

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



INTEGRACION DE UN PARQUE EOLICO Y SU IMPACTO EN EL SEIN

INFORME DE SUFICIENCIA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELÉCTRICISTA

PRESENTADO POR:

JACK SANDOVAL YRAZABAL

**PROMOCIÓN
2009- II**

**LIMA – PERÚ
2014**

INTEGRACION DE UN PARQUE EOLICO Y SU IMPACTO EN EL SEIN

Dedico el presente informe a mis familiares y amistades quienes siempre creyeron en mi carrera. Agradezco de manera especial a los profesores de la UNI FIEE por el aliento constante.

SUMARIO

En el presente informe de suficiencia se trata de analizar el comportamiento del parque eólico Malabrigo en estado estacionario y dinámico, específicamente el control de la potencia activa, reactiva y de tensión considerando la topología de la red y evaluar específicamente la máxima capacidad a instalarse, y su impacto en el área Norte del Sistema, cumpliendo con criterios técnicos de conexión al SEIN de instalaciones eólicas que emplean el viento como recurso primario.

Este informe se realiza debido a que en estos últimos años existe el interés nacional de desarrollar la generación eléctrica mediante el uso de recursos energéticos renovables; entre ellos, la operación de parques eólicos conectados al SEIN.

INDICE

PROLOGO	7
CAPITULO I.....	8
ANTECEDENTES.....	8
1.1 Introducción.....	8
1.1.1 OSINERGMIN	9
1.1.2 COES.....	9
1.2 Marco Teórico.....	15
1.3 Normatividad para la Operación de Parques Eólicos.....	18
1.4 Objetivo.....	22
1.5 Alcances.....	22
CAPITULO II.....	24
CARACTERISTICAS ELECTRICAS DEL SISTEMA	24
2.1 Descripción del Sistema de transmisión del SEIN.....	24
2.2 Descripción de Instalaciones Eléctricas del Parque Eólico.....	24
2.3 Características de los Aerogeneradores.....	28
2.3.1 Características Eléctricas.....	29
2.3.2 Capacidad de Regulación de Potencia Reactiva.....	29
CAPITULO III.....	31
DETERMINACION DE LA MAXIMA CAPACIDAD A INSTALARSE	31
3.1 Metodología.....	31
3.2 Resultados para el Escenario de Mínima Demanda en Avenida.....	33
3.2.1 Resultados para Caso I.....	33
3.2.2 Resultados para Caso II.....	35
3.2.3 Resultados para Caso III.....	36
3.2.4 Resultados para Caso IV	38
3.3 Resultados para el Escenario de Mínima Demanda en Estiaje	39
3.3.1 Resultados para Caso V.....	39
3.3.2 Resultados para Caso VI	41
3.3.3 Resultados para Caso VII.....	42
3.3.4 Resultados para Caso VIII.....	43
CAPITULO IV	45
COMPORTAMIENTO EN ESTADO ESTACIONARIO ANTE EL INGRESO DEL PARQUE EOLICO	45
4.1 Registro y Evaluación del Recurso Eólico.....	45
4.2 Factor de Carga	47
4.3 Análisis de Flujo de Carga	48
4.3.1 Casos de Análisis en Avenida 2012	48
4.3.2 Casos de Análisis en Estiaje 2012.....	51
4.3.3 Resultados para el Análisis en Avenida 2012	52
4.3.4 Resultados para el Análisis en Estiaje 2012.....	56

4.4 Análisis de Cortocircuito.....	58
4.4.1 Resultados para el Análisis en Avenida 2012	59
4.4.2 Resultados para el Análisis en Estiaje 2012	63
CAPITULO V	66
RESPUESTA DEL AEROGENERADOR ANTE HUECOS DE TENSION	66
5.1 MODELADO DEL AEROGENERADOR.....	66
5.2 Respuesta del Aerogenerador ante Hueco de tensión	68
5.2.1 Por Falla Trifásica en Barra 0,69kV del Aerogenerador.....	68
5.2.2 Por falla Monofásica en Barra 30kV de SE Malabrigo.....	71
5.2.3 Recierre Exitoso en LT Deriv Malabrigo – SE Malabrigo a 1% de SE Malabrigo	74
5.2.4 Recierre Exitoso en LT Deriv Malabrigo – SE Malabrigo a 99% de SE Malabrigo	77
CONCLUSIONES.....	81
ANEXOS.....	83
BIBLIOGRAFIA.....	87

PROLOGO

El objetivo principal del presente trabajo es mostrar que la generación eólica constituye una realidad energética debido al estado actual de la tecnología que permite la construcción de máquinas de gran potencia y fiabilidad de funcionamiento, con las que, en lugares apropiados, se pueden construir parques eólicos que pueden generar cantidades significativas de energía, económicamente rentable, al mismo tiempo que su conexión cumple con los requisitos mínimos de funcionamiento y seguridad según la actual normatividad.

El presente trabajo se ha dividido en cinco capítulos, los cuales son definidos de la siguiente forma:

En el Capítulo I, se expone los objetivos trazados, marco teórico, y la normativa vigente por OSINERGMIN y COES.

Capítulo II, se describe el proyecto eólico Malabrigo, sus instalaciones que conforman el parque eólico y las características del generador de inducción doblemente alimentado. El modelamiento, diseño y control del generador de inducción doblemente alimentado no han sido objeto de este informe.

Capítulo III, se analiza de la máxima capacidad de generación eólica a suministrarse en el punto de conexión de Parque Eólico Malabrigo al SEIN.

Capítulo IV, se evalúa el impacto del ingreso del Parque Eólico Malabrigo en el SEIN en su operación en estado estacionario y el efecto de algunas perturbaciones sobre la operación dinámica.

Capitulo V, se muestra la respuesta del generador ante huecos de tensión.

Finalmente, se plantea las conclusiones y recomendaciones obtenidas del presente trabajo, para validar el ingreso del parque eólico Malabrigo al SEIN, para lo cual se ha tenido como fuente de información las bibliografías indicadas para cada tema y se adjunta los anexos y Tablas de resultados del presente trabajo.

CAPITULO I ANTECEDENTES

1.1 Introducción

El Perú es un país con topografía variada, de gran diversidad climática y alto potencial de energía renovable de origen hídrico, eólico y solar.

El continuo incremento del precio de petróleo y el efecto nocivo de calentamiento global generado por los gases de efecto invernadero, producto del uso de los combustibles fósiles en los sectores energético y de transporte, requieren la diversificación de la matriz energética del País, la cual ha venido siendo promovida por el Gobierno del Perú y el Ministerio de Energía y Minas mediante los dispositivos legales y las medidas correspondientes.

Para que esta diversificación pueda ser realmente aplicada, permitiendo el uso de las fuentes de energía renovable que existen en el País en una escala amplia e intensiva, es necesario e indispensable conocer la disponibilidad de dichos recursos renovables y su distribución georeferenciada en el territorio nacional.

La energía eólica es una de las fuentes de energía con mayor crecimiento de implantación en el mundo. Su emergencia a finales del siglo XX para la generación de energía eléctrica limpia, la ha conducido rápidamente a ser una fracción importante de la generación eléctrica en muchos países. Para que este hecho llegara a producirse, han tenido que aunarse varios factores, entre los que se pueden calificar cinco como los decisivos. Primero, la necesidad, ligada al progresivo agotamiento de los combustibles fósiles. Segundo, el potencial, existente en varias partes del Globo, del suficiente recurso eólico. Tercero, la capacidad tecnológica, para desarrollar aerogeneradores cada día más eficientes. Cuarto, la visión de los pioneros en este campo, quienes en la segunda mitad del siglo pasado dirigieron el desarrollo tecnológico para conducirnos a la situación actual. Y por último, la voluntad política para facilitar la implantación de la energía eólica, tanto en lo que se refiere a la tramitación administrativa como a la retribución para el productor.

Del marco legal mediante decreto legislativo 1002 (Mayo 2008), ley de la promoción de la inversión para la generación de electricidad con el uso de energías renovables, se declaró de interés nacional y necesidad pública el desarrollo de generación eléctrica mediante el uso de recursos energéticos renovables (en adelante RER), estableciéndose varias disposiciones con la finalidad de promover la inversión para la generación de electricidad a través del uso de energías renovables.

Mediante decreto supremo 050-2008.EM (Octubre 2008), reglamento de la generación de electricidad con energía renovable, se establece disposiciones reglamentarias necesarias para la adecuada aplicación del DL 1002.

1.1.1 OSINERGMIN

Osinergmin está a cargo del desarrollo de las subastas que convoca el gobierno para promover la inversión en generación utilizando Recursos Energéticos Renovables (RER), de fijar los precios máximos y determinar las primas mediante liquidaciones anuales.

En la primera subasta (Febrero 2010), la energía requerida al año con tecnología eólica se fijó en 329 gigavatios hora (GWh) pero se adjudicó 571 GWh a dos empresas: Energía Eólica, de capitales peruanos y españoles, y el Consorcio Cobra Perú - Perú Energía Renovable.

La empresa Energía Eólica construirá la central eólica Cupisnique de una potencia de 80 MW con punto de suministro Guadalupe 220 kV y estará ubicada en Trujillo (La Libertad), y la central eólica Talara (Piura) de 30 MW de potencia con punto de suministro Talara 220 kV.

Mientras que el Consorcio Cobra Perú - Perú Energía Renovable construirá la central eólica de Marcona (Ica) de 32 MW de potencia con punto de suministro Marcona 220 kV.

En la segunda subasta de energías renovables (Agosto 2011), en tecnología eólica ganó el postor Consorcio Tres Hermanas con el proyecto Parque Eólico Tres Hermanas de 90 MW con punto de suministro Marcona 220 kV, precio adjudicado de 69 dólares por megavatio hora (MWh) y la energía adjudicada es de 415.76 gigavatios hora (GWh) al año.

1.1.2 COES

El Ministerio de Energía y Minas (MEM) encargó al Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES) calcular la capacidad máxima de energía

eólica que pueda instalarse en cada barra del sistema eléctrico. La consultora Electrical System Consultants de Italia, la cual fue contratada por el COES, determinó en 375 MW la máxima capacidad de generación eólica adicional a conectarse al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN 2012).

De acuerdo con el estudio presentado por la mencionada consultora en Mayo del 2011, la capacidad máxima establecida se deberá distribuir entre los sitios candidatos, de modo tal que el índice de fluctuación de tensión no sea superior a tres por ciento en cada sitio.

El esquema de generación convencional y eólica de la condición de mínima demanda en avenida representa un Grado de Penetración de alrededor del 10%, que se considera un valor adecuado para el inicio de los proyectos eólicos del Perú. La producción individual varía en relación al viento (en cierto rango), y la del conjunto depende de la extensión y distribución espacial de las unidades individuales.

Respecto al impacto de las tecnologías a utilizarse para obtener energía eólica, el estudio señala que el SEIN no debería aceptar los aerogeneradores eólicos cuya construcción está basada en generadores de inducción de jaula de ardilla (SCIG) [1]. Ello debido a la ausencia de control sobre la velocidad en las variaciones del viento las cuales se transmiten a la red, así como las perturbaciones en la red que provocan respuestas deficientes en los aerogeneradores. Se muestra una tabla comparativa sobre las características por tipo de generador en la Tabla 1.1.

Tabla 1.1 - Tabla Comparativo

TIPO DE GENERADOR	CARACTERISTICAS RELEVANTES
DE INDUCCION DE JAULA DE ARDILLA (SCIG)	<ul style="list-style-type: none"> • Consume potencia reactiva de la red, degradando la tensión y la calidad del servicio. • No suministra un soporte en el control de potencia activa y reactiva.
DE INDUCCION DOBLEMENTE ALIMENTADO (DFIG)	<p>Esta tecnología está entre las mas difundidas en Dinamarca y Alemania.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Mediante el control de las corrientes del rotor se controla tanto la potencia activa como la reactiva de manera independiente. • Esta tecnología tiene como meta incorporar señales de control adicionales, para emular alguna contribución a la Regulación Primaria de Frecuencia.
SINCROMO FULL CONVERTER (SFC)	<p>Esta tecnología comienza a difundirse, ampliamente en Alemania.</p> <ul style="list-style-type: none"> • El convertidor permite control bastante flexible de la potencia activa y reactiva, en condiciones normales o en contingencias en la red. • Esta tecnología tiene como meta incorporar señales de control adicionales, para emular alguna contribución a la Regulación Primaria de Frecuencia.

En ese sentido, precisa que el SEIN debe exigir que las tecnologías a utilizarse sean las más modernas, entre las cuales se encuentran el generador de inducción doblemente alimentado (DFIG) o el generador síncrono con acople directo y controlado con convertidor (SG). Estas tecnologías cuentan con un diseño en la turbina de los equipos que aseguran un control estable de la velocidad, en el rango más alto (y la potencia inyectada a la red), evitando propagar las perturbaciones del viento sobre el SEIN.

Nodos candidatos

Según el Atlas Eólico del Perú, el potencial eólico aprovechable del Perú es superior a los 22000 MW, distribuido según la tercera columna de la Tabla 1.2, indicada a continuación:

Tabla 1.2 - Potencial Eólico del Perú

Departamento	Potencia Total (MW)	Potencia Aprovechable (MW)
Amazonas	1380	6
Ancash	8526	138
Apurimac	0	0
Arequipa	1992	1158
Ayacucho	114	0
Cajamarca	18360	3450
Callao	0	0
Cuzco	0	0
Huancavelica	0	0
Huánuco	54	0
Ica	18360	9144
Junin	48	0
La Libertad	4596	282
Lambayeque	2880	564
Lima	1434	156
Loreto	0	0
Madre de Dios	0	0
Moquegua	144	0
Pasco	0	0
Piura	17628	7554
Puno	162	0
San Martín	504	0
Tacna	942	0
Tumbes	0	0
Ucayali	0	0
TOTAL PERÚ	77394	22452

Los nodos señalados por el COES como candidatos a recibir la inyección de generación eólica se muestran en la Tabla 1.3 y las inyecciones (MW) admisibles en el 2012 y 2014 se muestran en las Tablas 1.4 y 1.5.

Tabla 1.3 Nodos Candidatos

Zona	Nodo	
	Nombre	Un [kV]
Centro	HCHO220	220
	PARAMONGA_NUEVA_220	220
	ICA220	220
	MARC220	220
	CHIMBOTE_220	220
Norte	TRUJILLO_220	220
	GUADALUPE_220B	220
	CHICLAYO_OESTE_220	220
	LA_NINA_220	220
	Piura_220A	220
	TALARA_220	220
	TUMB60	60
	MONT220	220
Sur	REPA138	138
	MOLL138	138
	TACNA66	66

Tabla 1.4 Inyección Total Adicional (2012)

Generador	Área	Subestación	Máxima PE [MW] Año 2012
GE_Tumbes_220	CostaNorte	TUMB60	2.9
GE_Talara_220	CostaNorte	TALA_220	9.0
GE_Piura_220	CostaNorte	SEPO220	10.8
GE_Chiclayo_220	CostaNorte	SECHO220	22.4
GE_Guadalupe_220	CostaNorte	SEGUA220	23.7
GE_Trujillo_220	CostaNorte	SETNOR220	32.0
GE_Chimbote_220	CostaNorte	CHIM220	39.3
GE_Paramonga_220	CostaNorte	PANU220	55.6
GE_Huacho_220	CostaNorte	HCHO220	43.3
Total Región Norte			239.0
GE_Mollendo_138	CostaSur	MOLL138	9.1
GE_Moquegua_220	CostaSur	MONT220	46.7
GE_Reparticion_138	CostaSur	REPA138	14.5
GE_Tacna_66	CostaSur	TACNA66	7.7
Total Región Sur			78.0
GE_Ica_220	SierraCentro	ICA220	38.5
GE_Marcona_220	SierraCentro	MARC220	19.6
Total Región Sur Medio			58.1
Total SEIN			375.0

Tabla 1.5 – Inyección Total Adicional (2014)

Área	Barra candidata		Potencias [MW]	
	Nombre	Un [kV]	P _{adm}	Total Área
Al norte de SE Trujillo	LA NIÑA	220	41	67
	CHICLAYO	220	67	
	GUADALUPE	220	73	
	TRUJILLO	220	114	
	TUMBES	220	6	
	PIURA	220	45	
Entre las SSEE Huacho y Chimbote	TALARA	220	32	57
	PARAMONGA	220	119	
	CHIMBOTE	220	135	
Sur	REPARTICION	138	45	204
	MOLLENDO	138	18	
	TACNA	66	15	
Sur medio	MOQUEGUA	220	127	168
	MARCONA	220	88	
	ICA	220	81	
Total generación eólica adicional [MW]				497

En la Figura 1.1, se resalta los nodos candidatos a recibir generación eólica adicional en el esquema geográfico actual del SEIN.

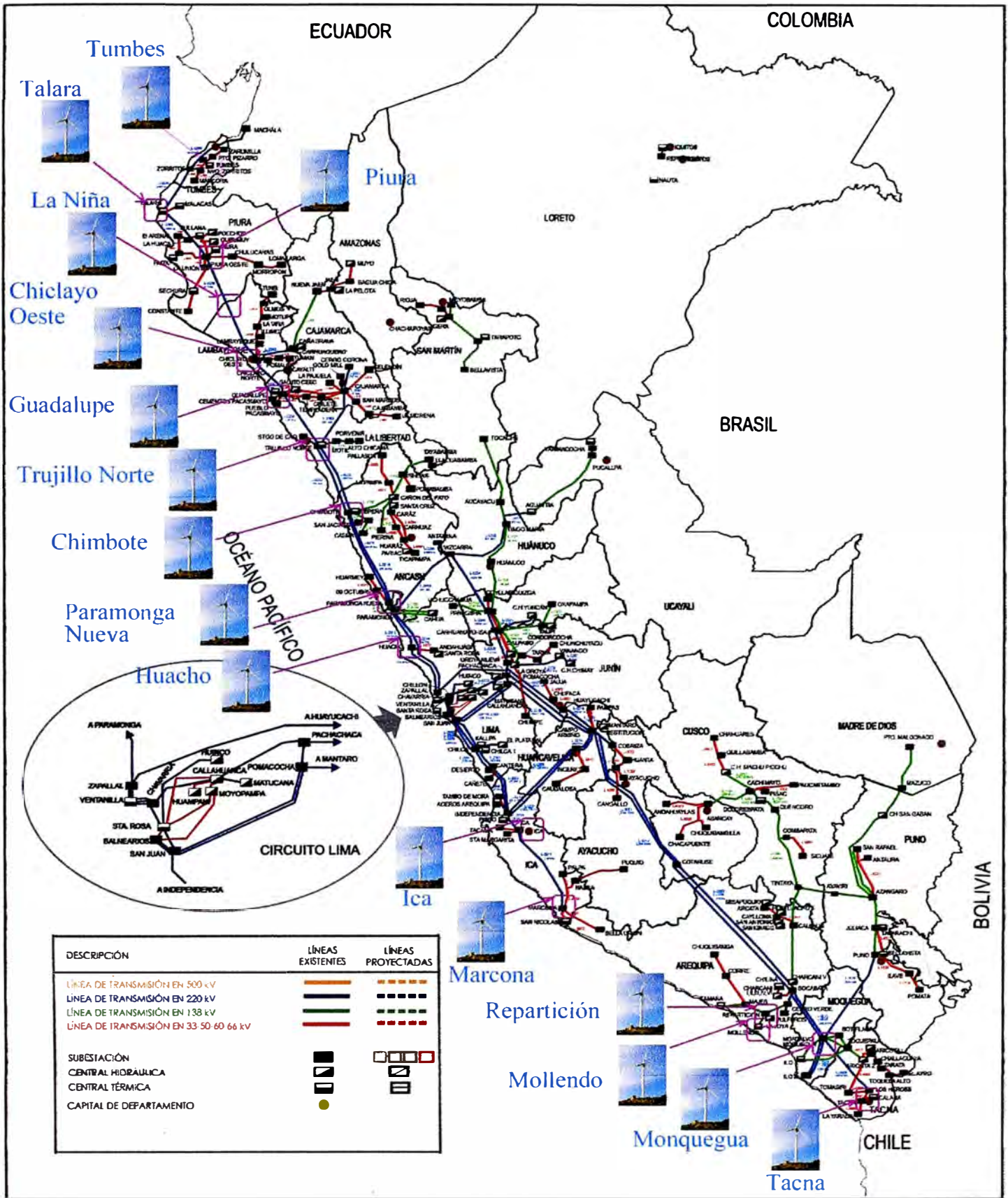


Fig. 1.1: Barras candidatas en el esquema geográfico actual del SEIN.

La potencia total nominal registrada de las instalaciones eólicas, en cada barra asociada al punto de conexión de la red, debe ser inferior al 5% de la potencia de cortocircuito de dicha barra; sin embargo, debido a la constante innovación tecnológica de las instalaciones eólicas, los criterios técnicos de conexión podrán ser actualizados conforme a las necesidades de operación y control del sistema eléctrico, de acuerdo a los resultados de los estudios del comportamiento del sistema eléctrico tanto en régimen permanente como en régimen transitorio realizados por el COES.

1.2 Marco Teórico

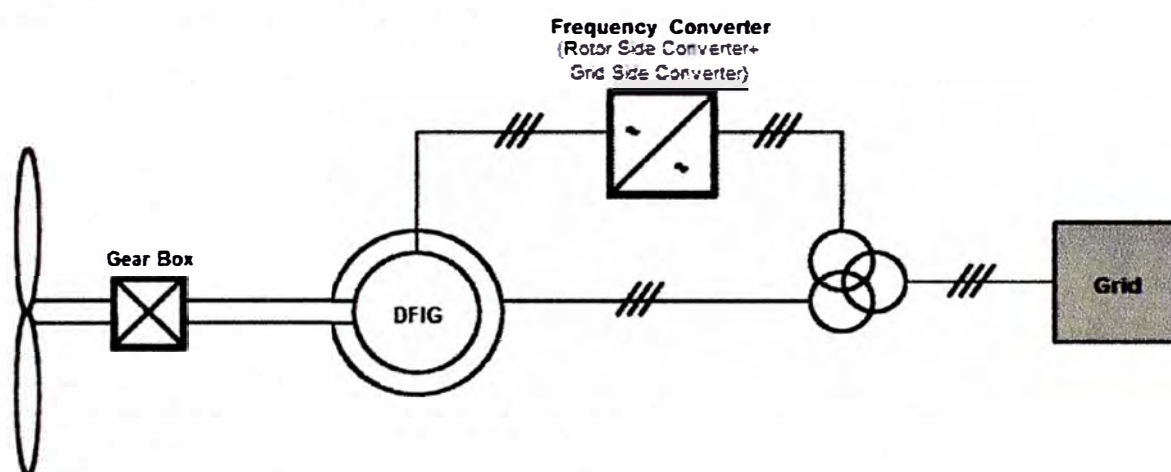


Fig. 1.2: Esquema simplificado representando el generador eólico doblemente alimentado DFIG

En este informe, se ha decidido describir al generador de inducción doblemente alimentado (DFIG) que es mostrada en la figura 1.2 debido a que este tipo de turbina esta pronto a instalarse en el SEIN. En principio, el generador doblemente alimentado trabaja como un generador síncrono debido a que la potencia reactiva y activa puede ser controlada independientemente del uno al otro. El DFIG consta de un generador de inducción de rotor bobinado con los devanados del estator conectados directamente a la red AC y anillos rodantes para la inyección o absorción de corriente en el rotor y la operación a velocidad variable que se obtiene por la inyección e una tensión controlada a rotor a la frecuencia de deslizamiento. El principio básico de funcionamiento es como en el caso de un generador de jaula de ardilla, donde como se sabe la potencia disipada por el rotor P_r es una fracción de la potencia de entrehierro P_δ y función del deslizamiento s ($P_r = s \cdot P_\delta$). Sin

embargo para este caso la potencia P_r puede ser controlada, y esto gracias al control de la corriente que fluye a través del convertidor. En lugar de disipar la energía en el rotor, esta puede alimentar también la red principal.

La bobina del rotor es alimentado a través de un sistemas basado en dos convertidores de frecuencia. Este convertidor es de tipo fuente de tensión (back-to-back) bidireccional que está parcialmente clasificada en aproximadamente el 35% de la potencia nominal del generador. Esta configuración permite que la energía fluya del sistema eólico a la red a través del estator y el rotor. Además el doble convertidor desacopla la frecuencia de la red de la frecuencia mecánica del rotor, posibilitando la operación a velocidad variable de la turbina de viento. El generador y el convertidor están protegidos por un limitador de tensión y un sistema Crowbar que limita la sobre-corriente según se muestra en la figura 1.3.

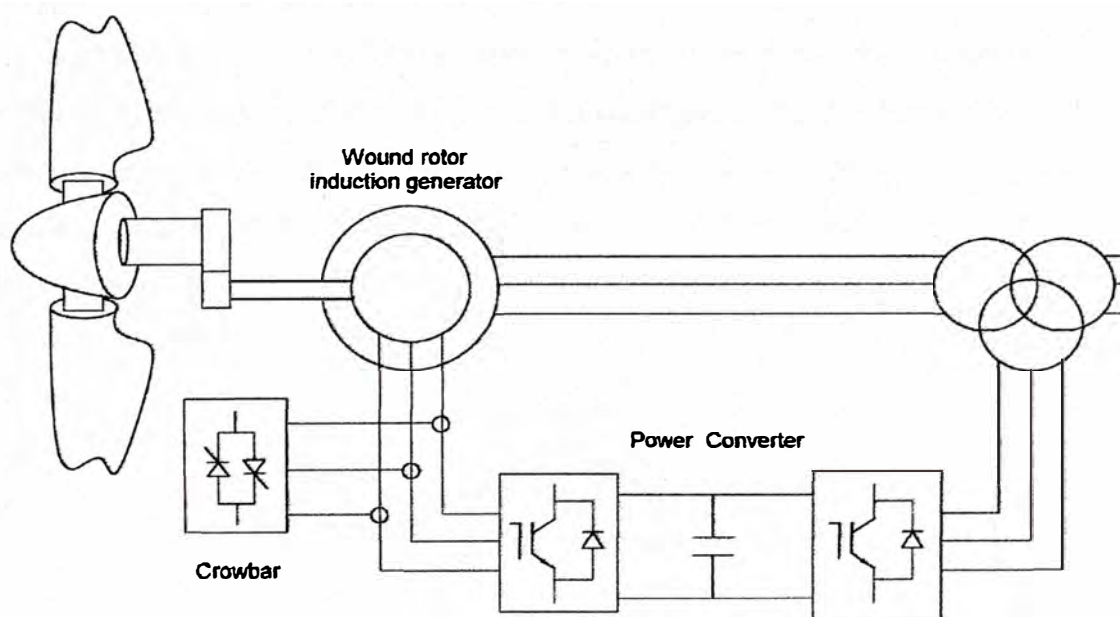


Fig. 1.3: Turbina de velocidad variable

La operación de convertidor permite que la velocidad del rotor varíe en torno a la velocidad de sincronismo dentro de un cierto rango en función de la capacidad de convertidor. El aerogenerador de velocidad variable proporciona una capacidad de

seguimiento del punto de máxima potencia, por lo que mejora la producción total de energía.

Para los más modernos convertidores (“bidireccionales”), P_r también puede ser negativa (esto significa el flujo de potencia eléctrica es desde la red hacia el rotor). Entonces controlando P_r , el deslizamiento s se controla y por lo tanto también la velocidad. La potencia nominal del convertidor electrónico es de alrededor del 30 % de la potencia nominal del estator. La potencia del estator es, aparte de las pérdidas, igual a la potencia del entrehierro P_δ . De la expresión de la potencia del rotor, se verifica entonces que el rango para s es de ± 0.3 pu. El rango obtenido en el cual la variación de velocidad es posible resulta ser desde el 70 % de la velocidad síncrona hasta el 130%.

La opción para la potencia nominal del convertidor del rotor está dada por el cruce entre los costos y el rango deseado de variación de velocidad. El costo de los convertidores electrónicos de potencia crece rápidamente incrementando el valor de potencia nominal.

Operación en estado estacionario del DFIG

Si el generador opera a velocidad sub-síncrona, el rotor absorberá energía de la red a través del convertidor y el estator del generador entregará a la red proveniente de la energía captada del viento por la turbina según se muestra en la figura 1.4. En la operación super-síncrona o velocidad encima de la velocidad síncrona, el estator entrega potencia a la red y el rotor entregará potencia a la red a través del convertidor [2].

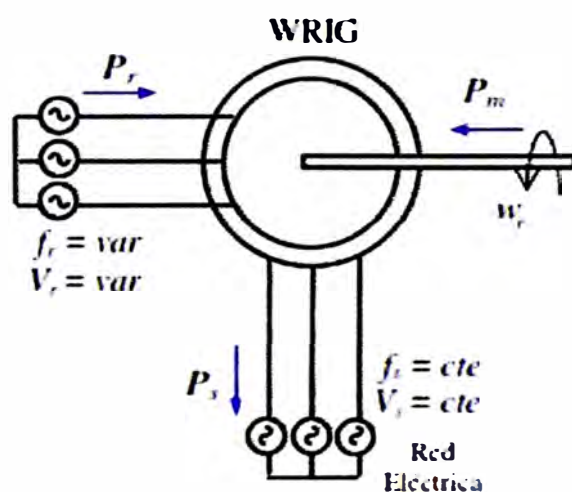


Fig. 1.4: Operación sub-síncrona ($W_r < W_{SEIN}$) del DFIG

La figura 1.5 (a) y (b) muestra los dos modos de operación del sistema del DFIG para velocidades del rotor menor que la velocidad síncrona en donde el rotor consume potencia activa de la red a través del doble convertidor y cuando la velocidad del rotor es mayor que la velocidad síncrona en donde el rotor inyecta potencia activa a la red a través del doble convertidor [3].

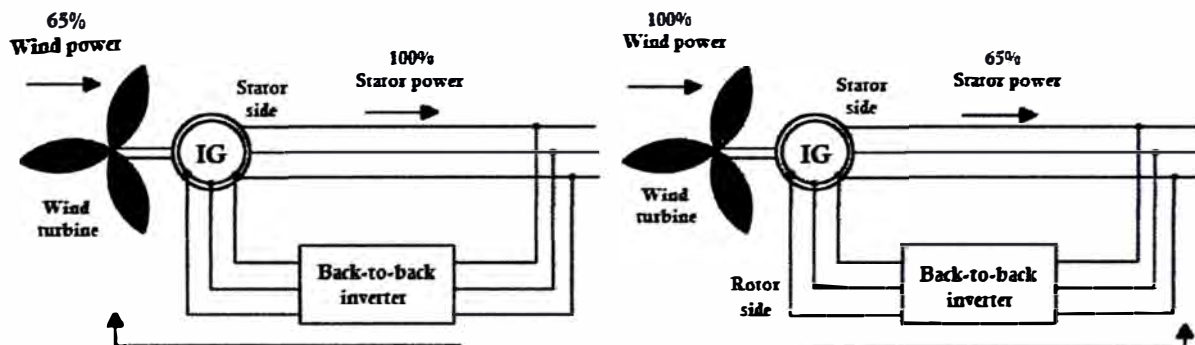


Fig. 1.5: Modos de operación del DFIG (a) Operación sub-síncrona (b) Operación super-síncrona

1.3 Normatividad para la Operación de Parques Eólicos

Las fallas en la sistema se manifiestan en la formas de caídas de tensión o sub-tensiones y sobretensiones las que pueden llevar a la desconexión de las unidades RER como parques eólicos o sistemas de generación fotovoltaico, generando un importante desequilibrio entre la oferta y la demanda, produciendo una desconexión de todas las unidades que están conectadas al sistema.

Las siguientes características típicas son generalmente definidas en los diferentes códigos o normas internacionales:

- Operación frente a los huecos de tensión o caídas de tensión y frente a las máximas sobretensiones, la tasa de recuperación para las fallas simétricas y asimétricas que las plantas eólicas deben de soportar sin desconectarse, y las circunstancias bajo las cuales el parque eólico puede ser desconectada de la red.
- Limitaciones de P y Q durante la falla y durante la recuperación del sistema.

- Inyección de corriente reactiva para el soporte de tensión durante la falla y durante la recuperación.
- Reanudación de la inyección de potencia activa dentro de los límites después del despeje de la falla.

POTENCIA REACTIVA EN REGIMEN PERMANENTE

En régimen permanente, las instalaciones eólicas deben equiparse con sistemas de control de potencia reactiva que permitan ajustar el factor de potencia en el punto de conexión a red.

Las instalaciones eólicas deben tener capacidad para garantizar los valores máximos de factor de potencia mostrados en la figura 1 a diferentes niveles de generación de potencia activa. El factor de potencia de 0,95 capacitivo (en adelanto) y de 0,95 inductivo (en retraso) deberá mantenerse para los niveles de generación de potencia activa que varían entre el 20% y 100% de la potencia total nominal registrada de la instalación eólica. Para valores de generación de potencia activa inferiores al 10% de la potencia nominal, la instalación eólica podría operar dentro del área sombreada de la figura 1.6. Se entiende que cuando la generación de potencia activa está por debajo del 10%, la instalación eólica puede trabajar con factor de potencia unidad. No obstante el COES podría solicitar operar a la instalación eólica dentro del rango de valores del factor de potencia, especificado por el área sombreada, siempre que no se superen los límites de tensión admisibles en el lado de baja tensión de las turbinas eólicas o se justifique por parte del titular de la instalación eólica la imposibilidad técnica para cumplir con las exigencias especificadas. Asimismo, la generación de potencia reactiva con potencia activa nula, solo se podrá realizar a nivel de subestación transformadora.

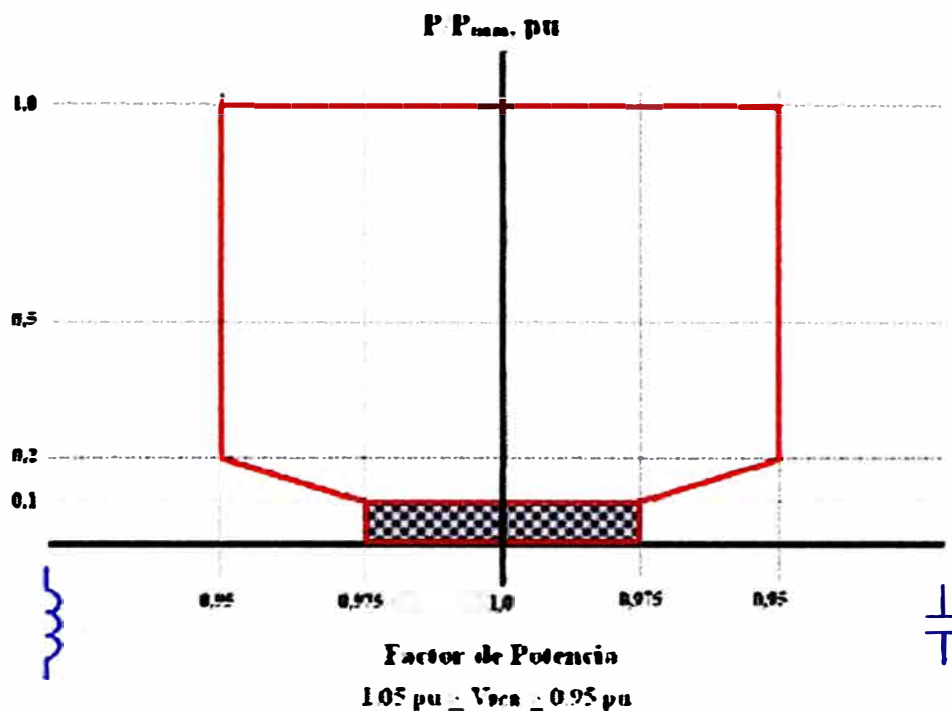


Fig. 1.6: Rango de operación del factor de potencia de la instalación eólica en régimen permanente

PERFIL DE LOS HUECOS DE TENSION

Según los procedimientos COES [4], el parque eólico debe ser capaz de soportar, sin desconectarse, cualquier perturbación severa transitoria en la tensión (en módulo y/o en ángulo) en el punto de conexión a red, causados por cortocircuitos equilibrados o desequilibrados o por cualquier causa de otra naturaleza sin presencia de falla, con los perfiles de magnitud y duración del hueco de tensión, mostrado en la figura 1.7. Es decir, no se producirá la desconexión en la parte superior a la envolvente dibujada por la línea roja de la figura 1.7, la cual representa la tensión fase a tierra en p.u. en las fases falladas, en caso de cortocircuitos trifásicos, bifásicos a tierra y monofásicos. La figura 1.7 está relacionada a una generación eléctrica eólica inferior al 5% de la potencia de cortocircuito en el punto de conexión a red.

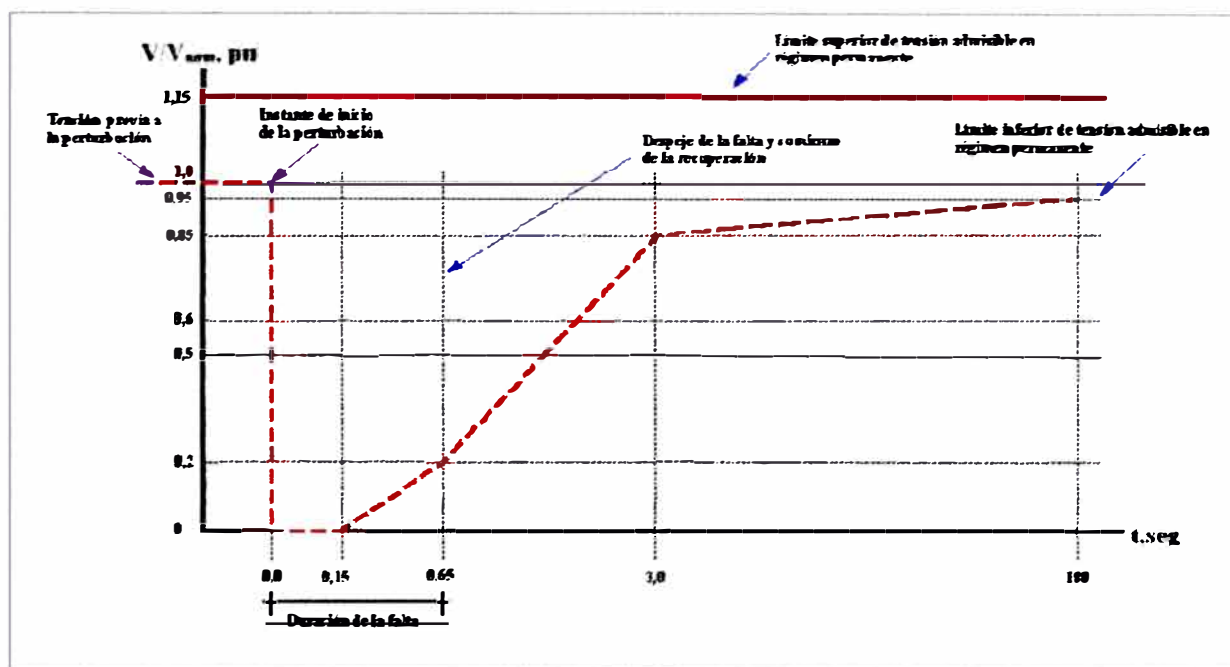


Fig. 1.7: Curva Tensión-Tiempo del sistema de protección de tensión por fase en el punto de conexión.

Una vez despejada la falla, la tensión en el punto de conexión a la red se recuperará al 85% de su valor nominal en un tiempo máximo de 3 segundos desde el inicio de la falla. Además, el parque eólico y todos sus componentes adicionales deben permanecer conectados ante sobretensiones en una o en todas sus fases cuya tensión eficaz a tierra en el punto de conexión a la red alcance un 1,15 p.u. durante 250 ms ó una sobretensión permanente de 1,1 p.u.

En relación a los consumos puntuales de energía y potencia (activa y reactiva) durante el hueco de tensión y el período inmediatamente posterior al despeje de la falta, se definen tres zonas claramente diferenciadas. La zona A correspondería a los primeros 150 ms después del inicio del hueco de tensión, la zona B se define como el periodo desde los 150 ms hasta los 650 ms de duración del hueco mientras que la zona C corresponde a los 150 ms inmediatamente posteriores al despeje de la falta. En la figura 1.8, se muestra de forma esquemática las zonas diferenciadas de un hueco de tensión y los límites establecidos de consumos de energía y potencia (activa y reactiva) e intensidad reactiva de una instalación eólica ante un hueco bifásico y trifásico.

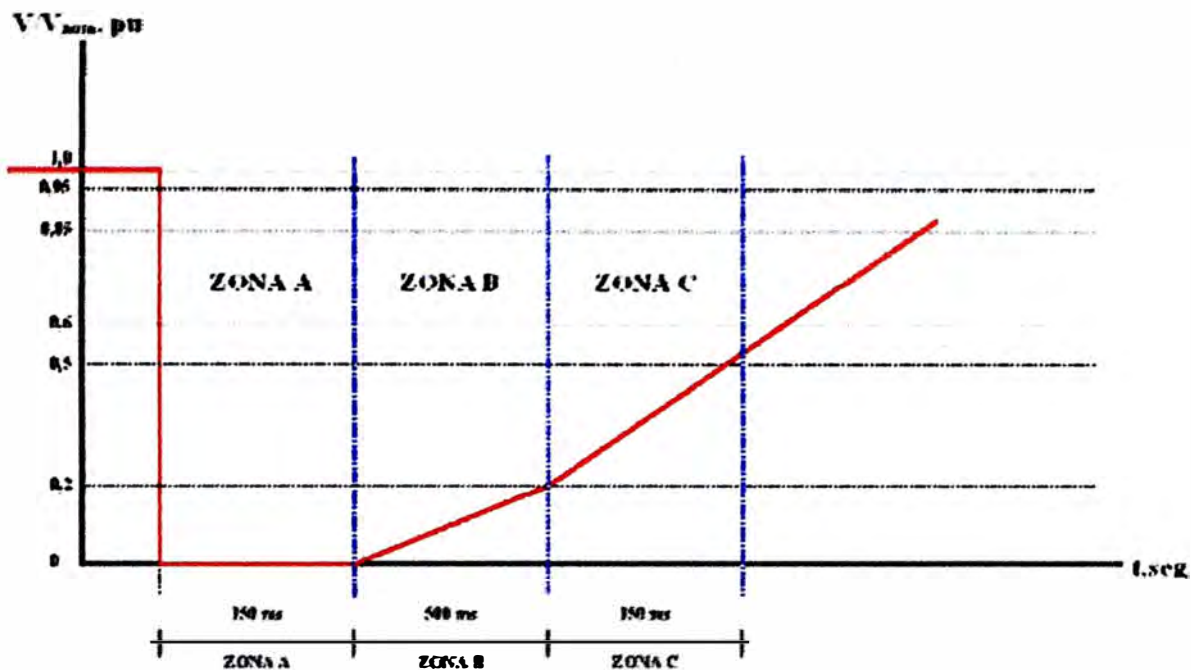


Fig. 1.7: Zonas diferenciadas del hueco de tensión para las tolerancias de consumo de energía y potencia (activa y reactiva)

1.4 Objetivo

Determinar la máxima capacidad del parque eólico Malabrigo y demostrar la integración del aerogenerador de inducción doblemente alimentado en una zona eléctricamente débil característico del área Norte acorde a la normatividad vigente.

Los objetivos específicos son evaluar la máxima capacidad del parque eólico Malabrigo ante variaciones de la topología y la velocidad de viento en los escenarios de mínima demanda en Avenida y Estiaje considerando el valor de 3% como índice de fluctuación de tensión, y validar que se cumplen los criterios técnicos en estado estacionario, flujo de carga y cortocircuito, y respuesta del aerogenerador ante huecos de tensión.

1.5 Alcances

Para la evaluación de la integración de un parque eólico en el área Norte, se considera el generador de inducción doblemente alimentado (DFIG) para la elaboración del análisis eléctrico. No obstante, el modelamiento del generador y su sistema de control no se evalúan en este informe.

El modelado de los aerogeneradores en el software DigSILENT, ha sido entregado por el fabricante VESTAS. La normatividad vigente sobre las consideraciones en estado estacionario, dinámico y respuesta ante huecos de tensión está basada en el procedimiento N° 20 del COES para el ingreso de un parque eólico al SEIN.

Para el proyecto Parque Eólico Malabrigo, se ha considerado el uso de generadores de inducción doblemente alimentados Marca VESTAS modelo V80-2.0MW.

CAPITULO II CARACTERISTICAS ELECTRICAS DEL SISTEMA

2.1 Descripción del Sistema de transmisión del SEIN

Los principales proyectos en materia de generación, transmisión y demanda en el SEIN se presentan en el ANEXO 1 - Plan de obras periodo 2012 – 2016. Dentro de las obras de transmisión se destacan las siguientes:

Avenida 2013:

- L.T. 500 kV Trujillo - La Nina e instalaciones complementarias.
- L.T. 500 kV Zapallal - Chimbote - Trujillo y SS.EE. Asociadas.

• Estiaje 2013:

- L.T. 500 kV Mantaro - Caraveli - Montalvo y SS.EE. Asociadas.
- L.T. 500 kV Chilca - Marcona - Montalvo y SS.EE. Asociadas.

Entre las obras de generación se destacan en el horizonte de estudio los accesos del ciclo combinado Fenix (534MW), y tres turbinas de gas en la Central Térmica Nueva Esperanza (135 MW).

2.2 Descripción de Instalaciones Eléctricas del Parque Eólico

La energía generada por los aerogeneradores será en el nivel de 0,69 kV y se elevará por transformadores 34,5/0,69 kV 2,1MVA ubicados en cada una de las torres de generación, la energía generada por los aerogeneradores será recolectada por cables de energía 36 kV unipolar XLPE, donde se conectarán 05 aerogeneradores o no más de 7 aerogeneradores.

Los cables de energía 34,5 kV llevarán la energía eléctrica a la subestación **Transformación**, que elevará la tensión al nivel de 220 kV a través de dos transformares de potencia 220/34,5 kV, de la barra 220 kV de la S.E. **Transformación**, se transmitirá la energía a la S.E. **Derivación** a través de una línea 220 kV de 13,84 Km, la S.E. **Derivación** será una subestación de interconexión con el SEIN a través de la apertura de la línea L-2234 (Guadalupe-Trujillo Norte). La S.E. **Derivación** tendrá la configuración "PT" con bahías de entrada y salida para la línea L-2234 Guadalupe-Trujillo Norte y la Línea a la S.E. **Transformación**

- **S.E. Transformación 220/34,5 kV y S.E. Derivación 220 kV**

Se ha previsto un Patio de Llaves en 220 kV con tres bahías, una bahía para la línea 220 kV a la S.E. **Derivación** y dos bahías para la de dos transformadores de 220/34,5/10 kV; 60/60/20 MVA ONAN, 70/70/25 MVA ONAF (devanado en 10 kV de compensación), con grupo de conexión YN0yn0d5 y con regulación de tensión bajo carga. Los devanados 34,5 kV de los transformadores de potencia se interconectará con la sala de control donde se encontraran las celdas metal-clad 34,5 kV a través de cables de energía 36 kV unipolar XLPE.

- **Transformador de Potencia**

Los transformadores de potencia en la subestación **Transformación** serán trifásicos, con las siguientes características 220/34,5/10 kV; 60/60/20 MVA ONAN, 70/70/25 MVA ONAF (devanado en 10 kV de compensación), con grupo de conexión YN0yn0d5 y con regulación de tensión bajo carga. Los devanados para instalación al exterior, sumergido en aceite con sistemas de enfriamiento por escalones; la capacidad final del transformador deberá estar fabricado y construido para las condiciones ambientales del sitio.

El transformador previsto deberá tener regulación bajo carga con taps de: +10 / - 10 x 1,5%.

- **Interruptores de Potencia**

Los interruptores de 220 kV de las celdas de líneas serán de operación unipolar, para la celda del transformador de potencia será de operación uni-tripolar, para operaciones en modo fase por fase y con cámara de extinción en Hexafluoruro de Azufre (SF6).

La corriente nominal mínima del interruptor 220 kV será de 2000 A, la tensión máxima de operación será 245 kV y una capacidad de ruptura simétrica de 31,5 kA.

Los interruptores de 34,5 kV en las celdas metal-clad serán de operación tripolar para operaciones en modo fase por fase y con cámara de extinción en Hexafluoruro de Azufre (SF6).

La corriente nominal mínima de los interruptores 34,5 kV será de 1250 A, la tensión máxima de operación será 36 kV y una capacidad de ruptura simétrica de 25 y 20 kA.

- **Seccionadores con y sin Cuchilla de Puesta a Tierra**

Los seccionadores de 220 kV serán tripolares del tipo giro a través de un aislador eje central y tendrán una corriente nominal de 2000 A y tensión máxima de operación será 245 kV, los seccionadores de línea 220 kV serán con cuchilla de puesta a tierra, debiendo existir un bloqueo eléctrico entre las cuchillas de línea y los de puesta a tierra además de un candado de seguridad.

- **Transformadores de Tensión**

Los transformadores de 220 kV serán monofásicos, del tipo capacitivo, conectado entre fase y tierra, y deberán tener tres arrollamientos secundarios, uno de medición y dos de protección.

La tensión secundaria será $100/\sqrt{3}$ voltios y tendrán un consumo nominal no mayor de 30 VA.

La clase de precisión será igual a 0,2 para medición y 3P para protección.

- **Transformadores de Corriente**

Los transformadores en 220 kV se conectarán uno por fase y deberán tener cuatro arrollamientos secundarios, uno de medición y tres de protección.

La corriente secundaria será de 1 amperio y el consumo de cada arrollamiento secundario será no mayor de 30 VA.

La clase de precisión será de 0,2 para medición y 5P20 para protección.

- **Pararrayos**

Los pararrayos previstos, para la protección del transformador de potencia, serán de óxido de zinc, 152 kV-MCOV, 192 kV conectados entre fase y tierra.

- **Celdas metal-clad 34,5 kV**

Estos equipos se instalarán para la conexión de los transformadores de potencia con la sala de celdas 34,5 kV.

Las celdas 34,5 kV recibirán la carga de los aerogeneradores agrupados cada 05 aerogeneradores o más no siendo mayores de 07 aerogeneradores por grupo que recibirán las celdas metal-clad siendo el número: 10 Celdas, estas tendrán las siguientes características:

- Celdas metal-clad anti arco uso interior tipo extraíble, extinción de arco en SF₆, de llegada del transformador 34,5 kV; 170 kV-BIL, 1250A, 25 KA, incluye transformadores de tensión y equipos de medida.
- Celdas de llegada de línea 34,5 kV, uso interior tipo extraíble, extinción de arco en SF₆, 170 kV-BIL, 1250 A, 20 KA, incluye 03 transformadores de corriente, y 01 transformador de tensión, 01 rele de protección de línea y medidor de energía.
- Cable de energía 36 kV, unipolar XLPE,
- Cabezas terminales para cable de energía unipolar 36 kV
- Celdas de Servicios auxiliares al interior, medición y transformadores de Servicios auxiliares tipo seco 34,5/0,380-0,220 kV

- **Sistema de Control de Subestación (SCS)**

El criterio para el diseño del Sistema de Control de Subestaciones, considerando que será una subestación automatizada, teniendo un control local y uno remoto es el de un sistema de control distribuido con topología en anillo, unida mediante una red LAN y/o red de campo con protocolo abierto. El sistema en nivel 0 lo conforman los equipos convencionales del patio de llaves. En el nivel 1 lo conforman los dispositivos electrónicos controladores inteligentes (IEDs) distribuidos según su función por Ej. Control y protección de Bahía, protección y control de línea, control y protección de transformador, etc. El nivel 2 lo conforma el nivel de estación de control local y desde aquí se realizan todas las funciones de operación y supervisión de todos los equipos de maniobra y de los servicios auxiliares asociados. El nivel 3 corresponde a la estación de control remota y ella habilita o asume las funciones del control local.

Los protocolos corresponden a los estándares OSI.

El software del SCS será operativo para administrar los datos y de aplicación para realizar todas las funciones inherentes a la explotación de las subestación teniendo las funciones de un software SCADA en sus aspectos cliente/servidor.

Los criterios de diseño para las redes LAN son las consideradas en la norma IEE 802.X refrendadas por el ITU-T.

Los criterios de diseño para el Sistema de Radio de Tecnología de Espectro. Expandido WIP EN 2,4 Ghz son las consideradas en la norma IEE G 802.11b.

2.3 Características de los Aerogeneradores

La tendencia al uso de fuentes de energía renovables en los últimos tiempos se ha visto acompañada de un desarrollo acelerado de la tecnología de los aerogeneradores, entre las cuales se destaca el crecimiento tanto en potencia como en tamaño.

Para el Proyecto Parque Eólico Malabrigo, se ha considerado el uso de generadores de inducción doblemente alimentados Marca VESTAS modelo V80-2MW, entre sus principales características tenemos:

- Poseen control de paso regulado del ángulo de ataque de la palas, en consecuencia las palas siempre trabajan en el ángulo óptimo durante el producción.
- El generador asíncrono es un generador con rotor bobinado con anillos colectores, el convertidor es Vestas Converter System (VCS), que permite a la turbina de viento funcionar a una velocidad variable.
- Las ventajas de un campo regulado de turbinas de viento con una velocidad variable son entre otras cosas:
 - Se logra una producción de energía óptima en todas las condiciones de viento, obteniéndose una calidad de alta potencia y bajo nivel de parpadeo.
 - La turbina puede ser detenido sin usar el freno mecánico. lográndose una minimización de las fluctuaciones en el sistema de transmisión mecánica.

2.3.1 Características Eléctricas

De la tabla 2.1 se muestran las características técnicas del generador de Inducción Doblemente Alimentado

Tabla 2.1: Características Técnicas del Generador de Inducción Doblemente Alimentado

FEATURE	
Rated power:	2000 Kw
Total power:	2083kVA(Cos =0.96)
Generator type:	Asynchronous with wound rotor, slip rings and VCS
Building size:	500
Degree of protection (Gen):	IP54
Voltage, generator:	690 V
Voltage, converter:	480 V
Frequency:	60 Hz
Number of poles:	4
Winding connection, stator:	Star/delta
Rated efficiency with converter:	96%
Power factor, default (cos):	1.0
Possible cos regulation, capacitive/inductive:	0.98/0.96
Full load current at 10.5 kV:	110/115A(Cos =1/0.96)
Full load current at 20.0 kV:	58/60 A (Cos =1/0.96)
Full load current at 33.0 kV:	35/36 A (Cos =1/0.96)

2.3.2 Capacidad de Regulación de Potencia Reactiva

- La potencia reactiva es producida por el convertidor de rotor, por lo tanto los tradicionales condensadores no se utilizan.
- La turbina de viento V80-2.0 MW es capaz de operar en el rango de factor de potencia en el intervalo de 0,98 capacitivo a 0,96 inductivo medidos en bornes del generador a 690V y operación al 100% de su capacidad de potencia activa.
- La capacidad de la turbina de viento V80-2.0 MW para realizar el control de la potencia reactiva se muestra en la figura 2.1.

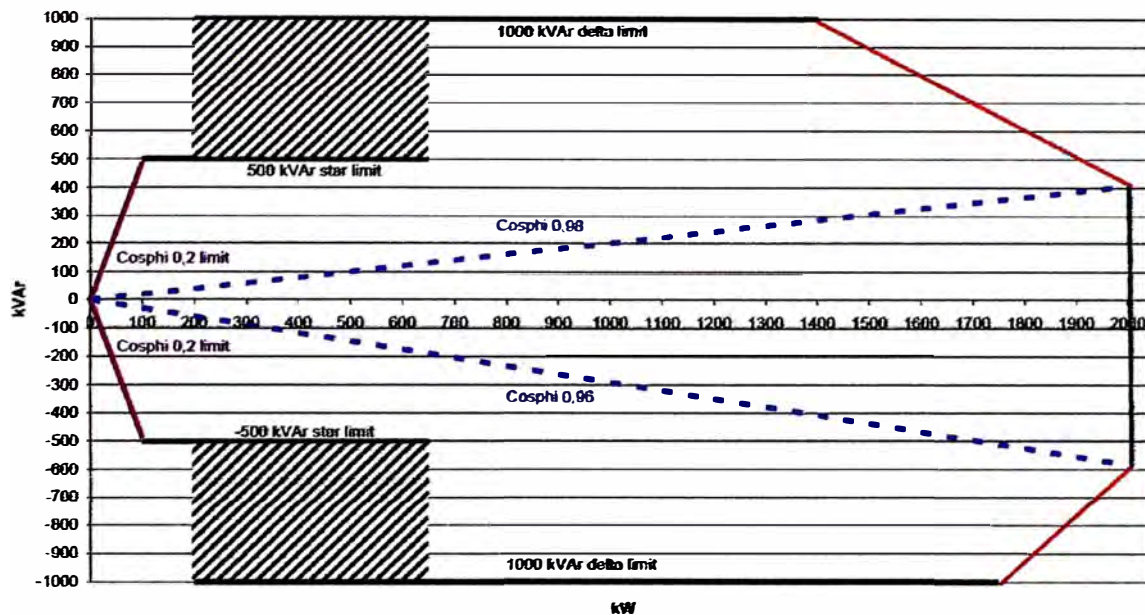


Fig. 2.1: Capacidad de Potencia reactiva Turbina V80-2MW

- La turbina V80-2.0 MW también es capaz de operar en modo fijo de potencia reactiva. Donde la turbina de viento puede generar o absorber potencia reactiva hasta 1000 kVAr, cuando el estator del generador se acopla en el delta, sin embargo, con una disminución de cerca de potencia reactiva a la potencia de salida (ver la línea roja en el diagrama adjunto). Cuando el estator está en conexión en estrella, la potencia reactiva máxima es de 500 kVAr. La turbina se cambiará automáticamente la conexión del estator del generador de estrella a Delta, y viceversa, según la producción real de la potencia activa. Los criterios son los siguientes:
 - De estrella a delta: La potencia activa debe ser superior a 650 kW por más de 30 segundos.
 - En el delta de la estrella: La potencia activa debe ser inferior a 200 kW por más de 15 segundos.

CAPITULO III

DETERMINACION DE LA MAXIMA CAPACIDAD A INSTALARSE

En este capítulo se determina la *máxima* capacidad de generación eólica a instalarse en el punto de conexión del Parque Eólico Malabrigo al SEIN, siendo el punto de interconexión con el SEIN la nueva subestación Derivación Malabrigo, que apertura la línea L-2234 Trujillo Norte-Guadalupe a 63 km de la SE Trujillo Norte, dicha subestación tendrá una configuración en “PI”, con celdas de entrada y salida para la línea existente L-2234 Trujillo Norte-Guadalupe y otra celda para la nueva línea 220 kV al parque aerogenerador Malabrigo.

3.1 Metodología

Para determinar la máxima capacidad a instalarse, se utilizan los índices técnicos de Fluctuación de Tensión y las consideraciones del COES vertidas en su informe Final 090810/91 “Determinación de la Capacidad Máxima de generación Eólica en el SEIN” [5] donde indica:

El **Índice de Fluctuación de Tensión (IFT)** da una idea de la máxima producción que admite cada nodo donde se conectará el parque eólico, para preservar la calidad del servicio, considerando la variación de tensión que esta inyección puede producir en el nodo colector ante el cambio máximo esperado de producción.

$$ITF = f_x \frac{S_{NOM}(MVA)}{S_{CC}(MVA)} \times 100$$

Donde:

- (IFT): Índice de Fluctuación de Tensión
- $S_{NOM}(MVA)$: Potencia del parque eólico a inyectarse en una barra
- $S_{CC}(MVA)$: Potencia de cortocircuito trifásica en ese nodo, sin considerar el aporte del parque eólico.

$$f = \frac{\Delta \text{Producción del Parque Eólico}}{S_{\text{NOMINAL_DEL_PARQUE}}}$$

Debido a que los menores valores de potencia de cortocircuito del SEIN $S_{CC}(MVA)$ se presentan en los escenarios de mínima demanda, se calculará el índice de Fluctuación de Tensión para el escenario de mínima demanda en avenida y estiaje del año 2012.

Se toma como referencia el valor de 3% del índice de Fluctuación de Tensión, que según el informe Final 090810/91 “Determinación de la Capacidad Máxima de generación Eólica en el SEIN”, sería el valor de IFT, que aseguraría que la potencia a instalarse del Parque Eólico no cause perturbaciones de tensión ante variaciones súbitas en su despacho.

Para el cálculo del índice de Fluctuación de Tensión, se realizan casos de análisis considerando la variación de la topología del SEIN [6], principalmente se considera el ingreso o no del a LT 500 kV Trujillo Norte-Zapallal y de la segunda terna 220 kV Trujillo Norte-Guadalupe. Se realizan cuatro casos de análisis considerando la siguiente topología, estos son:

Caso I Se considera que:

- La LT 500kV Trujillo Norte-Zapallal no está en operación.
- La segunda terna 220 kV Trujillo Norte-Guadalupe no está en operación

Caso II Se considera que:

- La LT 500kV Trujillo Norte-Zapallal no está en operación.
- La segunda terna 220 kV Trujillo Norte-Guadalupe esta en operación

Caso III Se considera que:

- La LT 500kV Trujillo Norte-Zapallal está en operación.
- La segunda terna 220 kV Trujillo Norte-Guadalupe no está en operación

Caso IV Se considera que:

- La LT 500kV Trujillo Norte-Zapallal está en operación.
- La segunda terna 220 kV Trujillo Norte-Guadalupe esta en operación

También para el cálculo del índice de Fluctuación de Tensión, se **realizan casos de análisis considerando la variación del viento**, se realizan tres casos adicionales en cada caso considerando la variación de la topología del SEIN, estos son:

1° Considerando que existe una variación del viento del 100% al 0%, significa que se pierde toda la producción del parque aerogenerador.

2° Considerando que existe una variación del viento del 50%, significa que se pierde el 50% de la producción del parque aerogenerador.

3° Considerando que existe una variación del viento del 25%, significa que se pierde el 25% de la producción del parque aerogenerador.

Para determinar la máxima capacidad del parque eólico se define el despacho de generación en la condición de mínima demanda. Se debe evitar el vertimiento y respetar los mínimos técnicos de unidades turbovapor (o las unidades a vapor de las centrales de ciclo combinado).

Las máximas potencias de cortocircuito se calculan de los escenarios del informe COES, considerando nulas las corrientes que los generadores equivalentes aportan a las fallas. Es esta una hipótesis conservadora ya que, en estricto rigor, las unidades aerogeneradores habrán de aportar corrientes por encima de las nominales durante fallas en la red cuyos valores dependen de las tecnologías del equipo. Por ejemplo, la corriente inicial de aporte a la falla del tipo full-converter es de 1.4 veces la nominal, y la del tipo doblemente alimentado (DFIG) 5 veces la nominal.

3.2 Resultados para el Escenario de Mínima Demanda en Avenida

3.2.1 Resultados para Caso I

- La LT 500kV Trujillo Norte-Zapallal no está en operación.
- La segunda terna 220 kV Trujillo Norte-Guadalupe no está en operación

En la tabla 3.1. se muestra los valores de IFT, calculados para diferentes potencias del parque aerogenerador que podrían instalarse en las subestaciones Guadalupe, Trujillo Norte y Derivación Malabrigo 220 kV y se considera también variaciones de potencias del

orden del 100%, 50% y 25% en el despacho de la potencia instalada del Parque aerogenerador.

Tabla 3.1: Valores de IFT y Máxima Potencia instalada Caso I

Consideraciones	BARRA	Potencia de Cortocircuito Trifásica (MVA)	Potencia de Parque Malabrigo (MVA)							
			100	80	60	50	40	35	30	24,9
Sin LT 500 KV Trujillo Norte- Zapallar Sin 2da barra 220KV Trujillo Norte-Deriv_Malabrigo-Guadalupe Donde se espera que el viento pueda hacer fluctuar la producción de 0 al 100 %.	TRUJILLO NORTE	1084	9,23	7,38	5,54	4,61	3,69	3,23	2,77	2,30
	GUADALUPE	800,909	12,49	9,99	7,49	6,24	4,99	4,37	3,75	3,11
	DER. MALABRIGO	831,9056	12,02	9,62	7,21	6,01	4,81	4,21	3,61	2,99
Índice de Fluctuación de Tensión										
Consideraciones	BARRA	Potencia de Cortocircuito Trifásica (MVA)	Potencia de Parque Malabrigo (MVA)							
			100	80	60	50	40	35	30	24,9
Sin LT 500 KV Trujillo Norte- Zapallar Sin 2da barra 220KV Trujillo Norte-Deriv_Malabrigo-Guadalupe Donde se espera que el viento pueda hacer fluctuar la producción de 50 %.	TRUJILLO NORTE	1084	4,61	3,69	2,77	2,31	1,85	1,61	1,38	1,15
	GUADALUPE	800,909	6,24	4,99	3,75	3,12	2,50	2,19	1,87	1,55
	DER. MALABRIGO	831,9056	6,01	4,81	3,61	3,01	2,40	2,10	1,80	1,50
Índice de Fluctuación de Tensión										
Consideraciones	BARRA	Potencia de Cortocircuito Trifásica (MVA)	Potencia de Parque Malabrigo (MVA)							
			100	95	70	50	40	35	30	24,9
Sin LT 500 KV Trujillo Norte- Zapallar Sin 2da barra 220KV Trujillo Norte-Deriv_Malabrigo-Guadalupe Donde se espera que el viento pueda hacer fluctuar la producción de 25 %.	TRUJILLO NORTE	1084	2,31	2,19	1,61	1,15	0,92	0,81	0,69	0,57
	GUADALUPE	800,909	3,12	2,97	2,19	1,56	1,25	1,09	0,94	0,78
	DER. MALABRIGO	831,9056	3,01	2,85	2,10	1,50	1,20	1,05	0,90	0,75
Índice de Fluctuación de Tensión										

Para la capacidad máxima del Parque Eólico que genere un ITF menor al 3% se resaltan en azul

En la figura 3.1 se muestra los resultados de cortocircuito para el caso I

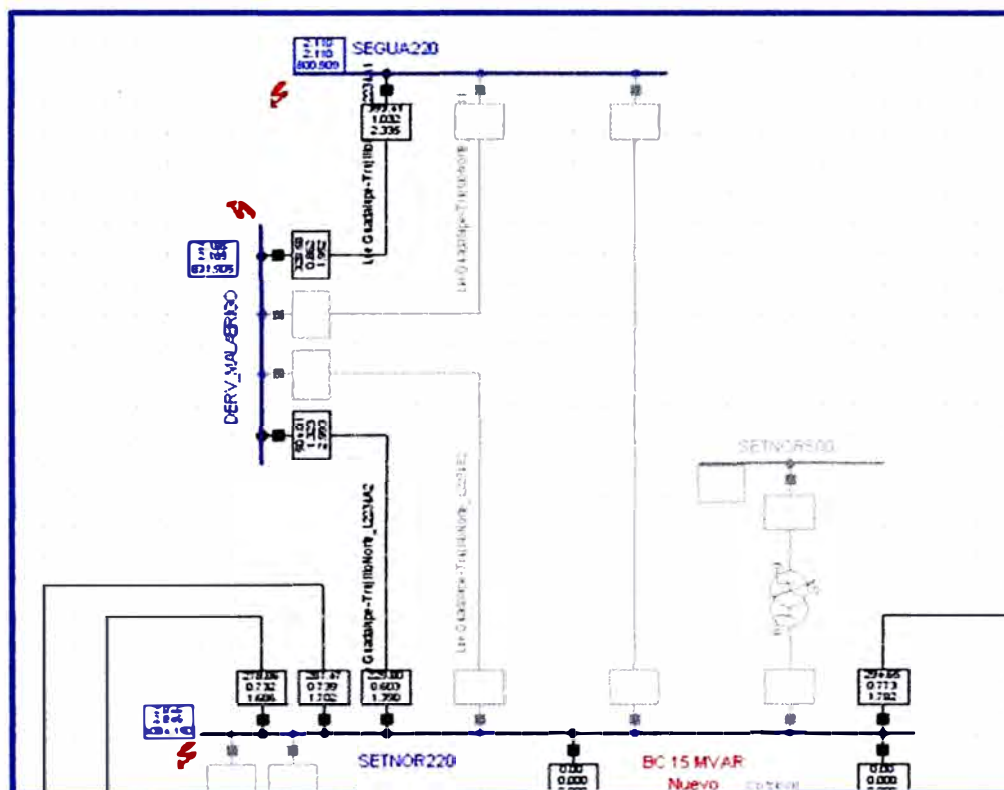


Fig. 3.1: Resultado de Cortocircuito Trifásico Caso I

3.2.2 Resultados para Caso II

- La LT 500kV Trujillo Norte-Zapallal no está en operación.
- La segunda terna 220 kV Trujillo Norte-Guadalupe si esta en operación

En la tabla 3.2. se muestra los valores de IFT, calculados para diferentes potencias del parque aerogenerador que podrían instalarse en las subestaciones Guadalupe, Trujillo Norte y Derivación Malabrigo 220 kV y se considera también variaciones de potencias del orden del 100%, 50% y 25% en el despacho de la potencia instalada del Parque aerogenerador.

Tabla 3.2: Valores de IFT y Máxima Potencia instalada Caso II

Consideraciones	BARRA	Potencia de Cortocircuito Trifásica (MVA)	Potencia de Parque Malabrigo (MVA)							
			100	80	60	50	40	35	30	24,9
Sin LT 500 KV Trujillo Norte- Zapallal Con 2da terna 220KV Trujillo Norte-Deriv_Malabrigo-Guadalupe Donde se espera que el viento pueda hacer fluctuar la producción de 0 al 100 %.	TRUJILLO NORTE	1120,66	8,92	7,14	5,35	4,46	3,57	3,12	2,68	2,22
	GUADALUPE	922,201	10,84	8,67	6,51	5,42	4,34	3,80	3,25	2,70
	DER. MALABRIGO	967,759	10,33	8,27	6,20	5,17	4,13	3,62	3,10	2,57
Índice de Fluctuación de Tensión										
Consideraciones	BARRA	Potencia de Cortocircuito Trifásica (MVA)	Potencia de Parque Malabrigo (MVA)							
			100	80	60	50	40	35	30	24,9
Sin LT 500 KV Trujillo Norte- Zapallal Con 2da terna 220KV Trujillo Norte-Deriv_Malabrigo-Guadalupe Donde se espera que el viento pueda hacer fluctuar la producción de 50 %.	TRUJILLO NORTE	1120,66	4,46	3,57	2,68	2,23	1,78	1,56	1,34	1,11
	GUADALUPE	922,201	5,42	4,34	3,25	2,71	2,17	1,90	1,63	1,35
	DER. MALABRIGO	967,759	5,17	4,13	3,10	2,58	2,07	1,81	1,55	1,29
Índice de Fluctuación de Tensión										
Consideraciones	BARRA	Potencia de Cortocircuito Trifásica (MVA)	Potencia de Parque Malabrigo (MVA)							
			100	95	70	50	40	35	30	24,9
Sin LT 500 KV Trujillo Norte- Zapallal Con 2da terna 220KV Trujillo Norte-Deriv_Malabrigo-Guadalupe Donde se espera que el viento pueda hacer fluctuar la producción de 25 %.	TRUJILLO NORTE	1120,66	2,23	2,12	1,56	1,12	0,89	0,78	0,67	0,56
	GUADALUPE	922,201	2,71	2,58	1,90	1,36	1,08	0,95	0,81	0,68
	DER. MALABRIGO	967,759	2,58	2,45	1,81	1,29	1,03	0,90	0,77	0,64
Índice de Fluctuación de Tensión										

Para la capacidad máxima del Parque Eólico que genere un ITF menor al 3% se resaltan en azul

En la figura 3.2 se muestra los resultados de cortocircuito para el caso II

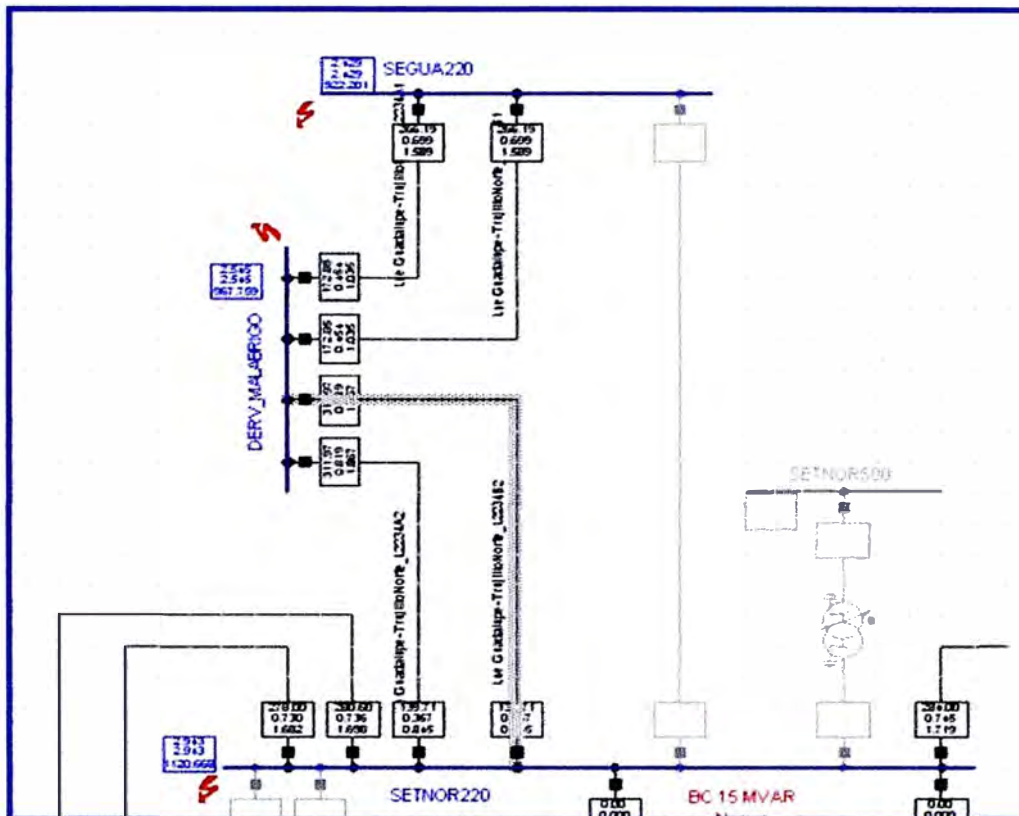


Fig. 3.2: Resultado de Cortocircuito Trifásico Caso II

3.2.3 Resultados para Caso III

- La LT 500kV Trujillo Norte-Zapallal está en operación.
- La segunda línea 220 kV Trujillo Norte-Guadalupe no está en operación

En la tabla 3.3 se muestran los valores de IFT, calculados para diferentes potencias del parque aerogenerador que podrían instalarse en las subestaciones Guadalupe, Trujillo Norte y Derivación Malabrigo 220 kV y se considera también variaciones de potencias del orden del 100%, 50% y 25% en el despacho de la potencia instalada del Parque Aerogenerador.

Tabla 3.3: Valores de IFT y Máxima Potencia instalada Caso III

Consideraciones	BARRA	Potencia de Cortocircuito Trifásica (MVA)	Potencia de Parque Malabrigo (MVA)							
			100	80	60	50	40	35	30	24,9
Con LT 500 KV Trujillo Norte- Zapallar Sin 2da barra 220KV Trujillo Norte-Deriv_Malabrigo-Guadalupe Donde se espera que el viento pueda hacer fluctuar la producción de 0 al 100 %.	TRUJILLO NORTE	2184,262	4,58	3,66	2,75	2,29	1,83	1,60	1,37	1,14
	GUADALUPE	1001,083	9,99	7,99	5,99	4,99	4,00	3,50	3,00	2,49
	DER. MALABRIGO	1139,592	8,78	7,02	5,27	4,99	3,51	3,07	2,63	2,18
Índice de Fluctuación de Tensión										
Consideraciones	BARRA	Potencia de Cortocircuito Trifásica (MVA)	Potencia de Parque Malabrigo (MVA)							
			100	80	60	50	40	35	30	24,9
Con LT 500 KV Trujillo Norte- Zapallar Sin 2da barra 220KV Trujillo Norte-Deriv_Malabrigo-Guadalupe Donde se espera que el viento pueda hacer fluctuar la producción de 50 %.	TRUJILLO NORTE	2184,262	2,29	1,83	1,37	1,14	0,92	0,80	0,69	0,57
	GUADALUPE	1001,083	4,99	4,00	3,00	2,50	2,00	1,75	1,50	1,24
	DER. MALABRIGO	1139,592	4,39	3,51	2,63	2,19	1,76	1,51	1,32	1,09
Índice de Fluctuación de Tensión										
Consideraciones	BARRA	Potencia de Cortocircuito Trifásica (MVA)	Potencia de Parque Malabrigo (MVA)							
			100	95	70	50	40	35	30	24,9
Con LT 500 KV Trujillo Norte- Zapallar Sin 2da barra 220KV Trujillo Norte-Deriv_Malabrigo-Guadalupe Donde se espera que el viento pueda hacer fluctuar la producción de 25 %.	TRUJILLO NORTE	2184,262	1,14	1,09	0,80	0,57	0,46	0,40	0,34	0,28
	GUADALUPE	1001,083	2,50	2,37	1,75	1,25	1,00	0,87	0,75	0,62
	DER. MALABRIGO	1139,592	2,19	2,08	1,54	1,10	0,88	0,77	0,66	0,55
Índice de Fluctuación de Tensión										

Para la capacidad máxima del Parque Eólico que genere un ITF menor al 3% se resaltan en azul

En la figura 3.3 se muestra los resultados de cortocircuito para el caso III

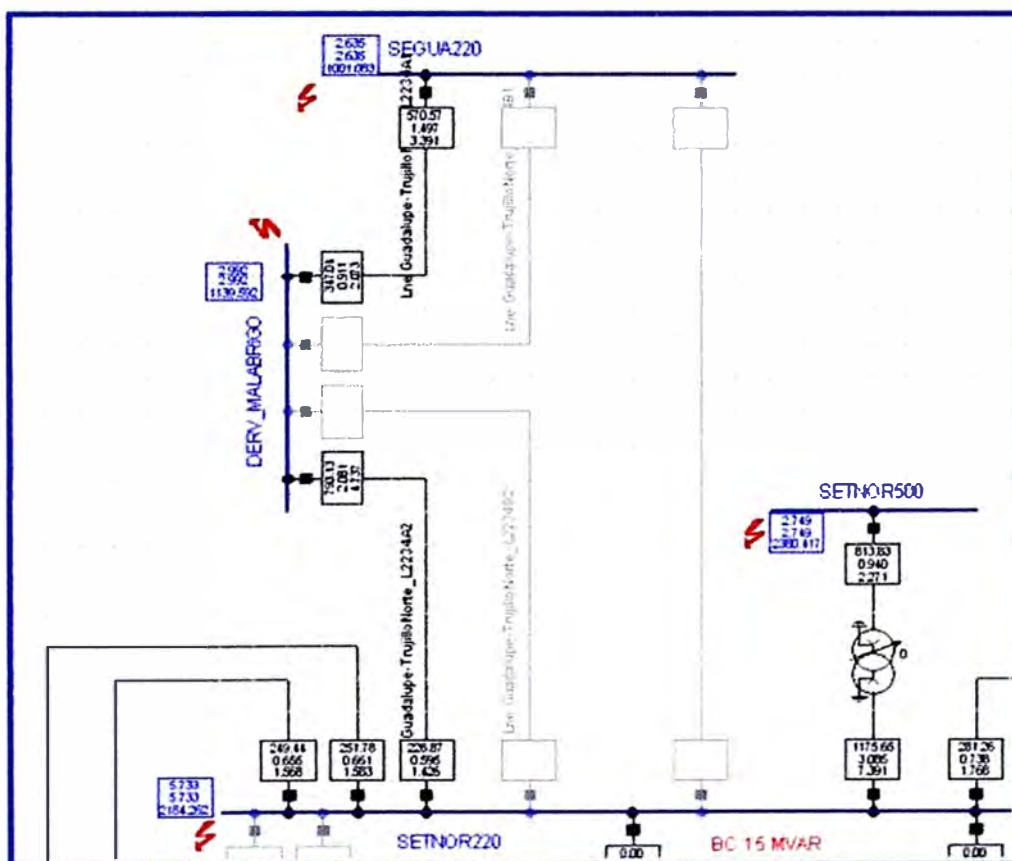


Fig. 3.3: Resultado de Cortocircuito Trifásico Caso III

3.2.4 Resultados para Caso IV

- La LT 500kV Trujillo Norte-Zapallal está en operación.
- La segunda terna 220 kV Trujillo Norte-Guadalupe no está en operación

En la tabla 3.4 se muestra los valores de IFT, calculados para diferentes potencias del parque aerogenerador que podrían instalarse en las subestaciones Guadalupe, Trujillo Norte y Derivación Malabrigo 220 kV y se considera también variaciones de potencias del orden del 100%, 50% y 25% en el despacho de la potencia instalada del Parque aerogenerador.

Tabla 3.4: Valores de IFT y Máxima Potencia instalada Caso IV

Consideraciones	BARRA	Potencia de Cortocircuito Trifásica (MVA)	Potencia de Parque Malabrigo (MVA)							
			100	80	60	50	40	35	30	24,9
Con LT 500 KV Trujillo Norte- Zapallal Con 2da terna 220KV Trujillo Norte-Deriv. Malabrigo-Guadalupe Donde se espera que el viento pueda hacer fluctuar la producción de 0 al 100 %.	TRUJILLO NORTE	2500	4,00	3,20	2,40	2,00	1,60	1,40	1,20	1,00
	GUADALUPE	1452,3	6,89	5,51	4,13	3,44	2,75	2,41	2,07	1,71
	DER. MALABRIGO	1665	6,01	4,80	3,60	3,00	2,40	2,10	1,80	1,50
Índice de Fluctuación de Tensión										
Consideraciones	BARRA	Potencia de Cortocircuito Trifásica (MVA)	Potencia de Parque Malabrigo (MVA)							
			100	80	60	50	40	35	30	24,9
Con LT 500 KV Trujillo Norte- Zapallal Con 2da terna 220KV Trujillo Norte-Deriv. Malabrigo-Guadalupe Donde se espera que el viento pueda hacer fluctuar la producción de 50 %.	TRUJILLO NORTE	2500	2,00	1,60	1,20	1,00	0,80	0,70	0,60	0,50
	GUADALUPE	1452,3	3,44	2,75	2,07	1,72	1,38	1,20	1,03	0,86
	DER. MALABRIGO	1665	3,00	2,40	1,80	1,50	1,20	1,05	0,90	0,75
Índice de Fluctuación de Tensión										
Consideraciones	BARRA	Potencia de Cortocircuito Trifásica (MVA)	Potencia de Parque Malabrigo (MVA)							
			100	95	70	50	40	35	30	24,9
Con LT 500 KV Trujillo Norte- Zapallal Con 2da terna 220KV Trujillo Norte- Deriv. Malabrigo-Guadalupe Donde se espera que el viento pueda hacer fluctuar la producción de 25 %.	TRUJILLO NORTE	2500	1,00	0,95	0,70	0,50	0,40	0,35	0,30	0,25
	GUADALUPE	1452,3	1,72	1,64	1,20	0,86	0,69	0,60	0,52	0,43
	DER. MALABRIGO	1665	1,30	1,41	1,05	0,75	0,60	0,53	0,45	0,37
Índice de Fluctuación de Tensión										

Para la capacidad máxima del Parque Eólico que genere un ITF menor al 3% se resaltan en azul

En la figura 3.4 se muestra los resultados de cortocircuito para el caso IV

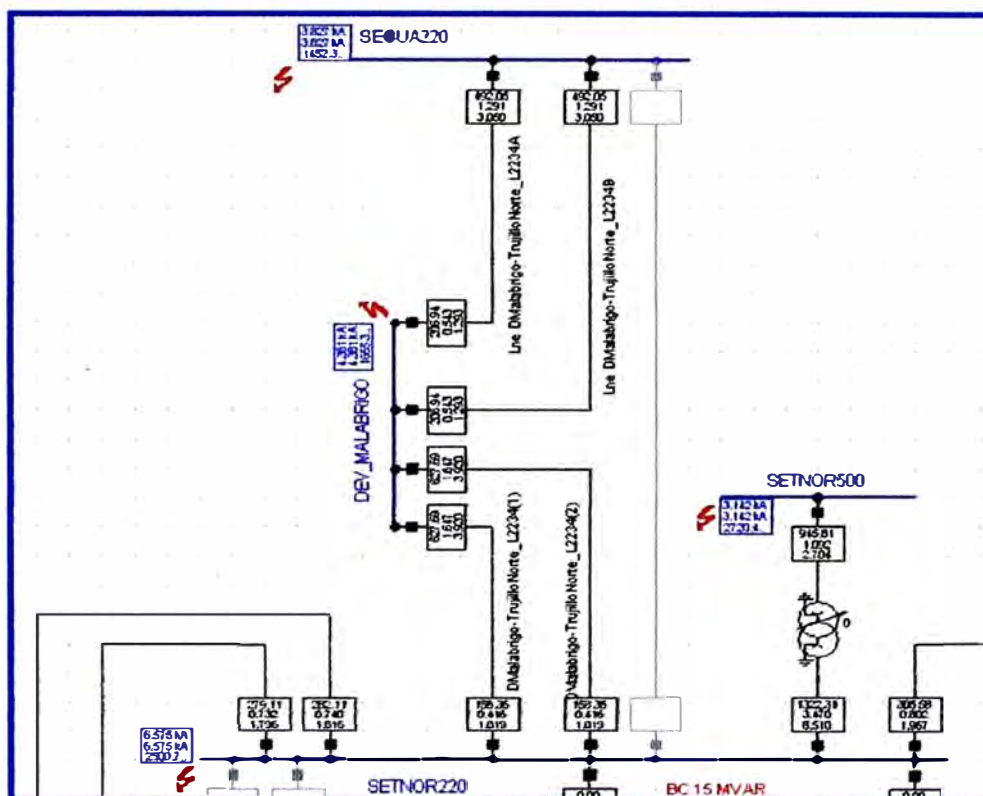


Fig. 3.4: Resultado de Cortocircito Trifásico Caso IV

3.3 Resultados para el Escenario de Mínima Demanda en Estiaje

3.3.1 Resultados para Caso V

- La LT 500kV Trujillo Norte-Zapallal no está en operación.
- La segunda terna 220 kV Trujillo Norte-Guadalupe no está en operación

En la tabla 3.5. se muestra los valores de IFT, calculados para diferentes potencias del parque aerogenerador que podrían instalarse en las subestaciones Guadalupe, Trujillo Norte y Derivación Malabrigo 220 kV y se considera también variaciones de potencias del orden del 100%, 50% y 25% en el despacho de la potencia instalada del Parque aerogenerador.

Tabla 3.5: Valores de IFT y Máxima Potencia instalada Caso V

Consideraciones	BARRA	Potencia de Cortocircuito Trifásica (MVA)	Potencia de Parque Malabrigo (MVA)							
			100	80	60	50	40	35	30	20,5
Sin LT 500 KV Trujillo Norte- Zapotal Sin 2da toma Z220KV Trujillo Norte-Dev_Malabrigo-Guadalupe Donde se espera que el viento pueda hacer fluctuar la producción de 0 al 100 %.	TRUJILLO NORTE	903,502	11,07	8,85	6,64	5,53	4,43	3,87	3,32	2,27
	GUADALUPE	638,447	15,66	12,53	9,40	7,83	6,27	5,48	4,70	3,21
	DER. MALABRIGO	684,66	14,61	11,68	8,76	7,30	5,84	5,11	4,38	2,99
Índice de Fluctuación de Tensión										
Consideraciones	BARRA	Potencia de Cortocircuito Trifásica (MVA)	Potencia de Parque Malabrigo (MVA)							
			100	80	60	50	40	35	30	24,9
Sin LT 500 KV Trujillo Norte- Zapotal Sin 2da toma Z220KV Trujillo Norte-Dev_Malabrigo-Guadalupe Donde se espera que el viento pueda hacer fluctuar la producción de 50 %.	TRUJILLO NORTE	903,502	5,53	4,43	3,32	2,77	2,21	1,94	1,66	1,38
	GUADALUPE	638,447	7,83	6,27	4,70	3,92	3,13	2,74	2,35	1,95
	DER. MALABRIGO	684,66	7,30	5,84	4,38	3,65	2,92	2,56	2,19	1,82
Índice de Fluctuación de Tensión										
Consideraciones	BARRA	Potencia de Cortocircuito Trifásica (MVA)	Potencia de Parque Malabrigo (MVA)							
			100	95	70	50	40	35	30	24,9
Sin LT 500 KV Trujillo Norte- Zapotal Sin 2da toma Z220KV Trujillo Norte-Dev_Malabrigo-Guadalupe Donde se espera que el viento pueda hacer fluctuar la producción de 25 %.	TRUJILLO NORTE	903,502	2,77	2,63	1,94	1,38	1,11	0,97	0,83	0,69
	GUADALUPE	638,447	3,92	3,72	2,74	1,96	1,57	1,37	1,17	0,98
	DER. MALABRIGO	684,66	3,65	3,47	2,56	1,83	1,46	1,28	1,10	0,91
Índice de Fluctuación de Tensión										

Para la capacidad máxima del Parque Eólico que genere un ITF menor al 3% se resaltan en azul

En la figura 3.5 se muestra los resultados de cortocircuito para el caso V

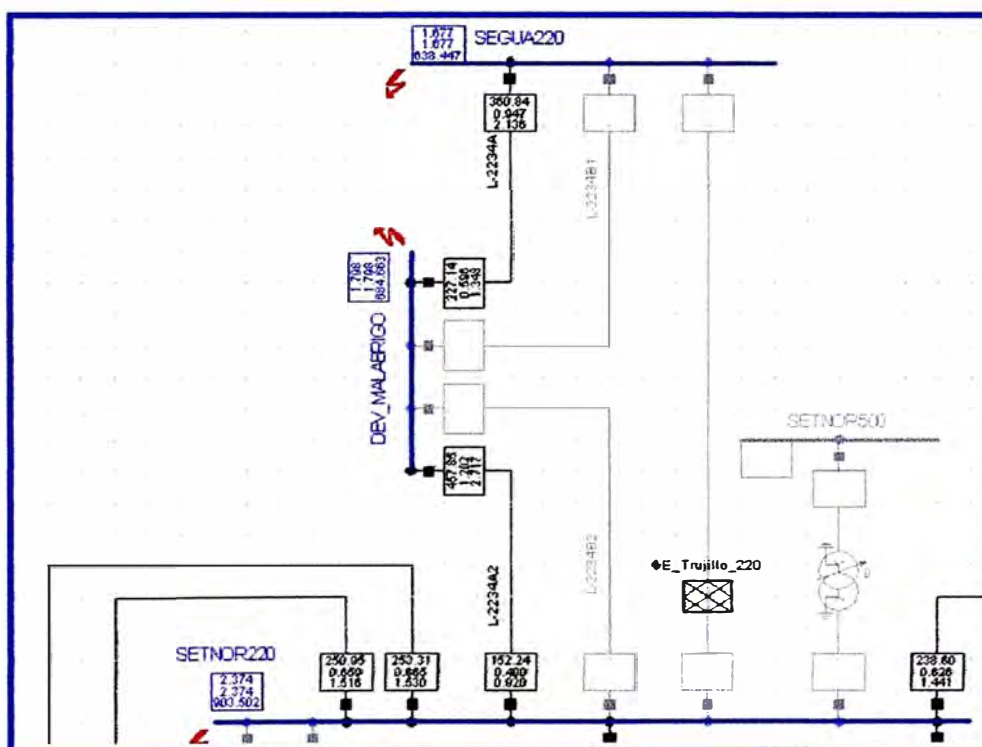


Fig. 3.5: Resultado de Cortocircuito Trifásico Caso V

3.3.2 Resultados para Caso VI

- La LT 500kV Trujillo Norte-Zapallar no está en operación.
- La segunda terna 220 kV Trujillo Norte-Guadalupe si esta en operación

En la tabla 3.6. se muestra los valores de IFT, calculados para diferentes potencias del parque aerogenerador que podrían instalarse en las subestaciones Guadalupe, Trujillo Norte y Derivación Malabrigo 220 kV y se considera también variaciones de potencias del orden del 100%, 50% y 25% en el despacho de la potencia instalada del Parque aerogenerador.

Tabla 3.6: Valores de IFT y Máxima Potencia instalada Caso VI

Consideraciones	BARRA	Potencia de Cortocircuito Trifásica (MVA)	Potencia de Parque Malabrigo (MVA)							
			100	80	60	50	40	35	30	23
Sin LT 500 KV Trujillo Norte- Zapallar Con 2da terna 220KV Trujillo Norte-Deriv. Malabrigo-Guadalupe Donde se espera que el viento pueda hacer fluctuar la producción de 0 al 100 %.	TRUJILLO NORTE	9180,71	1,09	0,87	0,65	0,54	0,44	0,38	0,33	0,25
	GUADALUPE	738,758	13,54	10,83	8,12	6,77	5,41	4,74	4,06	3,11
	DER. MALABRIGO	786,4	12,72	10,17	7,63	6,36	5,09	4,45	3,81	2,92
Índice de Fluctuación de Tensión										
Consideraciones	BARRA	Potencia de Cortocircuito Trifásica (MVA)	Potencia de Parque Malabrigo (MVA)							
			100	80	60	50	40	35	30	24,9
Sin LT 500 KV Trujillo Norte- Zapallar Con 2da terna 220KV Trujillo Norte-Deriv. Malabrigo-Guadalupe Donde se espera que el viento pueda hacer fluctuar la producción de 50 %.	TRUJILLO NORTE	9180,71	0,54	0,44	0,33	0,27	0,22	0,19	0,16	0,14
	GUADALUPE	738,758	6,77	5,41	4,06	3,38	2,71	2,37	2,03	1,69
	DER. MALABRIGO	786,4	6,36	5,09	3,81	3,18	2,54	2,23	1,91	1,58
Índice de Fluctuación de Tensión										
Consideraciones	BARRA	Potencia de Cortocircuito Trifásica (MVA)	Potencia de Parque Malabrigo (MVA)							
			100	95	70	50	40	35	30	24,9
Sin LT 500 KV Trujillo Norte- Zapallar Con 2da terna 220KV Trujillo Norte-Deriv. Malabrigo-Guadalupe Donde se espera que el viento pueda hacer fluctuar la producción de 25 %.	TRUJILLO NORTE	9180,71	0,27	0,26	0,19	0,14	0,11	0,10	0,08	0,07
	GUADALUPE	738,758	3,38	3,21	2,37	1,69	1,35	1,18	1,02	0,84
	DER. MALABRIGO	786,4	3,18	3,02	2,23	1,58	1,27	1,11	0,95	0,79
Índice de Fluctuación de Tensión										

Para la capacidad máxima del Parque Eólico que genere un ITF menor al 3% se resaltan en azul

En la figura 3.6 se muestra los resultados de cortocircuito para el caso VI

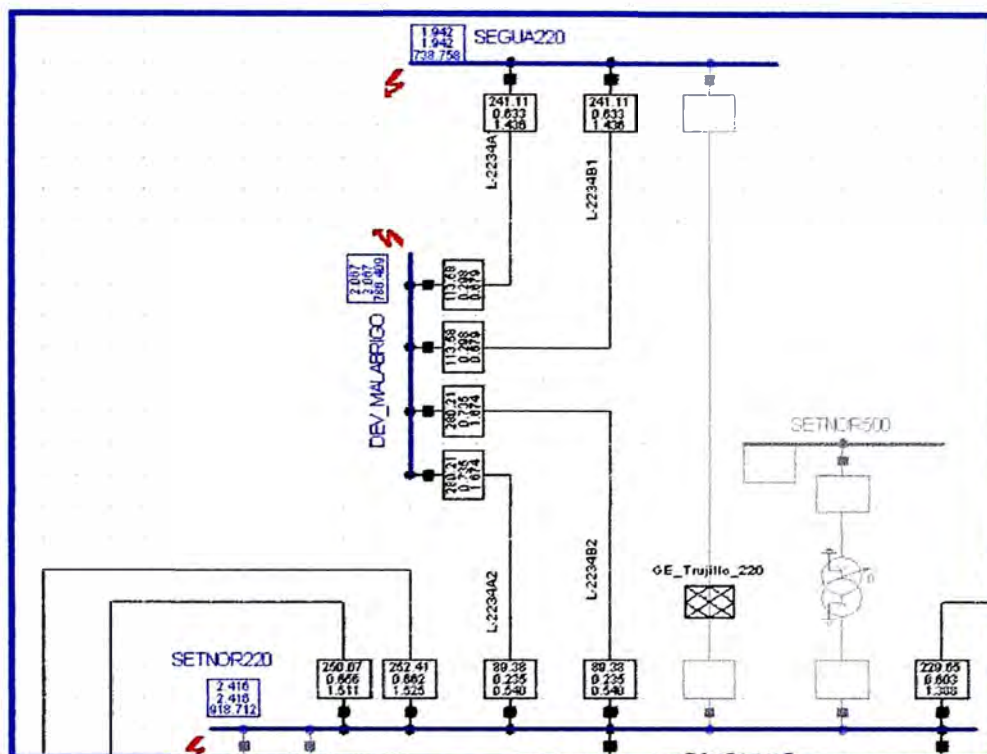


Fig. 3.6: Resultado de Cortocircito Trifásico Caso VI

3.3.3 Resultados para Caso VII

- La LT 500kV Trujillo Norte-Zapallal está en operación.
- La segunda tema 220 kV Trujillo Norte-Guadalupe no está en operación

En la tabla 3.7. se muestra los valores de IFT, calculados para diferentes potencias del parque aerogenerador que podrían instalarse en las subestaciones Guadalupe, Trujillo Norte y Derivación Malabrigo 220 kV y se considera también variaciones de potencias del orden del 100%, 50% y 25% en el despacho de la potencia instalada del Parque aerogenerador.

Tabla 3.7: Valores de IFT y Máxima Potencia instalada Caso VII

Consideraciones	BARRA	Potencia de Cortocircuito Trifásica (MVA)	Potencia de Parque Malabrigo (MVA)							
			100	80	60	50	40	35	30	29
Con LT 500 KV Trujillo Norte- Zapallal Sin 2da barra ZDRKV Trujillo Norte-Deriv_Malabrigo-Guadalupe Donde se espera que el viento pueda hacer fluctuar la producción de 0 al 100 %.	TRUJILLO NORTE	1770	5,65	4,52	3,39	2,82	2,26	1,98	1,69	1,64
	GUADALUPE	833,261	12,00	9,60	7,20	6,00	4,80	4,20	3,60	3,48
	DER. MALABRIGO	970,373	10,31	8,24	6,18	5,15	4,12	3,61	3,09	2,99
Índice de Fluctuación de Tensión										
Consideraciones	BARRA	Potencia de Cortocircuito Trifásica (MVA)	Potencia de Parque Malabrigo (MVA)							
			100	80	60	50	40	35	30	24,9
Con LT 500 KV Trujillo Norte- Zapallal Sin 2da barra ZDRKV Trujillo Norte-Deriv_Malabrigo-Guadalupe Donde se espera que el viento pueda hacer fluctuar la producción de 50 %.	TRUJILLO NORTE	1770	2,82	2,26	1,69	1,41	1,13	0,99	0,85	0,70
	GUADALUPE	833,261	6,00	4,80	3,60	3,00	2,40	2,10	1,80	1,49
	DER. MALABRIGO	970,373	5,15	4,12	3,09	2,58	2,06	1,80	1,55	1,28
Índice de Fluctuación de Tensión										
Consideraciones	BARRA	Potencia de Cortocircuito Trifásica (MVA)	Potencia de Parque Malabrigo (MVA)							
			100	95	70	50	40	35	30	24,9
Con LT 500 KV Trujillo Norte- Zapallal Sin 2da barra ZDRKV Trujillo Norte-Deriv_Malabrigo-Guadalupe Donde se espera que el viento pueda hacer fluctuar la producción de 25 %.	TRUJILLO NORTE	1770	1,41	1,34	0,99	0,71	0,56	0,49	0,42	0,35
	GUADALUPE	833,261	3,00	2,85	2,10	1,50	1,20	1,05	0,90	0,75
	DER. MALABRIGO	970,373	2,58	2,45	1,80	1,29	1,03	0,90	0,77	0,64
Índice de Fluctuación de Tensión										

Para la capacidad máxima del Parque Eólico que genere un IFT menor al 3% se resaltan en azul

En la figura 3.7 se muestra los resultados de cortocircuito para el caso VII

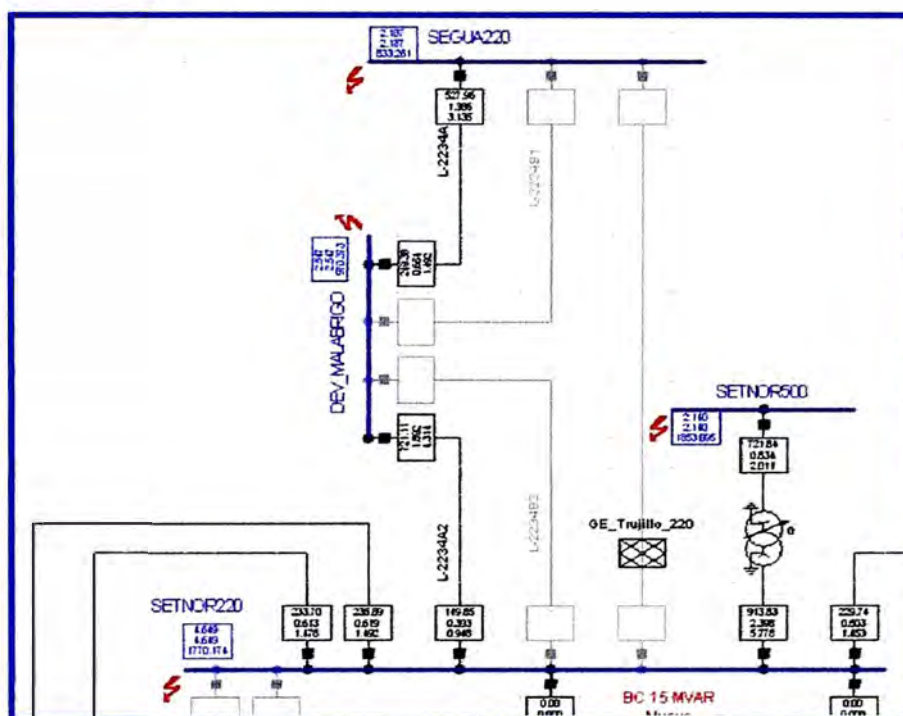


Fig. 3.7: Resultado de Cortocircuito Trifásico Caso VII

3.3.4 Resultados para Caso VIII

- La LT 500kV Trujillo Norte-Zapallal está en operación.

➤ La segunda terna 220 kV Trujillo Norte-Guadalupe no está en operación

En la tabla 3.8 se muestra los valores de IFT, calculados para diferentes potencias del parque aerogenerador que podrían instalarse en las subestaciones Guadalupe, Trujillo Norte y Derivación Malabrigo 220 kV y se considera también variaciones de potencias del orden del 100%, 50% y 25%.

Tabla 3.8: Valores de IFT y Máxima Potencia instalada Caso IV

Consideraciones	BARRA	Potencia de Cortocircuito Trifásica (MVA)	Potencia de Parque Malabrigo (MVA)							
			100	80	60	50	40	35	30	24,9
Con LT 500 kV Trujillo Norte- Zapallar Con 2da terna 220kV Trujillo Norte-Deriv. Malabrigo-Guadalupe Donde se espera que el viento pueda hacer fluctuar la producción de 0 al 100 %.	TRUJILLO NORTE	1784,7	5,60	4,48	3,35	2,80	2,74	1,96	1,68	1,40
	GUADALUPE	1075,7	9,30	7,44	5,58	4,65	3,72	3,25	2,79	2,31
	DER. MALABRIGO	1237	8,08	6,47	4,85	4,04	3,23	2,81	2,43	2,01
Índice de Fluctuación de Tensión										
Consideraciones	BARRA	Potencia de Cortocircuito Trifásica (MVA)	Potencia de Parque Malabrigo (MVA)							
			100	80	60	50	40	35	30	24,9
Con LT 500 kV Trujillo Norte- Zapallar Con 2da terna 220kV Trujillo Norte-Deriv. Malabrigo-Guadalupe Donde se espera que el viento pueda hacer fluctuar la producción de 50 %.	TRUJILLO NORTE	1784,7	2,80	2,24	1,68	1,40	1,12	0,98	0,84	0,70
	GUADALUPE	1075,7	4,65	3,72	2,79	2,32	1,86	1,63	1,39	1,16
	DER. MALABRIGO	1237	4,04	3,23	2,43	2,02	1,62	1,41	1,21	1,01
Índice de Fluctuación de Tensión										
Consideraciones	BARRA	Potencia de Cortocircuito Trifásica (MVA)	Potencia de Parque Malabrigo (MVA)							
			100	95	70	50	40	35	30	24,9
Con LT 500 kV Trujillo Norte- Zapallar Con 2da terna 220kV Trujillo Norte-Deriv. Malabrigo-Guadalupe Donde se espera que el viento pueda hacer fluctuar la producción de 25 %.	TRUJILLO NORTE	1784,7	1,40	1,33	0,98	0,70	0,56	0,49	0,42	0,35
	GUADALUPE	1075,7	2,32	2,21	1,63	1,16	0,93	0,81	0,70	0,58
	DER. MALABRIGO	1237	2,02	1,92	1,41	1,01	0,81	0,71	0,61	0,50
Índice de Fluctuación de Tensión										

Para la capacidad máxima del Parque Eólico que genere un IFT menor al 3% se resaltan en azul

En la figura 3.8 se muestra los resultados de cortocircuito para el caso VII

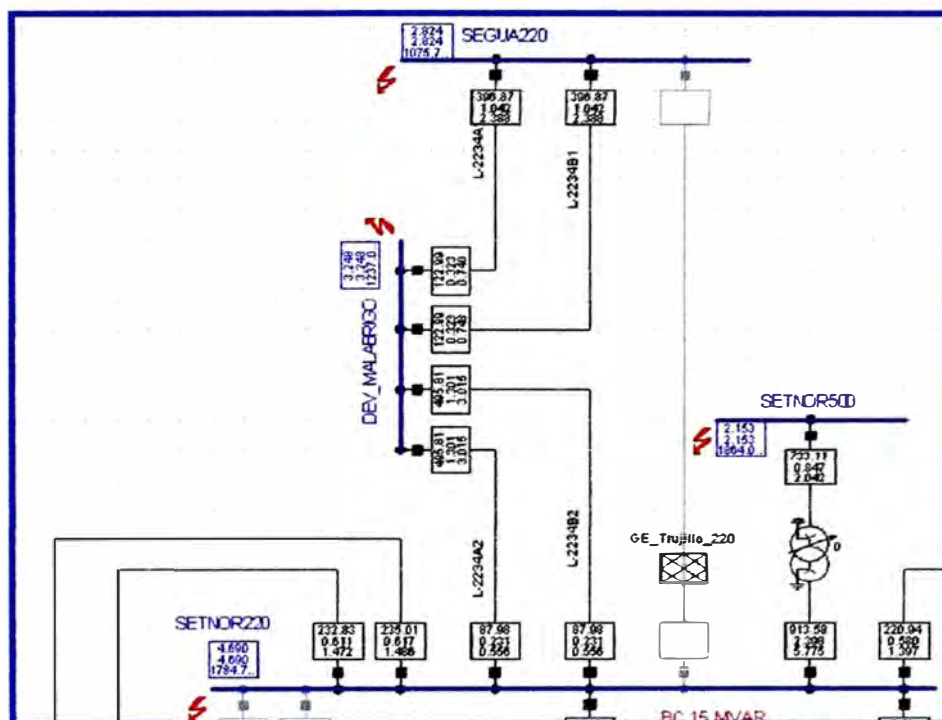


Fig. 3.8: Resultado de Cortocircuito Trifásico Caso VII

CAPITULO IV

COMPORTAMIENTO EN ESTADO ESTACIONARIO ANTE EL INGRESO DEL PARQUE EOLICO

Según el Atlas Eólico del Perú, nuestro país cuenta con un excelente recurso eólico. Destacan las costas del departamento de Piura, Lambayeque y algunas zonas de La Libertad. También destacan los departamentos de Ancash, Lima y Arequipa, pero el departamento con más posibilidades eólicas es Ica.

4.1 Registro y Evaluación del Recurso Eólico

Por su parte la generación eléctrica de base mediante aerogeneradores es viable desde el punto de vista de la disponibilidad del recurso primario, en distintas áreas del país; los cálculos y estimaciones sobre la capacidad total de esta forma de generación indican que la misma podría contribuir significativamente al menú energético del país.

Las mediciones de los parámetros del comportamiento del recurso eólico se han realizado por un período de dos años. Se registro desde noviembre del año 2007 hasta setiembre del 2009.

Comportamiento Estacional del Viento:

De las mediciones efectuadas se ha comprobado que las mayores velocidades (mayor producción de energía eléctrica) se obtienen en los meses de Enero, Abril, Mayo, Septiembre, Octubre, Noviembre y Diciembre y las menores velocidades se obtienen en los meses de Febrero, Marzo, Junio, Julio y Agosto.

Este comportamiento es casi similar al comportamiento hidrológico del Perú. En la figura 4.1 se muestra el comportamiento de la velocidad de viento durante el período de medición y a alturas de 30m, 50m, y 70m.

Comportamiento Diario del Viento:

De las mediciones efectuadas se ha comprobado que el comportamiento de la velocidad del viento en el transcurso del día se asemeja al comportamiento diario de la demanda eléctrica, lo cual servirá para planificar el despacho de los aerogeneradores.

En la figura 4.2 se muestra el comportamiento de la velocidad de viento durante el día y a alturas de 30m, 50m, y 70m.

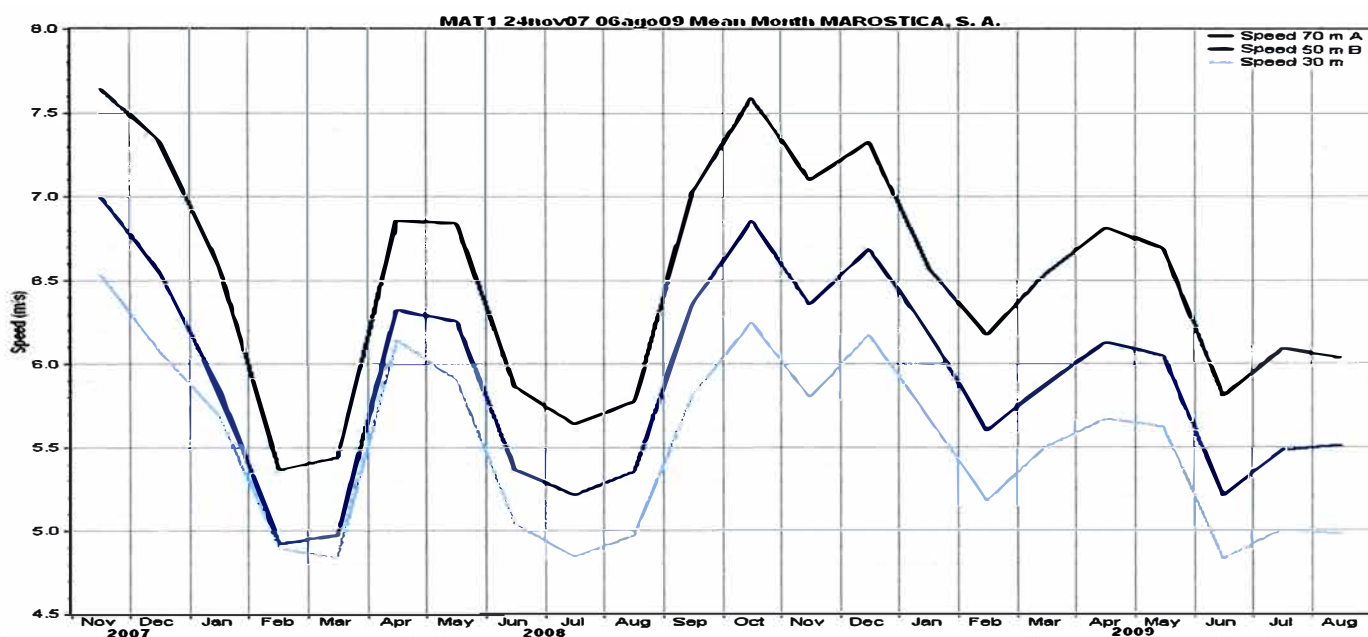


Figura 4.1: Comportamiento del Velocidad del Viento en el período 07-Nov-07 a Set-09

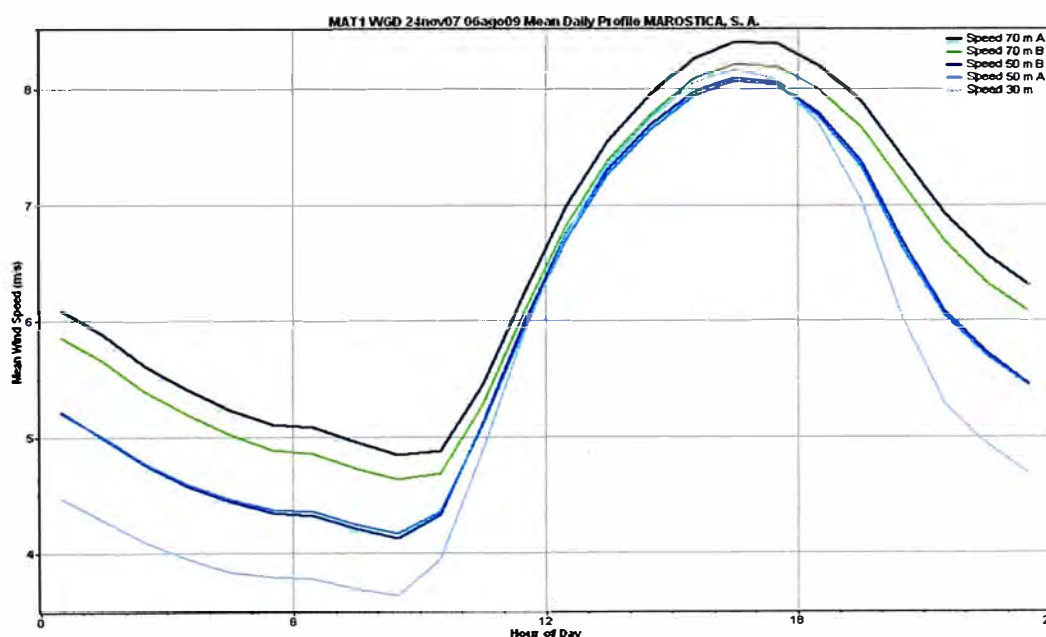


Fig. 4.2: Comportamiento del Velocidad del Viento durante el día

4.2 Factor de Carga

El factor de Planta (también llamado factor de carga) es un indicador de la productividad de una unidad o de un parque de generadores. Se define como la relación entre la energía producida y producible.

$$FC = \frac{\text{Producción de energía en un período de tiempo}}{(\text{Potencia Nominal} * \text{horas del período considerado})}$$

Causas de reducción del factor de planta

En la práctica, el factor de planta nunca es 100%. Se ve disminuido por:

- Las operaciones de mantenimiento, las fallas más o menos largas en el equipamiento, etc.
- La ausencia de demanda de electricidad que obliga a los administradores de red a disminuir o parar la producción en algunas unidades.
- La intermitencia o irregularidad de la fuente de energía como es, por ejemplo, el caso de la energía solar o la energía eólica, respectivamente.

En la tabla 4.1 se muestra los factores de planta típicos

Tabla 4.1: Factores de Planta Típicos

Factores de Planta Típicos	
Parque Eólico	20-40%
Panel Fotovoltaico	10-15%
Central Hidroeléctrica	60%
Central Nuclear	60-98%
Central Termoeléctrica a Carbón	70-90%
Central de Ciclo Combinado	60-90%

A nivel mundial se considera como muy buenos los factores que son del orden del 24 a 30%. Según requerimientos del OSINERGMIN se están requiriendo parques con factor de carga del orden del 30%.

El factor de Planta calculado para el parque Eólico Malabrigo es de 31%.

4.3 Análisis de Flujo de Carga

El análisis de flujo de carga se realizó para los escenarios de avenida y estiaje en máxima y mínima demanda del año 2012 proyectados por el COES.

Los análisis de flujo de carga permiten conocer el comportamiento en estado estacionario del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) ante el ingreso del Parque Eólico Malabrigo.

1. Se compara el estado operativo entre el caso base (sin considerar el ingreso de la producción eólica) y el nuevo caso (considerando el ingreso de la producción eólica), y se evalúa si aparecen nuevas violaciones de tensión y/o sobrecargas en las líneas o transformadores del sistema de transmisión.
2. Para evaluar los resultados de las simulaciones de Flujo de Potencia, se aplican los siguientes criterios establecidos por el COES (NTCOTR) para evaluar la operación en estado estacionario de los sistemas, estos son:

Tolerancia de variación de tensión en barras:

Barras de suministro:

Operación normal	:	$\pm 2,5\%$ de la $V_{operación}$
Operación en contingencia	:	$+5\%$ y -10% de la $V_{nominal}$

Carga límite en líneas y transformadores:

Operación normal:

Líneas: Hasta el 100 % de su Potencia nominal (MVA)

Transformadores: Hasta el 100 % de su Potencia nominal (MVA)

4.3.1 Casos de Análisis en Avenida 2012

Casos Máxima Demanda en Avenida

Para este caso se ha realizado tres casos de análisis, estos son:

Caso: MAXAVE SIN GE

- Este escenario es el caso base para máxima demanda en avenida año 2012, la configuración de este escenario ha sido extraída del informe Final 090810/91 “Determinación de la Capacidad Máxima de generación Eólica en el SEIN” elaborado

por el COES y servirá de base para comparar el comportamiento en estado estacionario del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) ante el ingreso del Parque Eólico Malabrigo.

Caso: MAXAVE CGE MALABRIGO

- En este escenario, ingresa a producir el parque eólico Malabrigo con una potencia de 100 MW y factor de potencia de 0,99 en adelante. No se considera en este escenario el ingreso de otra fuente de producción de energía eólica.

Caso: MAXAVE CGE MAL Y COES

- Para conocer el comportamiento del SEIN, ante el ingreso del parque Eólico Malabrigo y de otras fuentes de producción eólica, se considera que en el escenario de máxima demanda con producción eólica extraída del informe Final 090810/91 “Determinación de la Capacidad Máxima de generación Eólica en el SEIN” elaborado por el COES, se saca fuera de servicio las fuentes de producción eólica consideradas en las barras 220 kV de S.E Guadalupe y la SE Trujillo Norte. En este escenario se considera que el parque eólico Malabrigo genera una potencia de 100 MW según se muestra en la figura 4.3.

Casos Mínima Demanda en Avenida

Para este caso se ha realizado tres casos de análisis, estos son:

Caso: MINAVE SIN GE

- Este escenario es el caso base para mínima demanda en avenida año 2012, la configuración de este escenario ha sido extraída del informe Final 090810/91 “Determinación de la Capacidad Máxima de generación Eólica en el SEIN” elaborado por el COES y servirá de base para comparar el comportamiento en estado estacionario del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) ante el ingreso del Parque Eólico Malabrigo.

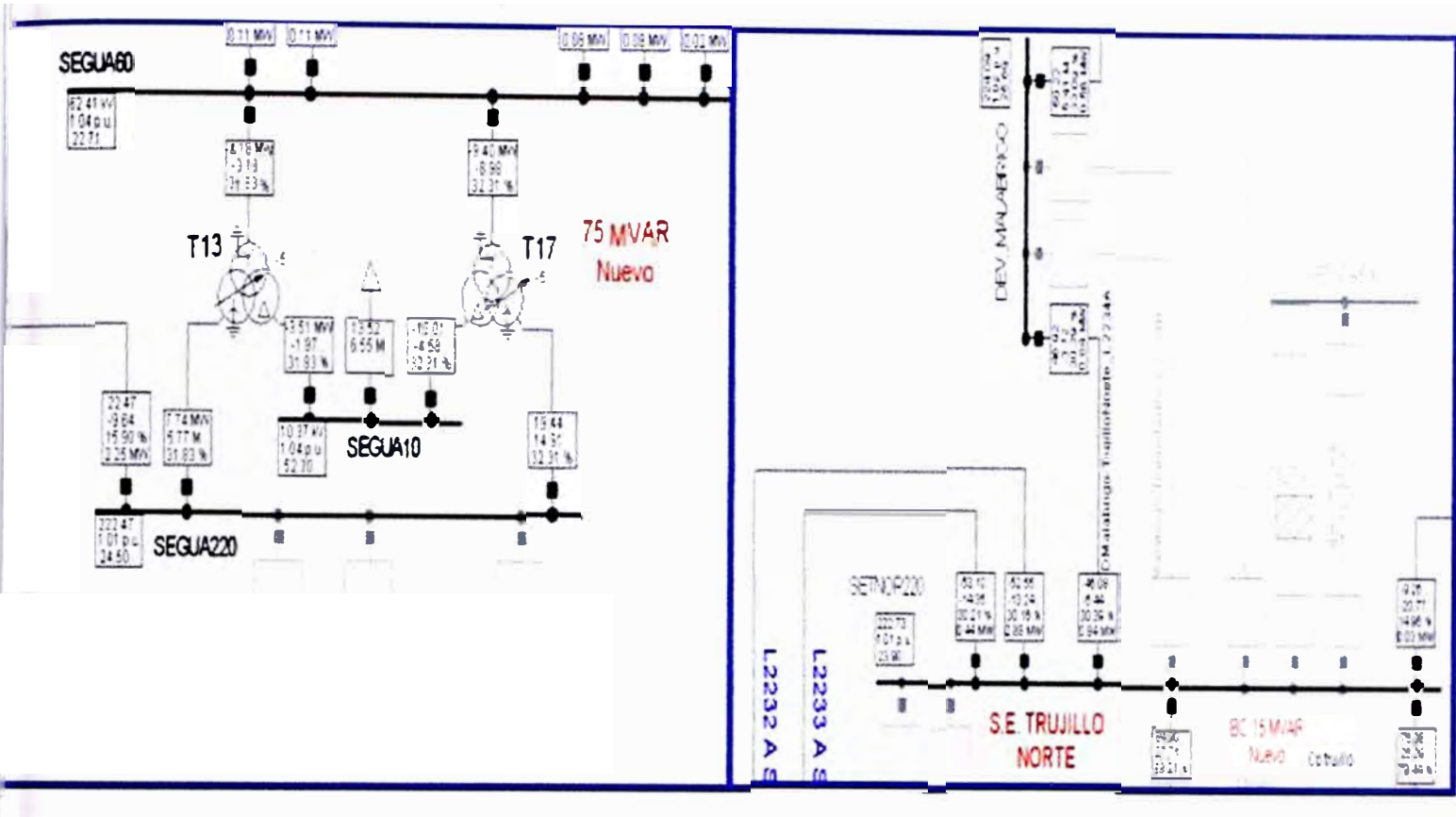


Fig. 4.3: MAXAVE CGE MAL Y COES

Caso: MINAVE CGE MALBRIGO

- En este escenario se considera que en el caso Base, ingresa a producir el parque eólico Malabrigo con una potencia de 40 MW y factor de potencia de 0,99 en adelante. No se considera en este escenario el ingreso de otra fuente de producción de energía eólica.

Caso: MINAVE CGE MAL Y COES

- Para conocer el comportamiento del SEIN, ante el ingreso del parque Eólico Malabrigo y de otras fuentes de producción eólica, se considera que en el escenario de mínima demanda con producción eólica extraída del informe Final 090810/91 “Determinación de la Capacidad Máxima de generación Eólica en el SEIN” elaborado por el COES, se saca fuera de servicio las fuentes de producción eólica consideradas en las barras 220 kV de S.E Guadalupe y la SE Trujillo Norte. En este escenario se considera que el parque eólico Malabrigo genera una potencia de 40 MW según se muestra en la figura 4.4.

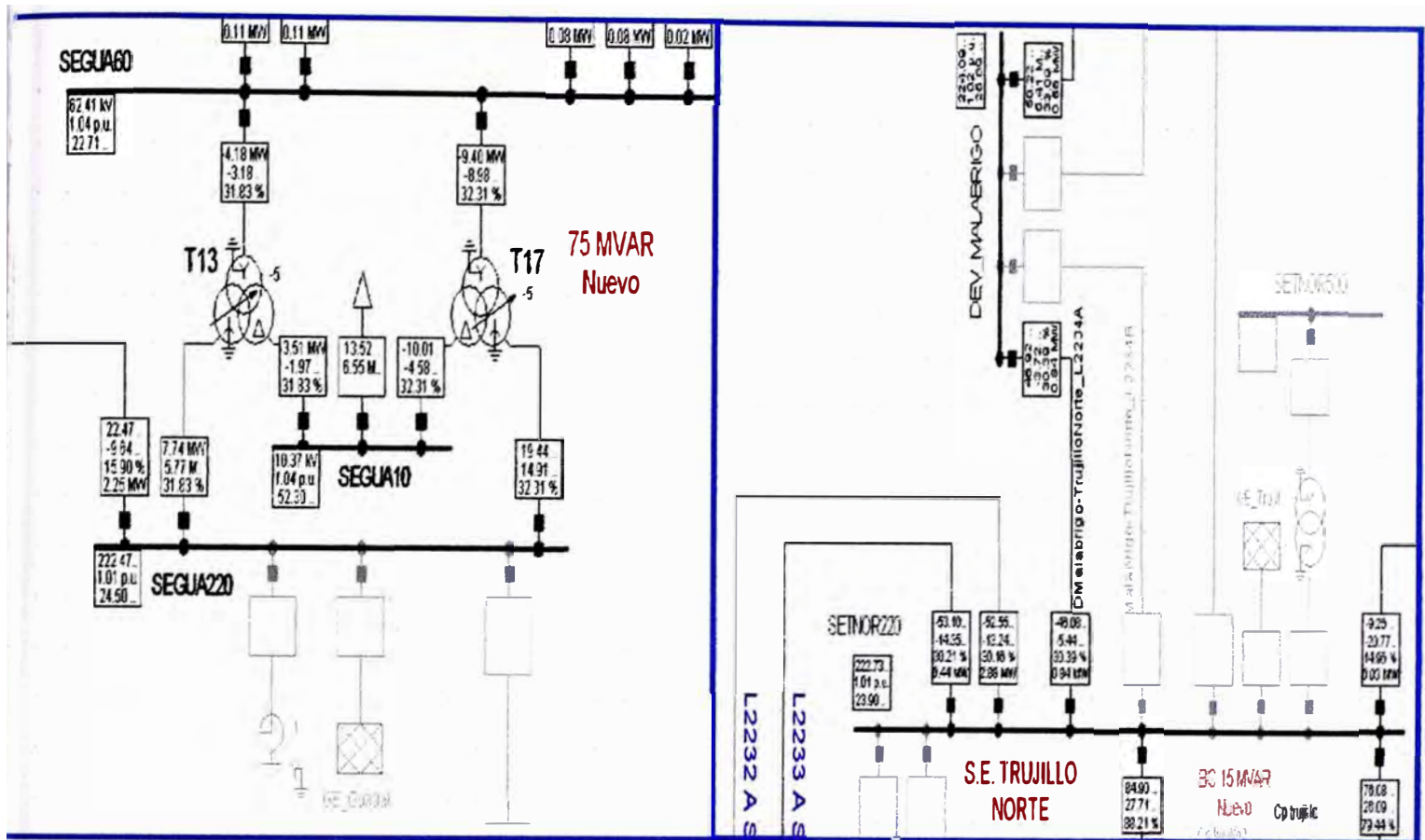


Fig. 4.4: MINAVE CGE MAL Y COES

4.3.2 Casos de Análisis en Estiaje 2012

Casos Máxima Demanda en Estiaje

Para este caso se ha realizado tres escenarios de análisis, estos son:

Caso: MAXEST SIN GE

➤ Este escenario es el caso base para máxima demanda en estiaje año 2012, la configuración de este escenario ha sido extraída del informe Final 090810/91 “Determinación de la Capacidad Máxima de generación Eólica en el SEIN” elaborado por el COES y servirá de base para comparar el comportamiento en estado estacionario del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) ante el ingreso del Parque Eólico Malabrigo.

Caso: MAXEST CGE MALABRIGO

➤ En este escenario se considera que en el caso Base, ingresa a producir el parque eólico Malabrigo con una potencia de 100 MW y factor de potencia de 0,99 en adelante. No se

considera en este escenario el ingreso de otra fuente de producción de energía eólica. Se considera que en la CT Malacas solo está en operación el grupo TGN4.

Casos Mínima Demanda en Estiaje

Para este caso se ha realizado tres escenarios de análisis, estos son:

Caso: MINEST SIN GE

➤ Este escenario es el caso base para mínima demanda en estiaje año 2012, la configuración de este escenario ha sido extraída del informe Final 090810/91 “Determinación de la Capacidad Máxima de generación Eólica en el SEIN” elaborado por el COES y servirá de base para comparar el comportamiento en estado estacionario del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) ante el ingreso del Parque Eólico Malabrigo.

Caso: MINEST CGE MALABRIGO

➤ En este escenario se considera que en el caso Base, ingresa a producir el parque eólico Malabrigo con una potencia de 40 MW y factor de potencia de 0,99 en adelante. No se considera en este escenario el ingreso de otra fuente de producción de energía eólica. Se considera que en la CT Malacas solo está en operación el grupo TGN4.

4.3.3 Resultados para el Análisis en Avenida 2012

Resultados de Caso Máxima Demanda en Avenida:

Tensiones de Operación

En la Tabla 4.2 se muestra los valores de tensión de operación para los casos de análisis considerados para el escenario de máxima demanda en avenida. el ingreso de la central eólica Malabrigo, permite mejorar los perfiles de tensión en las subestaciones Guadalupe y Trujillo Sur.

Tabla 4.2: Tensión de Operación Para Casos en Máxima Demanda en Avenida

BARRA	Tensión Nominal (KV)	CASO MAXAVE SIN GE		CASO MAXAVE CGE MALBRIGO			CASO MAXAVE CGE MAL Y COES		
		Tensión de Operación (KV)	En P.U.	Tensión de Operación (KV)	En P.U.	Comparación con caso MAXAVE SIN GE	Tensión de Operación (KV)	En P.U.	Comparación con caso MAXAVE SIN GE
TUMBED	60	57,74	0,96	57,52	0,96	-0,39%	60,20	1,00	4,09%
TALA_220	220	221,93	1,01	221,31	1,01	-0,28%	221,11	1,01	-0,37%
SEPO220	220	219,60	1,00	218,66	0,99	-0,43%	220,20	1,00	0,27%
SEPO60	60	62,64	1,04	62,42	1,04	-0,35%	62,89	1,05	0,40%
SECHO220	220	219,89	1,00	220,22	1,00	0,15%	222,99	1,01	1,39%
CHICL-06	60	62,70	1,05	62,70	1,05	0,00%	62,94	1,05	0,38%
SEGUA220	220	219,19	1,00	220,88	1,00	0,77%	223,58	1,02	1,97%
SEGUA60	60	61,68	1,03	62,06	1,03	0,61%	62,66	1,04	1,56%
DEV_MALABRIGO	220	220,14	1,00	222,83	1,01	1,21%	224,78	1,02	2,06%
PEMALABRIGO	220			223,31	1,02		225,26	1,02	
PEMALABRIGO_BARRA1	34,5			35,25	1,02		35,56	1,03	
PEMALABRIGO_BARRA2	34,5			35,25	1,02		35,56	1,03	
SETNOR220	220	220,61	1,00	222,10	1,01	0,67%	222,93	1,01	1,04%
TRUS138	138	135,90	0,98	135,90	0,98	0,00%	136,62	0,99	0,53%
SETNOR1	138	139,38	1,01	139,38	1,01	0,00%	140,07	1,02	0,49%
CHIM220	220	220,41	1,00	222,87	1,10	1,11%	226,36	1,03	2,63%
CHIM138	138	138,20	1,00	139,38	1,01	0,85%	141,09	1,02	2,05%
PANU220	220	219,96	1,00	222,14	1,01	0,98%	226,15	1,03	2,74%
PANU138	138	135,21	0,98	136,00	0,99	0,58%	137,44	1,00	1,62%
HCHO220	220	218,58	0,99	220,48	1,00	0,86%	224,57	1,02	2,67%
HCHO66	66	67,14	1,02	67,73	1,03	0,87%	69,05	1,05	2,78%
ZAPA220	220	217,52	0,99	217,96	0,99	0,20%	218,71	0,99	0,54%
VENT220	220	213,69	0,97	213,69	0,97	0,09%	214,65	0,98	0,45%
CHAVA220	220	211,29	0,96	211,44	0,96	0,07%	212,32	0,97	0,48%
ROSA220	220	210,87	0,96	211,01	0,96	0,07%	211,65	0,96	0,37%
SJNLS220	220	212,03	0,96	212,22	0,96	0,09%	212,68	0,97	0,31%
CHILCAREP	220	218,05	0,99	218,23	0,99	0,08%	218,47	0,99	0,19%
ICA220	220	215,88	0,98	216,00	0,98	0,06%	218,95	1,00	1,40%
ICA_60	60	63,08	1,05	63,12	1,05	0,06%	61,45	1,02	-2,65%
MARC220	220	201,39	0,92	201,58	0,92	0,09%	208,92	0,95	3,66%
MARC60	60	59,09	0,98	59,14	0,99	0,10%	60,28	1,00	1,95%
REPA138	138	139,09	1,01	139,09	1,01	0,00%	139,41	1,01	0,23%
MOLL138	138	137,87	1,00	137,87	1,00	0,00%	138,89	1,01	0,73%
MONT220	220	224,70	1,02	224,72	1,02	0,01%	226,80	1,03	0,92%
MON138	138	139,20	1,01	139,21	1,01	0,01%	140,52	1,02	0,94%
TACNA66	66	66,32	1,00	66,32	1,00	0,01%	67,71	1,03	2,07%

Con color rojo se resalta las barras que se encuentran fuera de los límites 0,95 p.u. <V<1,05p.u.

Resultados de Caso Mínima Demanda en Avenida

Tensiones de Operación

En la Tabla 4.4 se muestra los valores de tensión de operación para los casos de análisis considerados para el escenario de mínima demanda en avenida.

BARRA	Tensión Nominal (KV)	CASO MINAVE SIN GE			CASO MINAVE CGE MALBRIGO			CASO MINAVE CGE MAL Y COES		
		Tensión de Operación (KV)	En P.U.	Comparación con caso MAXAVE SIN GE	Tensión de Operación (KV)	En P.U.	Comparación con caso MAXAVE SIN GE	Tensión de Operación (KV)	En P.U.	Comparación con caso MAXAVE SIN GE
TUMB60	60	60,33	1,01	60,49	1,01	0,26%	59,63	0,99	-1,17%	
TALA_220	220	221,06	1,00	221,56	1,01	0,23%	217,73	0,99	-1,81%	
SEPOZZO	220	220,53	1,00	221,02	1,00	0,22%	216,23	0,98	-1,99%	
SEPO60	60	62,35	1,04	62,47	1,04	0,21%	61,69	1,03	-1,07%	
SECHO220	220	222,62	1,01	223,17	1,01	0,25%	224,61	1,02	0,89%	
CHICL-06	60	61,50	1,03	61,50	1,03	0,00%	61,50	1,03	0,00%	
SEGUA220	220	219,08	1,00	220,19	1,00	0,51%	222,63	1,01	1,60%	
SEGUA60	60	62,04	1,03	62,29	1,04	0,40%	61,64	1,03	-0,66%	
DEV_MALABRIGO	220	220,79	1,00	222,32	1,01	0,69%	225,08	1,02	1,91%	
PEMALABRIGO	220			222,56	1,01		225,32	1,02		
PEMALABRIGO_BARRA1	34,5			35,11	1,02		35,55	1,03		
PEMALABRIGO_BARRA2	34,5			35,11	1,02		35,55	1,03		
SETNOR220	220	222,40	1,01	223,02	1,01	0,28%	226,17	1,03	1,67%	
TRUS138	138	142,06	1,03	142,06	1,03	0,00%	142,06	1,03	0,00%	
SETNOR1	138	143,52	1,04	143,52	1,04	0,00%	143,52	1,04	0,00%	
CHIM220	220	226,10	1,03	226,95	1,03	0,38%	228,78	1,04	0,91%	
CHIM138	138	138,72	1,01	139,12	1,01	0,29%	142,05	1,03	2,35%	
PANU220	220	225,27	1,02	225,90	1,03	0,28%	226,46	1,03	0,52%	
PANU138	138	136,81	0,99	137,04	0,99	0,17%	137,24	0,99	0,31%	
HCHOZZO	220	224,50	1,02	225,02	1,02	0,23%	225,20	1,02	0,31%	
HCHO66	66	67,26	1,02	67,41	1,02	0,22%	67,46	1,02	0,30%	
ZAPA220	220	220,93	1,00	221,00	1,00	0,03%	217,57	0,99	-1,55%	
VENT220	220	218,65	0,99	218,67	0,99	0,01%	214,63	0,98	-1,87%	
CHAVA220	220	217,51	0,99	217,52	0,99	0,00%	213,64	0,97	-1,81%	
ROSA220	220	217,77	0,99	217,76	0,99	-0,01%	214,00	0,97	-1,77%	
SJNLS220	220	217,89	0,99	217,84	0,99	-0,02%	214,65	0,98	-1,51%	
CHILCAREP	220	219,98	1,00	219,90	1,00	-0,04%	216,96	0,99	-1,39%	
ICA220	220	217,55	0,99	217,50	0,99	-0,02%	220,98	1,00	1,55%	
ICA_60	60	61,96	1,03	61,96	1,03	-0,02%	61,74	1,03	-0,38%	
MARC220	220	205,15	0,95	205,11	0,93	-0,02%	212,28	0,96	3,36%	
MARC60	60	61,29	1,02	61,28	1,02	-0,01%	61,85	1,03	0,91%	
REPA138	138	140,73	1,02	140,73	1,02	0,00%	141,55	1,03	0,58%	
MOLL138	138	140,26	1,02	140,26	1,02	0,00%	141,75	1,03	1,05%	
MONT220	220	227,11	1,03	227,10	1,03	0,00%	227,98	1,04	0,39%	
MON138	138	140,76	1,02	140,76	1,02	0,00%	143,45	1,04	1,88%	
TACNA66	66	67,95	1,03	67,95	1,03	0,00%	67,76	1,03	-0,29%	

Con color rojo se resalta las barras que se encuentran fuera de los límites 0,95 p.u. < V < 1,05 p.u.

Tabla 4.4 Tensión de Operación Para Casos en Mínima Demanda en Avenida

Se observa que el ingreso de la central eólica Malabrigo permite mejorar los perfiles de tensión en las subestaciones Guadalupe y Trujillo Sur.

Grado de Carga y Pérdidas por Efecto Joule en Líneas de Transmisión

En la Tabla 4.5 se muestra los valores de grado de carga y pérdidas por efecto Joule con que operan las líneas de transmisión para los casos de análisis considerados para el escenario de mínima demanda en avenida.

Se observa que ante el ingreso de las centrales eólicas se obtiene una reducción en las pérdidas de transmisión por efecto Joule. En este caso debido a que el SEIN se encuentra en mínima demanda no se presentan sobrecargas.

Tabla 4.5 Grado de Carga y Pérdidas por efecto Joule en Líneas de Transmisión Mínima Demanda en Avenida

BARRA	CASO MÁXIMA DEMANDA SIN GE		CASO MÁXIMA DEMANDA SIN GE Y COES						CASO MÁXIMA DEMANDA SIN GE Y COES					
	Nivel de Carga (%)	Pérdidas (MW)	Nivel de Carga (%)	Potencia Activa Terminal T (MW)	Potencia Reactiva Terminal T (MVAR)	Potencia Activa Terminal T (MW)	Potencia Reactiva Terminal T (MVAR)	Pérdidas (MW)	Nivel de Carga (%)	Potencia Activa Terminal T (MW)	Potencia Reactiva Terminal T (MVAR)	Potencia Activa Terminal T (MW)	Potencia Reactiva Terminal T (MVAR)	Pérdidas (MW)
Línea Talara-Zorritos_L2243	14,04	0,58	14,07	14,24	-16,18	-13,66	-6,31	0,58	12,21	9,16	-15,87	-8,62	-5,89	0,54
Línea Talara-PuraOeste_2	13,70	2,43	13,71	-14,11	-3,88	16,55	-12,85	2,44	9,40	-3,95	-3,67	6,27	-12,57	2,31
Línea Talara-PuraOeste_L2248	13,70	2,43	13,71	-14,11	-3,88	16,55	-12,86	2,44	9,40	-3,96	-3,67	6,27	-12,57	2,31
Línea PuraOeste-Bayobarr_L2238	49,14	1,64	49,03	-73,43	-2,11	75,07	-7,65	1,64	28,92	-34,79	-25,64	35,67	-12,62	1,07
Línea Bayobarr-ChiclayoOeste_L2238	60,77	2,74	60,64	-89,10	7,46	91,84	-17,72	2,74	33,73	-49,89	-13,06	51,56	-4,14	1,66
Línea PuraOeste-ChiclayoOeste_L2238	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Línea Guatuzco-ChiclayoOeste_L2238	29,19	2,39	32,97	41,77	-77,79	-39,77	15,63	2,50	12,11	5,78	-17,71	-3,56	3,70	2,72
Línea ChiclayoOeste-Cañazasquero_L2240	91,17	1,67	83,56	-96,83	-1,37	96,03	-5,17	1,41	65,11	-51,74	-9,73	52,14	-2,45	0,40
Línea Guatuzco-ElMansrogo_L2234A	31,57	0,85	12,41	-17,89	6,39	18,51	-3,72	0,62	15,48	18,28	-15,71	-17,81	5,18	0,85
Línea Chibabuto-TrujilloNorte_L2244A	37,70	0,34	37,87	56,29	9,70	55,88	-14,88	0,81	20,91	20,46	-19,04	-19,72	-25,42	0,44
EL MALABRIGO D. MALABRIGO	25,48		25,48	-38,41	-3,11	38,44	1,04	0,03	25,17	-38,41	-3,33	38,44	1,20	0,03
Línea Chimbote-TrujilloNorte_L2232	31,67	2,95	25,82	46,46	-2,69	-43,71	-17,49	2,74	18,71	33,86	-8,47	-31,26	-13,47	2,61
Línea Chibabuto-TrujilloNorte_L2233	32,07	0,50	26,23	44,58	-1,98	-44,77	-18,38	0,31	18,96	32,22	-7,85	-32,07	-14,16	0,16
Línea TrujilloNorte-Cajamarca_L2260	12,24	0,02	10,38	3,57	-15,30	-3,56	-7,16	0,00	13,72	-8,00	-19,34	8,02	-3,48	0,02
Línea Chimbote-ParamongaNueva_L2216	27,39	5,26	22,12	31,67	-25,26	-25,69	-10,78	5,98	17,88	-2,77	-21,83	8,47	-16,87	5,70
Línea Chimbote-ParamongaNueva_L2215	27,46	5,24	22,15	-25,82	-10,88	31,78	-25,81	5,96	11,84	8,48	-16,78	-2,81	-21,76	5,68
Línea Huacho-Zapallal_L2212	35,47	3,61	29,24	42,12	-31,36	-38,76	-16,77	3,37	37,86	-61,92	-27,03	66,69	-14,54	3,77
Línea Huacho-ParamongaNueva_L2213	27,11	3,75	20,18	-29,28	8,23	32,94	-17,20	3,66	8,20	1,62	5,41	1,96	-14,98	0,34
Línea ParamongaNueva-Zapallal_L2214	36,57	10,83	29,37	-31,73	8,02	42,24	-32,17	10,51	26,06	47,12	5,02	-38,86	-28,41	10,47
Línea Zapallal-Ventana_L2242	45,16	0,20	43,34	-37,54	63,30	-37,72	-65,23	0,18	58,31	81,66	-56,10	-81,51	57,07	0,34
Línea Zapallal-Ventana_L2243	42,08	0,16	40,33	-36,10	58,14	-36,26	-60,13	0,15	54,33	75,14	-53,59	-74,86	-54,68	0,28
Línea Chaverra-Ventana_L2246	54,53	0,23	56,38	-107,12	-29,99	-107,36	26,61	0,25	33,61	-68,26	-28,94	-36,38	-27,79	0,09
Línea Chaverra-Ventana_L2245	56,75	0,24	58,67	-111,46	-28,09	111,72	27,85	0,26	35,17	-60,61	-30,12	60,70	-29,01	0,09
Línea Chaverra-Ventana_L2244	56,75	0,24	58,67	-111,46	-28,09	111,72	27,85	0,26	35,17	-60,61	-30,12	60,70	-29,00	0,09
Línea SantaRosa-Chaverra_L2004	12,23	0,01	16,34	-25,90	8,67	25,92	-11,23	0,02	19,57	32,83	3,02	-32,80	-5,42	0,03
Línea SantaRosa-Chaverra_L2003	12,23	0,01	16,34	-25,90	8,67	25,92	-11,23	0,02	19,57	32,83	3,02	-32,80	-5,42	0,03
Línea SanJuan-SantaRosa_L2010	13,49	0,04	16,46	-36,14	4,67	36,20	-6,66	0,05	8,36	15,35	6,56	-15,34	-10,50	0,01
Línea SanJuan-SantaRosa_L2011(1)	23,09	0,05	25,94	59,15	6,04	-59,08	-7,64	0,07	4,32	8,24	2,95	-8,23	-4,94	0,00
Línea SanJuan-SantaRosa_L2011B	9,29	0,01	10,54	11,48	-20,84	-11,47	18,84	0,01	19,52	-37,81	-21,29	37,84	-19,54	0,04
Línea SanJuan-ChicaREP_L2094	9,59	0,05	8,94	-10,18	-29,29	10,22	18,84	0,04	14,95	-43,59	-26,59	43,73	-17,08	0,14
Línea SanJuan-ChicaREP_L2095	9,59	0,05	8,94	-10,18	-29,29	10,22	18,84	0,04	14,95	-43,59	-26,59	43,73	-17,08	0,14
Línea SanJuan-ChicaREP_L2093	12,61	0,06	11,75	-13,29	-39,73	13,34	25,79	0,05	19,88	-58,56	-36,75	58,72	-24,09	0,17
Línea ChicaREP-Cadisa_L2098	44,51	2,10	43,73	-73,42	13,72	75,49	-21,97	2,02	23,29	-48,32	-19,35	41,87	-30,75	1,56
Línea ElPezarota-ChicaNueva	38,22	3,62	48,24	178,96	20,72	-175,16	-20,28	3,62	49,58	178,96	-0,31	-175,02	1,93	3,95
línea zapallal-planicie_a	3,11	0,00	4,38	-15,50	0,04	15,51	-10,44	0,01	2,74	4,81	0,31	-4,81	-10,47	0,00
línea zapallal-planicie_b	3,11	0,00	4,38	-15,50	0,04	15,51	-10,44	0,01	2,74	4,81	0,31	-4,81	-10,47	0,00
línea chica-planicie_a	3,22	0,00	4,46	-15,48	-11,01	15,50	-0,04	0,01	2,75	4,81	-10,50	-4,81	-0,31	0,00
línea chica-planicie_b	3,22	0,00	4,46	-15,48	-11,01	15,50	-0,04	0,01	2,75	4,81	-10,50	-4,81	-0,31	0,00
Pérdidas MW		56,70							Pérdidas Totales (MW)					47,29

4.3.4 Resultados para el Análisis en Estiaje 2012

Resultados de Caso Máxima Demanda en Estiaje

Tensiones de Operación

En la Tabla 4.6 se muestra los valores de tensión de operación para los casos de análisis considerados para el escenario de máxima demanda en estiaje.

Se observa en el Tabla anterior que las tensiones en el área norte en el caso MAXEST SIN GE (máxima demanda en estiaje sin generación eólica), se encuentran dentro de los límites permitidos debido a la operación de la nueva LT 500 kV Zapallal-Trujillo.

BARRA	Tensión Nominal (KV)	CASO MAXEST SIN GE		CASO MAXEST CGE MALBRIGO		
		Tensión de Operación (KV)	En P.U.	Tensión de Operación (KV)	En P.U.	Comparación con caso MAXEST SIN GE
TUMB60	60	58,331	0,972	57,79	0,96	-0,94%
TALA_220	220	221,487	1,007	219,02	1,01	-1,13%
SEPO220	220	219,620	0,998	217,27	0,99	-1,08%
SEPO60	60	62,668	1,044	62,09	1,04	-0,94%
SECHO220	220	221,443	1,007	220,81	1,00	-0,29%
CHICL_06	60	62,940	1,049	62,94	1,05	0,00%
SEGUA220	220	221,211	1,006	221,34	1,00	0,06%
SEGUA60	60	62,416	1,040	62,45	1,03	0,05%
DEV_MALABRIGO	220	222,625	1,012	223,52	1,01	0,40%
PEMALABRIGO	220			223,70	1,02	
PEMALABRIGO_BARRA1	34,5			35,23	1,02	
PEMALABRIGO_BARRA2	34,5			35,23	1,02	
SETNOR220	220	224,303	1,020	224,86	1,01	0,25%
SETNOR500	500	507,399	1,015	509,60	1,02	0,43%
TRUS138	138	137,249	0,995	137,25	0,98	0,00%
SETNOR1	138	140,760	1,020	140,76	1,01	0,00%
CHIM220	220	226,035	1,027	226,63	1,01	0,26%
CHIM138	138	141,996	1,009	142,28	1,01	0,20%
PANU220	220	224,883	1,022	225,45	1,01	0,25%
PANU138	138	138,076	1,001	138,28	0,99	0,14%
HCHO220	220	222,606	1,012	223,17	1,00	0,25%
HCHO66	66	68,327	1,035	68,50	1,03	0,25%
ZAPA220	220	219,108	0,978	219,43	0,99	0,14%
VENT220	220	215,174	0,978	215,32	0,97	0,07%
CHAVA220	220	212,975	0,968	213,09	0,96	0,05%
ROSA220	220	212,414	0,966	212,53	0,96	0,06%
SJNLS220	220	213,471	0,970	213,63	0,96	0,08%
CHILCAREP	220	218,828	0,995	219,01	0,99	0,08%
ICA220	220	223,276	1,015	223,41	0,98	0,06%
ICA_60	60	62,340	1,039	62,38	1,05	0,06%
MARC220	220	224,395	1,020	224,57	0,92	0,08%
MARC60	60	61,643	1,027	61,70	0,99	0,09%
REPA138	138	140,363	1,017	140,36	1,01	0,00%
MOLL138	138	139,845	1,013	139,84	1,00	0,00%
MONT220	220	229,359	1,043	229,39	1,02	0,01%
MON138	138	142,338	1,031	142,35	1,01	0,01%

Tabla 4.6 Tensión de Operación para Casos en Máxima Demanda en Estiaje

Grado de Carga y Pérdidas por Efecto Joule en Líneas de Transmisión

En la Tabla 4.7 se muestra los valores de grado de carga y pérdidas por efecto Joule con que operan las líneas de transmisión para los casos de análisis considerados para el escenario de máxima demanda en estiaje.

BARRA	Área	CASO MAXEST SIN GE						CASO MAXEST CGE MALBRIGO					
		Nivel de Carga (%)	Potencia Activa Terminal "1" (MW)	Potencia Reacción Terminal "1" (MVAR)	Potencia Activa Terminal "2" (MW)	Potencia Reacción Terminal "2" (MVAR)	Pérdidas (MW)	Nivel de Carga (%)	Potencia Activa Terminal "1" (MW)	Potencia Reacción Terminal "1" (MVAR)	Potencia Activa Terminal "2" (MW)	Potencia Reacción Terminal "2" (MVAR)	Pérdidas (MW)
Lne Takara-Zonitos_L2249	CostaNorte	9,61	8,37	-10,11	-7,83	-12,40	0,55	9,08	8,37	-10,77	-7,84	-11,27	0,54
Lne Takara-PiuraOeste_2	Av06	22,86	38,06	-4,66	-31,51	-11,06	2,55	17,82	26,56	-4,20	-24,12	-11,60	2,44
Lne Takara-PiuraOeste_L2248	CostaNorte	22,86	34,06	-4,88	-31,51	-11,06	2,55	17,82	26,56	-4,20	-24,12	-11,60	2,44
Lne PiuraOeste-Bayobarr_L2238	CostaNorte	13,10	-8,87	-17,80	9,75	3,17	0,89	23,36	-41,92	-13,63	43,03	0,63	1,11
Lne Bayobarr-ChiclayoOeste_L2238	CostaNorte	19,52	-23,60	-3,69	25,08	-15,64	1,28	39,70	-57,08	-1,42	58,98	-14,26	1,60
Lne PiuraOeste-ChiclayoOeste_L2240	CostaNorte	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Lne Guadalupe-ChiclayoOeste_L2238	CostaNorte	35,72	-39,28	-15,75	-49,70	4,37	2,58	58,41	87,92	-15,88	-84,56	9,02	3,36
Lne ChiclayoOeste-Cajamarca_L2240	CostaNorte	60,36	-66,78	-19,09	67,49	8,81	0,70	60,36	-66,75	-21,73	66,46	-11,47	0,70
Lne Guadalupe-Malabrigo_L2234A	CostaNorte	60,53	93,08	-2,94	-92,07	0,04	1,02	83,72	129,32	0,42	-127,71	0,02	1,61
Lne Malabrigo-TrujilloNorte_L2234A	CostaNorte	61,28	89,06	-2,94	-84,71	-7,81	1,63	21,53	-20,22	-6,73	32,94	-1,73	0,71
UMALABRIGO D. MALABRIGO	CostaNorte												
Lne Chimbote-TrujilloNorte_L2232	CostaNorte	9,79	10,30	-6,59	-7,90	-16,11	2,40	64,15	-97,10	7,81	97,29	-8,81	0,19
Lne Chimbote-TrujilloNorte_L2233	CostaNorte	10,14	8,91	-8,55	-8,89	-16,32	0,02	9,52	1,41	-5,30	-0,35	-17,41	2,40
Lne TrujilloNorte-Cajamarca_L2260	CostaNorte	31,91	-43,81	0,63	44,12	-20,97	0,30	35,42	-50,03	0,66	50,42	-20,31	0,39
Lne Zapallar-Trujillo_500kV_T2	CostaNorte	15,24	287,26	-81,40	-285,90	-88,72	1,37	13,36	248,41	-78,43	-245,42	-94,90	1,00
Lne Chimbote-ParamongaNueva_L2216	CostaNorte	28,65	45,08	-27,33	-38,75	-6,91	6,32	25,45	-38,53	-26,82	-32,38	-8,73	6,14
Lne Chimbote-ParamongaNueva_L2215	CostaNorte	28,71	39,93	-9,79	45,23	-27,23	8,30	29,49	-32,53	-8,11	39,66	-29,77	8,12
Lne Huacho-Zapallar_L2212	CostaCentro	49,72	82,44	-33,87	-78,15	24,48	4,29	45,92	74,96	-34,77	-70,90	23,66	4,08
Lne Huacho-ParamongaNueva_L2213	CostaNorte	38,59	-58,33	25,84	62,27	-32,59	3,94	34,78	-51,15	24,19	55,02	-31,70	3,87
Lne ParamongaNueva-Zapallar_L2214	CostaCentro	49,78	-67,44	20,97	-79,14	-37,19	11,69	45,08	-60,28	19,15	71,70	-37,53	11,42
Lne Zapallar-Ventania_L2242	CostaCentro	62,17	64,82	83,86	-64,44	-84,61	0,38	66,91	74,89	86,63	-74,45	-67,04	0,44
Lne Zapallar-Ventania_L2243	CostaCentro	57,93	98,79	79,12	-68,47	-80,00	0,32	62,34	68,11	81,87	-67,74	-62,44	0,37
Lne Chavarría-Ventania_L2246	CostaCentro	84,01	-150,17	-58,45	150,72	59,91	0,55	86,90	-156,17	-58,52	156,78	60,19	0,59
Lne Chavarría-Ventania_L2245	CostaCentro	87,43	-156,24	-60,93	156,81	62,55	0,57	90,43	-162,49	-61,00	163,10	62,85	0,61
Lne Chavarría-Ventania_L2244	CostaCentro	87,43	-156,24	-60,93	156,81	62,55	0,57	90,43	-162,49	-61,00	163,10	62,85	0,61
Lne SantaRosa-Chavarría_L2004	CostaCentro	16,14	20,16	-18,35	-20,14	15,91	0,02	11,57	10,11	-16,73	-10,10	14,22	0,04
Lne SantaRosa-Chavarría_L2003	CostaCentro	18,14	20,16	-18,35	-20,14	15,91	0,02	11,57	10,11	-16,73	-10,10	14,22	0,01
Lne SanJuan-SantaRosa_L2010	CostaCentro	59,61	130,02	-1,35	-129,31	2,19	0,71	54,54	121,07	0,35	-120,45	-0,17	0,61
Lne SanJuan-SantaRosa_L2011(f)	CostaCentro	29,24	-57,70	26,97	-57,79	-28,30	0,09	25,40	-49,14	25,08	49,21	-26,61	0,07
Lne SanJuan-SantaRosa_L2011B	CostaCentro	87,37	-191,00	-22,97	191,79	28,23	0,79	83,83	-182,38	-25,17	183,24	-28,08	0,72
Lne SanJuan-ChilcaREP_L2094	CostaCentro	76,16	-258,21	-18,24	262,17	33,62	3,96	73,79	-250,08	-20,63	253,80	-34,30	3,71
Lne SanJuan-ChilcaREP_L2095	CostaCentro	76,16	-258,21	-18,24	262,17	33,62	3,96	73,79	-250,08	-20,63	253,80	-34,30	3,71
Lne SanJuan-ChilcaREP_L2093	CostaCentro	103,27	-349,07	-29,75	353,91	50,70	4,84	97,13	-338,03	-32,83	342,57	-51,58	4,54
Lne ChilcaREP-Cañera_L2090	CostaCentro	24,43	-33,75	13,65	-35,21	-25,88	1,46	23,77	-31,33	13,03	-32,77	-25,43	1,44
Lne BIPiurac-ChilcaNueva	Chilca-Planio-Zap	60,12	218,54	38,34	-212,84	-24,35	5,70	60,08	218,55	35,75	-212,85	-23,86	5,69
Lne zapallar-planio_a	Chilca-Planio-Zap	24,30	102,92	2,45	-102,40	-9,34	0,51	22,71	96,16	2,80	-95,71	-10,17	0,45
Lne zapallar-planio_b	Chilca-Planio-Zap	24,30	102,92	2,45	-102,40	-9,34	0,51	22,71	96,16	2,80	-95,71	-10,17	0,45
Lne chilca-planio_a	Chilca-Planio-Zap	24,19	103,46	-5,02	-102,92	-2,45	0,54	22,58	96,63	-5,17	-96,16	-2,80	0,47
Lne chilca-planio_b	Chilca-Planio-Zap	24,19	103,46	-5,02	-102,92	-2,45	0,54	22,58	96,63	-5,17	-96,16	-2,80	0,47
						Pérdidas Totales (MW)	76,43					Pérdidas Totales (MW)	75,30

Tabla 4.7. Grado de Carga y Pérdidas por efecto Joule en Líneas de Transmisión Máxima Demanda en Estiaje

Con el ingreso del parque eólico Malabrigo se incrementa el flujo por la línea S.E. Derivación Malabrigo –S.E. Guadalupe de 60.53% a 83,72%, esto se debe a que al norte de la SE Guadalupe no está en operación el grupo TG2 de la CT Malacas.

4.4 Análisis de Cortocircuito

El análisis de cortocircuito se realizó para los escenarios de avenida y estiaje en máxima y mínima demanda del año 2012 proyectado por el COES, dichos escenarios son extraídos del informe Final 090810/91 “Determinación de la Capacidad Máxima de generación Eólica en el SEIN”.

Se realiza el análisis de cortocircuito considerando los escenarios analizados en el numeral 4.3 “Análisis de Flujo de Carga”.

El análisis de cortocircuito permite conocer el incremento de las potencias de cortocircuito ante el ingreso del Parque Eólico Malabrigo en el área de influencia de dicha central

(instalaciones que son abastecidas desde las subestaciones Trujillo Norte y SE Guadalupe).

Se realizó el cálculo de cortocircuito trifásico y monofásico en las diversas barras del SEIN zona norte y en las instalaciones del Parque Eólico Malabrigo.

4.4.1 Resultados para el Análisis en Avenida 2012

Corrientes de Cortocircuito Trifásico

En la Tabla 4.8 se muestra el valor de las corrientes de cortocircuito trifásico que se obtienen para los diversos casos analizados en el escenario de máxima demanda en avenida.

1. La corriente de cortocircuito se incrementa en 21,7% para la SE Guadalupe 220 kV y se incrementa en 9,4% en la barra 60 kV de dicha subestación, cuando solo se considera el ingreso del parque eólico Malabrigo.
2. La corriente de cortocircuito se incrementa en 17,2% para la SE Trujillo Norte 220 kV y se incrementa en 8,9% en la barra 138 kV de dicha subestación, cuando solo se considera el ingreso del parque eólico Malabrigo.

Tabla 4.8 Corrientes de Cortocircuito Trifásico Casos en Máxima Demanda en Avenida

BARRA	Área	Tensión Nominal (KV)	CASO	CASO		CASO	
			MAXAVE SIN GE	MAXAVE CGE MALBRIGO	MAXAVE CGE MAL Y COES		
			CC Trifásico (KA)	CC Trifásico (KA)	Comparación con caso MAXAVE SIN GE	CC Trifásico (KA)	Comparación con caso MAXAVE SIN GE
TUMB60	Costa Norte	60	1,255	1,255	0,0%	1,366	8,1%
TALA_220	Costa Norte	220	2,139	2,157	0,8%	2,261	5,4%
SEPO220	Costa Norte	220	2,146	2,176	1,4%	2,271	5,5%
SEPO60	Costa Norte	60	6,061	6,110	0,8%	6,303	3,8%
SECHO220	Costa Norte	220	2,686	2,968	10,1%	3,080	12,8%
CHICL-06	Costa Norte	60	5,026	5,299	5,2%	5,419	7,3%
SEGUA220	Costa Norte	220	2,436	3,110	21,7%	3,167	23,1%
SEGUA60	Costa Norte	60	5,137	5,667	9,4%	5,719	10,2%
DEV_MALABRIGO	Costa Norte	220		3,629		3,691	
PEMALABRIGO	Costa Norte	220		3,422		3,473	
PEMALABRIGO_BARRA1	Costa Norte	34,5		22,721		22,912	
PEMALABRIGO_BARRA2	Costa Norte	34,5		22,721		22,912	
SETNOR220	Costa Norte	220	3,136	3,766	17,2%	3,873	19,0%
TRUS138	Costa Norte	138	2,594	2,848	8,9%	2,886	10,1%
SETNOR1	Costa Norte	138	3,561	4,066	12,4%	4,138	13,8%
CHIM220	Costa Norte	220	3,775	4,116	8,3%	4,222	10,8%
CHIM138	Costa Norte	138	5,598	5,885	4,9%	5,981	6,4%
PANU220	Costa Norte	220	5,305	5,488	2,9%	5,569	4,7%
PANU138	Costa Norte	138	2,204	2,224	0,9%	2,248	1,9%
HCHO68	Costa Norte	68	1,985	1,985	1,0%	2,019	2,6%

Corrientes de Cortocircuito Monofásico

En la Tabla 4.9 se muestra el valor de las corrientes de cortocircuito monofásico que se obtienen para los diversos casos analizados en el escenario de máxima demanda en avenida.

1. Ante el ingreso de la parque eólico Malabrigo, la corriente de cortocircuito se incrementa en 19,7% para la SE Guadalupe 220 kV y se incrementa en 8,8% en la barra 60 kV de dicha subestación, cuando solo se considera el ingreso del parque eólico Malabrigo.
2. Ante el ingreso de la parque eólico Malabrigo, la corriente de cortocircuito se incrementa en 14.5% para la SE Trujillo Norte 220 kV y se incrementa en 7,4% en la barra 138 kV de dicha subestación, cuando solo se considera el ingreso del parque eólico Malabrigo.

Tabla 4.9 Corrientes de Cortocircuito Monofásico Casos en Máxima Demanda en Avenida

BARRA	Tensión Nominal (KV)	CASO	CASO		CASO	
		MAXAVE SIN GE	MAXAVE	CGE MALBRIGO	MAXAVE	CGE MAL Y COES
		CC Monofásico (KA)	CC Monofásico (KA)	Comparación con caso MAXAVE SIN GE	CC Monofásico (KA)	Comparación con caso MAXAVE SIN GE
TUMB60	60	1,540	1,542	0,1%	1,670	7,8%
TALA_220	220	2,699	2,720	0,8%	2,832	4,7%
SEPO220	220	2,503	2,532	1,2%	2,619	4,4%
SEPO60	60	8,358	8,446	1,0%	8,668	3,6%
SECHO220	220	2,984	3,237	7,8%	3,307	9,8%
CHICL-O6	60	7,636	8,087	5,6%	8,277	7,7%
SEGUA220	220	2,618	3,259	19,7%	3,306	20,8%
SEGUA60	60	7,072	7,757	8,8%	7,824	9,6%
DEV_MALABRIGO	220	2,323	3,771	38,4%	3,821	39,2%
PEMALABRIGO	220		3,777		3823,000	
PEMALABRIGO_BARRA1	34,5		12,683		12,770	
PEMALABRIGO_BARRA2	34,5		12,683		12,770	
SETNOR220	220	3,722	4,355	14,5%	4,446	16,3%
TRUS138	138	3,308	3,572	7,4%	3,615	8,5%
SETNOR1	138	4,824	5,437	11,3%	5,522	12,6%
CHIM220	220	4,061	4,329	6,2%	4,431	8,4%
CHIM138	138	6,989	7,292	4,2%	7,406	5,6%
PANU220	220	4,542	4,642	2,1%	4,727	3,9%
PANU138	138	2,594	2,616	0,8%	2,644	1,9%
HCHO66	66	2,962	2,991	1,0%	3,044	2,7%

Resultados de Caso Mínima Demanda en Avenida

Corrientes de Cortocircuito Trifásico

En la Tabla 4.10 se muestra el valor de las corrientes de cortocircuito trifásico que se obtienen para los diversos casos analizados en el escenario de máxima demanda en avenida.

1. Ante el ingreso de la parque eólico Malabrigo, la corriente de cortocircuito se decrece en 3.5% para la SE Guadalupe 220 kV y decrece en 9,3% en la barra 60 kV de dicha subestación, cuando solo se considera el ingreso del parque eólico Malabrigo. Esto se debe a que el parque eólico Malabrigo está ingresando con solo el 40% de su capacidad instalada.
2. Ante el ingreso de la parque eólico Malabrigo, la corriente de cortocircuito decrece en 2.4% para la SE Trujillo Norte 220 kV y decrece en 7,9% en la barra 138 kV de dicha subestación, cuando solo se considera el ingreso del parque eólico Malabrigo.

Tabla 4.10 Corrientes de Cortocircuito Trifásico Casos en Mínima Demanda en Avenida

BARRA	Tensión Nominal (KV)	CASO MAXAVE SIN GE	CASO MAXAVE CGE MALBRIGO		CASO MAXAVE CGE MAL Y COES	
		CC Trifásico (KA)	CC Trifásico (KA)	Comparación con caso MINAVE SIN GE	CC Trifásico (KA)	Comparación con caso MINAVE SIN GE
TUMB60	60	1,056	0,956	-10,4%	1,074	1,6%
TALA_220	220	0,891	0,817	-9,0%	0,889	-0,2%
SEPO220	220	1,070	0,985	-8,6%	1,066	-0,4%
SEPO60	60	3,532	3,256	-8,5%	3,472	-1,7%
SECHO220	220	2,396	2,274	-5,4%	2,351	-1,9%
CHICL-O6	60	4,857	4,455	-9,0%	4,543	-6,9%
SEGUA220	220	2,384	2,304	-3,5%	2,342	-1,8%
SEGUA60	60	5,365	4,908	-9,3%	4,947	-8,4%
DEV_MALABRIGO	220		2,460		2,490	100,0%
PEMALABRIGO	220		2,192		2,215	
PEMALABRIGO_BARRA1	34,5		5,700		5,723	
PEMALABRIGO_BARRA2	34,5		5,700		5,723	
SETNOR220	220	3,199	3,125	-2,4%	3,151	-1,5%
TRUS138	138	2,691	2,495	-7,9%	2,507	-7,4%
SETNOR1	138	3,661	3,464	-5,7%	3,486	-5,0%
CHIM220	220	3,926	3,811	-3,0%	3,839	-2,3%
CHIM138	138	5,741	5,546	-3,5%	5,569	-3,1%
PANU220	220	5,658	5,541	-2,1%	5,509	-2,7%
PANU138	138	2,574	2,514	-2,4%	2,512	-2,5%
HCHO66	66	2,137	2,087	-2,4%	2,085	-2,5%

Corrientes de Cortocircuito Monofásico

En la Tabla 4.11 se muestra el valor de las corrientes de cortocircuito monofásico que se obtienen para los diversos casos analizados en el escenario de mínima demanda en avenida.

1. Ante el ingreso de la parque eólico Malabrigo, la corriente de cortocircuito se incrementa en 3.1% para la SE Guadalupe 220 kV y se incrementa en 0,2% en la barra 60 kV de dicha subestación, cuando solo se considera el ingreso del parque eólico Malabrigo.
2. Ante el ingreso de la parque eólico Malabrigo, la corriente de cortocircuito se incrementa en 0,8% para la SE Trujillo Norte 220 kV y se incrementa en 0,1% en la barra 138 kV de dicha subestación, cuando solo se considera el ingreso del parque eólico Malabrigo.

Tabla 4.11 Corrientes de Cortocircuito Monofásico Casos en Mínima Demanda en Avenida

BARRA	Tensión Nominal (KV)	CASO	CASO		CASO	
		MAXAVE SIN GE	MAXAVE CGE MALBRIGO	Comparación con caso MINAVE SIN GE	MAXAVE CGE MAL Y COES	Comparación con caso MINAVE SIN GE
		CC Monofásico (KA)	CC Monofásico (KA)		CC Monofásico (KA)	
TUMB60	60	1,344	1,344	0,0%	1,472	8,7%
TALA_220	220	1,238	1,238	0,0%	1,332	7,1%
SEPO220	220	1,393	1,393	0,0%	1,489	6,5%
SEPO60	60	4,991	4,991	0,0%	5,284	5,5%
SECHO220	220	2,699	2,705	0,2%	2,777	2,8%
CHICL-06	60	7,281	7,289	0,1%	7,428	2,0%
SEGUA220	220	2,588	2,671	3,1%	2,704	4,3%
SEGUA60	60	7,354	7,366	0,2%	7,416	0,8%
DEV_MALABRIGO	220		2,727		2,752	
PEMALABRIGO	220		2,455		2,475	
PEMALABRIGO_BARRA1	34,5		5,397		5,412	
PEMALABRIGO_BARRA2	34,5		5,397		5,412	
SETNOR220	220	3,796	3,826	0,8%	3,853	1,5%
TRUS138	138	3,449	3,450	0,0%	3,463	0,4%
SETNOR1	138	4,943	4,950	0,1%	4,978	0,7%
CHIM220	220	4,239	4,244	0,0%	4,269	0,7%
CHIM138	138	7,191	7,192	0,0%	7,218	0,4%
PANU220	220	4,832	4,832	0,0%	4,834	0,0%
PANU138	138	3,002	3,002	0,0%	3,000	-0,1%
HCHO66	66	3,143	3,143	0,0%	3,142	-0,1%

4.4.2 Resultados para el Análisis en Estiaje 2012

Corrientes de Cortocircuito Trifásico

En la Tabla 4.12 se muestra el valor de las corrientes de cortocircuito trifásico que se obtienen para los diversos casos analizados en el escenario de máxima demanda en estiaje.

1. La operación de la IT 500kV Zapallal-Trujillo Norte, la corriente de cortocircuito se incrementa en 16,1% para la SE Guadalupe 220 kV y se incrementa en 6,8% en la barra 60 kV de dicha subestación, cuando solo se considera el ingreso del parque eólico Malabrigo.
2. La corriente de cortocircuito se incrementa en 10,1% para la SE Trujillo Norte 220 kV y se incrementa en 3,2% en la barra 138 kV de dicha subestación, cuando solo se considera el ingreso del parque eólico Malabrigo.
3. Cabe resaltar que al corriente de cortocircuito trifásico en a SE Guadalupe para el caso de máxima demanda en avenida sin generación de malabrigo es de 2,466kA y para máxima demanda en estiaje sin generación de malabrigo es 3,093 kA, eso quiere decir que se ha incrementado en 25%, esto se debe al ingreso en operación de la LT 500kV Zapallal-Trujillo Norte.

Tabla 4.12 Corrientes de Cortocircuito Trifásico Casos en Máxima Demanda en Estiaje

BARRA	Tensión Nominal (KV)	CASO MAXAVE SIN GE		CASO MAXAVE CGE MALBRIGO	
		Corriente de Cortocircuito Trifásico (KA)	CC Trifásico (KA)	Comparación con caso MAXEST SIN GE	
TUMB60	60	1,512	1,517	0,3%	
TALA_220	220	2,485	2,507	0,9%	
SEPO220	220	2,576	2,608	1,2%	
SEPO60	60	7,732	7,793	0,8%	
SECHO220	220	3,078	3,307	6,9%	
CHICL-O6	60	5,372	5,602	4,1%	
SEGUA220	220	3,093	3,686	16,1%	
SEGUA60	60	5,666	6,077	6,8%	
DEV_MALABRIGO	220	3,509	4,787	26,7%	
PEMALABRIGO	220		4,293		
PEMALABRIGO_BARRA1	34,5		24,451		
PEMALABRIGO_BARRA2	34,5		24,451		
SETNOR220	220	7,984	8,884	10,1%	
SETNOR500	500	3,609	3,913	7,8%	
TRUS138	138	4,505	4,656	3,2%	
SETNOR1	138	8,662	9,204	5,9%	
CHIM220	220	4,966	5,183	4,2%	
CHIM138	138	6,269	6,435	2,6%	
PANU220	220	5,551	5,766	3,7%	
PANU138	138	2,248	2,290	1,8%	

Corrientes de Cortocircuito Monofásico

En la Tabla 4.13 se muestra el valor de las corrientes de cortocircuito monofásico que se obtienen para los diversos casos analizados en el escenario de máxima demanda en estiaje.

1. La corriente de cortocircuito se incrementa en 15,9% para la SE Guadalupe 220 kV y se incrementa en 6,5% en la barra 60 kV de dicha subestación, cuando solo se considera el ingreso del parque eólico Malabrigo.
2. La corriente de cortocircuito se incrementa en 8,8% para la SE Trujillo Norte 220 kV y se incrementa en 7,0% en la barra 138 kV de dicha subestación, cuando solo se considera el ingreso del parque eólico Malabrigo.
3. Cabe resaltar que al corriente de cortocircuito monofásico en a SE Guadalupe para el caso de máxima demanda en avenida sin generación de malabrigo es de 2,618kA y para máxima demanda en estiaje sin generación de malabrigo es 3,092 kA, eso quiere decir que se ha incrementado en 18%, esto se debe al ingreso en operación de la LT 500kV Zapallal-Trujillo Norte.

Tabla 4.13 Corrientes de Cortocircuito Monofásico Casos en Máxima Demanda en Estiaje

BARRA	Tensión Nominal (KV)	CASO MAXAVE SIN GE	CASO MAXAVE CGE MALBRIGO	
		Corriente de Cortocircuito Monofásico (KA)	CC Monofásico (KA)	Comparación con caso MAXEST SIN GE
TUMB60	60	1,789	1,795	0,3%
TALA_220	220	3,054	3,078	0,8%
SEPO220	220	2,873	2,903	1,0%
SEPO60	60	10,420	10,497	0,7%
SECHO220	220	3,302	3,493	5,5%
CHICL-O6	60	8,188	8,563	4,4%
SEGUA220	220	3,092	3,678	15,9%
SEGUA60	60	7,744	8,281	6,5%
DEV_MALABRIGO	220	2,901	4,581	36,7%
PEMALABRIGO	220		4,468	
PEMALABRIGO_BARRA1	34,5		13,225	
PEMALABRIGO_BARRA2	34,5		13,225	
SETNOR220	220	7,884	8,641	8,8%
SETNOR500	500	3,213	3,456	7,0%
TRUS138	138	5,167	5,302	2,5%
SETNOR1	138	10,517	11,072	5,0%
CHIM220	220	4,931	5,111	3,5%
CHIM138	138	7,705	7,893	2,4%
PANU220	220	4,613	4,777	3,4%
PANU138	138	2,642	2,690	1,8%

CAPITULO V

RESPUESTA DEL AEROGENERADOR ANTE HUECOS DE TENSION

Se evalúa el efecto de algunas perturbaciones sobre la operación dinámica del Parque Eólico y del SEIN, para este efecto se realizan simulaciones de estabilidad transitoria, considerando, fallas monofásicas y trifásicas en las barras de los aerogeneradores, en las barras de la subestación Malabrigo 220/30kV y en las líneas 220 kV cercanas al proyecto.

5.1 MODELADO DEL AEROGENERADOR

El generador asíncrono es un generador con rotor bobinado con anillos colectores, en la figura 5,1 se muestra el FRAME del aerogenerador modelado en DigSILENT, dicho modelo ha sido entregado por el fabricante VESTAS.

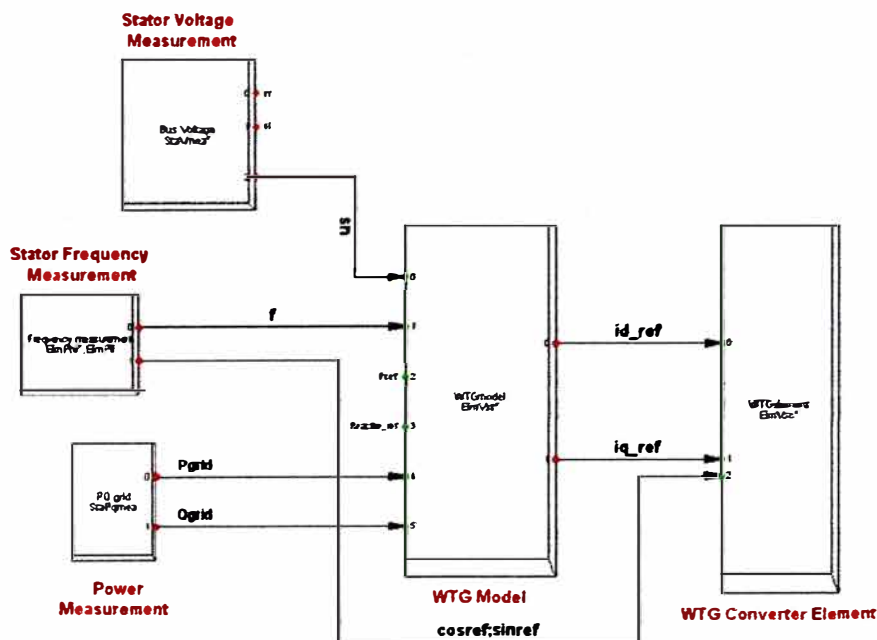


Fig. 5.1. Frame de Turbina V80-2MW en DigSILENT

En la figura 5.2 se muestra los componentes del modelo compuesto del aerogenerador modelado en DigSILENT entregado por el fabricante VESTAS.

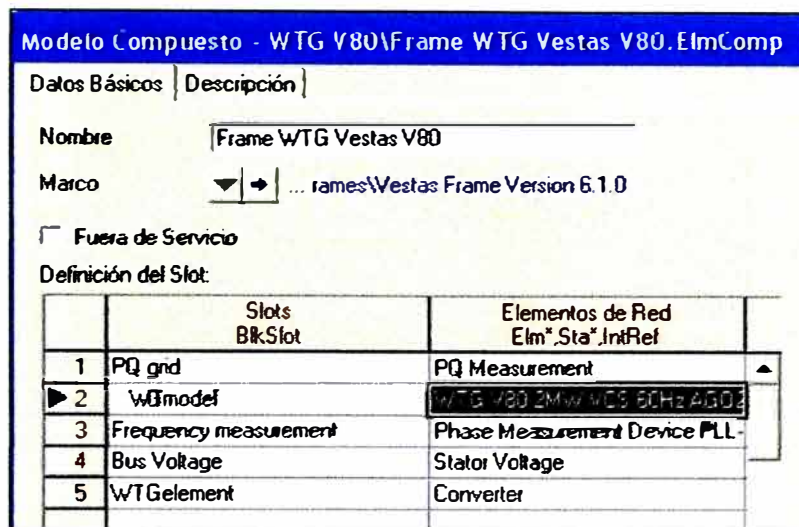


Fig. 5.2. Modelo Compuesto de la turbina V80-2MW en DigSILENT

En la figura 5.3, se muestra los ajustes y las variables del modelo general del aerogenerador modelado en DigSilent entregado por el fabricante VESTAS.

	Parámetro
► S_Rated : Base Power [VA]	1000000
Nunits : Number of Units in wind Park [-]	1.
Taufud : (Meas.) Shaft Speed Filter Time Constant [s]	0.15
TauP : (Meas.) Active Power Filter Time Constant [s]	0.1
TauQ : (Meas.) Reactive Power Filter Time Constant [s]	0.1
Kp : (Gen. Control) Power Controller Proportional Gain [-]	1.4152
Ki : (Gen. Control) Power Controller Integral gain [-]	8.32
Kud : (Gen. Control) Torsion damper Gain [A/rad/s]	44.
Taucud : (Gen. Control) Torsion damper Time Constant [s]	0.2
RatedRotorInv : Rated Rotor Inverter Current [A]	700.
IRRated : (Gen. Control) Rated Rotor Current [A]	899.63
Winding_Ratio : (Generator) Nrotor/Nstator [-]	2.62
Xm : (Generator) Magnetizing Reactance [Ohm]	0.675
Xls : (Generator) Stator Leakage Reactance [Ohm]	0.016
U_Rated : Base Voltage [V]	690.
AGO_enable : (Protection) LVRT Enable/Disable [1/0]	1.
ULVRT1 : (Protection) LVRT Voltage Limit Stage 1 [pu]	0.

TLVRT1 : (Protection) LVRT Voltage Timeout Stage 1 [s]	0.2
ULVRT2 : (Protection) LVRT Voltage Limit Stage 2 [pu]	0.7
TLVRT2 : (Protection) LVRT Voltage Timeout Stage 2 [s]	2.65
ULVRT3 : (Protection) LVRT Voltage Limit Stage 3 [pu]	0.85
TLVRT3 : (Protection) LVRT Voltage Timeout Stage 3 [s]	11.
ULVRT4 : (Protection) LVRT Voltage Limit Stage 4 [pu]	0.9
TLVRT4 : (Protection) LVRT Voltage Timeout Stage 4 [s]	60.
UV1 : (Protection) Under Voltage Limit Stage 1 [pu]	0.9
Tuv1 : (Protection) Under Voltage Timeout Stage 1 [s]	60.
UV2 : (Protection) Under Voltage Limit Stage 2 [pu]	0.85
Tuv2 : (Protection) Under Voltage Timeout Stage 2 [s]	0.4
UV3 : (Protection) Under Voltage Limit Stage 3 [pu]	0.75
Tuv3 : (Protection) Under Voltage Timeout Stage 3 [s]	0.0001
OV1 : (Protection) Over Voltage Limit Stage 1 [pu]	1.1
Tov1 : (Protection) Over Voltage Timeout Stage 1 [s]	60.
OV2 : (Protection) Over Voltage Limit Stage 2 [pu]	1.135
Tov2 : (Protection) Over Voltage Timeout Stage 2 [s]	0.2
OV3 : (Protection) Over Voltage Limit Stage 3 [pu]	1.2
Tov3 : (Protection) Over Voltage Timeout Stage 3 [s]	0.12
UF1 : (Protection) Low Frequency Limit [Hz]	56.4
Tuf1 : (Protection) Low Frequency Timeout [s]	0.2
OF1 : (Protection) High Frequency Limit [Hz]	61.2
Tof1 : (Protection) High Frequency Timeout [s]	0.2
Prot_enable : (Protection) Trip Enable/Disable [1/0]	1.
Krg : (Drive Train) Shaft Stiffness [Nm/rad]	9173.77
Drg : (Drive Train) Shaft damping [Nm/rad/s]	52.36
Wgen : (Drive Train) Nominal Shaft Speed [rad/s]	422.2301
Jgen : (Drive Train) Generator Inertia [Kgm ²]	65.
Jrot : (Drive Train) Turbine Rotor Inertia [Kgm ²]	427.
ModeSel : (PQ Limits) PF(=1) or Q(=0) Mode Selector [-]	1.
PFmin_cap : (PQ Chart) Min Power Factor, Capacitive [-]	0.2
PFmin_ind : (PQ Chart) Min Power Factor, Inductive [-]	-0.2
Qmax_cap : (PQ Chart) Max Q, Capacitive [pu]	0.5
Qmax_ind : (PQ Chart) Max Q, Inductive [pu]	-0.5
PFmax_cap : (PQ Chart) Max Power Factor, Capacitive [-]	0.98
PFmax_ind : (PQ Chart) Max Power Factor, Inductive [-]	-0.96
PQmax_cap : (PQ Chart) PQ Corner, Capacitive [pu]	0.7537
PQmax_ind : (PQ Chart) PQ Corner, Inductive [pu]	0.8845
dPmin : (PQ Limits) Minimum Slope Limit P ref. [pu/s]	-10000
dPmax : (PQ Limits) Maximum Slope Limit P ref. [pu/s]	1.
TauPref : (PQ Limits) Filter Time Constant P ref. [s]	0.1
TauQref : (PQ Limits) Filter Time Constant Q ref [s]	0.1
RegainPQdelay : (LVRT Logic) PQ Control Delay [s]	0.2
RTUdip : (LVRT Logic) Parameter IRD Calculation [pu]	0.5
RTIreac : (LVRT Logic) Parameter IRD Calculation [pu]	1.

Fig. 5.3. Ajustes y variables del Modelo General de la turbina V80-2MW en DigSilent

5.2 Respuesta del Aerogenerador ante Hueco de tensión

Para conocer el comportamiento dinámico de cada uno de los aerogeneradores que conforman el Parque Eólico Malabrigo se modela cada unidad de generación, modelando el grupo aerogenerador, el transformador elevador 0,66/30 kV y los alimentadores de media tensión que conectan a un grupo de aerogeneradores con la SE Malabrigo.

5.2.1 Por Falla Trifásica en Barra 0,69kV del Aerogenerador

Se simula una falla trifásica por 130 ms en la barra 0,69 kV del aerogenerador.

Detalle de Evento:

Falla trifásica en

$t=0,2s$

Despeje de falla en

$t= 0,33s$

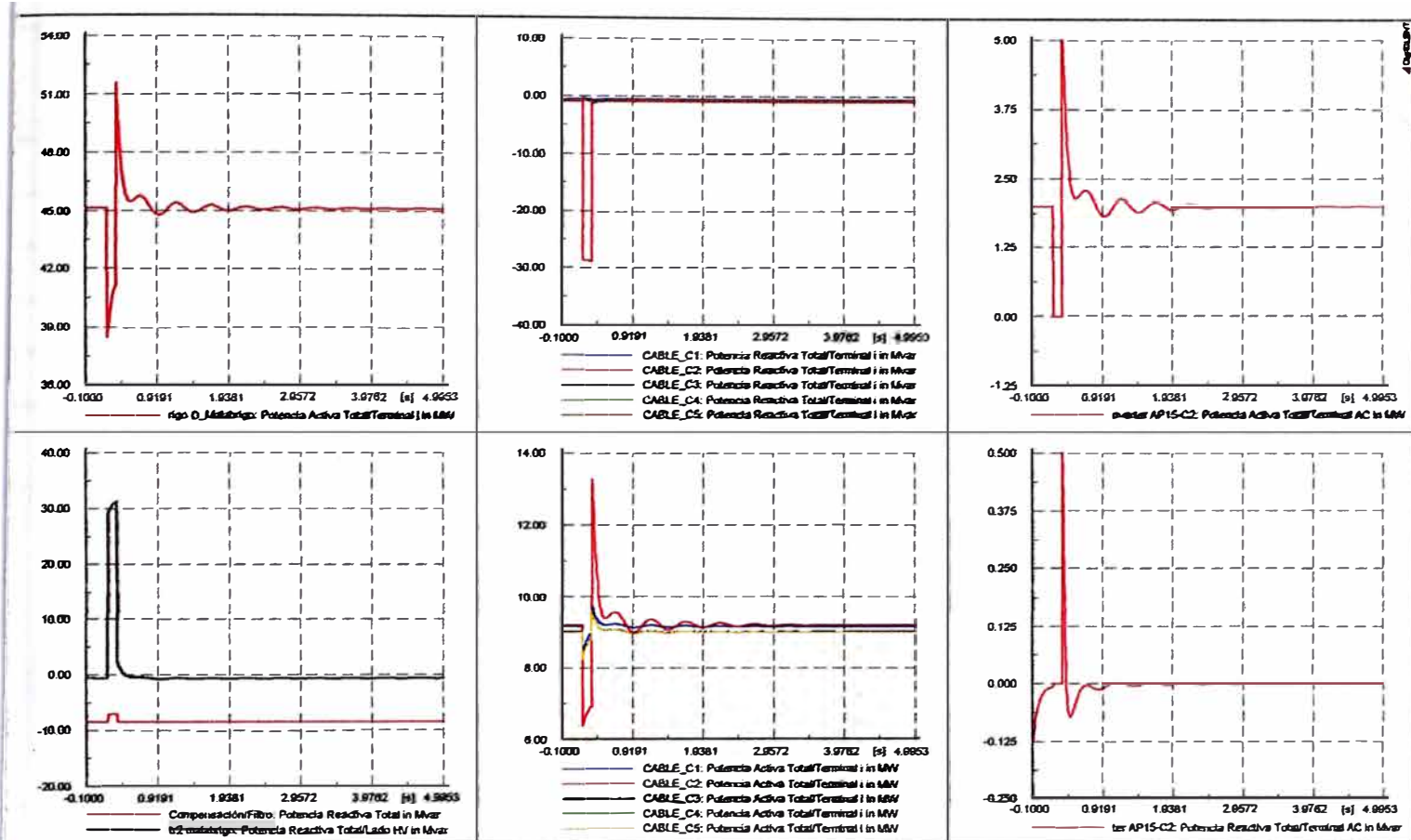


Fig. 5.4: Potencias Activa y Reactiva por líneas 30 kV y 220 kV de Parque Eólico Malabrigo

En la figura 5.4 se observa que el aerogenerador donde se presenta la falla presenta un comportamiento transitorio que se estabiliza en el tiempo.

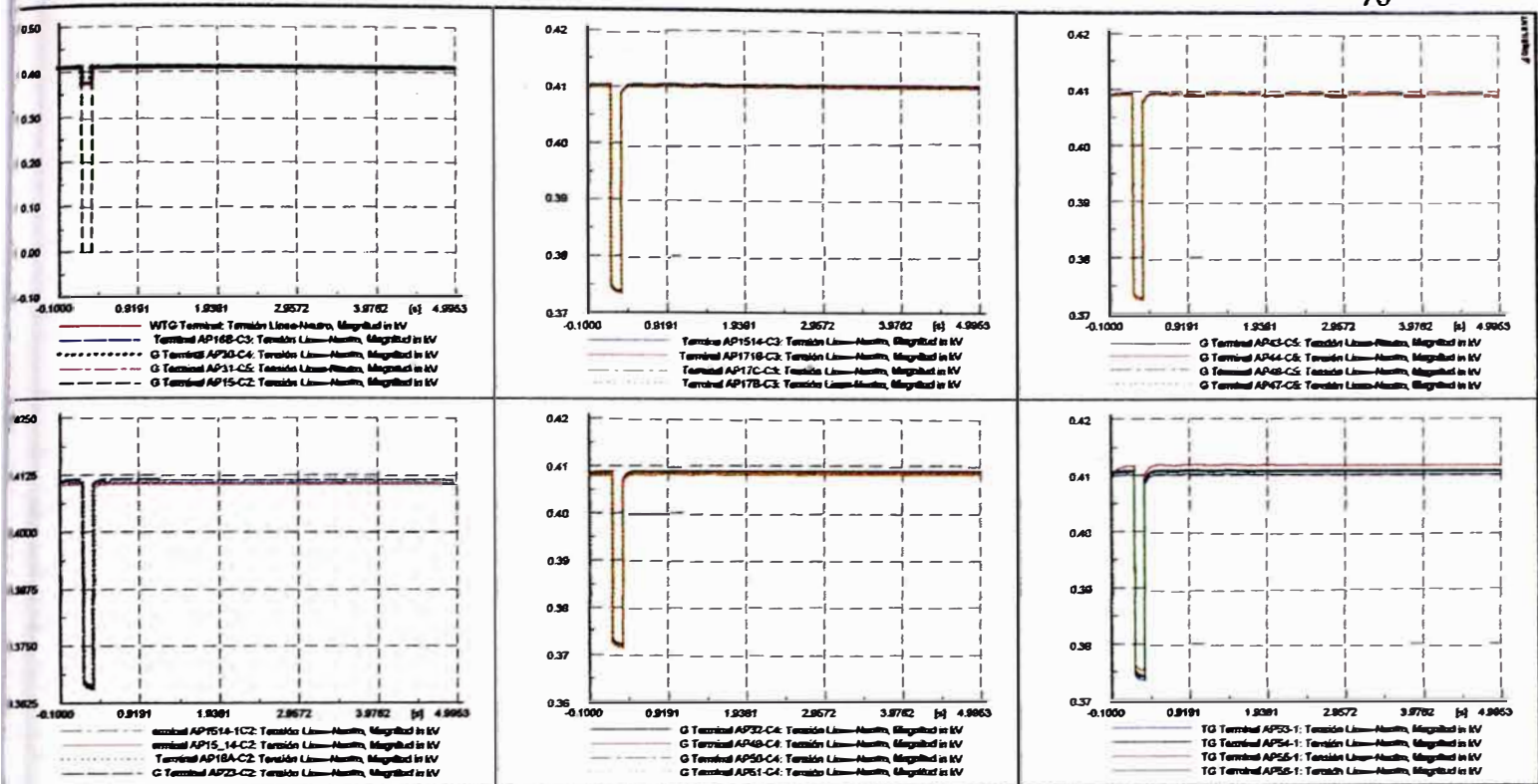


Fig. 5.5: Tensiones en Barras 0,69kV de Aerogeneradores Parque Eólico Malabrigo

En la figura 5.5 se observa que la tensión del aerogenerador donde se presenta la falla cae cero produciéndose un hueco de tensión de 0%.

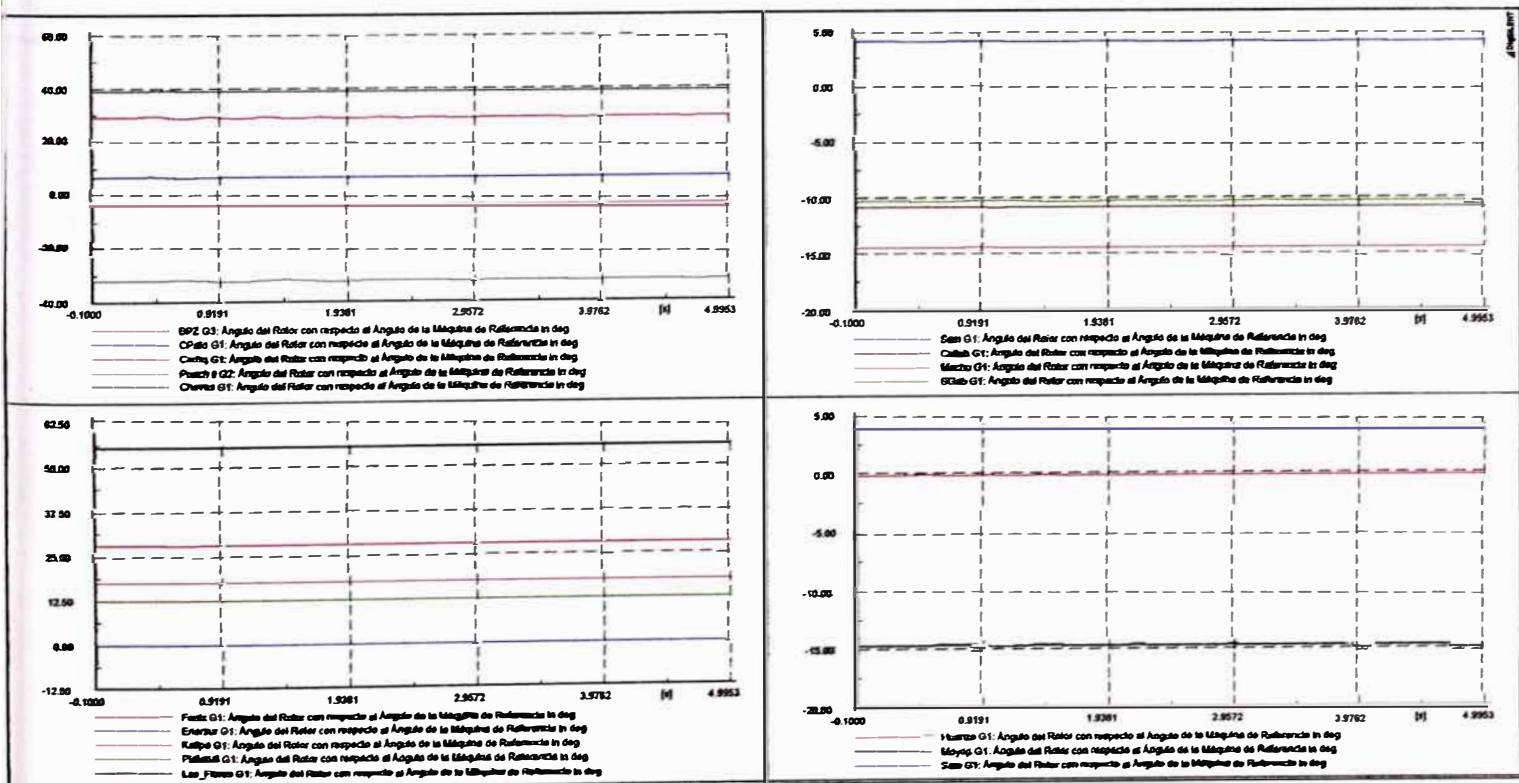


Fig. 5.6: Comportamiento de Ángulos Rotóricos de Generadores del SEIN

En la figura 5.6 se observa que los generadores del SEIN no pierden sincronismo ante el evento presentado.

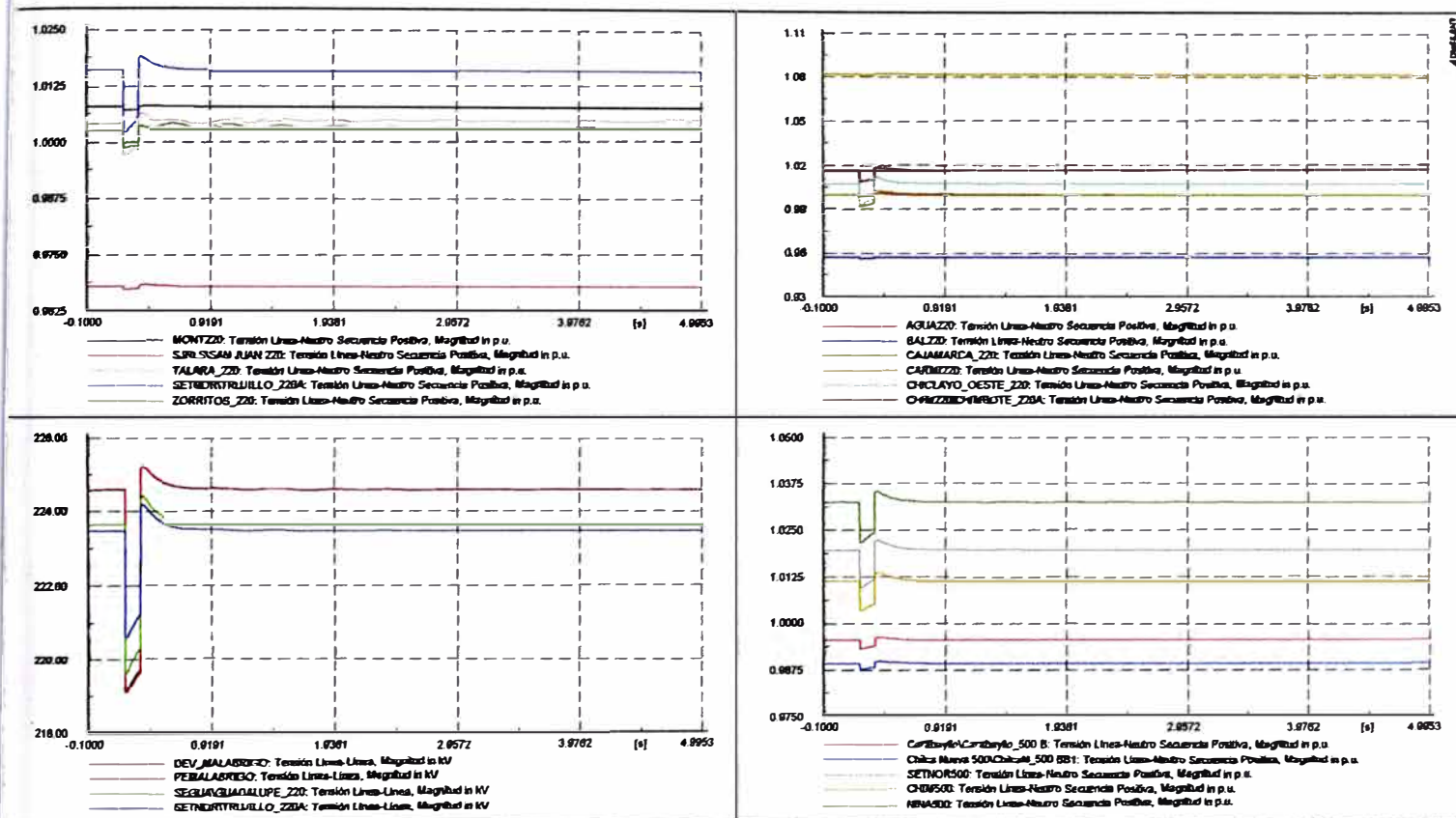


Fig. 5.7 Tensiones de Principales Barras del SEIN

En la figura 5.7 se observa que la mayor caída de tensión es de 0,97 y permanece hasta el despeje de la falla.

5.2.2 Por falla Monofásica en Barra 30kV de SE Malabrigo

Se simula una falla trifásica por 200 ms en la barra 30 kV de La SE Malabrigo.

Detalle de Evento:

- Falla monofásica en $t=0,2s$
- Despeje de falla en $t= 0,4s$

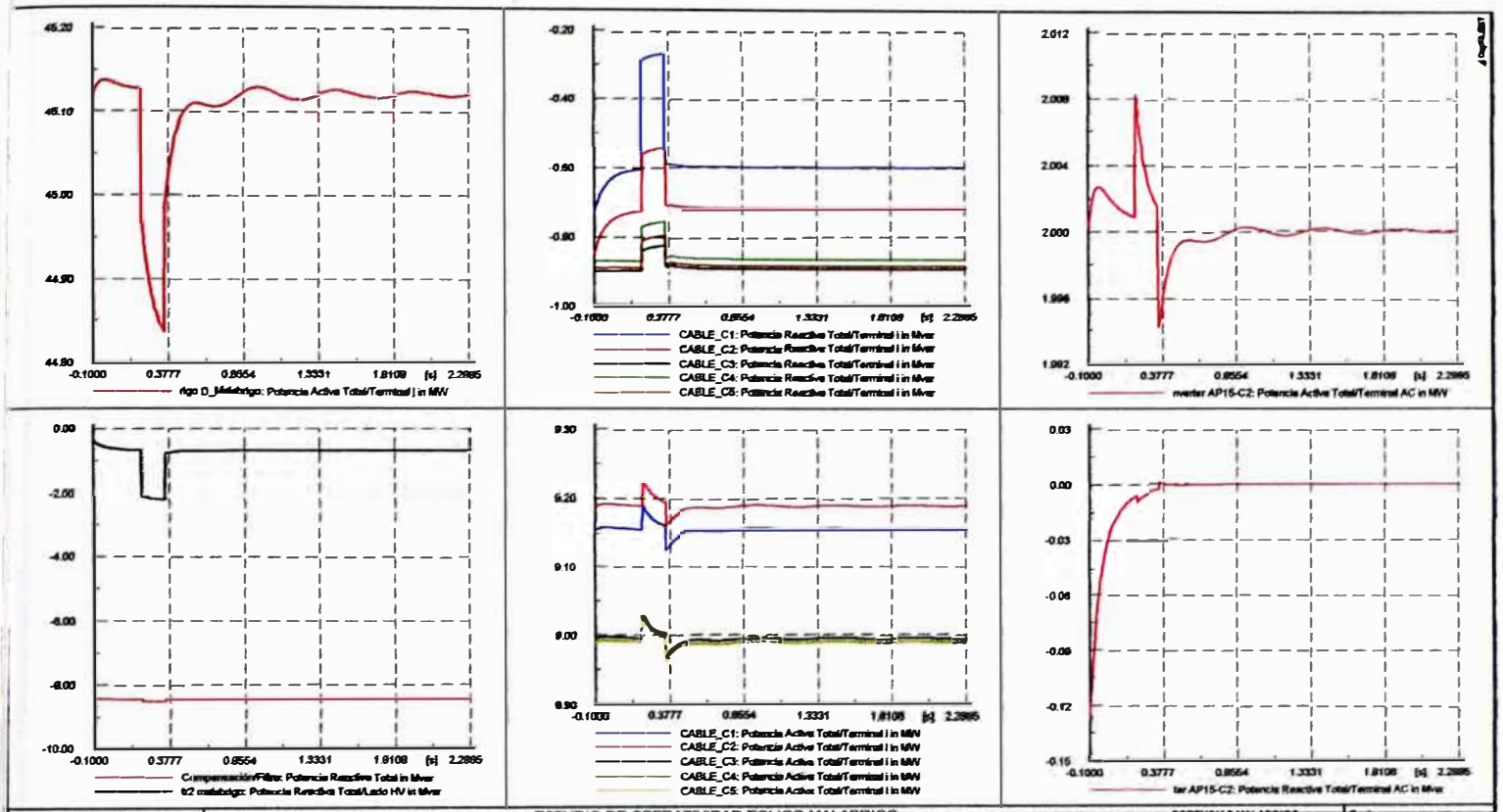


Fig. 5.8 Potencias Activa y Reactiva por líneas 30 kV y 220 kV de Parque Eólico Malabrigo

En la figura 5.8 se observa que los aerogeneradores presentan un comportamiento transitorio que es estabilizado en el tiempo.

En la figura 5.9 se observa que la tensión del aerogenerador donde se presenta la falla cae cero produciéndose un hueco de tensión de 0%.

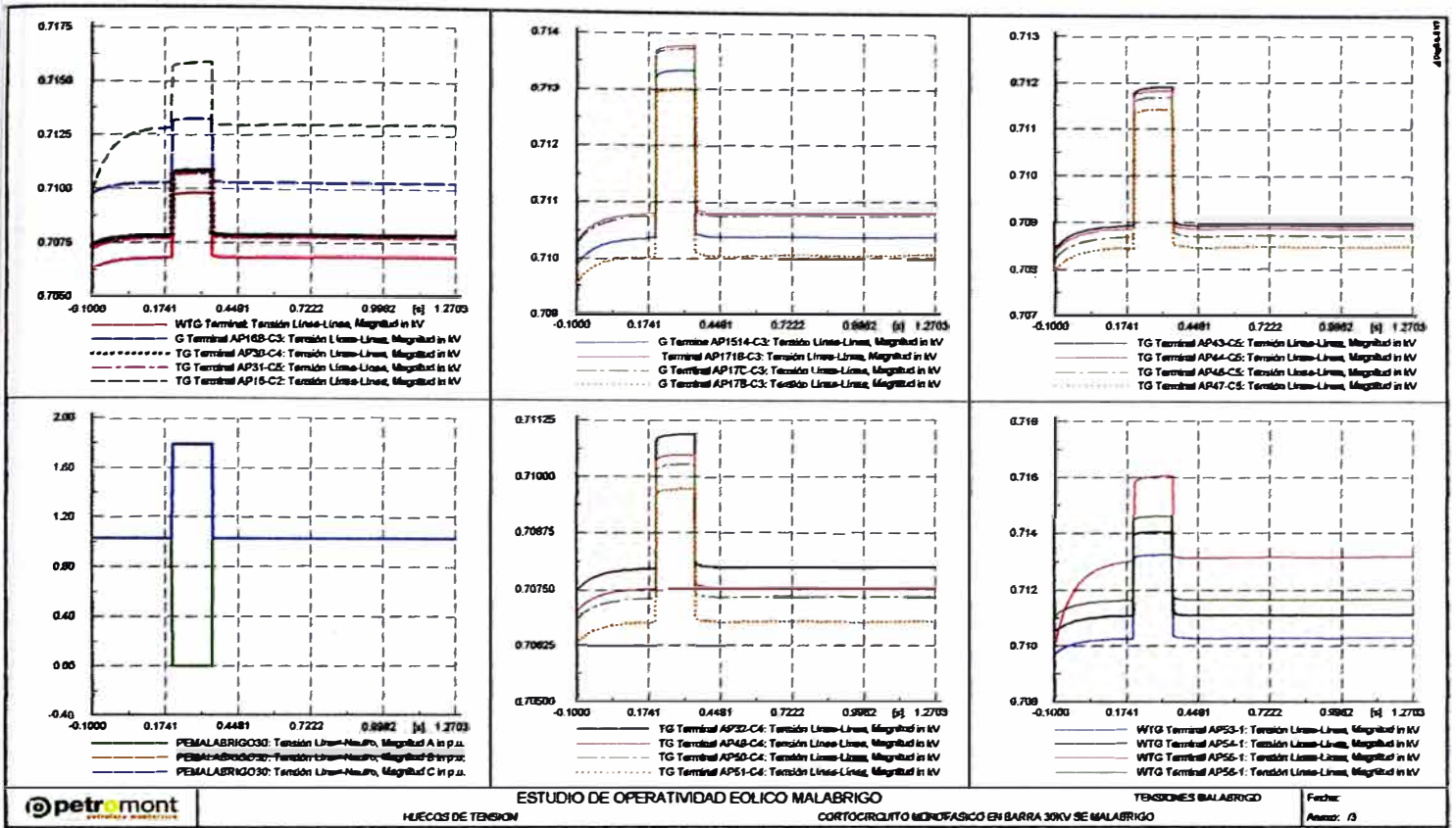


Fig. 5.9 Tensiones en Barras 0,69kV de Aerogeneradores Parque Eólico Malabrigo

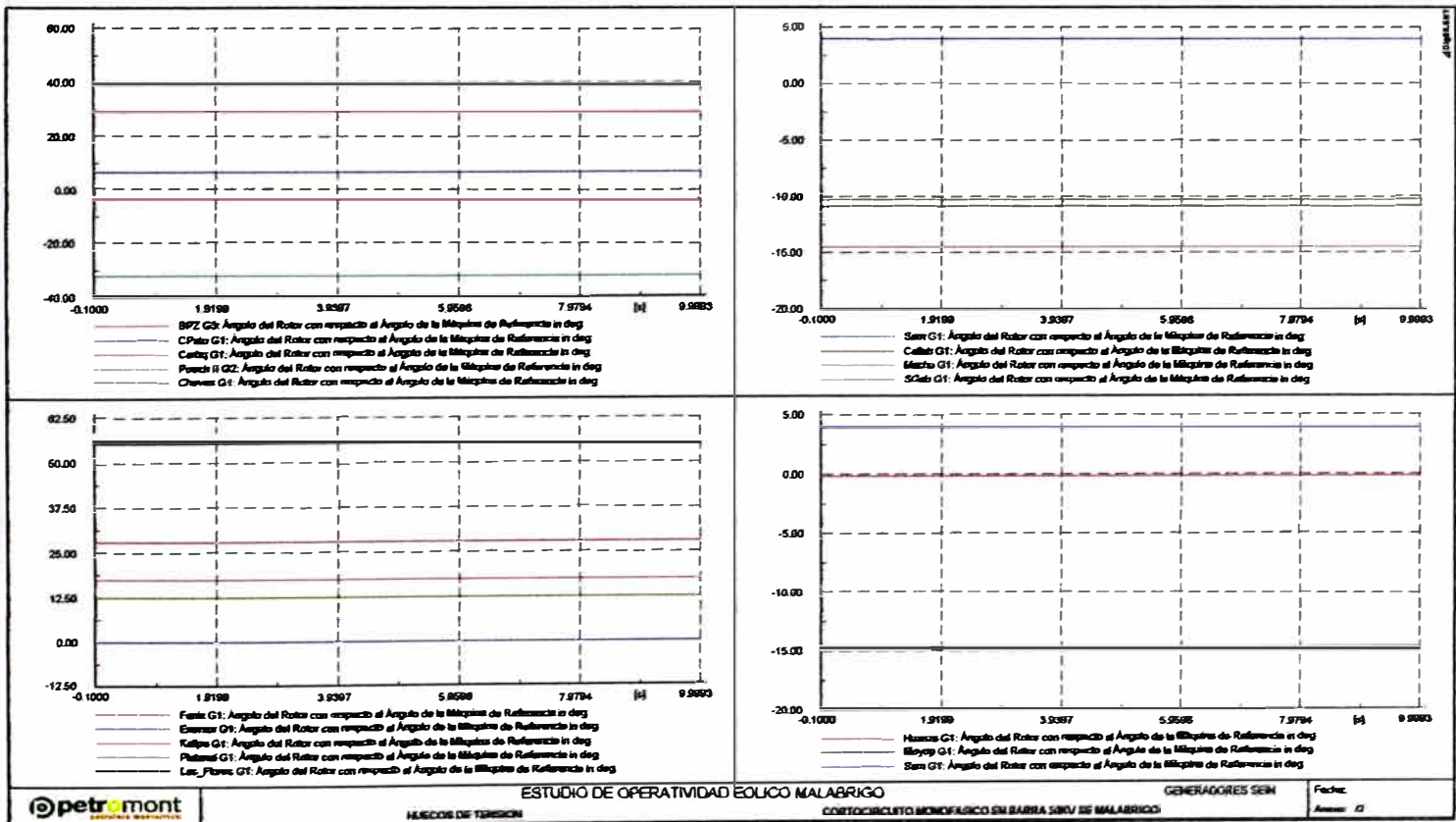


Fig. 5.10 Comportamiento de Ángulos Rotóricos de Generadores del SEIN

En la figura 5.10 se observa que los generadores del SEIN no pierden sincronismo ante el evento presentado.

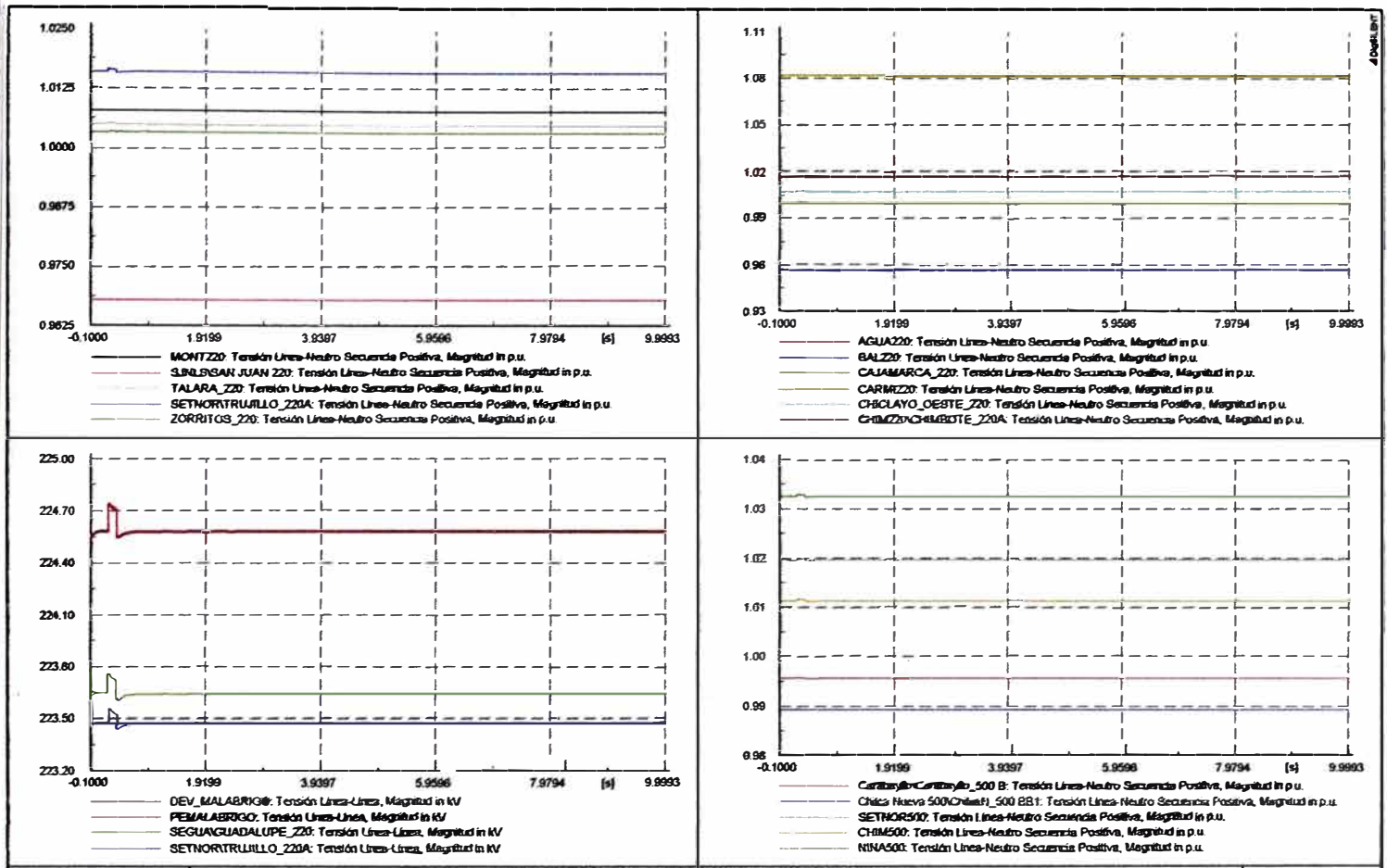


Fig. 5.11 Tensiones de Principales Barras del SEIN

En la figura 5.11 se observa que la mayor caída de tensión es de 0,94pu y permanece hasta el despeje de la falla.

5.2.3 Recierre Exitoso en LT Deriv Malabrigo – SE Malabrigo a 1% de SE Malabrigo

Se simula una falla monofásica en la LT 220KV Derivación Malabrigo – SE Malabrigo al 1% de la SE Malabrigo, a los 120 ms de inicio de la falla se inicia un ciclo de recierre que se concluye después de 500ms.

Detalle de Evento:

Falla Monofásica en	$t=0,2s$
Apertura de fase fallada	$t= 0,32s$
Cierre de Interruptores	$t=0,820$

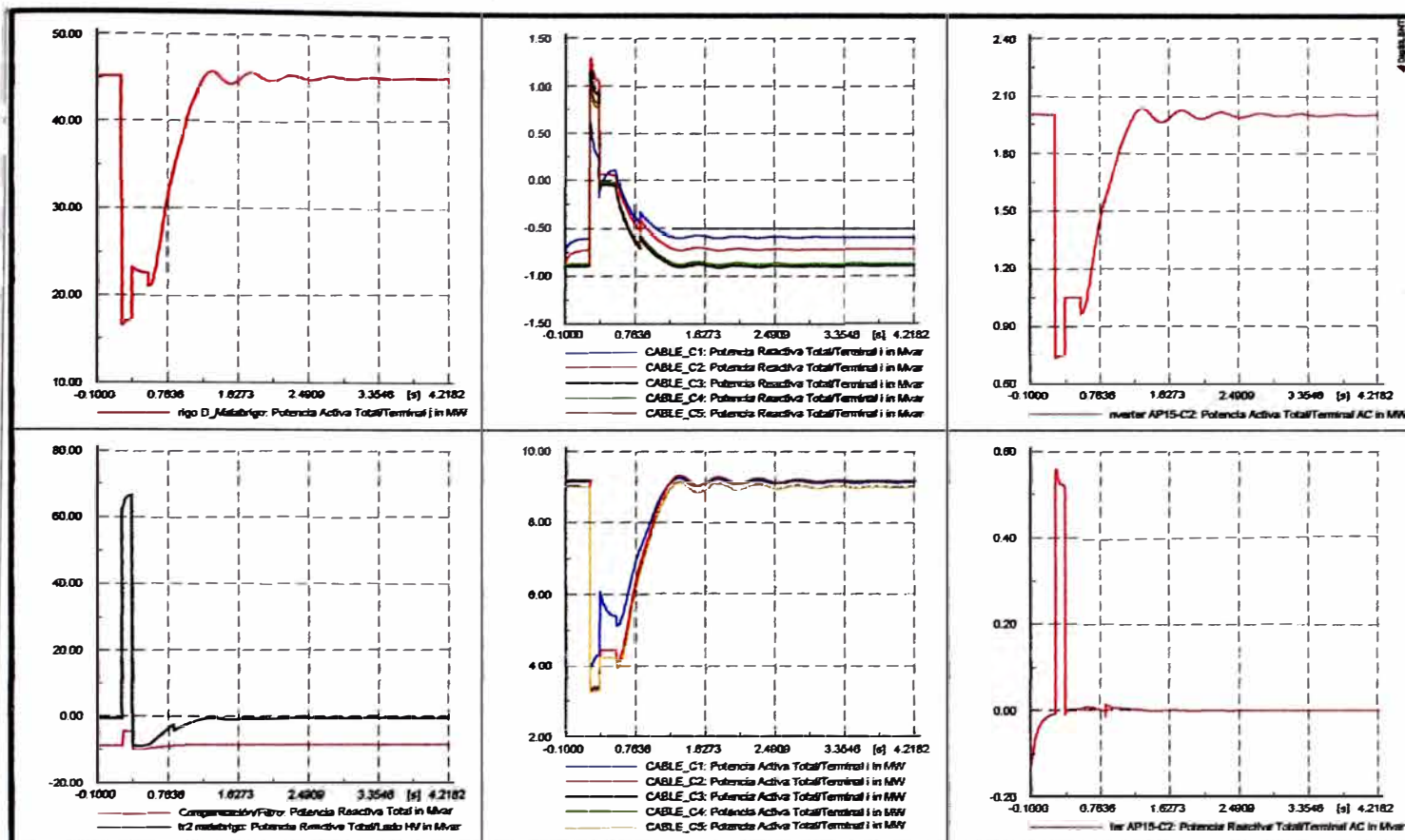


Fig. 5.12 Potencias Activa y Reactiva por líneas 30 kV y 220 kV de Parque Eólico Malabrigo

En la figura 5.12 se observa que los aerogeneradores presentan un comportamiento transitorio que se estabiliza en el tiempo.

En la figura 5.13 se observa que se produce un hueco de tensión a de 46%

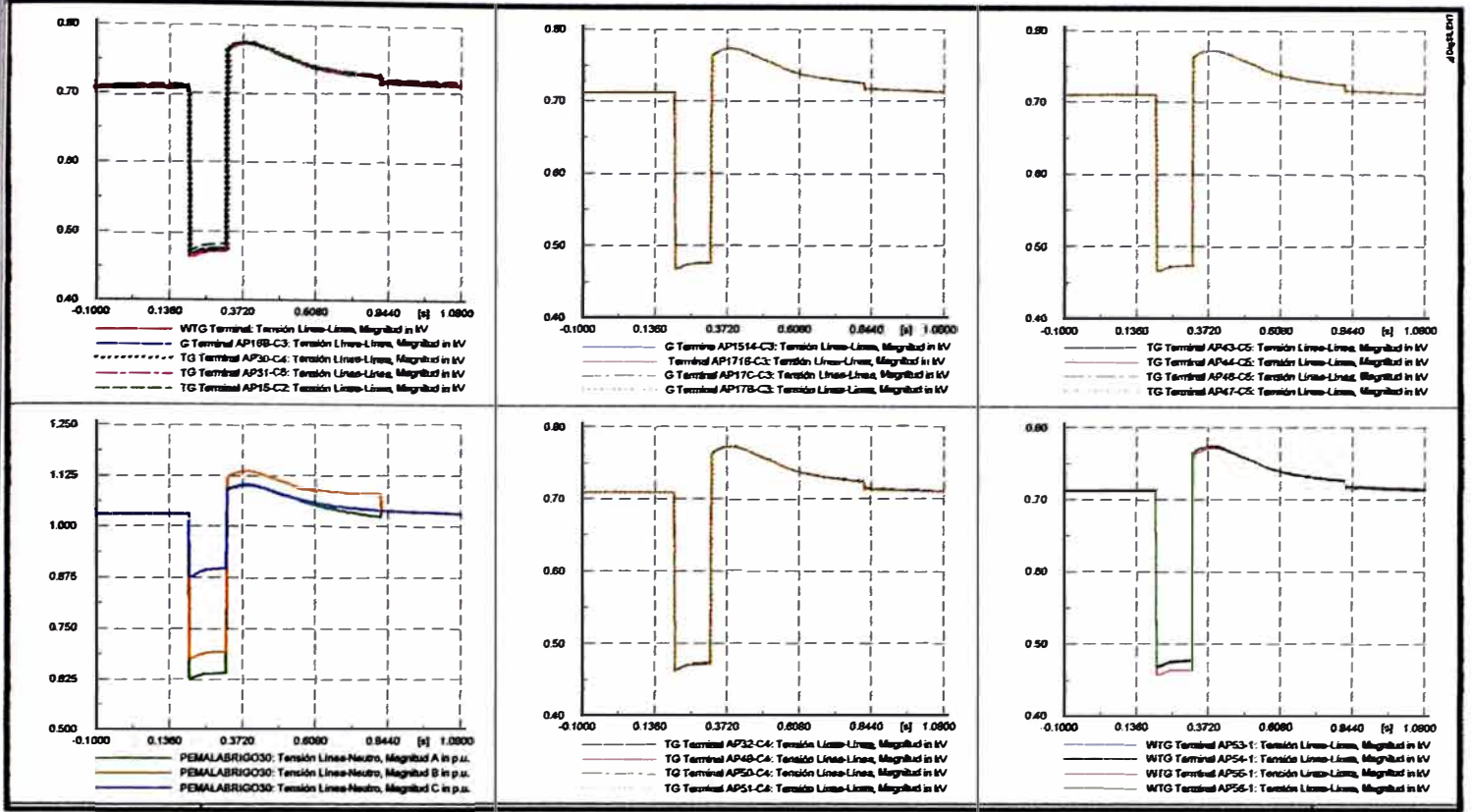


Fig. 5.13 Tensiones en Barras 0,69kV de Aerogeneradores Parque Eólico Malabrigo

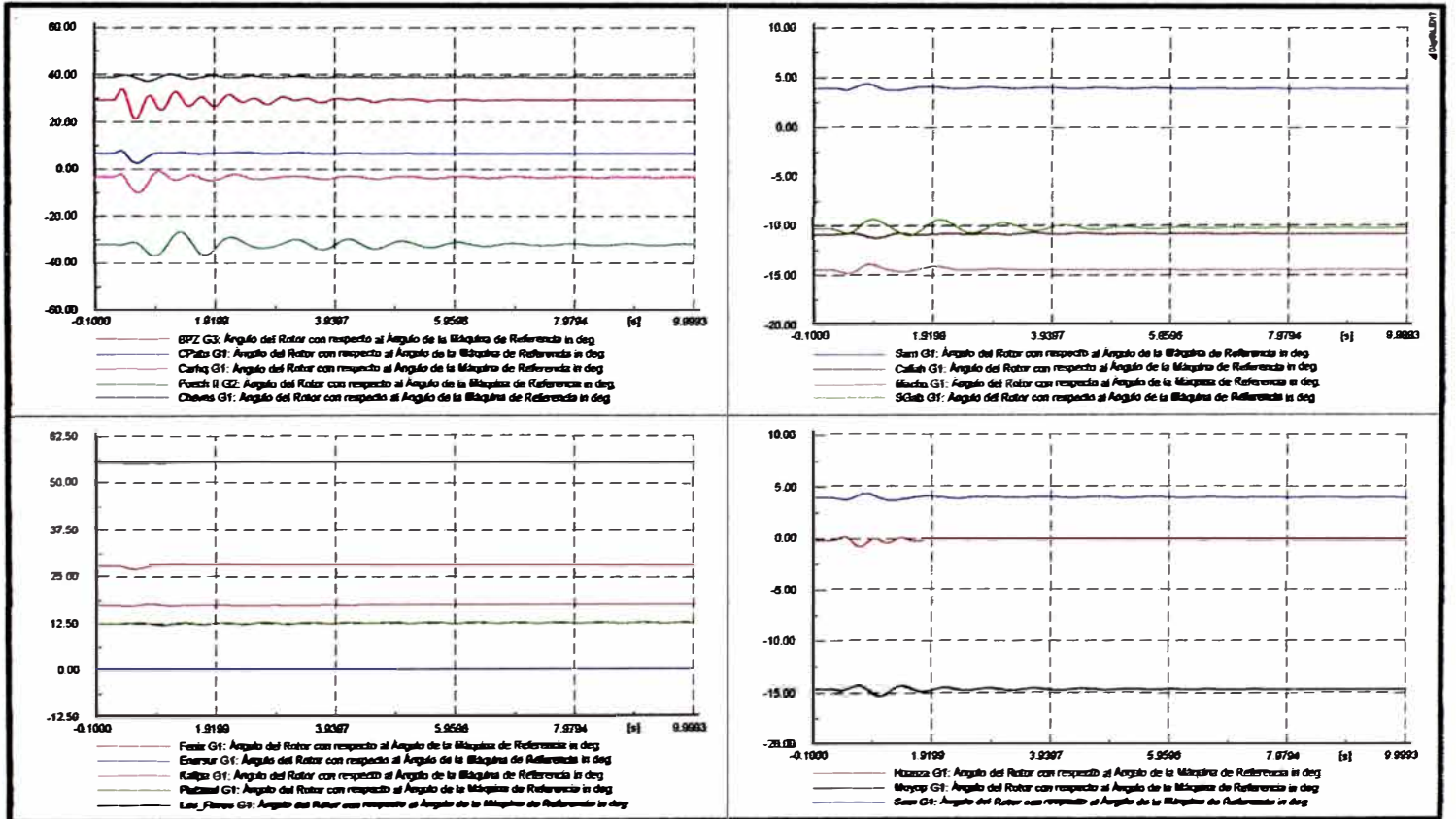


Fig. 5.14 Comportamiento de Ángulos Rotóricos de Generadores del SEIN

En la figura 5.14 se observa que los generadores del SEIN no pierden sincronismo ante el evento presentado.

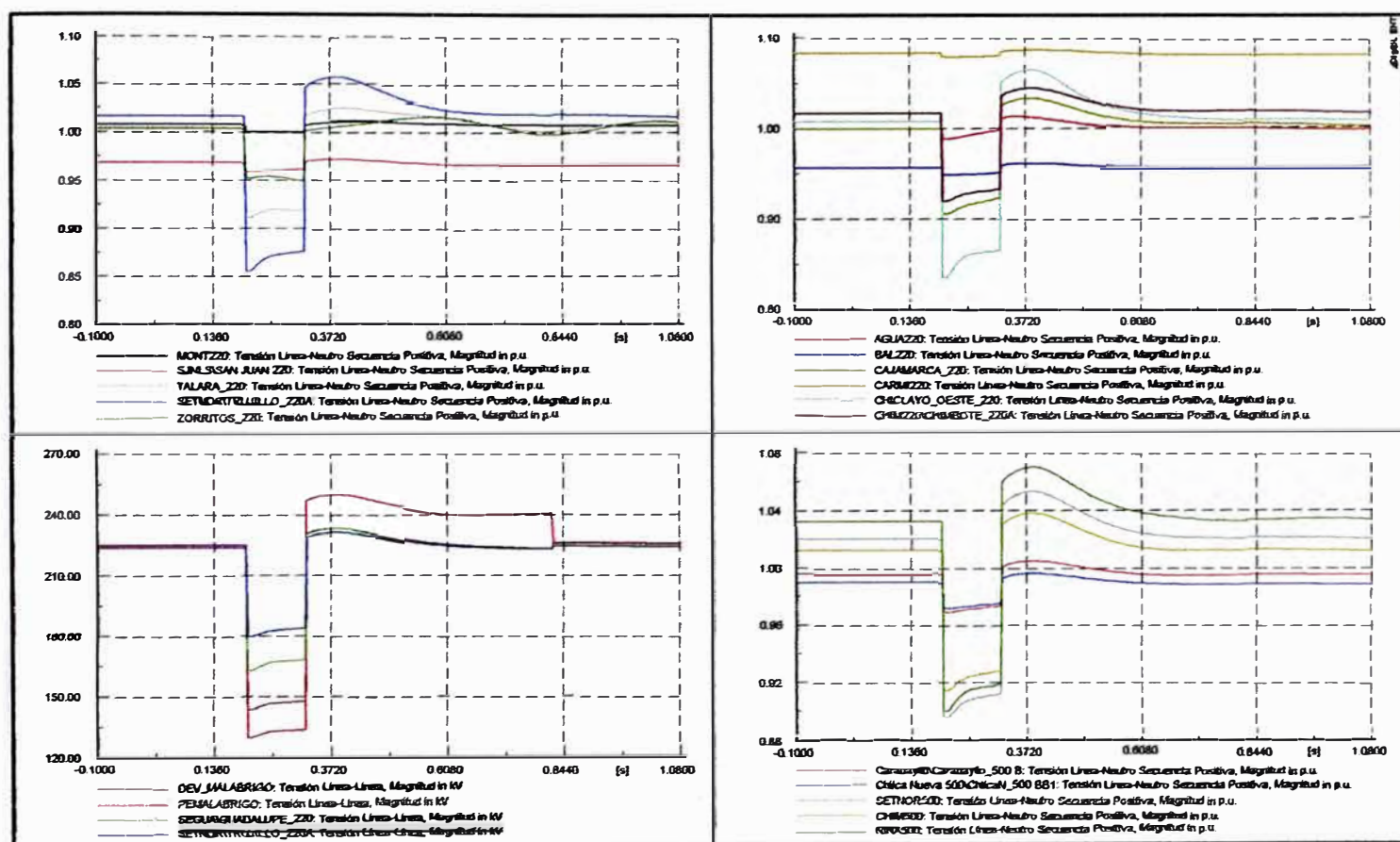


Fig. 5.15 Tensiones de Principales Barras del SEIN

En la figura 5.15 se observa que la mayor caída de tensión es de 0,84pu en SE Chiclayo Oeste y permanece hasta el despeje de la falla.

5.2.4 Recierre Exitoso en LT Deriv Malabrigo – SE Malabrigo a 99% de SE Malabrigo

Se simula una falla monofásica en la LT 220KV Derivación Malabrigo – SE Malabrigo al 99% de la SE Malabrigo, a los 120 ms de inicio de la falla se inicia un ciclo de recierre que se concluye después de 500ms.

Detalle de Evento:

Falla Monofásica en	$t=0,2s$
Apertura de fase fallada	$t= 0,32s$
Cierre de Interruptores	$t=0,820$

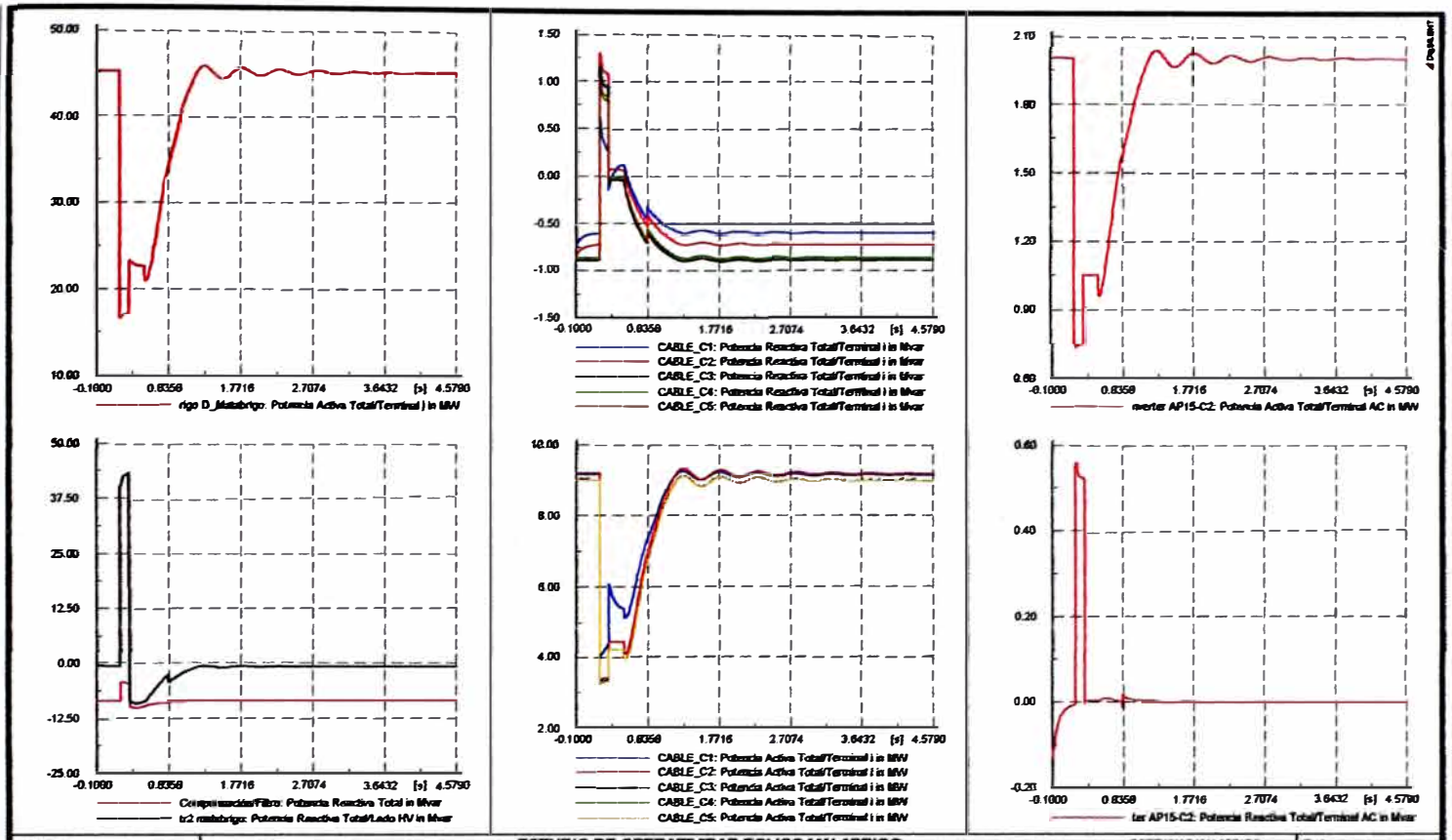


Fig. 5.16 Potencias Activa y Reactiva por líneas 30 kV y 220 kV de Parque Eólico Malabrigo

En la figura 5.16 se observa que los aerogeneradores presentan un comportamiento transitorio que es estabilizado en el tiempo.

En la figura 5.17 se observa que se produce un hueco de tensión a de 47%

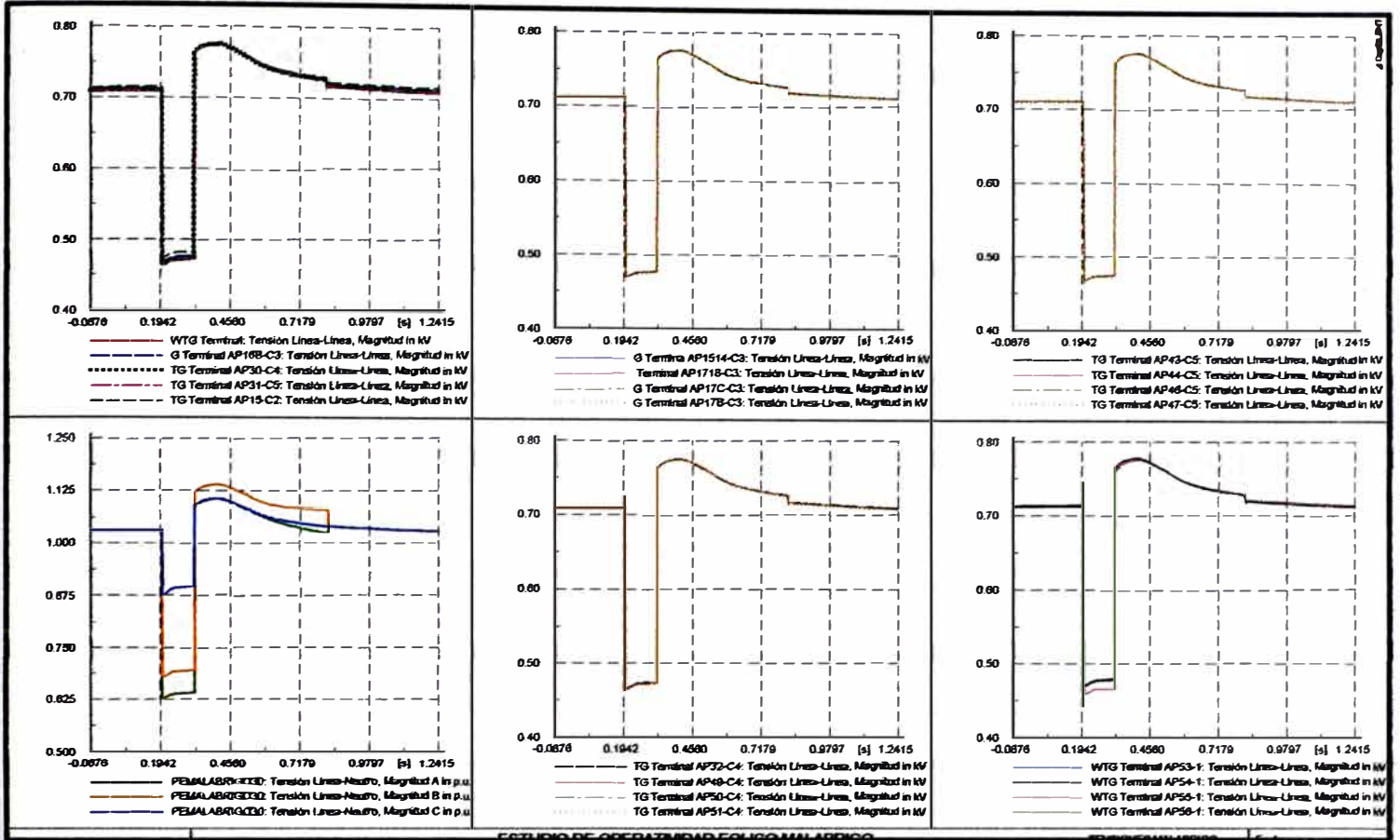


Fig. 5.17 Tensiones en Barras 0,69kV de Aerogeneradores Parque Eólico Malabrigo

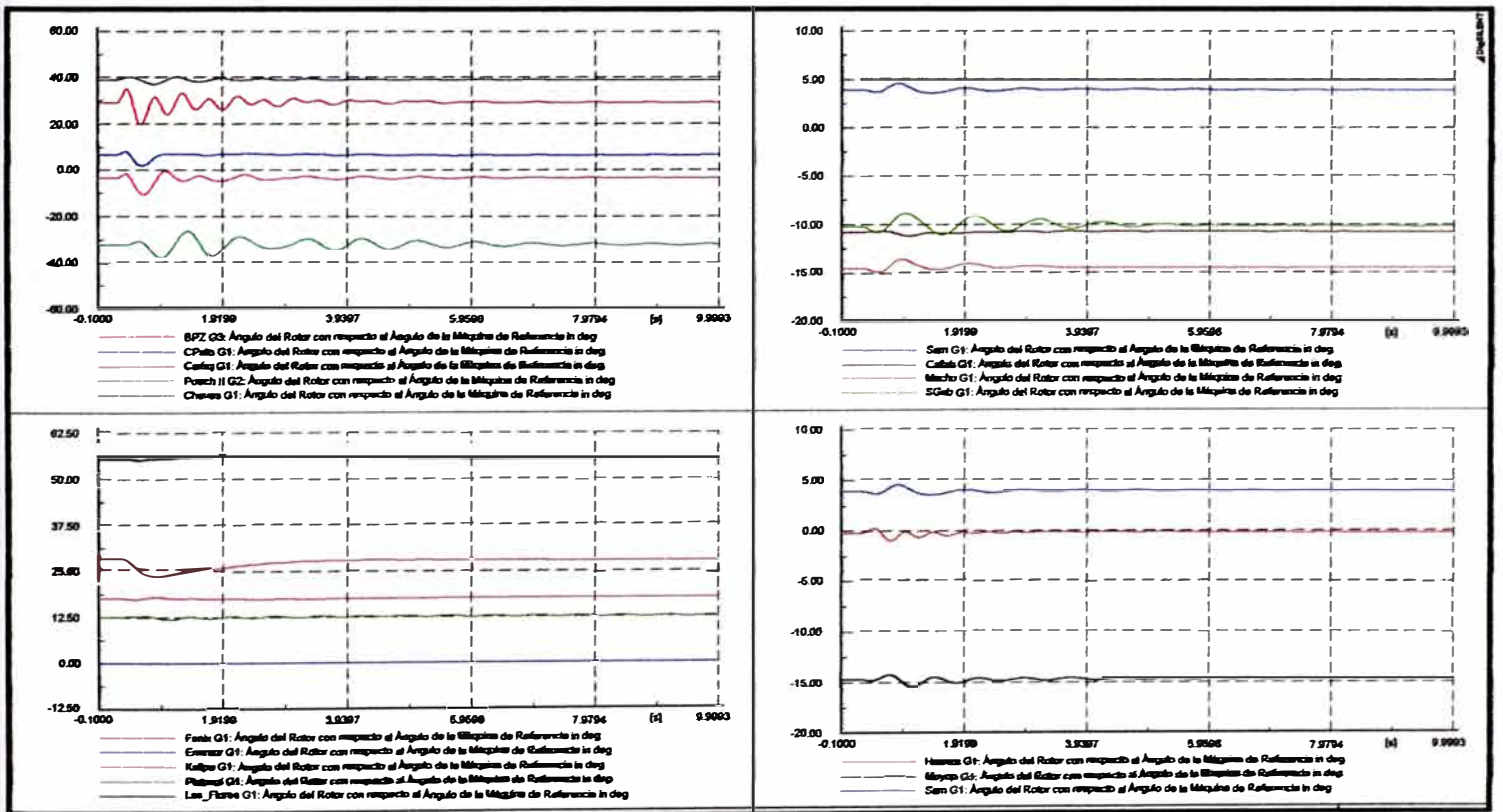


Fig. 5.18 Comportamiento de Ángulos Rotóricos de Generadores del SEIN

En la figura 5.18 se observa que los generadores del SEIN no pierden sincronismo ante el evento presentado.

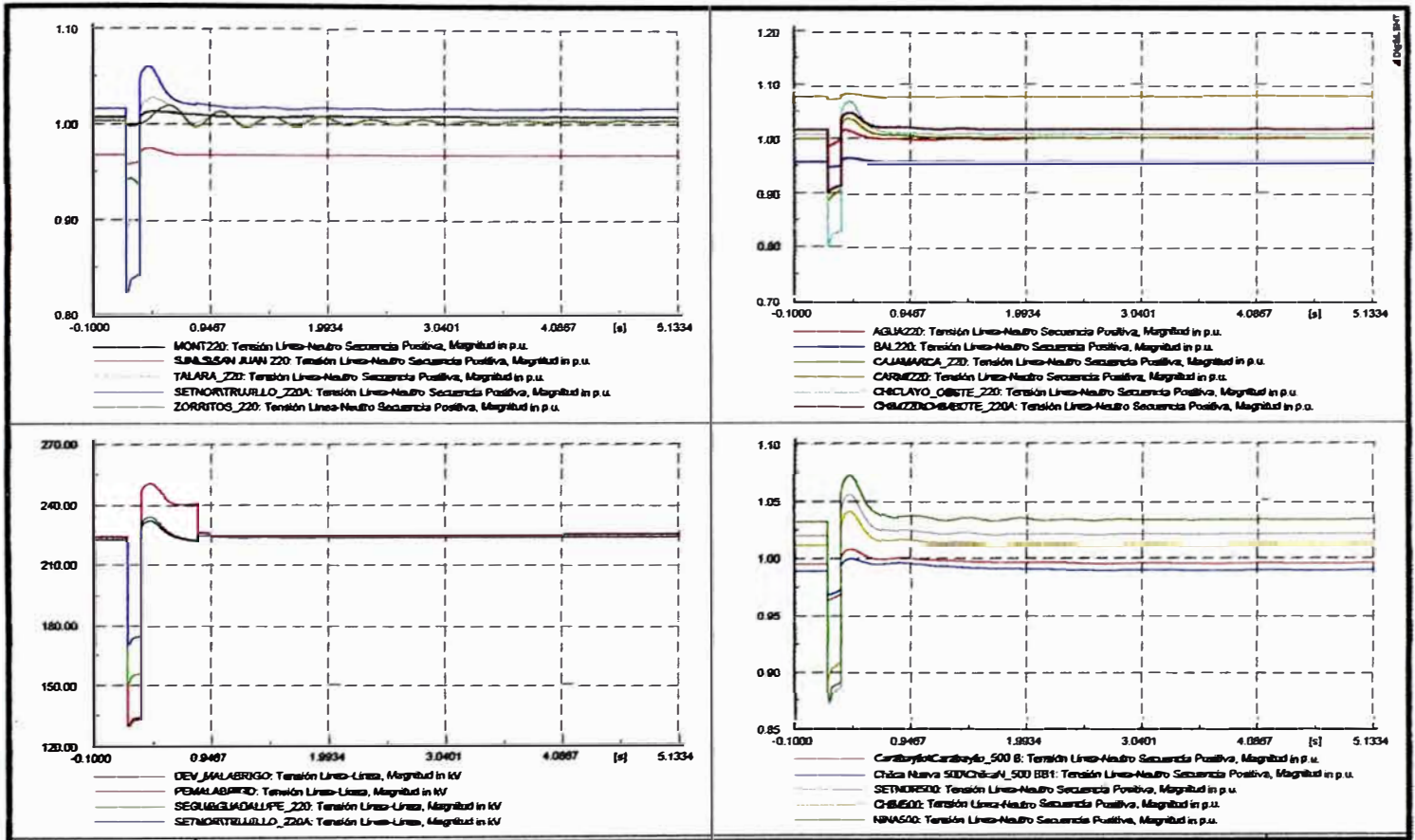


Fig. 5.19 Tensiones de Principales Barras del SEIN

En la figura 5.19 se observa que la mayor caída de tensión es de 0,82 pu en SE Chiclayo Oeste y permanece hasta el despeje de la falla.

RECOMENDACIONES

- 1. Si acorde al sistema de pronóstico de comportamiento del viento, se puede asegurar un error del 25% en el viento (significa que se pierde el 25% de la producción del parque aerogenerador), la capacidad instalada del parque aerogenerador Malabrigo puede ser mayor a 100 MW.**
- 2. Dependiendo de la topología del sistema de transmisión y de la oferta según el despacho del sistema, es posible evaluar una mayor inyección de energía eólica en el área Norte. Se recomienda hacer una actualización de este estudio para definir la capacidad del parque aerogenerador a instalarse.**

CONCLUSIONES

- 3. Si se asume que el viento puede fluctuar la producción del parque aerogenerador Malabrigo de 100 a 0% o viceversa (f igual a 1), entonces la potencia del parque aerogenerador Malabrigo a instalar en el área Norte es de 25 MW.**
- 4. El comportamiento estacional del viento en la zona de análisis es casi similar al comportamiento hidrológico del Perú.**
- 5. Se observa que el ingreso de la Parque Eólico Malabrigo mejora los perfiles de tensión en las subestaciones cercanas al proyecto (Guadalupe y Trujillo Norte). Y no se detectan sobrecargas en líneas de transmisión.**

- 6. Siendo la área Norte una zona deficitaria de generación y característico por tener bajas niveles de potencia de cortocircuito, se verifica que, ante el ingreso de la parque eólico Malabrigo, la corriente de cortocircuito se incrementa en 10,1% para la SE Trujillo Norte 220 kV.**

- 7. Se verifica que, ante las diversas fallas trifásicas y monofásicas evaluadas en la zona de estudio, los aerogeneradores sufren un comportamiento transitorio, que finalmente mantienen su estabilidad.**

- 8. En el área Norte, los mayores huecos de tensión son producidos por fallas trifásicas cercanas al parque aerogenerador y se verifica que los aerogeneradores pueden operar con presencia del hueco de tensión.**

ANEXOS

**ANEXO 1 DATOS DE AEROGENERADORES
(VER CD)**

**ANEXO 2 MEDICIONES DE VIENTO EN EL PARQUE EOLICO MALABRIGO
(VER CD)**

ANEXO 3: PLAN DE OBRAS DE TRANSMISION 2012 – 2016

FECHA	PROYECTO	EMPRESA	NOTAS
may-2012	L.T. 220 kV Trujillo-Guadalupe-Chiclayo de 180 MVA (segundo circuito)	REP	(1)
may-2012	Repotenciación de la L.T. 220 kV Pomacocha-Pachachaca de 152 MVA a 250 MVA	REP	(1)
sep-2012	L.T. 220 kV Piura Oeste - Talara de 180 MVA (segundo circuito) y SS.EE Asociadas.	CTM	(2)
sep-2012	S.E Chiclayo Oeste: Ampliación de la capacidad de transformación, Instalación de un Transformador de 220/60/10/0 38 kV - 100/100/30 MVA	REP	(2)
sep-2012	S.E. Huacho: Ampliación de la Capacidad de Transformación, Instalación de un Transformador de 220/66/10kV - 50/50/17 MVA Incluye conexión de la L.T. 220 kV Zapallal - Paramonga Nueva en la S.E. Huacho	REP	(2)
oct-2012	S.E Guadalupe: Ampliación de la Capacidad de Transformación, Instalacion de un Transformador de 220/60/10 kV - 50/50/25 MVA	REP	(2)
oct-2012	L.T. 220 kV Pomacocha - Carhuamayo de 180 MVA y SS.EE Asociadas	CTM	(4)
nov-2012	Resistencia de Neutro en el Transformador de la S.E. Chilca Nueva	REP	(5)
nov-2012	S.E. Cajamarca Norte: Transformador de 220/60/22.9 kV de 50/40/20 MVA	HIDRANDINA	(5)
dic-2012	L.T 500kV Zapallal (Carabayllo) - Chimbote - Trujillo - y SS.EE. Asociados	CTM	(4)
dic-2012	Nueva S.E. Zapallal 220/60/ kV y Lineas Asociadas	EDELNOR	(6)
ene-2013	Repotenciacion de la L.T. 220 kV Oroya - Pachachaca de 152 MVA a 250 MVA	ISA-PERU	(3)
feb-2013	Nueva S.E. Huanza 220 kV	CONENHUA	(7)
mar-2013	Repotenciación de la L.T. 220 kV Piura Oeste - Talara (existente) de 152 MVA a 180 MVA	REP	(3)
abr-2013	Reactor en serie entre las SS.EE Chilca Neva y Chilca REP	REP	(5)
may-2013	Repotenciación de la L.T. 220 kV Ventanilla - Zapallal de 304 MVA a 540 MVA	REP	(3)
jul-2013	L.T. 220 kV Tintaya - Socabaya (doble circuito) y SS.EE. Asociados	CONENHUA	(6)
jul-2013	S.E. Puno: Instalación de bancos de capacitores de 2x12.5 MVAR en la barra de 60 kV	REP	(3)
ago-2013	L.T. 220 kV San Juan - Chilca de 350 MVA (cuarto circuito)	REP	(3) (8)
ago-2013	L.T. 500 kV Chilca - Mancora - Montalvo y SS.EE. Asociados	ATS	(6)
sep-2013	Repotenciación de la L.T. 138 Paragsha II - Huanuco de 45 MVA a 75 MVA	REP	(3)
dic-2013	Nueva S.E. Pariñas 220 kV	REP	(3)
dic-2013	Nueva S.E Chilcano Sur 220 kV	REP	(3)
dic-2013	L.T. 500 kV Trujillo - La Niña e instalaciones complementarias	CTM	(2)
ene-2014	S.E. Piura Oeste: Instalacion de un banco de capacitores de 20 MVAR en la barra de 60 kV	REP	(3)
ene-2014	L.T. 220 kV Ventanilla - Chavarria de 180 MVA (cirto circuito)	REP	(3)
ene-2014	S.E. Nueva Jicamarca 220 kV - 120 MVA	EDELNOR	(9)
ene-2014	L.T 220 kV Carabayllo - Nueva Jicamarca (doblecircuito)	EDELNOR	(9)
feb-2014	S.E. Trujillo Norte: Ampliación de la capacidad de transformación mediante la instalación de un transformador de 220/138 kV - 100 MVA	REP	(3)
feb-2014	Nueva S.E. Orcotuna 220 kV	EJEJUNIN	(7)
mar-2014	S.E. Puno: Ampliación de la capacidad de transformación mediante la instalación de un transformador de 138/60/22.9 kV - 40/40/20 MVA	REP	(3)
jun-2014	L.T. 220 kV Machupicchu - Abancay Nueva - Cotaruse (doble circuito) y SS.EE. Asociadas	CTM	(10)
jul-2014	S.E. Los Industriales (Nueva) 220/60 kV - 180 MVA	LUZ DEL SUR	(11)
jul-2014	L.T. La Planicie - Los Industriales (doble circuito)	LUZ DEL SUR	(11)
dic-2015	L.T. 220 kV Carhuaquero - Cajamarca Norte - Caclic - Moyobamba		(13)
ene-2016	Repotenciación de la L.T. 220 kV San Juan - Balnearios de 2x860 A a 2x1300 A.	LUZ DEL SUR	(12)
ene-2016	Nueva S.E. Colonial 220 kV - 2x180 MVA	EDELNOR	(9)
ene-2016	L.T. 220 kV Nueva Jicamarca - Colonial (doble circuito)	EDELNOR	(9)
feb-2016	L.T. 220 kV Machupicchu - Quencoro - Onocora - Tintaya y Subestaciones Asociadas		(13)

BIBLIOGRAFIA

- [1] **Generación eólica en el SEIN, Análisis de la máxima capacidad a ser inyectada, COES SINAC, Mayo 2011.**
- [2] **Rodolfo Moreno Martínez. Curso - Inversor Fuente de Tensión para la Operación de Turbinas de Viento de Velocidad Variable, Abril 2013.**
- [3] **Tve Keller, Thomas K. Sørensen. Wind Power Plant Grid Voltage Support and Communication – Analysis, Modelling and Simulation.**
- [4] **“Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones en el SEIN”, Procedimiento Técnico del COES N°20, COES SINAC**
- [5] **Determinación de la Capacidad Máxima de Generación Eólica en el SEIN, COES SINAC Agosto 2009.**
- [6] **Proyecto Generación Eólica Malabrigo, Petromont Petrolera Monterrico**