



INSTITUTO TECNOLÓGICO DE TUXTLA GUTIERREZ

INGENIERÍA ELÉCTRICA

PROYECTO PARA CONTROL DE REACTIVOS DE UN PARQUE EÓLICO

TRABAJO RECEPCIONAL EN LA MODALIDAD DE:

INFORME TÉCNICO DE RESIDENCIA PROFECIONAL

PRESENTA:

**ROBERTH URBINA BOLAÑOS
EDGAR EULISES MORALES GONZALEZ**

ASESORES:

**ING. FIDEL TOVILLA HERNANDEZ
ING. ROBERTO DANIEL OROSCO DE LA CRUZ**

TUXTLA GUTIÉRREZ, CHIAPAS.

JUNIO 2014

PROYECTO PARA CONTROL DE REACTIVOS DE UN PARQUE EÓLICO

Roberth Urbina Bolaños
Edgar Eulises Morales González

1. Introducción

1.1 Antecedentes

En el código de red se especifica el conjunto de requerimientos que deben cumplir para interconectarse a la red eléctrica los permisionarios y la comisión que utilicen generadores utilizados por el aire. La intermitencia del viento tiene efectos sobre la calidad de la frecuencia, tensión y otros problemas eléctricos por lo cual es necesario crear reglas claras en la interconexión de los parques de generación eólica.

Debido a que constantemente hay cambios tecnológicos es necesario que el documento sea revisado y modificado de acuerdo a las necesidades de mejora en la utilización y operación de este recurso, el propósito es establecer los términos y condiciones para la interconexión de aerogeneradores al sistema eléctrico nacional. Se describen los requerimientos para instalaciones colectadas a 115 KV Y mayores.

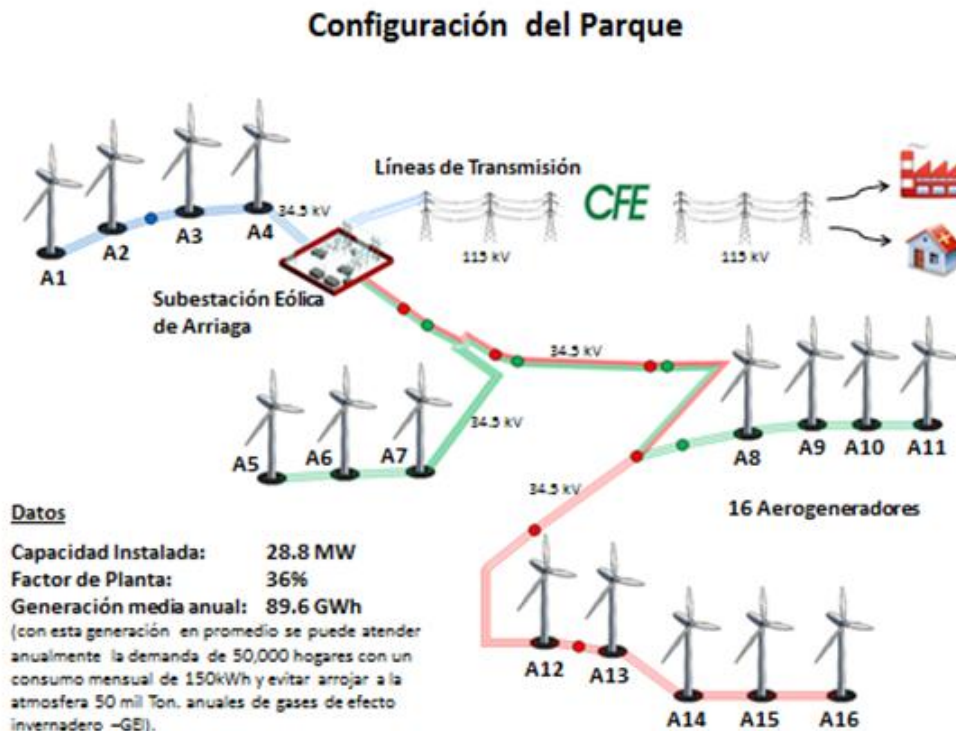


Fig. 1.1 configuracion del parque eolico.

Conocimiento y Descripción de los Aerogeneradores y Subestación.

Esta constituido por distintos tipos de sistemas como lo son:

Sistema de Captación. Consta de un Rotor, Palas, Buje

Sistema de Transmisión. Consta de un Eje lento, Multiplicador, Eje de alta velocidad.

Sistema de Orientación. Motores de giro, Freno en orientación.

Sistema de Generación. Generador eléctrico, Cableado de potencia, Transformador interno.

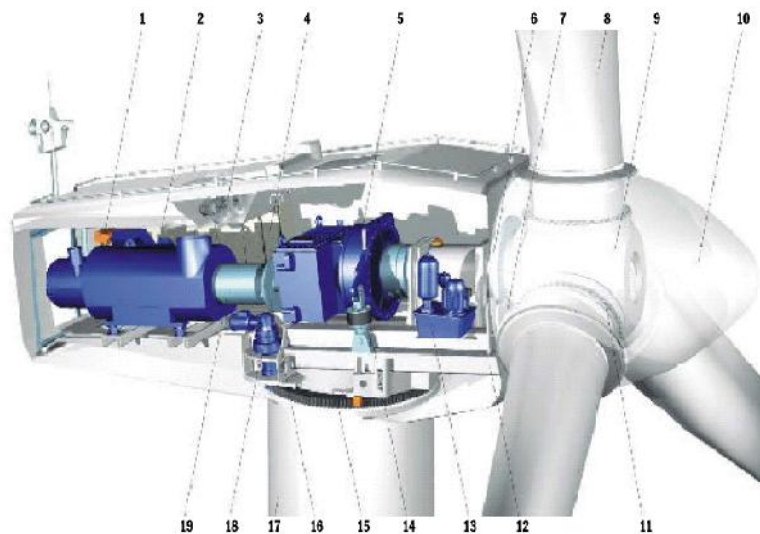
Sistema de Control. Controlador de turbina, Sensores de control, Salidas de control y regulación.

Sistema de Soporte. Torre, Zapata o cimentación.

Sistema Hidráulico. Grupo de presión, Conductos hidráulicos, Válvulas de control.

Sistemas Refrigeración. Ventiladores, Intercambiadores de calor.

El Aerogenerador



1. Polipasto,
2. Generador,
3. Sist. Refrigeracion,
4. Unidad control electrico,
5. Multiplicadora,
6. Eje principal,
7. Sistema bloqueo del rotor,
8. Pala,
9. Buje,
10. Cono,
11. Rodamiento pala,
12. Bastidor,
13. Sist. Hidraulico,
14. Amortiguador,
15. Corona de giro,
16. Disco de freno,
17. Torre,
18. Reductora de giro,
19. Transmision.

Palas del Rotor: Capturan el viento y transmiten su potencia hacia el buje.

En un aerogenerador modelo Vestas V 90 de 2 MW cada pala mide alrededor de 45 metros de longitud y su diseño es muy parecido al del ala de un avión.

Pueden ser de:

Paso variable: aquellas que capturan en todo momento la energía del viento. La reducción de la potencia mecánica suministrada al generador la controla mediante modificación del ángulo de pala calaje.

Paso fijo: este tipo de palas no dispone de modificación de ángulo de pala, por lo que cuando el viento supera un margen, es necesario un sistema que limite el empuje mecánico del viento al generador.

Perfiles aerodinámicos: Baja resistencia y Alta sustentación.

Materiales:

Fibra de vidrio: bajo peso, sin problemas de corrosión, posible degradación con humedad y UV

Laminados madera-epoxi

Acero: bajo coste, alta rigidez, problemas de corrosión, dificultad de construir formas complejas

Aluminio: menor peso, sin corrosión, baja resistencia a fatiga Rotor

Número de palas: Tripala: mejor equilibrado. Bipala: Menor costo, pero aparecen más cargas. Monopala: Problemas de equilibrado

Orientación: Barlovento: Menos cargas, menos ruido. o Sotavento: elimina el sistema de orientación

Góndola: Es una estructura en la cual se monta el eje de baja velocidad, el multiplicador, el eje de alta velocidad, el generador, el sistema de refrigeración, el sistema de control. Esta montado y atornillado sobre un rodamiento que lo une a la torre de forma que la permite girar, soporta los esfuerzos a los que está sometida la estructura por la acción del viento.

Eje de baja velocidad: Conecta el buje del rotor al multiplicador.

En un aerogenerador modelo V 90 de MW el rotor gira bastante lentamente, de unas 19 a 30 revoluciones por minuto (r.p.m.). El eje contiene conductos del sistema hidráulico para permitir el funcionamiento de los frenos aerodinámicos

Multiplicador: Tiene a su izquierda el eje de baja velocidad. Permite que el eje de alta velocidad que está a su derecha gire 50 veces más rápidamente que el eje de baja velocidad. Con un multiplicador se hace la conversión entre la potencia de alto par torsor, que obtiene del rotor de la turbina eólica girando lentamente, y la potencia de bajo par torsor, a alta velocidad, que utiliza en el generador.

Para una máquina de 600 ó 750 kW, la relación de multiplicación suele ser aproximadamente de 1:50.

Eje de alta velocidad: Gira aproximadamente a 1.500 revoluciones por minuto, lo que permite el funcionamiento del generador eléctrico. Está equipado con un freno de disco mecánico de emergencia. El freno mecánico se utiliza en caso de fallo del freno aerodinámico, o durante las labores de mantenimiento de la turbina.

La unidad de refrigeración: Contiene un ventilador eléctrico utilizado para enfriar el generador eléctrico. Además contiene una unidad de refrigeración del aceite empleada para enfriar el aceite del multiplicador. Algunas turbinas tienen generadores enfriados por agua.

Equipo de control: Control simple y normalmente pasivo. Y tiene como objetivos el funcionamiento automático, orientación y regulación de la turbina, conexión / desconexión, protección frente a sobrecargas, sobre velocidades, maximización del rendimiento, señalar averías o funcionamiento incorrecto

Motores de Giro: En las turbinas eólicas grandes, es necesario un mecanismo que posicione la turbina enfrente al viento. Este movimiento circular, se consigue con unos motores y reductores fijos a la góndola, y engranando en un dentado de la parte superior de la torre, llamada corona de orientación.

La señal de posicionamiento correcta la recibe del controlador de la turbina, con las lecturas de la veleta y anemómetro instaladas en cada turbina.

Frenos de orientación: Tienen como misión evitar desplazamientos radiales de la góndola, por efecto del viento incidente o giro del rotor, no deseados. Asimismo, reducen el desgaste de los engranajes de orientación. Su accionamiento puede ser hidráulico o eléctrico, actuando en pinzas de freno o motor eléctrico respectivamente.

Generador eléctrico: Son los elementos de la turbina encargados de convertir la energía mecánica (en forma rotatoria), en energía eléctrica. La electricidad producida en el generador baja por unos cables a la base de la torre, para ser transformada (elevar la tensión y reducir intensidad) y enviada a la red.

Torre: Son de Tipos, Celosía: barata, fácilmente transportable, fácil protección contra corrosión. Tubular: menor impacto, mayor solidez. Mástil.

Materiales: Acero y Hormigón

Sistema hidráulico: Es el grupo de presión. Se encarga de suministrar fluido hidráulico a una presión determinada para permitir el accionamiento de sistemas de captación, orientación o transmisión. por medio de conductos hidráulicos. Canalizan el fluido hidráulico hasta el punto de utilización. Válvulas de control. Adaptan la presión y caudal del fluido en base al actuador a accionar

Sistema de refrigeración

Ventiladores. Funcionan a requerimiento del controlador para crear una circulación de aire. Intercambiadores de calor. Disipan el calor del componente a refrigerar (generador, multiplicador o central hidráulica) hacia la corriente de aire creada por los ventiladores.

Frecuencias de corte

En la tabla se presentan los requerimientos de ajustes para las protecciones del aerogenerador en condiciones de alta y baja frecuencias del sistema y el tiempo para su desconexión. Las protecciones de frecuencia se aplican por unidad.

Rango de frecuencia	Tiempo de ajuste de la protección
>62 Hz	instantáneo
57.5 < operación normal < 62 Hz	Operación continua
< 57.5 Hz	instantánea

Fig. 1.2 frecuencia de corte.

Niveles de armónicos en la corriente

Para evitar penetración de corrientes armónicas a la red de CFE por parte de los equipos asociados al funcionamiento de los aerogeneradores, cuando se generan, los permisionarios y la comisión deberán instalar filtros. Los niveles de distorsión debidas a tensiones armónicas deben de cumplir lo especificado en los estándares IE-61400-21 e IEC 61400-3-6.4.2.1. Niveles de armónicos en la tensión.

Los límites de armónicos en la tensión en porcentaje de la magnitud de la tensión nominal se describen en la tabla de acuerdo a los estándares

Orden de la armónica	Nivel de armónicas
	En % de la tensión nominal
2	1.5
3	2.0
4	1.0
5	2.0
6	0.5
7	2.0
8	0.2
9	1.0
10	0.2
11	1.5

13	1.5
15	0.3
17	1.0
19	1.0
23	0.7
25	0.7
29	0.6
312	0.56
35	0.50
37	0.47
47	0.37
49	0.36
THD	3.0

Fig. 1.3 tabla de valores de nivel de armónicos en la tensión.

Potencia reactiva

Para colaborar en el control de tensión en el punto de interconexión, el parque de generación debe tener la capacidad de producción y absorción de potencia reactiva como requerimiento para transmitir su potencia activa y ajustar los reactivos del parque a solicitud del operador del sistema CENACE, debe tener las opciones de control de voltaje y de control del factor de potencia en el rango de 0.95 en atraso o en adelante.

Calidad de tensión

El parque de generación eólico puede afectar la calidad de tensión del sistema eléctrico por efecto del parpadeo flicker, por ello el parpadeo de la tensión flicker debe mantenerse dentro de la normatividad de factores de severidad establecidos en el estándar IEC 61000-3-7 en el cual se define que:

Factor de severidad de corta duración < 0.35 para diez minutos

Factor de severidad de larga duración < 0.25 para dos horas

Protecciones

Se debe de contar con un sistema de protección para el aerogenerador, transformador principal y auxiliar, líneas de transmisión de enlace, interruptores y de las barras principales. El equipo requerido de protecciones para la subestación de interconexión y el tramo de línea con la que se interconectan al SEN deberá cumplir con lo especificado para el proyecto y avalado por la comisión, de acuerdo a la siguiente normativa.

- NRF-041 Esquemas Normalizados de Protección para Líneas de Transmisión.
- CFE G0000-81 Características Técnicas para Relevadores de Protección.

- LAPEM-05 Listado de Relevadores Aprobados.
- V6700-62 Tableros de Protección, Control y Medición para Subestaciones Eléctricas.
- CFE G0000-62 Esquemas Normalizados para Protección de Transformadores de Potencia.
- CFE-GARHO-89 Registradores de Disturbio

Sus ajustes serán verificados mediante pruebas en sitio. Los valores de ajuste y el reporte de pruebas deberán ser entregados a la Comisión al término de las mismas, así como los diagramas unifilares de protección, las memorias de los cálculos de ajuste y el diagrama unifilar de la subestación principal y los aerogeneradores.

El permisionario y la comisión deberán proteger sus instalaciones y equipos ante fallas internas y externas, evitando que sus fallas internas afecten los equipos y las personas ubicados después del Punto de Interconexión.

Protección de Subestación y Punto de Interconexión

Las protecciones para la subestación, transformador de potencia, líneas de enlace y equipos auxiliares deben estar montados en Tableros de control y Protección que cumplan con los requerimientos establecidos en la especificación V6700-62 y los relevadores utilizados deben estar en el listado de relevadores aprobados LAPEM-05L.

Protección para Línea de Transmisión de Enlace

Los esquemas de protección de las líneas de transmisión de enlace deben cumplir con los requerimientos establecidos en la norma de referencia NRF-041-CFE “Esquemas Normalizados de Protección para Líneas de Transmisión”, debiendo aplicar relevadores que se encuentren aprobados en el “Listado de Relevadores Aprobados” LAPEM-05L.

Las protecciones principales PP1 y PP2 deben ser de modelo diferente, es decir, con diferente algoritmo de operación. Dependiendo del proyecto específico que se trate, esta lista de protecciones será adecuada en común acuerdo con la comisión. Los ajustes de los sistemas de protección de los enlaces con el Sistema Eléctrico Nacional, deben estar coordinados y supervisados por la comisión.

Protecciones para los aerogeneradores.

Para la protección de las unidades de generación, se deben utilizar relevadores digitales, la alimentación a éstos deberá ser redundante y de distintos bancos de baterías. Se deberá cumplir con las mejores prácticas de la Industria, para proteger sus unidades ante fallas internas y externas, evitando que sus fallas internas afecten los equipos y las personas ubicados después del Punto de Interconexión.

Registradores de disturbios.

El transformador de potencia principal y las líneas de enlace deben contar con registradores de disturbios, los cuales deben tener la capacidad de almacenar en memoria la información relevante de una falla eléctrica con suficiente velocidad de

respuesta, debiendo contar con la funcionalidad de medición sincronizada de fasores (PMU).

Operación del parque de generación ante fallas externas y en el punto de interconexión

El parque de generación deberá tener la capacidad de soportar fallas transitorias externas y en el punto de interconexión sin desconectarse del sistema eléctrico, debido al abatimiento de la tensión por la falla y su recuperación a un nivel estable postfalla, manteniendo su equipo de compensación de potencia reactiva conectado.

Los tipos de fallas y tiempos de duración de falla en el punto de interconexión en la siguiente tabla, se muestra el hueco de tensión que incluye efectos de fallas en el punto de interconexión y externas que debe soportar el parque de generación eólico sin desconectarse de la red eléctrica.

Tipo de falla	Tiempo máximo de duración de falla
Falla trifásica a tierra	150 ms
Bifásica con o sin conexión a tierra	150 ms
Monofásica a tierra	150 ms

Fig. 1.4 tipos de fallas.

Una vez liberada la falla, el sistema eléctrico se recupera al 80% de la tensión en un tiempo de 1000 ms del inicio de la falla, con participación de todos los elementos conectados al sistema eléctrico, ante esto el aerogenerador no deberá dispararse.

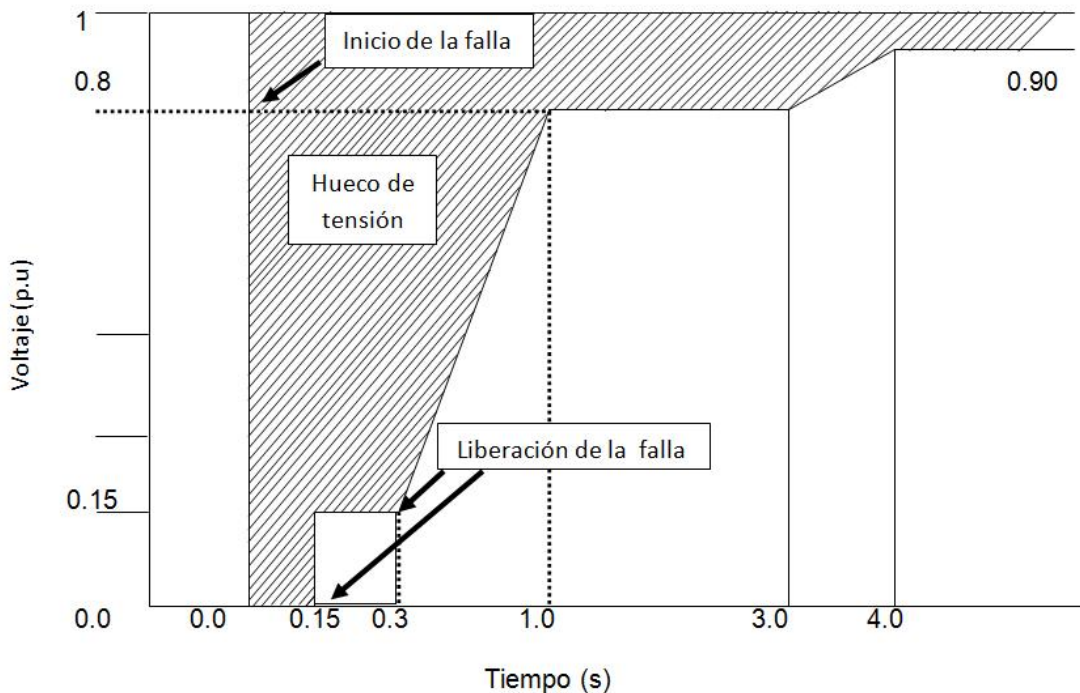


Fig. 1.5 Hueco de tensión de un aerogenerador.

El parque de generación deberá permanecer conectado al sistema en las siguientes condiciones:

Dos fallas trifásicas en el intervalo de dos minutos

Dos fallas bifásicas en el intervalo de dos minutos

Dos fallas monofásicas en el intervalo de dos minutos

En condiciones de falla en el punto de interconexión y mientras se mantenga sin liberarse, los consumos de potencia activa por los aerogeneradores deberán ser mínimos, asimismo ser congruentes con la tecnología aplicada de aerogeneradores; los valores permitidos máximos se definirán para cada caso.

Comunicación, medición y control

Se debe contratar, instalar, poner en servicio y mantener por su propia cuenta un canal de comunicación dedicado para voz y datos, principal y otro respaldo incluyendo los equipos de comunicación, programas (hardware, software) e interfaces necesarias, desde el sistema de control de la central del permisionario hacia las instalaciones que comisión indique.

Para estos canales de comunicación que funcionaran como principal y de respaldo, el permisionario debe contratar diferentes medios de comunicación para que sea confiable la redundancia.

Control Ante Emergencia

Ante Emergencias del sistema eléctrico nacional, el Permisionario deberá poner a disposición de la Comisión, Comisión, en el Punto de Interconexión, Interconexión, las mediciones, mediciones, señales, canales de comunicación y demás infraestructura necesarias para que ésta pueda implementar, en su caso, un Disparo Automático de generación (DAG) y/o carga (DAC).

De acuerdo a los estudios realizados, se ha determinado la necesidad de instalar cuatro Disparos Automáticos de Generación (DAG´s)

DAG_1: Para prevenir la sobrecarga de los bancos de 400/115 kV, ante el disparo de cualquiera de ellos y se tenga alta generación Eólica.

DAG_2: Para prevenir la sobrecarga de los bancos de 400/230 kV, ante el disparo de cualquiera de ellos y se tenga alta generación.

DAG_3: Para prevenir la sobrecarga de los bancos de 400/230 kV, ante la disparo de dos de ellos (Barrida de Barra) y se tenga alta generación Eólica.

DAG_4: Para prevenir la sobrecarga de las Líneas de 400 kV; ante el disparo de cualquiera de ellas y se tenga alta generación Eólica.

Pruebas a los aerogeneradores

El permisionario debe entregar, por modelo de unidad de generación, un certificado mediante el cual se confirme la aplicación de los criterios, requerimientos y estándares en el diseño y fabricación de la turbina y el equipo asociado.

La certificación debe ser expedida por una entidad de certificación acreditada y debe cumplir con lo establecido en el estándar IEC 61400-22.

Pruebas prototipo para aerogeneradores

Las pruebas consideradas en el estándar mencionado, cubiertas en las certificaciones del equipo son: Calidad de la energía y Huecos de tensión.

El principal estándar aplicable es el IEC 61400-22, otros documentos establecidos entre ambas partes y este mismo documento.

Ruido acústico. De acuerdo a IEC 61400-11.

Pruebas en sitio para aerogeneradores

Verificación de la potencia generada en el sitio del proyecto. El propósito de esta prueba es verificar la potencia generada por la turbina o de algunas unidades, en el sitio específico de la instalación Además realizar las pruebas a los equipos de comunicación, protección, señalización y medición en el Punto de Interconexión, de acuerdo al protocolo de pruebas establecido por la comisión.

Estudios

Evalúan el impacto que tendrá la interconexión de una Fuente de Energía con el Sistema Se centran en los efectos de la operación, seguridad y confiabilidad del Sistema. Los estudios pueden ser desde una comparación simple de atributos de la Fuente de Energía y el Sistema, hasta análisis detallados que van más allá de los estudios tradicionales. Los estudios detallados incluyen los siguientes:

Estudio	Responsable
Flujos de potencia	Comisión
Análisis de fallas o cortocircuito	Solicitante y Suministrador
Coordinación de Protecciones	Solicitante y Suministrador
Estabilidad transitoria y dinámica	Comisión
Estabilidad de Tensión	Comisión
Análisis de contingencias	Comisión
Calidad de la energía para el Análisis de Armónicos de las Corrientes y Tensiones	Permisionario (a la entrada en operación)

Estudios

El permisionario debe entregar el modelo eléctrico equivalente de las unidades de generación, características de diseño y de operación del equipo eléctrico y las cargas en general, sensibles del proyecto de interconexión de la Fuente de Energía, de acuerdo a la tecnología utilizada, para realizar los estudios dinámicos y de estado estable.

Los modelos que se entreguen deben ser implementados en la plataforma comercial S--PTIPSS/E o PSLF/PSDS PSLF/PSDS. Cuando la planta esté formada por un número de unidades de generación, como es el caso de los parques eólicos, el permisionario entregará además el modelo para cada unidad.

Para el estudio de algunas interconexiones puede requerirse el análisis transitorio. Ante estas situaciones la comisión, solicitará el modelo para estos estudios el cual debe ser entregado por el permisionario. La plataforma para este modelo y sus características serán acordadas por las partes.

Pruebas para la sincronización del generador o permisionario.

Una vez que el Generador o Permisionario haya concluido y entregado los requerimientos técnicos y contractuales a satisfacción de la comisión, procederá a solicitar las pruebas para la sincronización, mismas que se programarán y se llevarán a cabo conforme a lo estipulado en el REDOSEN así como en el Contrato de Interconexión respectivo.

Definición de la fecha de operación normal

El Generador o Permisionario comunicará por escrito a la comisión la fecha y hora de entrada en operación normal. El Suministrador confirmará por escrito, de no haber inconveniente, la fecha de entrada en operación normal.

Conocimientos y especificaciones de la subestación.

Trasformador de potencia de (34.5 kv a 115 kv)



Trifásico tipo columna clase, ONAN/ONAF, 24/30 MVA, ALTA TENSION 115 KV ESTRELLA, BAJA TENSION 34.5 KV DELTA.

Trasformador de potencia

Los transformadores son dispositivos basados en el fenómeno de la inducción electromagnética y están constituidos, en su forma más simple, por dos bobinas devanadas sobre un núcleo cerrado de hierro al silicio. Las bobinas o devanados se denominan primarios y secundarios según correspondan a la tensión alta o baja, respectivamente. También existen transformadores con más devanados, en este caso puede existir un devanado "terciario", de menor tensión que el secundario.

Se denomina transformador a una máquina electromagnética que permite aumentar o disminuir el voltaje o tensión en un circuito eléctrico de corriente Alterna, manteniendo la frecuencia. La potencia que ingresa al equipo, en el caso De un transformador ideal, esto es, sin pérdidas, es igual a la que se obtiene a la Salida. Las máquinas reales presentan un pequeño porcentaje de pérdidas, Dependiendo de su diseño y tamaño.

Cuchillas tripolares



CUCHILLA DESCONECTORA DE OPERACIÓN EN GRUPO TIPO V CON CUCHILLA DE PUESTA A TIERRA DE 72,5 A 145 KV DE 800,1250,1600 Y 2000 A.

Seccionadores y Cuchillas de Tierra.

Se les conoce también con el nombre de separadores o desconectores. Son dispositivos que sirven para conectar y desconectar diversas partes de una instalación eléctrica, para efectuar maniobras de operación o bien de mantenimiento. La misión de estos aparatos es la de aislar tramos de circuitos de una forma visible.

Los circuitos que debe interrumpir deben hallarse libres de corriente, o dicho de otra forma, el seccionador debe maniobrar en vacío.

No obstante, debe ser capaz de soportar corrientes nominales, sobre intensidades y corrientes de cortocircuito durante un tiempo especificado. Así, este aparato va a asegurar que los tramos de circuito aislados se hallen libres de tensión para que se puedan tocar sin peligro por parte de los operarios. El diseño y la construcción de los seccionadores están reglamentados de acuerdo con las normas IEC 60129 y 60273 o las normas ANSI C29.8 y C29.9, y responder a demás a la IEC 60694 en lo que respecta a valores nominales y de ensayos (tensión resistida a impulso y 50 Hz.).

Los seccionadores utilizados habitualmente en instalaciones eléctricas tienen muy variadas formas constructivas pudiéndose clasificarlos según su modo de accionamiento:

Seccionadores de cuchillas giratorias.

Seccionadores de cuchillas deslizantes.

Seccionadores de columnas giratorias.

Seccionadores de pantógrafo.

Seccionadores semipantógrafos o tipo rodilla.

Sea cual fuera el tipo (de apertura horizontal o vertical y con movimiento giratorio central o lateral, pantográfico o semipantográfico) deberán permitir la observación clara y precisa de la distancia de aislamiento en aire. Dentro de esta clasificación todos pueden tener una constitución unipolar o tripolar. El tipo de apertura deberá elegirse teniendo en cuenta las distancias eléctricas adoptadas para el proyecto.

Esta elección adquiere particular importancia cuando se trata de ampliación de instalaciones existentes, cuyas distancias pueden haber sido proyectadas para otro tipo de equipamiento. Los seccionadores de 220 kV tendrán mando motorizado para operación individual por polo de las cuchillas principales. El accionamiento de la cuchilla de puesta a tierra podrá ser motorizado o manual. Los seccionadores de 132 kV podrán tener un accionamiento único para las tres fases acopladas mecánicamente.

Interruptor de potencia



INTERRUPTOR DE POTENCIA DE TANQUE MUERTO EN SF6 123/170 KV

El interruptor es un dispositivo destinado al cierre y apertura de la continuidad del circuito eléctrico bajo carga, en condiciones normales, y esta es su función principal, bajo condiciones de corto circuito. Sirve para insertar o retirar de cualquier circuito energizado, máquinas, aparatos, líneas aéreas o cables.

El interruptor es, junto con el transformador, el dispositivo más importante de una subestación, su comportamiento determina el nivel de confiabilidad que se puede tener en un sistema eléctrico de potencia.

El interruptor debe ser capaz de interrumpir corriente eléctrica de intensidades y factores de potencia diferentes, pasando desde la corriente capacitiva de varios cientos de amperes y las inductivas de varias decenas de kilo amperes (corto circuito). El interruptor se puede considerar por:

Parte activa: Constituida por las cámaras de extinción que soporta los contactos fijos y el mecanismo de operación que soporta los contactos móviles.

Parte pasiva: Formado por una estructura que soporta uno o tres dispositivos de aceite, si el interruptor es de aceite, en los que se aloja la parte activa. En sí, la parte pasiva desarrolla las funciones siguientes:

- a) Protege eléctrica y mecánicamente el interruptor.
- b) Ofrece puntos para el levantamiento y transporte del interruptor, así como espacio para la instalación de los accesorios.
- c) Soporta los recipientes de aceite, si los hay, y el gabinete de control.

Banco de capacitores



5.4 MVAR, 34.5 KV, PASOS

1 paso: 1.8 MVAR

2 paso: 3.6 MVAR Montado en una estructura de acero galvanizado

Los capacitores de alta tensión están sumergidos, por lo general, en líquidos dieléctricos y todo el conjunto está dentro de un tanque pequeño, herméticamente cerrado. Sus dos terminales salen al exterior a través de dos boquillas de porcelana, cuyo tamaño dependerá del nivel de tensión del sistema al que se conectaran. Una de las aplicaciones más importantes del capacitor es la de corregir el factor de potencia en líneas de distribución y en instalaciones industriales, aumentando la capacidad de transformación de las líneas, el aprovechamiento de la capacidad de los transformadores y la regulación del voltaje en los lugares de consumo.

En la instalación de los bancos de capacitores de alta tensión hay que tomar en cuenta ciertas consideraciones: Ventilación. Se debe cuidar que los capacitores estén bien ventilados para que su temperatura de operación no exceda a la de diseño. La operación a 10°C arriba de la temperatura nominal disminuye la vida medida del capacitor en más de un 70%, debidos a los dieléctricos son muy sensibles, y en forma marcadamente exponencial, a las temperaturas de operación.

Reactancia



TIPO ONAN EN ACEITE CAPACIDAD DURANTE 10 SEG

6500 KVA CORRIENTE EN EL NEUTRO DURANTE 10 SEG 326 A 34.5 KV CAPACIDAD CONTINUA EQUIVALENTE 375 KVA

Los transformadores de puesta a tierra, también llamados reactores de puesta a tierra, permiten crear un neutro en sistemas trifásicos de tres hilos. Normalmente este neutro se conecta sólidamente a tierra, o a través de un resistor, y se equipa con un transformador de corriente que permite detectar fallas a tierra “aguas abajo” del transformador.

La corriente permanente en los transformadores de puesta a tierra es pequeña, ya que se utilizan en sistemas trifásicos de tres líneas sin cargas entre fase y neutro. Por lo tanto la corriente nominal del equipo es prácticamente la corriente de vacío del transformador equivalente. Sin embargo, cuando ocurre una falla a tierra en el sistema, la corriente de cortocircuito solo es limitada por la resistencia del terreno y la impedancia propia del transformador, adquiriendo valores muy elevados.

El transformador de puesta a tierra se diseña y construye para soportar los esfuerzos mecánicos y térmicos ocasionados a esas elevadas corrientes de cortocircuito. Es usual incorporar una resistencia de puesta a tierra, en conjunto con el transformador, para limitar las mencionadas corrientes de cortocircuito. De esta forma se cuenta con un sistema conectado a tierra pero limitado a corrientes menos dañinas en caso de falla.

Características de los transformadores o reactores de puesta a tierra

Normalmente estos transformadores son diseñados y construidos con un solo devanado en conexión ZIG-ZAG, con tres aisladores correspondientes a las fases y un aislador de neutro. Se pueden equipar con los mismos accesorios que un transformador convencional, usualmente un nivel del líquido refrigerante y elementos de protección como una válvula de alivio de presión o un relé de presión súbita. Pueden ser refrigerados en aceite mineral o aceite vegetal biodegradable, para tensiones hasta 33 kV.

Celdas de media tensión 34.5 kv



CELDAS FIJAS CON INTERRUPTORES DE POTENCIA TIPO 8DA Y 8D8 HASTA 40,5 KV AISLADO EN GAS

En general se entenderá como Celdas de Media Tensión (en inglés Switchgear) al conjunto continuo de secciones verticales en las cuales se ubican equipos de maniobra (interruptores de potencia extraíbles, seccionadores, etc.), medida (transformadores de corriente y de tensión) y, cuando se solicite, equipos de protección y control, montados en uno o más compartimientos insertos en una estructura metálica externa, y que cumple la función de recibir y distribuir la energía eléctrica.

Las Celdas de Media Tensión tipo Metalclad, están definidas según la norma IEC 60298, y sus principales características son:

- Equipos en compartimientos con grado de protección IP2X o mayor.
- Separaciones metálicas entre compartimientos.
- Al extraer un equipo de Media Tensión, existirán barreras metálicas (“shutters”) que impedirán cualquier contacto con partes energizadas.
- Compartimientos separados al menos por: 1) cada interruptor o equipo de maniobra, 2) elementos a un lado del equipo de maniobra, 3) elementos al otro lado del equipo de maniobra y 4) equipos de baja tensión.
- Cuando las celdas son de doble barra, cada conjunto de barras debe ir en compartimiento separado.

1.2 Justificación

El proyecto está enfocado a un parque eólico mediante un estudio poder controlar los reactivos que en este se generan como criterio se debe considerar en primera instancia, la capacidad de controlar el factor de potencia por parte del regulador automático de voltaje en el punto de interconexión, el cual definirá el mejor valor de referencia (set point) enviado a los aerogeneradores es de acuerdo con lo solicitado por CFE. Solamente por los casos donde el control indique que ya no es posible la regulación del factor de potencia con los aerogeneradores, entonces se requerirá la entrada de los pasos del banco de capacitores. Por otra parte, del control del cambiador de derivaciones del transformador de potencia (115/34.5 kv) bajo carga, desempeña una función importante en el control de reactivos, ya que este tratara de mantener el voltaje en el lado de 34.5 Kv cercano a un valor de referencia de un 1 p.u lo cual a su vez da la posibilidad de que los aerogeneradores se mantengan dentro de su rango de operación de voltaje.

1.3 objetivo

El estudio de este proyecto para controlar los reactivos que son generados por las maquinas dentro de un parque eólico tiene como objetivo conducir un estudio del parque eólico para determinar la adecuada compensación de energía reactiva. Y validar la correcta aplicación de los sistemas del mismo (cables, transformadores, etc.) así mismo sugerir un criterio de control para el regulador automático del voltaje del parque mediante la selección adecuada de un banco de capacitores.

1.4 Problemas a resolver

En la revisión del estudio de flujos se concluye que la selección de la cantidad de compensación de potencia reactiva en el banco de capacitores (1.8+3.6) es adecuada para cumplir con los requerimientos del código de red.

El criterio de control a utilizar en el parque eólico debe considerar en primera instancia, la capacidad de controlar el factor de potencia por parte del regulador automático de voltaje en el punto de interconexión, el cual definirá el mejor valor de referencia (set point) enviado a los aerogeneradores es de acuerdo con lo solicitado por CFE. Solamente por los casos donde el control indique que ya no es posible la regulación del factor de potencia con los aerogeneradores, entonces se requerirá la entrada de los pasos del banco de capacitores.

Por otra parte, del control del cambiador de derivaciones del transformador de potencia (115/34.5 kv) bajo carga, desempeña una función importante en el control de reactivos, ya que este tratara de mantener el voltaje en el lado de 34.5 Kv cercano a un valor de referencia de un **1 p.u** lo cual a su vez da la posibilidad de que los aerogeneradores se mantengan dentro de su rango de operación de voltaje.

Respecto a las pérdidas, están serán cercanas a 0.4 MW de acuerdo a las condiciones de generación a capacidad nominal. Respecto a la revisión de la ampacidad de acuerdo a la comparación realizada todos los conductores dentro del parque eólico se encuentran dentro de los valores nominales de intensidad de corriente, por lo tanto no deben de presentar problema alguno durante su operación.

Ante generación nula por parte de los aerogeneradores, el efecto capacitivo de los cables provoca una generación de potencia reactiva de alrededor de 1.2 MVAR con la inclusión de línea S.E CHIAPAS a S.E ARRIAGA la generación de potencia reactiva en el punto de interconexión es de **1.7 MVAR**, a un voltaje supuesto de 1.05 p.u. En esta situación, la potencia reactiva generada por el parque eólico, ya no se considera despreciable dentro de la integración del factor de potencia medido para la facturación del parque. La condición anterior sería únicamente cuando se tuviera generación nula.

Se sugiere que se lleve una estadística en el parque eólico en cuanto al número de operaciones diarias del cambiador de derivaciones, con la finalidad de promover mantenimiento adecuado a dicho equipo y evitar posibles fallas en el sistema.

1.5 Procedimiento y descripción de las actividades realizadas

En este estudio se realizaron corridas de flujos para diferentes escenarios, utilizando las variables eléctricas incluidas dentro del parque eólico, con el propósito de concluir la necesidad de compensación de energía reactiva. Para dicho estudio se utilizaron los límites de operación de los aerogeneradores proporcionados por el cliente.

Otro punto importante a determinar sería la verificación del perfil de tensión en los diferentes buses del parque, con la finalidad de detectar posibles condiciones peligrosas para las instalaciones. Es importante validar la correcta selección de los cables de potencia en base a la capacidad de conducción de corriente proporcionada por el fabricante.

El parque eólico cuenta con la siguiente compensación de potencia reactiva: un banco de capacitores con pasos de 1.8 y 3.6 MVAR para un total de 5.4 MVAR. Se ha desarrollado el presente estudio de flujos de potencia con el objetivo de determinar si la compensación de potencia reactiva es adecuada y suficiente. se considero básicamente satisfacer los requerimientos del código de red de CFE.

Para este estudio se realizaron corridas de flujo de potencia para diferentes condiciones en generación, simulando las variables eléctricas incluidas dentro del parque eólico. El propósito de visualizar el efecto que tendría la inserción de una determinada potencia al sistema, observando la potencia bruta generada y la potencia neta entregada al sistema.

Para la simulación del sistema del sistema se utilizó el equivalente de thevenin y se varió el voltaje para generar las diferentes condiciones o casos de simulación consideradas. Las corridas de flujo se realizaron para condiciones mínimas de carga del parque y se incrementaron hasta llegar a las condiciones de generación de generación máxima de los aerogeneradores.

Al realizar las corridas de flujo se pretendió observar las corridas que estará conduciendo cada uno de los cables del parque, de esta manera se observara si los conductores no tendrán problemas de calentamiento o sobrecarga durante la operación del parque eólico.

Análisis inicial

De acuerdo con el código de red (requerimiento para interconexión de aerogeneradores al sistema eléctrico mexicano), el cual se muestra en e este reporte el punto relacionado a la potencia reactiva dice lo siguiente respecto al factor de potencia y voltaje:

para colaborar en el control de tensión en el punto de interconexión, el parque de generación debe tener la capacidad de producción y absorción de potencia reactiva como requerimiento para transmitir su potencia activa y ajustar los reactivos del parque a solicitud del operador del sistema (CENACE). Debe tener las opciones de control de voltaje y de control de factor de potencia en el rango de 0.95 en atraso o adelanto.

en estado permanente el parque de generación debe operar y mantenerse conectado ante fluctuaciones que no excedan un rango de $\pm 5\%$ de tensión nominal y hasta un $\pm 10\%$ en condiciones de emergencia.

El código de red entonces, refiere que el parque eólico debe ser capaz de proveer soporte de potencia reactiva de acuerdo a su nivel de generación de potencia activa, en el momento que el operador de sistema lo requiera. Se entiende que esta condición se debe cumplir de la generación mínima ala nominal del parque eólico. Entonces en la figura 2 se muestra la curva de capacidad de reactivos ala cual debe ser capaz de funcionar el parque eólico en su conjunto.

Curva de capacidad de reactivos del parque eólico.

En el punto de interconexión un factor de potencia de 0.95, cuando se tiene la generación máxima de cada aerogenerador (1.8 MW para una capacidad nominal de 28.8 MW), corresponde a 9.47 MVAR que el parque debe ser capaz de generar o absorbe.

Al no aclararse en el código de red el nivel de tensión en que debe cumplirse el factor de potencia mencionado, se propone que el parque cumpla con los puntos de prueba que se muestra en la figura. Tales puntos considerar condiciones extremas de operación, dentro de las cuales, la condición más severa es cuando se considera el 100% de la generación, ya que es donde se podría requerir la mayor cantidad de potencia reactiva al parque eólico.

También en dicha figura se muestran los casos de prueba que se documentaron en este reporte para generación máxima.

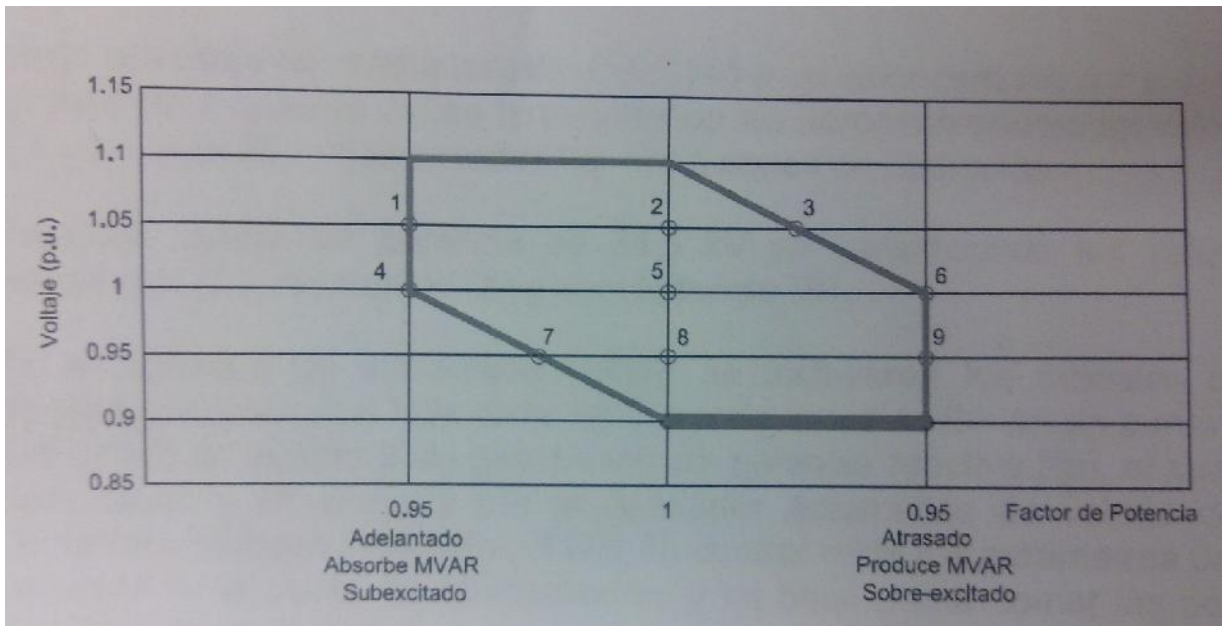
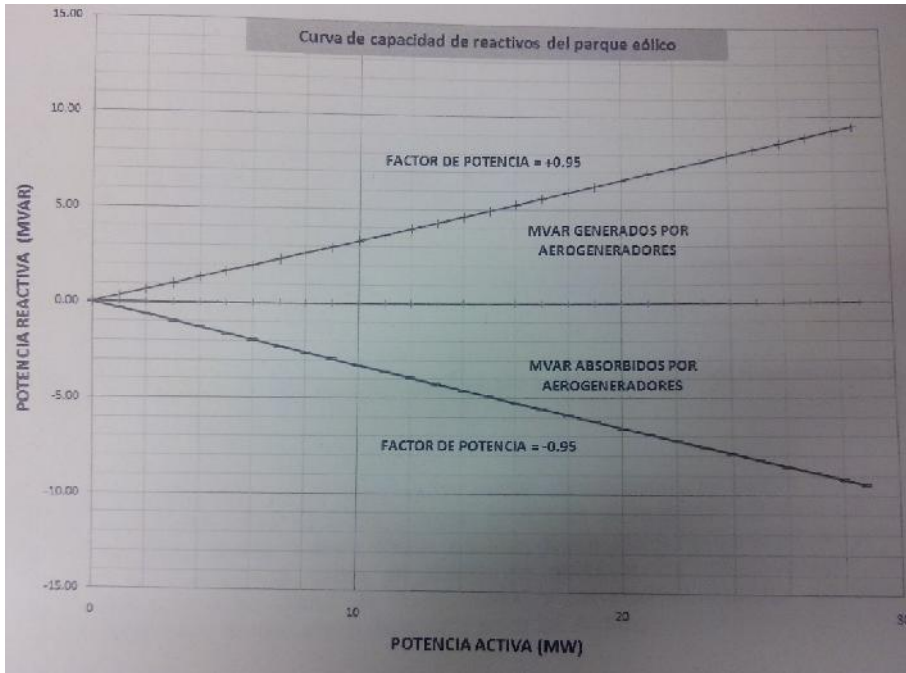


Fig. 1.6 Puntos de prueba propuestos para validar la capacidad de reactivos.

Se proporciono como información inicial datos sobre el diseño del sistema colector, diagrama unifilar de la SE Chiapas, grafica de la capacidad de reactivos de los aerogeneradores de 1.8 MW, datos del transformador de potencia 115/34.5 kv marca IEM, datos de cables de potencia del transformador de los aerogeneradores a las celdas de interconexión y del sistema colector, así como la capacidad de corto circuito actual de la CFE en la SE Arriaga.

Se considero los parámetros típicos de la línea de transmisión entre la SE Chiapas a SE Arriaga, el dato de impedancia del transformador de cada aerogenerador. La información relacionada a los datos de entrada utilizados en las simulaciones de este estudio.

Consideraciones para simulaciones

Las siguientes consideraciones de la información fueron realizadas:

Para el transformador de potencia 115/34.5 kv ONAN 24 MVA y ONAF 30 MVA

Se utilizó la impedancia tomada de la placa de datos del transformador que marca una impedancia de 9.06 % a una base de 24 MVA y 115/34.5 KV.

Se consideró en el modelo del transformador de potencia 115/34.5 kv el cambiador de derivaciones el cual consta de 21 posiciones (10 arriba y 11 abajo del valor nominal), capaz de regular ± 12.5 % del valor nominal en el lado de 34.5 kv se consideró el control del cambiador de derivaciones para regular con carga de voltaje en media tensión (34.5 kv) a un valor cercano a 1 p.u. con esto se trató de mantener en las terminales de los aerogeneradores un valor cercano a 1 p.u (lado 690 V) para todas las condiciones de operación.

Para los cables de potencia de 34.5 kv se consideraron los valores de la resistencia (R) reactancia (x) y susceptancia (B).

En el software de simulación PSS/E se incluyeron los modelos de los 16 aerogeneradores (1.8 MW cada uno), donde todos recibirían un punto de ajuste (set point) en cuanto a su generación de potencia reactiva (fp), el cual es igual para todos y es enviado por un regulador automático de voltaje del parque (automatic voltaje regulator AVR) El control mide los parámetros de voltaje y corriente en el punto de interconexión y en base a esto tomar las acciones de control correspondientes.

Se confirmó para este estudio que el punto de interconexión es en la SE Arriaga por lo tanto, en las simulaciones de esta revisión, se incluyó la línea para cumplir con los requerimientos del código de red en el punto de interconexión.

No se consideraron consumos de energía en los aerogeneradores por concepto de servicios propios. El tap de los transformadores elevadores de cada aerogenerador 0.69/34.5 kv. Se mantuvo en 1 p.u en todas las simulaciones. Se consideró una capacidad de corto circuito en la SE Arriaga (115 KV) trifásico de 2371 A y monofásico de 1473 A.

Después de revisar un caso base se realizaron una gran cantidad de simulaciones para validez de todas las posibles condiciones de operación fueran factibles, de acuerdo a lo establecido en el código de red.

Se puso atención especial para revisar los casos de generación a capacidad nominal del parque cumpliendo con el rango de voltaje de 0.95 a 1.05 p.u y el rango de voltaje de factor de potencia 0.95 en adelanto o atraso lo anterior debido que a la curva de capacidad de reactivos de los aerogeneradores muestra que se tiene los límites de factor de potencia precisamente en la condición de generación máxima.

Capacidad de conducción de corriente

La capacidad de conducción de corriente (ampacidad) en cables de energía es un problema en transferencia de calor.

El calor es generado en el conductor (por corriente que pasa a través de este) en el aislamiento por estar sometido a un potencial eléctrico), en la pantalla metálica (por la corriente que pasa a través de ella cuando esta aterrizada en dos o más puntos) y en los ductos cuando estos son conductores (en caso de ser metálicos, por la corriente que pasa a través de ellos; o en caso de ser ferromagnéticos, por histéresis).

Este calor se debe a disipar el medio ambiente a través de las resistencias térmicas del cable y del medio que lo rodea. El calor que se genera está limitado por la temperatura máxima permisible de operación en el conductor determina la corriente que puede transmitir el cable. Para calcular las corrientes o intensidades que circulan por el sistema de 34.5 kv del parque eólico, se simuló una red en el cual se tuvieran las máximas posibles en base de la capacidad nominal del parque.

Software

Para el estudio desarrollado se utilizó el software siguiente: PSS/E Ver.32 SIEMENS PTI.

Flujos de potencia

En la tabla 1 se muestra un resumen de los casos de simulación planteados a capacidad nominal del parque eólico. Las simulaciones de cada uno de los casos se muestran en el anexo.

Tabla 1 resultados del caso base (100 % de generación)

caso	voltaje	Potencia activa	Potencia reactiva	Potencia aparente	Factor de potencia	perdidas	Camb. De deriv
#	[V]	[MW]	[MVAR]	[MVA]		[MW]	
1	1.05	28.437	-9.307	29.921	-0.950	0.363	1.0125
2	1.05	28.446	0.006	28.446	1.000	0.354	1.0625
3	1.05	28.425	6.516	29.162	0.975	0.375	1.0875
4	1.00	28.424	-9.305	29.908	-0.950	0.376	0.9750
5	1.00	28.442	0.000	28.442	1.000	0.358	1.0125
6	1.00	28.408	9.289	29.888	0.950	0.392	1.0500
7	0.95	28.431	-6.505	29.166	-0.975	0.369	0.9375
8	0.95	28.437	-0.049	28.437	1.000	0.363	0.9625
9	0.95	28.401	9.366	29.905	0.950	0.399	1.0000

De los resultados anteriores se observa que en todos los casos de las condiciones extremas simuladas, se cumple con los requerimientos del código de red. El elemento clave para tener un comportamiento adecuado en todas las condiciones de operación es el cambiador de derivaciones del transformador de potencia 115/34.5 kv el cual debe mantener el voltaje nominal en el bus de 34.5kv.

Con la ayuda del cambiador de derivaciones, se tiene la posibilidad de mantener el voltaje en terminales de cada aerogenerador dentro de su condición de generación o absorción

de reactivos máxima, sin la necesidad de salir de servicio por llegar al límite de su rango de operación (0.9 p.u. a 1.1 p.u en 690v).

Solamente en los casos simulados de generación de potencia reactiva máxima, se requirió la adición de la totalidad de los pasos del banco de capacitores (3.6 MVAR para los casos 6 y 9 y 1.8 MVAR para el caso 3). En los demás casos la capacidad de generación de potencia reactiva de los aerogeneradores es suficiente para cumplir con los requerimientos de la CFE.

Con lo anterior se concluye que la compensación de reactivos es correcta y suficiente para el parque eólico. El criterio de control se utiliza en el parque eólico debe considerar, en primera instancia, la capacidad de controlar el factor de potencia por parte del regulador automático de voltaje en el punto de interconexión (SE Arriaga), el cual definirá el mejor valor de referencia (set point) enviado a los aerogeneradores, y solamente para los casos donde el control indique que ya no es posible la regulación de factor de potencia con los aerogeneradores, entonces se requerirá la entrada del bancos de capacitores .

Por otra parte el control del cambiador de derivaciones del transformador de potencia (230/34.5 KV) bajo carga debe configurarse para mantener el voltaje en el lado de 34.5 KV cercano a un valor de referencia de 1 p.u (34.5 kv). Respecto a las perdidas estas se encuentran entre 353 y 399 KW para las condiciones de capacidad nominal simuladas. Otro caso importante de mencionar es cuando se tiene generación nula por parte de los aerogeneradores, es decir cuando no hay viento o demasiado bajo para tener generación.

En dicha corrida se observa que el efecto capacitivo de los cables provoca una generación de reactivos de 1.2 MVAR en el lado de alta del transformador 115/34.5 kv. Con la inclusión de la línea de la SE Chiapas a SE Arriaga dentro del circuito eléctrico del parque eólico, la generación de potencia reactiva en el punto de interconexión es de 1.7 MVAR aun voltaje supuesto de 1.05 p.u en esta situación, la potencia reactiva generada desde el parque eólico ya no se considera despreciable dentro de la integración del factor de potencia medido para la facturación del parque.

La condición anterior sería únicamente cuando se tuviera un valor de cero generaciones por parte de los aerogeneradores, pues a medida que están aumentando su generación se tiene cierta capacidad de absorber potencia reactiva.

Finalmente se hace una observación relacionada al mantenimiento y vida útil del cambiador de derivaciones, ya que parte importante de la solución del control de potencia reactiva tiene que ver con su regulación de voltaje en el bus de 35.5 kv en el manual de transformador marca IEM se tienen los siguientes párrafos:

Sustitución de los contactos del cambiador de derivaciones, En la placa de características del cambiador de tomas en carga se indica la vida útil prevista de los contactos de reposo del selector de carga a la carga nominal.

Los contactos pueden soportar un gran número de maniobras de conmutación. En el caso de los transformadores de potencia normales, el selector de carga efectúa unas 20 maniobras diarias, lo que significa que normalmente no será necesario cambiar los contactos en toda la vida útil del transformador.(en el caso de los cambiadores de tomas en

carga montados en transformadores de horno, el número de maniobras puede ser considerablemente mayor).

Precaución. El número de maniobras no debe exceder en ningún caso de 500,000 pues la tensión de los resortes de los contactos de debilitaría. De lo anterior, se sugiere que se lleve una estadística en el parque eólico en cuanto al número de operaciones diarias del cambiador de derivaciones, con la finalidad de proveer mantenimiento adecuado a dicho equipo y evitar posibles fallas en el sistema.

Capacidad de conducción de corriente

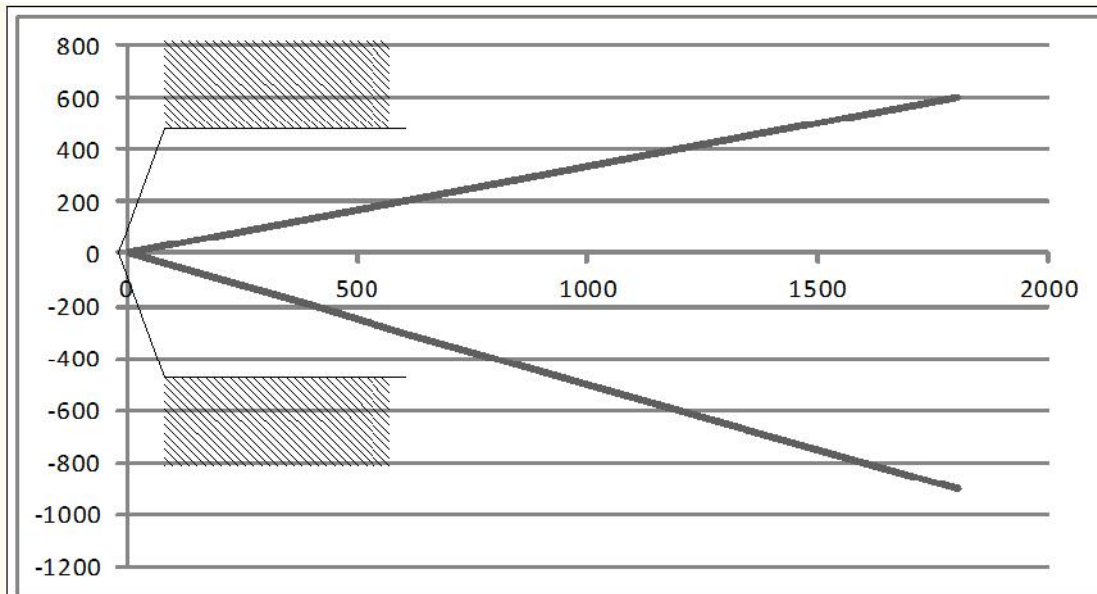
En la tabla 2 se muestra la comparación de la ampacidad de referencia calculada por el fabricante, contra los valores de corrientes máximas (I_{max}) obtenidos de la simulación de uno de los casos más críticos, se muestra una corrida de los valores de corriente que se obtuvieron para dicho caso.

De acuerdo con la comparación realizada, todos los conductores dentro del P.E se encuentran dentro de los valores nominales de intensidad de corriente, por lo tanto no deben presentar problema alguno durante su operación.

Tabla 2. Verificación de ampacidad

Del bus	Al bus	Distancia (m)	Calibre (kcmil)	Ampacidad (A)	I_{max} (A)	Capacidad (%)	Paso (/x)
200	204	539.70	4-0	230	123.0	53.5	
200	207	1212.75	500	370	215.4	58.2	
200	212	3031.35	250	250	154.0	61.6	
201	202	300.30	4/0	230	30.7	13.3	
202	203	320.25	4/0	230	61.5	26.7	
203	204	300.30	4/0	230	92.2	40.1	
205	206	359.10	4/0	230	30.7	13.3	
206	207	556.50	4/0	230	61.5	26.7	
207	208	1675.00	4/0	230	122.5	53.4	
208	209	307.65	4/0	230	91.8	36.7	
209	210	304.50	4/0	230	61.2	26.6	
210	211	476.70	4/0	230	30.6	13.3	
212	213	391.65	4/0	230	122.5	53.3	
213	214	396.90	4/0	230	91.8	39.9	
214	215	367.50	4/0	230	61.2	26.6	
215	216	355.95	4/0	230	30.6	13.3	
Cable en torres		105.00	70 ₃ mm ²	215	30.6	14.2	

Curva de capacidad de reactivos de aerogeneradores.



En este informe se encuentra en el estado de Chiapas en México. Que se compone de 16 unidades de -1.8 MW VCSS con potencia de salida nominal de 28,8 MW cada turbina suministrará energía al parque a través de transformadores elevadores conectados a uno de los tres radiales 34.5 alimentadores kv.

Toda la energía fluye a través de los alimentadores en el bus de 34,5 kv conectado a la parte baja de un transformador de 24/30 MVA (ONAN / ANAF) 115/34.5NKV OLTC. Una línea aérea de 9 kilómetros luego conecta el lado de AT del transformador principal de la PCC situado en Chiapas Arriaga.

Panorama general del informe

Se proporciona la información clave sobre el parque propuesto, así como un resumen de las cláusulas contenidas en el código de red que se refieren específicamente a la ejecución de la WPP. Una breve descripción de las herramientas de simulación utilizados para obtener los resultados también está disponible en esta sección.

Se da los detalles del diseño del circuito principal y el diagrama de una sola línea eléctrica resultante del WPP. El capítulo presenta los resultados de los análisis de flujo de potencia unidades realizadas diferentes escenarios, y demuestra el rendimiento de estado estable. El capítulo obtiene los resultados de los análisis de nivel de fallo en condiciones estables.

Este capítulo también proporciona las corrientes de rotura observados en diferentes puntos de conexión en el WPP, que permiten la selección de la apartamiento. Resultados del estudio LVRT transitorios se presentan en el capítulo, el informe termina con un resumen del cumplimiento de cuadrícula.

Diseño del circuito principal

Diseño del sistema colector wpp

El diagrama unifilar de WPP fue proporcionada en los datos de entrada del proyecto. En base a esta información se modeló el sistema colector 34,5 kv.

El dimensionado del cable

El cable de datos del sistema colector se da en las tablas siguientes.

Tabla 3.1: 35 kv información del cable

Descripción del cable	de un solo núcleo, aluminio (Al) Conductores 34.5 kv, cable XLPE
Datos del cable	Consulte la tabla 3.2
Factor de calificación	Consulte la tabla 3.4
Detalles del entierro	Establecido directa en terreno
profundidad	1.1 m

Tabla 3.2: 35 kv datos de impedancia del cable

Tipo de cable	R (ohm/km)	X (Ohm/km)	R0 (Ohm/km)	X0 (ohm/km)	C (Uf/km)	Clasificación de corriente (A)	Isc para 1seg (KA)
4/0 mcm	0.3453	0.1548	1.111	0.4229	0.20536	209	9.95
250 mcm	0.2917	0.1513	0.9612	0.3444	0.21539	228	11.79
500 mcm	0.1475	0.1386	0.202	0.1766	0.27963	324	23.49

Tabla 3.3: 115 kV línea aérea

Tipo OHL	R (ohm/km)	X (Ohm/km)	R0 (Ohm/km)	X0 (ohm/km)	C (Uf/km)	Clasificación de corriente (A)	Isc para 1seg (KA)
795 CONDO R	0.08783	0.4141	0.3951	1.597	0.00981	963	46.43

Tabla 3.4: 34.5 kv factor de corrección por cable

Temperatura del suelo		Profundidad de poner		Factor de grupo		Resistencia de Termal	
Temperatura de la tierra (c°)	Corr. factor	Profundidad de poner (m)	Corr. factor	Número de circuitos	Corr. factor	Resistencia de Termal (°cm/w)	Corr. factor

10	1.11	0.8	1.0	1	1.0	0.7	1.23
15	1.07	1.0	0.98	2	0.85	1	1.07
20	1.04	1.1	0.972	3	0.77	1.2	1.0
25	1.0	1.25	0.96	4	0.72	1.5	0.91
30	0.96			5	0.69	2	0.88
				6	0.66		
				7	0.64		
				8	0.63		
				9	0.62		

Resultados de los estudios de flujo de potencia

Se realizaron estudios de flujo de potencia durante nueve escenarios que consideran los tres voltajes PCC (1.0, 0.95, 1.05 pu) y tres factores de poder del PCC (UPF 0,9 ind, 0,95 CAP). En todos los casos anteriores la posición OLTC estaba cerrada con llave y el WPP se hace funcionar a máximo nivel de generación de potencia activa.

Los resultados detallados de simulación se presentan en la sección 9.4 un resumen de todos los escenarios, junto con los resultados más importantes se da en la Tabla 4.2. El rendimiento de la Chiapas WPP es aceptable sobre las gamas completas de tensión operativa y la potencia reactiva establecidos por el código de la red.

Tabla 4.2: Resumen de los escenarios de flujo de potencia para WPP

Escenario	V _{pcc}	PF of WPP at PCC	P _{pcc} (MW)	Q _{pcc} (MVar)	Reactivo Comp. (MVar)	Carga máxima de cable por cable y nombre	tensión máxima (pu) y Nombre del bus	Tensión mínima (pu) y Nombre bus	Suma Q de los aeros	OLTC	OLTC posición TRAFOS
A	1.00	UPF	28.21	0	0	77.11-cable12_34 kv bus	1.02-WTG16LV	1.00-34KVBUS	4.14	ON	1
B	1.00	0.95 cap	28.17	9.47	4.81	79.53-cable12_34 kv bus	1.04-WTG16LV	1.00-34KVBUS	9.47	ON	4
C	1.00	0.95 ind	28.19	-9.47	0	78.85-cable12_34 kv bus	1.01-WTG16HV	0.99-WTG04LV	-5.06	ON	-2
D	0.95	UPF	28.21	0	0	77.14-cable12_34 kv bus	1.02-WTG16LV	1.00-34KVBUS	4.21	ON	-3
E	0.95	0.95 cap	28.16	9.47	4.91	79.64-cable12_34 kv bus	1.04-WTG16LV	1.00-34KVBUS	9.47	ON	0
F	0.95	0.95 ind	28.18	-9.47	0	78.70-cable12_34 kv bus	1.01-WTG16LV	0.99-WTG04LV	-5.01	ON	-6
G	1.05	UPF	28.22	0	0	77.08-cable12_34 kv bus	1.02-WTG16HV	1.00-34KVBUS	4.07	ON	5

H	1.05	0.95 cap	28.17	9.47	4.71	79.43-cable12_34 kv bus	1.04-WTG16L V	1.00-34KVBUS	9.47	ON	8
I	1.05	0.95 ind	28.19	-9.47	0	79.00-cable12_34 kv bus	1.01-WTG16L V	0.99-WTG04L V	-5.1	ON	2

Resumen de los resultados

Los escenarios considerados en las secciones anteriores proporcionan una mejor comprensión de la operación completa de la WPP mucho con la carga de cable, tensión máxima y mínima.

Niveles de tensión de bus. Las tensiones de barra están variando entre 0,99 pu a 1,04 pu, que están dentro de los límites permitidos.

Cable de carga del sistema colector

De los resultados anteriores se puede afirmar que la carga de cable estaba dentro de las clasificaciones en todas las condiciones de funcionamiento de estado estacionario. La carga máxima de los cables se encuentra para ser 12_34KVBUS de cable que puede alcanzar 79,64% cuando la tensión de PCC es 0,95 pu y PF es 0,95 caP (escenario E).

Reactiva la clasificación por calibres de compensación de energía

La función del dispositivo de compensación de potencia reactiva es mantener todas las tensiones de la barra dentro del rango permitido y también para satisfacer la potencia reactiva (factor de potencia) requisito en el PCC.

En este proyecto, se proponen para ser instalado en el lado de 34.5 kV del transformador principal de los dispositivos de compensación. De acuerdo con los estudios de flujo de potencia, se necesita 5 MVAR de compensación de potencia reactiva capacitiva adicional para cumplir con el requisito de potencia reactiva en el PCC.

Pq carta en pcc

El gráfico PQ del WPP se ha generado en el PCC y en comparación con los requerimientos del código de red para mostrar cualquier dé. el flujo de carga se resuelve en diferentes niveles de potencia de despacho y se observa la capacidad de potencia reactiva correspondiente en el PCC . Las variaciones de tensión en la capacidad de potencia reactiva de PCC y de la turbina también se consideraron en el cálculo.

Figura 4-1 muestra el PCC en diferentes niveles de tensión junto con los requisitos de la GC sin los 5 bancos de condensadores MVAR. La trama de la GC muestra el rango requerido de salidas P y Q que el WPP debe ser capaz de cumplir. También se muestra el diagrama PQ de ficción con 16 aerogeneradores conectados en el mismo punto. Se puede ver claramente que los requisitos Gc no se cumplieron sin compensación porque el WPP no puede operar en todos los puntos especificados por el GC. La capacidad real es menor que la requerida y por lo tanto se necesita un equipo de compensación.

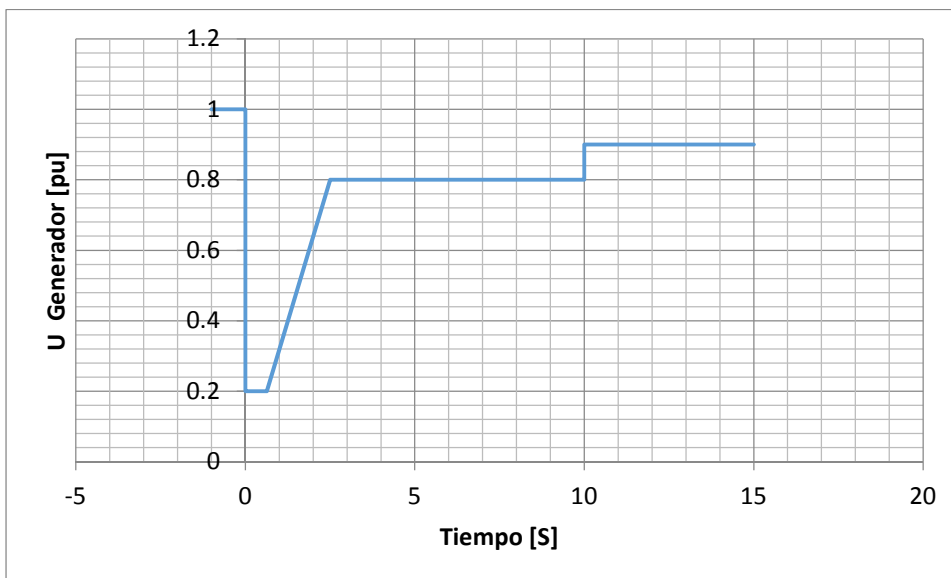
Estudio en corto

El objetivo principal del análisis de cortocircuito de la WPP es para determinar los niveles de fallo Máximo en lugares de bus de la WPP para el propósito de la selección de equipos. La herramienta de simulación de fábrica de potencia se utiliza para los cálculos de cortocircuito los diferentes niveles de cortocircuito se calcularon utilizando el procedimiento de cálculo IEC - 60909.

Supuestos y modelado enfoque

Supuestos

- 1) los estudios presentados en este capítulo son de estado estacionario y no modelan cualquier transitorio del sistema causadas por fallas de conmutación o cualquier cambio en la red.
- 2) impedancias de fallo se supone que son cero en todos los estudios de corto circuito.
- 3) se supone que el tiempo de apertura del interruptor a ser de 60 ms para el cálculo de la corriente de corte simétrico (I_b) y la falta de compensación de tiempo de 1 segundo es considerado para el cálculo del equivalente térmico de la corriente de cortocircuito (I_{th}).



Enfoque de modelado

- 1) un modelo equivalente generador síncrono se utiliza para representar el aerogenerador en los estudios de fallo.
- 2) el transformador WTG se modeló como un dos transformador arrollamiento normal con respectivas impedancias al descuidar la conexión terciaria.
- 3) ninguna de las capacitancias de cable o admitancias de derivación se considera para el cálculo excepto para la impedancia de secuencia cero.

Las variables de cortocircuito

A continuación se indican las principales variables consideradas para el análisis de cortocircuito

Tabla 5.1: Lista de los análisis de corto circuito se da a continuación.

parámetros	contribución de la red (MVA)	potencia conectada del wpp (mva)
máximo	476.25	28.8

Los resultados del estudio de cortocircuito

Los resultados que se presentan a continuación son para condiciones de nivel de cortocircuito máximos. La contribución de fallo máximo se considera de la red y de todas las turbinas de viento.

Stand 3-ph y 1-ph a tierra fallas se realizaron en todos los buses dentro de la WPP. Los resultados de las corrientes de falla para fallas de 3 hp se muestran en la fuente de referencia de error que no se encuentra. Y la línea de fallas a tierra en buses individuales en la fuente de referencia de error no encontrado. Sección 9.5 de la corriente de falla de fase 3 máximos a través de cables y la falla cables Capacidad de resistencia se muestra en la tabla 9-19 en la sección 9.5.

Los niveles máximos de pérdida prevista para el WPP se presentan a continuación.

Tabla 5.2: niveles de fallos máximos en varios buses en el wpp

NOMBRE DEL BUS	VOLTAJE (KV)	Evaluación CB		corriente de falla trifásica				corriente de falla a tierra			
		Rotura (KA)	Hacer (KA)	lb (60ms) (KA)	PICO (KA)	Lb (%)	Lp (%)	lb (60ms) (KA)	Pico (KA)	lb (%)	lp (%)
00pcc	115	20	51	2.88	6.30	14	12	3.14	6.83	16	13
115KVbus	115	20	51	2.63	5.79	13	11	2.86	6.26	14	12
34KVbus	34.5	20	51	5.36	13.39	27	26	0.99	2.33	5	5
WTG12HV	34.5	20	51	4.85	10.56	24	21	0.96	1.99	5	4
WTG13HV	34.5	20	51	4.78	10.22	24	20	0.95	1.95	5	4
WTG14HV	34.5	20	51	4.70	9.87	23	19	0.95	1.91	5	4
WTG15HV	34.5	20	51	4.62	9.54	23	19	0.94	1.87	5	4
WTG16HV	34.5	20	51	4.34	8.66	23	10	0.94	1.32	5	4
WTG07HV	34.5	20	51	5.21	12.68	26	25	0.98	2.26	5	4
WTG06H	34.5	20	51	5.10	11.8	25	23	0.97	2.15	5	4

V					7						
WTG05H V	34.5	20	51	5.02	11.3 6	25	22	0.97	2.09	5	4
WTG11H V	34.5	20	51	4.81	10.3 6	24	20	0.96	1.97	5	4
WTG10H V	34.5	20	51	4.71	9.94	24	19	0.95	1.92	5	4
WTG09H V	34.5	20	51	4.65	9.66	23	19	0.95	1.88	5	4
WTG08H V	34.5	20	51	4.58	9.37	23	18	0.94	1.85	5	4
WTG04H V	34.5	20	51	5.25	12.6 2	26	25	0.98	2.23	5	4
WTG03H V	34.5	20	51	5.19	12.2 0	26	24	0.98	2.18	74	70
WTG04LV	0.69	42	107	35.65	86.0 4	85	80	31.17	75.23	74	70
WTG07LV	0.69	42	107	35.63	86.0 6	85	80	31.16	75.26	74	70
WTG03LV	0.69	42	107	35.63	85.8 9	85	80	31.16	75.12	74	70
WTG02LV	0.69	42	107	35.60	85.7 1	85	80	31.15	74.99	74	70
WTG06LV	0.69	42	107	35.60	85.7 6	85	80	31.14	75.03	74	70
WTG01LV	0.69	42	107	35.58	85.5 4	85	80	31.14	74.85	74	70
WTG05LV	0.69	42	107	35.57	85.5 5	85	80	31.13	74.87	74	70
WTG12LV	0.69	42	107	35.51	85.1 8	85	80	31.10	74.60	74	70
WTG11LV	0.69	42	107	35.50	85.0 8	85	79	31.09	74.52	74	70
WTG13LV	0.69	42	107	35.49	85.0 1	84	79	31.09	74.47	74	69
WTG10LV	0.69	42	107	35.47	84.8 5	84	79	31.08	74.35	74	69
WTG14LV	0.69	42	107	35.46	84.8 2	84	79	31.07	74.33	74	69
WTG09LV	0.69	42	107	35.44	84.7 0	84	79	31.07	74.24	74	69
WTG15LV	0.69	42	107	35.43	84.6 3	84	79	31.06	74.18	74	69
WTG08LV	0.69	42	107	35.42	84.5 3	84	79	31.05	74.10	74	69
WTG16LV	0.69	42	107	35.41	84.4 3	84	79	31.05	74.03	74	69

Los niveles de fallo potenciales están dentro del 85% de la calificación de la centralita como se muestra en la tabla anterior

1.6 resumen de resultados

Resumen de los resultados.

Para el nivel de falla máximo potencial calculado la calificación de los interruptores principales se ha dado anteriormente. El 34,5 kv CB en la subestación de WPP y la HV CB de los aerogeneradores requieren interruptores que tengan una calificación mínima de 20 KA descanso. El LV CB'S debería tener una calificación de 42 kA.

Los estudios confirman que los cables seleccionados era aptas para su realización la corriente de fallo durante 1 segundo.⁸⁹

Estudio de transitorios

El objetivo de los estudios transitorios es investigar la respuesta de WPP bajo un conjunto definido de disturbios como LVRT y FRT. La transformación del WPP determinará si se requiere ningún tipo de compensación reactiva adicional.

Requisitos del código red

Tabla 6.1 contiene los límites de funcionamiento en condiciones transitorias que deben cumplirse por el Chiapas WPP con el fin de cumplir con el código de la red.

Requisitos del código de tabla 6.1 Tabla de actuación transitoria.

código	Sección del código de la red	especificaciones
Falla a través de la capacidad	Seg. 5.5	mantenerse en contacto para el perfil dado en la figura 6-1

Supuestos y enfoque de modelado

Los escenarios analizados en el presente informe son las siguientes

Escenario A

Este escenario está destinado a confirmar que el WPP es capaz de permanecer conectado en virtud de perfil bajo tensión de la red condición .el LVRT tal como se define en la figura 6-1 se aplica en el PCC y el rendimiento de cada turbina eólica se controla. si la tensión de estator de la turbina está por debajo de la curva de la figura capacidad LVRT garantía turbina 9-1 la turbina puede tropezar. En estos casos se requiere dispositivo de compensación de potencia reactiva adicional para mejorar la tensión del terminal WPP y eliminar los eventos de disparo.

Escenario lvrt b (frt)

En el escenario se aplica un conjunto de fallas 3-ph en el PCC. La tensión del estator de la turbina se controla y se asegura que todas las turbinas podrían permanecer conectados durante la falla, y recuperar la potencia activa en los plazos indicados por el código de la red.

Tabla 6.2 resume los casos que se llevan a cabo para las simulaciones LVRT y FRT.

Tabla resumen 6.2 caso de simulación para el Chiapas WPP

escenario	Caso N°	Falla en PCC
Escenario A	Caso 1	CURVA LVRT controlada como en la figura 6-1
Escenario B	Caso 2	TENSION DIP A 0.90 PU PARA 0.15 S
Escenario B	Caso 3	TENSIÓN DIP A 0.15 PU PARA 0.30 S
Escenario B	Caso 4	TENSION DIP A 0.80 PU FOR 3.00 S

Supuestos

El modelo de aerogenerador PSCAD requiere un poco de tiempo para la inicialización, por tanto, las alteraciones en todos los casos de simulación comenzó a los 6 segundos. El paso de tiempo de simulación utilizado es de 50 μ s.

Supuestos de agregación

El modelo PSCAD del Chiapas WPP agrega las turbinas en cada alimentador utilizando el método descrito en [11], lo que puede dar el nivel correcto de las pérdidas de potencia. Agregación se realiza para reducir el tiempo necesario para los estudios de simulación que se describen en la tabla 6.2 a un nivel realista. La referencia de potencia activa (pref) a los aerogeneradores se ha fijado en 1,8 MW para satisfacer la potencia activa máxima de 28,8 MW en el PCC.

La red se modela como una fuente de tensión en serie con impedancia de la fuente equivalente. La impedancia de la fuente se ha determinado a partir del nivel de cortocircuito mínima de 476,25 MVA y relación X / R de 4,17529 a partir de los datos facilitados.

En este estudio se aplicaron una serie de fallas 3-ph con diferentes tamaños de inmersión y las duraciones de falla en el PCC. El nivel de tensión residual y la duración se determinaron en la curva LVRT como se muestra en la figura 6-1 el tamaño de inmersión detallada y la duración de los casos específicos también se resumen en la figura 6-2.

La red se modela como una fuente de tensión en serie con la impedancia de la fuente equivalente se ha determinado a partir del nivel de cortocircuito mínima de 476,25 MVA y relación X / R de 4,17529 a partir de los datos facilitados.

En este estudio se determinaron una serie de fallas 3-ph con diferentes tamaños de inmersión y las duraciones de fallo basado en la curva de LVRT como se muestra en la figura 6-1 el tamaño dip detallada y la duración de los casos específicos también se resumen en la figura 6-2.

Modelos de componentes

Aerogeneradores.

El V90-1.8 MW de Vestas modelo VCSS PSCAD II fue utilizado para representar turbinas estén individuales listos modelo de usar incluye cuchilla, tren de transmisión y modelos sub parciales maquinas convertidor, así como los diversos bloques de control, protecciones y mediciones. Todos los controles se reproducen en este modelo con la excepción de las señales de conmutación en el convertidor. Para disminuir el tiempo de simulación del convertidor del rotor se ha modelado como una fuente de tensión media.

Cables

Cables son modelos como el modelo de pi. Modelo proporciona una representación simplificada y precisa para la frecuencia fundamental. Utiliza agrupados R, L, C con elementos del acoplamiento mutuo tres fases representadas: parámetros de cable y longitudes se obtuvieron de los datos presentados en el apéndice II-COLLE...

Transformador principal

El transformador principal se modeló como un transformador 2-devanado. Sinuoso impedancias, el método de conexión a tierra modo de conexión se da en el capítulo 3.

Red

La red se modela como una barra infinita con perfil de tensión controlada en un escenario. Sin embargo, en el escenario B se modela como una fuente de tensión en serie con la impedancia equivalente, referirse a los datos del sistema que figuran en el capítulo 2.

Escenario 1

Tabla 9-17. Resultados de carga de cable en el escenario 1

Nombre	CORRIENTE NOMINAL (A)	CORRIENTE ACTUAL (A)	SOBRECARGA (%)	PERDIDA DE POTENCIA ACTIVA(MW)	PERDIDA DE POTENCIA REACTIVA
Cable 12_34KVBUS	193.595	152.937	78.999	0.062	-0.261
Cable07_34KVBUS	275.108	213.953	77.770	0.025	-0.129
Cable 04_34KVBUS	177.462	123.137	69.388	0.008	-0.046
Cable11_07	177.462	122.490	69.023	0.033	-0.184
Cable13_12	177.462	122.349	68.944	0.006	-0.034
Cable03_04	177.462	92.363	52.047	0.003	-0.026
Cable10_11	177.462	91.923	51.799	0.004	-0.042
Cable14_13	177.462	91.786	51.721	0.003	-0.035
Cable02_03	177.462	61.610	34.718	0.001	-0.029
Cable06_07	177.462	61.570	34.694	0.002	-0.050
Cable09_10	177.462	61.312	34.550	0.001	-0.028

Cable15_14	177.462	61.229	34.503	0.001	-0.034
Cable01_02	177.462	30.861	17.390	0.000	-0.027
Cable05_06	177.462	30.851	17.384	0.000	-0.033
Cable08_09	177.462	30.713	17.307	0.000	-0.028
Cable16_15	177.462	30.680	17.288	0.000	-0.033
0oHL	963	142.936	14.843	0.048	-0.258

Table 9-18 bus voltage profile in scenario I

nombre	Voltaje nominal (kv)	Voltaje actual (pu)	nombre	Voltaje nominal (Kv)	Voltaje Actual (pu)
115KVBUS	115	1.049	34KVBUS	34.5	0.997
WTG16BUSHV	34.5	1.005	WTG16LV	0.69	0.996
WTG15BUSHV	34.5	1.005	WTG15LV	0.69	0.995
WTG14BUSHV	34.5	1.005	WTG14LV	0.69	0.995
WTG13BUSHV	34.5	1.004	WTG13LV	0.69	0.995
WTG12BUSHV	34.5	1.003	WTG12LV	0.69	0.994
WTG11BUSHV	34.5	1.003	WTG11LV	0.69	0.993
WTG10BUSHV	34.5	1.004	WTG10LV	0.69	0.994
WTG09BUSHV	34.5	1.004	WTG09LV	0.69	0.994
WTG08BUSHV	34.5	1.004	WTG08LV	0.69	0.995
WTG07BUSHV	34.5	0.999	WTG07LV	0.69	0.989
WTG06BUSHV	34.5	0.999	WTG06LV	0.69	0.990
WTG05BUSHV	34.5	1.000	WTG05LV	0.69	0.990
WTG04BUSHV	34.5	0.998	WTG04LV	0.69	0.989
WTG03BUSHV	34.5	0.999	WTG03LV	0.69	0.989
WTG02BUSHV	34.5	0.999	WTG02LV	0.69	0.990
WTG01BUSHV	34.5	0.999	WTG01LV	0.69	0.990

Tabla 9-19 corrientes de cables para 3-ph en todos los buses (método IEC).

nombre	Lth (kA)	Falla de La capacidad de transporte de corriente (Ka)	nombre	Lth (kA)	Falla de La capacidad de transporte de corriente (Ka)
00hI	2.918	46.43	Cable 07_34KVBUS	5.713	23.49
Cable 12_34KVBUS	5.713	11.79	Cable 13_12	5.111	9.95
Cable 14_113	5.024	9.95	Cable 15_14	4.932	9.95
Cable 16_15	4.843	9.95	Cable 06_07	5.547	9.95
Cable 05_06	5.401	9.95	Cable 11_07	5.547	9.95
Cable 10_11	5.063	9.95	Cable 09_10	4.952	9.95
Cable 08_09	4.878	9.95	Cable 04_34KVBUS	5.713	9.95
Cable 03_04	5.583	9.95	Cable 02_03	5.507	9.95

Tabla 9-20 máxima corriente de cortocircuito de fallo 3-ph en todos los autobuses (IEC)

NOMBRE	Nom Vol (Kv)	Ip(KA)	Ikss (KA)	Lb(KA)	Lk(KA)	lth(KA)	X/R proporción
00pcc	115	6.299	2.899	2.88	2.899	2.918	4.682
115KVBUS	115	5.788	2.648	2.627	2.648	2.666	4.817
WTG12HV	34.5	10.556	5.083	4.849	5.083	5.111	3.838
WTG13HV	34.5	10.221	4.999	4.775	4.999	5.024	3.599
WTG14HV	34.5	9.873	4.909	4.696	4.909	4.932	3.369
WTG15HV	34.5	9.543	4.821	4.619	4.821	4.843	3.163
WTG16HV	34.5	9.215	4.733	4.542	5.733	4.753	2.969
WTG07HV	34.5	12.68	5.498	5.213	5.498	5.547	6.347
WTG06HV	34.5	11.866	5.362	5.097	5.362	5.401	5.111
WTG05HV	34.5	11.359	5.268	5.017	5.268	5.302	4.521
WTG11HV	34.5	10.364	5.037	4.809	5.037	5.063	3.695
WTG10HV	34.5	9.936	4.928	4.714	4.928	4.952	3.401
WTG09HV	34.5	9.657	4.855	4.651	4.855	4.878	3.223
WTG08HV	34.5	9.366	4.779	4.584	4.779	4.799	3.045
WTG04HV	34.5	12.62	5.537	4.253	5.537	5.583	5.948
WTG03HV	34.5	12.203	5.466	5.192	5.466	5.507	5.339
WTG02HV	34.5	11.756	5.384	5.123	5.384	5.421	4.788
WTG01HV	34.5	11.336	5.304	5.054	5.304	5.337	4.345
WTG12HV	0.69	85.176	35.513	31.468	35.513	35.919	8.077

Los factores de corrección utilizados en el cable subterráneo se resaltan en la tabla 3.4. Sobre la base de que el factor de reducción total del 34,5 kv es de 1,0. Para la línea aérea de 115 kv, el factor de reducción de potencia se considera 0,8491 (0,96 x 0,972 x 1,0 x 0,91).

Tomas de tierra neutral

En forma interconexión de redes, no hay ningún requisito especial en el sistema de puesta a tierra neutral. Por tanto, un sistema de puesta a tierra de forma predeterminada, Vestas se aplicó para este proyecto. En el lado de alta tensión del transformador principal el neutro está sólidamente conectado a tierra. El lado de baja tensión del transformador principal, que es el delta conectado, también se pone a tierra de un transformador de puesta a tierra.

El transformador de puesta a tierra fue diseñado para limitar la corriente de fallo a tierra en la barra colectora sistema de colector a 1000 A. la técnica de datos principal se da a continuación.

Parámetro	Valor	Unidad
Corriente nominal de corto tiempo	1000	A
Corriente de cortocircuito nominal	10	Segundos
Número de fases	3	

Conexión	ZN (Zig-Zag)	
Tensión nominal	34.5	Kv
Impedancia externa	19.0	Ohm/ph

Datos del transformador principal

El transformador principal WPP está conectada a la CCP mediante a 9 km en 115 kV línea aérea. El transformador trifásico, aceite de dos devanados sumergido con el conmutador bajo carga. El transformador será una instalación al aire libre en la subestación. Los parámetros de correo se resumen en la siguiente tabla.

parámetro	valor	Unidad
MVA nominal de tap nominal	24/30	MVA (ONAN/ONAF)
tensión primaria	115	kV
tensión secundaria	34.5	Kv
grupo vectorial	YNd11	
SEQ positivo. tensión sc	11.25	%
pérdidas en el cobre	140	kW
Pérdidas en vacío	13.12	Kw
puntee Dispositivo de cambio	En carga	
posición del cambiador de tomas	HV	
tensión adicional por toma	1.25	%
OLTC rango de posición de toma	-10 a 10	Igual a + - 12.5 % de tensión
cambiador de tomas en posición nominal	0	
corriente de entrada	Aplicación 6 veces la corriente nominal	

Diagrama unifilar

El diagrama unifilar eléctrico del WPP con todos los componentes principales se da en la sección 9.3. Este diagrama es necesario construir el modelo de simulación para los estudios de la red, en las siguientes secciones, se presentan un conjunto de estudios de la red. El circuito y los componentes principales propuestos fueron verificadas a través de estos estudios.

Estudio del flujo de energía

Una serie de escenarios fueron modelados en el análisis de flujo de energía. Los objetivos primordiales de estos escenarios fueron los siguientes.

- 1) Determinar el efecto de las variaciones de tensión de red en los niveles de voltaje WTG del bus.
- 2) Para determinar la carga de los cables en el WPP y verificar los tamaños de cable seleccionados.

- 3) Para determinar el tamaño requerido de los equipos de compensación para cumplir los requisitos de GC
- 4) Para los cálculos de las pérdidas de la WPP en diferentes condiciones de operación.
- 5) Otorgar carta de capacidad máxima potencia reactiva disponible de la WPP.

La herramienta de simulación PowerFactory DigSILENT's fue utilizada para llevar a cabo los estudios de flujo de potencia. El algoritmo de flujo de potencia Newton-Raphson con ecuaciones de energía fue elegido para resolver el flujo de energía.

Los requisitos del código de red

Tabla 4.1. Contiene los límites de operación bajo condiciones de flujo de potencia de estado estacionario que deban cumplirse por el WPP Chiapas con el fin de cumplir con el código de red.

Artículo	Sección de código de cuadrícula	especificación
Rango de tensión de PCC	Sec. 4.1	Límites de funcionamiento: 0.95 pu-1.05 pu
Capacidad reactiva en la PCC	Sec. 4.1	0.95 cap/0.95 ind

Supuestos y enfoque de modelado

Supuestos

- 1) La turbina eólica se supuso para ser operado en conexión delta en el gráfico de PQ.
- 2) Un sistema SCADA se asumió para dar señales de referencia de Q para cada turbina.
- 3) Los estudios presentados en este capítulo son de estado estacionario y no modelan cualquier transitorio del sistema causadas por fallas, conmutación y cualquier otro cambio en la red.

Enfoque de modelado

- 1) Todos los buses de aerogeneradores fueron considerados como los buses PQ dentro de los límites de potencia reactiva de acuerdo con el diagrama PQ. La señal Q fue dada por el SCADA dependiendo del modo de operación y en el PCC requerimiento.
- 2) El PCC fue elegido como un bus de holgura en el algoritmo de flujo de potencia. Fue modelado como una rejilla externa típica en PowerFactory.
- 3) El cable en el interior del aerogenerador (conexión del cable entre la góndola y la fundación) no fue considerado en el estudio.
- 4) El transformador del aerogenerador se modeló como sus dos devanados del transformador normal con respectivas impedancias despreciar la conexión terciaria.

- 5) Se utilizaron los modelos de flujo de carga PowerFactory defecto para cables 34.5 kv y también para el transformador principal.

Estrategia de conmutación banco de capacitores

El Chiapas WPP, la conmutación del banco de condensadores de tres (1 +) será controlado por un RPM. Un límite superior e inferior de la potencia reactiva total del aerogenerador del determinará si se necesita una batería de condensadores que ser cambiado en o fuera conmutada. Se desea que el aerogenerador de estarán operando en un nivel tal que suficiente potencia reactiva está disponible para la acción dinámica, por ejemplo, durante la falla viajar a través.

Si el total de aerogeneradores Q es mayor que el límite superior, el aerogenerador de están operando en modo capacitivo y una batería de condensadores se deben poner en, eliminando así la carga Q del aerogenerador de. Si el total de aerogeneradores Q es menor que el límite inferior, los aerogeneradores de están absorbiendo demasiada energía reactiva que tampoco es deseable. Un condensador tiene que ser cambiado a cabo para evitar la absorción de demasiada potencia reactiva.

El límite superior se establece en 0 MVAR y el límite inferior a -2,5 MVAR. El rango total, 2.3 MVAR es más de la conmutación en la potencia reactiva, 2 MVAR, con el fin de dar cuenta de sobretensión en la barra de distribución capbank y errores en la medición; y para evitar falsos disparos de un cambiado recientemente en capbank

La figura muestra la conmutación banco de capacitores del Chiapas WPP cuando UOF se mantiene a PCC. Un banco de capacitores 1 MVAR ya está conectado al inicio de la simulación. A medida que el pre aerogeneradores alcanza 1.1827 MW, la producción total Q de alcance 0 MVAR del aerogenerador, que es el límite superior.

Una banco de capacitores 2 MVAR cambia en y desde la UPF se mantiene PCC y, la producción total de aerogeneradores Q del aerogenerador de caerían a - 2 MVAR límite inferior. A medida que aumenta la Pref, Q pérdidas en el sistema de WPP también aumenta, por lo tanto más Q es suministrada por el aerogenerador de. Cuando el alcance 1.6298 MW, la Q total del aerogenerador de nuevo llega a 0 MVAR y el segundo banco de capacitores 2 MVAR se conecta el total de aerogeneradores Q vuelve a bajar hasta -2 MVAR. A plena carga

Tabla de conformidad resumen

Tabla 7.1. Repite la tabla s.1, que ofrece un resumen de transformación para el parque eólico Chiapas WPP, y evalúa cada criterio establecido por el código de la red.

la tabla 7.1: Resumen de los resultados de cumplimiento de cuadrícula Chiapas WPPs

artículo	sección de código de red	especificación	desempeño observado	
Rango de tensión de PCC	Sec. 4.1	límites de funcionamiento: 0.95 pu - 1.05 pu	Tensión en el sistema de WPP varía entre 0.99 y 1.04 de la PU.	Si
capacidad reactiva en la PCC	Sec. 4.1	0,95 hab / 0,95 ind	WPP alcanza + / - 9,47 (0,95 hab / 0,95 ind) del factor de potencia con la ayuda de 5 MVAR de baterías de condensadores.	Si
Fallo paseo a través de Capacidad	Sec. 5.5	mantenerse en contacto para el perfil dado en la figura 6-1	Todos los aerogeneradores se mantienen conectados a una caída de tensión tras el perfil que se muestra en la figura 6-1 y sin compensación de potencia reactiva adicional.	si

Apéndices

Apéndices i - Vestas V90-1.8 MW VCSS datos de turbinas eólicas

Aerogenerador V90-1.8 MW datos de rendimiento			
PARAMETROS	VALORES	DESCRIPCION	
Potencia de salida nominal	1.8 MW	a 690 V nivel	
frecuencia	60 Hz	rango de funcionamiento continuo	
Voltaje del estator	690 V	rango de funcionamiento continuo: 0.9-1.1 pu	
rango de factor de potencia en el terminal del estator Aerogeneradores	0.95 cap- 0.90 ind	Qcap(max)= 0.329 pu; Qind(max)=-0.484 pu;	
Curva de capacidad de garantía LVRT	Véase la figura 9-1 para obtener más información		
PQ gráfico de capacidad	Véase la figura 9-2 para obtener más información		
Parámetros del transformador de aerogeneradores			
parámetros	valores	unidad	descripción
3 fase de la potencia aparente nominal	2.1	MVA	
tensión primaria	34.5	KV	
tensión secundaria	0.69/0.48	KV	
Pérdidas en vacío	4.8	KW	
pérdidas en el cobre	16.5	KW	plena carga

seq positivo. tensión SC	8.621	%	Tolerancia de +/- 10%
Cero seq. SC tensión	7.759	%	
SEQ cero. Tensión SC (resistiva)	0.707	%	
cambiador de tomas	+/- 2 x 2.5	%	descargar
sin corriente de excitación de carga	0.4	%	
Conexión	Dyn5		
Corriente de entrada	6-10 veces la corriente nominal		

Desde bus	A BUS	TIPO DE CABLE	LON(Km)	R1(oh m)	X1(oh m)	C1(Uf)	R0(oh m)	X0(oh m)	I nominal	Falla la capacidad de conducción de corriente (Kv)
Aero12HV	34KVBUS	3x1x250mcm-34.5KV AI EPR	3.031	0.884	0.459	0.653	2.914	1.044	193.595	11.79
Aero13HV	Aero12HV	3x1x4/0mcm-34.5KV AI EPR	0.392	0.135	0.061	0.080	0.435	0.166	177.462	9.95
Aero14HV	Aero13HV	3x1x4/0mcm-34.5KV AI EPR	0.397	0.137	0.61	0.082	0.441	0.168	177.462	9.95
Aero15HV	Aero14HV	3x1x4/0mcm-34.5KV AI EPR	0.368	0.127	0.057	0.075	0.408	0.155	177.462	9.95
Aero16HV	Aero15HV	3x1x4/0mcm-34.5KV AI EPR	0.356	0.123	0.055	0.073	0.395	0.151	177.462	9.95
Aero07HV	34KVBUS	3x1x500mcm-34.5KV AI EPR	1.213	0.179	0.168	0.339	0.631	0.214	275.108	23.49
Aero06HV	Aero07HV	3x1x4/0mcm-34.5KV AI EPR	0.557	0.192	0.086	0.114	0.618	0.235	177.462	9.95
Aero05HV	Aero06HV	3x1x4/0mcm-34.5KV AI EPR	0.359	0.124	0.056	0.074	0.399	0.152	177.462	9.95
Aero11HV	Aero07HV	3x1x4/0mcm-34.5KV AI EPR	2.151	0.743	0.333	0.442	2.390	0.910	177.462	9.95
Aero10HV	Aero11HV	3x1x4/0mcm-34.5KV AI EPR	0.477	0.165	0.074	0.098	0.530	0.202	177.462	9.95

Aero09HV	Aero10HV	3x1x4/0mcm-34.5KV AI EPR	0.305	0.105	0.047	0.063	0.338	0.129	177.462	9.95
Aero08HV	Aero09HV	3x1x4/0mcm-34.5KV AI EPR	0.306	0.106	0.048	0.063	0.342	0.130	177.462	9.95
Aero04HV	34KVBUS	3x1x4/0mcm-34.5KV AI EPR	0.540	0.186	0.084	0.111	0.600	0.228	177.462	9.95
Aero03HV	Aero04HV	3x1x4/0mcm-34.5KV AI EPR	0.300	0.104	0.046	0.062	0.334	0.127	177.462	9.95
Aero02HV	Aero03HV	3x1x4/0mcm-34.5KV AI EPR	0.320	0.111	0.050	0.066	0.356	0.135	177.462	9.95
Aero01HV	Aero02HV	3x1x4/0mcm-34.5KV AI EPR	0.300	0.104	0.046	0.062	0.334	0.127	177.462	9.95

Resultados de flujo de potencia

Escenario a

NOMBRE	CORRIENTE NOMINAL (A)	CORRIENTE REAL (A)	CARGA (%)	PERDIDA DE POTENCIA ACTIVA (MW)	PERDIDA DE POTENCIA REACTIVA
Cable 12_34KVBUS	193.595	148.797	77.109	0.059	-0.264
Cable 07_34KVBUS	275.108	209.176	76.129	0.024	-0.130
Cable 04_34KVBUS 2	177.462	119.749	67.517	0.008	-0.046
Cable 11_07	177.462	119.105	67.294	0.032	-0.185
Cable 13_12	177.462	118.990	67.080	0.006	-0.034
Cable 03_04	177.462	89.787	50.616	0.003	-0.027
Cable 10_11	177.462	89.281	50.344	0.004	-0.043
Cable 14_13	177.462	89.207	50.297	0.004	-0.036
Cable 02_03	177.462		33.740	0.001	-0.020
Cable 06_07	177.462	59.803	33.740	0.002	-0.050
Cable 09_10	177.462	59.501	33.550	0.001	-0.028
Cable 15_14	177.462	59.446	33.524	0.001	-0.034
Cable 01_02	177.462	29.899	16.868	0.000	-0.028
Cable 05_06	177.462	29.879	16.861	0.000	-0.033
Cable 08_09	177.462	29.731	16.774	0.000	-0.029
Cable 16_15	177.462	29.700	16.760	0.000	-0.033
0OHL	963	141.654	14.710	0.048	-0.217

Tabla 9-2 Perfil de tensión de BUS en el escenario A

nombre	Tensión nominal	Tensión real	nombre	Tensión nominal	Tensión real
115KVBUS	115	1.002	34KVBUS	34.5	0.999
WTG16HV	34.5	1.007	WTG16LV	0.69	1.022
WTG15HV	34.5	1.007	WTG15LV	0.69	1.021
WTG14HV	34.5	1.007	WTG14LV	0.69	1.021
WTG13HV	34.5	1.006	WTG13LV	0.69	1.020
WTG12HV	34.5	1.005	WTG12LV	0.69	1.020
WTG11HV	34.5	1.005	WTG11LV	0.69	1.019
WTG10HV	34.5	1.006	WTG10LV	0.69	1.020
WTG09HV	34.5	1.006	WTG09LV	0.69	1.020
WTG08HV	34.5	1.006	WTG08LV	0.69	1.021
WTG07HV	34.5	1.001	WTG07LV	0.69	1.015
WTG06HV	34.5	1.001	WTG06LV	0.69	1.015
WTG05HV	34.5	1.001	WTG05LV	0.69	1.016
WTG04HV	34.5	1.000	WTG04LV	0.69	1.014
WTG03HV	34.5	1.000	WTG03LV	0.69	1.014
WTG02HV	34.5	1.001	WTG02LV	0.69	1.015
WTG01HV	34.5	1.001	WTG01LV	0.69	1.015

9.4.2 escenario B**Tabla 9-3. Resultados de carga de cable en el escenario B**

Nombre	Corriente nominal (A)	Corriente real (A)	Sobrecarga (%)	Perdida de potencia activa (MW)	Perdida de potencia reactiva (MVar)
Cable 12_34KVBUS	193.595	152.620	79.530	0.062	-0.265
Cable 07_34KVBUS	275.108	215.104	78.446	0.025	-0.130
Cable 11_07	177.462	122.127	69.326	0.033	-0.187
Cable 04_34KVBUS	177.462	122.787	69.311	0.008	-0.046
Cable 13_12	177.462	122.022	68.849	0.006	-0.034
Cable 03_04	177.462	92.044	51.934	0.003	-0.027
Cable 10_11	177.462	91.490	51.662	0.004	-0.043
Cable 14_13	177.462	91.447	51.621	0.003	-0.036
Cable 06_07	177.462	61.281	34.658	0.002	-0.051
Cable 02_03	177.462	61.310	34.619	0.001	-0.029
Cable 09_10	177.462	60.945	34.411	0.001	-0.028

Cable 15_14	177.46 2	60.905	34.403	0.001	-0.034
Cable 01_02	177.46 2	30.905	17.306	0.000	-0.028
Cable 05_06	177.46 2	30.569	17.305	0.000	-0.033
Cable 08_09	177.46 2	30.411	17.204	0.000	-0.029
Cable 16_15	177.46 2	30.380	17.199	0.000	-0.034
0OHL	963	148.491	15.492	0.053	-0.195

Tabla 9-4. Perfil de tensión de BUS en el escenario B

Nombre	voltaje nominal (KV)	Voltaje real (pu)	nombre	voltaje nominal (KV)	voltaje real (pu)
115KVBUS	115	1.004	34KVBUS	34.5	1.003
WTG16HV	34.5	1.013	WTG16LV	0.69	1.040
WTG15HV	34.5	1.013	WTG15LV	0.69	1.040
WTG14HV	34.5	1.012	WTG14LV	0.69	1.040
WTG13HV	34.5	1.012	WTG13LV	0.69	1.039
WTG12HV	34.5	1.011	WTG12LV	0.69	1.038
WTG11HV	34.5	1.011	WTG11LV	0.69	1.038
WTG10HV	34.5	1.012	WTG10LV	0.69	1.039
WTG09HV	34.5	1.012	WTG09LV	0.69	1.039
WTG08HV	34.5	1.012	WTG08LV	0.69	1.039
WTG07HV	34.5	1.006	WTG07LV	0.69	1.033
WTG06HV	34.5	1.006	WTG06LV	0.69	1.034
WTG05HV	34.5	1.007	WTG05LV	0.69	1.034
WTG04HV	34.5	1.005	WTG04LV	0.69	1.032
WTG03HV	34.5	1.005	WTG03LV	0.69	1.032
WTG02HV	34.5	1.006	WTG02LV	0.69	1.033
WTG01HV	34.5	1.006	WTG01LV	0.69	1.033

9.4.3 escenario C

NOMBRE	Corriente nominal (A)	Corriente real (A)	Sobrecarga (%)	Perdida de potencia activa (MW)	Perdida de potencia reactiva (MVar)
Cable 12_34KVBUS	193.59 5	152.655	78.853	0.061	-0.262
Cable 07_34KVBUS	275.10 8	213.560	77.628	0.024	-0.129
Cable 04_34KVBUS	177.46 2	122.908	69.259	0.008	-0.046
Cable 11_07	177.46 2	122.264	68.896	0.033	-0.184

Cable 13_12	177.46 2	122.123	68.817	0.006	-0.034
Cable 03_04	177.46 2	92.192	51.950	0.003	-0.027
Cable 10_11	177.46 2	91.753	51.703	0.004	-0.042
Cable 14_13	177.46 2	91.616	51.626	0.003	-0.035
Cable 02_03	177.46 2	61.496	34.653	0.001	-0.029
Cable 06_07	177.46 2	61.455	54.630	0.002	-0.050
Cable 09_10	177.46 2	61.199	34.486	0.001	-0.028
Cable 15_14	177.46 2	61.116	34.439	0.001	-0.034
Cable 01_02	177.46 2	30.803	17.358	0.000	-0.028
Cable 05_06	177.46 2	30.793	17.352	0.000	-0.033
Cable 08_09	177.46 2	30.656	17.275	0.000	-0.029
Cable 16_15	177.46 2	30.623	17.256	0.000	-0.033
0OHL	963	149.991	16.575	0.053	-0.190

Tabla 9-6 Perfil de tensión de BUS en el escenario c

nombre	voltaje nominal (KV)	Voltaje real (pu)	nombre	Voltaje nominal (KV)	Voltaje real (pu)
115KVBUS	115	0.999	34KVBUS	34.5	0.999
WTG16HV	34.5	1.007	WTG16LV	0.69	0.997
WTG15HV	34.5	1.006	WTG15LV	0.69	0.997
WTG14HV	34.5	1.006	WTG14LV	0.69	0.997
WTG13HV	34.5	1.006	WTG13LV	0.69	0.996
WTG12HV	34.5	1.005	WTG12LV	0.69	0.995
WTG11HV	34.5	1.004	WTG11LV	0.69	0.995
WTG10HV	34.5	1.005	WTG10LV	0.69	0.996
WTG09HV	34.5	1.005	WTG09LV	0.69	0.996
WTG08HV	34.5	1.006	WTG08LV	0.69	0.996
WTG07HV	34.5	1.001	WTG07LV	0.69	0.991
WTG06HV	34.5	1.001	WTG06LV	0.69	0.992
WTG05HV	34.5	1.001	WTG05LV	0.69	0.992
WTG04HV	34.5	1.000	WTG04LV	0.69	0.991
WTG03HV	34.5	1.000	WTG03LV	0.69	0.991
WTG02HV	34.5	1.001	WTG02LV	0.69	0.991
WTG01HV	34.5	1.001	WTG01LV	0.69	0.991

9.4.4 Escenario D

Nombre	Corriente nominal (A)	Corriente real (A)	Sobrecarga (%)	Pérdida de potencia activa (MW)	Perdida de potencia reactiva (MVar)
Cable 12_34KVBUS	193.595	148.853	77.144	0.058	-0.264
Cable 07_34KVBUS	275.108	209.264	76.163	0.024	-0.130
Cable 04_34KVBUS	177.462	119.795	67.544	0.008	-0.046
Cable 11_07	177.462	119.150	67.324	0.032	-0.185
Cable 13_12	177.462	119.035	67.106	0.006	-0.034
Cable 03_04	177.462	89.821	50.636	0.003	-0.027
Cable 10_11	177.462	89.314	50.364	0.004	-0.043
Cable 14_13	177.462	89.240	50.317	0.003	-0.036
Cable 06_07	177.462	59.825	33.753	0.002	-0.050
Cable 02_03	177.462	59.858	33.753	0.001	-0.029
Cable 09_10	177.462	59.522	33.563	0.001	-0.028
Cable 15_14	177.462	59.468	33.537	0.001	-0.034
Cable 01_02	177.462	29.910	16.874	0.000	-0.028
Cable 05_06	177.462	29.889	16.867	0.000	-0.033
Cable 08_09	177.462	29.741	16.780	0.000	-0.029
Cable 16_15	177.462	29.710	16.767	0.000	-0.033
0OHL	963	149.077	15.480	0.053	-0.150

Tabla 9-14 Perfil de tensión de BUS en el escenario G

nombre	voltaje nominal (KV)	Voltaje real (pu)	nombre	Voltaje nominal (KV)	Voltaje real (pu)
115KVBUS	115	1.052	34KVBUS	34.5	0.999
WTG16HV	34.5	1.008	WTG16LV	0.69	1.022
WTG15HV	34.5	1.007	WTG15LV	0.69	1.021
WTG14HV	34.5	1.007	WTG14LV	0.69	1.021
WTG13HV	34.5	1.006	WTG13LV	0.69	1.020
WTG12HV	34.5	1.006	WTG12LV	0.69	1.020
WTG11HV	34.5	1.005	WTG11LV	0.69	1.019
WTG10HV	34.5	1.006	WTG10LV	0.69	1.020
WTG09HV	34.5	1.006	WTG09LV	0.69	1.020
WTG08HV	34.5	1.007	WTG08LV	0.69	1.021
WTG07HV	34.5	1.001	WTG07LV	0.69	1.015
WTG06HV	34.5	1.001	WTG06LV	0.69	1.015
WTG05HV	34.5	1.002	WTG05LV	0.69	1.016
WTG04HV	34.5	1.000	WTG04LV	0.69	1.014
WTG03HV	34.5	1.000	WTG03LV	0.69	1.014
WTG02HV	34.5	1.001	WTG02LV	0.69	1.015
WTG01HV	34.5	1.001	WTG01LV	0.69	1.015

Escenario h

Tabla 9-15 resultados de carga de cable en el escenario H

NOMBRE	Corriente nominal (A)	CORRIENTE real (A)	Sobrecarga (%)	Pérdida de potencia activa (MW)	Perdida de potencia reactiva (MVar)
Cable 12_34KVBUS	193.595	152.419	79.428	0.062	-0.266
Cable 07_34KVBUS	275.108	214.822	78.344	0.025	-0.131
Cable 11_07	177.462	121.966	69.237	0.033	-0.187
Cable 04_34KVBUS	177.462	122.623	69.219	0.008	-0.046
Cable 13_12	177.462	121.861	68.758	0.006	-0.034
Cable 03_04	177.462	91.922	51.865	0.003	-0.027
Cable 10_11	177.462	91.369	51.595	0.004	-0.043
Cable 14_13	177.462	91.327	51.553	0.003	-0.036
Cable 06_07	177.462	62.199	34.612	0.002	-0.051
Cable 02_03	177.462	61.228	34.573	0.001	-0.029
Cable 09_10	177.462	60.865	34.366	0.001	-0.028
Cable 15_14	177.462	60.824	34.358	0.001	-0.034
Cable 01_02	177.462	30.554	17.283	0.000	-0.028
Cable 05_06	177.462	30.528	17.282	0.000	-0.033
Cable 08_09	177.462	30.370	17.182	0.000	-0.029
Cable 16_15	177.462	30.340	17.176	0.000	-0.034
0OHL	963	141.383	14.757	0.048	-0.263

Tabla 9-16 perfil de tensión de BUS en el escenario H

nombre	voltaje nominal (KV)	Voltaje real (pu)	nombre	Voltaje nominal (KV)	Voltaje real (pu)
115KVBUS	115	1.054	34KVBUS	34.5	1.005
WTG16HV	34.5	1.014	WTG16LV	0.69	1.042
WTG15HV	34.5	1.014	WTG15LV	0.69	1.041
WTG14HV	34.5	1.014	WTG14LV	0.69	1.041
WTG13HV	34.5	1.013	WTG13LV	0.69	1.040
WTG12HV	34.5	1.012	WTG12LV	0.69	1.039
WTG11HV	34.5	1.012	WTG11LV	0.69	1.039
WTG10HV	34.5	1.013	WTG10LV	0.69	1.040
WTG09HV	34.5	1.013	WTG09LV	0.69	1.040
WTG08HV	34.5	1.013	WTG08LV	0.69	1.041
WTG07HV	34.5	1.007	WTG07LV	0.69	1.034
WTG06HV	34.5	1.008	WTG06LV	0.69	1.035
WTG05HV	34.5	1.008	WTG05LV	0.69	1.035
WTG04HV	34.5	1.006	WTG04LV	0.69	1.033
WTG03HV	34.5	1.007	WTG03LV	0.69	1.034
WTG02HV	34.5	1.007	WTG02LV	0.69	1.034
WTG01HV	34.5	1.007	WTG01LV	0.69	1.034

Escenario Tabla 9-18 perfil de tensión de BUS en el escenario I

NOMBRE	Corriente nominal (A)	Corriente real (A)	Sobrecarga (%)	Pérdida de potencia activa (MW)	Pérdida de potencia reactiva (MVar)
Cable 12_34KVBUS	193.595	152.937	78.999	0.062	-0.261
Cable 07_34KVBUS	275.108	213.953	77.770	0.025	-0.129
Cable 04_34KVBUS	177.462	123.953	69.388	0.008	-0.046
Cable 11_07	177.462	122.490	69.023	0.033	-0.184
Cable 13_12	177.462	122.349	68.944	0.006	-0.034
Cable 03_04	177.462	92.363	52.047	0.003	-0.026
Cable 10_11	177.462	91.923	51.799	0.004	-0.042
Cable 14_13	177.462	91.786	51.721	0.003	-0.035
Cable 06_07	177.462	61.610	34.718	0.001	-0.029
Cable 02_03	177.462	61.570	34.694	0.002	-0.050
Cable 09_10	177.462	61.312	34.550	0.001	-0.028
Cable 15_14	177.462	61.229	34.503	0.001	-0.034
Cable 01_02	177.462	30.861	17.390	0.000	-0.027
Cable 05_06	177.462	30.851	17.384	0.000	-0.033
Cable 08_09	177.462	30.713	17.307	0.000	-0.028
Cable 16_15	177.462	30.680	17.288	0.000	-0.033
0OHL	963	142.936	14.843	0.048	-0.258

nombre	voltaje nominal (KV)	Voltaje real (pu)	Nombre	Voltaje nominal (KV)	Voltaje real (pu)
115KVBUS	115	1.049	34KVBUS	34.5	0.997
WTG16HV	34.5	1.005	WTG16LV	0.69	0.996
WTG15HV	34.5	1.005	WTG15LV	0.69	0.995
WTG14HV	34.5	1.005	WTG14LV	0.69	0.995
WTG13HV	34.5	1.004	WTG13LV	0.69	0.995
WTG12HV	34.5	1.003	WTG12LV	0.69	0.994
WTG11HV	34.5	1.003	WTG11LV	0.69	0.993
WTG10HV	34.5	1.004	WTG10LV	0.69	0.994
WTG09HV	34.5	1.004	WTG09LV	0.69	0.994
WTG08HV	34.5	1.004	WTG08LV	0.69	0.995
WTG07HV	34.5	0.999	WTG07LV	0.69	0.989
WTG06HV	34.5	0.999	WTG06LV	0.69	0.990
WTG05HV	34.5	1.000	WTG05LV	0.69	0.990
WTG04HV	34.5	0.998	WTG04LV	0.69	0.989
WTG03HV	34.5	0.999	WTG03LV	0.69	0.989
WTG02HV	34.5	0.999	WTG02LV	0.69	0.990
WTG01HV	34.5	0.999	WTG01LV	0.69	0.990

Apéndice V. resultados de cortocircuito

Tabla 9-19. Corrientes de cables para fallo 3-ph en todos los buses (método IEC)

nombre	Ith (KA9)	Falla de la capacidad de conducción de corriente (KA)	nombre	Ith (KA)	Falla de la capacidad de conducción de corriente (KA)
0OHL	2.918	46.43	Cable 07_34KVBUS	5.713	23.49
Cable 12_34KVBUS	5.713	11.79	Cable 13_12	5.111	9.95
Cable 14_13	5.024	9.95	Cable 15_14	4.932	9.95
Cable 16_15	4.843	9.95	Cable 06_07	5.547	9.95
Cable 05_06	5.401	9.95	Cable 11_07	5.547	9.95
Cable 10_11	5.063	9.95	Cable 09_10	4.952	9.95
Cable 08_09	4-878	9.95	Cable 04_34KVBUS	5.713	9.95
Cable 03_04	5.583	9.95	Cable 02_03	5.507	9.95

1.7 Competencias Desarrolladas y/o Aplicadas

Ejemplo de la velocidad del generador con respecto a la multiplicadora.

turbina de velocidad extremadamente alta 1500 rpm ← $n = \frac{60 \cdot f}{P}$ 50 Hz
 2 pares de polos

construir un generador de CA lento con muchos polos. Para conexión a red (50 Hz) acabaría con un generador de 200 polos para conseguir una velocidad de rotación razonable de 30 r.p.m

la masa del rotor del generador tiene que ser aproximadamente proporcional a la cantidad de par torsor (momento, o fuerza de giro) que tiene que manejar. Así que, en cualquier caso, un generador accionado directamente será muy pesado (y caro).

Calculo del banco de capacitores determinado.

Valores determinados

DATOS:

16 Aerogenerador v90 1.8-2.0 MW

Generación de planta 28.8 MW

Generación deseada 32 MW

BANCO DE CAPACITORES

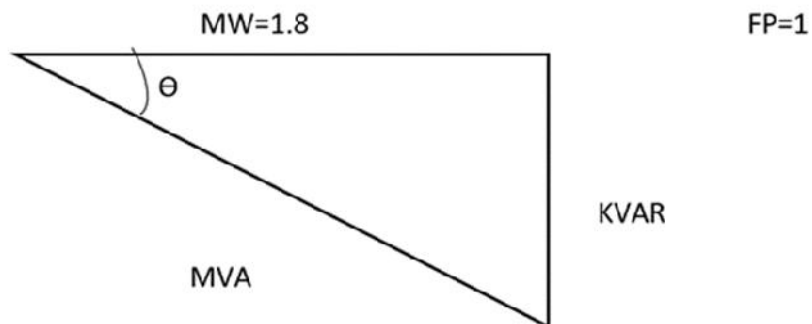
5.4 MVAR

Primera propuesta calculo directo

28.8 MW-----> 5.4 MVAR

32 MW-----> BANCO DE CAPACITOR DETERMINADO

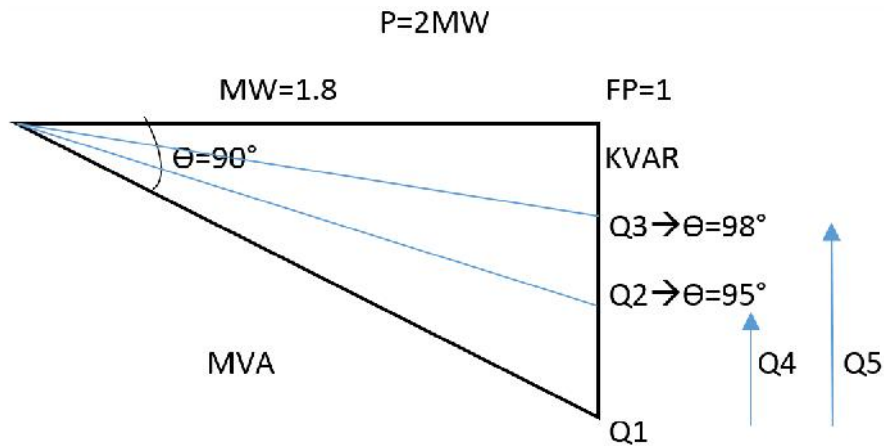
$32 \times 5.4 / 28.8 = 6 \text{MVAR}$.



El nuevo banco de capacitores determinado será de 6MVAR en el cual utilizaremos 20 capacitores de 300 KVAR



Segunda propuesta



$$\theta = \cos^{-1}$$

$$\theta = \cos^{-1} 0.90 = 28.42^\circ$$

$$\theta = \cos^{-1} 0.95 = 20.12^\circ$$

$$\theta = \cos^{-1} 0.98 = 12^\circ$$

$$\tan \theta = Q/P$$

- $Q1 = P \tan \theta_1 = 0.957$
- $Q1 = P \tan \theta_2 = 0.654$
- $Q1 = P \tan \theta_3 = 0.381$
- valores de las propuestas de los bancos de capacitores
- $Q4 = 4.848 \text{ MVAR}$ Y $Q5 = 9.216 \text{ MVAR}$

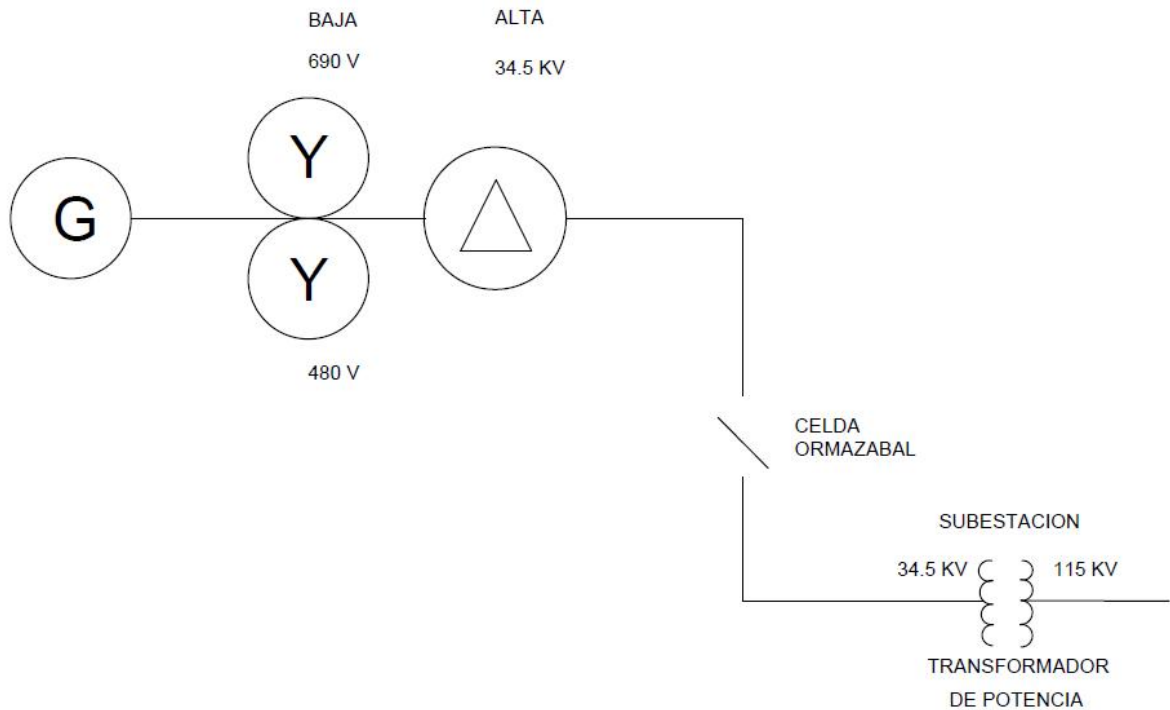
Reactivos por aerogenerador

$$Q4 = Q1 - Q2 = 0.303$$

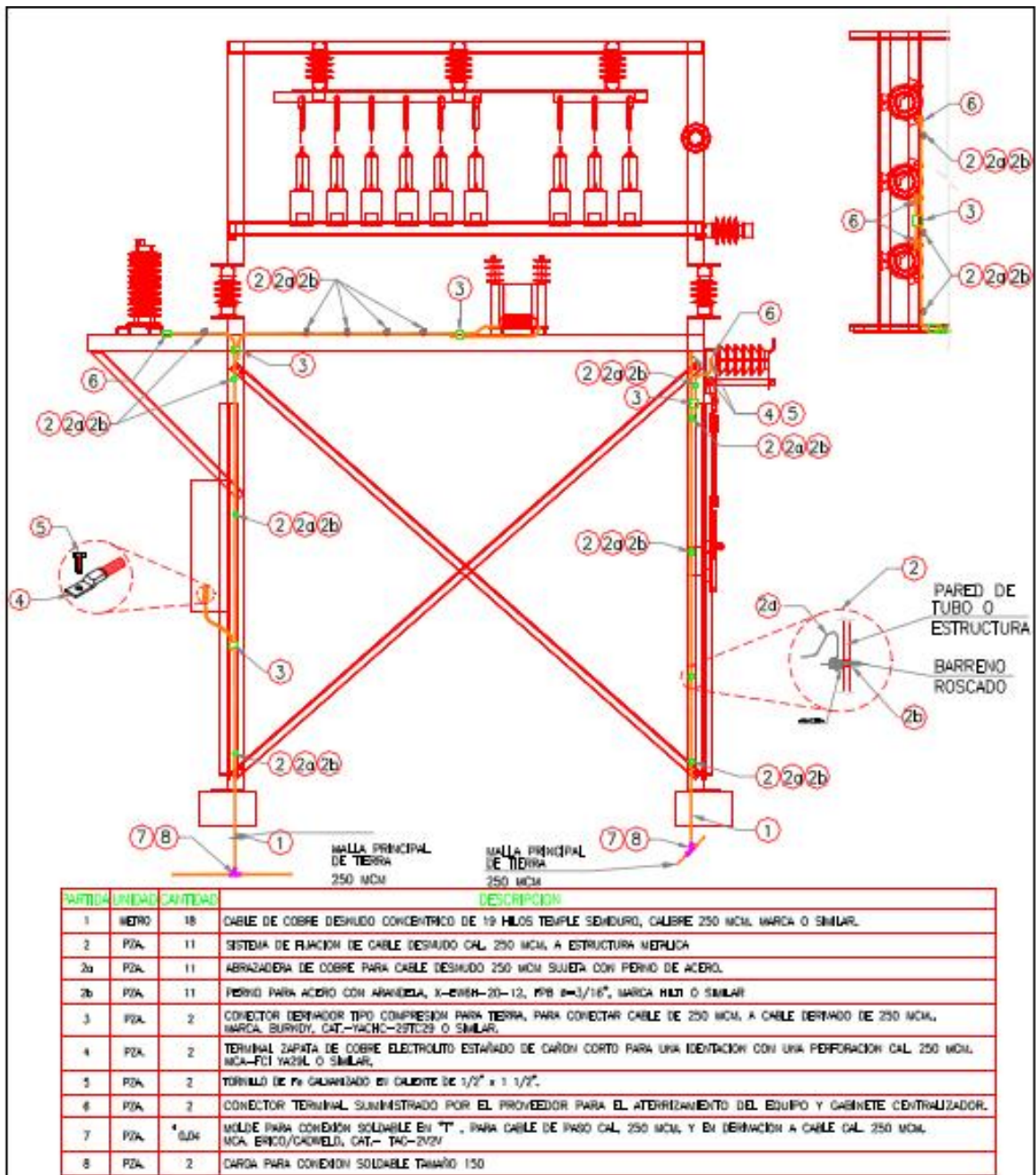
$$Q5 = Q1 - Q3 = 0.576$$

- Las propuestas de los nuevos bancos de capacitores que se determinaron de acuerdo a la nueva generación de 32 MW de acuerdo a un factor de potencia de 0.95 es de 4.8 MVAR y con el factor de potencia de 0.98 será de 9 MVAR,
- Eligiendo como el más adecuado el banco de capacitores de 9 MVAR con 0.98 de factor de potencia evitando sobrecompensación y teniendo un margen de eficiencia mayor.
- Utilizando 30 capacitores de 30 KVAR.

Diagrama de la conexión del aerogenerador.

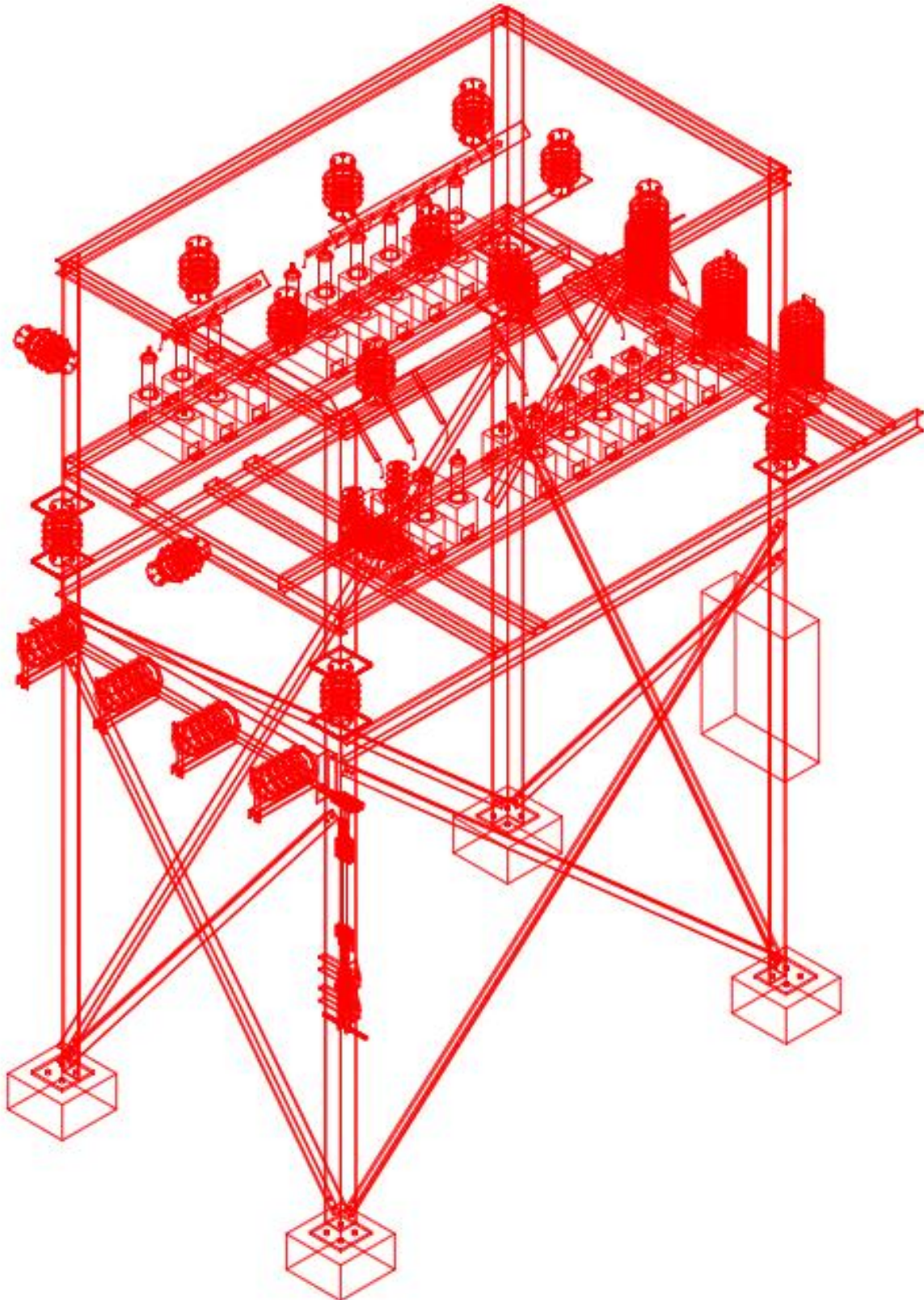


BANCO DE CAPACITORES



INSTITUTO TECNOLOGICO DE TUXTLA GUTIERREZ			
ACOT. MM.	ESC. 1:1	FECHA	PROFR. ING. FIDEL TOVILLA
		ALUMNOS: MORALES GLZ EDGAR, URBINA BLNS ROBERTH	INGENIERIA ELECTRICA
BANCO DE CAPACITORES		REPORTE DE RESIDENCIA	Vo. Bo N° LAM, 1

BANCO DE CAPACITORES



1.8 Conclusión

Estudios de flujo de potencia se realizaron bajo diferentes condiciones de funcionamiento del parque. Se encontró que 9 MVAR de compensación reactiva capacitiva adicional es necesaria para un buen perfil de voltaje a través de la simulación y también para cumplir los requisitos de potencia reactiva GC en operación de estado estacionario. Se encontraron que los resultados sean aceptables desde una consideración del flujo de potencia.

En esta revisión del estudio de flujos se concluye que la selección de la cantidad de compensación de potencia reactiva en el banco de capacitores es adecuada para cumplir con los requerimientos del código de red.

El criterio de control a utilizar en el parque eólico debe considerar en primera instancia, la capacidad de controlar el factor de potencia por parte del regulador automático de voltaje en el punto de interconexión, el cual definirá el mejor valor de referencia (set point) enviado a los aerogeneradores sede acuerdo a lo solicitado por CFE. Solamente para los casos donde el control indique que ya no es posible la regulación del factor de potencia con los aerogeneradores, entonces se requerirá la entrada de los pasos del banco de capacitores.

Por otra parte el control del cambiador de derivaciones del transformador de potencia (115/34.5 kv) bajo carga desempeña una función importante en el control de reactivos, ya que este tratara de mantener el voltaje en el lado de 34.5 kv cercano a un valor de referencia de 1 p.u., lo cual a su vez da la posibilidad de que los aerogeneradores se mantengan dentro de su rango de operación de voltaje. Respecto a las pérdidas, están serán cercanas a 0.4 MW de acuerdo a las condiciones de generación a capacidad nominal simuladas. Respecto a la revisión de la ampacidad, de acuerdo a la comparación realizada, todos los conductores dentro del parque eólico se encuentran dentro de los valores nominales de intensidad de corriente, por lo tanto no deben presentar problema alguno durante su operación.

Ante generación nula por parte de los aerogeneradores, el efecto capacitivo de los cables provoca una generación de potencia reactiva de alrededor de 1.2 MVAR. Con la inclusión de la línea S.E. Chiapas a S.E Arriaga, la generación de potencia reactiva en el punto de interconexión es de 1.7 MVAR, a un voltaje supuesto de 1.05 p.u. En esta situación la potencia reactiva generada por el parque eólico ya no se considera despreciable dentro de la integración del factor de potencia medido para la facturación del parque.

La condición anterior sería únicamente cuando se tuviera generación nula. Se sugiere que se lleve una estadística en el parque eólico en cuanto al número de operaciones diarias del cambiador de derivaciones, con la finalidad de proveer mantenimiento adecuado a dicho equipo y evitar posibles fallas en el sistema.

Definiciones relevantes

Aerogeneradores. Equipo construido por un rotor (turbina) de una o más aspas, una transmisión (como caja de engranes) uno o más generadores eléctricos, torre y cimentación, equipo periférico y de control asociado, requerido para convertir la energía cinética del viento en energía eléctrica.

Ampacidad. Capacidad de conducción de corriente de un conductor

Capacidad nominal. Es la capacidad nominal del parque eólico. Se calcula como la suma de las capacidades nominales de todos los aerogeneradores que componen el parque.

Punto de interconexión. El sitio en donde el permisionario entrega al sistema la energía producida por su fuente de energía.

Regulador automático de voltaje del parque. Es el equipo que permite el control de voltaje y/o factor de potencia al parque de generación eólico, el cual debe medir corriente y voltaje en el punto de interconexión para tomar acciones coordinadas de control sobre los aerogeneradores y pasos del banco de capacitores.

AEROGENERADORES: Equipos constituido por un rotor turbina de una o más palas, una transmisión como caja de engranes, uno o más generadores eléctricos, torre y cimentación, equipo periférico y de control asociado, requerido para convertir la energía cinética del viento en energía eléctrica.

Armónicos: son componentes de la señal fundamental de corriente o tensión medidas en % del valor nominal de tensión o corriente y además son múltiplos de la frecuencia nominal de 60 HZ.

Calidad de la energía: es la condición de tensión, frecuencia y forma de onda del servicio de energía eléctrica, suministrada a los usuarios de acuerdo con las normas y reglamentos aplicables, que para cada caso se especificaran.

Capacidad nominal: es la capacidad nominal de la central, calculada con la suma de las capacidades nominales de todos los aerogeneradores que componen el parque.

Central parque de generación: Central eléctrica constituida por el conjunto de aerogeneradores, líneas recolectoras, transformadores y la subestación de conexión.

Centro nacional de control de energía (CENACE): Es la organización creada por la comisión para: planear, dirigir, supervisar y controlar la operación y el despacho del SEN.

Control automático de generación: Es el sistema que de manera automática ajuste los requerimientos de generación de todas las áreas de control para mantener sus intercambios programados y la frecuencia del sistema a un valor establecido.

Comisión: la comisión federal de electricidad

CENAL: oficinas centrales o corporativas del CENACE.

Curva de potencia-velocidad del viento: es una gráfica o tabla de valores indicado cual será la potencia eléctrica disponible del aerogenerador a diferentes velocidades de viento. La potencia se mide en KW y el viento en m/s. los valores de potencia para esta curva se

calculan considerando un flujo horizontal de viento medido a la altura del cubo del aerogenerador, una densidad del aire estándar 1,225 kg/m³ y a una determinada turbulencia.

Frecuencia de corte: valores de frecuencia mínimos y máximos que activan los sistemas de protección ejecutando la desconexión de los aerogeneradores.

Frecuencia nominal: es el valor de frecuencia de 60 HZ interpretado como sesenta ciclos por segundo de la señal de corriente o tensión.

Frecuencia programada: es la frecuencia especificada por el operador del CENACE en el control automático de generación generalmente es igual a la frecuencia nominal y cuando es diferente es para corregir el error de tiempo en valores ± 0.05 HZ.

Hueco de tensión: periodo de reducción transitoria del tensión por debajo de su rango operativo y hasta su recuperación permanente dentro de este rango. Generalmente provocado por una falla transitoria de la red eléctrica.

PMU: unidad de medición sincronizada de fasores.

Protección: grupo o arreglo de dispositivos que se interconectan o interrelacionan para proteger a los equipos eléctricos primarios, detectando condiciones anormales de operación para evitar o reducir daños mayores a estos.

Potencia entregada: es la potencia activa MW medida en el punto de interconexión.

Potencia nominal del aerogenerador: significa la potencia eléctrica máxima continua a la cual está diseñado un aerogenerador bajo condiciones normales de operación.

Punto de interconexión: el sitio en donde el permisionario entrega al sistema la energía producida por su fuente de energía.

Regulación primaria: es la respuesta automática medida en MW de la unidad generadora al activarse al sistema de gobierno de la misma ante un cambio en la frecuencia eléctrica del sistema con su respecto a su valor nominal.

Regulación secundaria: es la aportación en MW de la unidad generadora en forma manual o automática para restablecer la frecuencia eléctrica a su valor programado generalmente de 60.00 HZ.

SCADA: control supervisorio y de adquisición de datos.

Sistema eléctrico nacional (SEN): Es el conjunto de instalaciones destinadas a la generación, transmisión, distribución y venta de energía eléctrica de servicio público en toda la república, estén o no interconectadas.

Parpadeo de tensión FLICKER: Es una variación de tensión por periodos cortos de tiempo y su regreso a valor nominal. Esta variación se mide en porcentaje de su valor nominal. Estos cambios repentinos de tensión provocan variaciones en la iluminación y son perceptibles al ojo humano, produciendo adicionalmente efectos nocivos en los equipos eléctricos. Esta fluctuación se presenta con una determinada periodicidad medida en ciclos de ocurrencia por unidad de tiempo.

Tensión nominal: es la diferencia de potencial eléctrico medida en kv del punto de interconexión y que está determinada por el nivel de tensión de transmisión y subtransmisión.

Documentos referencias

REQUERIMIENTOS PARA INTERCONEXION DE AEROGENERADORES AL SISTEMA ELECTRICO MEXICANO (CODIGO DE RED), COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD VERSION 2.0

<http://www.iit.upcomillas.es/pfc/resumenes/42b7f4997e385.pdf>

http://amdee.org/Eventos/Simposio_CFE_3-11-2011/Conferencia2-Mexico%20DF%20031111_Part1.pdf

http://scielo.sld.cu/scielo.php?pid=S1815-59012013000200002&script=sci_arttext

http://www.cigre.cl/sem_2_junio_10/presentaciones/INGENDESA.pdf