

Proyecto Fin de Grado
Grado en Ingeniería Química

Estudio de Viabilidad de un Parque Eólico de 36 MW

Autor:

Luis F. Cárdenas Ruiz de Lacanal

Tutor:

Rafael Valenzuela García

Profesor asociado

Ingeniería de la Construcción y Proyectos de Ingeniería

Escuela Técnica Superior de Ingeniería

Universidad de Sevilla

Sevilla, 2018

Índice

Agradecimientos	ix
Resumen.....	xi
Abstract	xiii
Índice	xiv
Índice de Tablas	xvii
Índice de Figuras.....	xix
Notación	xxii
1 Memoria descriptiva	1
1.1 Objeto	1
1.2 Alcance del proyecto y normativa	3
1.3 Descripción de la solución adoptada.....	8
1.3.1 Descripción de la solución empleada para el parque eólico.....	8
1.3.1.1 Descripción del aerogenerador seleccionado.....	9
Descripción del rotor.....	12
Torre y cimentación	13
Sistema de control.....	13
Sensores	14
Sistema de protección contra rayos.....	14
Conexiones a red	14
Condiciones ambientales	14
Condiciones del viento	14
1.3.1.2 Control de potencia en aerogeneradores	16
1.3.2 Ejecución técnica del parque eólico.....	19
1.3.2.1 Obra civil.....	19
1.3.2.1.1 Caminos de acceso	19
1.3.2.1.2 Viales internos del parque.....	20
1.3.2.1.3 Sistema de cimentación para torres y procedimiento de instalación del sistema de cimentación	20
1.3.2.1.4 Centro de control	24
1.3.2.1.5 Canalización de Media tensión	24

1.3.2.2	Infraestructura eléctrica	25
1.3.2.2.1	Instalaciones	25
1.3.2.2.2	Conexiones dentro del parque eólico	26
1.3.2.2.3	Conexiones entre los aerogeneradores de media tensión	26
1.3.2.2.4	Comunicaciones por fibra óptica	26
1.3.2.2.5	Red de tierras	27
1.3.2.2.6	Torre meteorológica.	27
1.3.2.3	Subestación eléctrica 24.9/115 kV	28
1.3.2.4	Sistema de 24.9 kV	28
1.3.2.5	Servicios auxiliares	33
1.3.2.6	Sistema de 115 kV	34
1.3.2.7	Transformador de potencia	38
1.3.2.8	Telecontrol y telecomunicaciones	39
1.3.2.9	Servicios generales de la subestación	39
1.3.2.10	Línea de alta tensión de 115 kV de evacuación del parque eólico	40
1.3.3	Descripción de las conexiones a red	42
1.3.4	Planificación del proyecto	47
1.3.4.1	Diagrama de Gantt	47
1.3.4.2	Estudio de riesgo	47
2	Pliego de condiciones	51
2.1	Objetivo y ámbito de aplicación	51
2.2	Referencias	51
2.3	Condiciones de los materiales de la obra civil	53
2.3.1	Rellenos	53
2.3.2	Hormigones	54
2.3.3	Áridos para morteros y hormigones	54
2.3.4	Morteros	54
2.3.5	Cementos	54
2.3.6	Agua	55
2.3.7	Armaduras	55
2.3.8	Piezas de hormigón armado o pretensado	55
2.3.9	Materiales siderúrgicos, características y ensayos	55
2.3.10	Laminados de acero para estructuras	55
2.3.11	Suministro de materiales	55
2.4	Condiciones generales para la ejecución de las obras	56
2.4.1	Movimientos de tierras	56
2.4.1.1	Desbroce y limpieza del terreno	56
2.4.1.2	Demoliciones	56
2.4.1.3	Excavaciones, rellenos, terraplenes, subbases granulares, redes de drenaje.	56
2.4.1.4	Hormigones	57
2.4.1.5	Pavimentos de hormigón	58
2.4.1.6	Armaduras	58
2.4.1.7	Laminados	58
2.4.1.8	Encofrados	58
2.4.1.9	Piezas prefabricadas de hormigón armado o pretensado	58
2.4.1.10	Estructura metálica	58
2.4.2	Embarrado	58
2.4.2.1	Embarrados de cable y derivaciones	58
2.4.2.2	Embarrados rígidos de tubo o pletina	59
2.4.2.3	Conexiones	59
2.4.3	Aparamenta	59
2.4.3.1	Interruptores	59
2.4.3.2	Seccionadores	59
2.4.3.3	Resto de la aparamenta	59

2.4.4	Transformadores de potencia y reactancias.....	59
2.4.5	Celdas blindadas de interior	60
2.4.6	Cables de potencia.....	60
2.4.7	Cables de fuerza y control.....	60
2.4.8	Puesta a tierra	61
2.5	<i>Especificaciones para los equipos de la subestación eléctrica</i>	61
2.5.1	Transformadores de potencia	61
2.5.2	Interruptores de alta tensión	61
2.5.3	Seccionadores de alta tensión	61
2.5.4	Transformadores de Medida y Protección	62
2.5.5	Autoválvulas y condensadores	62
2.5.6	Sistema de protección y control	62
2.5.7	Servicios auxiliares de corriente alterna y continua	62
2.5.8	Relés de Protección.....	63
3	Anexo de cálculos	65
3.1	<i>Estudio eólico</i>	65
3.2	<i>Estudio geotécnico de la zona</i>	67
3.3	<i>Estudio de vías de acceso para equipos aerogeneradores</i>	70
3.4	<i>Cálculos electromecánicos:</i>	75
	Criterio de Intensidad máxima admisibles.....	75
	Criterio Intensidad de Cortocircuito.....	75
4	Presupuesto.....	77
	Referencias.....	89
	Índice de Conceptos	91
	Bibliografía.....	93
	Planos	94

Índice de Tablas

Tabla 1. Tabla que relaciona el factor de capacidad con su rendimiento	8
Tabla 2. Tabla Factor de capacidad vs Energía generada en el año	9
Tabla 3. Parámetros de diseño de la plataforma G97-III A 2.0 MW	15
Tabla 4. Parámetros de diseño de la plataforma G97-II A 2.0 MW	15
Tabla 5. Parámetros de diseño de la plataforma G87-S 2.0 MW	15
Tabla 6. Parámetros de diseño de la plataforma G97-S 2.0 MW	15
Tabla 7. Parámetros de diseño de la plataforma G90-IA 2.0 MW	16
Tabla 8. Tabla con las especificaciones del terreno	19
Tabla 9. Tipos de cimentación según terreno	21
Tabla 10. Características del aerogenerador G97	43
Tabla 11. Características del transformador del aerogenerador	44
Tabla 12. Características del cable XLPE 15/25 kV 150 mm ²	44
Tabla 13. Características del cable XLPE 15/25 kV 240 mm ²	45
Tabla 14. Características del cable XLPE 15/25 kV 300 mm ²	45
Tabla 15. Características del cable XLPE 15/25 kV 400 mm ²	45
Tabla 16. Características del transformador de la subestación	46
Tabla 17. Características del cable IBIS	46
Tabla 18. Estudio de Riesgos	50
Tabla 19. Características de los distintos hormigones usados	54
Tabla 20. Características de los distintos tipos de cemento según el hormigón usado	54
Tabla 21. Características de producción del aerogenerador G97	66
Tabla 22. Ensayos que se llevaron en el terreno	67
Tabla 23. Reconocimientos dentro del terreno	67

Tabla 24. Descripción de las distintas unidades geotécnicas del terreno	68
Tabla 25. Descripción de los desmontes y terraplenes	68
Tabla 26. Resumen de los componentes de los aerogeneradores	70
Tabla 27. Requisitos geométricos mínimos de carreteras	73
Tabla 28. Expresiones matemáticas para desmontes y terraplenes	73

Índice de Figuras

Ilustración 1. Zonas de Bolivia más eólicas	4
Ilustración 2. Gráfica con las mayores potencias renovables	5
Ilustración 3. Gráfica del aumento de energía producida por el sector eólico de 2001-2016 (elperiodicodelaenergia.com, 2017)	5
Ilustración 4. Ranking Bloomberg New Energy Finance de fabricantes de aerogeneradores	7
Ilustración 5. Rendimiento de los aerogeneradores G97 vs G90	8
Ilustración 6. Vista del aerogenerador (Gamesa, 2016)	9
Ilustración 7. Vista del nacelle y sus partes (Gamesa, 2016)	10
Ilustración 8. Vista frontal del nacelle (Gamesa, 2016)	12
Ilustración 9. Formas de giro de las palas de un aerogenerador	16
Ilustración 10. Funcionamiento de los distintos tipos de control de un aerogenerador	18
Ilustración 11. Planta de la zapata convencional por gravedad	21
Ilustración 12. Planta de una losa hormigonada con nervios radiales	21
Ilustración 13. Estructura con pilotes	22
Ilustración 14. Losa de hormigón	22
Ilustración 15. Ferrallado de la estructura inferior y superior	23
Ilustración 16. Proceso de formación de pilotes	24
Ilustración 17. Conexión entre los distintos aerogeneradores	26
Ilustración 18. Conexión Scada con el parque eólico (Montaje y mantenimiento de Parques Eólicos, 2016)	27
Ilustración 19. Esquema unifilar del sistema 24.9 kV	29
Ilustración 20. Conexiones de los distintos aerogeneradores	42
Ilustración 21. Distintas vistas del aerogenerador	71
Ilustración 22. Vista del transporte de un elemento del aerogenerador	72
Ilustración 23. Vista del transporte de un elemento del aerogenerador (gran radio de curvatura)	72

Notación

cos	Función coseno
dB/Km	Atenuación de la fibra (Decibelio/kilómetro)
E	Energía
F _c	Factor de capacidad
H	Unidad en horizontal
Hz	Hertzios
Kg/cm ²	Kilogramo/centímetro cuadrado
kPa	Kilopascales
kV	Kilovoltio
kVA	Kilovoltio-amperio
kW	Kilovatio
m	metro
m*kg	Metro por kilogramo (Par motor)
mm	Milímetro
MPa	Megapascal
MVAr	Megavoltio-Amperio reactiva
MW	Megavatio
m/s	Metro/segundo
P _n	Potencia nominal
ppm	Parte por millón
sen	Función seno
U.G.	Unidad geotécnica
V	Unidad en vertical

1 MEMORIA DESCRIPTIVA

“Marca tu tiempo a base de sueños”

- Anónimo

1.1 Objeto

El objeto del anteproyecto es la definición básica de un parque eólico situado en Bolivia. En adelante, el parque eólico Bolivia I.

Se presenta una solución básica que abarca la construcción, el estudio geotécnico y el propio sistema eólico del parque. En la descripción de los próximos documentos se plantean las instalaciones y detalles de su construcción.

El parque eólico consta de 16 aerogeneradores modelo Gamesa G97 de 2000 kW de potencia nominal y 32 MW de potencia total instalada (adicionalmente 2 aerogeneradores más que se encuentran en estado de reserva con 4 MW de potencia). Incluye una subestación eléctrica de 24,9 kV/115 kV, una línea de evacuación en 115 kV que conectará con la subestación cercana de las Brechas.

Dentro de la documentación de construcción y obra civil se expone:

- Accesos donde las distintas entradas del parque eólico.
- Viales internos del parque, minimizando los caminos interiores y aprovechando los ya existentes.
- Cimentaciones para aerogeneradores.
- Edificio centro de control.
- Canalización de media tensión-comunicación y red de tierras.

En el apartado de infraestructura eléctrica se incluye:

- Los centros de transformación que están constituido por los transformadores 0.69/24.9 kV, ubicados cerca de los aerogeneradores.
- La red subterránea de media tensión de 24.9 kV, que interconectará los aerogeneradores con la subestación eléctrica del parque eólico.

- La subestación de transformación, que elevará la energía generada del parque para la evacuación a la red más cercana, aumentando la tensión de 24.9 a 115 kV. La subestación constará de un transformador de potencia, aparataje de 115 kV, celdas de protección, control y medida y la malla de puesta a tierra, más las instalaciones auxiliares para su buen funcionamiento.
- LAAT 115 kV desde la subestación a la red de 115 kV existente.

El proyecto se dividirá en diferentes capítulos: la memoria descriptiva, en la que se trasladará las especificaciones técnicas del parque y las soluciones para ello, un pliego de condiciones que relata las condiciones óptimas para que el proyecto llegue a buen fin, así como de señalar los derechos, obligaciones y responsabilidades de las partes.

Se realizará un estudio de viabilidad económico para ver su rentabilidad dentro del marco energético, como del coste de la planta para su funcionamiento.

1.2 Alcance del proyecto y normativa

La finalidad de este proyecto es la descripción técnico-económica de un parque eólico, donde se estudiarán distintas posibilidades para el mayor rendimiento de la instalación.

El proyecto se realizará para conformar la idea de que la energía eólica puede competir con las energías alternativas y con sus homólogos dentro de las energías renovables.

Dentro del proyecto se regirá por la normativa siguiente:

- AE R 110/2011 Condiciones de desempeño mínimo del SIN.
- AE R 169/2014 Distancias admisibles, fajas de seguridad en línea de transmisión en alta tensión y medidas de seguridad.
- AE R 084/2010 Protecciones.
- SSDE 123/2001 Condiciones técnicas para la incorporación de nuevas instalaciones.
- Norma UNE 21192, cálculo de secciones para la corriente del cortocircuito más desfavorable.
- Ley de electricidad 1604.
- ITC-BT-02, normas de referencia en el reglamento electrotécnico de Baja tensión.
- ITC-BT-07, Redes subterráneas para distribución a baja tensión.
- RD20223-2008, Reglamento de alta tensión.
- CTE PARTE 1, modificado ley de 08/2013 RRR.
- DB SE (seguridad estructural).
- DB SE-C. Seguridad estructural cimientos.
- EHE-08. Normativa del hormigón estructural.
- RAB 137. Reglamento Aeronáutica Boliviana. Extracto de restricciones.
- Normas Técnicas para el saneamiento de la propiedad Agraria, Formación del catastro y registro de la propiedad.
- Manual de carreteras de la administración boliviana de carreteras (ABC), volumen hidrología y drenaje.
- Manual de trazado geométrico de la administración boliviana de carreteras (ABC).

Ubicación

El parque eólico se ubicará, dependiendo del estudio eólico, en una de las zonas con más potencial eólico. En Bolivia las zonas destacadas son los Departamentos de La Paz y de Santa Cruz. En este último es donde podemos encontrar más velocidad media anual de viento, por lo que nuestro parque eólico se ubicará en esta zona, nos parece una zona óptima para su ubicación

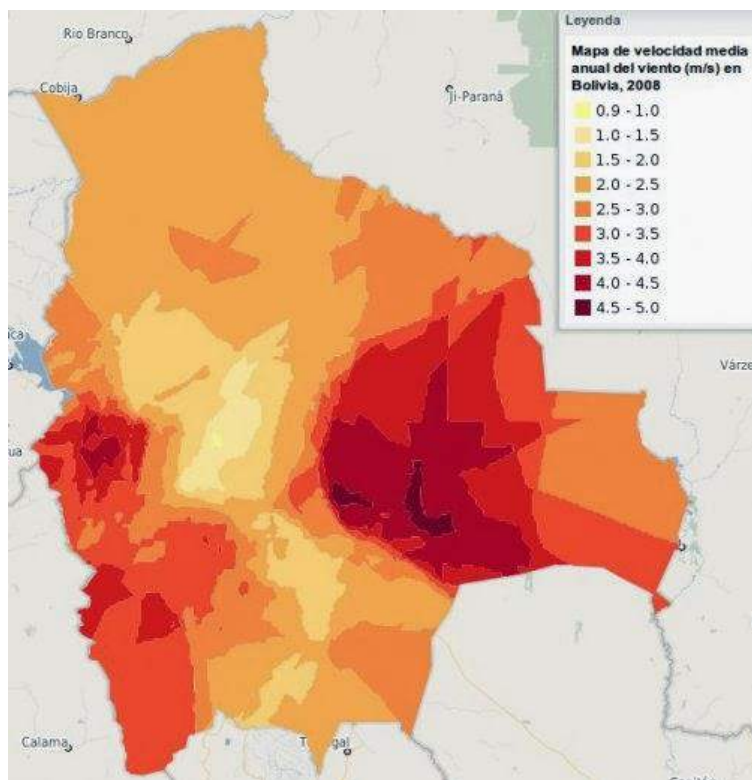


Ilustración 1. Zonas de Bolivia más eólicas

Introducción a la energía eólica

Desde el inicio de la crisis del petróleo y su gran incremento de su precio se han buscado muchas alternativas para disminuir la dependencia en el petróleo. Debido al gran impacto que es la cuestión medioambiental, se ha tornado en busca de energías limpias.

La crisis del petróleo, la subida de precios... ha propiciado la búsqueda de nuevas alternativas que permitan disminuir la dependencia de este. Se buscan energías limpias, no contaminantes y que no repercutan negativamente en el medio ambiente.

Se han impulsado energías como biomasa, solar, hidráulica, geotérmica o la propia eólica. En la actualidad la energía eólica es el sector de energía con un mayor crecimiento (“Global Outlook”), con decenas de miles de megavatios de capacidad instalados anualmente (EUREC).

En 2006, 15,197 MW de capacidad fueron instalados globalmente, comparado con unos 4,800 MW en 1995.

En el año 2010 se puede ver un gran incremento de la energía eólica instalada. Las dos grandes potencias son China y EEUU:

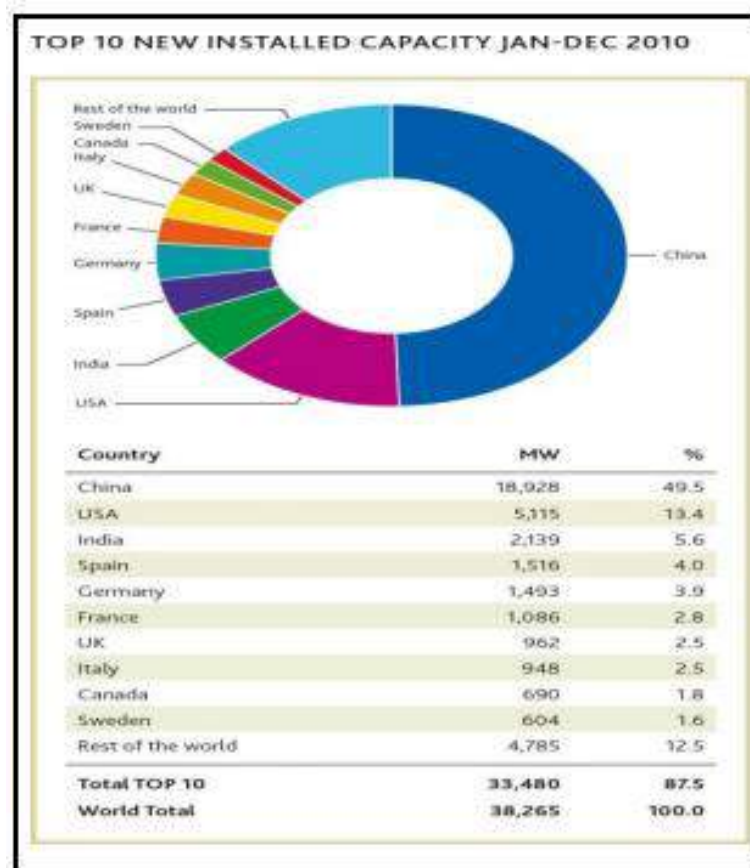


Ilustración 2. Gráfica con las mayores potencias renovables

Se observa en el grafico que la energía eólica ha aumentado en los últimos años, considerándose, en la actualidad, una alternativa:

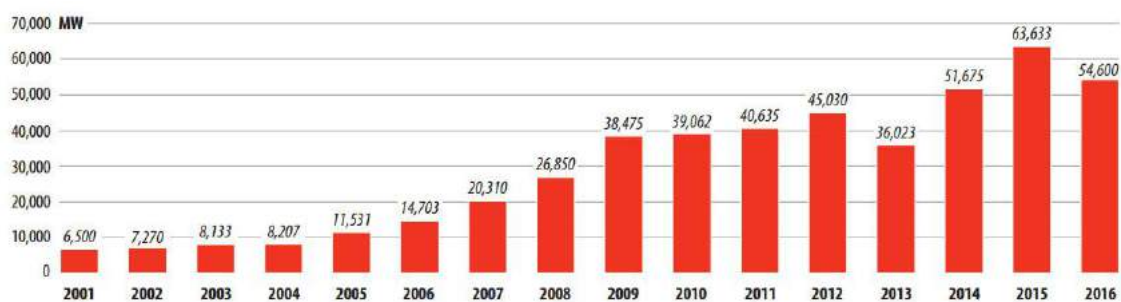


Ilustración 3. Gráfica del aumento de energía producida por el sector eólico de 2001-2016 (elperiodicodelaenergia.com, 2017)

Las ventajas que presenta la energía eólica se pueden resumir en:

- No contamina, es inagotable y frena el agotamiento de combustibles fósiles contribuyendo a evitar el cambio climático.
- Es una de las fuentes más económicas y puede competir ya en la actualidad con otras fuentes energéticas tradicionales.
- La energía eólica presenta nula incidencia sobre las características fisicoquímicas del suelo o su erosionabilidad, ya que no produce ningún contaminante que incida sobre él.
- No produce ningún tipo de alteración sobre acuíferos ni por consumo ni por contaminación por vertidos como ocurre con otras energías renovables.
- Se evita que se quemen diariamente miles de kilogramos de lignito negro en una central térmica.
- La relación de forma mecánica a energía eléctrica tiene un rendimiento excelente.
- Cuando su vida útil ha terminado, el desmantelamiento no deja huellas.

Dentro del marco mundial, podemos encontrar gran cantidad de fabricantes de aerogeneradores, los más importantes según CENER 2016:

- Vestas:

Compañía con sede en Dinamarca, fundada en 1945. Es una compañía dedicada a la fabricación, venta, instalación y mantenimiento de aerogeneradores. Con una plantilla de 20000 personas. Situada en el ranking de Bloomberg New Energy Finance (Ranking Bloomberg, 2016) como la primera manufacturera de aerogeneradores “onshore” con 8.7 GW de turbinas.

- General Electric:

Sociedad con sede en EEUU, fundada en 1892, es uno de los símbolos del capitalismo estadounidense. Es una corporación conglomerada multinacional de infraestructura, servicios financieros y medios de comunicación. Es uno de los líderes en la industria eólica, situándose segundo en el ranking Bloomberg New Energy Finance en segunda posición con una cantidad de 6.5 GW. Gran parte de su potencial empezó tras la adquisición de la caída empresa Enron.

- Xinjiang Goldwind:

Empresa dentro del grupo Xianjiang Goldwind Science & Technology, fundada en china en el año 1998 de reciente creación. Proveniente de una compañía alemana llamada Vensys. Dentro del ranking Bloomberg se encuentra la tercera manufacturera de aerogeneradores con 6.4 GW, la compañía China sigue aumentando y está muy cerca de superar a las anteriores.

- Gamesa

Es una multinacional española, fundada en 1976. Es la primera potencia en España. Situada cuarta en el ranking Bloomberg. Se sitúa algo más alejada de las tres primeras potencias. Pero tras la reciente fusión Siemens podría acercarse a esas posiciones.

- Enercon

Es la mayor empresa alemana de construcción de aerogeneradores. Fundada en 1984, cuenta con 10000 empleados. Se sitúa quinta en el ranking Bloomberg New Energy Finance.

A continuación, se presenta una gráfica donde se representa la cantidad de Gigawattios de cada compañía líder dentro de los aerogeneradores onshore, divididos por zonas mundiales (APAC: Asia-Pacífico, AMER: América y EMEA: Europa, Oriente medio y África).

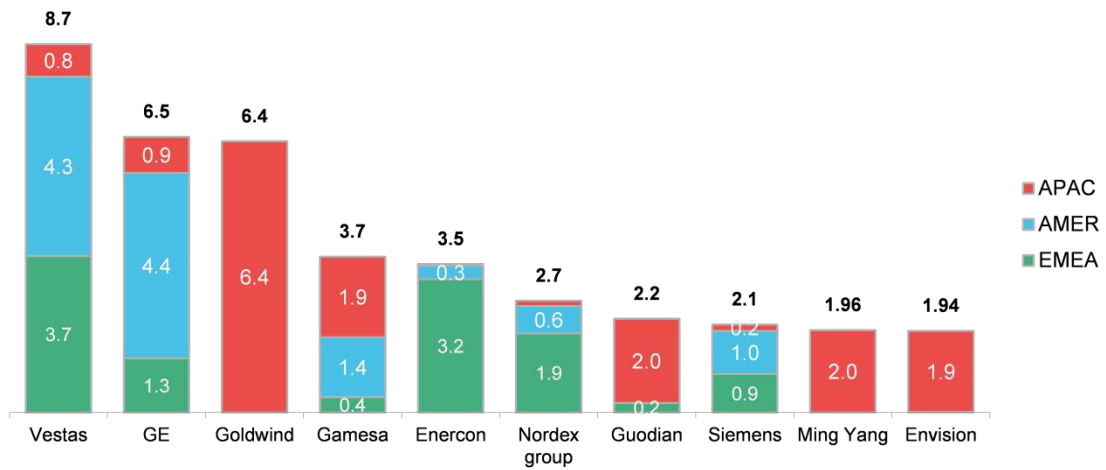


Ilustración 4. Ranking Bloomberg New Energy Finance de fabricantes de aerogeneradores

1.3 Descripción de la solución adoptada

1.3.1 Descripción de la solución empleada para el parque eólico

El parque eólico constara de 16 aerogeneradores modelo Gamesa G97 de 2000 kW de potencia nominal y 32 MW de potencia instalada, más dos posiciones de reserva. El parque aloja una subestación eléctrica de 24,9 kV/115 kV y una línea de evacuación en 115 kV hasta la subestación más próxima (de las Brechas).

Se ha seleccionado el aerogenerador Gamesa G97, entre varias opciones, ya que es el que mejor se adapta a nuestra necesidad, (modelos Vestas y Enercon). La gama gamesa es elegida debido a su buen funcionamiento, está adaptado a un rotor más grande, a su fiabilidad y su mayor producción.

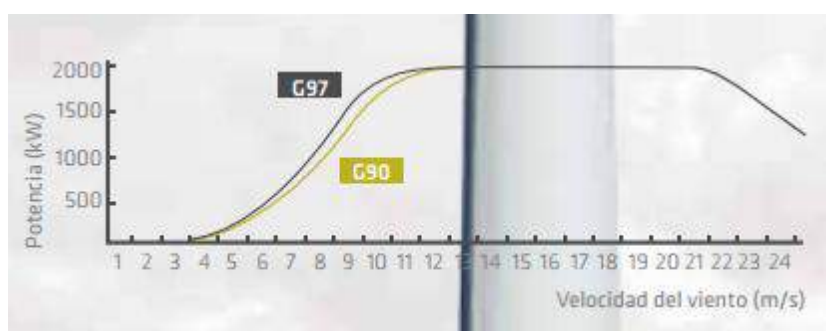


Ilustración 5. Rendimiento de los aerogeneradores G97 vs G90

En la ilustración anterior se refleja la comparación entre dos modelos gamesas con la conveniente elección del modelo superior el G97 para nuestro parque eólico.

El aerogenerador tiene un buen factor de capacidad. Este factor de capacidad relaciona la energía que se conseguirá a lo largo de un año con la potencia nominal del aerogenerador.

$$F_c = \frac{E}{P_n * 8760}$$

Nuestro factor de capacidad siempre debe ser mayor a 0,2. A continuación se ve una tabla de lo que se puede aceptar como factor de capacidad. Mayor de 0,5 será un rendimiento extraordinario.

Factor de capacidad (FC)	Calificación
Menos de 0,2	Inaceptable
0,2-0,25	Aceptable
0,25-0,30	Bueno
0,3-0,4	Muy bueno
0,4-0,5	Excelente

Tabla 1. Tabla que relaciona el factor de capacidad con su rendimiento

Los aerogeneradores deben de tener una distancia de separación entre 8 y 12 veces el diámetro del rotor en la dirección del viento para disminuir el efecto de la estela y entre 3 y 4 perpendicular al mismo.

Para el aerogenerador seleccionado se pueden hallar las horas equivalentes por su factor de capacidad.

Factor de capacidad (%)	Horas equivalentes, horas/año	Energía generada en el año MWh/año	MW x Horas(año) Pn x 8760
20	1752	3504	16520
25	2190	4380	16520
30	2628	5256	16520
35	3066	6132	16520
40	3504	7008	16520
50	4380	8760	16520

Tabla 2. Tabla Factor de capacidad vs Energía generada en el año

Nuestro aerogenerador se estima en un factor de capacidad entre el 35 % y 40 %, con una cantidad de horas equivalentes de 3200 horas.

La elección tomada en este proyecto serán tres hileras de 5 aerogeneradores, 5 aerogeneradores y 6 aerogeneradores, con una posición extra en una de las hileras para futura ampliación.

Estas hileras serán aprovechadas como conexión a la red y llegar a la subestación eléctrica del parque eólico.

1.3.1.1 Descripción del aerogenerador seleccionado

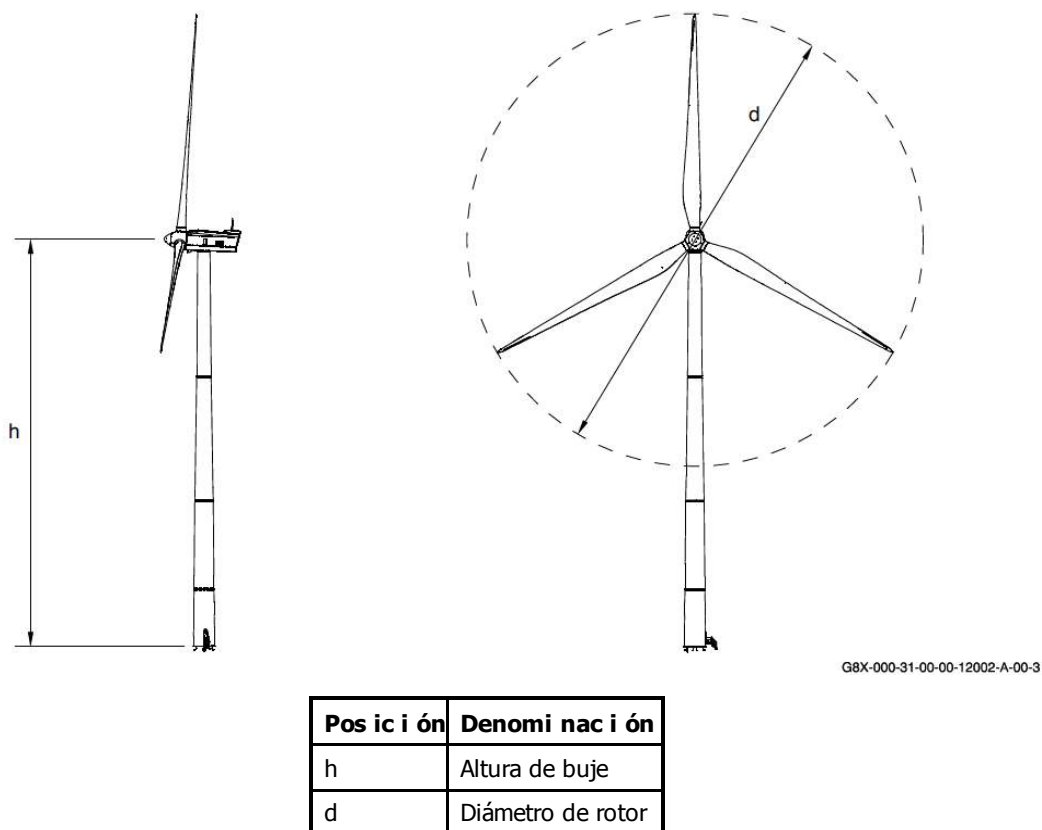


Ilustración 6. Vista del aerogenerador (Gamesa, 2016)

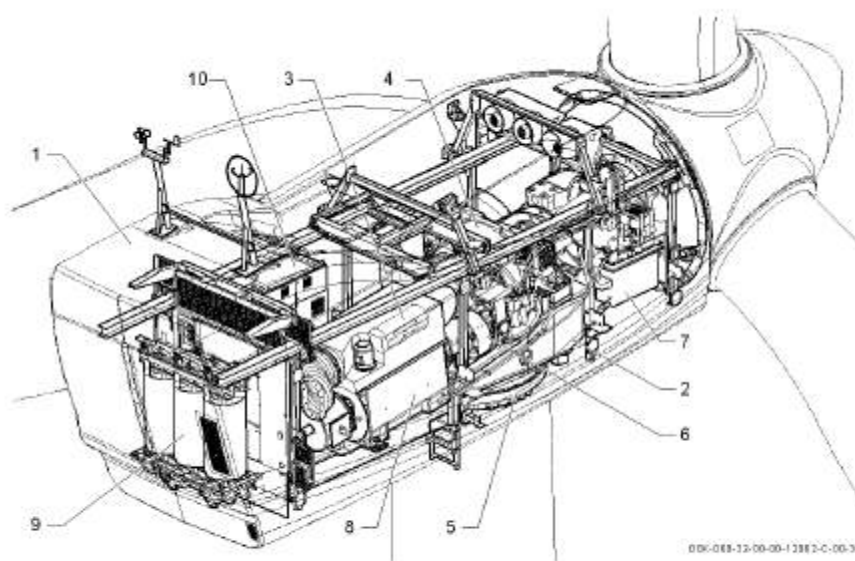
Los aerogeneradores Gamesa-2.0 MW (modelos G87-S, G90-IA, G97-S, G97-IIIA y G97-IIA) son del tipo rotor tripala a barlovento y producen una potencia nominal de 2MW.

La plataforma está formada por 5 modelos de aerogeneradores con diámetros de rotor de 87m, 90m y 97m. Mientras que la altura de buje de 78m, 90m, 100m, 104m y 120m.

El aerogenerador seleccionado dispone de una altura de 78 metros y una longitud de pala de 47.5 metros.

Estos aerogeneradores están regulados por un sistema de cambio de paso independiente en cada pala y cuentan con un sistema de orientación activo. El sistema de control permite operar el aerogenerador a velocidad variable maximizando en todo momento la potencia producida.

A continuación, se describirá los elementos más importantes del aerogenerador:



Posición	Denominación
1	Carcasa
2	Bastidor
3	Eje principal
4	Multiplicadora
5	Sistema de orientación
6	Freno mecánico
7	Grupo hidráulico
8	Generador
9	Transformador
10	Armarios eléctricos

Ilustración 7. Vista del nacelle y sus partes (Gamesa, 2016)

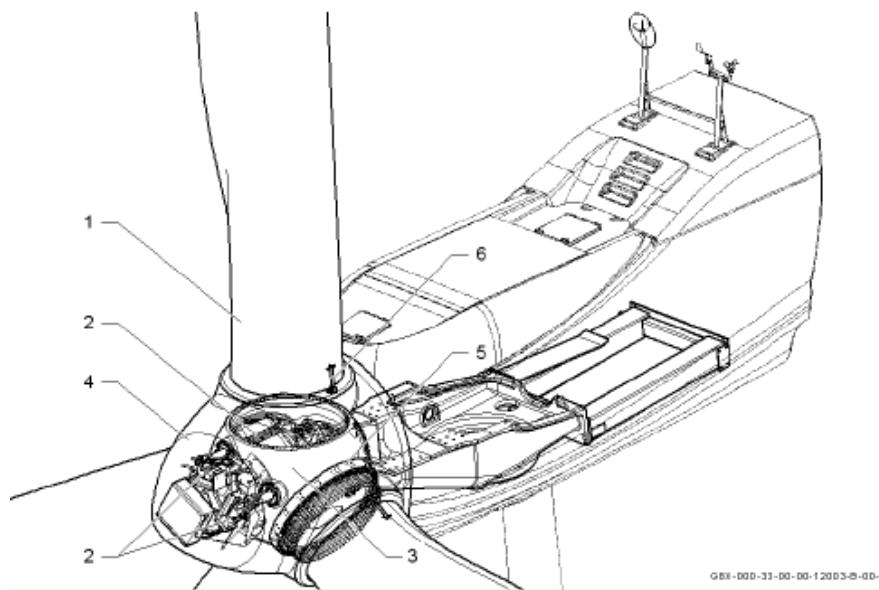
- La carcasa es la cubierta que protege los componentes del aerogenerador frente a condiciones adversas. Es de resina con refuerzo de fibra de vidrio.
En el interior de la carcasa hay espacio para realizar el mantenimiento del aerogenerador. Dispone de tres trampillas, trampilla de acceso a la góndola por la zona inferior de ella, trampilla de acceso al interior del cono/buje, situada en la parte frontal y trampilla de operación de grúa situada en el suelo de la parte trasera.
- El bastidor de los aerogeneradores tiene por objeto soportar adecuadamente los elementos de la góndola y transmitir las cargas hasta la torre.
Se divide en dos partes: Bastidor delantero y bastidor trasero.
Este bastidor es sometido a ciclos de cargas extremas para ver su resistencia a lo largo de toda su vida útil.
- Eje principal, la transmisión del par motor que provoca el viento sobre el rotor hasta la multiplicadora se realiza a través del eje principal. El eje se une al buje mediante una brida atornillada.
Este eje está fabricado en acero forjado y tiene un orificio central longitudinal para alojar las mangueras hidráulicas y los cables de control del sistema de cambio de paso.
- Multiplicadora, transmite la potencia del eje principal al generador. La multiplicadora se compone de 3 etapas combinadas, una planetaria y dos ejes paralelos. El dentado de la multiplicadora está diseñado para obtener una máxima eficiencia junto con un bajo nivel de ruido y vibraciones.
La multiplicadora está soportada por el eje principal mientras que los amortiguadores de unión al bastidor reaccionan ante el par torsor restringiendo el giro de la multiplicadora, así como la ausencia de cargas no deseadas.
- Sistema de orientación permite el giro de la góndola alrededor del eje de la torre. Es de tipo activo y consiste en cuatro motorreductores accionados eléctricamente por el sistema de control del aerogenerador de acuerdo con la información recibida de anemómetros y veletas de la zona superior de la góndola.
- Sistema de freno es de tipo aerodinámico por puesta en bandera de las palas (se sitúan las palas de las hélices en una posición neutra para que no ofrezcan resistencia al aire), se cuenta con una seguridad en caso de fallo de alguna de ellas. El freno mecánico (freno para ayudar al aerodinámico, o en caso de emergencia) está compuesto por un freno de disco, hidráulicamente activado que se monta a la salida del eje de alta velocidad de la multiplicadora, solo se utiliza en caso de emergencia.
- Sistema hidráulico proporciona aceite presurizado a los 3 actuadores independientes de cambio de paso, al freno mecánico del eje de alta velocidad y al sistema de freno del sistema de orientación. Incorpora un fail-safe, que es un sistema de control para asegurar que hay siempre aceite y presión en dicho sistema.
- El generador es del tipo asíncrono doblemente alimentado con 4 polos (se puede hacer que el campo magnético gire, permitiendo variaciones en la velocidad del motor o del generador), rotor blindado y anillos rozantes. Es altamente eficiente y está refrigerado por un intercambiador de aire-aire. El generador está protegido frente a corto-circuitos y sobrecargas.

- El transformador es del tipo trifásico, seco encapsulado, con diferentes opciones de tensión de salida entre 6.6 kV y 35 kV, diferentes rangos de potencia aparente y está especialmente diseñado para aplicaciones eólicas. Está situado en la parte trasera de la góndola. El riesgo de incendio es mínimo, al ser de tipo seco. El transformador incluye todas las protecciones necesarias para evitar daños como detectores de arco y fusibles.
- Armarios eléctricos de control y potencia, se divide en tres armarios. Armario TOP situado en la góndola, armario GROUND situado en la base de la torre y el armario HUB situada en la parte giratoria del aerogenerador.

Descripción del rotor

El rotor del aerogenerador está compuesto por tres palas unidas a un buje mediante rodamientos de pala. El buje está dotado, en las bridas de unión a palas, de un ángulo de conicidad de 2° que aleja la punta de las mismas de la torre.

Los diámetros de rotor de los diferentes modelos de la plataforma son de 87m, 90m y 97m.



Posición	Denominación
1	Pala
2	Sistema de cambio de paso
3	Buje
4	Cono
5	Rodamiento de pala
6	Transmisor de rayos

Ilustración 8. Vista frontal del nacelle (Gamesa, 2016)

- Las palas de los aerogeneradores Gamesa-2.0 MW están fabricadas en material compuesto de fibra de vidrio, aunque también pueden fabricarse en fibra de carbono (gran resistencia, pero muy costoso, no es válido para grandes aerogeneradores), que proporciona la rigidez necesaria. Poseen cambio de paso, maximizando la producción energética, reduciendo las cargas y el ruido emitido. Su longitud varía entre 42,5 m y 47,5 m. Su estructura consiste en dos conchas pegadas a una viga estructural o largueros internos. Están diseñadas para cumplir función estructural y dinámica. Las palas disponen de un sistema de protección contra-rayos cuya misión es conducir el rayo desde los receptores, que se encuentran a lo largo de la pala, hasta la raíz de pala donde es transmitido a la máquina para ser descargado a tierra.
- Los rodamientos de la pala son el interfaz entre la pala y el buje, permiten el movimiento de cambio de paso. La unión entre la pala a la pista interior del rodamiento de pala se realiza mediante pernos tensionados lo que facilita su inspección y desmontaje.
- El buje está fabricado en fundición nodular. Se une a la pista exterior de los tres rodamientos de pala y eje principal mediante uniones atornilladas. Posee una abertura en la parte frontal que permite el acceso al interior para mantenimiento.
- El cono protege el buje y los rodamientos de pala del ambiente. El cono se atornilla a la parte frontal del buje.
- El sistema hidráulico se compone de actuadores con una capacidad de giro entre -5° y 87° y un sistema de acumuladores que aseguran el movimiento de a bandera en caso de emergencia. El sistema de cambio de paso actúa:
 - Cuando la velocidad del viento es inferior a la nominal el ángulo de paso seleccionado es aquel que maximiza la potencia eléctrica obtenida para cada velocidad del viento.
 - Cuando la velocidad del viento es superior a la nominal el ángulo de paso es aquél que proporciona la potencia nominal del aerogenerador.

Además, gobierna la activación del freno aerodinámico en caso de emergencia llevando al aerogenerador a modo seguro.

Torre y cimentación

La torre del aerogenerador es de estructura tubular de acero, de forma tronco-cónica y dividida en una serie de tramos de la altura de torre:

- T78m: tres tramos.
- T90m: cuatro tramos.
- T100m: cuatro tramos.
- T104m: cuatro tramos.
- T120m: cinco tramos.

Se suministra con sus correspondientes plataformas, escaleras y alumbrado de emergencia.

Las cimentaciones estándar son del tipo losa de hormigón armado con acero. Se considera bajo unas condiciones de terreno estándar.

Sistema de control

El sistema de control del aerogenerador es un sistema basado en un PLC, está compuesto por algoritmos de

regulación y supervisión. La regulación del sistema de control de potencia asegura que la velocidad de giro y el par motor del aerogenerador siempre suministren una potencia estable a la red. El sistema de supervisión verifica el estado de los diferentes sensores como los parámetros internos (condiciones ambientales, temperaturas, niveles y presiones de aceite, estado del rotor, situación de la red...)

Sus principales ventajas del sistema de regulación.

- Maximización de la producción de energía.
- Limitación de las cargas mecánicas.
- Reducción del ruido aerodinámico.
- Alta calidad de energía.

Los aerogeneradores contarán con un sistema de mantenimiento predictivo Gamesa que permiten una monitorización continua de los componentes críticos del aerogenerador, tienen capacidad de proceso de señal, un fácil mantenimiento y bajo coste. También poseen un sistema de gestión integral de parques eólicos Gamesa windnet, con esta herramienta se permite un seguimiento y control del parque eólico, conocer la producción de energía de cada aerogenerador del parque, monitorizar alarmas en tiempo real, enviar órdenes directas a los aerogeneradores y subestación eléctrica, gestionar el mantenimiento predictivo...

Sensores

Los aerogeneradores están equipados con diversos sensores que controlan de forma permanente diferentes parámetros. Se pueden controlar variables como temperatura exterior, velocidad, dirección del viento, temperaturas de los componentes, niveles de presión, posición de palas...

Sistema de protección contra rayos

Los aerogeneradores están protegidos contra el impacto de rayos mediante un sistema de transmisión que desde los receptores de pala y góndola, pasando por la carcasa, el bastidor y la torre se dirige a tierra. Se poseen protectores de sobretensión.

Conexiones a red

Los aerogeneradores Gamesa-2.0 MW tienen posibilidad de funcionar en redes de 50Hz y 60Hz. El transformador que equipa el aerogenerador debe ser el adecuado para la tensión de la red eléctrica.

El factor de potencia para los aerogeneradores se encuentra entre los límites 0.95 capacitivo y 0.95 inductivo en todo el rango de potencia de las siguientes condiciones $\pm 5\%$ de tensión nominal, para el intervalo de temperaturas correspondiente, siempre y cuando la potencia del transformador sea igual o superior a 2350 kVA.

Condiciones ambientales

Los aerogeneradores están diseñados en su versión estándar para trabajar a temperaturas ambientales exteriores comprendidas en el rango de -20°C a $+30^{\circ}\text{C}$. Además, existen versiones para trabajar entre 0°C y 40°C . Son capaces de operar a una humedad relativa del 95% de forma continuada y del 100% de humedad relativa durante cortos periodos.

Condiciones del viento

La distribución de viento para un emplazamiento se especifica normalmente por una distribución de Weibull.

Las condiciones de diseño de las plataformas Gamesa-2.0 MW se indican a continuación:

Norma	IEC – IIIA
Media anual del viento (m/s)	7.5
Intensidad de turbulencia I15 (%)	18
Velocidad del viento de referencia diezminutal de 50 años (m/s)	37.5
Velocidad del viento extrema de 50 años sobre media de 3 seg (m/s)	52.5

Tabla 3. Parámetros de diseño de la plataforma G97-IIIA 2.0 MW

Norma	IEC – IIA
Media anual del viento (m/s)	8.5
Intensidad de turbulencia I15 (%)	16
Velocidad del viento de referencia diezminutal de 50 años (m/s)	42.5
Velocidad del viento extrema de 50 años sobre media de 3 seg (m/s)	59.5

Tabla 4. Parámetros de diseño de la plataforma G97-IIA 2.0 MW

Norma	IEC – S(G87)
Media anual del viento (m/s)	10
Intensidad de turbulencia I15 (%)	18
Velocidad del viento de referencia diezminutal de 50 años (m/s)	48
Velocidad del viento extrema de 50 años sobre media de 3 seg (m/s)	65.8

Tabla 5. Parámetros de diseño de la plataforma G87-S 2.0 MW

Norma	IEC – S(G97)
Media anual del viento (m/s)	7.4
Intensidad de turbulencia I15 (%)	14.5
Velocidad del viento de referencia diezminutal de 50 años (m/s)	37.4
Velocidad del viento extrema de 50 años sobre media de 3 seg (m/s)	52.36

Tabla 6. Parámetros de diseño de la plataforma G97-S 2.0 MW

Norma	IEC – IA
Media anual del viento (m/s)	10
Intensidad de turbulencia I15 (%)	16
Velocidad del viento de referencia diezminutal de 50 años (m/s)	50
Velocidad del viento extrema de 50 años sobre media de 3 seg (m/s)	70

Tabla 7. Parámetros de diseño de la plataforma G90-IA 2.0 MW

1.3.1.2 Control de potencia en aerogeneradores

Los aerogeneradores están diseñados para rendir al máximo a velocidades próximas de los 15 m/s. Es recomendable no diseñar turbinas que maximicen su rendimiento para vientos de mayor carga, ya que no son comunes cargas más altas.

En el caso de vientos con gran fuerza es necesario gastar parte del exceso de la energía que va a proceder del viento para evitar daños en el aerogenerador (desperdiciar parte de la energía, a favor del mantenimiento del aerogenerador). Todos los aerogeneradores tienen un sistema de control o regulación, para evitar fracturas o daños dentro del aerogenerador.

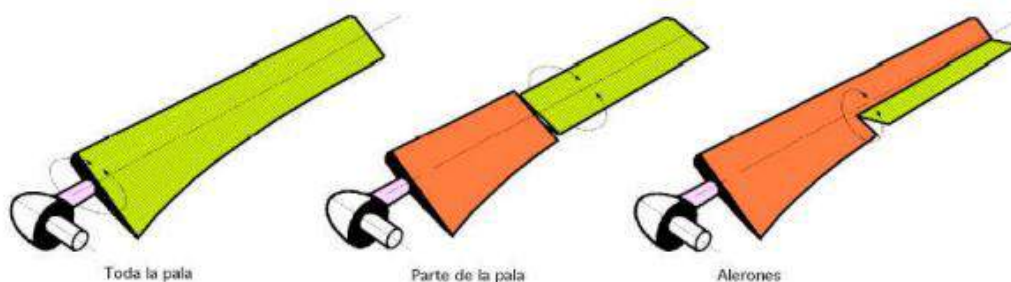


Ilustración 9. Formas de giro de las palas de un aerogenerador

Funcionamiento por variación del ángulo de paso, (Pitch control)

En un aerogenerador de regulación por cambio del ángulo de paso, el controlador electrónico de la turbina comprueba varias veces por segundo la potencia generada. Cuando ésta alcanza un valor demasiado alto, el controlador envía una orden al mecanismo de cambio del ángulo de paso, que inmediatamente hace girar las palas del rotor ligeramente fuera del viento. Y a la inversa, las palas son vueltas hacia el viento cuando éste disminuye de nuevo.

Así pues, las palas del rotor deben ser capaces de girar alrededor de su eje longitudinal (variar el ángulo de

paso).

El diseño de aerogeneradores controlados por cambio del ángulo de paso requiere una ingeniería muy compleja, para asegurar que las palas giren exactamente el ángulo deseado. En este tipo de aerogeneradores, el ordenador generalmente girará las palas muy pocos grados cada vez que el viento cambie, para mantener un ángulo óptimo que proporcione el máximo rendimiento a todas las velocidades de viento.

El mecanismo de cambio del ángulo de paso suele funcionar de forma hidráulica o mediante motores de continua.

Control por pérdida aerodinámica, (Stall control)

Los aerogeneradores de regulación (pasiva) por pérdida aerodinámica tienen las palas del rotor unidas al buje en un ángulo fijo.

Sin embargo, el perfil de la pala ha sido aerodinámicamente diseñado para asegurar que, en el momento en que la velocidad del viento sea demasiado alta, se creará turbulencia en la parte de la pala que no da al viento. Esta pérdida de sustentación evita que la fuerza ascensional de la pala actúe sobre el rotor.

Conforme aumenta la velocidad real del viento en la zona, el ángulo de ataque de la pala del rotor también aumentará, hasta llegar al punto de empezar a perder sustentación.

La pala del rotor de un aerogenerador regulado por pérdida aerodinámica observará que la pala está ligeramente torsionada a lo largo de su eje longitudinal. Esto es así en parte para asegurar que la pala pierde la sustentación de forma gradual, en lugar de hacerlo bruscamente, cuando la velocidad del viento alcanza su valor crítico.

La principal ventaja de la regulación por pérdida aerodinámica es que se evitan las partes móviles del rotor y un complejo sistema de control. Por otro lado, la regulación por pérdida aerodinámica representa un problema de diseño aerodinámico muy complejo, y comporta retos en el diseño de la dinámica estructural de toda la turbina, para evitar las vibraciones provocadas por la pérdida de sustentación.

Aerogeneradores de regulación activa por pérdida aerodinámica (Active stall control)

Un número creciente de grandes aerogeneradores (a partir de 1 MW) están siendo desarrollados con un mecanismo de regulación activa por pérdida aerodinámica.

Técnicamente, las máquinas de regulación activa por pérdida aerodinámica se parecen a las de regulación por cambio del ángulo de paso, en el sentido de que ambos tienen palas que pueden girar. Las palas por regulación activa por pérdida aerodinámica solo giran menos de 10°. Para tener un momento de torsión (fuerza de giro) razonablemente alto a bajas velocidades del viento, este tipo de máquinas serán normalmente programadas para girar sus palas como las de regulación por cambio del ángulo de paso a bajas velocidades del viento (a menudo sólo utilizan unos pocos pasos fijos, dependiendo de la velocidad del viento).

Sin embargo, cuando la máquina alcanza su potencia nominal, observará que este tipo de máquinas presentan una gran diferencia respecto a las máquinas reguladas por cambio del ángulo de paso: si el generador va a sobrecargarse, la máquina girará las palas en la dirección contraria a la que lo haría una máquina de regulación por cambio del ángulo de paso. En otras palabras, aumentará el ángulo de paso de las palas para llevarlas hasta una posición de mayor pérdida de sustentación, y poder así consumir el exceso de energía del viento.

Una de las ventajas de la regulación activa por pérdida aerodinámica es que la producción de potencia puede ser controlada de forma más exacta que con la regulación pasiva, con el fin de evitar que al principio de una ráfaga de viento la potencia nominal sea sobrepasada. Otra de las ventajas es que la máquina puede funcionar casi exactamente a la potencia nominal a todas las velocidades de viento. Un aerogenerador normal de regulación pasiva por pérdida aerodinámica tendrá generalmente una caída en la producción de potencia eléctrica a altas velocidades de viento, dado que las palas alcanzan una mayor pérdida de sustentación.

El mecanismo de cambio del ángulo de paso suele operarse mediante sistemas hidráulicos o motores eléctricos paso a paso.

La elección de la regulación por cambio de paso es sobre todo una cuestión económica, de considerar si vale o no la pena pagar por la mayor complejidad de la máquina que supone el añadir el mecanismo de cambio de paso de la pala.

A continuación, se expone una representación de las distintas curvas de potencia según el tipo de control que tenga el aerogenerador:

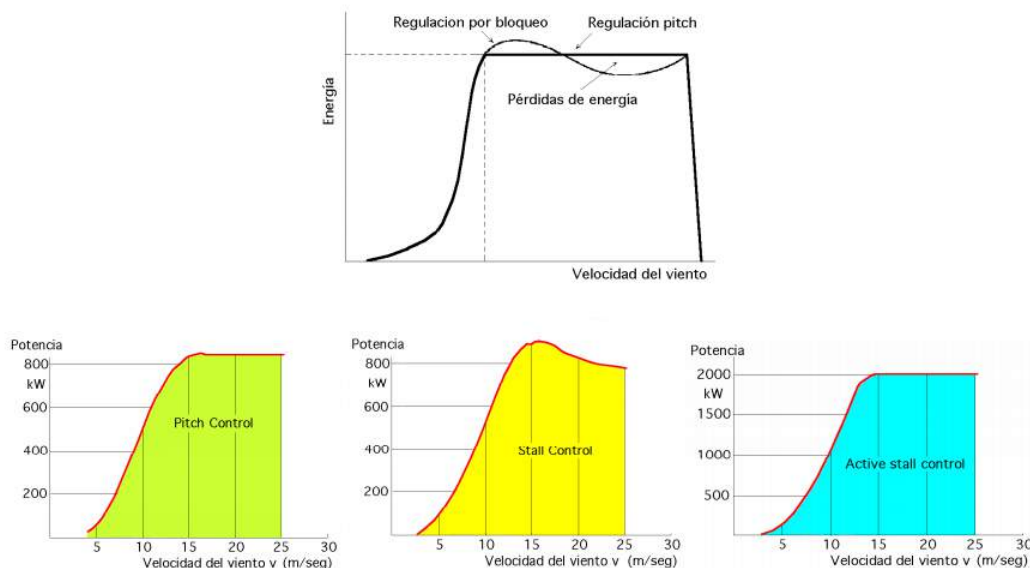


Ilustración 10. Funcionamiento de los distintos tipos de control de un aerogenerador

El aerogenerador Gamesa G97 de 2MW de potencia utilizará el sistema de control pitch controlled, dispondrá de palas que tendrán la posibilidad de girar de -5 a 87° . El sistema hidráulico que tienen permite que en caso de emergencia las palas puedan volver a su posición base. Este es el sistema elegido por su mejor relación calidad/precio.

1.3.2 Ejecución técnica del parque eólico

La ejecución de la parte técnica es la construcción del parque eólico con todas las obras de infraestructura que se requieran: caminos de acceso y viales interiores, cimentaciones y plataformas para los aerogeneradores, centros de transformación, cableado de media tensión, baja tensión, fibra óptica, etc., puesta a tierra de todo el parque, centros de transformación de los aerogeneradores...

Para poder evacuar la energía eléctrica producida por los aerogeneradores en el parque eólico, es preciso construir una subestación de 115/24,9 kV que servirá para conectarse a la subestación eléctrica existente de Las Brechas mediante una línea de alta de tensión, 115 kV, de evacuación. Igualmente es preciso construir una red de distribución de 24,9 V que servirá para la interconexión entre los aerogeneradores y el centro de transformación interna del parque eólico.

1.3.2.1 Obra civil

Dentro del capítulo de obra civil, se valoran los condicionantes ambientales dentro del parque eólico, como el sistema hidrológico para evitar alterar zonas de acuíferos y evitar capas freáticas.

Se realiza estudios previos para evitar que apareciesen restos históricos, arqueológicos o todo patrimonio relacionado.

Toda la tierra vegetal que se excave o de vías de servicio se retirará de forma adecuada para reutilizar la a posterior en la reestructuración del parque. Se utilizarán para terraplenes o desmontes que se necesiten dentro de la zona.

En el tema de la gestión de residuos, los que se generen dentro de la explotación y transcurso del parque eólico serán entregados a un gestor de residuos que los valorará o eliminará dichos residuos.

1.3.2.1.1 Caminos de acceso

Los caminos de acceso al parque eólico deberán contener estas especificaciones:

Ancho útil	3.50 m
Anchura de paso	5.00 m
Altura libre	4.60 m
Radio de curva, externo	28.00 m
Gradiente, superficie suelta	$\leq 7\%$
Gradiente, superficie pavimentada	$\leq 12\%$
Gradiente en curvas con gradiente lateral	$\leq 4\%$
Capacidad portante	2 kg/cm ²

Tabla 8. Tabla con las especificaciones del terreno

1.3.2.1.2 Viales internos del parque

Para el refuerzo de los viales interiores se utilizará una capa de 20 cm de espesor de zahorra y compactación próxima al 90-95 % y a continuación se modificará esta con una zahorra artificial de espesor igual que el anterior para compactar hasta un 98% el proctor modificado.

Se aprovechará al máximo los viales ya existentes dentro de la zona del parque eólico. La anchura mínima dentro del parque debe ser 4.5 metros en recta y en curva se guiará según el radio de curvatura que se vaya a utilizar. A menor radio de curvatura mayor sobre ancho se necesitará.

El radio mínimo de curvatura será de 30 m, este será el que proporcionará el máximo sobre ancho. La pendiente máxima permitida en los viales debe estar comprendida entre 8° y 10°. Si se supera el 13%, el camino tendrá que pasar por un proceso de hormigonar o asfaltar.

Los procesos que se siguen en un terreno son:

- Excavación vegetal.
- Excavación ya en terreno compacto con máquinas mecánicas.
- Extendido y compactado de capa no superficial de zahorra artificial, sobre 20 cm.
- Extendido y compactado de otra capa zahorra de 20 cm.
- Compactado de la capa superficial.
- Extender la tierra vegetal.
- Reparación de la parte superficial, que puedan aparecer por ejecución de desmontes y terraplenes.

La zahorra que se debe utilizar en este procedimiento se encuentra descrita dentro del pliego de condiciones que encuentra a continuación del apartado de la ejecución técnica.

Dentro del drenaje superficial del camino se tendrá en cuenta un bombeo del 2%, este desnivel permite drenar aguas de lluvia procedentes de la capa de rodadura, así como las aguas recogidas de pequeños cauces naturales de escorrentía. Para las aguas de escorrentía se dispone de una zona lateral a la cuneta de unas medidas de 0.50 metro de ancho y 0.30 metros de profundidad a ambos lados de la carretera.

Para evitar la excesiva acumulación de agua se asegurará que la cota superior de la explanada esté al menos a 90 cm por encima del nivel más alto de la capa freática.

Los cruces de zanjas se realizarán de forma que estén reforzadas ya que tendrán que soportar el peso de los vehículos para que no sufran ningún deterioro los cables que están en el interior de la zanja. Dentro de las zanjas se encuentran tanto cableado de los aerogeneradores, cables de media tensión, cables de fibra óptica, cables de puesta a tierra.

1.3.2.1.3 Sistema de cimentación para torres y procedimiento de instalación del sistema de cimentación

Este sistema se centra en la construcción de torres on-shore. Utilizado para dar soporte a torres o estructuras de cargas elevadas o de grandes dimensiones.

En la actualidad la gran mayoría de aerogeneradores se cimientan sobre zapatas convencionales por gravedad. Esto consiste en una losa ubicada bajo el suelo sobre el cual se debe situar la estructura o aerogenerador a soportar. Esta losa generalmente está hecha de hormigón armado, hormigonada in-situ y la cantidad de hormigón depende las cargas externas.

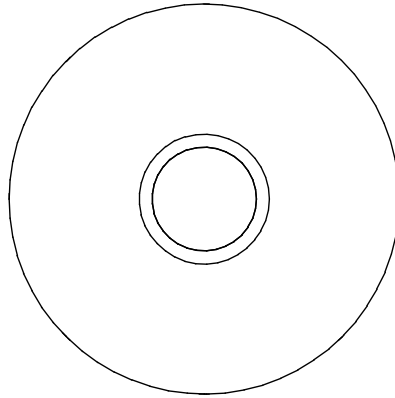


Ilustración 11. Planta de la zapata convencional por gravedad

Los grandes inconvenientes, primero son su elevado coste debido a la gran cantidad de hormigón y acero. Y segundo, al ser gran volumen de construcción requiere un elevado plazo de construcción, y más sensible a condiciones meteorológicas.

Otra de las vías consiste en una losa de hormigón armado con unos nervios radiales, principalmente de hormigón armado. Su ventaja es que los nervios radiales soportan las cargas externas provenientes de la estructura o torre con una losa de menor volumen. Su inconveniente, presenta una mayor complejidad constructiva.

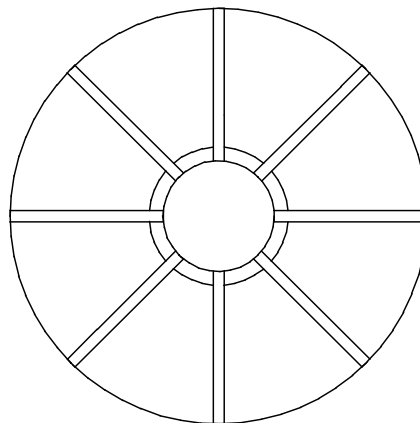


Ilustración 12. Planta de una losa hormigonada con nervios radiales

Las vías expuestas anteriormente son para la cimentación superficial para la cimentación no superficial se procederá según las capas del terreno:

Tipo de terreno	Tipo de cimentación
Roca próxima a la superficie	Cimentación superficial de hormigón armado apoyado Anclado en la roca y anclado mediante pernos
Terreno firme	Cimentación superficial de hormigón armado (con posible incorporación de pilotes)
Terreno de baja capacidad portante	Cimentación superficial de hormigón armado con pilotes

Tabla 9. Tipos de cimentación según terreno

Dependiendo del terreno a cimentar, la utilización de pilotes será o no necesaria. En el caso del parque eólico Bolivia I, se utilizarán pilotes para su cimentación. Debido a que se tienen suelos arcillosos de consistencia media y firme (Anexo 3.2 Estudio geotécnico de la zona).

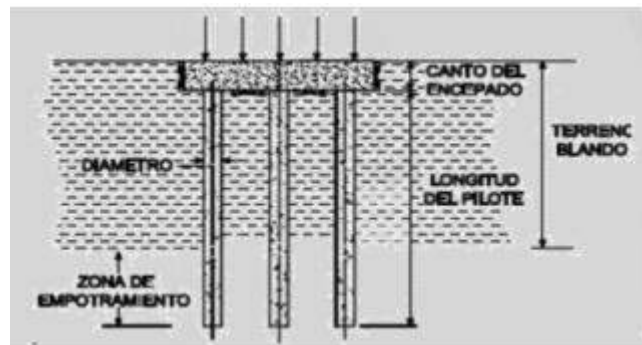


Ilustración 13. Estructura con pilotes

Los pilotes que se tomarán para soportar la carga del aerogenerador tendrán las características de un pilote tipo CPI-4. El pilote CPI-4 de la NTE es un tipo de pilote perforado y hormigonado “in situ” de entubación recuperable con extracción de tierras.

Respecto a la cimentación superficial dentro del proyecto Bolivia I, se cimentará sobre una zapata convencional por gravedad. Esta zapata tendrá forma circular que estará formado por una malla inferior y otra superior. Estas mallas permitirán la conexión con la virola, esta a su vez conexas con la torre del aerogenerador.



Ilustración 14. Losa de hormigón

La ejecución de la cimentación superficial requiere de los siguientes procedimientos:

- Excavación del hueco, hasta la zona del estrato resistente, para la zapata mediante el uso de maquinaria.
- Si el terreno lo requiere mejora de la capacidad portante de la explanada, se rellena con piedras y hormigón hasta la altura necesaria.

- Se realizan los encofrados para dar la forma a la cimentación que se va realizar.
- Se vierte hormigón de limpieza (capa de unos 10-15 mm), sobre el que se instala el ferrallado de la armadura.
- Inserción y posicionamiento de la virola en la zona excavada.
- Ferrallado de la parte superior de la armadura, esta es la que permite la fijación y unión de la virola con la losa de hormigón.
- A continuación, se rellena de hormigón la zona para crear la losa y formar la cimentación que sujetará el aerogenerador. Se hormigona la virola para facilitar la operación con el resto de tramos de la torre, la virola sobresale entre 40-50 cm de la plataforma.
- Finalmente se regenera la zona con tierra vegetal, retirada al comienzo de la cimentación.



Ilustración 15. Ferrallado de la estructura inferior y superior

Respecto al tema de la ejecución de los pilotes para la cimentación interna:

- En primer lugar, se realiza un trabajo de replanteo que es realizado por un topógrafo a fin de obtener una mayor precisión.
- Los primeros metros de la perforación se realizan por hincas con tapón de grava. Una vez alcanzada la profundidad objetivo se realiza la limpieza del fondo de la excavación. Se perfora el terreno excavando un pozo de igual diámetro del pilote y se coloca una tubería de entubación. Esta tubería es recta, de acero y va hasta la parte más profunda donde va a llegar el pilote. La entubación y las juntas deben tener la resistencia para no deformarse y soportar los esfuerzos producidos por el terreno al clavar el tubo.
- Al llegar a la profundidad donde se colocará el pilote, se limpia el mismo y se coloca una base de unos 15 cm de gravilla libre de arena a modo de apoyo para el pilote.
- La armadura es elaborada previamente. A continuación, las armaduras transversales y longitudinales se deben atar firmemente entre sí formando así una jaula con la resistencia suficiente para no deformarse en su trabajo de hormigonado. Con una grúa se coloca la armadura dentro de la excavación. El recubrimiento mínimo debe ser mayor o igual a 60 mm para pilotes con diámetro superior a 0,6 metros.
- La armadura se suspenderá dentro de la entubación al comienzo del hormigonado, ya que no apoya al fondo de la excavación. Se deja a unos 20 cm de la perforación.
- El hormigonado se realiza con tubería metálica. Esta se introduce en la armadura hasta el fondo de la excavación. El proceso de hormigonado se debe realizar de forma continua.
- A medida que sube el hormigón se va retirando la tubería, este proceso se realiza sin interrupción hasta llegar a la zona superficial. Se extrae la tubería de entubación.

- El pilote se hormigonará con un exceso de altura para realizar a continuación el descabezado del pilote. Este exceso se calcula como mínimo a la mitad del diámetro. Permitirá eliminar todo el hormigón de mala calidad.

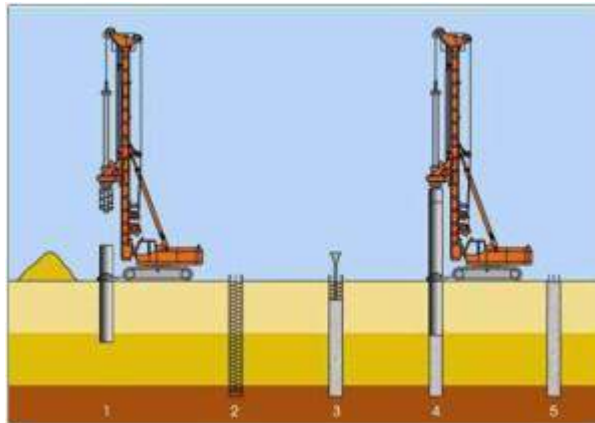


Ilustración 16. Proceso de formación de pilotes

1.3.2.1.4 Centro de control

La sala de control, seccionamiento y medida al sistema de 24,9 kV de nuestra instalación está integrada en el edificio del centro de transformación de la subestación eléctrica 115/24,9 kV.

1.3.2.1.5 Canalización de Media tensión

Las canalizaciones para las interconexiones entre aerogeneradores a 24,9 kV consisten en zanjas excavadas de 1,2 metros de profundidad y 0,6 metros de anchura mínima.

El cable de puesta a tierra se extenderá al fondo de la zanja y a su vez se recubrirán con una capa de tierra de la excavación. Mientras que los cables de media tensión se extenderán encima de esta pequeña capa de tierra más una capa de 100 mm de espesor de arena de mina. Encima a su vez de estos cables se procederá a extender otra capa de arena de mina, pero de un espesor mayor, 200 mm.

Se coloca por encima una o dos filas de losetas prefabricadas, que hacen de protección mecánica de todos los cables. Encima de estas losetas se recubre con 50 mm de tierra de la excavación. Sobre esta capa se posa los cables de fibra óptica que serán recubiertos con 250 mm de tierra de excavación. De nuevo se vuelve a realizar la colocación de una o dos filas de losetas prefabricadas.

Seguidamente se sitúa una capa de 300 mm de tierra en tongadas de 100 mm y se compacta. Se coloca las cintas de señalización que indican la existencia de cables de media tensión. Finalmente se coloca otra capa de tierra de excavación o zahorras hasta alcanzar la superficie.

1.3.2.2 Infraestructura eléctrica

En los parques eólicos con grandes potencias instaladas se requieren dos niveles de transformación. El primero, un centro de transformación que eleva la tensión de los aerogeneradores hasta la media tensión, en nuestro caso unos 24,9 kV.

En segundo lugar, una subestación transformadora que eleva la tensión de la red de media tensión hasta el nivel de alta tensión. En nuestro caso a unos 115 kV.

Toda la infraestructura eléctrica será regida y calculada por las normas expuestas del presente proyecto en el apartado 1.2 Normativa.

Todo aerogenerador cuenta con su propio centro de transformación, ya que la configuración utilizada es la de media tensión entre sí.

El parque eólico está formado por 16 aerogeneradores, con una altura de buje de 78 metros, con una potencia unitaria de 2000 kW y una tensión de generación de 690 V. Cada aerogenerador cuenta con su centro de transformación en la zona baja de la torre. Esto estará compuesto por un transformador de aislamiento seco y las celdas de interconexión y protección.

Los aerogeneradores se conectan por medio de cables subterráneos a 24,9 kV al centro de control y seccionamiento.

La sala de control, medida y seccionamiento está dispuesta e integrada en la subestación 115 kV/24,9 kV dentro del parque eólico.

Para la eficaz medición de los vientos se instala una torre meteorológica de 80 metros de altura.

1.3.2.2.1 Instalaciones

Todo lo que necesita el parque eólico para su funcionamiento es este conjunto de instalaciones:

- Aerogeneradores. Proporcionarán la potencia y producción.
- Centros de transformación. Cada aerogenerador lleva asociado su centro de transformación
- Línea de aerogeneradores de media tensión. Una línea de 24,9 kV subterránea que conecta los distintos aerogeneradores y transporta la energía hasta la subestación.
- Líneas de comunicación. Conjunto de líneas formado por fibra óptica para comunicaciones de los sistemas de control y protección de la instalación.
- Torre meteorológica. Elemento para la medición de los vientos.

1.3.2.2.2 Conexiones dentro del parque eólico

Cada uno de los aerogeneradores en su base contiene un cuadro de baja tensión instalados antes del transformador. Los cables de media tensión realizan la interconexión entre transformadores y celdas de maniobra. Estos cables se realizan con RHZ1- OL 12/25 kV 3 x (1x95) mm².

Según la posición del aerogenerador en el parque eólico y su funcionalidad varían los módulos que dispondrá cada celda.

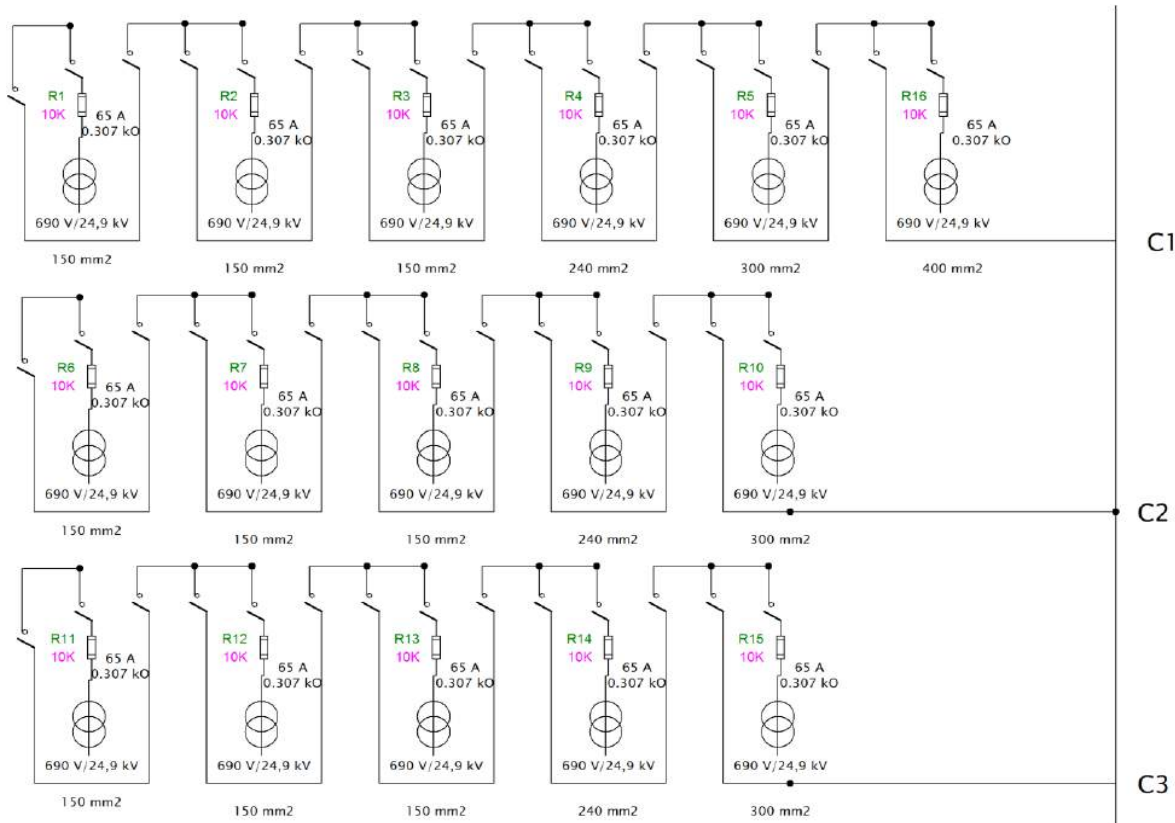


Ilustración 17. Conexión entre los distintos aerogeneradores

1.3.2.2.3 Conexiones entre los aerogeneradores de media tensión

Se han previsto tres circuitos dentro de la zona de aerogeneradores.

El tendido es subterráneo y los cables se tienden agrupar en zanjas. La red de fibra óptica para comunicaciones como los cables desnudos para puesta a tierra se colocará en la misma zanja.

Las secciones adoptadas para el cableado interno serán de 150, 240, 300 y 400 mm². Las características del cableado se verán a posterior en el capítulo.

1.3.2.2.4 Comunicaciones por fibra óptica

Los cables de fibra óptica se usan para la comunicación entre el sistema de control del parque eólico y los datos meteorológicos del centro eólico.

Las características de estos cables de fibra óptica se resumen en:

- 16 fibras por cable.
- Resistencia al fuego.

- Protección contra penetración del agua.
- Atenuación máxima a 1300 dB/Km.
- Directamente enterrado.
- 9/125 μm para fibra óptica monomodo.
- 62.5/125 μm para fibra óptica multimodo.

Se realiza un circuito de fibra óptica con recorrido de ida y vuelta con entrada en los aerogeneradores de forma alternativa.

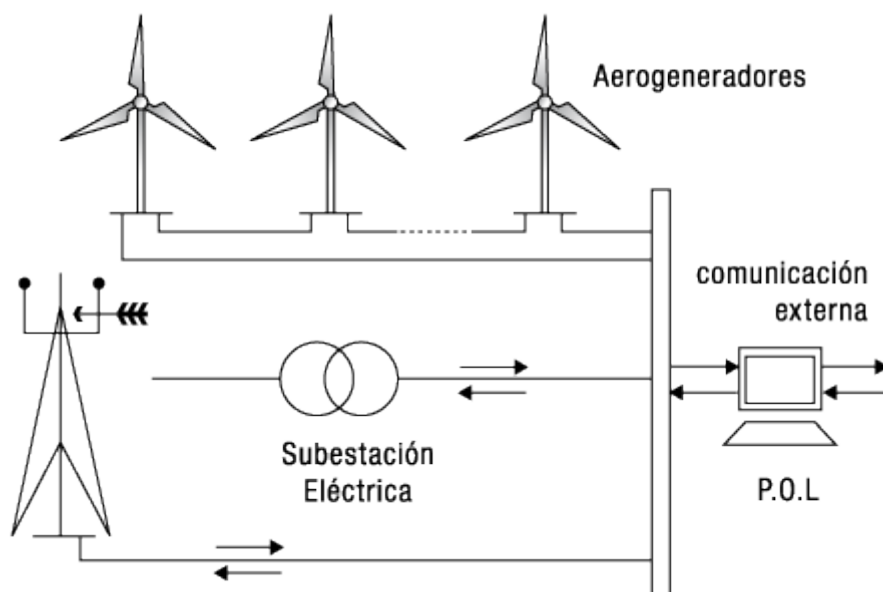


Ilustración 18. Conexión Scada con el parque eólico (Montaje y mantenimiento de Parques Eólicos, 2016)

1.3.2.2.5 Red de tierras

La red de tierras es el elemento de seguridad del parque eólico. Se dispondrá de una sola red de puesta a tierra para todo el parque eólico.

Consta de dos partes. La red general de tierras y la red de tierra de cada aerogenerador.

Se debe cumplir las especificaciones del fabricante del aerogenerador para que se obtenga una resistencia de puesta a tierra igual o inferior a 2 ohmios. Se incluye un conductor de acompañamiento, de cobre desnudo de 50 mm², en el interior de las zanjas de todo el parque eólico.

La red de puesta a tierra está formada por dos anillos conductores de cobre desnudo de 70 mm² de sección. Tras la red de tierras se mide la resistencia de puesta a tierra, para calcular si obtenemos una resistencia menos o igual a dos ohmios.

1.3.2.2.6 Torre meteorológica.

Es una instalación destinada a medir y registrar regularmente diversas variables meteorológicas. Estos datos se utilizan tanto para la elaboración de predicciones meteorológicas a partir de modelos numéricos como para estudios climáticos.

Las torres son aquellas que proporcionan los distintos datos de la fuerza eólica. Están interconexionadas con los aerogeneradores y mediante fibra con el sistema SCADA del parque eólico.

1.3.2.3 Subestación eléctrica 24.9/115 kV

El cometido de la subestación es adaptar los 24.9 kV de generación a 115 kV para su conexión con el sistema de transporte de la energía eléctrica. Será el parque de 24.9 kV en configuración de simple barra, el que recoja la inyección de la energía proveniente del parque eólico para pasar de forma controlada, al transformador para adaptar los 24.9 kV de generación a 115 kV para el transporte.

El presente proyecto se ha diseñado conforme a las siguientes normativas:

- Normas y recomendaciones de IEEE, ACI, CIGRE, ANSI...
- Normativa Europea EN.
- Normativa CENELEC.
- Normativa CEI.
- Normativa UNE.
- Instrucciones técnicas de los fabricantes y suministradores de equipos.

La subestación está formada por dos parques, uno de 115 kV y otro de 24.9 kV. Resulta al medio ambiente por lo que todo la apartamentada podrá soportar condiciones atmosféricas adversas.

Los factores básicos que rigen el diseño de la subestación son:

- Conseguir unos niveles de calidad adecuados de la energía inyectada en la red de transporte (frecuencia, niveles de tensión, huecos, picos, niveles de potencia reactiva, etc...)
- Un diseño que permita una buena operatividad, flexibilidad y ampliación futura.
- Continuidad del suministro eléctrico.
- La seguridad del sistema tanto para la instalación como para los responsables de ella.
- Posibilidad de ampliación en el futuro, por lo que se designará un espacio para la posibilidad de una implantación extra.

Los diferentes elementos de la subestación:

- Edificio de control.
- Obra civil.
- Estructuras y soportes metálicos.
- Transformador de potencia.
- Apartamentada de 115 kV.
- Cabinas de 24.9 kV.
- Conductores y embarrados.
- Protección, control y medida.
- Instalaciones auxiliares.
- Elementos de seguridad.

La malla de puesta a tierra tiene como objetivo fundamental, que cuando se produzca un cortocircuito, una sobre tensión atmosférica o una sobre tensión de maniobra, todo excedente de energía se drene a tierra a través de ese mallado formado por un conjunto de conductores de cobre electrolítico soterrados.

El mallado de la subestación cubrirá toda la superficie de la misma más un metro por cada lado para mayor seguridad en lo que respecta a las tensiones de paso.

1.3.2.4 Sistema de 24.9 kV

El sistema de 24.9 kV será el que reciba la energía proveniente del parque eólico de 32 MW. Estará dispuesto en celdas de interior en configuración de simple barra partida con acoplamiento longitudinal.

Este sistema estará formado de celdas de 24,9 kV, 4 posiciones de línea, una posición de transformación, dos de medida y dos de servicios auxiliares. El embarrado, estará conectado al transformador de potencia por la posición de transformación. La posición de transformación ira provista de 1 posición de medida en cada nivel de tensión.

Las celdas serán de tipo blindado con aislamiento en SF6.

El número total de celdas blindadas será 11, con la denominación siguiente:

- Una celda para la posición de transformador T-1.
- Cuatro celdas de línea (dos en cada semibarra).
- Dos celdas de servicios auxiliares (una para cada Transformador de Servicios Auxiliares).
- Dos celdas de medida en barras (una en cada semibarra).
- Dos celdas para la partición y el remonte.

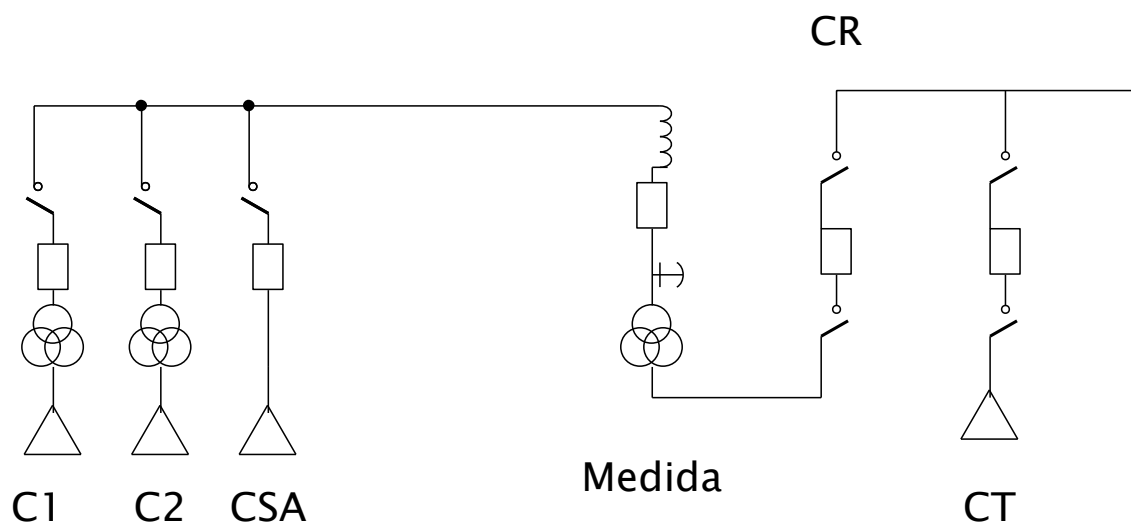


Ilustración 19. Esquema unifilar del sistema 24.9 kV

El sistema se completa con tres auto-válvulas de protección a la salida del transformador.

Celda de línea:

Estarán compuesta de:

- 1 interruptor automático trifásico.
- 3 transformadores de intensidad.
- 1 seccionador tripolar de tres posiciones (servicio-abierto-puesto a tierra).
- Indicadores de presencia de tensión.

Celda de medida

Estarán compuestas de:

- 3 transformadores de tensión.
- 1 seccionador tripolar de cuatro posiciones (servicio-abierto-puesto a tierra).

- 3 fusibles de protección.
- 3 transformadores de intensidad

Celdas de transformador:

Estarán compuestas de:

- 1 interruptor automático trifásico.
- 3 transformadores de intensidad.
- 1 seccionador tripolar de dos posiciones (servicio-abierto).
- Indicadores de presencia de tensión.

Celdas de SS.AA.:

Estarán compuestas de:

- 3 transformadores de intensidad.
- 1 seccionador tripolar de cuatro posiciones (servicio-abierto-puesto a tierra),
- 3 fusibles de protección.
- Indicadores de presencia de tensión.

Celdas de partición y remonte:

Estarán compuestas de:

- 1 interruptor automático trifásico.
- 3 transformadores de intensidad.
- 2 seccionadores tripolares de dos posiciones (servicio-abierto).
- Indicadores de presencia de tensión.
- Protecciones: máxima intensidad.

Dicha aparamenta está dimensionada de acuerdo a los niveles máximos de aislamiento de 30 KV, la cual será sometida a tensiones de ensayo a frecuencia industrial y de choque:

- Tensión nominal red: 30/18 kV
- Tensión nominal celda: 30 kV
- Tensión de ensayo a frecuencia industrial, 50 Hz: 70 kV
- Tensión de ensayo a onda de choque tipo rayo: 175 kV

- Intensidad nominal en barras: 2000 A
- Intensidad nominal derivaciones de transformador, acoplamiento, y remonte: 2000 A
- Intensidad nominal derivaciones de líneas y ss.aa.: 1250 A
- Intensidad nominal de corte de cortocircuito: 25 kA
- Capacidad de cierre de cortocircuito, valor cresta: 63 kA
- Intensidad nominal de corta duración, 3 s : 25 kA
- Resistencia a arcos internos, 1 s: 25 kA
- Tensión de mando motor: 125 Vc.c.
- Tensión bobinas: 125 Vc.c.
- Grado de protección componentes de alta tensión: IP65
- Grado de protección cubículo de baja tensión: IP65

El interruptor automático es el elemento de potencia destinado a la interrupción de la circulación de corrientes tanto en régimen normal de funcionamiento como en régimen de cortocircuito. En todas las posiciones del parque de 24.9 kV se instalarán interruptores automáticos con las siguientes características:

- Tensión de servicio 30 kV
- Frecuencia 50 Hz
- Intensidad nominal de servicio 1600 A
- Poder de corte bajo cortocircuito 25 kA
- Poder de cierre nominal bajo cortocircuito 62,5 kA
- Tensión de ensayo 1 minuto 50 Hz 70 kV
- Tensión de ensayo con onda 1,2/50 μ s 170 kV

Los seccionadores tienen como finalidad hacer efectiva la apertura de un circuito. Dan efectividad y seguridad a la interrupción del circuito.

- Tensión nominal 30 kV
- Intensidad nominal 1250 A
- Tensión soportada a impulsos tipo rayo (a tierra y entre polos) 125 kV
- Tensión soportada a impulsos tipo rayo (a seccionamiento) 145 kV
- Tensión soportada a frecuencia industrial (a tierra y entre polos) 70 kV
- Tensión soportada a frecuencia industrial (a seccionamiento) 70 kV
- Intensidad máxima de corta duración (1 s) 31,5kA
- Máxima intensidad admisible 80 KA 80 kA

El control de dichos seccionadores podrá realizarse manual o automático (motorizado).

Los transformadores de intensidad sistema 24.9 kV son vitales para la buena coordinación y funcionamiento de las protecciones de la instalación. Se pueden distinguir dos tipos de transformadores: transformador de medida y transformador de protección. Se montarán junto al interruptor automático, tanto en la posición de línea como en la de transformación.

- Tensión de servicio 30 kV
- Relación de transformación 1000 / 5 – 5 – 5 A
- Relación de transformación servicios AUX. 200 / 5 – 5 – 5
- En arrollamiento de facturación 15 VA cl. 0,2s
- En arrollamiento de medida 20 VA 5P20
- En arrollamiento de protección 20 VA 5P20
- Poder de corte nominal bajo cortocircuito 25 kA
- Poder de cierre nominal bajo cortocircuito 62,5 kA

Los transformadores de tensión sistema 24.9 kV se instalan en las posiciones de barras y en la de transformación:

- Tensión de servicio 30 kV
- Relaciones de transformación $\frac{24900}{\sqrt{3}} : \frac{110}{\sqrt{3}} - 100$
- Facturación y medida 50 VA cl.0,2s
- Protección 50 VA 3P
- Temperatura mínima/máxima -25/40°C
- Frecuencia 50Hz

Se tendrá en la subestación 3 autoválvulas de protección en la salida de bornas de los transformadores de potencia, 3 en cada transformador sus características:

- Tensión asignada: 30 kV
- Tensión de descarga nominal (0,5µs): 70,9 kV
- Tensión residual máxima (8/20µs 10kA): 64,9 kV

1.3.2.5 Servicios auxiliares

Los servicios auxiliares en la subestación otorgan a los equipos más relevantes de la instalación la energía necesaria para que la subestación no deje de estar en servicio. Cuando todo está según lo previsto los sistemas auxiliares actúan como sistema de respaldo recargando constantemente las baterías.

Dos transformadores de 24.9/0.4 kV conectados al embarrado principal de 24.9 kV alimentarán al cuadro general de baja tensión. Estarán conectados entre sí mediante un conmutador que actuará de selector entre uno u otro transformador.

Del cuadro de baja tensión partirán los embarrados de corriente alterna y el sistema de alimentación de corriente continua. Los transformadores irán provistos de una sonda de temperatura que provocará el disparo en la posición del interruptor SSAA, si se supera cierta temperatura.

La alimentación de corriente continua irá provista de dos baterías, una de 48 Vcc y otra de 125 Vcc para dar servicio a elementos de la subestación que trabajan a diferente tensión.

La alimentación de corriente alterna de los SSAA estará formada por tres embarrados: alimentación de servicios esenciales, alimentación de servicios principales y alimentación de servicios terciarios.

La barra de servicios principales suministrará la aparamenta y los armarios de control y protecciones del parque de 24.9 kV y el de 115 kV, así como los equipos de telecontrol y comunicación. Dispondrá a su vez de magnetotérmicos de reserva.

La barra de servicios terciarios dará el servicio al alumbrado y al circuito de fuerza e irá provisto de magnetotérmicos para su protección, así como de tres interruptores diferenciales unipolares.

Los equipos principales que se le darán suministros desde los SSAA son:

Servicios principales:

- Calefacción e iluminación de las posiciones de 115 kV y 24.9 kV.
- Equipos de telemedida.
- Tomas de corriente para usos varios de mantenimiento.
- Instalación de servicios sector terciario

Servicios esenciales:

- Rectificador-cargador de la batería de 125 Vcc.
- Rectificador-cargador de la batería de 48 Vcc.
- Cuadro grupo electrógeno.
- Refrigeración de transformador de potencia.
- Cambiador de tomas en carga

Sector terciario:

- Alumbrado.
- Tomas de corriente

El grupo electrógeno irá conectado al embarrado de servicios esenciales. Si se produce un cero en el secundario de los transformadores de servicios auxiliares, se arrancará el grupo electrógeno.

Grupo Electrógeno

- Tensión nominal (V) 380/220 V
- Potencia nominal (KVA) 220 kVA

Transformador de Servicios Esenciales

- Relación de transformación (V) 25000/400
- Potencia nominal (KVA) 630 kVA
- Grupo de conexión e índice horario Dyn11
- Frecuencia 50 50Hz
- Refrigeración Transformador tipo seco con envolvente de protección

1.3.2.6 Sistema de 115 kV

El sistema de 115 kV tiene como finalidad inyectar en la red de transporte la energía procedente del parque eólico al nivel de tensión de 115 kV.

El parque está formado por 1 posición de línea, 1 posición de transformación, embarrado de 115 kV, 1 posición de media. Se complementa con equipos de media, protección y control asociados a estas posiciones que se instalarán en armarios en la sala de control del edificio.

La composición de cada una de las posiciones será la siguiente:

Posiciones de Línea 115 kV:

- 3 Transformadores de tensión en línea.
- 3 Pararrayos de óxido de cinc.
- 1 Seccionador de línea tripolar con cuchillas de P.aT. Ambos motorizados.
- 3 Transformadores de intensidad.
- 1 Interruptor tripolar.
- 2 Seccionadores de barras tripolares. Ambos motorizados.

Posición de Transformador 115kV:

- 3 Pararrayos de óxido de cinc.
- 3 Transformadores de intensidad.
- 1 Interruptor tripolar.
- 2 Seccionadores de barras tripolares. Ambos motorizados.

El interruptor tripolar de línea de 115 kV es el elemento destinado a la interrupción de la circulación de corrientes tanto en régimen normal de funcionamiento como en régimen de falta. Se prevee la instalación de interruptores automáticos tripolares aislados en SF6. Se instalarán dos interruptores automáticos tripolares:

Uno para la posición de línea y otro para la posición del transformador. Sus características:

- Número de polos: 3
- Tensión nominal: 115 kV
- Intensidad nominal: 2000 A
- Tensión más elevada para el material: 145 kV
- Nivel de aislamiento: 275/650 kV
- Frecuencia asignada: 50 Hz
- Intensidad de corte de cortocircuito: 31,5 kA
- Aislamiento interno: SF6
- Tensión de motor y mando: 125 Vcc

El seccionador trifásico tipo columna para barras de 115 kV se instalarán 4 para aislamientos en barras:

- 2 para las posiciones de línea (2 en cada posición).
- 2 para las posiciones de transformador (2 en cada posición).

Las características de estos seccionadores serán:

Seccionador trifásico tipo columna para barras en posiciones de línea y transformación:

- Número de polos: 3
- Frecuencia asignada: 50 Hz
- Tensión más elevada para el material: 145 kV
- Corriente asignada: 2000 A
- Corriente corta duración admisible asignada: 31,5 kA
- Valor de cresta de corriente admisible generada: 80 kA
- Accionamiento: Motorizado

Accionamiento motorizado del seccionador:

- Tensión nominal del mando: 125 Vcc
- Par máximo: 85 m.kg
- Endurancia estándar: 1000 maniobras
- Limitador par mecánico
- Control temporizado de tiempo de maniobra

- Tensión motor: 380/220 Vca

El control de dichos seccionadores se hará de forma simultánea, que permite que la maniobra de cierre y apertura esté debidamente sincronizada.

El seccionador trifásico tipo columna para líneas de 115 kV se instalará un seccionador tripolar con cuchillas de puesta a tierra (1 para la posición de línea). Sus características serán:

- Número de polos: 3
- Frecuencia asignada: 50 Hz
- Tensión más elevada para el material: 145 kV
- Corriente asignada: 2000 A
- Corriente corta duración admisible asignada: 31,5 kA
- Valor de cresta de corriente admisible generada: 80 kA
- Accionamiento: Motorizado

Accionamiento motorizado del seccionador:

- Tensión nominal del mando: 125 Vcc
- Par máximo: 85 m.kg
- Endurancia estándar: 1000 maniobras
- Limitador par mecánico
- Control temporizado de tiempo de maniobra
- Tensión motor: 380/220 Vca

Se instalarán un total de 6 transformadores de tensión 115 kV:

- 3 para la medida y protección en las salidas de las líneas.
- 3 para la medida de barras

Las características de estos transformadores serán:

- Relación de transformación:: $115000:\sqrt{3} - 110:\sqrt{3} - 110:\sqrt{3}$
- Tensión más elevada de la red: 145 kV
- Frecuencia de la red: 50 Hz
- Potencias y clases de precisión:
 - ✓ Secundario 1: 25 VA; CL 0,2
 - ✓ Secundario 2: 25 VA; CL 0,5- 3P

- ✓ Secundario 3: 10 VA; CL 6P

Transformadores de intensidad en posiciones de línea:

- Relación de transformación: 200-400-800/5-5-5-5 A
- Frecuencia de la red: 50 Hz
- Tensión más elevada para el material: 145 kV
- Intensidad térmica de cortocircuito: 31,5 kA
- Potencia y clases de precisión:
 - ✓ Secundario 1: 10 VA; CL 0,2s
 - ✓ Secundario 2: 20 VA; CL 0,5
 - ✓ Secundario 3: 30 VA; CL 5P-30
 - ✓ Secundario 4: 30 VA; CL 5P-30

La autoválvula es el dispositivo que tiene como finalidad proteger a determinados equipos ante sobretensiones debidas a descargas atmosféricas o por maniobras en la subestación. Se instalarán un total de 6 autoválvulas de protección.

- 3 para las posiciones de línea.

- 3 para las posiciones de transformador

Las características de estas autoválvulas de oxido de cinc de servicio exterior serán:

- Tensión nominal de la red: 115 kV
- Tensión más elevada: 145 kV
- Tensión de servicio continuo: 92 kV
- Tensión asignada: 120 kV
- Frecuencia asignada: 50 Hz
- Corriente de descarga nominal (onda 8/20 μ s): 10 kA
- Clase de descarga: 3
- Línea de fuga mínima: 3625 mm
- Contador de descargas: incluido.

1.3.2.7 Transformador de potencia

El conjunto de transformación estará formado por 1 transformador instalado en la intemperie cuya tensión nominal es de 24.9/115 kV y potencia nominal de 50 MVA de acuerdo a las necesidades de la instalación, con posibilidad de ampliación. Las características son:

• Potencia Aparente	50 MVA
• Frecuencia	50Hz
• Tensión baja	24,9 kV
• Tensión alta	115 kV
• Tensión adicional por tap	1,25%
• Numero de posiciones Tap	-8 y +8
• Grupo Vector	Dyn11
• Tension de cortocircuito	18.18%-15.45%
• Relacion Ip/In	25 p.u.
• Tiempo de cortocircuito	0,01 seg

LOS CONDUCTORES Y CABLES

- Los conductores y embarrados de 115 kV se efectuarán mediante tubos de aluminio. En la conexión con la línea aérea de 115 kV se empleará conductor desnudo de aluminio con alma de acero galvanizado.
Los racores de conexión de conductores y aparataje serán los indicados a las dimensiones y características de los elementos que los unen. La tornillería será de acero inoxidable. Las conexiones de aparatos que en su funcionamiento originen vibraciones serán de tipo elástico. Las barras y derivaciones dispondrán de piezas especiales para la instalación de dispositivos de puesta a tierra.
- Los conductores de 24.9 kV, la salida de media tensión del transformador de potencia se efectuará en tubo o pletina de cobre recocido de sección adecuada a las intensidades nominal y de defecto previstas.
La conexión entre el transformador y su celda de protección se efectuará mediante una línea trifásica, con conductores unipolares de aluminio RHZ1 18/30 kV, el mismo para la conexión del transformador de servicios auxiliares.
- Los conductores de baja tensión en circuitos de baja tensión serán de cobre recocido con aislamiento 0.6/1 kV, pantalla de hilos de cobre y cubierta de poliéster.
Se emplean conductores multipolares de 6 mm² para circuitos de intensidad, 16 mm² para tensiones, 4 mm² para circuitos de mando y 1.5 mm² en circuitos de señalización.
Los conductores de potencia en baja tensión serán de cobre recocido, multipolares, con aislamiento de polietileno reticulado 0.6/1 kV y cubierta de PVC.

1.3.2.8 Telecontrol y telecomunicaciones

El sistema de control a implementar constará de una unidad central de subestación que centralizará las órdenes y señales provenientes de todas las unidades de control local. Se instalará en un armario de servicios generales.

El sistema será de tipo jerarquizado, formado por los siguientes niveles:

- Nivel de posición.

Constituidos por las unidades locales. Estas unidades se instalarán en los armarios de protección y control de cada una de las posiciones de alta estación de la subestación y en cubículos de baja tensión de las celdas blindadas. Los equipos realizarán las siguientes funciones:

Control local de la posición con indicación del estado y mando sobre cada uno.

Adquisición de señales que podrán ser vistas en pantallas del display.

Medida de los parámetros eléctricos de la posición que podrán verse en el display.

Funciones de protección.

- Nivel de instalación. Armario de servicios generales.

Constituido por la unidad de control de subestación. Se instalará en el armario de servicios generales y realizará:

Registro y gestión de las señales y mandos de la instalación con cronología de eventos.

Enlace con el centro de control.

Telemando de la instalación.

1.3.2.9 Servicios generales de la subestación

- Cuadros de corriente alterna y continua. Ubicados en la sala de control del edificio.
- Sistemas de mando y protección.
 - En el de alta tensión 115 kV se dispondrán armarios de control y protección para la posición de línea y transformador.
Para la línea de alta tensión se dispone de un armario de control y posición. Se instalará una protección diferencial de línea como protección principal y se empleará la unidad de control local como protección secundaria.
Para el transformador se instalará una protección de transformador como protección principal, y se empleará la unidad de control local de la posición como protección secundaria.
 - En el sistema de protección de 24.9 kV constará de un relé de protección y control en cada celda blindada que servirá de control local. En las celdas de medida se instalará un relé de protección que servirá de respaldo a las protecciones de sobreintensidad.

➤ Rectificadores-batería:

Para la alimentación de los equipos de protección, control y señalización, así como los circuitos de emergencia en caso de fallo de la corriente alterna, dos rectificadores con una batería independiente de 125 Vcc, preparados para trabajar en paralelo. Las características de los rectificadores:

- Tensión nominal de entrada: 240/400 Vc.a. + 10% - 10%.
- Frecuencia de entrada: 50 Hz.
- Tensión nominal de salida: 125 Vc.c. + 10% - 15%
- Tensión de flotación: 128,8 Vcc
- Tensión de carga rápida: 137,5 Vcc
- Intensidad nominal de salida: 20 A

➤ Ventilación

Con objeto de mantener la temperatura en el edificio por debajo de los valores críticos, será necesario acondicionar con un sistema de ventilación que asegure la renovación del aire de forma que se consigan unas condiciones ambientales óptimas para el funcionamiento de la planta.

En la sala de celdas de 24.9 kV, se instalará un sistema de ventilación forzado. Las puertas de la sala dispondrán de rejillas con objeto de facilitar la ventilación natural.

➤ Sistema de protección contra incendios

El objetivo de este sistema será detectar de forma automática de manera precoz y sin ninguna intervención humana, conatos de incendio que puedan producirse en zonas predeterminadas, señalizando dicha posibilidad con alarmas ópticas y acústicas. Estará constituido por:

- Detectores ópticos en toda la instalación.
- Detectores termovelocimétricos en las salas que albergan los transformadores de servicios auxiliares (aparte de los sensores ópticos).
- Equipo de control y señalización. El armario será de tipo modular y tendrá la posibilidad de controlar la mayor parte de la planta.
- Pulsadores manuales de alarma, pilotos de señalización, sirenas de alarma, extintores polivalentes y extintor móvil de carga superior serán los otros componentes.
- Extintores. El sistema de botellas estará dispuesto por todas las instalaciones del parque eólico.

1.3.2.10 Línea de alta tensión de 115 kV de evacuación del parque eólico

Este apartado se corresponde con la descripción y valoración de la línea de evacuación de 115 kV, que transcurre desde el parque eólico a la subestación más cercana del parque eólico.

El tramo es de 1º categoría, trifásico, simple circuito, sobre apoyos metálicos y cadenas de aisladores de vidrio.

La tensión nominal de la línea será de 115 kV entre fases y el cable conducto IBIS (201-AL1/33-ST1A) y su protección OPGW-48. La temperatura máxima que soportará el tendido será 85 °C y el máximo viento admisible serán 140 km/h.

Para las cimentaciones se utilizarán monobloques o tetrabloques de patas separadas. Tomas de tierras formadas por 1 o más picas de acero cobrizo, si son más de una estarán separadas cada 3 metros y unidas entre sí a base de cable desnudo de cobre.

En los conductores de la línea de alta tensión se tendrá en cuenta para su cálculo:

- Cargas permanentes debido al propio peso de los elementos.
- Fuerza del viento sobre los conductores, considerando una carga de viento mínima de 120 km/h.
- La tracción máxima de los conductores y cables de tierra no resultará superior a la carga de rotura mínima.
- Atención con el “every day stress”, factor vibratorio cuyo significado se refiere a la tensión que está sometida un cable la mayor parte del tiempo debido a la temperatura media.

Sobre los conductores deben cumplir la norma UNE 21016:1976 y 21018:1980. La calidad del acero y el espesor de la capa de zinc de los alambres de acero galvanizado se escogerá de la norma UNE-EN 50 189:2000. Se añaden antivibradores por cadena de amarre y suspensión.

Para el cableado de fibra óptica se utilizará un cable de tierra tipo OPGW (cable de tierra y fibra óptica) que protegerá más de sobretensiones atmosféricas. Se añaden como en los conductores antivibradores por cadena de amarre y suspensión. Éste se describe en la norma UNE-EN 187102:1997 compuesto de 24 fibras ópticas. Cumple doble función de transporte y comunicación.

Los postes a instalar son de tipo metálico, son piezas férreas que protegen frente a la corrosión mediante su galvanizado. Los armados de los apoyos metálicos son del mismo perfil que los postes. Los apoyos llevarán una placa en la que se indique el orden de fase en el armado.

1.3.3 Descripción de las conexiones a red

El proyecto cuenta con 16 aerogeneradores GAMESA G97 78m de 2MW, conformando un total de 32 MW. Los mismos serán distribuidos en 2 circuitos colectores.

El generador de inducción se conecta a través de un transformador de bloque (2.1MVA, 24,9/0,69 kV) con la red interna de media tensión (24,9 kV), constituida por ternas de cables unipolares de diferentes secciones transversales por tramo, los cuales tendrán aislamiento tipo XLPE con conductor de aluminio siendo la tensión nominal 15/25 kV.

Los circuitos de la red se conectan a la barra “Bolivia 24.9 kV”, la cual se conecta a la barra “Bolivia 115 kV” por medio de un transformador elevador de 115/24.9 kV de 50 MVA, para posibles ampliaciones del parque.

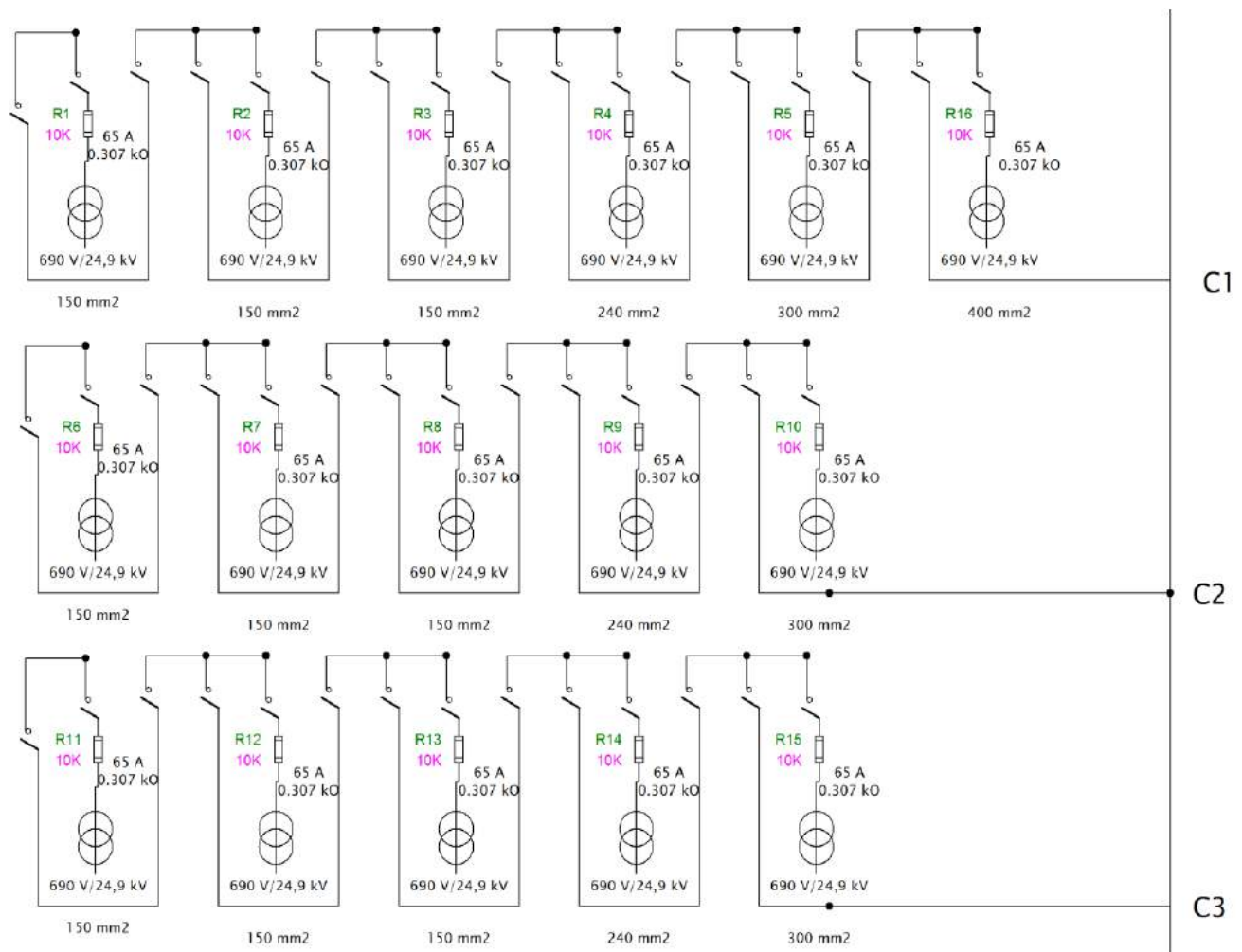


Ilustración 20. Conexiones de los distintos aerogeneradores

Datos Aerogenerador G97	
Modelo	G97 78 m. IECIIa [50Hz]
Fabricante	GAMESA
Tipo de generador	Máquina asíncrona
Tipo de máquina	Doblemente alimentada (DFIG)
Conexión Estator	Triángulo
Conexión Rotor	Estrella
Potencia Aparente Nominal kVA	2105
Potencia activa nominal kW	2000
Factor de Potencia Cos θ inductivo	95
Factor de Potencia Cos θ capacitivo	95
Frecuencia nominal	50 Hz
Zecuencia cero R0 p.u.	0.01
Zecuencia cero X0 p.u.	0.1

Tabla 10. Características del aerogenerador G97

Datos Transformador Aerogenerador	
Tensión nominal entrada Trafo (kV)	0,69
Tensión nominal salida Trafo (kV)	24,9
Potencia nominal (MVA)	2,35
Grupo de conexión Trafo (ej. DyN5)	Dyn11
Parte AT Porcentaje adicional de cada Tap %	2,5
Numero posiciones incremento Tap +	2
Numero posiciones disminución Tap -	2
Impedancia de cortocircuito % secuencia +	10,5
Pérdidas en carga kW	25,8
Impedancia de cortocircuito % secuencia 0	10,5
Relacion Xo/Ro	10

Pérdidas en vacío kW	3,9
----------------------	-----

Tabla 11. Características del transformador del aerogenerador

La red de Media Tensión del parque eólico trabajará a 24,9 kV, siendo su distribución mediante línea subterránea. La RMT estará formada por 4 circuitos eléctricos con conductores de Aluminio y aislamiento XLPE de secciones 150, 240, 300 Y 400 mm². Para un correcto análisis de los fenómenos estáticos (flujo de carga y niveles de cortocircuitos) se modela la red interna de media tensión del parque eólico de forma completa. Las características de los cables para el modelado de la RMT son:

Cable XLPE 15/25 kV 150 mm²	
Material aislante	XLPE (90°C)
Tensión nominal entre fases (kV)	25
Sección del conductor (mm ²)	150
Material conductor	Aluminio
Corriente máxima admisible	245
Resistencia a 20°C (Ω/km)	0,206
Reactancia X (Ω/km)	0,120
Capacitancia C (μF/km)	0,218
Intensidad de cortocircuito máx en 1 seg. (kA)	14,1

Tabla 12. Características del cable XLPE 15/25 kV 150 mm²

Cable XLPE 15/25 kV 240 mm²	
Material aislante	XLPE (90°C)
Tensión nominal entre fases (kV)	25
Sección del conductor (mm ²)	240
Material conductor	Aluminio
Corriente máxima admisible	320
Resistencia a 20°C (Ω/km)	0,125

Reactancia X (Ω/km)	0,116
Capacitancia C ($\mu\text{F}/\text{km}$)	0,269
Intensidad de cortocircuito máx en 1 seg. (kA)	22,56

Tabla 13. Características del cable XLPE 15/25 kV 240 mm²

Cable XLPE 15/25 kV 300 mm²	
Material aislante	XLPE (90°C)
Tensión nominal entre fases (kV)	25
Sección del conductor (mm ²)	300
Material conductor	Aluminio
Corriente máxima admisible	365
Resistencia a 20°C (Ω/km)	0,100
Reactancia X (Ω/km)	0,108
Capacitancia C ($\mu\text{F}/\text{km}$)	0,289
Intensidad de cortocircuito máx en 1 seg. (kA)	28,2

Tabla 14. Características del cable XLPE 15/25 kV 300 mm²

Cable XLPE 15/25 kV 400 mm²	
Material aislante	XLPE (90°C)
Tensión nominal entre fases (kV)	25
Sección del conductor (mm ²)	400
Material conductor	Aluminio
Corriente máxima admisible	365
Resistencia a 20°C (Ω/km)	0,078
Reactancia X (Ω/km)	0,100
Capacitancia C ($\mu\text{F}/\text{km}$)	0,376
Intensidad de cortocircuito máx en 1 seg. (kA)	37,6

Tabla 15. Características del cable XLPE 15/25 kV 400 mm²

El transformador de potencia de la subestación del parque “Bolivia I” elevará la tensión de la red interna del parque de 24,9 kV a 115 kV. Las características del transformador del modelo de cálculo son:

Datos Transformador Subestación	
Tensión nominal entrada Trafo (kV)	24,9
Tensión nominal salida Trafo (kV)	115
Potencia nominal (MVA)	50
Grupo de conexión Trafo (ej. Dyn5)	Dyn11
Parte AT Porcentaje adicional de cada Tap %	0,625
Numero posiciones incremento Tap +	16
Numero posiciones disminución Tap -	16
Impedancia de cortocircuito % secuencia +	18,18
Impedancia de cortocircuito % secuencia 0	15,45
Pérdidas en vacío kW	3,9

Tabla 16. Características del transformador de la subestación

Para la compensación de la Potencia reactiva el parque eólico cuenta con 2 bancos de condensadores 1x6 MVar que totalizan un aporte de 14 MVar en condiciones nominales.

La evacuación de la energía generada por el parque se realizará mediante una línea aérea de 115 kV. La distancia entre el PE Bolivia I y la futura Subestación La Brechas será de 35 km. Las características, del conductor, empleadas en el modelado de la línea de transmisión, son:

Cable IBIS	
Material	Aluminio-Acero
Tensión nominal entre fases (kV)	115
Sección del conductor (mm ²)	234,07
Corriente máxima admisible	570
Resistencia a 20°C (Ω /km)	0,143
Reactancia X (Ω /km)	0,397
Capacitancia C (μ F/km)	0,009

Tabla 17. Características del cable IBIS

1.3.4 Planificación del proyecto

Dentro de lo que es el proyecto de Bolivia I, hay que dar mucha importancia al control del proyecto, donde hay que hacer gran hincapié en la base de costes, base del cronograma y base del alcance.

Dentro del control del proyecto se debe tener controlados los principales capítulos que se presentan a continuación:

La prevención de riesgos y el cumplimiento de la autorización ambiental integral.

El alcance, se estipulará como cumplimientos de todos los requisitos que se estipulan al principio del proyecto. La calidad está integrada en el alcance.

El plazo se controlará con el diagrama que veremos a continuación, donde se marcarán fechas y actividades a realizar en cada momento.

Los costes, se realizará un presupuesto con descomposición de todas las tareas.

Los riesgos, se completará un estudio de riesgos para profundizar en los aspectos que más inconvenientes puedan ocasionar del proyecto.

1.3.4.1 Diagrama de Gantt

Para aproximar el tiempo real de la construcción de la obra se realiza un diagrama de Gantt, de esta forma se estima el plazo de la obra. El diagrama se puede encontrar en el anejo de planos debido a su tamaño.

La estimación de la obra es de 365 laborables. La obra se comenzaría 07/02/2018 hasta el 02/07/2019 que sería la fecha de finalización del proyecto.

La obra comienza con el replanteamiento del parque y acaba con las medidas correctoras de las zonas afectadas como son terrenos y suelos.

1.3.4.2 Estudio de riesgo

Con el siguiente estudio de riesgos se pretende determinar cuales son los mayores factores de riesgos en nuestro proyecto, para tener mayor atención dentro lo posible.

Se establecerán unas posibles soluciones a todo riesgo, incrementando su atención a mayor probabilidad que contengan.

Item	NATURE OF RISK								Item	RESPUESTA AL RIESGO			RIESGO DERIVADOS		CONTROL
	Descripción del riesgo	Categoría del riesgo	Planificación afectada	Causa [c]	Probabilidad [P]	Impacto [I] [Amenaza, si I < 0 Oportunidad, si I > 0]	Valor del riesgo [VR]	Nivel del riesgo		Estrategias de respuesta al riesgo	Actividades de respuesta planificadas	Controlador de riesgo (Respuesta, control y clausura)	Riesgo secundarios	Riesgo residuales	Estado de peligro
1	Datos iniciales del proyecto erróneos	Riesgo técnicos	Todo el proyecto	Tomas iniciales de datos erróneas	0,1	-0,80	0,08	●	1	Mitigar	Cambiar hoja de ruta	PM			Abierto
2	Cambio en normativa a mitad del proyecto	Riesgo del proyecto	Todo el proyecto	Cambio de normativa vigente	0,3	-0,20	0,06	●	2	Mitigar	Reestablecer los cambios debido a la nueva normativa	PM y RT			Abierto
3	Cliente cambia sus condiciones del proyecto	Riesgo de dirección	Todo el proyecto	Cliente requiere otros objetivos	0,1	-0,20	0,02	●	3	Mitigar	Reestructuración según cliente	PM y RT			Abierto
4	Falta de comunicación entre cliente y proveedor	Riesgos del proyecto	Todo el proyecto	Insuficiente comunicación	0,3	-0,20	0,06	●	4	Mitigar	Mejora de la comunicación mediante reuniones, correos y llamadas	PM y RT			Abierto
5	Falta de definición de roles y responsabilidades dentro del proyecto	Riesgos del proyecto	Todo el proyecto	Falta de jerarquía en el proyecto	0,1	-0,80	0,08	●	5	Mitigar	Creación de pirámides con responsabilidades y roles	PM			Abierto
6	Pérdida de información de trabajo	Riesgos técnicos	Todo el proyecto	Demasiada información	0,9	-0,40	0,36	●	6	Mitigar	Creación de puesto para dicha función	PM			Abierto
7	Retrasos en la finalización del proyecto	Riesgos de construcción	Todo el proyecto	Se retrasan los plazos debido a una mala planificación	0,9	-0,20	0,18	●	7	Mitigar	Introducir en la planificación mayor holgura en las etapas	PM, RT			Abierto
8	Aparición de sobrecostos en el proyecto	Riesgo de presupuesto	Todo el proyecto	Mala previsión del departamento económico	0,5	-0,10	0,05	●	10	Mitigar	Ampliación de presupuesto	PM y RT			Abierto
9	Abandono de la empresa constructora en mitad del proceso	Riesgo de construcción	Todo el proyecto	Empresa constructora en quiebra	0,1	-0,80	0,08	●	11	Mitigar	Estudio y previsión de la empresa a contratar	PM			Abierto
10	Deslizamiento o desprendimientos de tierras	Riesgo de construcción	Todo el proyecto	Desprendimiento del terreno	0,3	-0,40	0,12	●	13	Mitigar	Mayor seguridad en las zonas que puedan sufrir desprendimientos	RT			Abierto
11	Hundimiento, rotura o reventón de encofrados	Riesgo de construcción	Todo el proyecto	Coefficiente de seguridad muy pequeño	0,3	-0,20	0,06	●	14	Mitigar	Aumentar el coeficiente de seguridad	RT			Abierto

Tabla 18. Estudio de Riesgos

2 PLIEGO DE CONDICIONES

“No pierdas nunca la ocasión de sonreír con lo que estás haciendo”

Anónimo

2.1 Objetivo y ámbito de aplicación

Este pliego tiene por objeto establecer los criterios que han de cumplirse en la ejecución del montaje de Subestaciones de Alta tensión.

Las condiciones técnicas y operativas a realizar que se indican en cada apartado, no tienen carácter limitativo. La empresa que ejecute el trabajo recogerá en su procedimiento, además de las aquí indicadas, todas las necesarias para la correcta ejecución del trabajo.

Este pliego de condiciones técnicas particulares forma parte de la documentación del proyecto tipo de referencia y determina las condiciones mínimas aceptables para la ejecución de las obras.

Este Pliego de Condiciones Técnicas Particulares se refiere el suministro, instalación, pruebas, ensayos, mantenimiento, características y calidades de los materiales necesarios en el montaje de Subestaciones de Alta Tensión, con el fin de garantizar la seguridad de las personas, el bienestar social y la protección del medio ambiente, siendo necesario que dichas instalaciones eléctricas se proyecten, construyan, mantengan y conserven de tal forma que se satisfagan los fines básicos de la funcionalidad, es decir de la utilización o adecuación al uso, y de la seguridad, concepto que incluye la seguridad estructural, la seguridad en caso de incendio y la seguridad de utilización, de tal forma que el uso normal de la instalación no suponga ningún riesgo de accidente para las personas y cumpla la finalidad para la cual es diseñada y construida.

2.2 Referencias

Todas las obras el proyecto, además del prescrito en el presente pliego de condiciones, se ejecutarán conforme a lo reglamentado en (Boletín Oficial del Estado):

- Real Decreto 3275/1982, de 12 de noviembre, por el que se aprueba el Reglamento sobre Condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación.
- Orden de 6 de julio de 1984, por la que se aprueban las Instrucciones Técnicas Complementarias del Reglamento sobre Condiciones Técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación, y órdenes complementarias posteriores por las que se actualizan diversas instrucciones técnicas complementarias MIE-RAT y sus correspondientes modificaciones y correcciones.
- Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueba el reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de Alta Tensión (RLAT) y sus correspondientes modificaciones y correcciones.

- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida en el sistema eléctrico y sus Instrucciones Técnicas Complementarias (Orden 12 de abril de 1999) y Procedimientos Técnicos (Resolución de 12 de febrero de 2004 de la Secretaría de Estado de Energía, Desarrollo Industrial y Pequeña y Mediana Empresa).
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja tensión. Instrucciones Técnicas Complementarias y modificaciones posteriores.
- Normativa Europea EN.
- Normativa CENELEC.
- Normativa CEI.
- Normativa UNE.
- Otras normas y recomendaciones (IEEE, MF, CIGRE, ANSI, etc).
- Normas Básicas de la Edificación “NBE”, del Ministerio de Obras Públicas y Urbanismo.
- Instrucciones de carreteras (Secciones de firme 6.1 IC, 6.2 IC y secciones aplicables).
- Normativa Técnica de la Edificación (NTE) aplicable. (Eón, 2013)
- Pliego de Prescripciones Técnicas Generales para Obras de carreteras y Puentes del Ministerio de Fomento (PG-3), con sus correspondientes revisiones y actualizaciones, tanto en el BOE como en el propio documento.
- Real Decreto 1797/2003, de 26 de diciembre, por el que se aprueba la Instrucción para la Recepción de Cementos (RC-03).
- Instrucción de Hormigón Estructural (EHE).
- Instrucciones Técnicas del fabricante, aplicables a los equipos y componentes a instalar y correspondientes a almacenamiento, manipulación, montaje, ensayos y puesta en servicio.
- Normas de ensayo del Laboratorio del Transporte y Mecánica del suelo (NLT).
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.

Todo proyecto tendrá en cuenta y velarán por el cumplimiento de las Ordenanzas Municipales de los Ayuntamientos donde se ubique la instalación así como de las condicionados impuestos por los Organismos Oficiales afectados. Se deberá contemplar aquellas disposiciones legislativas de ámbito nacional, autonómico y local, que precisen de autorización en concreto.

El presente proyecto tipo será sometido al cumplimiento de cualquier nueva reglamentación o modificación del actual marco normativo posterior a su aprobación, procediendo en su caso a la actualización del presente proyecto tipo con objeto de dar cumplimiento a la normativa vigente en cada momento.

2.3 Condiciones de los materiales de la obra civil

Los componentes fundamentales de la subestación están definidos en la memoria descriptiva del presente proyecto.

Respecto a la obra civil, se indica a continuación la calidad y preparación de los materiales a utilizar.

2.3.1 Rellenos

Para su formación, sólo se permitirán suelos definidos según el artículo 330 del pliego de Prescripciones Técnicas Generales para obras de Carreteras y Puentes del Ministerio de Fomento (PG3).

Tipos de suelos:

- Suelos seleccionados para la coronación de la plataforma. Se caracterizará el material empleado mediante los siguientes ensayos:
 - Contenido en materia orgánica inferior al 0,2% según UNE 103204.
 - Contenido en sales solubles en agua, incluido el yeso, inferior al 0,2% según NLT 114.
 - Tamaño máximo no superior a 100 mm. ($D_{\max} < 100 \text{ mm}$.)
 - Cernido por el tamiz 0,40 UNE menor o igual que el 15% o que en caso contrario cumpla las condiciones restantes especificadas en el PG3.

- Suelos adecuados y/o Tolerables: Se utilizarán en cimientos y núcleos del relleno. Se caracterizará por los siguientes ensayos:
 - Contenido en materia orgánica inferior al 2% según UNE 103204.
 - Contenido en yeso, inferior al 5% según NLT 115.
 - Contenido en otras sales solubles distintas del yeso inferior al 1% según NLT 114.
 - Si el límite líquido no superará 65 según UNE 103103.
 - Si el límite líquido es superior a 40 el índice de plasticidad será mayor del 73% del valor que resulta de restar 20 al límite líquido: $IP > 0.73 \times (LL - 20)$.
 - Asiento en ensayo de colapso inferior al 1% según NLT 254 para muestra remoldeada según el ensayo Proctor Normal (UNE 103500) y presión de ensayo de 0,2 Mpa.
 - Hinchamiento libre según UNE 103601 inferior al 3% para muestras remoldeadas según Proctor Normal UNE 103500.

2.3.2 Hormigones

La composición del hormigón será la adecuada para la resistencia del proyecto o resistencia característica especificada del hormigón a compresión a los veintiocho días, expresado en N/mm^2 , según como se especifica en los artículos 30 y 39 EHE sea según su uso.

TIPO DE HORMIGÓN	N/mm^2	HORMIGÓN USADO EN
HA-25/P/40/IIa	25	Obras de hormigón armado con soleras, forjados, depósitos...
HA-20/P/40/IIa	20	Obras de hormigón en masa como cimientos, viales, solados, bordillos, zanjas, cunetas ...
HA-10/P/40/IIa	10	Hormigones de limpieza, rellenos...

Tabla 19. Características de los distintos hormigones usados

2.3.3 Áridos para morteros y hormigones

Los áridos serán de cantera, río o bien procedentes de machaqueo, debiendo ser limpios y exentos de tierra-arcilla o materia orgánica.

El tamaño máximo del árido estará limitado por el tamiz 40 UNE y su proporción de mezcla definida por porcentaje en peso de cada uno de los diversos tamaños utilizados.

Deberán encontrarse saturados y secos, para máxima compacidad, manejabilidad y resistencia exigida. Los áridos cumplirán como mínimo las condiciones exigidas en el artículo 28 de la EHE.

2.3.4 Morteros

La composición del mortero será adecuada a la aplicación de las obras de fábrica que se ejecute. En general se adaptarán a los tipos especificados en la norma NBE-FL-90 y su dosificación será la exigida en la norma anterior.

2.3.5 Cementos

El tipo de cemento utilizado para la ejecución de los hormigones (cemento igual o superior a $32,5 \text{ N/mm}^2$) se determinará teniendo en cuenta entre otros factores la aplicación del hormigón, las condiciones ambientales a las que va a estar expuesto y las dimensiones de las piezas. Se cumplirá como mínimo las exigencias de la RC-03 y artículo 26 de la EHE.

Tipo de Hormigón	Tipo de Cemento	Dosificación
H. en masa	C. comunes C. para usos especiales	-
H. armado	C. comunes	Mínimo 275 kg/m^3 de cemento
H. pretensado	C. comunes del tipo CEM I y CEM II/A-D	Mínimo 300 kg/m^3 de cemento

Tabla 20. Características de los distintos tipos de cemento según el hormigón usado

2.3.6 Agua

Cumplirá como mínimo las condiciones impuestas en el artículo 27 de la EHE.

No se utilizarán aguas del mar o aguas salinas análogas, tanto que amasar como curar hormigones, y se rechazarán, salvo justificación especial, todas aquellas aguas que no cumplan las siguientes condiciones:

- Un $\text{PH} \geq 5$.
- Contenido de sulfato $\leq 1 \text{ g/l}$.
- Contenido de Ión Cloro $\leq 3 \text{ g/l}$ para HA o HM y $\leq 1 \text{ g/l}$ para HP.
- Sustancias orgánicas solubles en éter en cantidad $\leq 15 \text{ g/l}$.

2.3.7 Armaduras

Las armaduras para el hormigón serán de acero y estarán constituidas por:

- Barras corrugadas designadas del artículo 31 de la EHE como B 400 S y B 500 S y cumplirán como mínimo las condiciones impuestas en el anterior artículo.
- Mallas electrosoldadas designadas del artículo 31 de la EHE como B 400 S y B 500 S y cumplirán como mínimo las condiciones impuestas en el anterior artículo.

Tanto la superficie como la parte interior de las barras y varillas para armar el hormigón deberán estar exentas de toda clase de defectos.

Las secciones nominales y las masas nominales por metro serán las establecidas en la tabla de la UNE 10080. La sección equivalente no será inferior al 95,5 por 100 de la sección nominal.

Sólo podrán emplearse barras o rollos de acero corrugado soldables que sean conformes con UNE 10080.

Los posibles diámetros nominales de las barras corrugadas serán los definidos en la siguiente tabla de acuerdo con la tabla 6 de la UNE 10080:

6-8-10-12-14-16-20-25-32-40 mm.

2.3.8 Piezas de hormigón armado o pretensado

La forma y dimensiones de las piezas prefabricadas, se ajustarán perfectamente a los planos aprobados así como a las indicaciones del proyecto, y al cuerpo de la obra a ensamblar, siendo recibidos todos aquellos cuerpos que requieran su unión.

2.3.9 Materiales siderúrgicos, características y ensayos

Los tornillos serán de la clase ordinaria y de una calidad del acero 5.6 y cumplirán, así como las tuercas y arandelas, las condiciones impuestas en la NBE.

2.3.10 Laminados de acero para estructuras

Los aceros laminados para estructuras serán de calidad S275JR de acuerdo con la norma UNE 10025.

En aquellos casos en los que se suministren perfiles ya elaborados, incluirán 2 manos de pintura protectora antioxidante y su medición se realizará por su peso directo.

2.3.11 Suministro de materiales

Todos los materiales dispondrán del correspondiente certificado de control de calidad y deberán cumplir las normas del fabricante.

2.4 Condiciones generales para la ejecución de las obras

2.4.1 Movimientos de tierras

2.4.1.1 Desbroce y limpieza del terreno

En función del tipo de terreno existente, la dirección de la obra determinará la cantidad de tierra vegetal, arbolado, tocones, maleza, etc.... a retirar y extracciones a realizar. Así mismo decidirá depositar la extracción en lugares predeterminados para su posterior aprovechamiento o por el contrario retirarla a escombreras autorizada.

2.4.1.2 Demoliciones

Comprende el derribo o demolición, total o parcialmente, de todas las construcciones que obstaculicen la obra a realizar y la retirada de la obra del material que no se tenga que reutilizar.

Si fueran necesarios trabajos de demolición, se deberá elaborar el estudio pertinente, siendo el promotor el responsable del contenido de dicho estudio y de su correcta ejecución.

2.4.1.3 Excavaciones, rellenos, terraplenes, subbases granulares, redes de drenaje.

La medición de la excavación y relleno con el propio material se realizará por diferencia teórica entre perfiles transversales del terreno tomados antes del inicio de las excavaciones y después de realizar la compactación. En el caso de utilizarse en el relleno material de préstamo, su medición se realizará por el mismo procedimiento.

Para la realización de las excavaciones se seguirán las normas establecidas a tenor de las características particulares de la cimentación del terreno y sus dimensiones se ajustarán a las indicadas en los planos del proyecto.

Las redes de drenaje definidas en los planos del proyecto, se realizarán habitualmente mediante tubo de hormigón poroso, policloruro de vinilo, polietileno de alta densidad o cualquier otro material sancionado por la experiencia, siendo cubierto con material filtrante una vez colocados en la zanja, ajustándose al artículo 420 del PG-3.

Preparación de la Superficie de Apoyo del relleno.

Si el terraplén o relleno estructural se construye sobre terreno natural se efectuará en primer lugar el desbroce del terreno y la eliminación de la capa vegetal.

Tras el desbroce se procederá a la excavación y extracción del terreno natural en la extensión y profundidad especificada en el correspondiente Informe Geotécnico.

Una vez alcanzada la cota del terreno sobre la que finalmente se apoyará el terraplén, se llevará a cabo una escarificación con una profundidad de 15 cm. A continuación, se compactarán los materiales escarificados con los mismos criterios que se desarrollan a continuación para el resto del relleno.

Extensión de las tongadas

Una vez preparado el apoyo del terraplén se procederá a la construcción del mismo. Los materiales serán extendidos en tongadas sucesivas, de espesor uniforme y paralelas a la explanada final.

El espesor de las tongadas será de 30 cm. El extendido se programará de manera que los materiales de cada tongada sean de características uniformes.

No se extenderá ninguna tongada mientras no se haya comprobado que la superficie subyacente cumple con las condiciones exigidas en el punto siguiente: Control de la compactación.

En el caso de que sea necesario añadir agua para conseguir el grado de compactación, se efectuará la operación

humectando uniformemente los materiales. En casos especiales en los que la humedad natural del material sea excesiva, se tomarán las medidas adecuadas para conseguir la compactación prevista, pudiendo procederse a la desecación por oreo o a la adición y mezcla de materiales secos o sustancias apropiadas.

Conseguida la humedad más conveniente se procederá a la compactación tongada.

Deberá conseguirse que todo el perfil del terraplén o relleno estructural quede debidamente compactado, para lo cual se dará un sobre ancho a la tongada que se vierte del orden de 1 m. que permita posteriormente el acercamiento del compactador al borde y después de la compactación recortar el talud.

Control de la compactación

El control de la compactación tendrá por objeto comprobar que cada tongada cumple las condiciones mínimas de densidad establecidas. A este efecto, el control se efectuará a través de determinaciones “in situ” sobre el relleno compactado, y comparándose los resultados con los valores de referencia obtenidos en el laboratorio.

La compactación de la tongada será aceptable siempre que se cumplan las condiciones siguientes:

- Las densidades mínimas de los terraplenes serán de al menos el 95% del Proctor Modificado (UNE 103501) en el núcleo y del 100% en la coronación.
- El módulo de deformación EV2, en el segundo ciclo de la carga, en el ensayo de placa de carga, será igual o superior a 60 MPa. Sólo será necesario en cimentaciones críticas: zapatas para pilares de pórticos, interruptores, muros cortafuegos, bancadas para transformadores, depósitos de recogida de aceite y cimentación del edificio de mando y control.

Para la determinación de la densidad y de la humedad “in situ” se emplearán aparatos nucleares. Por cada tongada terminada se tomarán al menos 5 muestras en diversos lugares de la plataforma. Todas ellas deberán dar valores superiores al exigido.

Será necesario justificar la caracterización según PG3 de todos los materiales empleados y la ubicación que se les ha dado en el terraplén.

Refino de Taludes.

Las obras de refino de taludes se ejecutarán con posterioridad a la construcción de drenes y obras de fábrica que impidan o dificulten su realización. Asimismo, se ejecutarán con posterioridad a la explanación.

El acabado de los taludes será lo más suave posible, uniformes y totalmente acorde con la superficie del terreno, ningún caso pendientes superiores a 50%.

Se extenderá tierra vegetal en los taludes como soporte de una posterior siembra o revegetación. El orden de realización de los trabajos será: Extendido de tierra vegetal sobre las superficies, preparación del terreno y siembra/revegetación.

2.4.1.4 Hormigones

Antes de verter hormigón sobre hormigón endurecido, se limpiará la superficie de contacto mediante chorro de agua y aire a presión, eliminando seguidamente el agua que se haya depositado. Se realizará el tratamiento adecuado con productos especiales de unión entre fraguados y frescos.

El hormigón se compactará por vibraciones hasta asegurar que se han llenado todos los huecos, se ha eliminado el aire de la masa y refluye la lechada en la superficie.

Durante el primer periodo de endurecimiento, no se someterá al hormigón a cargas estáticas o dinámicas que puedan provocar su fisuración y la superficie se mantendrá húmeda durante 7 días, como mínimo, protegiéndola de la acción directa de los rayos solares.

No se podrá colocar hormigón cuando la temperatura baje de 2° C, ni cuando siendo superior se prevea que puede bajar de 0° C durante las 48 horas siguientes, ni cuando la temperatura ambiente alcance los 40°C. Se suspenderá el hormigonado cuando el agua de lluvia pueda producir deslavado del hormigón.

Se garantizarán las condiciones de ejecución de las obras de hormigón exigidas en la EHE.

2.4.1.5 Pavimentos de hormigón

Cuando se realice la pavimentación mediante hormigonado en fresco, se podrán insertar directamente las juntas de dilatación de material plástico conforme a lo indicado, o bien, mediante serrado de disco con una profundidad mayor a seis centímetros.

2.4.1.6 Armaduras

La disposición de las armaduras una vez hormigonadas, será tal y como figura en los planos e instrucciones del proyecto, debiendo estar perfectamente sujetas para soportar el vertido, peso y vibrado del hormigón, respetándose especialmente los recubrimientos mínimos indicados en la EHE en vigor.

2.4.1.7 Laminados

La disposición de los laminados y su medición se realizarán conforme a los valores teóricos de acuerdo con los planos e instrucciones del proyecto, sin considerar despuntes, solapes, ganchos... que pudieran introducirse.

2.4.1.8 Encofrados

Los encofrados de madera o metálicos serán estancos y estarán de acuerdo con las dimensiones previstas en el proyecto, serán indeformables bajo la carga para la que están previstos y no presentarán irregularidades brutas superiores a 2 mm ni suaves superiores a 6 mm medidos sobre la regla patrón de 1 m de longitud. Su desplazamiento final, respecto a las líneas teóricas de replanteo, no podrá exceder de los 6 mm.

2.4.1.9 Piezas prefabricadas de hormigón armado o pretensado

Durante el proceso de carga, transporte y montaje o colocación, los elementos prefabricados deberán suspenderse y apoyarse en los puntos previstos, a fin de que no se produzcan solicitaciones desfavorables.

2.4.1.10 Estructura metálica

La presentación de los anclajes se efectuará con las plantillas previstas para este fin.

Una vez clasificada la estructura y comprobado que las dimensiones (incluso taladros) corresponden a las medidas indicadas en el proyecto, se procederá a la izado de la misma mediante:

- Estrobo y elevación de las estructuras.
- Fijación de las mismas en sus anclajes mediante pernos u hormigón.
- Aplomado, nivelación y alineación de las mismas.

2.4.2 Embarrado

2.4.2.1 Embarrados de cable y derivaciones

Los embarrados de cable se ejecutarán realizando un tramo de muestra de cada vano tipo, con arreglo a las

tablas de tendido. A posterior se montarán en el suelo todos los tramos izándolos y regulándolos posteriormente.

2.4.2.2 Embarrados rígidos de tubo o pletina

Los embarrados de tubo se prepararán y ejecutarán en el suelo, incluyendo el doblado con máquina, empalmes si son necesarios y taladros. En el caso de los tubos de aluminio, se prevé un equipo de soldadura para la unión de las palas de conexión. Posteriormente se izarán y montarán los diferentes tramos.

2.4.2.3 Conexiones

Se prepararán, limpiarán, colocarán y apretarán las piezas de conexión según se indique.

2.4.3 Aparamenta

2.4.3.1 Interruptores

Se procederá a la fijación en sus bancadas y una vez nivelados se regularán y ajustarán según instrucciones del fabricante.

El llenado del SF6 se realizará a la presión indicada por el fabricante. En su recepción se comprobará la densidad del gas a través del densímetro y la presión.

La casa constructora del interruptor deberá revisar el montaje y dar su aprobación al mismo.

2.4.3.2 Seccionadores

Se procederá al izado, fijación en sus soportes y una vez nivelados se regularán y ajustarán según instrucciones del fabricante.

Se comprobarán los ajustes, engrases finales, así como la penetración de las cuchillas, conforme a las indicaciones del fabricante.

2.4.3.3 Resto de la aparamenta

Se procederá a la situación, nivelación y fijación a los soportes correspondientes y, en donde proceda, se instalarán las conducciones necesarias hasta las cajas de centralización.

Para su montaje se seguirán las instrucciones del fabricante.

- El montaje de los transformadores de medida, cuando se monte uno por fase, se realizará siguiendo el número de fabricación. Una vez montados se medirán aislamientos.
- En las autoválvulas se montarán los contadores de descarga. Se comprobará y medirá el aislamiento entre la base donde lleve la puesta tierra y el soporte metálico.

2.4.4 Transformadores de potencia y reactancias

Actividades principales a desarrollar en el montaje.

- Descarga y traslado hasta su emplazamiento definitivo junto con sus accesorios.
- Montaje de accesorios y bornas.
- Tratamiento y llenado de aceite bajo vacío.
- Recepción final.
 - Se comprobará la existencia de una ligera sobrepresión de gas en la cuba del transformador.

- Se efectuará el vacío de la cuba, al mismo tiempo se realizará el filtrado del aceite en depósitos aparte.
- Una vez conseguidos los valores de rigidez dieléctrica y vacío indicados en la Especificación Técnica de Montaje de Transformadores de Potencia, se iniciará el llenado de la cuba por la parte inferior hasta alcanzar un nivel cercano a la tapa.
- Se procederá a la rotura de vacío.
- Una vez montados todos los elementos del trafo se procederá al llenado final del trafo.

El aceite antes del llenado debe contener de humedad de 10 ppm o menos y el contenido de gases no debe exceder del 1%.

Cuando la cuba no esté preparada para pleno vacío, se procederá solamente al tratamiento del aceite y al llenado del transformador.

En el caso de transformadores nuevos, la casa constructora del transformador realizará el montaje y supervisará la puesta en servicio del mismo.

2.4.5 Celdas blindadas de interior

Se realizarán las siguientes operaciones:

- Desembalaje, situación, ensamblado, nivelado y fijación de los diversos elementos que componen el conjunto, en su bancada correspondiente.
- Se realizará la unión de embarrados principales y derivaciones.
- Comprobación y colocación de los aislamientos de embarrados.
- Cableado de interconexiones entre celdas, hasta la caja de centralización, colocación y cableado de todos los aparatos.
- Puesta a tierra.
- Pruebas funcionales de maniobra y control.
- Ensayos de rigidez dieléctrica del embarrado.

2.4.6 Cables de potencia.

El tendido se realizará formando ternas trifásicas (Fases R, S, T).

No se admitirán empalmes en el tendido de los cables de potencia.

Se comprobará el cumplimiento de las instrucciones de tendido y montaje dadas por el fabricante del cable, así como los ensayos eléctricos previos a la puesta en servicio.

Los cables irán marcados identificando circuito y fase en las zonas visibles y arquetas de registro.

2.4.7 Cables de fuerza y control

Se incluyen en este apartado las siguientes actividades:

- Plan de tendido y conexionado.
- Tendido.
- Conexionado.
- Mediciones y comprobaciones.

Los cables se fijarán en los extremos mediante prensaestopas o grapas de presión.

Todos los cables estarán identificados y marcados. Cada hilo será igualmente identificado en su dos extremos y marcado con la numeración que figure en el proyecto.

2.4.8 Puesta a tierra

Cualquier elemento que no soporte tensión deberá estar conectado a la malla de tierra. El contacto de los conductores de tierra deberá hacerse de forma que quede completamente limpio y sin humedad.

La malla de tierra se tenderá a la profundidad indicada en el proyecto. Las conexiones se efectuarán con soldadura aluminotérmica y los cruzamientos se harán sin cortar el cable.

2.5 Especificaciones para los equipos de la subestación eléctrica

2.5.1 Transformadores de potencia

- Comprobación de aprietes de tornillería.
- Comprobación del montaje según planos del fabricante e ingeniería de detalle constructiva y proyecto.
- Inspección del aparato verificando el cumplimiento y especificaciones aplicables.
- Inspección del cableado de control, funcionamiento del cambiador de tomas, ventilación, herrajes...
- Medidas de aislamiento primario-tierra, secundario-tierra, y entre primario-secundario.
- Comprobación de los protocolos de pruebas entregados por el fabricante.
- Bloqueo de ruedas, desbloqueo de la válvula de expansión, nivel de refrigerante.
- Verificación integral del cuadro de mando del transformador incluyendo control de disparo y alarma de las protecciones propias.
- Verificación de enclavamientos mecánicos y eléctricos entre diferentes maniobras y posiciones o estado de aparamenta y puertas.
- Funcionamiento de calefacción, iluminación...

2.5.2 Interruptores de alta tensión

- Comprobación de aprietes de tornillería.
- Comprobación del montaje según planos del fabricante e ingeniería.
- Funcionamiento mecánico y eléctrico, control de presión de gas/nivel de aceite...
- Verificación completa del cableado de control, densostatos, etc....
- Medición de aislamiento del circuito de potencia y de control.
- Comprobación de protocolos del interruptor.

2.5.3 Seccionadores de alta tensión

- Comprobación de aprietes de tornillería.
- Comprobación del montaje según planos del fabricante e ingeniería.
- Verificación completa del cableado de control.
- Medidas de aislamiento.
- Consumos y medidas de c.c. de cuadros de mando.

2.5.4 Transformadores de Medida y Protección

- Comprobación de aprietes de tornillería.
- Comprobación de protocolos de los equipos.
- Comprobación del montaje según planos del fabricante e ingeniería de detalle constructiva.
- Se realizará la inyección primaria comprobando la relación de transformación de cada uno de los devanados y si esta relación se ajusta a lo especificado.
- Comprobación de la polaridad de cada transformador y el marcado de las bornas primarios y secundarios, como los aprietes y conexionado de los circuitos de protección y medida.
- Medida de aislamiento del cable entre la caja de centralización y los armarios de conexión.
- Medidas de aislamiento.

2.5.5 Autoválvulas y condensadores

- Comprobación de aprietes de tornillería-
- Comprobación del montaje según planos del fabricante e ingeniería de detalle constructiva.
- Medición de aislamiento.
- Medición de aislamiento entre fases y tierra.
- Verificación de las protecciones contra contactos indirectos.
- Comprobación de funcionamiento de los detectores.

2.5.6 Sistema de protección y control

- Comprobación del montaje según planos del fabricante e ingeniería de detalle constructiva.
- Comprobación del tendido, conexionado e identificación de las mangueras, hilos, bornas...
- Verificación de las pantallas de los cables.
- Comprobación de alimentaciones y polaridades.
- Pruebas funcionales integrales del sistema de control.
- Pruebas funcionales integrales del sistema de protección.
- Verificación del funcionamiento de cada elemento de protección por inyección de intensidad/tensión secundaria.

2.5.7 Servicios auxiliares de corriente alterna y continua

- Verificación del transformador de SSAA y del armario CDBT.
- Inspección visual del estado del rectificador y batería, tanto como los armarios de corriente alterna y de corriente continua.
- Comprobación del tendido, conexionado e identificación de las mangueras, hilos, bornas...
- Comprobación del montaje según planos del fabricante de ingeniería de detalle constructiva.
- Comprobación de alimentaciones y polaridades.
- Pruebas eléctricas de señales, alarmas, etc.
- Comprobación del sistema de alumbrado, video-vigilancia, anti-incendios

2.5.8 Relés de Protección

- Comprobación del montaje según el fabricante o la ingeniería de detalle.
- Comprobación del tendido, conexionado e identificación de las mangueras, hilos, bornas...
- Comprobación de alimentaciones y polaridades.
- Inyección de intensidades y tensiones.
- Ajuste documentado de las protecciones, incluyendo los cálculos detallados para llegar a los valores de ajustes propuestos.
- Pruebas eléctricas de la protección, señales, alarmas, etc.
- Comprobación y medidas en carga.

3 ANEXO DE CÁLCULOS

“No escuches más allá de donde nunca hayas querido llegar”

- Anónimo-

3.1 Estudio eólico

El presente trabajo analiza las condiciones eólicas existentes en la zona de trabajo de nuestro cliente en Bolivia. Nos comprometemos a estudiar el potencial energético para proponer modelos de aerogeneradores acorde a las condiciones eólicas de la zona..

Proponemos sitios alternativos para una explotación de una planta eólica entre 25 y 35 MW en Bolivia.

Se proponen tres modelos de aerogenerador:

- Gamesa G97-2.0MW IECCII_A con 2.0 MW de potencia unitaria, a dos alturas de buje diferentes: 78 y 90 metros;
- Vestas V90-1.8MW IEC II_A con 1.8 MW de potencia unitaria, a dos alturas de buje diferentes a 80 y 95 metros.
- Enercon E101-MW IEC II_A con 3 MW de potencia unitaria, a 99 metros de altura de buje.

Los modelos de Gamesa y Vestas realizan el control de potencia mediante cambio de paso en palas y están dotadas de generador de velocidad variable y multiplicadora y el modelo de Enercon sin multiplicadora. La clasificación IEC sitúa a los tres modelos dentro de la Clase IEC II y subclase A.

Las conclusiones que se extraen:

-La zona del parque presenta una velocidad media de 7.43 m/s (comprendida desde el 1 de junio de 2013 hasta el 3 de marzo de 2015) y en un periodo más corto (1 de junio de 2013 hasta el 31 de mayo de 2014) de 7.10 m/s a 62.5 metros de altura en Bolivia.

-La turbulencia en la estación a 62.5 metros de altura durante el periodo considerado es ligeramente superior a los valores establecidos para la turbulencia en la categoría A en la norma internacional IEC 61400-1 en todos los rangos de velocidad.

-La densidad media del emplazamiento calculada a partir de temperatura y presión media registrada es de 1.12 kg/m³.

-Para la altura de 95 metros, la velocidad media en la estación no alcanza los 8.5 m/s. Y para la altura de 78 metros, la velocidad media tampoco supera los 8.5 m/s, por lo que esta velocidad está dentro del rango que delimita la clase II IEC de la turbina considera del modelo G97-2MW IECCII_A (cuyo límite es el establecido anteriormente, 8.5 m/s).

-El máximo valor registrado durante el periodo de medición es de 23.77 m/s (Ghenova).

-La producción neta anual estimada considerando una potencia instalada máxima de 32 MW es la presentada en la siguiente tabla:

Aerogenerador	G97-2.0MW IEC II_A
Altura del buje (m)	78
Potencia máxima de la máquina (kW)	2000
Potencia nominal del parque (MW)	32
Nº de aerogeneradores	16
Pérdidas por estela (%)	123.857
Pérdidas generales (%)	9.01
Producción neta (MWh/año)	102544
Horas equivalentes netas anuales	3016

Tabla 21. Características de producción del aerogenerador G97

3.2 Estudio geotécnico de la zona

Con el fin de obtener los parámetros necesarios para el diseño civil del Parque Eólico, se llevaron a cabo los siguientes reconocimientos y ensayos:

Reconocimientos	Unidades
Perforación de pozos	5
Ensayos SPT	20
Calicatas mecánicas	5
Ensayos de penetración dinámica superpesados (DPSH)	5
Perfiles sísmicos de refracción	1

Tabla 22. Ensayos que se llevaron en el terreno

	Granulometría	Límites	Humedad	Práctor Modificado	C.B.R	Compresión Simple	Corte directo
UNIDADES	18	18	18	1	1	1	1

Tabla 23. Reconocimientos dentro del terreno

El Parque eólico se ubica en una zona llana contigua al río Grande con una altura s.n.m que varía de 476 m en al parte oeste a 444 m al este. Se apoya sobre suelos aluviales de Edad cuaternaria, pertenecientes a la llanura de inundación del Río. La potencia de este aluvial oscila entre 10 y 70 m. Bajo los suelos aluviales, se detecta la formación de arenas y gravas cementarias de edad Terciaria.

Los materiales en los que se emplaza el Parque Eólico están constituidos por suelos aluviales de naturaleza principalmente arcillosa, con intercalaciones de capas areno-limosas y limo-arenosas. Se trata de suelos con una capacidad reducida para soportar las cargas requeridas por los aerogeneradores.

En los ensayos de campo se distinguen las siguientes unidades geotécnicas:

- Arcillas de consistencia media.
- Arcillas de consistencia firme.
- Limos arenosos y arenas limosas firmes/medias.

Tierra vegetal: En los reconocimientos realizados, no se detalla el espesor de tierra vegetal detectado. Sólo se incluye la información de la existencia de gran cantidad de raíces en el primer metro de la prospección.

El nivel freático no se ha detectado en ningún sondeo o calicata hasta las profundidades exploradas. Por ello se propone una cimentación profunda mediante pilotes para la colocación de los aerogeneradores.

UNIDAD GEOTÉCNICA	DESCRIPCIÓN	COHESIÓN SIN DRENAJE	ÁNGULO DE ROZAMIENTO	COHESIÓN	DENSIDAD APARENTE	MÓDULO DE DEFORMACIÓN	RESISTENCIA POR EL FUSTE	RESISTENCIA POR LA PUNTA
		Cu	β	c'	ρ_{ap}	E	q _f	q _p
		Kg/cm ²	°	Kg/cm ²	Kg/m ³	MN/m ²	kPa	kPa
U.G. I	Arcillas de consistencia media	0.41-0.51	24-25	2.1	170	10	-	-
U.G. II	Arcillas de consistencia firme	0.66-0.77	26	2.1-2.55	170	15	40-43	26
U.G. III	Limos arenosos firmes y arenas limosas medias	-	30-31	1,00	165	15-30	585-675	1.742

Tabla 24. Descripción de las distintas unidades geotécnicas del terreno

De acuerdo con los ensayos realizados y, atendiendo a las especificaciones del Pliego de Prescripciones Generales de Obras de Carreteras y Puentes (PG-3), se trata de suelos tolerables. Se prevé que los materiales pueden ser empleados en la ejecución de terraplenes proyectados.

TALUD	PENDIENTE	OBSERVACIONES
Desmante en caminos	3H/2V	Se recomienda extender una capa de tierra vegetal sobre la U.G. III (Limos arenosos firmes y arena limosa media), de manera que actúe como trabazón, evitando así posibles desprendimientos superficiales en el talud. Si fuese necesario este manto de tierra vegetal se podría utilizar en otros movimientos geotécnicos como terraplenes o compactación de tierras.
Desmante en plataformas y cimentación de aerogeneradores	1H/1V	
Terraplén en caminos y plataformas	2H/1V	

Tabla 25. Descripción de los desmontes y terraplenes

En todos los desmontes y terraplenes se necesita cunetas con límite entre ellos de un 5%.

Los materiales existentes dentro del límite geotécnico son perfectamente excavables con medios mecánicos habituales.

Para la ejecución de la cimentación mediante zapatas se seguirán estos pasos:

- Excavación del hueco de la zapata mediante medios mecánicos.
- Mejora de la capacidad portante del suelo mediante hormigón ciclópeo si fuera necesario. Rellenar mediante piedra hasta la cota del hormigón de limpieza y verter el hormigón pobre para mejorar las características del subsuelo.
- Hormigón de limpieza para proporcionar una superficie lisa para el ferrallado de la armadura.

-
- Ferrallado de la armadura inferior, según planos del tecnólogo. El acero empleado para toda la armadura será B500-SD, con diferentes diámetros.
 - Introducción y posicionamiento de la virola en la excavación.
 - Ferrallado de la armadura superior. Se introduce parte del hierro de la armadura por los orificios de la virola para la unión con la losa de hormigón.
 - Será necesario un encofrado de la cimentación si se ha realizado una sobreexcavación. No es necesario si se realiza el hormigonado contra el terreno.
 - Hormigonado de la losa de hormigón mediante una bomba de hormigonado.

3.3 Estudio de vías de acceso para equipos aerogeneradores

Para el montaje de un parque eólico se pueden emplear muchos tipos de configuraciones, siendo la opción más elegida una grúa principal con un apoyo de una grúa auxiliar más un equipo para las descargas. La selección del tipo de grúa suele ser de cadenas o neumáticas.

SI la ruta admite el transporte de la grúa principal, las rutas serán admisibles para el transporte de los aerogeneradores.

Los elementos más importantes y restrictivos son:

- Torre: La torre de 78 m se divide en tramos con un peso aproximado de 42 toneladas por tramo. Las dimensiones de cada tramo son 18.7 m, 28.5 m y 28.5 m.
- Nacelle: La nacelle tiene un peso total de 72 toneladas, siendo el elemento a transportar más pesado.
- Palas: El peso de las palas es sobre 13 toneladas, con una longitud de 47.5 m.
- Rotor: Tiene un peso aproximado de 3 toneladas.
- Grúa principal.
- Equipamiento eléctrico: no es tan restrictivo como los anteriores.

La cantidad de bultos por aerogenerador que será transportará al parque eólico:

Componente	Cantidad
Nacelle	1
Hub	1
Palas	3
Tramos torre	3
Anillos cimentación	1
<i>Bultos por aerogenerador</i>	<i>9</i>
<i>Total aerogeneradores</i>	<i>16</i>
TOTAL BULTOS	144

Tabla 26. Resumen de los componentes de los aerogeneradores

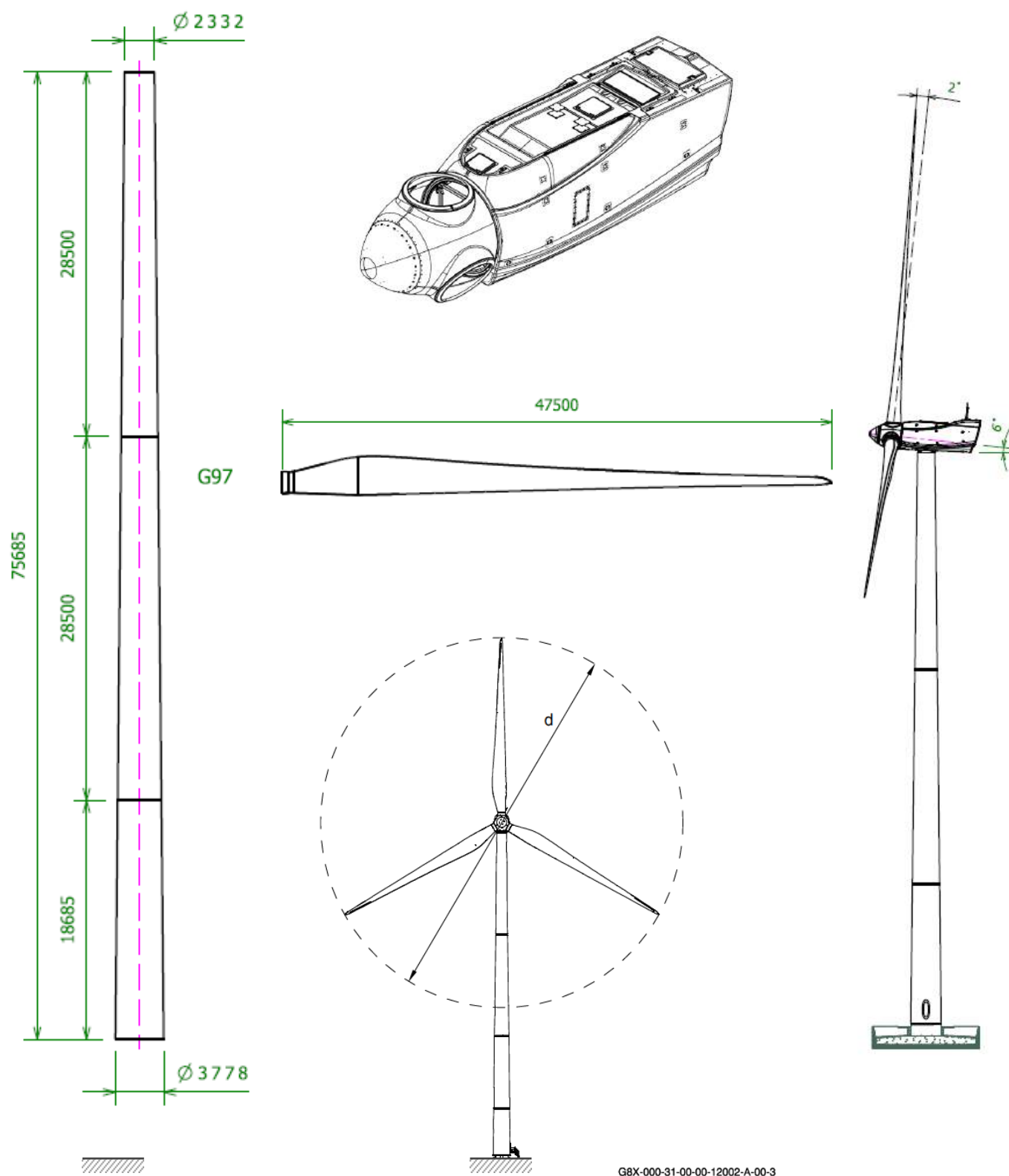


Ilustración 21. Distintas vistas del aerogenerador

Las dimensiones críticas de los bultos a transportar:

- Longitud: la longitud máxima será la de las palas (47.5 m).
- Ancho: el ancho máximo vendrá determinado por el diámetro inferior de la torre (3.78 m).
- Altura: la altura máxima normalmente viene determinada por el nacelle o por el diámetro de la torre. Se tomará el valor del diámetro (3.78 m).
- Peso: Nacelle 72 toneladas.



Ilustración 22. Vista del transporte de un elemento del aerogenerador



Ilustración 23. Vista del transporte de un elemento del aerogenerador (gran radio de curvatura)

Requisitos geométricos mínimos de carreteras pueden variar según características de las rutas:

Ancho útil	3.50 m
Anchura de paso	5.00 m
Altura libre	4.60 m
Radio de curva, externo	28.00 m
Gradiente, superficie suelta	$\leq 7\%$
Gradiente, superficie pavimentada	$\leq 12\%$
Gradiente en curvas con gradiente lateral	$\leq 4\%$
Capacidad portante	2 kg/cm ²

Tabla 27. Requisitos geométricos mínimos de carreteras

Generalmente el radio de giro es el aspecto más restrictivo en el transporte de aerogeneradores, debido a la longitud de las palas a transportar. Cuanto menor sea el radio de curvatura de la curva, mayor debe ser el ancho del vial.

Casos	Expresión matemática
Talud de desmote por ambos lados, sin posibilidad de vuelo	$A = 65,206 \times R^{-0,5337}$
Talud de desmote interior sin posibilidad de vuelo y terraplén exterior con posibilidad de vuelo y/o perfil mixto	$A = 52,013 \times R^{-0,4866}$ $SAe = 133,1 \times R^{-1,3868}$
Talud de terraplén en ambos lados de la curva, con posibilidad de vuelo interior y exterior	$A = 16,383 \times R^{-0,2871}$ $SAe = -1 \times 10^{-5} \times R^3 + 0,0029 \times R^2 - 0,2378 \times R + 7,5471$ $SAi = 510,77 \times R^{-1,137}$

Tabla 28. Expresiones matemáticas para desmontes y terraplenes

Donde:

A = Anchura total del vial en el tramo de curva (e=externo, i=interno).

R = Radio de curvatura del vial medido en el interior de la curva.

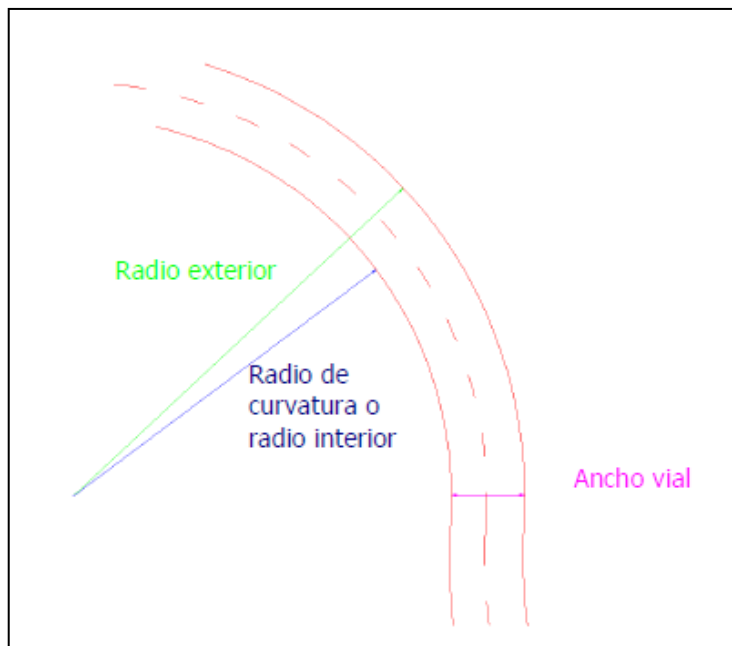


Ilustración 24. Descripción de radio de curvatura y radio exterior

Debido a las dimensiones críticas se deberá seguir un “Road Survey” donde se abordarán los puntos críticos para su llegada al emplazamiento. Se disponen de tres posibles alternativas:

- 1ª alternativa: desde el Puerto de Arica (Chile). Esta primera alternativa fue utilizado ya para el transporte de otros 8 aerogeneradores. Se recorrerá 1230 km, donde se cruzará Chile unos 200 km y a continuación unos 1030 km de travesía en Bolivia para llegar al Parque Eólico de Bolivia I.
- 2ª alternativa: se plantea como posibilidad transportar los bultos desde una zona del atlántico para evitar los Andes. Se recogerían los bultos en São Paulo, Brasil. Esta localización se encuentra 2200 km del parque eólico. Son terrenos más cómodos.
- 3ª alternativa: consiste en llevar los aerogeneradores al Norte de la Provincia de Buenos Aires (Argentina) para su posterior traslado al parque eólico Bolivia I. Se encuentra a unos 2120 km de la zona de trabajo. La mayoría del recorrido es paraje agrícola.

La opción más económica es desde Puerto Arica pero sus grandes dificultades al pasar por los Andes, dificulta esta alternativa por lo que se descarta. Entre Argentina y Brasil, se tomará la opción de Argentina pues es una zona más llana y sin tantos túneles como es la opción de São Paulo.

3.4 Cálculos electromecánicos:

Criterio de Intensidad máxima admisibles.

Los cables son dimensionados para las distintas corrientes de operación en régimen permanente de la carga que van a soportar. Siempre se considerará la más desfavorable y restrictiva a la hora de la selección:

$$I_{nom} < k * I_{máx.adm.conductor}$$

$$I_{nom} = \frac{P}{\sqrt{3} * U * \cos\theta}$$

Donde:

P= Potencia de la carga (W)

U= Tensión nominal (V)

Cos (θ): factor de potencia

K: factor de corrección según instalación del cable

Criterio Caída de tensión.

La caída de tensión que se produce en el cable no debe ser mayor a 1% de la tensión nominal del mismo.

La caída de tensión se obtiene de acuerdo a la siguiente formulación:

$$\Delta V = \sqrt{3} * L * I_{nom} * (R \cos(\theta) + X \sin(\theta))$$

Donde:

ΔV: caída de tensión (V)

L: Longitud del cable (m)

I_{nom}= Intensidad nominal según la carga conectada al conductor

Criterio Intensidad de Cortocircuito

La máxima temperatura del conductor durante un cortocircuito depende del tipo de conductor y aislamiento considerado en el mismo.

El cable que une el trafo con la celda está protegido frente a sobrecargas por un relé de protección autoalimentado de máxima intensidad. Para la protección frente a cortocircuitos se utilizará un ruptofusible de 125 A, con un tiempo de desconexión por cortocircuito entre 10 y 40 mseg. Para el caso más desfavorable, para una temperatura inicial de 90°C y final de 250 °C, el fabricante facilita la siguiente fórmula:

$$I_{cc} = \frac{S * C}{\sqrt{t}}$$

Siendo:

I_{cc}: Intensidad de cortocircuito (A)

S: Sección del conductor (mm²)

t: tiempo de duración del cortocircuito (s)

C: coeficiente que depende de la naturaleza del conductor y de las temperaturas al inicio y final del cortocircuito.

4 PRESUPUESTO

	Descripción Item	Ud.	CANT.	EUR / Ud.	COSTO PARCIAL (EUR)	COSTO TOTAL (EUR)
1	AEROGENERADORES					26.232.150,00
1.1	MÁQUINA	UND	16	1225500	19.608.000,00	19.608.000,00
1.2	TRANSPORTE	UND	16	80625	1.290.000,00	1.290.000,00
1.3	MONTAJE	UND	16	70950	1.135.200,00	1.135.200,00
1.4	VARIOS	GL	1	4198950	4.198.950,00	4.198.950,00
TOTAL CAPITULO 1. AEROGENERADORES						26.232.150,00
2	INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA					3.101.537,41
2.1	RED DE MEDIA TENSIÓN 24,9 kV					1.065.684,22
	Excavación y relleno de zanja	ML	7.056,00	28,2123	199.065,99	
	Tubo de Polietileno D=200 mm	ML	7.759,00	13,75785	106.747,16	
	Tubo de Polietileno D=90 mm	ML	7.056,00	6,0372	42.598,48	
	Hormigón HM-20 para cruce de camino	M3	16	77,142	1.234,27	
	Conductor XLPE 15/25 kV 3x1x95 Al	ML	1.784,00	44,892	80.087,33	
	Conductor XLPE 15/25 kV 3x1x150 Al	ML	1.784,00	48,891	87.221,54	
	Conductor XLPE 15/25 kV 3x1x240 Al	ML	1.784,00	62,3715	111.270,76	
	Conductor XLPE 15/25 kV 3x1x300 Al	ML	2.747,00	66,4995	182.674,13	
	Conjunto Terminal M.T. XLPE 15/25 kV 3x1x95 Al	UND	8	185,76	1.486,08	
	Conjunto Terminal M.T. XLPE 15/25 kV 3x1x150 Al	UND	8	188,985	1.511,88	
	Conjunto Terminal M.T. XLPE 15/25 kV 3x1x240 Al	UND	8	191,565	1.532,52	
	Conjunto Terminal M.T. XLPE 15/25 kV 3x1x300 Al	UND	10	192,855	1.928,55	
	Línea de fibra óptica de 6 fibras	ML	7.226,00	17,79555	128.590,64	
	Conexiónado fibra óptica en aerogeneradores	UND	16	1143,3141	18.293,03	
	Cable de puesta a tierra de cobre desnudo de 50 mm2	ML	7.226,00	10,7715	77.834,86	
	Red de tierras del aerogenerador	UND	16	903	14.448,00	
	Hitos	UND	142	64,5	9.159,00	

2.2	SET					2.132.841,65
2.2.1	Obra Civil					386.235,00
	Movimientos de Tierra	GL	1	122974,8744	122.974,87	
	Hormigón	GL	1	29948,46585	29.948,47	
	Acero	GL	1	9910,7088	9.910,71	
	Encofrados	GL	1	3335,9271	3.335,93	
	Instalación red de cables	GL	1	90909,4218	90.909,42	
	Edificio Prefabricado	GL	1	95185,4235	95.185,42	
	Abastecimiento de Agua	GL	1	1649,69715	1.649,70	
	Red de saneamiento y drenajes	GL	1	14605,06395	14.605,06	
	Cerramiento	GL	1	17715,4152	17.715,42	
2.2.2	Montajes, transportes y varios					19.314,83
	5% del total de la obra eléctrica	GL	1	19314,8346	19.314,83	
2.2.3	Parque de 115kV					338.048,28
	Interruptor automático tripolar de SF6 Intemperie, 145 KV, 2500	UND	2	22411,17645	44.822,35	
	Seccionador Tripolar de 145 KV de intemperie, 1250 A con cuchillas de puesta a tierra	UND	1	4430,34375	4.430,34	
	Seccionador Tripolar de 145 KV de intemperie, 1250 A sin cuchillas de puesta a tierra	UND	2	2817,84375	5.635,69	

	Transformador de intensidad tipo CH-145 relación 200-400-800/5-5-5 A, 15 VA cl. 0,2s, 30 VA cl. 0,5, 3x(30 VA 5P20)	UND	2	25200,95625	50.401,91	
	Transformador de tensión monofásico relación 115/0,110/0,110 50VA cl. 0,2s/50VA cl. 0,5-3P	UND	6	3391,89375	20.351,36	
	Descargadores	UND	6	1696,35	10.178,10	
	Elementos auxiliares (embarrados, cadena de aisladores, estructura metálica, cajas de centralización, grapas de conexión y soldaduras, etc.), protecciones, mando, control y comunicaciones.	GL	1	82221,375	82.221,38	

2.2.4	Parque de 24,9kV					211.535,98
	<p>Celda de entrada de línea: Celda de 24,9 kV, blindada y compartimentada con aislamiento IP30 para 630 A de intensidad nominal y 1250 A para embarrado superior, de nivel de aislamiento 30/70/170 kV. Con interruptor automático extraíble en corte SF6 y 20 kA de poder de corte. Seccionamiento con posición a tierra con nivel de aislamiento 30/70/170 kV. Transformador de intensidad 200-400/5-5 A con secundarios (potencia-precisión) y 15 VA clase 0,5; 15 VA 5P20, incluso autoválvulas 24 kV, 10 kA, analizador de redes y protecciones.</p>	UND	4	24721,2504	98.885,00	
	<p>Celda trafo de potencia: Celda de 24,9 kV, blindada y compartimentada con aislamiento IP30 para 1250 A de intensidad nominal de nivel de aislamiento 30/70/170 kV. Con interruptor automático extraíble en corte SF6 y 20 kA de poder de corte. Seccionamiento con posición a tierra con nivel de aislamiento 30/70/170 kV. Transformador de intensidad 600-1200/5-5-5 A con secundarios (potencia-precisión); 15 VA cl.0,5, 15 VA cl.5P20 y 15 VA cl.5P20., incluso analizador de redes y protecciones.</p>	UND	1	28524,52515	28.524,53	

	Celda de Trafos Auxiliares: Celda de 24,9 kV, blindada y compartimentada con aislamiento IP30 para 630 A de intensidad nominal y 1250 A para embarrado superior, de nivel de aislamiento 30/70/170 kV. Con juego de seccionadores-fusibles. Seccionamiento con nivel de aislamiento 30/70/170 kV. Transformador de intensidad 20/10 A con secundario (potencia-precisión), 15 VA clase 0,5, 15 VA 5P20. Apta para instalación en su interior de un transformador seco para SS.AA. Todo completamente instalado, conexonado e interconectado según esquema, incluso contactos auxiliares y pequeño material de fijación y montaje.	UND	2	9333,15	18.666,30	
	Celda de medida	UND	1	5651,4642	5.651,46	
	Transformador de SS.AA. 24,9/0,4 KV 630 KVA Dyn11	UND	2	13631,26875	27.262,54	
	Descargadores	UND	12	999,75	11.997,00	

	Elementos auxiliares (embarrados, cadena de aisladores, estructura metálica, cajas de centralización, grapas de conexión y soldaduras, etc.), protecciones, mando, control y comunicaciones.	GL	1	20549,15175	20.549,15	
2.2.5	Cables puentes en 24,9 KV y 115KV					70.606,54
	Cables de potencia y control, ternas de terminales enchufables y montaje cable y ejecución de terminales. Aislamientos.	GL	1	70606,5375	70.606,54	
2.2.6	Transformador de potencia					154.616,18
	Transformador 24,9/115 KV de 50 MVA. Montaje, suministro, ensayos en fábrica y campo y conexión de terminales	UD	1	154616,175	154.616,18	

2.2.7	Instalaciones auxiliares					219.835,67
	Cuadros auxiliares, rectificadores.	UND	1	126772,4603	126.772,46	
	Batería 125 Vcc	UND	1	11893,8	11.893,80	
	Batería 48 Vcc	UND	1	5160	5.160,00	
	Grupo electrógeno 200 KVA (opcional)	UND	1	22824,77625	22.824,78	
	Armario de medida	UND	1	4434,375	4.434,38	
	Montajes varios	UND	1	48750,261	48.750,26	
2.2.8	Sistema de Puesta a Tierra.					42.098,13
	Instalación de puesta a tierra general de subestación en zona de aparellaje exterior, a base de conductor de cobre desnudo de 95 mm ² de sección enterrado a 0,8 mts de profundidad, y p.p. de electrodos de profundidad de 25 metros, incluso soldadura aluminotérmica tipo Cadwell, conexión con p.a.t. edificio, y Estructuras indicadas en los planos.	GL	1	27153,29063	42.098,13	

2.2.9	Seguridad Industrial					61.249,23
	Sistema de protección activa contra el fuego	GL	1	38322,81045	38.322,81	
	Sistemas de protección pasiva contra el fuego	GL	1	22926,4218	22.926,42	
2.2.10	Recepción Técnica					7.095,00
	Carga de ajustes y pruebas en equipos de protección y d telecontrol	GL	1	3225	3.225,00	
	Pruebas de recepción de la instalación	GL	1	1935	1.935,00	
	Pruebas funcionales globales en baja tensión de toda la instalación	GL	1	1935	1.935,00	
2.3	BAY CONEXIÓN		1	525218,3529	525.218,35	525.218,35
<i>TOTAL CAPITULO 2. INFRAESTRUCTURA ELECTRICA</i>						3.101.537,41
3	INFRAESTRUCTURA CIVIL					3.429.875,19
3.1	TRABAJOS PREVIOS					92.152,15
	Movilizacion de equipos	GL	1	10221,6117	10.221,61	
	Instalacion de campamentos, desinstalación y mantenimiendo	GL	1	61275	61.275,00	
	Desbosque, destronque, desbroce y limpieza del terreno	Ha	15,22	1357,1316	20.655,54	
3.2	ACCESOS Y PLATAFORMAS					898.195,08
	Adecuación de Camino de Acceso Existente	M2	86.585,59	0,21285	18.429,74	
	Preparacion de Superficie	M2	152.188,05	0,41925	63.804,84	
	Conformación Terraplén Procedente de Préstamo (incluso tte y compactado)	M3	2.158,39	2,49615	5.387,67	
	Conformación Terraplén Procedente de Excavación	M3	8.633,56	0,80625	6.960,81	
	Subbsase suelo selccionado (ac. Ext), e = 25cm	M3	2.750,00	3,6636	10.074,90	
	Subbsase suelo selccionado (ac. Int), e = 50cm	M3	15.250,00	3,6636	55.869,90	
	Suministro, extendido y compactado capa de zahorra artificial	M3	25.650,00	10,99725	282.079,46	
	Explanación y nivelación de plataformas según especificaciones fabricante, (capacidad portante 5kg/cm2)	UND	17	5160	87.720,00	
	Excavación y tte a lugar de uso o vertedero	M3	152.090,03	2,41875	367.867,76	

3.3	FUNDACIONES					2.344.708,83
	Excavación 1ª Clase	M3	12.580,17	2,41875	30.428,29	
	Excavación 2ª Clase	M3	1.397,80	3,95385	5.526,69	
	Preparacion Fondo de Excavación	M2	4.819,99	1,1481	5.533,83	
	Ejecución Fundaciones	UND	17	80251,4934	1.364.275,39	
	Pilotes	ML	5.440,00	169,7382	923.375,81	
	Relleno Lateral	M3	7.449,91	2,0898	15.568,82	
3.4	DRENAJE LONGITUDINAL Y TRANSVERSAL					94.819,13
	Cuneta de sección triangular no revestida y desarrollo mínimo de 3 metros, incluye excavación en cualquier tipo de terreno, replanteo y nivelación. Unidad totalmente terminada.	ML	10.500,00	7,74	81.270,00	
	Alcantarilla Simple con Tubos de Hormigón Armado Ø 1000 mm . Incluso parte proporcional de Losa de Apoyo y Aletas de Acompañamiento. Unidad totalmente terminada	ML	32	145,125	4.644,00	

	Alcantarilla Simple con Tubos de Hormigón Armado Ø 2000. Incluso parte proporcional de Losa de Apoyo y Aletas de Acompañamiento. Unidad totalmente terminada	ML	40	222,6282	8.905,13	
TOTAL CAPITULO 3. INFRAESTRUCTURA CIVIL						3.429.875,19
4	ESTUDIO GEOTÉCNICO					30.016,00
4.1	CAMPAÑA GEOTÉCNICA					30.016,00
TOTAL CAPITULO 4. ESTUDIO GEOTECNICO						30.016,00
5	TOPOGRAFÍA					5.433
5.1	LEVANTAMIENTO TOPOGRAFICO					5.433,00
TOTAL CAPITULO 5. TOPOGRAFÍA						5.433,00
6	PROYECTO EJECUTIVO					154.300,00
6.1	REDACCIÓN DE PROYECTO DE DETALLE					154.300,00
TOTAL CAPITULO 6. PROYECTO EJECUTIVO						154.300,00
7	SUPERVISIÓN DE OBRA					264.000,00
7.1	SERVICIOS DE SUPERVISIÓN DE OBRA					264.000,00
TOTAL CAPITULO 7. SUPERVISION DE OBRA						264.000,00
8	MEDIO AMBIENTE					225.634,13
8.1	OBTENCIÓN DE LICENCIA AMBIENTAL					60.634,12
8.2	IMPLANTACIÓN DE PROGRAMAS AMBIENTALES					165.000,01
TOTAL CAPITULO 8. MEDIO AMBIENTE						225.634,13

9	LÍNEA DE TRANSMISIÓN					2.291.673,91
9.1	DESARROLLO DE PRP					195.452,52
9.2	MEDIO AMBIENTE (LICENCIAS Y PLANES)					169.484,50
9.3	LT -					1.926.736,89
	Apoyos	KG	313.429,00	2,2575	707.565,97	
	Hormigón HM-20	M3	1.402,00	77,142	108.153,08	
	Conductor fase IBIS	KM	88,86	2832,195	251.668,85	
	Conductor protección OPGW-48	KM	29,62	1851,795	54.850,17	
	Aislador U120BS	UND	3.930,00	17,157	67.427,01	
	Mano de obra Montaje, armado e izado de apoyos	KG	313.430,00	1,6125	505.405,88	
	Mano de obra Movimiento de tierra, excavación y hormigonado	M3	1.402,00	63,21	88.620,42	
	Mano de obra Tendido, tensado y engrapado del conductor de fase	KM	110,89	1032	114.438,48	
	Mano de obra Tendido, tensado y engrapado del conductor de protección	KM	36,96	774	28.607,04	
TOTAL CAPITULO 9. LINEA TRANSMISION						2.291.673,91
10	TERRENOS					87.225,00
10.1	PAGO DE TERRENOS					87.225,00
TOTAL CAPITULO 10. TERRENOS						87.225,00
TOTAL PARQUE EOLICO BOLIVIA						35.821.844,64

(Base de costes de la construcción de Andalucía, 2013)

REFERENCIAS

Ranking Bloomberg. 2016. Bloomberg. [Online] 2016. <https://about.bnef.com/blog/vestas-reclaims-top-spot-annual-ranking-wind-turbine-makers/> .

Base de costes de la construcción de Andalucía. 2013. Precios Unitarios 2013. [Online] 2013.

Boletín Oficial del Estado.

elperiodicodelaenergia.com. 2017. www.elperiodicodelaenergia.com. [Online] 2017.

Eón. 2013. [Online] Noviembre 2013. <http://www.f2i2.net/Documentos/LSI/nce/EON>.

Gamesa. 2016. www.gamesa.com. [Online] 2016.

Ghenova. *Datos eólicos Ghenova Ingeniería.*

Montaje y mantenimiento de Parques Eólicos. 2016. www.servidorenpruebas.com. [Online] 2016.

Índice de Conceptos

A

ABC: Administradora boliviana de carreteras, 3
ACI: Instituto Americano del Concreto, 25
AE: Autoridad de electricidad, 3
ANSI: Instituto nacional estadounidense de estándares, 25

B

BOE: Boletín oficial del estado, 46

C

CEI: Comité español de iluminación, 25
CENELEC: Comité europeo de normalización electrotécnica, 25
CENER: Centro nacional de energías renovables, 6
CIGRE: Consejo internacional de grandes redes eléctricas, 25
CTE: Código técnico de edificación, 3

D

DB SE: documentos básicos de seguridad industrial, 3
DFIG: Doubly-fed induction generator, 40

E

EHE: Instrucción española del hormigón estructural, 46
EN: Normativa europea, 25
EUREC: Asociación europea de energía renovable, 4

G

Gamesa: multinacional española de nuevas tecnologías, 10

H

HA: Hormigón armado, 48

HM: Hormigón en masa, 49

I

IBIS: Cable de acero de alta resistencia, 38

IEEE: Instituto de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, 25

IP: Índice de plasticidad, 47

ITC: Instrucción técnica complementaria (Reglamento de baja tensión), 3

L

LAAT: Líneas de alta tensión aérea, 2

N

NBE: Norma básica de edificación, 48; Normas básicas de la edificación, 46

NLT: Normas de ensayo del laboratorio del transporte y mecánica del suelo, 46

O

OPGW: Alumacore optical ground wire, 38

Ormazábal: Compañía especializada en el sector eléctrico, 21

P

PG: Pliego de prescripciones técnicas generales para obras de carreteras y puentes del ministerio de fomento, 46

PLC: Power Line Communications, 13

PVC: Policloruro de vinilo, 35

R

RAB: Reglamentación aeronáutica boliviana, 3

RHZ1: Cable de media tensión con aislamiento de XLPE, 35

S

SCADA: Supervisión, Control y Adquisición de Datos, 24

SIN: Sistema de Impuestos Nacionales, 3

SS.AA.: Servicios auxiliares, 27

T

Trafo: Abreviatura para transformador, 43

U

UNE: Una norma española, 3

X

XLPE: Cable de polietileno reticulado, 39

Bibliografía

http://www.f2i2.net/Documentos/LSI/nce/EON/YE-SECO.01_1.pdf

<http://www.topcable.com/blog-electric-cable/designacion-de-los-cables-electricos-de-media-tension/>

<https://about.bnef.com/blog/vestas-reclaims-top-spot-annual-ranking-wind-turbine-makers/>

<https://www.gamesa.com>

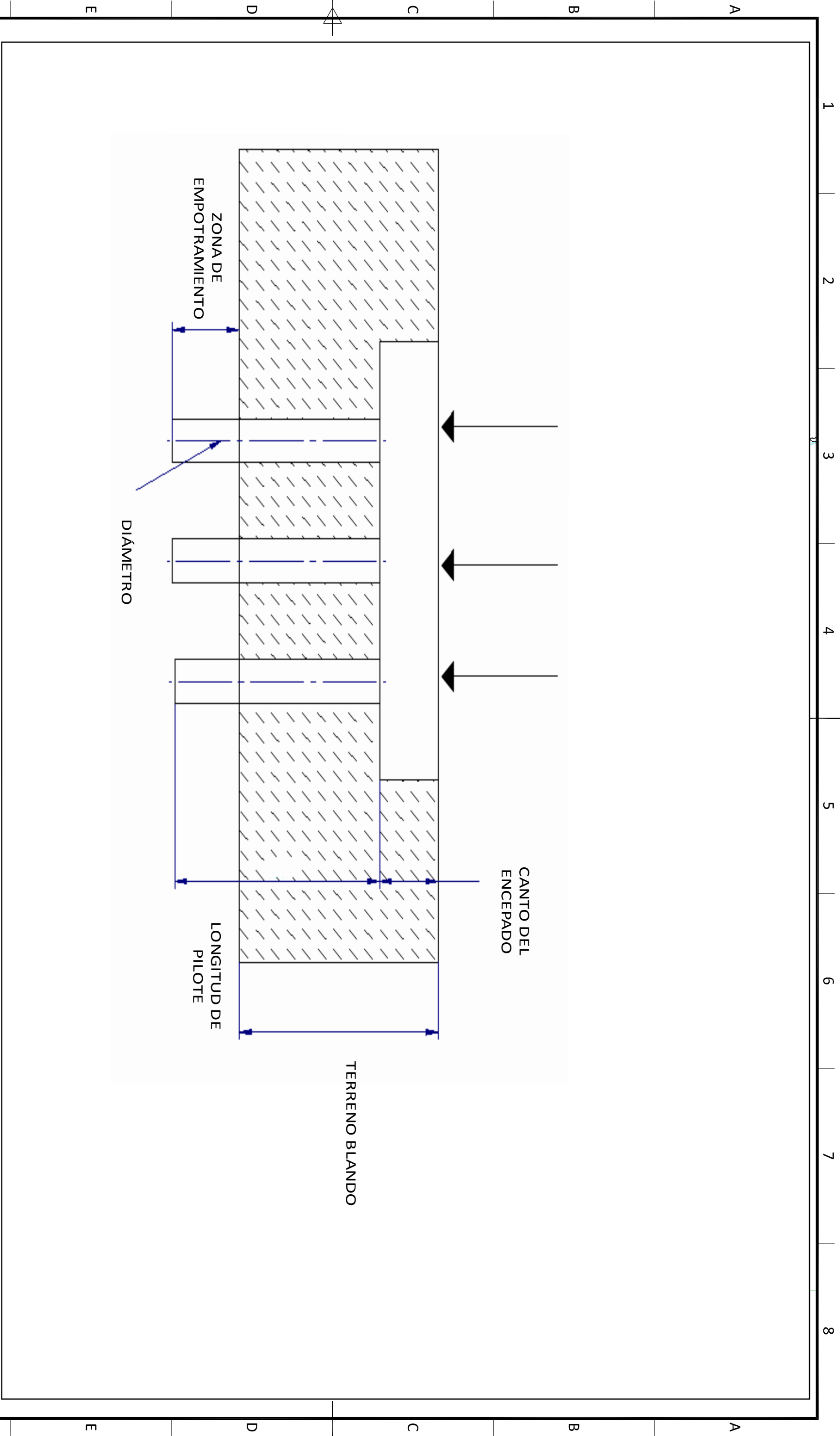
<https://www.ghenova.com/es/>

<https://www.edpenergia.com>

<https://e-archivo.uc3m.es/handle/10016/8247>

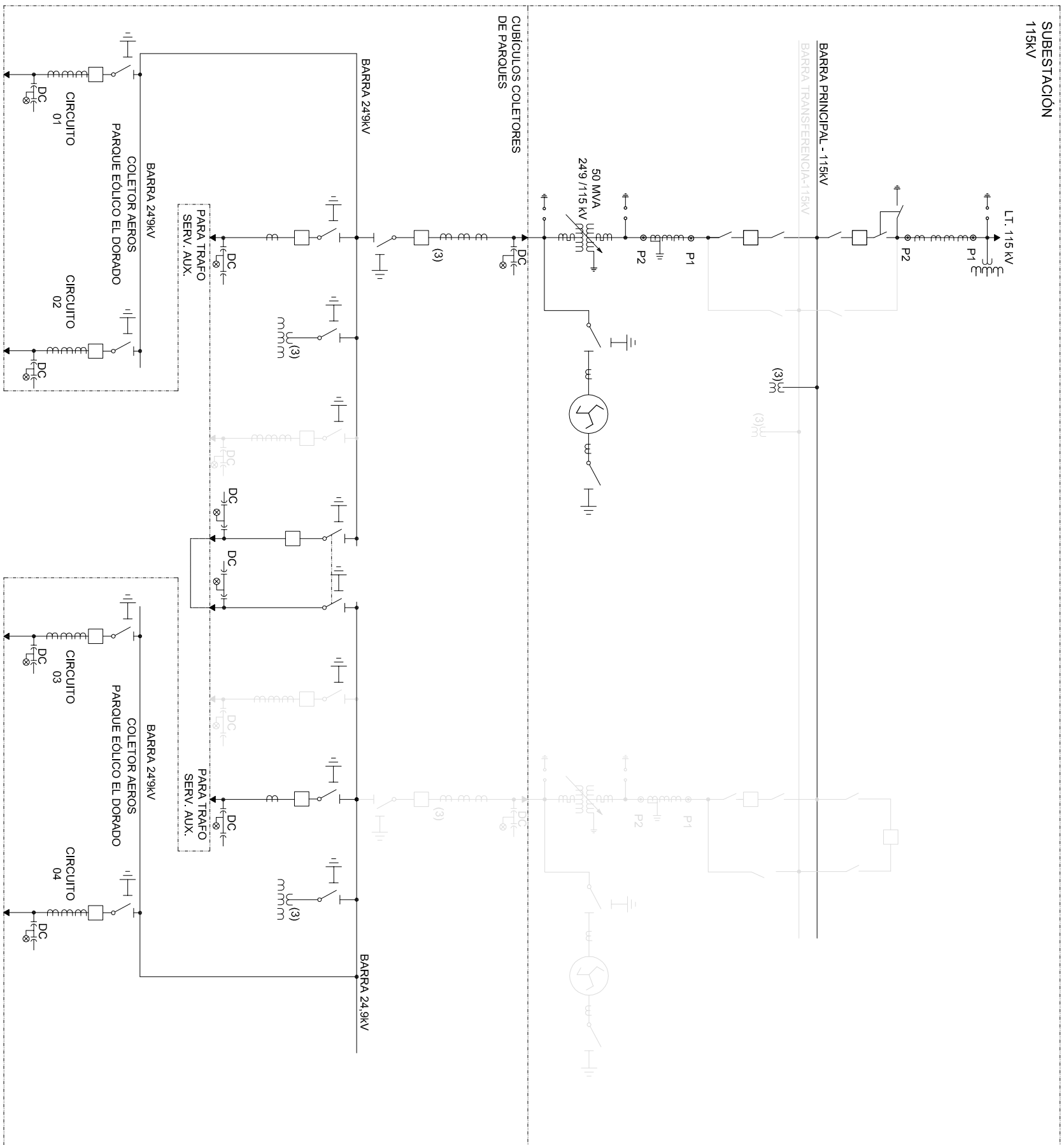
TFG_Dominguez_Ebitsch_Stefan

Planos



D					FECHA	ESCALA 1/10.000	PARQUE EÓLICO SANTA CRUZ - EL DORADO		
C						DIBUJADO			
B						REVISADO			Código:
A						APROBADO			Lamina Nº: 01 de 01
EDIC.	FECHA	DIBUJADO	REVISADO	APROBADO	MODIFICACIÓN			Situación General Parque Santa Cruz, Bolivia	Nº CAD:
1									
						Formato A3			






DOCUMENTOS DE REFERENCIA:


















END005-PLN-004_Subestación Eléctrica

NOTA:

EN GRIS, FUTURA AMPLIACIÓN

[illegible]

Id		Nombre de tarea	Duración	Comienzo	1er trimestre				3er trimestre			1er trimestre			3er trimestre				
					N	E	M	M	J	S	N	E	M	M	J	S			
1		CONSTRUCCIÓN DEL PARQUE EÓLICO	278 días	mié 07/02/18															
2		Planteamiento general	15 días	mié 07/02/18															
3		Planteamiento general	15 días	mié 07/02/18															
4		Movimiento de tierras	198 días	mié 28/02/18															
5		Viales y plataformas	153 días	mié 28/02/18															
6		Ampliación de pista a 3 m de ancho	40 días	mié 28/02/18															
7		Construcción de viales	90 días	vie 16/03/18															
8		Construcción de plataformas	110 días	lun 30/04/18															
9		Cimentación de los aerogeneradores	198 días	mié 28/02/18															
10		Obtención de permisos de voladura	80 días	mié 28/02/18															
11		Excavación	20 días	mié 20/06/18															
12		Relleno	35 días	lun 15/10/18															
13		Canalización de cables subterráneos	31 días	vie 17/08/18															
14		Zanjas laterales de viales	10 días	vie 17/08/18															
15		Colocación de citas, baldosas, etc.	20 días	lun 03/09/18															
16		Cimentaciones	58 días	mié 18/07/18															
17		Colocación de hormigón de limpieza	22 días	mié 18/07/18															
18		Colocación de ferralla	22 días	vie 27/07/18															
19		Colocación de carretes	22 días	lun 30/07/18															
20		Colocación de enconfrado	22 días	lun 13/08/18															
21		Vertido del hormigón	30 días	lun 27/08/18															
22		Accesos y viales	104 días	lun 21/05/18															
23		Construcción de cunetas	90 días	lun 21/05/18															
24		Ejecución de drenajes y pasos	60 días	vie 20/07/18															
25		Cableado exterior	40 días	jue 20/09/18															
26		Suministro y tendido de cables eléctricos y	20 días	jue 20/09/18															
27		Suministro de montaje empalme con la	20 días	jue 18/10/18															
28		Tomas de tierra	20 días	jue 20/09/18															
29		Suministro y tendido de cobre	20 días	jue 20/09/18															

Proyecto: TFG PARQUE EOLICO Fecha: mié 11/04/18	Tarea		Resumen inactivo		Tareas externas	
	División		Tarea manual		Hito externo	
	Hito		solo duración		Fecha límite	
	Resumen		Informe de resumen manual		Progreso	
	Resumen del proyecto		Resumen manual		Progreso manual	
	Tarea inactiva		solo el comienzo			
	Hito inactivo		solo fin	