

4.4 Etapa de operación y mantenimiento

Para la etapa de Operación y Mantenimiento de las Etapas V y VI, se han considerado las acciones que se relacionan con la operación actual del Parque Eólico Aluar, y los aspectos que hacen a su funcionamiento como por ejemplo modificaciones en el paisaje, movimiento inusual de vehículos y/o personal asociado al Parque, etc.

- ✓ Operación del Parque Eólico, vínculos de la red de media tensión de 33 kV, ETs y líneas de alta tensión de 132 kV.
- ✓ Mantenimiento de Equipos e Instalaciones del PE, vínculos de la red de media tensión de 33 kV, ETs y líneas de alta tensión de 132 kV.
- ✓ Generación de campos electromagnéticos.
- ✓ Generación y disposición de residuos.
- ✓ Contingencias.

4.4.1 Esquema de operación

La operación de las Etapas V y VI se gestionará y controlará a través del Centro de Operaciones. Se llevará adelante contando con pronósticos del recurso eólico y por medio de un moderno sistema de telecontrol. Desde este sistema se podrán realizar algunas funciones de control del Parque en general, que se indican posteriormente.

La comunicación del puesto central con el puesto local en el parque se realizará por medio de una red IP de comunicación.

4.4.1.1 Elementos que intervienen

Los subsistemas que constituyen el sistema de telemando de parque son los siguientes:

- SCADA central.
- Aerogeneradores.
- Antena anemométrica
- PLC de control de subestación eléctrica.

Los últimos tres proporcionan de manera continua información en tiempo real al SCADA central. Éste se encarga de gestionar las comunicaciones con cada uno de ellos, tratar de manera adecuada la información recibida, almacenarla y soportar la interfaz HMI necesaria para operar la instalación.

4.4.1.2 Red de comunicación interna

Los elementos anteriormente descritos están comunicados por una red Ethernet con configuración en anillo situada en el parque y soportada a nivel físico por circuitos de fibra óptica.

En la subestación de parque se coloca el switch central. Este equipo dispone de las salidas en fibra necesarias para conectar, en función de la topología del parque, cada uno de los circuitos de comunicaciones internas.

En cada uno de los aerogeneradores se colocará otro switch con doble salida en fibra que posibilita la interconexión en anillo de todos los elementos que conforman el circuito y también con el PLC de control de la turbina.

En el caso de la antena anemométrica, se realiza una derivación de la red de fibra desde el aerogenerador más próximo.

La subestación eléctrica presenta más posibilidades de interconexión al SCADA central ya que habitualmente ambos sistemas se encuentran ubicados en la misma área.

4.4.1.3 Sistema SCADA

La arquitectura a nivel de hardware el sistema de telemando se compone de dos equipos, un servidor y un cliente. Las funciones de cada uno de ellos son:

SERVIDOR

- Gestión de la comunicación en tiempo real con los subsistemas.
- Servidor de datos en el puesto central.
- Tratamiento de la información recibida, generación de alarmas y almacenamiento de datos históricos.
- Soporte de la administración del SCADA (ficheros de configuración de variables, bases de datos, política de usuarios, etc.).
- Soporte de programas auxiliares: para generación de ficheros de explotación, elaboración de variables calculadas, programas de control de activa y reactiva etc.

4.4.1.4 Funcionalidades básicas del SCADA

Entre las funcionalidades básicas de este sistema, se pueden destacar:

- Monitoreo en tiempo real de las variables procedentes de aerogeneradores, estaciones meteorológicas y subestación eléctrica.
- Registro de las alarmas producidas.
- Almacenamiento de datos históricos editados como tablas o curvas de tendencia.
- Cálculo de datos medios y almacenamiento en bases de datos relacionales
- Generación de información soporte para la explotación del parque.
- Posibilidad de acceso a datos.

4.4.1.5 Regulación de potencia activa

El sistema permitirá implementar funciones avanzadas de control.

Entre éstas se incluye el control de potencia activa total del parque mediante un sistema mixto que combina el envío de consignas de potencia activa individuales a cada aerogenerador con el arranque y paro de los mismos.

A partir de un setpoint de potencia y en función de las condiciones particulares del parque en ese instante concreto, el sistema optaría por la estrategia más adecuada en cada caso.

La situación más desfavorable se produce con todas las máquinas del parque funcionando a potencia nominal.

4.4.1.6 Especificación sistema de monitorización y control

En esta situación, un cambio de consigna es tratado por el software de la siguiente manera:

- El sistema de supervisión de potencia determina si es posible lograr la potencia requerida regulando la potencia individual de cada máquina. Por temas de seguridad el rango de variación se fija en un porcentaje de la potencia nominal.
- Por tanto, siempre que la consigna estuviera situada en esta banda sería posible regular potencia activa en cada una de las máquinas con el fin de ajustarse al nivel predefinido.
- Si la consigna cae fuera de la banda de regulación descrita, entraría en funcionamiento el sistema de arranque/parada, determinándose el número de aerogeneradores que es necesario detener con el fin de establecer en el parque un número de máquinas en funcionamiento que permita volver a las condiciones del punto anterior. Una vez alcanzada esta situación se volvería a regular potencia en las máquinas restantes.
- Se establece una situación de vigilancia continua con el fin de mantener estas condiciones en el tiempo.

4.4.1.7 Regulación de potencia reactiva

La solución utilizada para realizar la regulación del factor de potencia en el parque requiere la instalación de un sistema adicional en cada subestación.

Este sistema se compone de un cuadro eléctrico que contiene un convertidor de medidas y un PLC.

El convertidor recibe las señales procedentes de los transformadores de tensión e intensidad de la subestación y envía al autómata señales de potencia activa, potencia reactiva y tensión de salida, permitiendo el cálculo del factor de potencia de la salida del parque.

El PLC efectúa una regulación del coseno de ϕ global de la instalación, enviando al sistema de telemando de parque las consignas individuales necesarias en cada instante para maximizar el complemento. El sistema de telemando transmitirá cada consigna a las máquinas utilizando la red de comunicaciones interna del propio parque.

Para ambos casos los máximos gradientes de potencia dependen del viento y deben ajustarse respecto al proyecto eólico y las necesidades del sistema eléctrico.

También hay que prever como debe actuar el parque eólico en algunos casos de fallos de comunicación.

Para finalizar es importante explicar que tanto un control de potencia, como una contribución a la estabilidad del sistema eléctrico en caso de subfrecuencias, disminuyen la energía inyectada a la red y por tanto tienen un efecto restrictivo.

Estas características eléctricas pueden ser de alta necesidad para el sistema.

4.4.1.8 Medición y pronóstico del viento

Para la operación del Parque Eólico, se contará con un sistema de medición de viento permanente, e información sobre el pronóstico.

4.4.2 Esquema de mantenimiento de aerogeneradores

Bajo este esquema, el tecnólogo será responsable de asegurar la disponibilidad de funcionamiento de cada uno de los aerogeneradores, las tareas de inspección semestral y anual, la reposición de los repuestos necesarios para alcanzar la óptima producción del Parque, y los procedimientos de seguridad necesarios.

De esta manera se logra aprovechar la experiencia y el “know-how” del tecnólogo para minimizar el riesgo en la operación del Parque y lograr una mejor producción conjunta de los aerogeneradores.

4.4.2.1 Durante su puesta en servicio

Previo y durante el período de puesta en marcha del equipamiento por parte del fabricante, se procederá a realizar un exhaustivo plan de capacitación al personal técnico que cumplirá también funciones de apoyo.

- Comprobaciones previas, mecánicas y eléctricas, con mediciones y ensayos.
- Revisión de componentes.
- Ensayos y análisis en sistema convertidor.
- Energización, pruebas en vacío.
- Cumplimiento del PT N°4 de Cammesa, tal de verificar: la curva de capacidad P-Q del Parque Eólico en el punto de conexión con la red.
- La capacidad operativa del Parque Eólico.
- Puesta en marcha.

4.4.2.2 Mantenimientos

La operación y mantenimiento será responsabilidad de **Goldwind Argentina S.A. por 30 años.**

Para asegurar y garantizar la calidad del Parque se incluyen garantías de performance (curva de potencia) y Garantías de disponibilidad a las que deberá responder el tecnólogo.

El alcance del Servicio de O&M incluye distintos ítems que se detallan a continuación:

1. Mantenimiento Programado:

Mantenimiento preventivo para turbinas eólicas según el Manual del Ciclo de Vida completo de Goldwind. El mantenimiento incluye inspecciones visuales y funcionales, limpieza y lubricación de equipos, y chequeos de torques estructurales. Goldwind proporciona técnicos calificados, herramientas, materiales, inspecciones periódicas y corrección de defectos conforme al manual para garantizar la seguridad y la estabilidad de la operación de las turbinas eólicas.

Estos mantenimientos se llevan a cabo de la siguiente manera:

- 500hs de funcionamiento: se realiza por única vez y consiste mayormente en chequeos de torques estructurales al 100%, chequeos de torques de fábrica e inspecciones visuales y funcionales.
- Cada 6 meses de funcionamiento: se realizan inspecciones visuales y funcionales, limpieza y lubricación de los equipos.

- Cada 1 año de funcionamiento: se realizan inspecciones visuales y funcionales, limpieza, lubricación de equipos y además chequeos de torque estructurales al 10%.

2. Disponibilidad Garantizada:

La garantía de disponibilidad en un parque eólico puede ser basada en el tiempo o en la producción. Se utiliza la garantía basada en producción (PBA) y se calcula mediante una fórmula que excluye condiciones previas o eventos excusables y datos no válidos relevantes. La disponibilidad brinda índices de confiabilidad general y estado operativo de las turbinas, la capacidad de soporte y puntualidad del servicio. Goldwind garantiza que el Parque cumpla con la disponibilidad garantizada del 97% durante el período de servicio, incluyendo horas de mantenimiento programadas.

3. Mantenimientos No Programados:

El mantenimiento no programado se realizará en caso de falla o alarma del aerogenerador. Para evitar fallas y alarmas, se implementarán inspecciones visuales periódicas y mantenimientos preventivos basados en la experiencia.

4. Inspección de pala:

Se utilizarán drones para inspeccionar anualmente las palas de los aerogeneradores, lo que permite detectar problemas estructurales y guiar su mantenimiento. El dron cuenta con una cámara de alta resolución y una computadora a bordo que controla automáticamente el proceso de captura de imágenes.

5. Repuestos:

Planificación y disponibilidad de piezas de repuesto y materiales necesarios para el mantenimiento y reparación de aerogeneradores. Se establecerá un nivel de stock personalizado basado en el análisis estadístico de datos de consumo y las condiciones geográficas y logísticas. También se cuenta con depósitos en China y en la región para garantizar un tiempo de respuesta óptimo en caso de reemplazo de componentes principales y mitigar el tiempo de inactividad. Se llevará a cabo una optimización periódica del inventario para evitar pérdidas por escasez de suministros.

6. Monitoreo Remoto 24*7:

Se implementará servicios de monitoreo remoto 24x7 para garantizar la eficiencia de O&M diaria. El servicio cubre la supervisión de los datos de operación y la estabilidad de la operación, con informes de supervisión generados mensualmente. Se ha establecido un Centro de Monitoreo Global, con varios centros de monitoreo regionales trabajando en paralelo.

7. Reportes y Comunicación:

Se realizarán informes mensual sobre el rendimiento del parque eólico que incluye la producción, la disponibilidad y las fallas más comunes, así como recomendaciones de ajuste relevante de la operación.

8. Actualización y copia de Seguridad de datos del Sistema de Control Maestro, incluido SCADA:

Actualización de software, la optimización técnica y la elevación de potencia en su Sistema de Control Maestro y sistema SCADA.

9. **Soporte Técnico Remoto:**

Se realizará consultoría técnica remota como un método complementario de garantía de rendimiento para brindar soporte técnico al equipo de servicio del sitio en la resolución de problemas o fallas complicadas. Cuando los equipos de servicio del sitio no puedan resolver los problemas de forma independiente, se realizarán análisis técnicos profesionales con ayuda de HQ para proporcionar un diagnóstico y solución final.

10. **Sistema de Monitoreo de condiciones (CMS):**

Sistema de Monitoreo de Condición (CMS) basado en la tecnología PMDD para mejorar el factor de seguridad de los componentes clave y reducir las pérdidas y el costo de O&M por fallas en los componentes de conducción. El CMS es un sistema de monitoreo en tiempo real que utiliza dispositivos CMS preinstalados en el parque eólico para analizar los datos de vibración y detectar cualquier alerta en la cadena de transmisión y evaluar la vida residual.

11. **Alarmas:**

Se utiliza un mecanismo de alarmas basado en datos de operación en tiempo real para identificar automáticamente anomalías operativas o peligros latentes en sus parques eólicos. Las alarmas cubren varios aspectos, como la producción, los principales riesgos de los componentes y el consumo de piezas de repuesto.

12. **Capacitaciones en sitio:**

Capacitaciones al personal sobre técnicas, seguridad y otros cursos, como manipulación manual, prevención de incendios, seguridad del sitio, conocimientos básicos de turbinas eólicas, introducción al producto Goldwind, instalación, puesta en marcha y tecnología de mantenimiento, según el convenio de O&M.

4.4.3 Recambio de piezas

Durante la operación del Parque Eólico pueden ser necesarias grandes grúas para eventuales recambio en los componentes mayores (palas y generador).

Sólo la necesidad de cambiar el generador completo podría requerir la utilización de una grúa de igual tamaño a la utilizada para la instalación. Está calculado que dicho inconveniente ocurre como máximo una vez durante la vida útil de la máquina, es decir, una vez cada 20 años.

4.4.4 Recursos naturales del área que serán aprovechados

La ejecución de este proyecto permitirá el aprovechamiento potencial eólica de la región, fuente de energía renovable, permitiendo la generación de energía limpia que reducirá la emisión de gases de efecto invernadero.

No se contempla para la etapa de operación y mantenimiento la utilización de otros recursos naturales.

4.4.5 Requerimientos del personal

La plantilla de personal del Sector de Operación deberá interactuar con estos sistemas de Control y Supervisión, y deberá realizar las comunicaciones con el COC de Cammesa. Deberá satisfacer la requisitoria del PT N°15 de Cammesa, referida a la Habilitación de Operadores.

Previo y durante el período de Puesta en Marcha del Equipamiento se procederá a realizar un Plan de Capacitación al personal técnico que cumplirá también funciones de apoyo, durante el montaje. Donde participará además en las comprobaciones previas, mecánicas y eléctricas, con mediciones y ensayos, documentación, etc.

Durante la etapa de operación el personal empleado se estima en 20 personas.

4.4.6 Materias primas e insumos

Los insumos necesarios durante el funcionamiento consistirán en repuestos del equipamiento, herramientas de mano.

Grasas y refrigerantes.

- Grasa se estiman unos 20 kg por aerogenerador en cada mantenimiento (cada 6 meses).
- Refrigerante se reponiendo si es necesario, sino se hace un cambio cada 5 años.

4.4.7 Medidas de Seguridad

Durante la operación del proyecto existen medidas de seguridad para ayudar a prevenir accidentes o desastres. El fabricante de los aerogeneradores garantiza que ellos cumplirán durante toda su vida útil las normas técnicas relevantes.

4.4.8 Energía eléctrica

Las instalaciones no tendrán grandes requerimientos de energía eléctrica.

En la etapa de funcionamiento no se implementará iluminación nocturna, a excepción de las ET.

4.4.9 Combustibles

Podrán requerirse combustibles líquidos para abastecimiento de vehículos afectados a tareas de mantenimiento. Los mismos serán obtenidos de estaciones de servicio de la localidad de Puerto Madryn y/o por medio de suministro de la Planta Aluar.

4.4.10 Requerimientos de agua cruda, de reúso y potable

Para esta etapa de trabajo no se requerirá de provisión de agua, salvo agua de reuso la cual será utilizada de manera puntual para el riego de caminos.

Se requiere de agua potable para el consumo normal humano, no siendo necesario requerimientos extraordinarios o excepcionales.

Por otro lado, se requiere de agua potable para la red de incendio de cada ET, que requieren pruebas periódicas. Las pruebas semanales tienen un sistema de bombeo para recircular el agua empleada por lo que no implican un consumo. Las pruebas que implican pérdida del agua almacenada son anuales: Se estima un uso anual de 24 mil litros.

4.4.11 Residuos sólidos y líquidos generados

Durante la etapa de operación no se registrarán emisiones a la atmósfera.

Durante la etapa de operación y mantenimiento se prevé la generación de pequeñas cantidades de residuos, los cuales serán gestionados siguiendo los procedimientos vigentes de la Planta Aluar y el Parque Eólico.

La gestión de residuos y efluentes de operación y mantenimiento mantendrá las premisas de prevención y protección ambiental tendientes a minimizar los impactos ambientales desde la perspectiva de ciclo de vida (conceptos de economía circular). La clasificación, identificación, destino final y generación se realizará según lo mencionado para la etapa de construcción. Los mismos serán gestionados en conjunto con los residuos del PEAL.

Tabla 25. Generación estimativa de Residuos: Operación y Mantenimiento

Tipo	Cantidad	Unidades
Operación y Mantenimiento		
Sólidos		
Generales	4	m ³ /anuales
Plásticos	15	m ³ /anuales
Maderas	60	m ³ /anuales
Chatarra	35	m ³ /anuales
Y48	65	m ³ /anuales
Y31Y34A	5	m ³ /anuales
Líquidos		
Aceite Y8	2	m ³ /anuales
Emulsión Y9	3,1	m ³ /anuales
Cloacales	12	m ³ /anuales

4.4.12 Inscripción como generador de residuos

Como fuera mencionado en la etapa de construcción ALUAR se encuentra habilitado como GENERADOR y OPERADOR de RRPP en la provincia del Chubut e INFA SA como TRANSPORTISTA de RRPP para las corrientes que se generarán.

4.4.13 Efluentes líquidos, emisiones y radiaciones

No se prevé realizar descarga de aguas industriales, emisiones gaseosas (excepto los provenientes de vehículos utilizados para el mantenimiento), lodos o barros residuales, líquidos industriales o radiaciones ionizantes o no ionizantes.

4.4.14 Ruidos

Las turbinas eólicas generan dos tipos de ruido, mecánico y aerodinámico. El ruido mecánico se produce por las partes mecánicas en movimiento tal como, el generador eléctrico y las transmisiones. El ruido aerodinámico es causado por el flujo del aire incidiendo sobre el rotor.

Ambos ruidos son constantes. El efecto del ruido producido por las turbinas eólicas sobre el audiente depende de los ruidos ambientales circundantes y de la posición del audiente. Cuando el viento sopla a bajas velocidades, el ruido de las turbinas eólicas es bajo y por lo general su nivel no es significativamente mayor al ruido ambiental causado por los alrededores. A medida que la velocidad del viento aumenta, también aumenta el ruido ambiental causado por el viento y el ruido de las turbinas eólicas. Este aumento en el ruido ambiental tiende a opacar el ruido de las turbinas eólicas.

En cuanto a la posición del audiente, el ruido producido por la turbina eólica es tan bajo cuando se mantiene a una distancia mayor a los 350 m que pasa desapercibido.

Como puede verse en la Figura 27, la zona afectada por el sonido sólo se extiende a una distancia de unos pocos diámetros de rotor desde la máquina

Si se parte de la base que ningún paisaje está nunca en silencio absoluto. Por ejemplo, las aves y las actividades humanas emiten sonidos y, a velocidades de viento de alrededor de 4-7 m/s y superiores, el ruido del viento en las hojas, arbustos, árboles, mástiles, etc. enmascarará (ahogará) gradualmente cualquier potencial sonoro de los aerogeneradores.

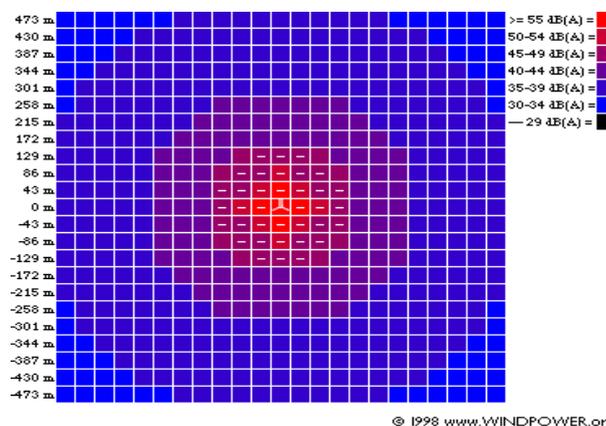


Figura 27. Aerogenerador respecto al sonido.

Fuente: www.windpower.org

Por otro lado, los niveles de emisión sonora de todos los nuevos diseños de aerogeneradores han bajado considerablemente. El nivel de producción de ruido se ajusta variando la velocidad de giro del aerogenerador como se indica en la (Figura 27). Se muestran claramente las ventajas de los niveles de ruido de las velocidades de giro más bajas, ya que el nivel de ruido aproximado es de 7 dB(A) menos a 4 m/s que a 8 m/s.

Con respecto a otros niveles de ruido, la diferencia puede llegar a ser hasta de 10 dB(A). Asimismo, debe tenerse en cuenta que una disminución de 3 dB(A) representa la reducción del nivel de ruido a la mitad.

Los aerogeneradores a instalar poseerán un sistema que permite una variación de las velocidades de giro del rotor de un 60% aproximadamente en relación con la velocidad nominal. La velocidad del rotor puede variar hasta un 30% por encima o por debajo de la velocidad sincrónica. Esto reduce las fluctuaciones no deseadas en la producción suministrada a la red eléctrica y minimiza las cargas en las partes esenciales del aerogenerador. En el Anexo 4 se presenta el Análisis de Ruidos y Sombras.

En el caso particular del proyecto la posible atenuación dada por la topografía juega un papel importante en la propagación de las ondas sonoras. Sin embargo, según Gerard Kiely (1999), no se dispone de información generalizada sobre los efectos de la topografía y normalmente se requieren mediciones en el sitio. Por lo tanto es de suponer que tanto la estepa arbustiva como las condiciones topográficas producirán una atenuación aun mayor sobre los niveles teóricos calculados.

En las líneas de transmisión, el ruido es generado por la descarga eléctrica denominada efecto corona debido a que la electricidad convierte el aire en partículas cargadas. La intensidad del ruido depende del gradiente superficial de campo eléctrico en los conductores, de su estado superficial y de las condiciones atmosféricas, especialmente la humedad excesiva que favorece las descargas. El clima seco que prevalece en la zona es un factor que determina que el ruido de la corona durante la operación será despreciable. El ruido se incrementa con el nivel de tensión de operación y comienza a tomar importancia para tensiones superiores a 300 kV.

En las operaciones de mantenimiento de los aerogeneradores, de las líneas de transmisión se generarán niveles de ruido principalmente asociados al tráfico de vehículos livianos con bajas emisiones.

Se realizó una modelización para conocer el impacto sonoro, el mismo ha sido modelizado con el software Openwind, basado en la norma ISO 9613-2, utilizada internacionalmente para la evaluación de la propagación y atenuación del ruido en espacios abiertos. En el Anexo 4 se presenta el Análisis de Ruidos y Sombras.

4.4.14.1 Ruidos: Valores de Referencia

Con la finalidad de contar con una línea de base, al momento de realizarse los monitoreos de campo para la línea de base del presente documento, se efectuaron las siguientes mediciones. Características del equipamiento utilizado: **Marca:** TES Decibelímetro integrador, Clase 2 **Modelo:** TES 1353 H, **Serie:** 120503012.

Tabla 26. Características del Decibelímetro

 Fuente: Especificaciones Tes

Estándares Aplicables :	IEC Pub 651 Tipo 2, IEC Pub 804 Tipo 2, ANSI S1.4 Tipo 2
Efectividad:	+/-1.5dB (ref 94dB @1KHz).
Mediciones:	SPL, Leq, SEL, MaxL, MinL.
Nivel de Medición:	30dB to 130dB.
Rango de Frecuencia de Medición:	31,5 Hz a 8KHz.
Frecuencia de peso:	A y C.
Tiempo de Peso:	Rápido/rápida, Impulso.
Micrófono:	1/2 pulgada Electret condenser microphone.
Pantalla Digital :	LCD de 4 digitos, resolución 0.1dB, actualizado cada 0,5s.
Barra Indicador Quasi-análoga:	4-dB pasos, 100dB rango de pantalla, actualizado cada 100ms.
Función de Advertencia en pantalla indicador Sobre rango Menos rango indicador:	Desplegado en el límite superior Desplegado en el límite inferior
Salida Análoga AC / DC:	2Vrms (a escala completa) , 10mVDC / dB.
Fuente de Poder:	Cuatro 1,5V LR-6/AA alcalinas, adaptador AC .
Vida de la Batería:	cerca de 28 horas.
Temperatura de Operación, humedad:	5 ~ 40oC , 10 ~ 90% RH.
Dimensiones:	265 (L) x 72(W) x 21(H) mm (10,4" L x 2,8" W x 0,8" H).
Peso:	Aproximadamente 380g.

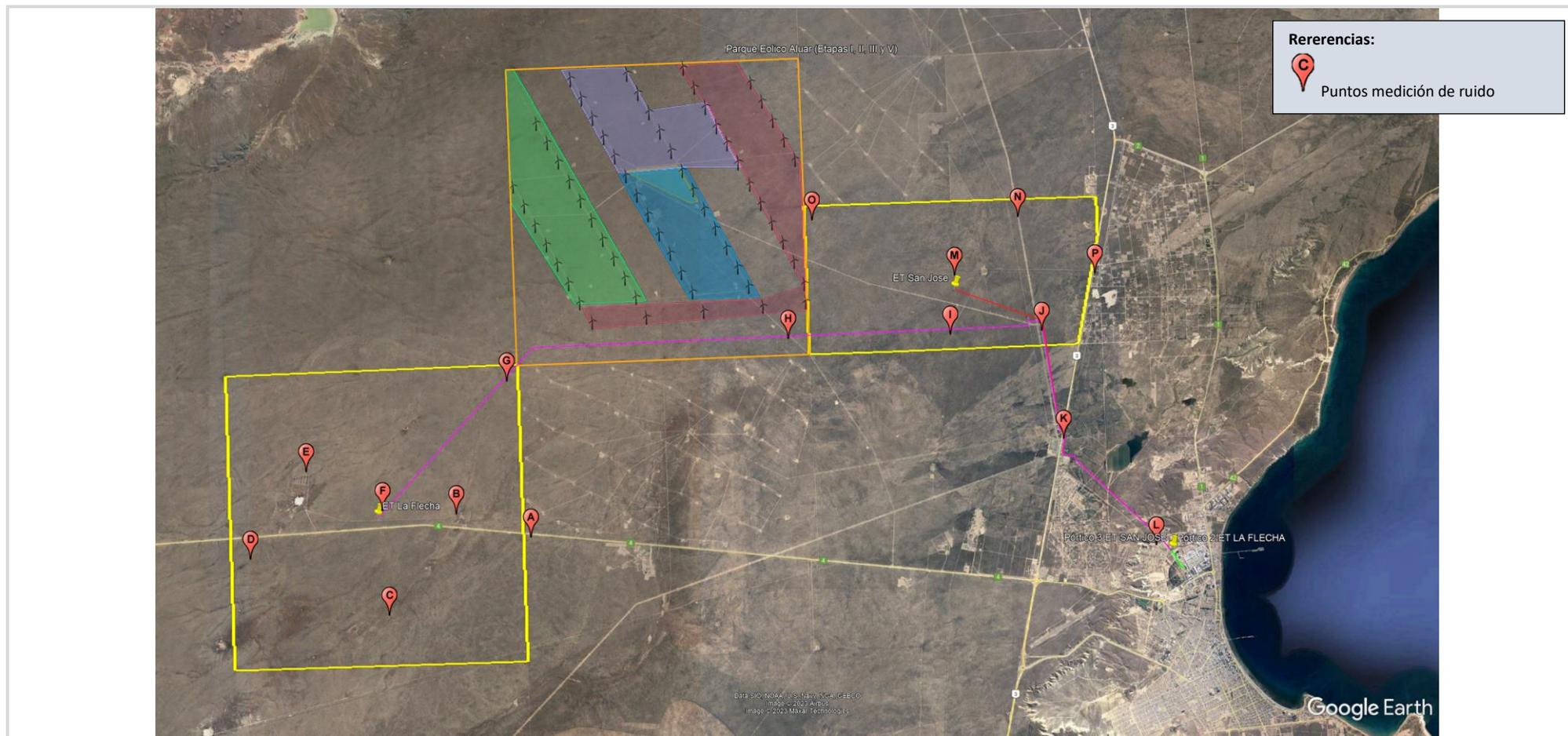


Figura 28. Modelo del Equipamiento utilizado TES 1353 H..

Tabla 27. Puntos de Medición ruidos

Fuente: Elaboración propia

Pto	Descripción	Coordenadas		Valores Obtenidos dB
A	RPN°4	42°43'54.95"S	65°19'28.39"O	64,3
B	La Flecha	42°43'29.21"S	65°21'20.54"O	44,5
C	La Flecha	42°45'20.36"S	65°23'1.38"O	43,2
D	La Flecha	42°44'18.74"S	65°26'30.29"O	41,1
E	La Flecha	42°42'43.03"S	65°25'6.13"O	41,4
F	La Flecha y ET	42°43'25.81"S	65°23'11.39"O	45,1
G	Linea a 132 kV	42°41'4.00"S	42°41'4.00"S	40,0
H	Linea a 132 kV	42°41'4.00"S	42°41'4.00"S	38,9
I	Linea a 132 kV	42°40'12.76"S	65° 8'58.90"O	38,8
J	Linea a 132 kV	42°40'8.55"S	65° 6'41.72"O	39,9
K	Linea a 132 Kv y RN°3	42°42'6.69"S	65° 6'8.54"O	63,3
L	Linea a 132 kV- zona urbana	42°44'3.20"S	65° 3'49.02"O	38,9
M	San José y ET	42°38'4.08"S	65° 7'17.91"O	40,9
N	San Jose	42°39'15.13"S	65° 8'52.72"O	39,5
O	San Jose	42°38'7.86"S	42°38'7.86"S	38,9
P	RN°3	42°39'5.41"S	65° 5'22.24"O	65,6



4.4.14.1 Sombra (*shadow licker*)

Los aerogeneradores, al igual que las grandes estructuras arquitectónicas, monumentales o industriales, proyectan sombras desde que comienza a salir el Sol. La sombra de los aerogeneradores no es en sí misma la que molesta a las personas que trabajan, viven o pasean por los alrededores de un parque eólico, si no el parpadeo de la sombra al estar el rotor girando entre el Sol y el observador, con poco tiempo de duración cuando amanece o anochece.

En general, la longitud y el tiempo de duración de la sombra del aerogenerador, están determinados por el diámetro del rotor (D) y la altura de la torre.

Si se está cerca de un aerogenerador es posible que se vea molestado si las palas del rotor cortan la luz solar, causando un efecto de parpadeo cuando el rotor está en movimiento. A los efectos del presente estudio, que se ha realizado una modelización con el software Openwind, donde se siguen los lineamientos de la normativa alemana, que establece un límite de 30 horas anuales de exposición a dicho efecto como umbral que no debe ser superado (WEA- Schatten-Hinweise, 2002). En el Anexo 4 se presenta el Análisis de Ruidos y Sombras.

4.4.14.2 Campo Eléctrico y Campo Magnético

La Resolución N°77/98 de la Secretaría de Energía ha establecido en base a los documentos elaborados conjuntamente por la Organización Mundial de la Salud, la Asociación Internacional de Protección contra la Radiación no Ionizante (IRPA), y el Programa Ambiental de las Naciones Unidas, el valor límite superior de campo eléctrico y campo magnético no perturbado en base a los valores típicos de la mayoría de las líneas que se encuentran en operación.

4.4.14.2.1 Campo Eléctrico

Valor límite superior de campo eléctrico no perturbado, para líneas en condiciones de tensión nominal y conductores a temperatura máxima anual: tres kilovoltios por metro (3 kV/m), en el borde de la franja de servidumbre, fuera de ella y en el borde perimetral de las subestaciones, medido a un (1) metro del nivel del suelo. Cuando no estuviera definida la franja de servidumbre, el nivel de campo deberá ser igual o inferior a dicho valor en los puntos resultantes de la aplicación de las distancias mínimas establecidas en la reglamentación de la Asociación Electro Técnica Argentina (AEA) sobre líneas eléctricas aéreas exteriores. El campo eléctrico es función de la tensión nominal y dado el nivel de tensión, no se espera obtener valores de campo eléctrico superiores a los mostrados.

4.4.14.2.2 Campo Magnético

Valor límite superior de campo de inducción magnética para líneas en condiciones de máxima carga definida por el límite térmico de los conductores: doscientos cincuenta miligaussios (250 mG), en el borde de la franja de servidumbre, fuera de ella y en el borde perimetral de las subestaciones, medido a un (1) metro del nivel del suelo.

Cuando no estuviera definida la franja de servidumbre, el nivel de campo deberá ser igual o inferior a dicho valor en los puntos resultantes de la aplicación de las distancias mínimas establecidas en la reglamentación de la Asociación Electro Técnica Argentina (AEA) sobre líneas eléctricas aéreas exteriores. El

campo magnético es función de la corriente, y se estiman valores que se encuentran muy por debajo de la normativa ambiental aplicable, cumpliendo este requisito ampliamente.

4.5 Etapa de cierre o abandono del sitio

Para la etapa de Abandono del Parque, se han considerado las siguientes acciones:

- ✓ Abandono y Retiro de Instalaciones aerogeneradores, ET, Líneas de la red de media tensión de 33 kV y Línea de alta tensión de 132 kV.
- ✓ Generación y disposición de residuos.
- ✓ Contingencias.

4.5.1 Programa de restitución del área

Al finalizar la vida útil del proyecto (estimación 30 años), cuando el equipamiento se encuentre desgastado y una reparación no sea técnicamente factible o no resulte interesante desde el punto de vista económico, existen tres opciones a seguir:

1. Reemplazo de unidades por nuevas tecnologías.
2. La instalación de nuevos aerogeneradores (repotenciamiento o “repowering”).
3. Desmantelamiento total.

4.5.1.1 Reemplazo de unidades por nuevas tecnologías

Al final de la vida útil de las instalaciones, o bien debido al permanente avance tecnológico, es posible que las instalaciones sean reemplazadas por tecnologías más eficientes.

De acuerdo a las características y a las dimensiones del nuevo proyecto, podrá requerir la presentación al MAyCDS de documentación complementaria, o nueva documentación ambiental.

4.5.1.2 Instalación de nuevas instalaciones

De acuerdo a las características y a las dimensiones de las nuevas instalaciones, podrá requerir la presentación al MAyCDS de documentación complementaria, o nueva documentación ambiental.

4.5.1.3 Desmantelamiento total de las instalaciones

El desmantelamiento representa el proceso inverso a los pasos necesarios para el montaje de las mismas. Es así que, en primer lugar se debe retirar el rotor, luego la góndola y por último debe realizarse el desmantelamiento de la torre.

Algunos de los materiales pueden ser fácilmente reciclados y es muy probable que otros materiales deban ser desechados en forma adecuada y de acuerdo con la legislación vigente al momento del desmantelamiento. El volumen de materiales peligrosos o críticos desde el punto de vista ambiental es muy limitado. Como ejemplo pueden mencionarse algunas sustancias utilizadas en las partes electrónicas del sistema de control y los componentes electrónicos. Estos residuos tendrán el mismo tratamiento que la chatarra electrónica.

Para las plateas existen técnicamente dos opciones: retirar la misma o dejarla dependiendo del uso posterior que se le dé al área. La elección de cualquiera de las dos opciones depende del uso futuro que se desee dar al lugar. Al no existir actualmente intenciones de dar el área un uso agrícola las bases podrían permanecer en el suelo. Los materiales a ser reciclados podrán venderse o ingresarse al circuito de materiales recuperados que se mantiene en la Planta Aluar.

4.5.2 Monitoreo post cierre requerido

Las instalaciones, una vez desconectadas y retiradas, no requieren de tareas de monitoreo post desafectación, ya que no existen factores de riesgo que puedan causar potenciales impactos sobre el ambiente o las personas. De todas formas, se realizará la correspondiente Auditoría Ambiental Final Post Desafectación, donde se definirá oportunamente si es necesario realizar monitoreos.

4.5.3 Planes de uso del área al concluir la vida útil del proyecto

Por las características previas del área en donde se emplazará este nuevo proyecto se adecuará la zona para un posible proyecto relacionado con la generación de energía. Actualmente no existen planes de uso del área al concluir la vida útil del proyecto.

4.5.4 Residuos sólidos y líquidos generados

Durante la etapa de cierre se deberá evaluar en su momento la generación de residuos ya que la misma dependerá de la continuación o no del funcionamiento del Parque o del reemplazo de las instalaciones.

En cuanto a la generación de residuos sólidos, se pueden mencionar algunos que se producen regularmente en un proyecto de estas características: juntas, restos de grasa, hierros, maderas, trapos de limpieza, acumuladores, entre otros.

Los residuos generados serán gestionados de acuerdo siguiendo los procedimientos vigentes de la planta Aluar y el Parque Eólico. La gestión de residuos y efluentes en la etapa de cierre mantendrá las premisas de prevención y protección ambiental tendientes a minimizar los impactos ambientales desde la perspectiva de ciclo de vida (conceptos de economía circular). La clasificación, identificación, destino final y generación se realizará según lo mencionado para la etapa de construcción.

Tabla 28. Generación estimativa de Residuos: Cierre.

Tipo	Cantidad	Unidades
Cierre		
Domiciliarios	25	Kg/totales
Cartón y hojas	10	Kg/totales
Plásticos	10	Kg/totales
Maderas	0	Kg/totales
Contaminados	25	Kg/totales
Materiales Férricos	110	Kg/totales

4.5.5 Requerimientos de mano de obra

Se estima una demanda similar a la generada en la Etapa de Construcción.