463	38.34	4602 : PCA-U2 10.5 : 0 :: 1 : GENSALE : : Psi_fd	
14	-0.8115	1.7079	0.2718	42.92	4618 : PMT-U3 13.8 : 0 :: 1 : EXST1 : KF/TF : 1	
16	-0.6456	1.716	0.2731	35.21	1604 : CHX-H4 13.8 : 0 :: 4 : GENSAE : : Psi_fd	
17	-0.5514	1.2444	0.1981	40.51	4601 : PCA-U1 10.5 : 0 :: 1 : GENSALE : : Psi_fd	
18	-0.6853	1.311	0.2086	46.33	4612 : PNI-U1 13.8 : 0 :: 1 : EXST1 : KF/TF : 1	
19	-0.2176	1.3579	0.2161	15.83	6364 : LORG1 13.8 : 0 :: G1 : ESAC8B : KP/KI : 1	
20	-0.1741	1.0975	0.1747	15.67	6365 : LORG2 13.8 : 0 :: G2 : ESAC8B : KP/KI : 1	
21	-0.4399	1.1891	0.1892	34.7	6102 : BAYG2 13.8 : 0 :: B2 : PSS2B : T8/T9-1 : 1	
22	-0.4249	0.9416	0.1499	41.13	4610 : PMT-U1 13.2 : 0 :: 1 : EXST1 : KF/TF : 1	
23	-0.4021	0.8239	0.1311	43.86	6361 : GLAG1 13.8 : 0 :: G1 : ESAC8B : KP/KI : 1	
24	-0.3787	0.7144	0.1137	46.84	21298 : CNX-U1-C16.6 : 0 :: 01 : ESST4B : KPR/KIR : 1	
25	-0.6461	1.2238	0.1948	46.69	4612 : PNI-U1 13.8 : 0 :: 1 : EXST1 : KF/TF : 1	
26	-0.5981	1.1794	0.1877	45.23	6446 : ALTG1 13.8 : 0 :: G1 : ESAC8B : KP/KI : 1	
27	-0.5696	1.0544	0.1678	47.53	6512 : SAL6.6 6.60 : 0 :: G2 : ESAC8B : KP/KI : 1	
28	-0.4403	1.0118	0.161	39.9	1670 : CAN-H2 13.8 : 0 :: 2 : ESAC8B : KP/KI : 1	



## 2.9. Ajuste PSS CH Estí

No.	Real	Imaginary	Frequency(Hz)	Damping(%)	Dominant State			Mode Type
6	-0.8478	3.0037	0.478	27.16	3003 : CJN U03 13.8:	0 : 1 : GENROE :	: Angle	371 / 752
4	-0.3662	3.634	0.5784	10.03	41123 : FEH-U1-C13.8:	0 : 1 : GENROU :	: Speed	241 / 752
9	-0.0349	2.5511	0.406	1.37	41123 : FEH-U1-C13.8:	0 : 1 : GENROU :	: Speed	86 / 752
15	-0.4623	1.3932	0.2217	31.49	40601 : FEN-U1-C16.0:	0 : 1 : GENROU :	: Angle	3 / 752
1	-1.4611	3.1749	0.5053	41.81	41004 : LCG-U1-C16.5:	0 : 1 : WESGOV : TURB :	2	
2	-1.0895	2.9645	0.4718	34.5	41123 : FEH-U1-C13.8:	0 : 1 : WESGOV : TURB :	2	
3	-1.3106	2.9263	0.4657	40.87	22029 : RSC-U1-C13.8:	0 : 01 : GENROU :	: Psi_fd	
5	-0.2528	3.3212	0.5286	7.59	21307 : EOA-U3-E0.70:	0 : 03 : WT4G1 : KVI	:	1
7	-1.2609	2.7726	0.4413	41.4	40601 : FEN-U1-C16.0:	0 : 1 : IEEEEST : FILTER	:	2
8	-1.1262	2.2167	0.3528	45.3	1601 : CHX-H1 13.8:	0 : 1 : GENSAE :	: Psi_fd	
10	-0.7796	1.8282	0.291	39.22	1601 : CHX-H1 13.8:	0 : 1 : GENSAE :	: Psi_fd	
11	-0.6456	1.716	0.2731	35.21	1604 : CHX-H4 13.8:	0 : 4 : GENSAE :	: Psi_fd	
12	-0.6456	1.716	0.2731	35.21	1604 : CHX-H4 13.8:	0 : 4 : GENSAE :	: Psi_fd	
13	-0.6413	1.549	0.2465	38.25	4602 : PCA-U2 10.5:	0 : 1 : GENSALE :	: Psi_fd	
14	-0.8102	1.7064	0.2716	42.89	4618 : PMT-U3 13.8:	0 : 1 : EXST1 : KF/TF	:	1
16	-0.6456	1.716	0.2731	35.21	1605 : CHX-H5 13.8:	0 : 5 : GENSAE :	: Psi_fd	
17	-0.5514	1.2444	0.1981	40.51	4601 : PCA-U1 10.5:	0 : 1 : GENSALE :	: Psi_fd	
18	-0.6847	1.3138	0.2091	46.22	4612 : PNI-U1 13.8:	0 : 1 : EXST1 : KF/TF	:	1
19	-0.2156	1.3535	0.2154	15.73	6364 : LORG1 13.8:	0 : G1 : ESAC8B : KP/KI	:	1
20	-0.1741	1.0975	0.1747	15.67	6365 : LORG2 13.8:	0 : G2 : ESAC8B : KP/KI	:	1
21	-0.4602	1.1838	0.1884	36.23	6446 : ALTG1 13.8:	0 : G1 : ESAC8B : KP/KI	:	1
22	-0.425	0.9418	0.1499	41.13	4610 : PMT-U1 13.2:	0 : 1 : EXST1 : KF/TF	:	1
23	-0.3996	0.827	0.1316	43.51	6361 : GLAG1 13.8:	0 : G1 : ESAC8B : KP/KI	:	1
24	-0.3788	0.7144	0.1137	46.85	21298 : CNX-U1-C16.6:	0 : 01 : ESST4B : KPR/KIR	:	1
25	-0.6459	1.2234	0.1947	46.69	4612 : PNI-U1 13.8:	0 : 1 : EXST1 : KF/TF	:	1
26	-0.5998	1.18	0.1878	45.31	6514 : LPO6.6 6.60:	0 : G3 : ESAC8B : KP/KI	:	1
27	-0.5696	1.0544	0.1678	47.53	6512 : SAL6.6 6.60:	0 : G2 : ESAC8B : KP/KI	:	1
28	-0.4403	1.0118	0.161	39.9	1666 : CAN-H1 13.8:	0 : 1 : ESAC8B : KP/KI	:	1

## 2.10. Ajuste PSS CH Changuinola

No.	Real	Imaginary	Frequency(Hz)	Damping(%)	Dominant State			Mode Type
6	-0.8532	2.9966	0.4769	27.38	3003 : CJN U03 13.8:	0 : 1 : GENROE :	: Angle	371 / 752
4	-0.3657	3.634	0.5784	10.01	41123 : FEH-U1-C13.8:	0 : 1 : GENROU :	: Speed	241 / 752
9	-0.0351	2.5512	0.406	1.38	41123 : FEH-U1-C13.8:	0 : 1 : GENROU :	: Speed	86 / 752
15	-0.4622	1.3932	0.2217	31.49	40601 : FEN-U1-C16.0:	0 : 1 : GENROU :	: Angle	3 / 752
1	-1.4611	3.1749	0.5053	41.81	41004 : LCG-U1-C16.5:	0 : 1 : WESGOV : TURB :	2	
2	-1.0895	2.9646	0.4718	34.5	41123 : FEH-U1-C13.8:	0 : 1 : WESGOV : TURB :	2	
3	-1.3106	2.9263	0.4657	40.87	22029 : RSC-U1-C13.8:	0 : 01 : GENROU :	: Psi_fd	
5	-0.2528	3.3212	0.5286	7.59	21307 : EOA-U3-E0.70:	0 : 03 : WT4G1 : KVI	:	1
7	-1.2609	2.7726	0.4413	41.4	40601 : FEN-U1-C16.0:	0 : 1 : IEEEEST : FILTER	:	2



8	-1.1255	2.2173	0.3529	45.26	1601 : CHX-H1 13.8 : 0 : 1 : GENSAE : : Psi_fd
10	-0.7795	1.8282	0.291	39.22	1601 : CHX-H1 13.8 : 0 : 1 : GENSAE : : Psi_fd
11	-0.6456	1.716	0.2731	35.21	1603 : CHX-H3 13.8 : 0 : 3 : GENSAE : : Psi_fd
12	-0.6456	1.716	0.2731	35.21	1605 : CHX-H5 13.8 : 0 : 5 : GENSAE : : Psi_fd
13	-0.6411	1.5497	0.2466	38.23	4602 : PCA-U2 10.5 : 0 : 1 : GENSAL : : Psi_fd
14	-0.8094	1.7062	0.2715	42.86	4618 : PMT-U3 13.8 : 0 : 1 : EXST1 : KF/TF : 1
16	-0.6456	1.716	0.2731	35.21	1603 : CHX-H3 13.8 : 0 : 3 : GENSAE : : Psi_fd
17	-0.5514	1.2444	0.1981	40.51	4601 : PCA-U1 10.5 : 0 : 1 : GENSAL : : Psi_fd
18	-0.6845	1.3147	0.2092	46.18	4612 : PNI-U1 13.8 : 0 : 1 : EXST1 : KF/TF : 1
19	-0.215	1.3526	0.2153	15.7	6364 : LORG1 13.8 : 0 : G1 : ESAC8B : KP/KI : 1
20	-0.1741	1.0975	0.1747	15.67	6365 : LORG2 13.8 : 0 : G2 : ESAC8B : KP/KI : 1
21	-0.4712	1.18	0.1878	37.08	6446 : ALTG1 13.8 : 0 : G1 : ESAC8B : KP/KI : 1
22	-0.425	0.9419	0.1499	41.13	4610 : PMT-U1 13.2 : 0 : 1 : EXST1 : KF/TF : 1
23	-0.379	0.7144	0.1137	46.86	21298 : CNX-U1-C16.6 : 0 : 01 : ESST4B : KPR/KIR : 1
24	-0.3981	0.8279	0.1318	43.34	6361 : GLAG1 13.8 : 0 : G1 : ESAC8B : KP/KI : 1
25	-0.6457	1.2233	0.1947	46.68	4612 : PNI-U1 13.8 : 0 : 1 : EXST1 : KF/TF : 1
26	-0.6008	1.1802	0.1878	45.36	6514 : LPO6.6 6.60 : 0 : G3 : ESAC8B : KP/KI : 1
27	-0.5696	1.0544	0.1678	47.53	6512 : SAL6.6 6.60 : 0 : G2 : ESAC8B : KP/KI : 1
28	-0.4403	1.0118	0.161	39.9	1670 : CAN-H2 13.8 : 0 : 2 : ESAC8B : KP/KI : 1

## 2.11. Ajuste PSS CG PENSA

No.	Real	Imaginary	Frequency(Hz)	Damping(%)	Dominant State	Mode Type
6	-0.8802	2.9616	0.4714	28.49	3002 : CJN U02 13.8 : 0 : 1 : GENROE : : Angle	373 / 752
4	-0.3616	3.6304	0.5778	9.91	41123 : FEH-U1-C13.8 : 0 : 1 : GENROU : : Speed	245 / 752
9	-0.0348	2.5517	0.4061	1.36	41123 : FEH-U1-C13.8 : 0 : 1 : GENROU : : Speed	85 / 752
15	-0.4622	1.3932	0.2217	31.49	40601 : FEN-U1-C16.0 : 0 : 1 : GENROU : : Angle	3 / 752
1	-1.4611	3.1749	0.5053	41.81	41004 : LCG-U1-C16.5 : 0 : 1 : WESGOV : TURB : 2	
2	-1.0897	2.9647	0.4718	34.5	41123 : FEH-U1-C13.8 : 0 : 1 : WESGOV : TURB : 2	
3	-1.3106	2.9263	0.4657	40.87	22029 : RSC-U1-C13.8 : 0 : 01 : GENROU : : Psi_fd	
5	-0.2528	3.3212	0.5286	7.59	21307 : EOA-U3-E0.70 : 0 : 03 : WT4G1 : KVI : 1	
7	-1.2608	2.7725	0.4413	41.4	40601 : FEN-U1-C16.0 : 0 : 1 : IEEEST : FILTER : 2	
8	-1.1264	2.2191	0.3532	45.26	1601 : CHX-H1 13.8 : 0 : 1 : GENSAE : : Psi_fd	
10	-0.7795	1.8282	0.291	39.22	1601 : CHX-H1 13.8 : 0 : 1 : GENSAE : : Psi_fd	
11	-0.6456	1.716	0.2731	35.21	1603 : CHX-H3 13.8 : 0 : 3 : GENSAE : : Psi_fd	
12	-0.6456	1.716	0.2731	35.21	1604 : CHX-H4 13.8 : 0 : 4 : GENSAE : : Psi_fd	
13	-0.6402	1.5473	0.2463	38.23	4602 : PCA-U2 10.5 : 0 : 1 : GENSAL : : Psi_fd	
14	-0.8097	1.7035	0.2711	42.93	4618 : PMT-U3 13.8 : 0 : 1 : EXST1 : KF/TF : 1	
16	-0.6456	1.716	0.2731	35.21	1604 : CHX-H4 13.8 : 0 : 4 : GENSAE : : Psi_fd	
17	-0.5514	1.2444	0.1981	40.51	4601 : PCA-U1 10.5 : 0 : 1 : GENSAL : : Psi_fd	
18	-0.6845	1.3143	0.2092	46.17	4612 : PNI-U1 13.8 : 0 : 1 : EXST1 : KF/TF : 1	
19	-0.2155	1.353	0.2153	15.73	6364 : LORG1 13.8 : 0 : G1 : ESAC8B : KP/KI : 1	
20	-0.1741	1.0975	0.1747	15.67	6365 : LORG2 13.8 : 0 : G2 : ESAC8B : KP/KI : 1	
21	-0.474	1.1769	0.1873	37.36	6446 : ALTG1 13.8 : 0 : G1 : ESAC8B : KP/KI : 1	



22	-0.425	0.942	0.1499	41.12	4610:PMT-U1 13.2:	0::1:EXST1:KF/TF : 1
23	-0.3979	0.8279	0.1318	43.32	6361:GLAG1 13.8:	0::G1:ESAC8B:KP/KI : 1
24	-0.3791	0.7144	0.1137	46.88	21298:CNX-U1-C16.6:	0::01:ESST4B:KPR/KIR : 1
25	-0.6456	1.2232	0.1947	46.68	4612:PNI-U1 13.8:	0::1:EXST1:KF/TF : 1
26	-0.601	1.1801	0.1878	45.38	6514:LPO6.6 6.60:	0::G3:ESAC8B:KP/KI : 1
27	-0.5696	1.0544	0.1678	47.53	6512:SAL6.6 6.60:	0::G2:ESAC8B:KP/KI : 1
28	-0.4403	1.0118	0.161	39.9	1670:CAN-H2 13.8:	0::2:ESAC8B:KP/KI : 1

## 2.12. Ajuste PSS CH Río Lindo

No.	Real	Imaginary	Frequency(Hz)	Damping(%)	Dominant State		Mode Type
6	-0.9546	2.955	0.4703	30.74	3004:CJN U04 13.8:	0::1:GENROE:	: Angle 371 / 752
4	-0.3598	3.6249	0.5769	9.88	41123:FEH-U1-C13.8:	0::1:GENROU:	: Speed 254 / 752
9	-0.0338	2.5523	0.4062	1.33	41123:FEH-U1-C13.8:	0::1:GENROU:	: Speed 85 / 752
15	-0.4622	1.3932	0.2217	31.49	40601:FEN-U1-C16.0:	0::1:GENROU:	: Angle 3 / 752
1	-1.4611	3.1749	0.5053	41.81	41004:LCG-U1-C16.5:	0::1:WESGOV:TURB :	2
2	-1.0897	2.9652	0.4719	34.49	41123:FEH-U1-C13.8:	0::1:WESGOV:TURB :	2
3	-1.3106	2.9263	0.4657	40.87	22029:RSC-U1-C13.8:	0::01:GENROU:	: Psi_fd
5	-0.2528	3.3212	0.5286	7.59	21307:EOA-U3-E0.70:	0::03:WT4G1:KVI :	1
7	-1.2608	2.7725	0.4413	41.4	40601:FEN-U1-C16.0:	0::1:IEEST:FILTER :	2
8	-1.124	2.2222	0.3537	45.14	1601:CHX-H1 13.8:	0::1:GENSAE:	: Psi_fd
10	-0.7795	1.8282	0.291	39.22	1601:CHX-H1 13.8:	0::1:GENSAE:	: Psi_fd
11	-0.6456	1.716	0.2731	35.21	1604:CHX-H4 13.8:	0::4:GENSAE:	: Psi_fd
12	-0.6456	1.716	0.2731	35.21	1602:CHX-H2 13.8:	0::2:GENSAE:	: Psi_fd
13	-0.6402	1.5473	0.2463	38.23	4602:PCA-U2 10.5:	0::1:GENSAE:	: Psi_fd
14	-0.8096	1.7036	0.2711	42.92	4618:PMT-U3 13.8:	0::1:EXST1:KF/TF :	1
16	-0.6456	1.716	0.2731	35.21	1604:CHX-H4 13.8:	0::4:GENSAE:	: Psi_fd
17	-0.5514	1.2444	0.1981	40.51	4601:PCA-U1 10.5:	0::1:GENSAE:	: Psi_fd
18	-0.684	1.3142	0.2092	46.17	4612:PNI-U1 13.8:	0::1:EXST1:KF/TF :	1
19	-0.2156	1.3537	0.2155	15.73	6364:LORG1 13.8:	0::G1:ESAC8B:KP/KI :	1
20	-0.1741	1.0975	0.1747	15.67	6365:LORG2 13.8:	0::G2:ESAC8B:KP/KI :	1
21	-0.4812	1.1765	0.1872	37.86	6446:ALTG1 13.8:	0::G1:ESAC8B:KP/KI :	1
22	-0.425	0.942	0.1499	41.12	4610:PMT-U1 13.2:	0::1:EXST1:KF/TF :	1
23	-0.3977	0.828	0.1318	43.29	6361:GLAG1 13.8:	0::G1:ESAC8B:KP/KI :	1
24	-0.3795	0.7143	0.1137	46.91	21298:CNX-U1-C16.6:	0::01:ESST4B:KPR/KIR :	1
25	-0.6454	1.2229	0.1946	46.68	4612:PNI-U1 13.8:	0::1:EXST1:KF/TF :	1
26	-0.6016	1.1802	0.1878	45.41	6514:LPO6.6 6.60:	0::G3:ESAC8B:KP/KI :	1
27	-0.5696	1.0544	0.1678	47.53	6512:SAL6.6 6.60:	0::G2:ESAC8B:KP/KI :	1
28	-0.4403	1.0118	0.161	39.9	1666:CAN-H1 13.8:	0::1:ESAC8B:KP/KI :	1



## 2.13. Ajuste PSS CH Cañaveral

No.	Real	Imaginary	Frequency(Hz)	Damping(%)	Dominant State			Mode Type
6	-0.9631	2.9467	0.469	31.07	3002 : CJN U02 13.8:	0 : 1 : GENROE :	: Angle	365 / 752
4	-0.3591	3.6238	0.5767	9.86	41123 : FEH-U1-C13.8:	0 : 1 : GENROU :	: Speed	260 / 752
9	-0.0335	2.5523	0.4062	1.31	41123 : FEH-U1-C13.8:	0 : 1 : GENROU :	: Speed	85 / 752
15	-0.4623	1.3933	0.2217	31.49	40601 : FEN-U1-C16.0:	0 : 1 : GENROU :	: Angle	3 / 752
1	-1.4611	3.1749	0.5053	41.81	41004 : LCG-U1-C16.5:	0 : 1 : WESGOV : TURB :	2	
2	-1.0898	2.9653	0.4719	34.5	41123 : FEH-U1-C13.8:	0 : 1 : WESGOV : TURB :	2	
3	-1.3106	2.9263	0.4657	40.87	22029 : RSC-U1-C13.8:	0 : 01 : GENROU :	: Psi_fd	
5	-0.2528	3.3212	0.5286	7.59	21307 : EOA-U3-E0.70:	0 : 03 : WT4G1 : KVI	:	1
7	-1.2608	2.7725	0.4413	41.4	40601 : FEN-U1-C16.0:	0 : 1 : IEEEEST : FILTER	:	2
8	-1.1254	2.224	0.354	45.15	1601 : CHX-H1 13.8:	0 : 1 : GENSAE :	: Psi_fd	
10	-0.7796	1.8283	0.291	39.23	1601 : CHX-H1 13.8:	0 : 1 : GENSAE :	: Psi_fd	
11	-0.6456	1.716	0.2731	35.21	1605 : CHX-H5 13.8:	0 : 5 : GENSAE :	: Psi_fd	
12	-0.6456	1.716	0.2731	35.21	1605 : CHX-H5 13.8:	0 : 5 : GENSAE :	: Psi_fd	
13	-0.6412	1.5459	0.246	38.31	4602 : PCA-U2 10.5:	0 : 1 : GENSALE :	: Psi_fd	
14	-0.8113	1.7048	0.2713	42.97	4618 : PMT-U3 13.8:	0 : 1 : EXST1 : KF/TF	:	1
16	-0.6456	1.716	0.2731	35.21	1604 : CHX-H4 13.8:	0 : 4 : GENSAE :	: Psi_fd	
17	-0.5514	1.2444	0.1981	40.51	4601 : PCA-U1 10.5:	0 : 1 : GENSALE :	: Psi_fd	
18	-0.6847	1.3117	0.2088	46.28	4612 : PNI-U1 13.8:	0 : 1 : EXST1 : KF/TF	:	1
19	-0.2177	1.3578	0.2161	15.83	6364 : LORG1 13.8:	0 : G1 : ESAC8B : KP/KI	:	1
20	-0.1741	1.0975	0.1747	15.67	6365 : LORG2 13.8:	0 : G2 : ESAC8B : KP/KI	:	1
21	-0.4634	1.1796	0.1877	36.56	6446 : ALTG1 13.8:	0 : G1 : ESAC8B : KP/KI	:	1
22	-0.425	0.9419	0.1499	41.13	4610 : PMT-U1 13.2:	0 : 1 : EXST1 : KF/TF	:	1
23	-0.4006	0.8252	0.1313	43.67	6361 : GLAG1 13.8:	0 : G1 : ESAC8B : KP/KI	:	1
24	-0.3794	0.7143	0.1137	46.91	21298 : CNX-U1-C16.6:	0 : 01 : ESST4B : KPR/KIR	:	1
25	-0.6457	1.2232	0.1947	46.68	4612 : PNI-U1 13.8:	0 : 1 : EXST1 : KF/TF	:	1
26	-0.5995	1.1795	0.1877	45.31	6514 : LPO6.6 6.60:	0 : G3 : ESAC8B : KP/KI	:	1
27	-0.5696	1.0544	0.1678	47.53	6512 : SAL6.6 6.60:	0 : G2 : ESAC8B : KP/KI	:	1
28	-0.4403	1.0118	0.161	39.9	1670 : CAN-H2 13.8:	0 : 2 : ESAC8B : KP/KI	:	1



### 3. REPORTE DE AMORTIGUAMIENTO ANTE FALLAS EN LÍNEAS DE 230 KV DEL SER (PREVIO A ACCIONES CORRECTIVAS)

No.	Real	Imaginary	Frequency(Hz)	Damping(%)	Dominant State			Contingency	
101	0.0273	1.2853	0.2046	-2.12	6102 : BAYG2	13.8 :	0 :: B2 : GENSAL :	: Angle	LAT_230kV_102
106	0.0271	1.2944	0.206	-2.09	6102 : BAYG2	13.8 :	0 :: B2 : GENSAL :	: Angle	LAT_230kV_107
110	0.0269	1.2959	0.2062	-2.08	6102 : BAYG2	13.8 :	0 :: B2 : GENSAL :	: Angle	LAT_230kV_111
168	0.0265	1.2942	0.206	-2.05	6102 : BAYG2	13.8 :	0 :: B2 : GENSAL :	: Angle	LAT_230kV_169
104	0.0265	1.2968	0.2064	-2.04	6102 : BAYG2	13.8 :	0 :: B2 : GENSAL :	: Angle	LAT_230kV_105
105	0.0264	1.2944	0.206	-2.04	6102 : BAYG2	13.8 :	0 :: B2 : GENSAL :	: Angle	LAT_230kV_106
109	0.0264	1.2954	0.2062	-2.04	6102 : BAYG2	13.8 :	0 :: B2 : GENSAL :	: Angle	LAT_230kV_110
103	0.0184	1.3196	0.21	-1.39	6102 : BAYG2	13.8 :	0 :: B2 : GENSAL :	: Angle	LAT_230kV_104
107	0.0178	1.3179	0.2098	-1.35	6102 : BAYG2	13.8 :	0 :: B2 : GENSAL :	: Angle	LAT_230kV_108
176	0.0174	1.3203	0.2101	-1.31	6102 : BAYG2	13.8 :	0 :: B2 : GENSAL :	: Angle	LAT_230kV_177
99	0.0108	1.3138	0.2091	-0.82	6102 : BAYG2	13.8 :	0 :: B2 : GENSAL :	: Angle	LAT_230kV_100
84	0.0105	1.31	0.2085	-0.8	6102 : BAYG2	13.8 :	0 :: B2 : GENSAL :	: Angle	LAT_230kV_85
221	0.0095	1.376	0.219	-0.69	6102 : BAYG2	13.8 :	0 :: B2 : GENSAL :	: Angle	LAT_230kV_222
94	0.008	1.3264	0.2111	-0.6	6102 : BAYG2	13.8 :	0 :: B2 : GENSAL :	: Angle	LAT_230kV_95
81	0.0074	1.3223	0.2105	-0.56	6102 : BAYG2	13.8 :	0 :: B2 : GENSAL :	: Angle	LAT_230kV_82
66	0.0067	1.3251	0.2109	-0.5	6102 : BAYG2	13.8 :	0 :: B2 : GENSAL :	: Angle	LAT_230kV_67
85	0.0066	1.3253	0.2109	-0.5	6102 : BAYG2	13.8 :	0 :: B2 : GENSAL :	: Angle	LAT_230kV_86
234	0.0053	1.3776	0.2193	-0.38	6102 : BAYG2	13.8 :	0 :: B2 : GENSAL :	: Angle	LAT_230kV_235
98	0.0014	1.3526	0.2153	-0.11	6102 : BAYG2	13.8 :	0 :: B2 : GENSAL :	: Angle	LAT_230kV_99
170	0.0012	1.3802	0.2197	-0.08	6102 : BAYG2	13.8 :	0 :: B2 : GENSAL :	: Angle	LAT_230kV_171
223	0.0007	1.378	0.2193	-0.05	6102 : BAYG2	13.8 :	0 :: B2 : GENSAL :	: Angle	LAT_230kV_224
202	0.0003	1.3818	0.2199	-0.02	6102 : BAYG2	13.8 :	0 :: B2 : GENSAL :	: Angle	LAT_230kV_203
93	-0.0004	1.3521	0.2152	0.03	6102 : BAYG2	13.8 :	0 :: B2 : GENSAL :	: Angle	LAT_230kV_94
175	-0.0025	1.3756	0.2189	0.18	6102 : BAYG2	13.8 :	0 :: B2 : GENSAL :	: Angle	LAT_230kV_176
82	-0.0024	1.3512	0.2151	0.18	6102 : BAYG2	13.8 :	0 :: B2 : GENSAL :	: Angle	LAT_230kV_83
77	-0.0025	1.3491	0.2147	0.18	6102 : BAYG2	13.8 :	0 :: B2 : GENSAL :	: Angle	LAT_230kV_78
165	-0.0025	1.3483	0.2146	0.19	6102 : BAYG2	13.8 :	0 :: B2 : GENSAL :	: Angle	LAT_230kV_166
76	-0.0025	1.3511	0.215	0.19	6102 : BAYG2	13.8 :	0 :: B2 : GENSAL :	: Angle	LAT_230kV_77
167	-0.0027	1.3733	0.2186	0.2	6102 : BAYG2	13.8 :	0 :: B2 : GENSAL :	: Angle	LAT_230kV_168
171	-0.0031	1.3748	0.2188	0.22	6102 : BAYG2	13.8 :	0 :: B2 : GENSAL :	: Angle	LAT_230kV_172
224	-0.0036	1.3833	0.2202	0.26	6102 : BAYG2	13.8 :	0 :: B2 : GENSAL :	: Angle	LAT_230kV_225
92	-0.0037	1.3761	0.219	0.27	6102 : BAYG2	13.8 :	0 :: B2 : GENSAL :	: Angle	LAT_230kV_93
169	-0.0038	1.3776	0.2193	0.28	6102 : BAYG2	13.8 :	0 :: B2 : GENSAL :	: Angle	LAT_230kV_170
95	-0.0038	1.375	0.2188	0.28	6102 : BAYG2	13.8 :	0 :: B2 : GENSAL :	: Angle	LAT_230kV_96
189	-0.0039	1.3762	0.219	0.28	6102 : BAYG2	13.8 :	0 :: B2 : GENSAL :	: Angle	LAT_230kV_190
180	-0.004	1.3752	0.2189	0.29	6102 : BAYG2	13.8 :	0 :: B2 : GENSAL :	: Angle	LAT_230kV_181
164	-0.004	1.3678	0.2177	0.29	6102 : BAYG2	13.8 :	0 :: B2 : GENSAL :	: Angle	LAT_230kV_165
80	-0.004	1.3673	0.2176	0.29	6102 : BAYG2	13.8 :	0 :: B2 : GENSAL :	: Angle	LAT_230kV_81
97	-0.004	1.3751	0.2189	0.29	6102 : BAYG2	13.8 :	0 :: B2 : GENSAL :	: Angle	LAT_230kV_98



No.	Real	Imaginary	Frequency(Hz)	Damping(%)	Dominant State			Contingency
178	-0.0041	1.3772	0.2192	0.3	6102 : BAYG2	13.8:	0 :: B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_179
181	-0.0041	1.3779	0.2193	0.3	6102 : BAYG2	13.8:	0 :: B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_182
91	-0.0041	1.3791	0.2195	0.3	6102 : BAYG2	13.8:	0 :: B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_92
186	-0.0041	1.3762	0.219	0.3	6102 : BAYG2	13.8:	0 :: B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_187
177	-0.0042	1.3792	0.2195	0.3	6102 : BAYG2	13.8:	0 :: B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_178
247	-0.0042	1.3827	0.2201	0.31	6102 : BAYG2	13.8:	0 :: B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_248
243	-0.0044	1.3822	0.22	0.32	6102 : BAYG2	13.8:	0 :: B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_244
64	-0.0044	1.3798	0.2196	0.32	6102 : BAYG2	13.8:	0 :: B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_65
173	-0.0045	1.3787	0.2194	0.32	6102 : BAYG2	13.8:	0 :: B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_174
67	-0.0045	1.381	0.2198	0.32	6102 : BAYG2	13.8:	0 :: B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_68
226	-0.0045	1.3805	0.2197	0.32	6102 : BAYG2	13.8:	0 :: B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_227
100	-0.0047	1.3802	0.2197	0.34	6102 : BAYG2	13.8:	0 :: B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_101
112	-0.0047	1.3816	0.2199	0.34	6102 : BAYG2	13.8:	0 :: B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_113
199	-0.0048	1.3814	0.2199	0.34	6102 : BAYG2	13.8:	0 :: B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_200
192	-0.0048	1.3776	0.2193	0.35	6102 : BAYG2	13.8:	0 :: B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_193
111	-0.0048	1.3819	0.2199	0.35	6102 : BAYG2	13.8:	0 :: B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_112
147	-0.0048	1.3841	0.2203	0.35	6102 : BAYG2	13.8:	0 :: B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_148
151	-0.0048	1.377	0.2192	0.35	6102 : BAYG2	13.8:	0 :: B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_152
73	-0.0049	1.3782	0.2193	0.35	6102 : BAYG2	13.8:	0 :: B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_74
166	-0.0049	1.373	0.2185	0.35	6102 : BAYG2	13.8:	0 :: B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_167
219	-0.0049	1.3795	0.2196	0.36	6102 : BAYG2	13.8:	0 :: B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_220
90	-0.0049	1.3789	0.2195	0.36	6102 : BAYG2	13.8:	0 :: B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_91
68	-0.0049	1.3681	0.2177	0.36	6102 : BAYG2	13.8:	0 :: B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_69
174	-0.0049	1.3782	0.2193	0.36	6102 : BAYG2	13.8:	0 :: B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_175
193	-0.005	1.3783	0.2194	0.36	6102 : BAYG2	13.8:	0 :: B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_194
172	-0.005	1.381	0.2198	0.36	6102 : BAYG2	13.8:	0 :: B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_173
205	-0.005	1.3783	0.2194	0.36	6102 : BAYG2	13.8:	0 :: B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_206
145	-0.005	1.3805	0.2197	0.36	6102 : BAYG2	13.8:	0 :: B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_146
190	-0.0051	1.3806	0.2197	0.37	6102 : BAYG2	13.8:	0 :: B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_191
188	-0.0051	1.3759	0.219	0.37	6102 : BAYG2	13.8:	0 :: B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_189
185	-0.0051	1.3785	0.2194	0.37	6102 : BAYG2	13.8:	0 :: B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_186
235	-0.0051	1.379	0.2195	0.37	6102 : BAYG2	13.8:	0 :: B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_236
195	-0.0053	1.3809	0.2198	0.38	6102 : BAYG2	13.8:	0 :: B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_196
102	-0.0053	1.3819	0.2199	0.39	6102 : BAYG2	13.8:	0 :: B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_103
191	-0.0054	1.3783	0.2194	0.39	6102 : BAYG2	13.8:	0 :: B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_192
232	-0.0054	1.3782	0.2193	0.39	6102 : BAYG2	13.8:	0 :: B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_233
209	-0.0055	1.3809	0.2198	0.4	6102 : BAYG2	13.8:	0 :: B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_210
244	-0.0055	1.3787	0.2194	0.4	6102 : BAYG2	13.8:	0 :: B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_245
129	-0.0056	1.3843	0.2203	0.4	6102 : BAYG2	13.8:	0 :: B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_130
182	-0.0056	1.3783	0.2194	0.41	6102 : BAYG2	13.8:	0 :: B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_183
241	-0.0057	1.3815	0.2199	0.41	6102 : BAYG2	13.8:	0 :: B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_242
18	-0.0057	1.3789	0.2195	0.41	6102 : BAYG2	13.8:	0 :: B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_18



No.	Real	Imaginary	Frequency(Hz)	Damping(%)	Dominant State			Contingency	
220	-0.0057	1.3789	0.2195	0.41	6102 : BAYG2	13.8:	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle	LAT_230kV_221
6	-0.0058	1.3858	0.2206	0.42	6102 : BAYG2	13.8:	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle	LAT_230kV_6
72	-0.0058	1.3813	0.2198	0.42	6102 : BAYG2	13.8:	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle	LAT_230kV_73
213	-0.0058	1.381	0.2198	0.42	6102 : BAYG2	13.8:	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle	LAT_230kV_214
114	-0.0058	1.3801	0.2196	0.42	6102 : BAYG2	13.8:	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle	LAT_230kV_115
65	-0.0059	1.3792	0.2195	0.42	6102 : BAYG2	13.8:	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle	LAT_230kV_66
206	-0.0059	1.3833	0.2202	0.43	6102 : BAYG2	13.8:	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle	LAT_230kV_207
184	-0.0059	1.382	0.22	0.43	6102 : BAYG2	13.8:	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle	LAT_230kV_185
47	-0.0059	1.3798	0.2196	0.43	6102 : BAYG2	13.8:	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle	LAT_230kV_48
239	-0.0059	1.3818	0.2199	0.43	6102 : BAYG2	13.8:	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle	LAT_230kV_240
218	-0.0059	1.3819	0.2199	0.43	6102 : BAYG2	13.8:	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle	LAT_230kV_219
8	-0.0059	1.3812	0.2198	0.43	6102 : BAYG2	13.8:	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle	LAT_230kV_8
86	-0.0059	1.3762	0.219	0.43	6102 : BAYG2	13.8:	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle	LAT_230kV_87
217	-0.0059	1.3812	0.2198	0.43	6102 : BAYG2	13.8:	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle	LAT_230kV_218
69	-0.0059	1.3799	0.2196	0.43	6102 : BAYG2	13.8:	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle	LAT_230kV_70
59	-0.0058	1.3513	0.2151	0.43	6102 : BAYG2	13.8:	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle	LAT_230kV_60
38	-0.0059	1.3792	0.2195	0.43	6102 : BAYG2	13.8:	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle	LAT_230kV_39
201	-0.006	1.38	0.2196	0.43	6102 : BAYG2	13.8:	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle	LAT_230kV_202
237	-0.006	1.384	0.2203	0.43	6102 : BAYG2	13.8:	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle	LAT_230kV_238
211	-0.006	1.3798	0.2196	0.43	6102 : BAYG2	13.8:	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle	LAT_230kV_212
240	-0.006	1.3808	0.2198	0.43	6102 : BAYG2	13.8:	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle	LAT_230kV_241
37	-0.006	1.3806	0.2197	0.43	6102 : BAYG2	13.8:	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle	LAT_230kV_38
34	-0.006	1.3789	0.2195	0.43	6102 : BAYG2	13.8:	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle	LAT_230kV_35
62	-0.006	1.3791	0.2195	0.43	6102 : BAYG2	13.8:	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle	LAT_230kV_63
197	-0.006	1.383	0.2201	0.43	6102 : BAYG2	13.8:	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle	LAT_230kV_198
9	-0.006	1.3836	0.2202	0.43	6102 : BAYG2	13.8:	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle	LAT_230kV_9
5	-0.006	1.3823	0.22	0.43	6102 : BAYG2	13.8:	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle	LAT_230kV_5
17	-0.006	1.3822	0.22	0.43	6102 : BAYG2	13.8:	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle	LAT_230kV_17
183	-0.006	1.382	0.2199	0.43	6102 : BAYG2	13.8:	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle	LAT_230kV_184
1	-0.006	1.3817	0.2199	0.43	6102 : BAYG2	13.8:	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle	LAT_230kV_1
113	-0.006	1.3877	0.2209	0.43	6102 : BAYG2	13.8:	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle	LAT_230kV_114
44	-0.006	1.3826	0.22	0.44	6102 : BAYG2	13.8:	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle	LAT_230kV_45
212	-0.006	1.3817	0.2199	0.44	6102 : BAYG2	13.8:	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle	LAT_230kV_213
208	-0.006	1.3855	0.2205	0.44	6102 : BAYG2	13.8:	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle	LAT_230kV_209
83	-0.006	1.3794	0.2195	0.44	6102 : BAYG2	13.8:	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle	LAT_230kV_84
45	-0.006	1.3816	0.2199	0.44	6102 : BAYG2	13.8:	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle	LAT_230kV_46
227	-0.006	1.3792	0.2195	0.44	6102 : BAYG2	13.8:	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle	LAT_230kV_228
61	-0.006	1.3787	0.2194	0.44	6102 : BAYG2	13.8:	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle	LAT_230kV_62
214	-0.006	1.3802	0.2197	0.44	6102 : BAYG2	13.8:	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle	LAT_230kV_215
215	-0.006	1.3803	0.2197	0.44	6102 : BAYG2	13.8:	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle	LAT_230kV_216
50	-0.006	1.3846	0.2204	0.44	6102 : BAYG2	13.8:	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle	LAT_230kV_51
242	-0.006	1.3829	0.2201	0.44	6102 : BAYG2	13.8:	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle	LAT_230kV_243



No.	Real	Imaginary	Frequency(Hz)	Damping(%)	Dominant State			Contingency
48	-0.006	1.3834	0.2202	0.44	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_49
16	-0.006	1.3823	0.22	0.44	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_16
46	-0.006	1.3809	0.2198	0.44	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_47
148	-0.0061	1.3839	0.2202	0.44	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_149
155	-0.0061	1.3839	0.2203	0.44	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_156
246	-0.0061	1.3843	0.2203	0.44	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_247
70	-0.0061	1.3844	0.2203	0.44	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_71
207	-0.0061	1.3807	0.2198	0.44	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_208
245	-0.0061	1.3834	0.2202	0.44	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_246
54	-0.0061	1.3799	0.2196	0.44	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_55
10	-0.0061	1.3828	0.2201	0.44	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_10
229	-0.0061	1.3803	0.2197	0.44	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_230
55	-0.0061	1.3851	0.2204	0.44	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_56
96	-0.0061	1.3836	0.2202	0.44	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_97
11	-0.0061	1.3852	0.2205	0.44	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_11
26	-0.0061	1.3836	0.2202	0.44	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_26
78	-0.0061	1.3756	0.2189	0.44	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_79
132	-0.0061	1.3816	0.2199	0.44	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_133
4	-0.0062	1.383	0.2201	0.44	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_4
238	-0.0062	1.3822	0.22	0.45	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_239
13	-0.0062	1.3829	0.2201	0.45	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_13
196	-0.0062	1.3813	0.2198	0.45	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_197
130	-0.0062	1.3803	0.2197	0.45	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_131
63	-0.0062	1.3838	0.2202	0.45	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_64
204	-0.0062	1.3806	0.2197	0.45	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_205
228	-0.0062	1.3817	0.2199	0.45	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_229
210	-0.0062	1.3846	0.2204	0.45	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_211
40	-0.0062	1.3803	0.2197	0.45	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_41
163	-0.0062	1.3729	0.2185	0.45	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_164
19	-0.0063	1.3846	0.2204	0.45	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_19
20	-0.0063	1.3846	0.2204	0.45	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_20
49	-0.0063	1.379	0.2195	0.46	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_50
236	-0.0063	1.3799	0.2196	0.46	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_237
216	-0.0063	1.3812	0.2198	0.46	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_217
233	-0.0063	1.3822	0.22	0.46	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_234
71	-0.0063	1.3823	0.22	0.46	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_72
203	-0.0064	1.3831	0.2201	0.46	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_204
194	-0.0064	1.3778	0.2193	0.46	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_195
200	-0.0064	1.381	0.2198	0.47	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_201
15	-0.0064	1.3748	0.2188	0.47	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_15
29	-0.0064	1.3728	0.2185	0.47	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_29
141	-0.0065	1.3872	0.2208	0.47	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_142



No.	Real	Imaginary	Frequency(Hz)	Damping(%)	Dominant State			Contingency
42	-0.0065	1.3821	0.22	0.47	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_43
43	-0.0065	1.3821	0.22	0.47	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_44
142	-0.0066	1.391	0.2214	0.48	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_143
126	-0.0067	1.3908	0.2214	0.48	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_127
128	-0.0066	1.387	0.2208	0.48	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_129
7	-0.0066	1.3776	0.2193	0.48	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_7
119	-0.0067	1.3918	0.2215	0.48	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_120
125	-0.0067	1.3871	0.2208	0.48	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_126
124	-0.0067	1.3856	0.2205	0.49	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_125
225	-0.0067	1.3829	0.2201	0.49	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_226
14	-0.0067	1.3803	0.2197	0.49	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_14
25	-0.0067	1.3646	0.2172	0.49	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_25
122	-0.0069	1.3937	0.2218	0.49	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_123
146	-0.0068	1.3829	0.2201	0.49	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_147
138	-0.0068	1.3827	0.2201	0.49	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_139
133	-0.0069	1.3813	0.2198	0.5	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_134
157	-0.0069	1.3789	0.2195	0.5	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_158
2	-0.0069	1.3699	0.218	0.5	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_2
123	-0.007	1.388	0.2209	0.51	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_124
152	-0.007	1.3794	0.2195	0.51	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_153
116	-0.0071	1.3947	0.222	0.51	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_117
115	-0.0071	1.3882	0.2209	0.51	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_116
198	-0.0071	1.3816	0.2199	0.52	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_199
118	-0.0072	1.3917	0.2215	0.52	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_119
134	-0.0072	1.3898	0.2212	0.52	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_135
60	-0.0071	1.3745	0.2188	0.52	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_61
144	-0.0073	1.3969	0.2223	0.52	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_145
135	-0.0074	1.4003	0.2229	0.53	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_136
32	-0.0072	1.3607	0.2166	0.53	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_32
79	-0.0072	1.3726	0.2185	0.53	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_80
161	-0.0072	1.3576	0.2161	0.53	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_162
31	-0.0072	1.3577	0.2161	0.53	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_31
136	-0.0074	1.3988	0.2226	0.53	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_137
36	-0.0073	1.3784	0.2194	0.53	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_37
33	-0.0072	1.3666	0.2175	0.53	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_33
28	-0.0073	1.3645	0.2172	0.53	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_28
30	-0.0073	1.3655	0.2173	0.53	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_30
131	-0.0074	1.3787	0.2194	0.54	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_132
162	-0.0074	1.3651	0.2173	0.54	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_163
117	-0.0076	1.3897	0.2212	0.55	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_118
3	-0.0076	1.3717	0.2183	0.55	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_3
156	-0.0077	1.3858	0.2206	0.55	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_157



No.	Real	Imaginary	Frequency(Hz)	Damping(%)	Dominant State			Contingency
121	-0.0077	1.3885	0.221	0.55	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_122
41	-0.0079	1.377	0.2192	0.57	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_42
56	-0.008	1.38	0.2196	0.58	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_57
140	-0.0083	1.3956	0.2221	0.6	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_141
88	-0.0083	1.3816	0.2199	0.6	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_89
52	-0.0081	1.3245	0.2108	0.61	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_53
75	-0.0082	1.3256	0.211	0.62	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_76
179	-0.0085	1.3817	0.2199	0.62	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_180
74	-0.0084	1.3203	0.2101	0.64	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_75
127	-0.0089	1.3807	0.2197	0.64	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_128
143	-0.0093	1.3855	0.2205	0.67	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_144
87	-0.0096	1.382	0.2199	0.7	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_88
53	-0.0095	1.3627	0.2169	0.7	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_54
58	-0.0099	1.3548	0.2156	0.73	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_59
51	-0.0101	1.3622	0.2168	0.74	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_52
187	-0.0104	1.3842	0.2203	0.75	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_188
39	-0.0107	1.3665	0.2175	0.78	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_40
57	-0.0111	1.3672	0.2176	0.81	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_58
24	-0.0111	1.3667	0.2175	0.82	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_24
108	-0.0115	1.3786	0.2194	0.84	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_109
23	-0.0114	1.354	0.2155	0.84	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_23
27	-0.0115	1.3711	0.2182	0.84	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_27
159	-0.0123	1.3832	0.2201	0.89	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_160
160	-0.013	1.3929	0.2217	0.93	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_161
89	-0.013	1.3765	0.2191	0.95	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_90
230	-0.0134	1.3873	0.2208	0.97	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_231
231	-0.0134	1.3872	0.2208	0.97	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_232
21	-0.0148	1.3181	0.2098	1.12	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_21
120	-0.0164	1.391	0.2214	1.18	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_121
154	-0.0174	1.3851	0.2204	1.26	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_155
150	-0.0178	1.3879	0.2209	1.28	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_151
158	-0.0179	1.3855	0.2205	1.29	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_159
222	-0.0206	1.3863	0.2206	1.48	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_223
153	-0.0223	1.3852	0.2205	1.61	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_154
12	-0.0247	1.246	0.1983	1.98	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GOVUDM : Hydro :	3 LAT_230kV_12
35	-0.025	1.2427	0.1978	2.02	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GOVUDM : Hydro :	3 LAT_230kV_36
22	-0.0252	1.2437	0.1979	2.02	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GOVUDM : Hydro :	3 LAT_230kV_22
149	-0.0319	1.384	0.2203	2.31	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_150
139	-0.0392	1.3851	0.2205	2.83	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_140
137	-0.0414	1.4	0.2228	2.96	6102 : BAYG2	13.8 :	0 : : B2 : GENSAL :	: Angle LAT_230kV_138



ID FALLA	LINEA EN FALLA	DESDE		HASTA		ID
ID = 'LAT_230kV_1'	Line Outage = 1101, 1908, '1'	AGU-230	230.00	JEN-230	230.00	'1'
ID = 'LAT_230kV_2'	Line Outage = 1101, 1140, '1'	AGU-230	230.00	PAC-230	230.00	'1'
ID = 'LAT_230kV_3'	Line Outage = 1101, 1124, '1'	AGU-230	230.00	LVG-230	230.00	'1'
ID = 'LAT_230kV_4'	Line Outage = 1102, 1140, '1'	ALB-230	230.00	PAC-230	230.00	'1'
ID = 'LAT_230kV_5'	Line Outage = 1102, 1112, '1'	ALB-230	230.00	TAM-230	230.00	'1'
ID = 'LAT_230kV_6'	Line Outage = 1102, 1111, '1'	ALB-230	230.00	SID-230	230.00	'1'
ID = 'LAT_230kV_7'	Line Outage = 1102, 1109, '1'	ALB-230	230.00	GSU-231	230.00	'1'
ID = 'LAT_230kV_8'	Line Outage = 1102, 1106, '2'	ALB-230	230.00	ESC-231	230.00	'2'
ID = 'LAT_230kV_9'	Line Outage = 1102, 1105, '1'	ALB-230	230.00	ENR-230	230.00	'1'
ID = 'LAT_230kV_10'	Line Outage = 1103, 1141, '2'	CHX-231	230.00	CHX-233	230.00	'2'
ID = 'LAT_230kV_11'	Line Outage = 1106, 1160, '1'	ESC-231	230.00	LPA-230	230.00	'1'
ID = 'LAT_230kV_12'	Line Outage = 1106, 1132, '1'	ESC-231	230.00	SIQ-230	230.00	'1'
ID = 'LAT_230kV_13'	Line Outage = 1106, 1120, '1'	ESC-231	230.00	SJQ-230	230.00	'1'
ID = 'LAT_230kV_14'	Line Outage = 1106, 1109, '1'	ESC-231	230.00	GSU-231	230.00	'1'
ID = 'LAT_230kV_15'	Line Outage = 1107, 1170, '1'	GES-231	230.00	SNT-231	230.00	'1'
ID = 'LAT_230kV_16'	Line Outage = 1107, 1109, '2'	GES-231	230.00	GSU-231	230.00	'2'
ID = 'LAT_230kV_17'	Line Outage = 1107, 1108, '2'	GES-231	230.00	GNO-231	230.00	'2'
ID = 'LAT_230kV_18'	Line Outage = 1108, 1771, '1'	GNO-231	230.00	SAS-230	230.00	'1'
ID = 'LAT_230kV_19'	Line Outage = 1108, 1448, '2'	GNO-231	230.00	TIC-232	230.00	'2'
ID = 'LAT_230kV_20'	Line Outage = 1108, 1444, '1'	GNO-231	230.00	TIC-231	230.00	'1'
ID = 'LAT_230kV_21'	Line Outage = 1110, 1128, '2'	LBR-231	230.00	LBR-400	400.00	'2'
ID = 'LAT_230kV_22'	Line Outage = 1110, 1145, '1'	LBR-231	230.00	PGO-231	230.00	'1'
ID = 'LAT_230kV_23'	Line Outage = 1110, 1119, '1'	LBR-231	230.00	ESP-230	230.00	'1'
ID = 'LAT_230kV_24'	Line Outage = 1117, 1164, '1'	SJO-230	230.00	CLI-230	230.00	'1'
ID = 'LAT_230kV_25'	Line Outage = 1119, 1841, '1'	ESP-230	230.00	HUE-232	230.00	'1'
ID = 'LAT_230kV_26'	Line Outage = 1120, 1140, '1'	SJQ-230	230.00	PAC-230	230.00	'1'
ID = 'LAT_230kV_27'	Line Outage = 1120, 1121, '1'	SJQ-230	230.00	ARI-230	230.00	'1'
ID = 'LAT_230kV_28'	Line Outage = 1124, 29161, '1'	LVG-230	230.00	F-AHU-LVG	230.00	'1'
ID = 'LAT_230kV_29'	Line Outage = 1124, 1170, '1'	LVG-230	230.00	SNT-231	230.00	'1'
ID = 'LAT_230kV_30'	Line Outage = 1124, 1129, '1'	LVG-230	230.00	MOY-232	230.00	'1'
ID = 'LAT_230kV_31'	Line Outage = 1125, 29162, '1'	MOY-231	230.00	F-AHU-MOY	230.00	'1'
ID = 'LAT_230kV_32'	Line Outage = 1125, 1126, '1'	MOY-231	230.00	MOY-230	230.00	'1'
ID = 'LAT_230kV_33'	Line Outage = 1126, 1129, '2'	MOY-230	230.00	MOY-232	230.00	'2'
ID = 'LAT_230kV_34'	Line Outage = 1128, 20000, 'T0'	LBR-400	400.00	-	-	'T0'
ID = 'LAT_230kV_35'	Line Outage = 1132, 1219, '1'	SIQ-230	230.00	MAG-230	230.00	'1'
ID = 'LAT_230kV_36'	Line Outage = 1132, 1145, '1'	SIQ-230	230.00	PGO-231	230.00	'1'
ID = 'LAT_230kV_37'	Line Outage = 1135, 1756, '1'	REN-232	230.00	REN-230	230.00	'1'
ID = 'LAT_230kV_38'	Line Outage = 1140, 1166, '1'	PAC-230	230.00	SAA-230	230.00	'1'
ID = 'LAT_230kV_39'	Line Outage = 1140, 1165, '1'	PAC-230	230.00	LUN-230	230.00	'1'
ID = 'LAT_230kV_40'	Line Outage = 1140, 1164, '1'	PAC-230	230.00	CLI-230	230.00	'1'
ID = 'LAT_230kV_41'	Line Outage = 1141, 1845, '2'	CHX-233	230.00	USP-230	230.00	'2'
ID = 'LAT_230kV_42'	Line Outage = 1141, 1771, '1'	CHX-233	230.00	SAS-230	230.00	'1'



ID FALLA	LINEA EN FALLA	DESDE		HASTA	ID
ID = 'LAT_230kV_43'	Line Outage = 1141, 1448, '2'	CHX-233	230.00	TIC-232	230.00 '2'
ID = 'LAT_230kV_44'	Line Outage = 1141, 1444, '1'	CHX-233	230.00	TIC-231	230.00 '1'
ID = 'LAT_230kV_45'	Line Outage = 1145, 1146, '1'	PGO-231	230.00	PGO-230	230.00 '1'
ID = 'LAT_230kV_46'	Line Outage = 1160, 1162, '1'	LPA-230	230.00	LPA-232	230.00 '1'
ID = 'LAT_230kV_47'	Line Outage = 1160, 1161, '1'	LPA-230	230.00	LPA-231	230.00 '1'
ID = 'LAT_230kV_48'	Line Outage = 1170, 1171, '1'	SNT-231	230.00	SNT-230	230.00 '1'
ID = 'LAT_230kV_49'	Line Outage = 1219, 1221, '1'	MAG-230	230.00	MAG-231	230.00 '1'
ID = 'LAT_230kV_50'	Line Outage = 1444, 1730, '1'	TIC-231	230.00	IZA-230	230.00 '1'
ID = 'LAT_230kV_51'	Line Outage = 1444, 1448, '1'	TIC-231	230.00	TIC-232	230.00 '1'
ID = 'LAT_230kV_52'	Line Outage = 1448, 1756, '1'	TIC-232	230.00	REN-230	230.00 '1'
ID = 'LAT_230kV_53'	Line Outage = 1710, 3190, '1'	PAN-230	230.00	GUA-F-H-230	230.00 '1'
ID = 'LAT_230kV_54'	Line Outage = 1710, 1771, '1'	PAN-230	230.00	SAS-230	230.00 '1'
ID = 'LAT_230kV_55'	Line Outage = 1710, 1732, '1'	PAN-230	230.00	MOR-230	230.00 '1'
ID = 'LAT_230kV_56'	Line Outage = 1823, 1845, '2'	PVI-230	230.00	USP-230	230.00 '2'
ID = 'LAT_230kV_57'	Line Outage = 1832, 1864, '1'	XAC-230	230.00	XAD-230	230.00 '1'
ID = 'LAT_230kV_58'	Line Outage = 1832, 1840, '1'	XAC-230	230.00	COV-230	230.00 '1'
ID = 'LAT_230kV_59'	Line Outage = 1840, 1845, '1'	COV-230	230.00	USP-230	230.00 '1'
ID = 'LAT_230kV_60'	Line Outage = 1840, 1841, '1'	COV-230	230.00	HUE-232	230.00 '1'
ID = 'LAT_230kV_61'	Line Outage = 3032, 30001, '1'	CJN B601	230.00	T43 CJN	230.00 '1'
ID = 'LAT_230kV_62'	Line Outage = 3032, 3550, '1'	CJN B601	230.00	VEG B607	230.00 '1'
ID = 'LAT_230kV_63'	Line Outage = 3032, 3429, '1'	CJN B601	230.00	AMT B605	230.00 '1'
ID = 'LAT_230kV_64'	Line Outage = 3032, 3095, '2'	CJN B601	230.00	PGR B603	230.00 '2'
ID = 'LAT_230kV_65'	Line Outage = 3033, 3544, '1'	SUY B612	230.00	CDH B629	230.00 '1'
ID = 'LAT_230kV_66'	Line Outage = 3033, 3429, '2'	SUY B612	230.00	AMT B605	230.00 '2'
ID = 'LAT_230kV_67'	Line Outage = 3034, 3553, '1'	PAV B620	230.00	SLU B637	230.00 '1'
ID = 'LAT_230kV_68'	Line Outage = 3034, 3544, '1'	PAV B620	230.00	CDH B629	230.00 '1'
ID = 'LAT_230kV_69'	Line Outage = 3034, 3301, '1'	PAV B620	230.00	AGC B624	230.00 '1'
ID = 'LAT_230kV_70'	Line Outage = 3034, 3080, '1'	PAV B620	230.00	LUV B621	230.00 '1'
ID = 'LAT_230kV_71'	Line Outage = 3079, 3080, '1'	LSL B628	230.00	LUV B621	230.00 '1'
ID = 'LAT_230kV_72'	Line Outage = 3095, 3550, '1'	PGR B603	230.00	VEG B607	230.00 '1'
ID = 'LAT_230kV_73'	Line Outage = 3155, 3429, '2'	TON B610	230.00	AMT B605	230.00 '2'
ID = 'LAT_230kV_74'	Line Outage = 3155, 3301, '2'	TON B610	230.00	AGC B624	230.00 '2'
ID = 'LAT_230kV_75'	Line Outage = 3183, 3300, '1'	LEC B619	230.00	SBV B609	230.00 '1'
ID = 'LAT_230kV_76'	Line Outage = 3183, 3190, '1'	LEC B619	230.00	GUA-F-H-230	230.00 '1'
ID = 'LAT_230kV_77'	Line Outage = 3211, 29181, '1'	NNC B639	230.00	F-15SE-NNC	230.00 '1'
ID = 'LAT_230kV_78'	Line Outage = 3211, 3592, '1'	NNC B639	230.00	AGF B641	230.00 '1'
ID = 'LAT_230kV_79'	Line Outage = 3300, 30002, '1'	SBV B609	230.00	T43 AMT	230.00 '1'
ID = 'LAT_230kV_80'	Line Outage = 3300, 30001, '1'	SBV B609	230.00	T43 CJN	230.00 '1'
ID = 'LAT_230kV_81'	Line Outage = 3301, 29182, '1'	AGC B624	230.00	F-15SE-AG2	230.00 '1'
ID = 'LAT_230kV_82'	Line Outage = 3301, 4411, '1'	AGC B624	230.00	F-AGC-SND	230.00 '1'
ID = 'LAT_230kV_83'	Line Outage = 3301, 3592, '1'	AGC B624	230.00	AGF B641	230.00 '1'
ID = 'LAT_230kV_84'	Line Outage = 3301, 3355, '2'	AGC B624	230.00	LUT B622	230.00 '2'



ID FALLA	LINEA EN FALLA	DESDE		HASTA		ID
ID = 'LAT_230kV_85'	Line Outage = 3310, 4407, '1'	PRD B618	230.00	F-PRD-LNI	230.00	'1'
ID = 'LAT_230kV_86'	Line Outage = 3310, 3553, '1'	PRD B618	230.00	SLU B637	230.00	'1'
ID = 'LAT_230kV_87'	Line Outage = 3429, 30002, '1'	AMT B605	230.00	T43 AMT	230.00	'1'
ID = 'LAT_230kV_88'	Line Outage = 3550, 3551, '1'	VEG B607	230.00	VEG B606	230.00	'1'
ID = 'LAT_230kV_89'	Line Outage = 3553, 3554, '1'	SLU B637	230.00	EBI B635	230.00	'1'
ID = 'LAT_230kV_90'	Line Outage = 4400, 4405, '1'	AMF-230	230.00	PNI-230	230.00	'1'
ID = 'LAT_230kV_91'	Line Outage = 4401, 4419, '1'	LBS-230	230.00	MT1-230	230.00	'1'
ID = 'LAT_230kV_92'	Line Outage = 4401, 4406, '1'	LBS-230	230.00	TCP-230	230.00	'1'
ID = 'LAT_230kV_93'	Line Outage = 4402, 4419, '1'	SND-230	230.00	MT1-230	230.00	'1'
ID = 'LAT_230kV_94'	Line Outage = 4402, 4416, '1'	SND-230	230.00	DPCG9-230	230.00	'1'
ID = 'LAT_230kV_95'	Line Outage = 4402, 4411, '1'	SND-230	230.00	F-AGC-SND	230.00	'1'
ID = 'LAT_230kV_96'	Line Outage = 4402, 4406, '1'	SND-230	230.00	TCP-230	230.00	'1'
ID = 'LAT_230kV_97'	Line Outage = 4402, 4405, '2'	SND-230	230.00	PNI-230	230.00	'2'
ID = 'LAT_230kV_98'	Line Outage = 4402, 4404, '1'	SND-230	230.00	MSY-230	230.00	'1'
ID = 'LAT_230kV_99'	Line Outage = 4403, 4416, '1'	LNI-230	230.00	DPCG9-230	230.00	'1'
ID = 'LAT_230kV_100'	Line Outage = 4403, 4407, '1'	LNI-230	230.00	F-PRD-LNI	230.00	'1'
ID = 'LAT_230kV_101'	Line Outage = 4404, 4420, '1'	MSY-230	230.00	SNB-230	230.00	'1'
ID = 'LAT_230kV_102'	Line Outage = 4404, 4410, '1'	MSY-230	230.00	SMT-230	230.00	'1'
ID = 'LAT_230kV_103'	Line Outage = 4404, 4406, '1'	MSY-230	230.00	TCP-230	230.00	'1'
ID = 'LAT_230kV_104'	Line Outage = 4406, 4412, '1'	TCP-230	230.00	F-TCP-CAS	230.00	'1'
ID = 'LAT_230kV_105'	Line Outage = 4408, 50004, '1'	F-AMY-LIB	230.00	FIC-LIB230	230.00	'1'
ID = 'LAT_230kV_106'	Line Outage = 4408, 4750, '1'	F-AMY-LIB	230.00	AMY-230	230.00	'1'
ID = 'LAT_230kV_107'	Line Outage = 4410, 4832, '1'	SMT-230	230.00	ABR-230	230.00	'1'
ID = 'LAT_230kV_108'	Line Outage = 4412, 50053, '10'	F-TCP-CAS	230.00	FIC-CAS230	230.00	'10'
ID = 'LAT_230kV_109'	Line Outage = 4415, 4416, '1'	PCG9-230	230.00	DPCG9-230	230.00	'1'
ID = 'LAT_230kV_110'	Line Outage = 4750, 4803, '1'	AMY-230	230.00	EOLO-230	230.00	'1'
ID = 'LAT_230kV_111'	Line Outage = 4803, 4832, '1'	EOLO-230	230.00	ABR-230	230.00	'1'
ID = 'LAT_230kV_112'	Line Outage = 6000, 56050, '1'	FRONTPRO	230.00	RCL230A	230.00	'1'
ID = 'LAT_230kV_113'	Line Outage = 6000, 6014, '1'	FRONTPRO	230.00	PRO230	230.00	'1'
ID = 'LAT_230kV_114'	Line Outage = 6001, 6005, '4A'	PAN230	230.00	CHO230	230.00	'4A'
ID = 'LAT_230kV_115'	Line Outage = 6001, 6003, '2C'	PAN230	230.00	PANII230	230.00	'2C'
ID = 'LAT_230kV_116'	Line Outage = 6003, 6713, '2A'	PANII230	230.00	BUR230	230.00	'2A'
ID = 'LAT_230kV_117'	Line Outage = 6003, 6470, '2B'	PANII230	230.00	24DIC230	230.00	'2B'
ID = 'LAT_230kV_118'	Line Outage = 6003, 6460, '3A'	PANII230	230.00	ECO230	230.00	'3A'
ID = 'LAT_230kV_119'	Line Outage = 6003, 6171, '1B'	PANII230	230.00	PAC230	230.00	'1B'
ID = 'LAT_230kV_120'	Line Outage = 6005, 6240, '4B'	CHO230	230.00	EHIG230	230.00	'4B'
ID = 'LAT_230kV_121'	Line Outage = 6005, 6105, '11'	CHO230	230.00	PAM230	230.00	'11'
ID = 'LAT_230kV_122'	Line Outage = 6005, 6008, '50'	CHO230	230.00	LSA230	230.00	'50'
ID = 'LAT_230kV_123'	Line Outage = 6008, 6550, '6A'	LSA230	230.00	BEV230	230.00	'6A'
ID = 'LAT_230kV_124'	Line Outage = 6008, 6520, '5A'	LSA230	230.00	SBA230	230.00	'5A'
ID = 'LAT_230kV_125'	Line Outage = 6008, 6460, '3B'	LSA230	230.00	ECO230	230.00	'3B'
ID = 'LAT_230kV_126'	Line Outage = 6008, 6240, '4C'	LSA230	230.00	EHIG230	230.00	'4C'



ID FALLA	LINEA EN FALLA	DESDE		HASTA		ID
ID = 'LAT_230kV_127'	Line Outage = 6008, 6182, '5A'	LSA230	230.00	VEL230	230.00	'5A'
ID = 'LAT_230kV_128'	Line Outage = 6011, 6380, '9A'	MDN230	230.00	BOQIII230	230.00	'9A'
ID = 'LAT_230kV_129'	Line Outage = 6011, 6182, '6C'	MDN230	230.00	VEL230	230.00	'6C'
ID = 'LAT_230kV_130'	Line Outage = 6011, 6096, '8 '	MDN230	230.00	FOR230	230.00	'8 '
ID = 'LAT_230kV_131'	Line Outage = 6014, 6510, '8A'	PRO230	230.00	POR230	230.00	'8A'
ID = 'LAT_230kV_132'	Line Outage = 6014, 6380, '9B'	PRO230	230.00	BOQIII230	230.00	'9B'
ID = 'LAT_230kV_133'	Line Outage = 6014, 6330, '27'	PRO230	230.00	BAI230	230.00	'27'
ID = 'LAT_230kV_134'	Line Outage = 6096, 6263, '0A'	FOR230	230.00	ESP230	230.00	'0A'
ID = 'LAT_230kV_135'	Line Outage = 6096, 6179, '18'	FOR230	230.00	GUA230	230.00	'18'
ID = 'LAT_230kV_136'	Line Outage = 6100, 6243, '2A'	BAY230	230.00	VHE230	230.00	'2A'
ID = 'LAT_230kV_137'	Line Outage = 6100, 6171, '1A'	BAY230	230.00	PAC230	230.00	'1A'
ID = 'LAT_230kV_138'	Line Outage = 6178, 6179, '19'	EST230	230.00	GUA230	230.00	'19'
ID = 'LAT_230kV_139'	Line Outage = 6179, 6340, '&1'	GUA230	230.00	CAN230	230.00	'&1'
ID = 'LAT_230kV_140'	Line Outage = 6179, 6360, '22'	GUA230	230.00	GLA230	230.00	'22'
ID = 'LAT_230kV_141'	Line Outage = 6179, 6182, '17'	GUA230	230.00	VEL230	230.00	'17'
ID = 'LAT_230kV_142'	Line Outage = 6182, 6550, '6B'	VEL230	230.00	BEV230	230.00	'6B'
ID = 'LAT_230kV_143'	Line Outage = 6182, 6520, '5B'	VEL230	230.00	SBA230	230.00	'5B'
ID = 'LAT_230kV_144'	Line Outage = 6182, 6440, '5A'	VEL230	230.00	DOM230	230.00	'5A'
ID = 'LAT_230kV_145'	Line Outage = 6243, 6470, '2A'	VHE230	230.00	24DIC230	230.00	'2A'
ID = 'LAT_230kV_146'	Line Outage = 6260, 6400, '21'	CHA230	230.00	FRONTCHA	230.00	'21'
ID = 'LAT_230kV_147'	Line Outage = 6260, 6340, '30'	CHA230	230.00	CAN230	230.00	'30'
ID = 'LAT_230kV_148'	Line Outage = 6260, 6263, '0B'	CHA230	230.00	ESP230	230.00	'0B'
ID = 'LAT_230kV_149'	Line Outage = 6330, 6510, '8B'	BAI230	230.00	POR230	230.00	'8B'
ID = 'LAT_230kV_150'	Line Outage = 6360, 6363, '23'	GLA230	230.00	ZAM230	230.00	'23'
ID = 'LAT_230kV_151'	Line Outage = 6363, 6366, '24'	ZAM230	230.00	EVA230	230.00	'24'
ID = 'LAT_230kV_152'	Line Outage = 6400, 58350, '1 '	FRONTCHA	230.00	CAH230	230.00	'1 '
ID = 'LAT_230kV_153'	Line Outage = 6440, 6500, '5B'	DOM230	230.00	FRONTDOM	230.00	'5B'
ID = 'LAT_230kV_154'	Line Outage = 6440, 6443, '35'	DOM230	230.00	PARE230	230.00	'35'
ID = 'LAT_230kV_155'	Line Outage = 6440, 6442, '34'	DOM230	230.00	ALT230	230.00	'34'
ID = 'LAT_230kV_156'	Line Outage = 6440, 6441, '33'	DOM230	230.00	PRIM230	230.00	'33'
ID = 'LAT_230kV_157'	Line Outage = 6460, 6713, '2A'	ECO230	230.00	BUR230	230.00	'2A'
ID = 'LAT_230kV_158'	Line Outage = 6500, 56052, '1 '	FRONTDOM	230.00	RCL230B	230.00	'1 '
ID = 'LAT_230kV_159'	Line Outage = 6510, 6511, '36'	POR230	230.00	SAL230	230.00	'36'
ID = 'LAT_230kV_160'	Line Outage = 6511, 6513, '37'	SAL230	230.00	LPO230	230.00	'37'
ID = 'LAT_230kV_161'	Line Outage = 6550, 6551, '40'	BEV230	230.00	LFI230	230.00	'40'
ID = 'LAT_230kV_162'	Line Outage = 28161, 29162, '1 '	AHUA-230	230.00	F-AHU-MOY	230.00	'1 '
ID = 'LAT_230kV_163'	Line Outage = 28161, 29161, '1 '	AHUA-230	230.00	F-AHU-LVG	230.00	'1 '
ID = 'LAT_230kV_164'	Line Outage = 28161, 28371, '2 '	AHUA-230	230.00	NEJA-230	230.00	'2 '
ID = 'LAT_230kV_165'	Line Outage = 28181, 29182, '2 '	15SE-230	230.00	F-15SE-AG2	230.00	'2 '
ID = 'LAT_230kV_166'	Line Outage = 28181, 29181, '1 '	15SE-230	230.00	F-15SE-NNC	230.00	'1 '
ID = 'LAT_230kV_167'	Line Outage = 28181, 28371, '2 '	15SE-230	230.00	NEJA-230	230.00	'2 '
ID = 'LAT_230kV_168'	Line Outage = 50000, 50050, '1 '	LIB230A	230.00	CAS230A	230.00	'1 '



ID FALLA	LINEA EN FALLA	DESDE		HASTA	ID
ID = 'LAT_230kV_169'	Line Outage = 50000, 50004, '1'	LIB230A	230.00	FIC-LIB230	230.00 '1'
ID = 'LAT_230kV_170'	Line Outage = 50000, 50002, '1'	LIB230A	230.00	LIB230B	230.00 '1'
ID = 'LAT_230kV_171'	Line Outage = 50002, 51200, '1'	LIB230B	230.00	PAP230A	230.00 '1'
ID = 'LAT_230kV_172'	Line Outage = 50002, 51150, '1'	LIB230B	230.00	PAI230A	230.00 '1'
ID = 'LAT_230kV_173'	Line Outage = 50050, 51450, '10'	CAS230A	230.00	JAC230A	230.00 '10'
ID = 'LAT_230kV_174'	Line Outage = 50050, 50052, '1'	CAS230A	230.00	CAS230B	230.00 '1'
ID = 'LAT_230kV_175'	Line Outage = 50052, 50900, '1'	CAS230B	230.00	GAB230A	230.00 '1'
ID = 'LAT_230kV_176'	Line Outage = 50052, 50102, '1'	CAS230B	230.00	COR230B	230.00 '1'
ID = 'LAT_230kV_177'	Line Outage = 50052, 50053, '1'	CAS230B	230.00	FIC-CAS230	230.00 '1'
ID = 'LAT_230kV_178'	Line Outage = 50100, 50200, '1'	COR230A	230.00	ARE230A	230.00 '1'
ID = 'LAT_230kV_179'	Line Outage = 50100, 50102, '1'	COR230A	230.00	COR230B	230.00 '1'
ID = 'LAT_230kV_180'	Line Outage = 50102, 50103, '1'	COR230B	230.00	SAD230	230.00 '1'
ID = 'LAT_230kV_181'	Line Outage = 50150, 50800, '1'	TEJ230A	230.00	PBL230	230.00 '1'
ID = 'LAT_230kV_182'	Line Outage = 50150, 50202, '1'	TEJ230A	230.00	ARE230B	230.00 '1'
ID = 'LAT_230kV_183'	Line Outage = 50200, 53050, '1'	ARE230A	230.00	LIN230A	230.00 '1'
ID = 'LAT_230kV_184'	Line Outage = 50200, 50900, '1'	ARE230A	230.00	GAB230A	230.00 '1'
ID = 'LAT_230kV_185'	Line Outage = 50200, 50202, '1'	ARE230A	230.00	ARE230B	230.00 '1'
ID = 'LAT_230kV_186'	Line Outage = 50202, 50252, '1'	ARE230B	230.00	MIR230B	230.00 '1'
ID = 'LAT_230kV_187'	Line Outage = 50250, 50300, '1'	MIR230A	230.00	MOG230A	230.00 '1'
ID = 'LAT_230kV_188'	Line Outage = 50250, 50253, '1'	MIR230A	230.00	MIR3230	230.00 '1'
ID = 'LAT_230kV_189'	Line Outage = 50250, 50252, '1'	MIR230A	230.00	MIR230B	230.00 '1'
ID = 'LAT_230kV_190'	Line Outage = 50300, 51150, '1'	MOG230A	230.00	PAI230A	230.00 '1'
ID = 'LAT_230kV_191'	Line Outage = 50350, 53200, '1'	BAR230	230.00	GAR230	230.00 '1'
ID = 'LAT_230kV_192'	Line Outage = 50350, 50900, '1'	BAR230	230.00	GAB230A	230.00 '1'
ID = 'LAT_230kV_193'	Line Outage = 50650, 50800, '1'	CQU230	230.00	PBL230	230.00 '1'
ID = 'LAT_230kV_194'	Line Outage = 50650, 50750, '1'	CQU230	230.00	VEN230A	230.00 '1'
ID = 'LAT_230kV_195'	Line Outage = 50700, 50950, '1'	TOR230	230.00	CAR230A	230.00 '1'
ID = 'LAT_230kV_196'	Line Outage = 50700, 50750, '1'	TOR230	230.00	VEN230A	230.00 '1'
ID = 'LAT_230kV_197'	Line Outage = 50800, 51302, '1'	PBL230	230.00	BIN230B	230.00 '1'
ID = 'LAT_230kV_198'	Line Outage = 50900, 54750, '1'	GAB230A	230.00	COY230A	230.00 '1'
ID = 'LAT_230kV_199'	Line Outage = 50950, 50952, '1'	CAR230A	230.00	CAR230B	230.00 '1'
ID = 'LAT_230kV_200'	Line Outage = 50952, 54500, '1'	CAR230B	230.00	GEN230A	230.00 '1'
ID = 'LAT_230kV_201'	Line Outage = 50952, 53150, '1'	CAR230B	230.00	SMI230A	230.00 '1'
ID = 'LAT_230kV_202'	Line Outage = 51100, 51150, '1'	OR0230	230.00	PAI230A	230.00 '1'
ID = 'LAT_230kV_203'	Line Outage = 51200, 51250, '1'	PAP230A	230.00	NCO230A	230.00 '1'
ID = 'LAT_230kV_204'	Line Outage = 51300, 53200, '1'	BIN230A	230.00	GAR230	230.00 '1'
ID = 'LAT_230kV_205'	Line Outage = 51300, 51302, '1'	BIN230A	230.00	BIN230B	230.00 '1'
ID = 'LAT_230kV_206'	Line Outage = 51450, 54000, '10'	JAC230A	230.00	PAR230A	230.00 '10'
ID = 'LAT_230kV_207'	Line Outage = 53000, 53102, '1'	CAJ230A	230.00	BEL230B	230.00 '1'
ID = 'LAT_230kV_208'	Line Outage = 53000, 53050, '1'	CAJ230A	230.00	LIN230A	230.00 '1'
ID = 'LAT_230kV_209'	Line Outage = 53000, 53002, '1'	CAJ230A	230.00	CAJ230B	230.00 '1'
ID = 'LAT_230kV_210'	Line Outage = 53002, 54750, '1'	CAJ230B	230.00	COY230A	230.00 '1'



ID FALLA	LINEA EN FALLA	DESDE		HASTA		ID
ID = 'LAT_230kV_211'	Line Outage = 53002, 53100, '2'	CAJ230B	230.00	BEL230A	230.00	'2'
ID = 'LAT_230kV_212'	Line Outage = 53002, 53052, '2'	CAJ230B	230.00	LIN230B	230.00	'2'
ID = 'LAT_230kV_213'	Line Outage = 53050, 53900, '1'	LIN230A	230.00	TAR230A	230.00	'1'
ID = 'LAT_230kV_214'	Line Outage = 53050, 53152, '1'	LIN230A	230.00	SMI230B	230.00	'1'
ID = 'LAT_230kV_215'	Line Outage = 53050, 53052, '1'	LIN230A	230.00	LIN230B	230.00	'1'
ID = 'LAT_230kV_216'	Line Outage = 53052, 53902, '2'	LIN230B	230.00	TAR230B	230.00	'2'
ID = 'LAT_230kV_217'	Line Outage = 53052, 53200, '1'	LIN230B	230.00	GAR230	230.00	'1'
ID = 'LAT_230kV_218'	Line Outage = 53052, 53150, '2'	LIN230B	230.00	SMI230A	230.00	'2'
ID = 'LAT_230kV_219'	Line Outage = 53100, 53102, '1'	BEL230A	230.00	BEL230B	230.00	'1'
ID = 'LAT_230kV_220'	Line Outage = 53150, 54050, '1'	SMI230A	230.00	TER230A	230.00	'1'
ID = 'LAT_230kV_221'	Line Outage = 53150, 53152, '1'	SMI230A	230.00	SMI230B	230.00	'1'
ID = 'LAT_230kV_222'	Line Outage = 53152, 54200, '1'	SMI230B	230.00	CON230A	230.00	'1'
ID = 'LAT_230kV_223'	Line Outage = 53200, 53950, '1'	GAR230	230.00	CHU230A	230.00	'1'
ID = 'LAT_230kV_224'	Line Outage = 53550, 54202, '1'	EST230	230.00	CON230B	230.00	'1'
ID = 'LAT_230kV_225'	Line Outage = 53850, 58450, '1'	RMA230	230.00	TT0230A	230.00	'1'
ID = 'LAT_230kV_226'	Line Outage = 53850, 56000, '1'	RMA230	230.00	SIS230	230.00	'1'
ID = 'LAT_230kV_227'	Line Outage = 53850, 54050, '1'	RMA230	230.00	TER230A	230.00	'1'
ID = 'LAT_230kV_228'	Line Outage = 53900, 54250, '1'	TAR230A	230.00	PIR230	230.00	'1'
ID = 'LAT_230kV_229'	Line Outage = 53900, 53902, '1'	TAR230A	230.00	TAR230B	230.00	'1'
ID = 'LAT_230kV_230'	Line Outage = 53902, 54000, '1'	TAR230B	230.00	PAR230A	230.00	'1'
ID = 'LAT_230kV_231'	Line Outage = 53950, 53952, '2'	CHU230A	230.00	CHU230C	230.00	'2'
ID = 'LAT_230kV_232'	Line Outage = 53950, 53951, '1'	CHU230A	230.00	CHU230B	230.00	'1'
ID = 'LAT_230kV_233'	Line Outage = 54000, 56102, '10'	PAR230A	230.00	PAL230B	230.00	'10'
ID = 'LAT_230kV_234'	Line Outage = 54000, 54250, '1'	PAR230A	230.00	PIR230	230.00	'1'
ID = 'LAT_230kV_235'	Line Outage = 54200, 54202, '1'	CON230A	230.00	CON230B	230.00	'1'
ID = 'LAT_230kV_236'	Line Outage = 54500, 58200, '1'	GEN230A	230.00	LEE230	230.00	'1'
ID = 'LAT_230kV_237'	Line Outage = 56000, 56100, '1'	SIS230	230.00	PAL230A	230.00	'1'
ID = 'LAT_230kV_238'	Line Outage = 56050, 56100, '1'	RCL230A	230.00	PAL230A	230.00	'1'
ID = 'LAT_230kV_239'	Line Outage = 56050, 56052, '1'	RCL230A	230.00	RCL230B	230.00	'1'
ID = 'LAT_230kV_240'	Line Outage = 56052, 56102, '10'	RCL230B	230.00	PAL230B	230.00	'10'
ID = 'LAT_230kV_241'	Line Outage = 56100, 56102, '1'	PAL230A	230.00	PAL230B	230.00	'1'
ID = 'LAT_230kV_242'	Line Outage = 58150, 58500, '1'	TRA230	230.00	REV230	230.00	'1'
ID = 'LAT_230kV_243'	Line Outage = 58150, 58300, '1'	TRA230	230.00	MOI230A	230.00	'1'
ID = 'LAT_230kV_244'	Line Outage = 58150, 58200, '1'	TRA230	230.00	LEE230	230.00	'1'
ID = 'LAT_230kV_245'	Line Outage = 58300, 58350, '1'	MOI230A	230.00	CAH230	230.00	'1'
ID = 'LAT_230kV_246'	Line Outage = 58300, 58302, '1'	MOI230A	230.00	MOI230B	230.00	'1'
ID = 'LAT_230kV_247'	Line Outage = 58302, 58500, '1'	MOI230B	230.00	REV230	230.00	'1'
ID = 'LAT_230kV_248'	Line Outage = 58450, 58500, '1'	TT0230A	230.00	REV230	230.00	'1'



## 4. DIAGRAMAS DE BODE DE REGULADORES DE VELOCIDAD

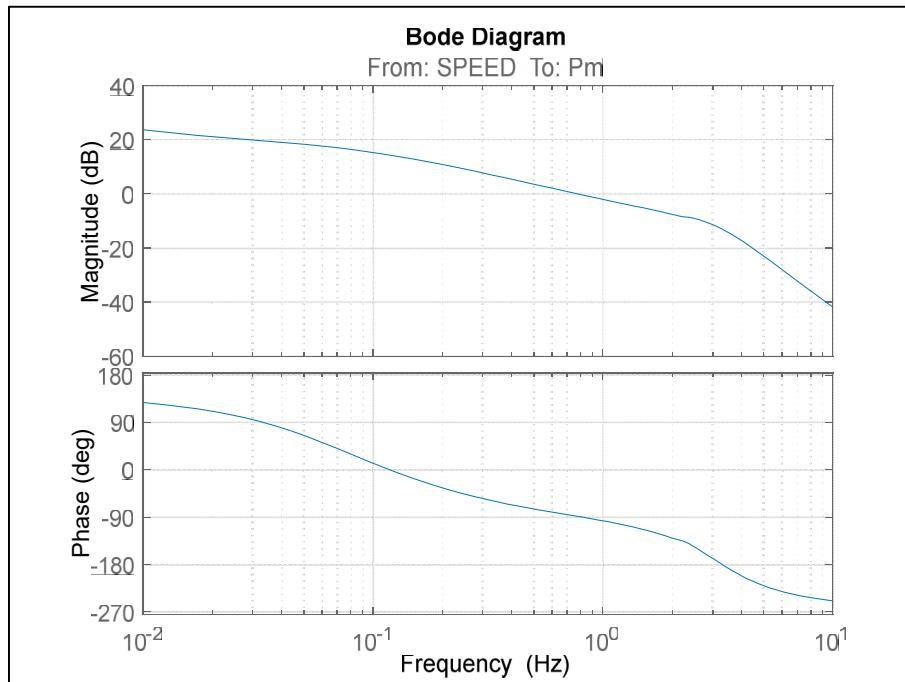


Gráfico 111. Diagrama de Bode del conjunto Governor+Turbina, CH Angostura.

### 4.1. CH Reventazón

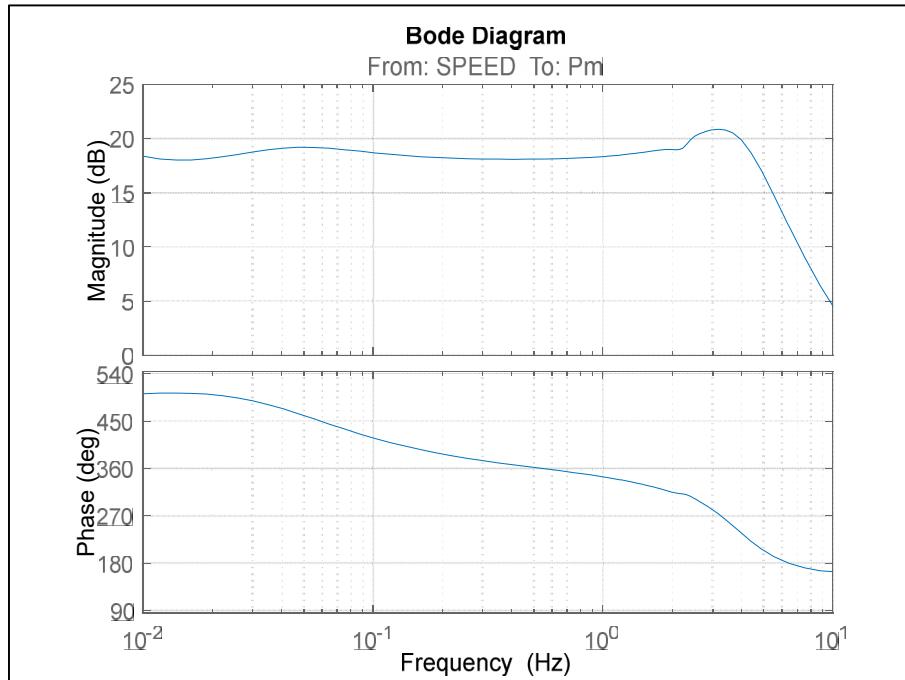


Gráfico 112. Diagrama de Bode del conjunto Governor+Turbina, CH Reventazón.

## 4.2. CH Ventanas-Garita

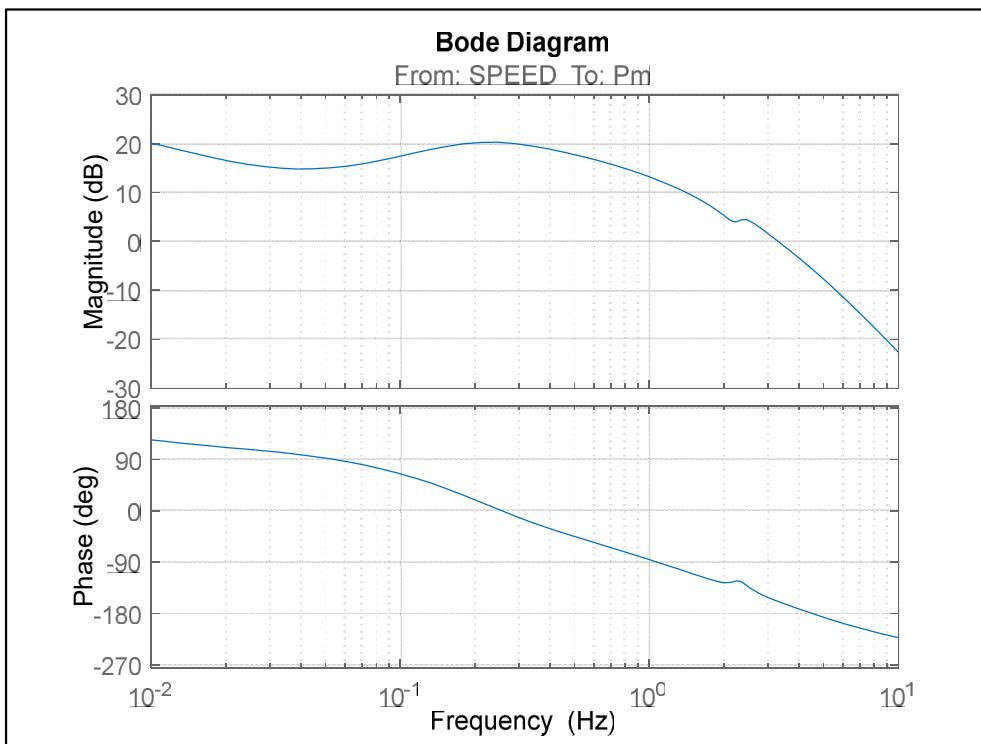


Gráfico 113. Diagrama de Bode del conjunto Governor+Turbina, CH Ventanas-Garita.

## 4.3. CH Pirris

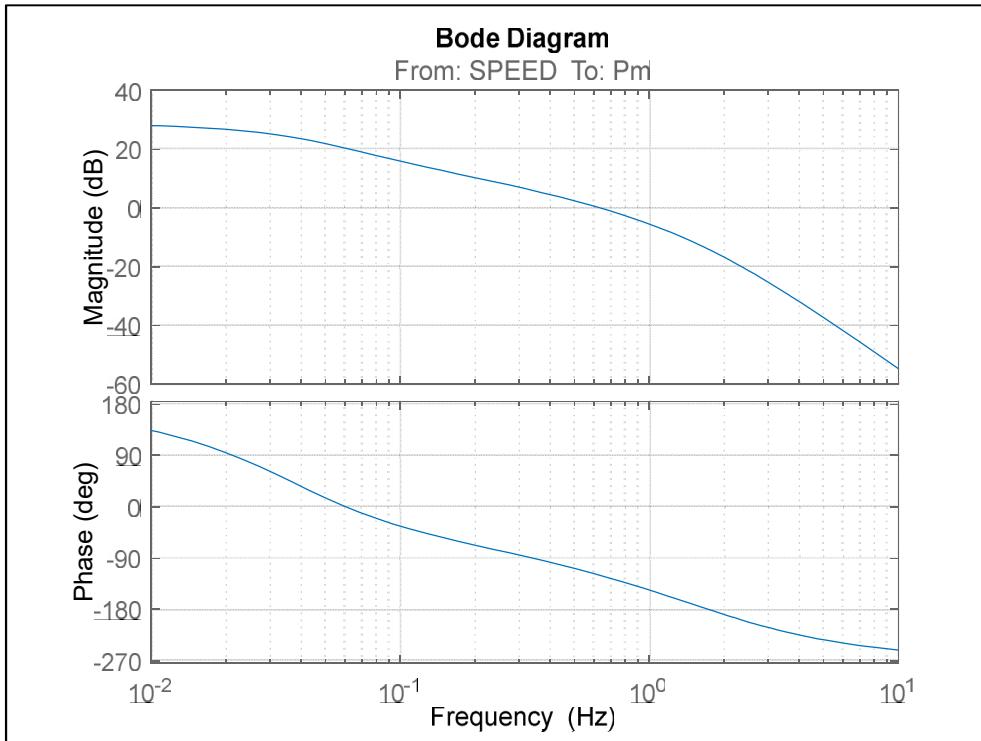


Gráfico 114. Diagrama de Bode del conjunto Governor+Turbina, CH Pirris.



#### 4.4. CH Bayano

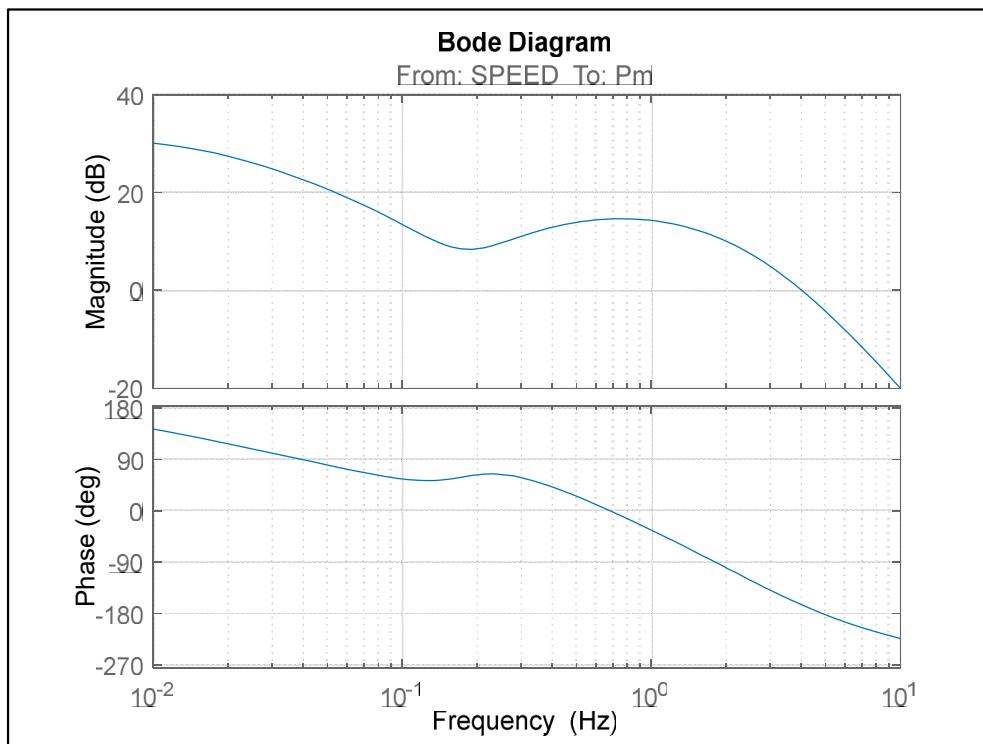


Gráfico 115. Diagrama de Bode del conjunto Governor+Turbina, CH Bayano U1 y U3.

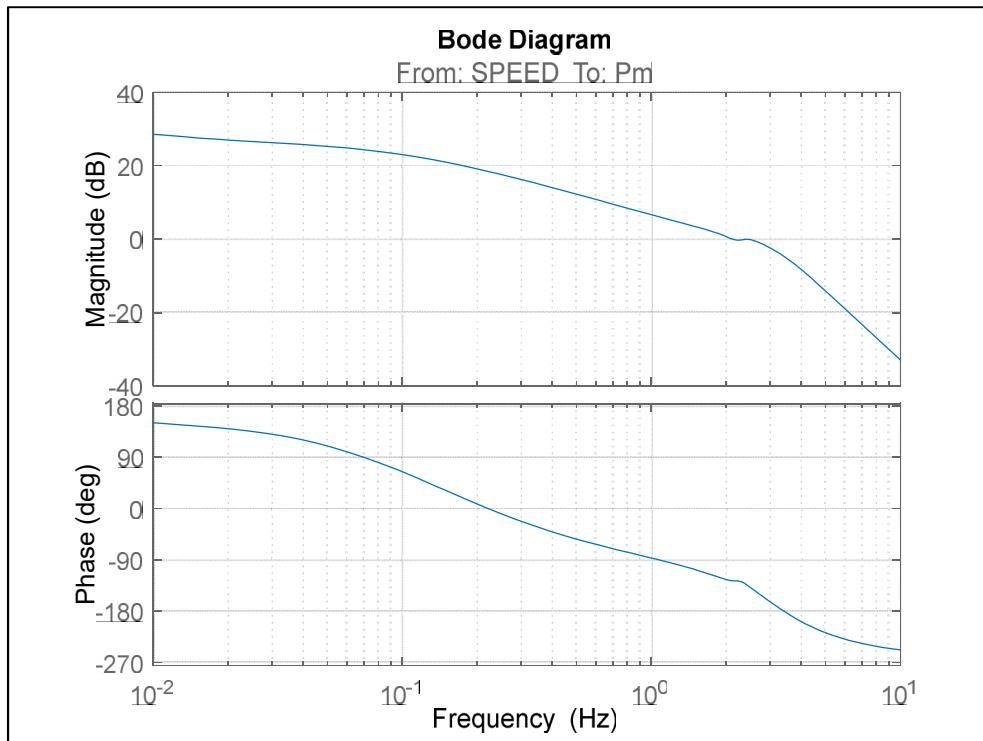


Gráfico 116. Diagrama de Bode del conjunto Governor+Turbina, CH Bayano U2.

#### 4.5. CH Fortuna

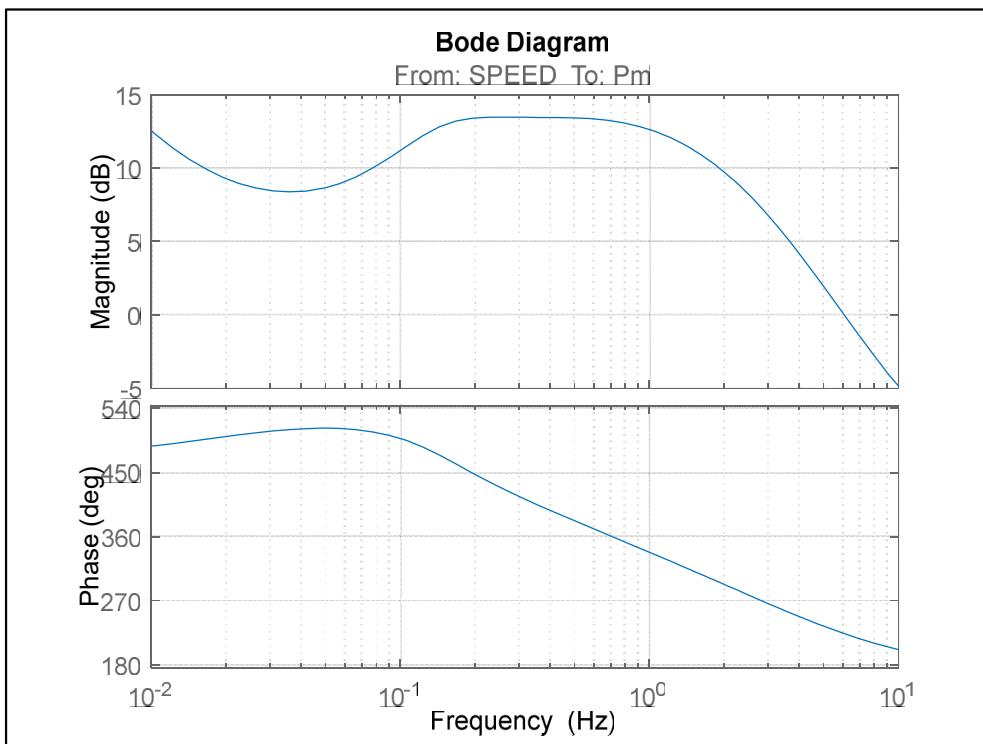


Gráfico 117. Diagrama de Bode del conjunto Governor+Turbina, CH Fortuna.

#### 4.6. CH Estí

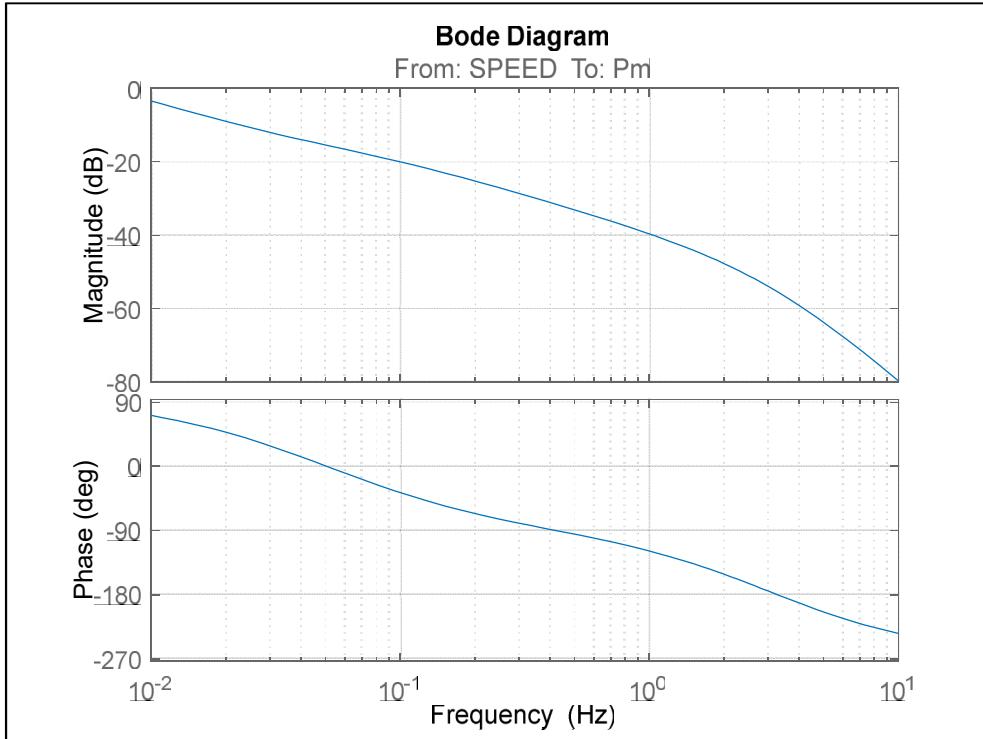


Gráfico 118. Diagrama de Bode del conjunto Governor+Turbina, CH Estí.

#### 4.7. CH Changuinola

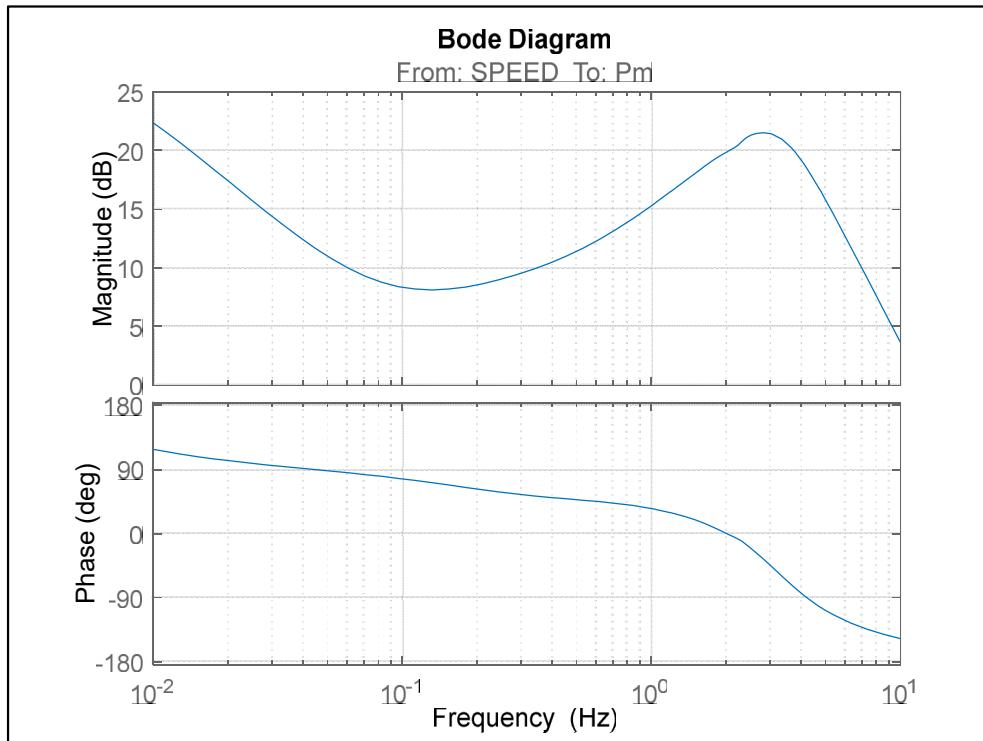


Gráfico 119. Diagrama de Bode del conjunto Governor+Turbina, CH Changuinola

#### 4.8. CH El Cajón

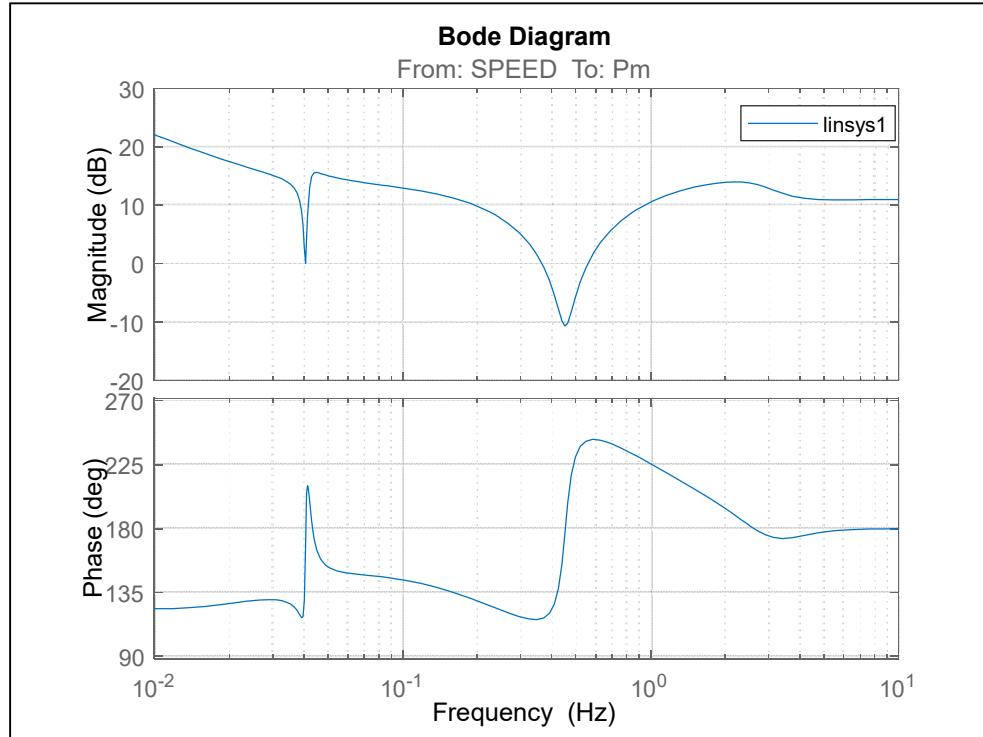


Gráfico 120. Diagrama de Bode del conjunto Governor+Turbina, CH El Cajón



#### 4.9. CH Cañaveral

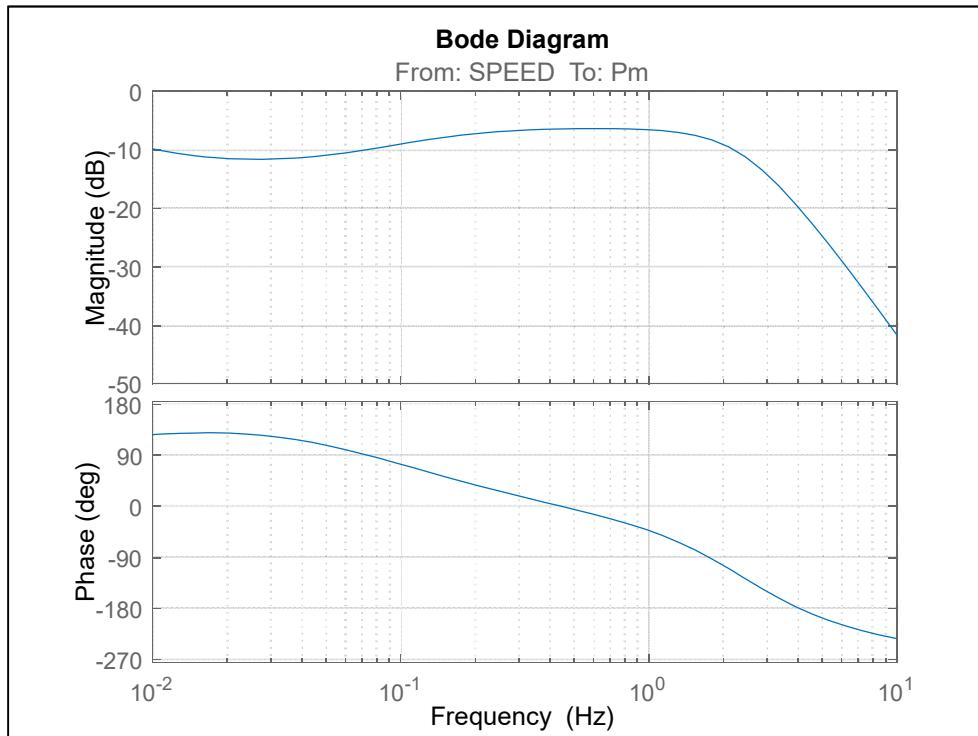


Gráfico 121. Diagrama de Bode del conjunto Governor+Turbina, CH Cañaveral



## 5. CAMBIOS REALIZADOS EN PARÁMETROS DE LA BASE DE DATOS

```
*****
/* GRUPO MERCADOS ENERGÉTICOS CONSULTORES *
/* MODELOS DE UNIDADES HOMOLOGADAS MEDIANTE PRUEBAS DE CAMPO *
/* AÑO 2017 *
*****  
  
/PENSA/  
4073 'GENROU' U3      5.5700     0.40000E-01   2.5000     0.15000  
       6.6500     0.0000     1.8800     1.7800     0.24000  
       0.37000    0.16000    0.12000    0.10000    0.50000 /  
***** AJUSTES ORIGINALES *****  
/ 4073 'AC7B' U3  
/ 0.80000E-02    17.500     7.0000     0.0000  
/ 0.0000        99.000     0.0000     3.4000  
/ 0.0000        99.000     0.0000     0.0000  
/ 0.0000        0.0000     1.0000     0.0000  
/ 0.10000E-01   0.10000    0.30000    1.0000  
/ 0.50000       5.0000     0.0000     2.5000  
/ 0.10000       3.0000     0.75000    /  
/ 4073 'PSS2A' U3      1         0         3         0  
/ 5             1         5.0000    5.0000    0.0000  
/ 5.0000       0.0000     5.0000    0.32000   1.0000  
/ 0.50000      0.10000    2.0000    0.44000   0.20000E-01  
/ 0.30000      0.20000E-01 0.10000   -0.10000  /  
*****  
4073 'AC7B' U3  
0.80000E-02    39.600     18.000     0.0000  
0.0000        99.000     0.0000     3.4000  
0.0000        99.000     0.0000     0.0000  
0.0000        0.0000     1.0000     0.0000  
0.10000E-01   0.10000    0.30000    1.0000  
0.50000       5.0000     0.0000     2.5000  
0.10000       3.0000     0.75000    /  
4073 'PSS2B' U3      1         0         3         0  
4             1         10.000    10.000    0.0000  
10.000       0.0000     10.000    0.7518    1.0000  
0.40000      0.10000    30.0000   0.3400    0.0080  
0.32000      0.00800    0.23000   0.44500   2.0000  
-2.0000      2.0000     -2.0000   0.50000E-01 -0.50000E-01 /  
4074 'GENROU' U4      5.5700     0.40000E-01   2.5000     0.15000  
       6.6500     0.0000     1.8800     1.7800     0.24000  
       0.37000    0.16000    0.12000    0.10000    0.50000 /  
***** AJUSTES ORIGINALES *****  
/ 4074 'AC7B' U4  
/ 0.80000E-02    17.500     7.0000     0.0000  
/ 0.0000        99.000     0.0000     3.4000  
/ 0.0000        99.000     0.0000     0.0000  
/ 0.0000        0.0000     1.0000     0.0000  
/ 0.10000E-01   0.10000    0.30000    1.0000  
/ 0.50000       5.0000     0.0000     2.5000  
/ 0.10000       3.0000     0.75000    /  
/ 4074 'PSS2A' U4      1         0         3         0  
/ 5             1         5.0000    5.0000    0.0000  
/ 5.0000       0.0000     5.0000    0.32000   1.0000  
/ 0.50000      0.10000    2.0000    0.44000   0.20000E-01  
/ 0.30000      0.20000E-01 0.10000   -0.10000  /  
*****  
4074 'AC7B' U4  
0.80000E-02    39.600     18.000     0.0000  
0.0000        99.000     0.0000     3.4000  
0.0000        99.000     0.0000     0.0000  
0.0000        0.0000     1.0000     0.0000  
0.10000E-01   0.10000    0.30000    1.0000  
0.50000       5.0000     0.0000     2.5000
```



```
0.10000      3.0000      0.75000      /
4074 'PSS2B' U4      1      0      3      0
        4      1      10.000      10.000      0.0000
        10.000      0.0000      10.000      0.7518      1.0000
        0.40000      0.10000      30.0000      0.3400      0.0080
        0.32000      0.00800      0.23000      0.44500      2.0000
        -2.0000      2.0000      -2.0000      0.50000E-01 -0.50000E-01 /
/BAYANO/
6101 'GENSAL' B1      5.1      0.40000E-01  0.50000E-01   2.41
        0.00000E+00  1.18      0.67      0.37      0.26
        0.150000  0.17      0.42      /
***** AJUSTES ORIGINALES ****
/6101 'PSS2A' B1
/ 1      0      3      0      5
/ 1      2.0000      2.0000      0.0020      2.0000
/ 0.0000      2.0000      0.2000      1.0000      0.0000
/ 0.1000      5.0000      0.2000      0.0400      0.3600
/ 0.1200      0.0500      -0.0500      /
***** AJUSTES ORIGINALES ****
6101 'PSS2B' B1      1      0      3      0
        4      1      10.000      10.000      0.0000
        10.000      0.0000      10.000      1.7543      1.0000
        0.40000      0.10000      35.0000      0.06300      0.0200
        0.18000      0.02000      1.26000      2.00000      2.0000
        -2.0000      2.0000      -2.0000      0.50000E-01 -0.50000E-01 /
6102 'GENSAL' B2      5.1      0.40000E-01  0.50000E-01   2.85
        0.00000E+00  1.23      0.67      0.37      0.26
        0.140000  0.19      0.41      /
***** AJUSTES ORIGINALES ****
/6102 'STAB2A' B2      1.0000      4.4000      0.1900      2.0000
/ 0.170000  1.4600      0.20000E-01  0.50000E-01 /
***** AJUSTES ORIGINALES ****
6102 'PSS2B' B2      1      0      3      0
        4      1      9.5000      9.5000      0.0000
        9.5000      0.0000      9.5000      1.6666      1.0000
        0.40000      0.10000      30.0000      0.11000      0.0200
        0.10000      0.02200      1.26000      2.00000      2.0000
        -2.0000      2.0000      -2.0000      0.50000E-01 -0.50000E-01 /
6110 'GENSAL' B3      5.1      0.30000E-01  0.50000E-01   3.7
        0.00000E+00  1.05      0.62      0.30      0.18
        0.150000  0.14      0.42      /
***** AJUSTES ORIGINALES ****
/6110 'STAB2A' B3      1.0000      4.4000      0.1900      2.0000
/ 0.170000  1.4600      0.20000E-01  0.50000E-01 /
***** AJUSTES ORIGINALES ****
6110 'PSS2B' B3      1      0      3      0
        4      1      10.000      10.000      0.0000
        10.000      0.0000      10.000      1.3510      1.0000
        0.40000      0.10000      30.0000      0.15000      0.0140
        0.09000      0.02000      1.39000      1.85000      2.0000
        -2.0000      2.0000      -2.0000      0.50000E-01 -0.50000E-01 /
/ESTI/
6176 'GENROE' E1      4.5000      0.10000E-01  1.0000      0.70000E-01
        4.0000      0.0000      1.0500      0.65000      0.34000
        0.40000      0.24000      0.15000      0.15550      0.39000      /
***** AJUSTES ORIGINALES ****
```



```
/ 6176 'STAB2A' E1    1.0000      4.4000      0.75000E-01    4.2200
/ 0.10000      2.8284      0.20000E-02      0.50000E-01    /
*****AJUSTES ORIGINALES ****
/ 6176 'PSS2B' E1    1          0          3          0
        4          1      8.0000      8.0000      0.0000
      8.0000      0.0000      8.0000      1.0000      1.0000
      0.40000     0.10000     30.0000      0.32000     0.0260
      0.08000     0.03400     2.48000     4.00000     2.0000
     -2.0000      2.0000     -2.0000      0.50000E-01   -0.50000E-01 /
6177 'GENROE' E2    4.5000      0.10000E-01    1.0000      0.70000E-01
      4.0000      0.0000      1.0500      0.65000     0.34000
      0.40000     0.24000     0.15000      0.15550     0.39000    /
*****AJUSTES ORIGINALES ****
/ 6177 'STAB2A' E2    1.0000      4.4000      0.75000E-01    4.2200
/ 0.10000      1.7321      0.20000E-02      0.50000E-01    /
*****AJUSTES ORIGINALES ****
6177 'PSS2B' E2    1          0          3          0
        4          1      8.0000      8.0000      0.0000
      8.0000      0.0000      8.0000      1.0000      1.0000
      0.40000     0.10000     30.0000      0.32000     0.0260
      0.08000     0.03400     2.48000     4.00000     2.0000
     -2.0000      2.0000     -2.0000      0.50000E-01   -0.50000E-01 /
/ANGOSTURA/
58120 'GENSAL' 1    9.0000      0.80000E-01    0.20000E-01    4.5000
      0.0000      1.0000      0.65000     0.20000     0.15000
      0.50000E-01  0.12350     0.32510      / 
*****AJUSTES ORIGINALES ****
/ 58120 'STAB2A' 1    1.0000      4.2200      0.0000      2.1500
/ 0.25000      1.0000      0.20000E-01    0.30300E-01    /
*****AJUSTES ORIGINALES ****
58120 'PSS2B' 1    1          0          3          0
        4          1      6.000       6.000      0.0000
      6.000       0.0000      6.0000      0.6670      1.0000
      0.40000     0.10000     50.0000      0.18000     0.0210
      0.12800     0.02200     1.0500      2.40000     2.0000
     -2.0000      2.0000     -2.0000      0.50000E-01   -0.50000E-01 /
58121 'GENSAL' 1    9.0000      0.80000E-01    0.20000E-01    4.5000
      0.0000      1.0000      0.65000     0.20000     0.15000
      0.50000E-01  0.12350     0.36000      / 
*****AJUSTES ORIGINALES ****
/ 58121 'STAB2A' 1    1.0000      4.2200      0.0000      2.1500
/ 0.25000      1.0000      0.20000E-01    0.30300E-01    /
*****AJUSTES ORIGINALES ****
58121 'PSS2B' 1    1          0          3          0
        4          1      6.000       6.000      0.0000
      6.000       0.0000      6.0000      0.6670      1.0000
      0.40000     0.10000     50.0000      0.18000     0.0210
      0.12800     0.02200     1.0500      2.40000     2.0000
     -2.0000      2.0000     -2.0000      0.50000E-01   -0.50000E-01 /
58122 'GENSAL' 1    9.0000      0.80000E-01    0.20000E-01    4.5000
      0.0000      1.0000      0.65000     0.20000     0.15000
      0.50000E-01  0.12350     0.36000      / 
*****AJUSTES ORIGINALES ****
/ 58122 'STAB2A' 1    1.0000      4.2200      0.0000      2.1500
/ 0.25000      1.0000      0.20000E-01    0.30300E-01    /
*****AJUSTES ORIGINALES ****
58122 'PSS2B' 1    1          0          3          0
        4          1      6.000       6.000      0.0000
```



6.000	0.0000	6.0000	0.6670	1.0000
0.40000	0.10000	50.0000	0.18000	0.0210
0.12800	0.02200	1.0500	2.40000	2.0000
-2.0000	2.0000	-2.0000	0.50000E-01	-0.50000E-01 /
/CAÑAVERAL/				
3005 'GENSA'L 1	4.5000	0.10000E-01	0.15000E-01	2.5700
0.0000	1.0700	0.74000	0.25000	0.15000
0.15000	0.10000	0.28000	/	
***** AJUSTES ORIGINALES *****				
/ SIN PSS				
*****				
3005 'PSS2B' 1	1	0	3	0
4	1	9.000	9.000	0.0000
9.000	0.0000	9.0000	1.7510	1.0000
0.40000	0.10000	15.0000	0.33000	0.600
0.34000	0.01800	0.2300	0.10000	2.0000
-2.0000	2.0000	-2.0000	0.50000E-01	-0.50000E-01 /
3006 'GENSA'L 1	4.0000	0.31000E-01	0.31000E-01	2.5700
0.0000	1.1600	0.85000	0.32000	0.12000
0.12000	0.15000	0.35000	/	
***** AJUSTES ORIGINALES *****				
/ SIN PSS				
*****				
3006 'PSS2B' 1	1	0	3	0
4	1	9.000	9.000	0.0000
9.000	0.0000	9.0000	1.7510	1.0000
0.40000	0.10000	15.0000	0.33000	0.600
0.34000	0.01800	0.2300	0.10000	2.0000
-2.0000	2.0000	-2.0000	0.50000E-01	-0.50000E-01 /
/CHANGUINOLA/				
6264 'GENSA'E G1	7.1000	0.10000	0.20000E-01	3.8700
0.0000	1.1700	0.89000	0.30000	0.18000
0.15000	0.16000	0.58000	/	
***** AJUSTES ORIGINALES *****				
/ 6264 'PSS2B' G1	1	0	3	0
/ 4	1	2.0000	2.0000	0.0000
/ 2.0000	0.0000	2.0000	1.0000	0.0000
/ 0.40000	0.10000	1.5000	1.0000	1.0000
/ 1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	0.0000
/ 0.0000	9999.0	-9999.0	0.50000E-01	-0.50000E-01 /
*****				
6264 'PSS2B' G1	1	0	3	0
4	1	10.000	10.000	0.0000
10.000	0.0000	10.000	1.2920	1.0000
0.40000	0.10000	25.0000	0.11500	0.0200
0.32000	0.01000	1.62000	2.43000	2.0000
-2.0000	2.0000	-2.0000	0.50000E-01	-0.50000E-01 /
6265 'GENSA'E G2	7.1000	0.10000	0.20000E-01	3.8700
0.0000	1.1700	0.89000	0.30000	0.18000
0.15000	0.16000	0.58000	/	
***** AJUSTES ORIGINALES *****				
/ 6265 'PSS2B' G2	1	0	3	0
/ 4	1	2.0000	2.0000	0.0000
/ 2.0000	0.0000	2.0000	1.0000	0.0000
/ 0.40000	0.10000	1.5000	1.0000	1.0000
/ 1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	0.0000
/ 0.0000	9999.0	-9999.0	0.50000E-01	-0.50000E-01 /
*****				



6265	'PSS2B'	G2	1	0	3	0
		4	1	10.000	10.000	0.0000
		10.000	0.0000	10.000	1.2920	1.0000
		0.40000	0.10000	25.0000	0.11500	0.0200
		0.32000	0.01000	1.62000	2.43000	2.0000
		-2.0000	2.0000	-2.0000	0.50000E-01	-0.50000E-01 /
6268	'GENSAL'	G3	5.0000	0.20000E-01	0.90000E-01	2.2700
		0.0000	1.0900	0.84000	0.47000	0.36000
		0.14000	0.15000	0.70833	/	
6268	'ESAC8B'	G3	0.20000E-01	129.00	172.00	30.000
		0.10000E-01	1.0000	0.10000E-01	6.0000	0.0000
		0.50000	1.0000	2.0000	0.10000	4.0000
		0.50000	/			
6268	'HYGOV'	G3	0.30000E-01	0.50000	16.000	0.25000E-01
		0.20000	0.16700	1.0000	0.0000	0.84100
		1.0810	0.0000	0.14000	/	
/CAJON/						
3001	'GENROE'	1				
		7.5000	0.0500	3.0000	0.1000	4.4000
		0.0000	1.0300	0.6350	0.2750	0.4000
		0.1800	0.1245	0.0700	0.2100	/
***** AJUSTES ORIGINALES *****						
/ SIN PSS						
*****						
3001	'PSS2B'	1	1	0	3	0
		4	1	10.000	10.000	0.0000
		10.000	0.0000	10.000	1.1363	1.0000
		0.40000	0.10000	55.0000	0.42000	0.6300
		0.09000	0.03000	0.22000	0.02000	2.0000
		-2.0000	2.0000	-2.0000	0.50000E-01	-0.50000E-01 /
3002	'GENROE'	1				
		7.5000	0.0500	3.0000	0.1000	4.4000
		0.0000	1.0300	0.6350	0.2750	0.4000
		0.1800	0.1245	0.0700	0.2100	/
***** AJUSTES ORIGINALES *****						
/ SIN PSS						
*****						
3002	'PSS2B'	1	1	0	3	0
		4	1	10.000	10.000	0.0000
		10.000	0.0000	10.000	1.1363	1.0000
		0.40000	0.10000	55.0000	0.42000	0.6300
		0.09000	0.03000	0.22000	0.02000	2.0000
		-2.0000	2.0000	-2.0000	0.50000E-01	-0.50000E-01 /
3003	'GENROE'	1				
		7.5000	0.0500	3.0000	0.1000	4.4000
		0.0000	1.0300	0.6350	0.2750	0.4000
		0.1800	0.1245	0.0700	0.2100	/
***** AJUSTES ORIGINALES *****						
/ SIN PSS						
*****						
3003	'PSS2B'	1	1	0	3	0
		4	1	10.000	10.000	0.0000
		10.000	0.0000	10.000	1.1363	1.0000
		0.40000	0.10000	55.0000	0.42000	0.6300
		0.09000	0.03000	0.22000	0.02000	2.0000
		-2.0000	2.0000	-2.0000	0.50000E-01	-0.50000E-01 /
3004	'GENROE'	1				
		7.5000	0.0500	3.0000	0.1000	4.4000
		0.0000	1.0300	0.6350	0.2750	0.4000
		0.1800	0.1245	0.0700	0.2100	/

```

***** AJUSTES ORIGINALES *****
/ SIN PSS
*****
3004 'PSS2B' 1      1      0      3      0
        4      1      10.000    10.000    0.0000
     10.000    0.0000    10.000    1.1363    1.0000
    0.40000    0.10000   55.0000    0.42000    0.6300
    0.09000    0.03000   0.22000    0.02000    2.0000
   -2.0000    2.0000   -2.0000   0.50000E-01 -0.50000E-01 /
/FORTUNA/
6097 'GENROE' 1    12.000    0.1500    7.0000    0.1500
    4.5000    0.0000    1.1000    0.5700    0.2400
    0.5500    0.2000    0.1100    0.0900    0.2500
/
***** AJUSTES ORIGINALES *****
/ 6097 'PSS2B' 1      1      0      3      0
/        4      1      3.0000    3.0000    0.20000E-01
/     3.0000    0.0000    1.0000    0.4000    1.0000
/     0.40000    0.10000   3.0000    0.10000   0.10000E-01
/     0.10000    0.10000E-01 0.0000    0.0000    0.0000
/     0.0000    0.0000    0.0000    0.10000   -0.10000 /
*****
6097 'PSS2B' 1      1      0      3      0
        4      1      7.5000    7.5000    0.0000
     7.5000    0.0000    7.5000    0.8330    1.0000
    0.40000    0.10000   25.0000    0.3500    0.0250
    0.24300    0.06000   0.3100    0.7600    2.0000
   -2.0000    2.0000   -2.0000   0.50000E-01 -0.50000E-01 /
6098 'GENROE' 2    11.500    0.1300    7.0000    0.2000
    4.5000    0.0000    1.1600    0.7000    0.2400
    0.6000    0.2000    0.1200    0.1300    0.2700
/
***** AJUSTES ORIGINALES *****
/ 6098 'PSS2B' 2      1      0      3      0
/        4      1      3.0000    3.0000    0.20000E-01
/     3.0000    0.0000    1.0000    0.4000    1.0000
/     0.40000    0.10000   3.0000    0.10000   0.10000E-01
/     0.10000    0.10000E-01 0.0000    0.0000    0.0000
/     0.0000    0.0000    0.0000    0.10000   -0.10000 /
*****
6098 'PSS2B' 2      1      0      3      0
        4      1      7.5000    7.5000    0.0000
     7.5000    0.0000    7.5000    0.8330    1.0000
    0.40000    0.10000   25.0000    0.3500    0.0250
    0.24300    0.06000   0.3100    0.7600    2.0000
   -2.0000    2.0000   -2.0000   0.50000E-01 -0.50000E-01 /
6099 'GENROE' 3    9.0000    0.1300    7.0000    0.2000
    4.5000    0.0000    1.1600    0.7200    0.2400
    0.5000    0.2000    0.1200    0.1300    0.2700
/
***** AJUSTES ORIGINALES *****
/ 6099 'PSS2B' 3      1      0      3      0
/        4      1      3.0000    3.0000    0.20000E-01
/     3.0000    0.0000    1.0000    0.4000    1.0000
/     0.40000    0.10000   3.0000    0.10000   0.10000E-01
/     0.10000    0.10000E-01 0.0000    0.0000    0.0000
/     0.0000    0.0000    0.0000    0.10000   -0.10000 /
*****
6099 'PSS2B' 3      1      0      3      0
        4      1      7.5000    7.5000    0.0000

```



7.5000	0.0000	7.5000	0.8330	1.0000
0.40000	0.10000	25.0000	0.3500	0.0250
0.24300	0.06000	0.3100	0.7600	2.0000
-2.0000	2.0000	-2.0000	0.50000E-01	-0.50000E-01 /
/GARITA/				
53221 'GENROE' 1	5.8100	0.10000E-01	4.5000	0.20000E-01
5.2000	0.0000	0.91410	0.80500	0.27000
0.33000	0.20000	0.12500	0.21400	0.60000 /
53221 'ESST4B' 1	0.30000E-01	10.000	10.000	1.0000
-1.0000	0.20000E-01	1.0000	0.0000	1.0000
-1.0000	0.0000	5.9000	0.0000	12.000
0.50000	0.0000	0.0000	/	
***** AJUSTES ORIGINALES *****				
/ PSS OFF				
*****				
53221 'PSS2B' 1	1	0	3	0
4	1	9.000	9.000	0.0000
9.000	0.0000	9.0000	0.8653	1.0000
0.40000	0.10000	50.0000	0.27000	0.0150
0.08000	0.03000	0.6000	0.90000	2.0000
-2.0000	2.0000	-2.0000	0.50000E-01	-0.50000E-01 /
53222 'GENROE' 1	5.5000	0.35000E-01	4.5000	0.30000E-01
5.2500	0.0000	0.91410	0.80500	0.27000
0.33000	0.20000	0.12500	0.85000E-01	0.50000 /
53222 'ESST4B' 1	0.35000E-01	11.400	11.400	1.0000
-1.0000	0.10000E-01	1.0000	0.0000	1.0000
-1.0000	0.0000	5.7000	0.0000	12.000
0.50000	0.0000	0.0000	/	
***** AJUSTES ORIGINALES *****				
/ PSS OFF				
*****				
53222 'PSS2B' 1	1	0	3	0
4	1	9.000	9.000	0.0000
9.000	0.0000	9.0000	0.8653	1.0000
0.40000	0.10000	50.0000	0.27000	0.0150
0.08000	0.03000	0.6000	0.90000	2.0000
-2.0000	2.0000	-2.0000	0.50000E-01	-0.50000E-01 /
/PIRRIS/				
54270 'GENSAE' 1	9.3000	0.12000	0.35000	4.6000
0.0000	1.3400	0.75780	0.25000	0.22000
0.14000	0.16000	0.37000	/	
***** AJUSTES ORIGINALES *****				
/ PSS OFF				
*****				
54270 'PSS2B' 1	1	0	3	0
4	1	6.000	6.000	0.0000
6.000	0.0000	6.0000	0.6520	1.0000
0.40000	0.10000	20.0000	0.09000	0.0770
0.13000	0.03600	0.2400	0.27000	2.0000
-2.0000	2.0000	-2.0000	0.50000E-01	-0.50000E-01 /
54271 'GENSAE' 1	9.3000	0.10000	0.35000	4.6000
0.0000	1.3500	0.78000	0.25000	0.22000
0.14000	0.16000	0.37000	/	
***** AJUSTES ORIGINALES *****				
/ PSS OFF				
*****				
54271 'PSS2B' 1	1	0	3	0
4	1	6.000	6.000	0.0000



6.000	0.0000	6.0000	0.6520	1.0000
0.40000	0.10000	20.0000	0.09000	0.0770
0.13000	0.03600	0.2400	0.27000	2.0000
-2.0000	2.0000	-2.0000	0.50000E-01	-0.50000E-01 /
/REVENTAZON/				
58520 'GENROE' 1	8.7000	0.1800	4.0000	0.2000
5.1500	0.0000	1.3300	0.9900	0.3100
0.7000	0.2300	0.0300	0.1000	0.3000/
***** AJUSTES ORIGINALES *****				
58520 'PSS2A' 1	1	0	3	0
1	5.0000	5.0000	0.0049	5.0000
0.0000	5.0000	0.8101	1.0000	0.5000
0.1000	2.5000	0.2000	0.0500	0.1500
0.0500	0.0500	-0.0500	/	
*****				
58520 'PSS2B' 1	1	0	3	0
4	1	10.000	10.000	0.0000
10.000	0.0000	10.000	0.9710	1.0000
0.40000	0.10000	25.0000	0.08000	0.0100
0.03500	0.03600	1.00000	0.64000	2.0000
-2.0000	2.0000	-2.0000	0.50000E-01	-0.50000E-01 /
58521 'GENROE' 1	8.7000	0.1800	4.0000	0.2000
5.1500	0.0000	1.3300	0.9900	0.3100
0.7000	0.2300	0.0300	0.1000	0.3000/
***** AJUSTES ORIGINALES *****				
58521 'PSS2A' 1	1	0	3	0
1	5.0000	5.0000	0.0049	5.0000
0.0000	5.0000	0.8101	1.0000	0.5000
0.1000	2.5000	0.2000	0.0500	0.1500
0.0500	0.0500	-0.0500	/	
*****				
58521 'PSS2B' 1	1	0	3	0
4	1	10.000	10.000	0.0000
10.000	0.0000	10.000	0.9710	1.0000
0.40000	0.10000	25.0000	0.08000	0.0100
0.03500	0.03600	1.00000	0.64000	2.0000
-2.0000	2.0000	-2.0000	0.50000E-01	-0.50000E-01 /
58522 'GENROE' 1	8.7000	0.1800	4.0000	0.2000
5.1500	0.0000	1.3300	0.9900	0.3100
0.7000	0.2300	0.0300	0.1000	0.3000/
***** AJUSTES ORIGINALES *****				
58522 'PSS2A' 1	1	0	3	0
1	5.0000	5.0000	0.0049	5.0000
0.0000	5.0000	0.8101	1.0000	0.5000
0.1000	2.5000	0.2000	0.0500	0.1500
0.0500	0.0500	-0.0500	/	
*****				
58522 'PSS2B' 1	1	0	3	0
4	1	10.000	10.000	0.0000
10.000	0.0000	10.000	0.9710	1.0000
0.40000	0.10000	25.0000	0.08000	0.0100
0.03500	0.03600	1.00000	0.64000	2.0000
-2.0000	2.0000	-2.0000	0.50000E-01	-0.50000E-01 /
58523 'GENROE' 1	8.7000	0.1800	4.0000	0.2000
5.1500	0.0000	1.3300	0.9900	0.3100
0.7000	0.2300	0.0300	0.1000	0.3000/



```
***** AJUSTES ORIGINALES *****
58523 'PSS2A' 1
    1      0      3      0      5
    1      5.0000   5.0000   0.0049   5.0000
    0.0000   5.0000   0.8101   1.0000   0.5000
    0.1000   2.5000   0.2000   0.0500   0.1500
    0.0500   0.0500   -0.0500   /
***** AJUSTES ORIGINALES *****
58523 'PSS2B' 1      1      0      3      0
    4      1      10.000   10.000   0.0000
    10.000   0.0000   10.000   0.9710   1.0000
    0.40000   0.10000   25.0000   0.08000   0.0100
    0.03500   0.03600   1.00000   0.64000   2.0000
    -2.0000   2.0000   -2.0000   0.50000E-01 -0.50000E-01 /
/RIO LINDO/
3007 'GENROU' 1      4.0000   0.10000E-01   2.0000   0.10000
    4.0000   0.0000   1.1800   0.59000   0.35000
    0.37000   0.15000   0.19000   0.15000   0.35000   /
***** AJUSTES ORIGINALES *****
/ 3007 'PSS2A' 1      1      0      3      0
/      5      1      2.0000   2.0000   0.20000E-02
/      2.0000   0.0000   2.0000   0.20000   1.0000
/      0.0000   0.10000   5.0000   0.20000   0.40000E-01
/      0.36000   0.12000   0.50000E-01 -0.50000E-01 /
***** AJUSTES ORIGINALES *****
3007 'PSS2A' 1      4      1      0      3      0
    4      1      10.0000   10.0000   0.0000
    10.000   0.0000   10.0000   1.2500   1.0000
    0.4000   0.10000   30.0000   0.22200   0.0160
    0.46300   0.62000   0.50000E-01 -0.50000E-01 /
3008 'GENROU' 1      4.0000   0.10000E-01   2.0000   0.19000
    4.0000   0.0000   1.1500   0.67000   0.35000
    0.54000   0.24000   0.20000   0.16000   0.40000   /
***** AJUSTES ORIGINALES *****
/ 3008 'PSS2A' 1      1      0      3      0
/      5      1      2.0000   2.0000   0.20000E-02
/      2.0000   0.0000   2.0000   0.20000   1.0000
/      0.0000   0.10000   5.0000   0.20000   0.40000E-01
/      0.36000   0.12000   0.50000E-01 -0.50000E-01 /
***** AJUSTES ORIGINALES *****
3008 'PSS2A' 1      4      1      0      3      0
    4      1      10.0000   10.0000   0.0000
    10.000   0.0000   10.0000   1.2500   1.0000
    0.4000   0.10000   30.0000   0.22200   0.0160
    0.46300   0.62000   0.50000E-01 -0.50000E-01 /
3009 'GENROU' 1      4.0000   0.10000E-01   2.0000   0.10000
    4.0000   0.0000   1.2400   0.59000   0.38000
    0.45000   0.21000   0.18000   0.22000   0.50000   /
***** AJUSTES ORIGINALES *****
/ 3009 'PSS2A' 1      1      0      3      0
/      5      1      2.0000   2.0000   0.20000E-02
/      2.0000   0.0000   2.0000   0.11000   1.0000
/      0.0000   0.10000   2.7500   0.20000   0.40000E-01
/      0.36000   0.12000   0.50000E-01 -0.50000E-01 /
***** AJUSTES ORIGINALES *****
3009 'PSS2A' 1      4      1      0      3      0
    4      1      10.0000   10.0000   0.0000
    10.000   0.0000   10.0000   1.2500   1.0000
    0.4000   0.10000   30.0000   0.22200   0.0160
    0.46300   0.62000   0.50000E-01 -0.50000E-01 /
```



```
3010 'GENROU' 1      4.0000    0.10000E-01   2.0000    0.10000
                   4.0000    0.0000    1.1800    0.71000   0.50000
                  0.50000   0.24000    0.15000   0.18000   0.42000   /
***** AJUSTES ORIGINALES ****
/ 3010 'PSS2A' 1      1          0          3          0
/           5          1          2.0000    2.0000   0.20000E-02
/          2.0000    0.0000    2.0000   0.15000   1.0000
/          0.0000    0.10000   3.0000   0.20000   0.40000E-01
/          0.36000   0.12000   0.50000E-01 -0.50000E-01 /
***** PSS2A ****
3010 'PSS2A' 1      1          0          3          0
                   4          1          10.0000   10.0000   0.0000
                  10.000   0.0000   10.0000   1.2500   1.0000
                 0.4000   0.10000   30.0000   0.22200   0.0160
                 0.46300  0.62000   0.50000E-01 -0.50000E-01 /
```