

Análisis de Ruidos y Sombras
ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL
“PARQUE EOLICO LOTE 23 - I Y II” 200 MW –
PROVINCIA DEL CHUBUT”



DOCUMENTO ELABORADO POR: TERRAMOENA S.R.L.

ENERO, 2018

INDICE

1	Introduccion	6
2	Objetivos	6
3	Datos del proyecto	7
3.1	Ubicación física del proyecto	7
4	Responsable Técnico del proyecto	7
5	Características de Técnicas del proyecto	8
5.1	Características de los aerogeneradores	9
6	Características climáticas principales del área	12
6.1	Temperatura	12
6.2	Precipitaciones	13
6.3	Vientos	14
6.4	Humedad Relativa	16
6.5	Presión atmosférica	17
6.6	Heladas, granizo y nevadas	17
7	CARACTERIZACIÓN OROGRÁFICA	18
7.1	TOPOGRAFÍA	18
7.2	RUGOSIDAD	19
8	Analisis de ruidos	20
8.1	Normativa de aplicación - antecedentes	20
8.2	Especificaciones de la Norma IRAM 4062	21
8.3	Mediciones in situ	23
8.3.1	Metodología utilizada	23
8.3.2	Equipamiento utilizado:	23
8.3.3	Personal afectado	25
8.3.4	Condiciones climáticas	25
8.4	Registro de mediciones	26
8.5	Resultado de mediciones	30
8.6	Estimación del ruido	31
8.6.1	Potencia del Parque eólico	31

8.6.2	Generación teórica de ruido de los aerogeneradores	31
8.6.3	Cálculos para la predicción de propagación de ruido al aire	34
8.6.4	Análisis de resultados y conclusiones	43
8.6.5	Monitoreos en Operación.	44
9	Evaluación del Impacto por Parpadero de Sombra (SHADOW FLICKER)	45
9.1	Introducción	45
9.2	Normativa de aplicación - antecedentes	47
9.3	Predicción del parpadeo de la sombra	48
9.4	Dirección del rotor aleatoria (azimut aleatorio)	48
9.5	Dirección de rotor fija (azimut fijo)	48
9.6	Particularidades del proyecto	48
9.7	Calculo de sombra Windpower	49
9.7.1	Resultados	50
9.8	Calculo de sombra WindPRO 3.1	62
9.8.1	Receptores potenciales	63
9.8.2	Resultados	63
9.9	Conclusiones	65
10	Bibliografía	66
11	Normativa	67
12	Anexos	68
12.1	Anexo I Reporte de Cálculos de Impacto Acústico	68
12.2	Anexo II Reportes de Cálculos de Shadow Flicker	68
13	Elaboración del Informe	68

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Parque Eólico.....	10
Figura 2. Infraestructura Eléctrica: Línea y Estación Transformadora	11
Figura 3. Diagrama de Temperaturas.....	12
Figura 4. Diagrama de precipitaciones para los distintos meses del año.	13
Figura 5. Diagramas de Frecuencia de dirección de vientos en escala de 1000 – Estación Comodoro Rivadavia Aero.....	15
Figura 6. Diagramas de Frecuencia de intensidad (km/h) de vientos – Estación C. Rivadavia Aero. 16	
Figura 7. Diagrama de humedades relativas para los distintos meses del año.	17
Figura 8. Orografía.....	18
Figura 9. Orografía: Pendientes.	19
Figura 10. Modelo del Equipamiento utilizado.	24
Figura 11. Temperaturas por hora	25
Figura 13. Puntos de medición de ruido Parque Eolico	28
Figura 14. Puntos de medición de ruido Parque Eólico	29
Figura 15. Aerogenerador respecto al sonido: 1 Turbina	32
Figura 16: Aerogenerador respecto al sonido: 2 Turbinas.....	32
Figura 17: Aerogenerador respecto al sonido: 8 Turbinas (ejemplo)	33
Figura 18. Curvas de ruido por aerogenerador Nord2000.....	41
Figura 19. Curvas de ruido por aerogenerador WINPRO 3.1	42
Figura 20. Sombras de aerogeneradores	45
Figura 21. Sombras de aerogeneradores	45
Figura 22. Simulación de las sombras	46
Figura 23. Dibujo de sombra anual acumulativa (más desfavorable) para un aerogenerador con diámetro de rotor de 117 m y altura de buje de 80 m	57
Figura 24. Aerogenerador N° 14: Dibujo de sombra mensual (mas desfavorable) Enero.....	58
Figura 25. Aerogenerador N° 14: Dibujo de sombra mensual (mas desfavorable). Agosto.	59
Figura 26. Aerogenerador N° 44: Dibujo de sombra mensual (mas desfavorable) Enero.....	60
Figura 27. Aerogenerador N° 44: Dibujo de sombra mensual (mas desfavorable). Agosto	61
Figura 28. Calculo shadow flicker.....	62
Figura 29. Mapa de efecto shadow flicker WINPRO 3.1	64

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Coordenadas aerogeneradores	8
Tabla 2. Planilla de georreferenciación del Proyecto.....	9
Tabla 3. Características de los aerogeneradores	9
Tabla 4. Temperaturas medias mensuales (en °C).	12
Tabla 5. Temperaturas mínimas y máximas mensuales (en °C).....	12
Tabla 6. Valores medios mensuales de precipitaciones, (en mm).....	13
Tabla 7. Valores extremos de precipitación diaria (en mm).	13
Tabla 8. Valores medios de intensidad de vientos, medidos en km/h.	14
Tabla 9. Vientos detallando su velocidad (en km/h) y dirección (en grados y cuadrante).....	14
Tabla 10. Velocidad media por la dirección y la frecuencia de dirección	14
Tabla 11. Medios mensuales de Humedad Relativa.	16
Tabla 12. Humedad relativa mínimas y máximas mensuales registradas.	17
Tabla 13. Valores predominantes de rugosidad	20
Tabla 14. Valores Términos de corrección.....	22
Tabla 15. Corrección por ubicación de la finca	22
Tabla 16. Corrección por horario	22
Tabla 17. Características equipo	24
Tabla 19. Precipitaciones	25
Tabla 20. Cielo	26
Tabla 21. Puntos de Medición internos PEG.....	26
Tabla 22. Puntos de Medición externos.....	27
Tabla 23. Resultados Medición internos.....	30
Tabla 24. Resultados Medición externos	30
Tabla 25. Fenómenos físicos que inciden en la propagación del sonido	34
Tabla 26. Distancia vs Nivel Sonoro	37
Tabla 27. Comparación entre datos teóricos y datos obtenidos	37
Tabla 28. Métodos para evaluación de parpadeo	47
Tabla 29. Programa de cálculo de la sombra. Información de entrada	49
Tabla 30. Dibujos de sombras mensuales (mas desfavorable) para un aerogenerador con diámetro de rotor de 117 m y altura de buje de 80 m	51
Tabla 31 Normativa de aplicación:.....	67

1 INTRODUCCION

El proyecto bajo estudio se encuentra conformado por varios aerogeneradores, y su altura, el largo y la velocidad de rotación de las palas, la distancia entre ellos, su número y la electrónica de potencia que poseen, son las características principales de su tecnología y las que provocan algunos tipos de impactos ambientales, que comparados con otras centrales de producción de energía eléctrica, son poco significativos.

Dentro de los impactos negativos potenciales de los parques eólicos se pueden mencionar el ruido, y la sombra.

Durante su operación, los aerogeneradores producen emisiones sonoras, y también pueden producir sombras intermitentes cuando giran las aspas que pueden ser molestas para la población.

El ruido de los aerogeneradores es producido por cuatro fuentes fundamentales. Al girar el rotor de una turbina, se produce ruido producto del batimiento de las palas con el viento que enfrenta el rotor, que puede ser mayor o menor en función del diámetro del rotor (largo de las palas), la velocidad del viento y la cercanía del escucha al aerogenerador, o su posición respecto a él y la dirección del viento; por el batimiento del viento con los perfiles de las estructuras externas del aerogenerador (góndola, torre, etc.); el efecto de la sombra de torre: cada vez que una pala pasa cerca de la torre, se produce una oscilación de la pala y un cambio de sonido del viento en la zona pala-torre, y, por último, en el tren de potencia del aerogenerador, que es el conjunto del eje lento, el multiplicador y el generador, que es amplificado por la torre.

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.

2 OBJETIVOS

Los objetivos principales del presente informe se pueden resumir en los siguientes puntos:

- Determinar el nivel sonoro de base en la zona de emplazamiento del proyecto.
- Estimar el nivel sonoro de base recomendados por la Norma IRAM 4062.
- Cumplimentar los requisitos normativos municipales, provinciales y nacionales.
- Estimar el ruido que se generará durante la etapa de operación y mantenimiento, a partir de datos de potencia sonora de los equipos a instalar, considerando las características de los mismos.
- Estimar el ruido que trascenderá en las adyacencias de la central, de manera de determinar a qué distancia se alcanzará el nivel de ruido de fondo.

- Analizar los resultados de manera de prever qué medidas mitigadoras al impacto que se pudiera generar se deben tomar, conforme a los niveles de ruido trascendentes; con la finalidad de proteger la fauna autóctona de la zona, y a potenciales residentes.
- Evaluar la proyección de sombras y parpadeo durante la etapa de operación y mantenimiento.
- Simular la proyección de la sombra y parpadeo para poder evaluar su nivel de impacto

3 DATOS DEL PROYECTO

3.1 Ubicación física del proyecto

- Provincia: Chubut.
- Departamento: Escalante
- Predio: consiste en un polígono ubicado sobre la Ruta Nacional N° 3 a 32 km al noroeste de la ciudad de Comodoro Rivadavia, provincia de Chubut.
- Superficie: El terreno, “Lote 23”, cuenta con 2.523 hectáreas que se ubican a ambos lados de la RN 3. El estudio de impacto ambiental se ha realizado contemplando la totalidad de la superficie. Sobre la misma,
- Propietarios: Renergy Argentina SA cuenta con el debido instrumento jurídico que le otorga el derecho a emplazar un parque eólico
- Características de la zona: Zona rural.
- Uso actual del suelo: Ganadería Ovina y petróleo
- Ruta: Sobre Ruta Provincial N° 37.
- Distancia a Comodoro Rivadavia: 32 km aproximadamente al nor este

4 RESPONSABLE TÉCNICO DEL PROYECTO

- Razón Social: Renergy Argentina S.A
- CUIT: 30-71462515-9
- Domicilio Legal: Alicia Moreau de Justo 2030, Piso 3, Depto 304, Capital Federal, Argentina

5 CARACTERÍSTICAS DE TÉCNICAS DEL PROYECTO

Contempla las siguientes obras:

- Etapa I: Instalación de 24 aerogeneradores con una potencia de 4,2 MW cada uno.
- Etapa II: Instalación de 24 aerogeneradores con una potencia de 4,2 MW cada uno.
- Línea de 132 kV de 42 km desde los aerogeneradores hasta la línea y la ET
- Estación Transformadora 132/500 kV “Comodoro Oeste”.

Tabla 1. Coordenadas aerogeneradores

User label	Description	Longitud ±ddmmss,ss	Latitud ±ddmmss,ss	hacia Este	hacia Sur	Hub height	a.s.n.m
WTG 1	Symbol for: Vestas V117 4.2M hub: 80.0 m	-67°36'47,86"	-45°35'27,71"	608.164,0	4.950.455,0	80,0	630,0
WTG 2	Symbol for: Vestas V117 4.2M hub: 80.0 m	-67°36'48,10"	-45°35'38,67"	608.153,0	4.950.117,0	80,0	630,0
WTG 3	Symbol for: Vestas V117 4.2M hub: 80.0 m	-67°36'47,53"	-45°35'48,67"	608.160,0	4.949.808,0	80,0	640,0
WTG 4	Symbol for: Vestas V117 4.2M hub: 80.0 m	-67°36'47,27"	-45°35'59,10"	608.160,0	4.949.486,0	80,0	640,0
WTG 5	Symbol for: Vestas V117 4.2M hub: 80.0 m	-67°36'47,44"	-45°36'08,99"	608.151,0	4.949.181,0	80,0	640,0
WTG 6	Symbol for: Vestas V117 4.2M hub: 80.0 m	-67°36'47,13"	-45°36'17,93"	608.153,0	4.948.905,0	80,0	640,0
WTG 7	Symbol for: Vestas V117 4.2M hub: 80.0 m	-67°36'47,06"	-45°36'30,11"	608.148,0	4.948.529,0	80,0	640,0
WTG 8	Symbol for: Vestas V117 4.2M hub: 80.0 m	-67°36'46,77"	-45°36'41,84"	608.148,0	4.948.167,0	80,0	641,4
WTG 9	Symbol for: Vestas V117 4.2M hub: 80.0 m	-67°36'46,82"	-45°36'56,84"	608.139,0	4.947.704,0	80,0	605,7
WTG 10	Symbol for: Vestas V117 4.2M hub: 80.0 m	-67°36'50,17"	-45°37'47,31"	608.039,5	4.946.147,8	80,0	490,0
WTG 11	Symbol for: Vestas V117 4.2M hub: 80.0 m	-67°36'49,99"	-45°37'58,46"	608.037,3	4.945.803,5	80,0	497,4
WTG 12	Symbol for: Vestas V117 4.2M hub: 80.0 m	-67°36'49,82"	-45°38'09,62"	608.035,0	4.945.459,2	80,0	481,0
WTG 13	Symbol for: Vestas V117 4.2M hub: 80.0 m	-67°36'49,65"	-45°38'20,77"	608.032,8	4.945.115,0	80,0	480,0
WTG 14	Symbol for: Vestas V117 4.2M hub: 80.0 m	-67°36'44,92"	-45°39'24,90"	608.101,0	4.943.134,0	80,0	472,4
WTG 15	Symbol for: Vestas V117 4.2M hub: 80.0 m	-67°36'44,65"	-45°39'35,79"	608.101,0	4.942.798,0	80,0	471,7
WTG 16	Symbol for: Vestas V117 4.2M hub: 80.0 m	-67°36'44,55"	-45°39'45,41"	608.098,0	4.942.501,0	80,0	466,6
WTG 17	Symbol for: Vestas V117 4.2M hub: 80.0 m	-67°36'44,52"	-45°39'55,75"	608.093,0	4.942.182,0	80,0	439,4
WTG 18	Symbol for: Vestas V117 4.2M hub: 80.0 m	-67°36'44,39"	-45°40'10,68"	608.088,0	4.941.721,0	80,0	426,7
WTG 19	Symbol for: Vestas V117 4.2M hub: 80.0 m	-67°36'44,04"	-45°40'22,70"	608.089,0	4.941.350,0	80,0	415,4
WTG 20	Symbol for: Vestas V117 4.2M hub: 80.0 m	-67°36'43,96"	-45°40'35,37"	608.084,0	4.940.959,0	80,0	447,6
WTG 21	Symbol for: Vestas V117 4.2M hub: 80.0 m	-67°35'55,25"	-45°35'26,95"	609.304,3	4.950.458,7	80,0	640,0
WTG 22	Symbol for: Vestas V117 4.2M hub: 80.0 m	-67°35'59,10"	-45°35'37,53"	609.215,2	4.950.133,6	80,0	640,0
WTG 23	Symbol for: Vestas V117 4.2M hub: 80.0 m	-67°36'02,95"	-45°35'48,11"	609.126,1	4.949.808,6	80,0	640,0
WTG 24	Symbol for: Vestas V117 4.2M hub: 80.0 m	-67°36'06,80"	-45°35'58,69"	609.037,0	4.949.483,6	80,0	640,0
WTG 25	Symbol for: Vestas V117 4.2M hub: 80.0 m	-67°34'56,90"	-45°35'26,12"	610.569,0	4.950.462,0	80,0	635,9
WTG 26	Symbol for: Vestas V117 4.2M hub: 80.0 m	-67°34'57,03"	-45°35'37,50"	610.560,0	4.950.111,0	80,0	640,0
WTG 27	Symbol for: Vestas V117 4.2M hub: 80.0 m	-67°34'57,23"	-45°35'47,87"	610.550,0	4.949.791,0	80,0	640,0
WTG 28	Symbol for: Vestas V117 4.2M hub: 80.0 m	-67°34'57,26"	-45°35'57,53"	610.544,0	4.949.493,0	80,0	640,0
WTG 29	Symbol for: Vestas V117 4.2M hub: 80.0 m	-67°34'57,51"	-45°36'07,83"	610.533,0	4.949.175,0	80,0	640,0
WTG 30	Symbol for: Vestas V117 4.2M hub: 80.0 m	-67°34'57,13"	-45°36'19,27"	610.535,0	4.948.822,0	80,0	640,0
WTG 31	Symbol for: Vestas V117 4.2M hub: 80.0 m	-67°34'57,44"	-45°36'30,87"	610.522,0	4.948.464,0	80,0	640,0
WTG 32	Symbol for: Vestas V117 4.2M hub: 80.0 m	-67°34'57,35"	-45°36'41,79"	610.518,0	4.948.127,0	80,0	640,0
WTG 33	Symbol for: Vestas V117 4.2M hub: 80.0 m	-67°34'57,50"	-45°36'52,32"	610.509,0	4.947.802,0	80,0	640,0
WTG 34	Symbol for: Vestas V117 4.2M hub: 80.0 m	-67°34'57,77"	-45°37'01,53"	610.498,0	4.947.518,0	80,0	640,0
WTG 35	Symbol for: Vestas V117 4.2M hub: 80.0 m	-67°34'57,58"	-45°37'11,12"	610.497,0	4.947.222,0	80,0	640,0
WTG 36	Symbol for: Vestas V117 4.2M hub: 80.0 m	-67°34'57,66"	-45°37'20,68"	610.490,0	4.946.927,0	80,0	640,0
WTG 37	Symbol for: Vestas V117 4.2M hub: 80.0 m	-67°34'58,04"	-45°37'47,74"	610.467,0	4.946.092,0	80,0	537,3
WTG 38	Symbol for: Vestas V117 4.2M hub: 80.0 m	-67°34'58,01"	-45°38'05,24"	610.458,0	4.945.552,0	80,0	464,3
WTG 39	Symbol for: Vestas V117 4.2M hub: 80.0 m	-67°34'58,18"	-45°38'22,45"	610.445,0	4.945.021,0	80,0	456,6
WTG 40	Symbol for: Vestas V117 4.2M hub: 80.0 m	-67°34'58,19"	-45°38'45,91"	610.432,0	4.944.297,0	80,0	413,5
WTG 41	Symbol for: Vestas V117 4.2M hub: 80.0 m	-67°34'58,30"	-45°38'54,53"	610.425,0	4.944.031,0	80,0	440,8
WTG 42	Symbol for: Vestas V117 4.2M hub: 80.0 m	-67°34'58,64"	-45°39'56,13"	610.384,0	4.942.130,0	80,0	450,0
WTG 43	Symbol for: Vestas V117 4.2M hub: 80.0 m	-67°34'58,78"	-45°40'08,74"	610.374,0	4.941.741,0	80,0	510,0
WTG 44	Symbol for: Vestas V117 4.2M hub: 80.0 m	-67°34'58,87"	-45°40'21,47"	610.365,0	4.941.348,0	80,0	493,5
WTG 45	Symbol for: Vestas V117 4.2M hub: 80.0 m	-67°35'35,87"	-45°36'07,83"	609.702,1	4.949.189,8	80,0	640,0
WTG 46	Symbol for: Vestas V117 4.2M hub: 80.0 m	-67°35'39,27"	-45°36'17,81"	609.623,0	4.948.883,0	80,0	640,0
WTG 47	Symbol for: Vestas V117 4.2M hub: 80.0 m	-67°35'42,67"	-45°36'27,80"	609.544,0	4.948.576,2	80,0	640,0
WTG 48	Symbol for: Vestas V117 4.2M hub: 80.0 m	-67°35'46,07"	-45°36'37,78"	609.464,9	4.948.269,3	80,0	639,3

Tabla 2. Planilla de georreferenciación del Proyecto.

REFERENCIAS	VÉRTICES/ INSTALACIONES	COORDENADAS	
		Sistema de coordenadas: Gauss-Krüger; User Grid: Faja 2; Datum: POSGAR 94	
		X	Y
PE LOTE 23	A	4950497	2608002
	B	4950482	2610693
	C	4940688	2610463
	D	4940833	2607950
ET	Punto central	4949549	2608689
ET CRV3	E	4935850	2573158
	F	4935850	2574203
	G	4935199	2574205
	H	4935186	2572996
	I	4935384	2572989
	J	4935672	2573158
LAT 132 kV	LT-7	4945409	2598548
	LT-8	4942975	2596607
	LT-9	4942094	2596276
	LT-10	4941706	2595717
	LT-11	4941533	2595136
	LT-12	4940816	2594803
	LT-13	4940111	2594000
	LT-14	4939123	2590052
	LT-15	4939117	2588804
	LT-16	4940055	2586743
	LT-17	4940734	2581454
	LT-18	4940668	2579355
	LT-19	4937638	2573328
LT-20	4935851	2573324	

5.1 Características de los aerogeneradores

En base a la caracterización realizada del recurso eólico, se realizó una simulación con el modelo de Vestas V117 4,2 MW de 80 m de altura de buje. Se presentan a continuación los resultados de esta simulación. La selección de este modelo se fundamenta en que se exhibe un alto factor de capacidad y que el fabricante cuenta con un antecedente satisfactorio de trabajo con Petroquímica Comodoro Rivadavia (PCR), empresa dueña de RASA.

Tabla 3. Características de los aerogeneradores

Fabricante	Modelo	Potencia [MW]	Altura de Buje	PAE [MWh]	FC [%]
Vestas	V117	4,2	80	1.046.403	59,2

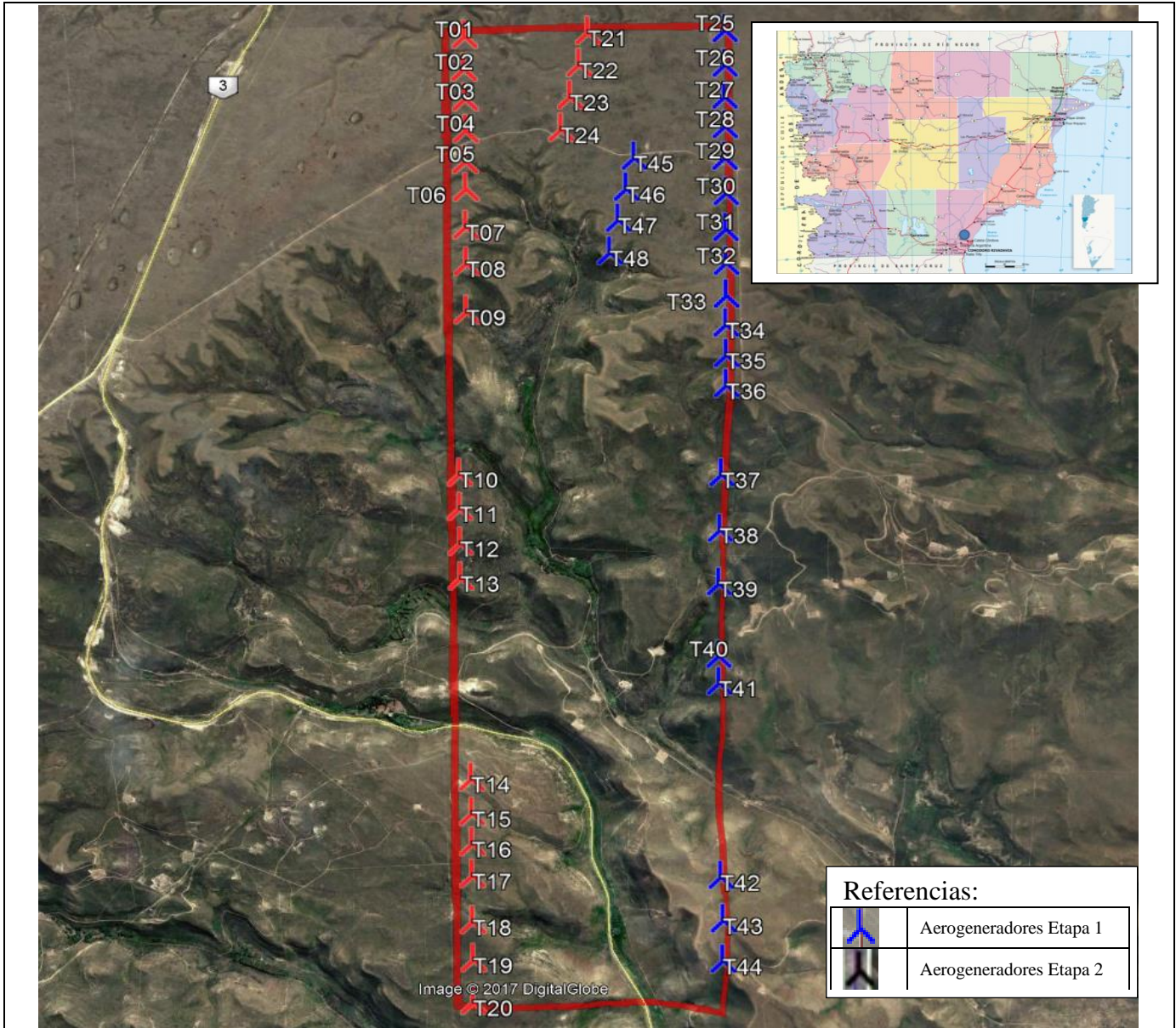


Figura 1. Parque Eólico



RASA
Renenergy Argentina S.A

Estudio de Impacto Ambiental
PARQUE EOLICO LOTE 23 I y II 200 MW
Provincia del Chubut

Fuente:
Elaboración propia sobre
imagen de Google Earth.


terramoena
GESTIÓN AMBIENTAL INTEGRADA

Figura 2. Infraestructura Eléctrica: Línea y Estación Transformadora

6 CARACTERÍSTICAS CLIMÁTICAS PRINCIPALES DEL ÁREA

A continuación se mencionan en forma resumida, las principales características climáticas del área donde se emplazara el Parque eólico.

6.1 Temperatura

Tabla 4. Temperaturas medias mensuales (en °C).

Valores Medios	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC
Temperatura (°C)	19,6	18,2	16,2	13,3	9,8	6,3	6,5	8,3	9,8	13	15,9	17,9
Años considerados	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Máx. Valor Medio	21,2	20	17,3	13,8	12,3	8,2	10,8	10,5	12,6	15,2	17,1	20,2
Año de ocurrencia	1992	1993	1993	2000	1996	1998	1998	1993	1996	1998	1998	1995
Mín. Valor Medio	17,6	16,8	14,9	12,6	7,2	4,8	4,2	5,4	6,1	11,3	14,2	15,6
Año de ocurrencia	1996	1996	1999	1993	1992	1995	1992	1995	2000	1994	1992	1991

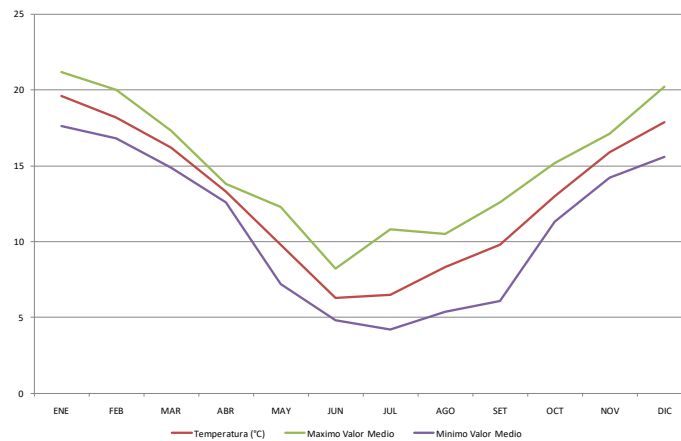


Figura 3. Diagrama de Temperaturas

Tabla 5. Temperaturas mínimas y máximas mensuales (en °C).

Temperatura (°C)	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC
Máximo	37,4	36,5	39,2	31,2	24,5	21,1	21,8	23,6	29,7	29,6	34,3	38,6
Día/año	21/1992	23/1991	03/1997	02/1998	13/1998	04/1996	28/1996	28/1997	17/1996	31/1991	18/1998	25/1995
Mínimo	5,9	4,9	0,3	-0,1	-3,9	-6,2	-7,1	-5,1	-5,1	-1,2	1,6	3,9
Día/año	10/1995	27/1992	22/1992	29/1996	27/1993	27/1995	15/1995	24/1995	14/2000	2/1991	13/2000	4/1993

6.2 Precipitaciones

Tabla 6. Valores medios mensuales de precipitaciones, (en mm).

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	ANUAL
Precipitación (mm)	6,1	7,4	6,9	7	6,9	10,5	5,3	6,5	6,9	7,1	6,2	9,2	6,1
Años considerados	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Máximo Valor Medio	11	11	11	11	14	17	10	13	14	12	10	15	11
Año de ocurrencia	1998	1992	2000	1993	1998	1997	1995	1999	2000	1995	1994	1991	1998
Mínimo Valor Medio	2	4	2	3	1	4	2	2	2	4	2	4	2
Año de ocurrencia	1994	1995	1997	1999	1991	1998	1998	2000	1996	1996	1999	1996	1994

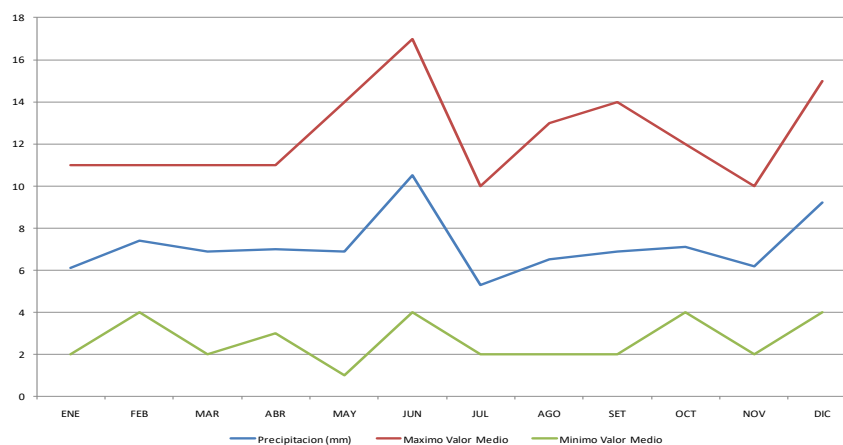


Figura 4. Diagrama de precipitaciones para los distintos meses del año.

Tabla 7. Valores extremos de precipitación diaria (en mm).

Precipitación diaria (mm)	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC
Máximo	46	26,4	42,3	48,1	47,6	35,9	63,9	22,1	27,3	56,5	39,2	18
Día/año	31/1999	09/1996	15/1997	18/1992	05/1992	13/1997	09/1991	06/1991	10/2000	28/1999	11/2000	12/1991

6.3 Vientos

Tabla 8. Valores medios de intensidad de vientos, medidos en km/h.

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC
Intensidad del Viento (Km/h)	25,8	22,2	19,4	20,1	20,1	17,7	21,7	21,6	20,8	22,9	24,1	26,4
Años considerados	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Máx. Valor Medio	31,4	25,6	24	23,4	25	21,6	29,8	25,8	25,9	32,5	31,2	32,7
Año de ocurrencia	1997	1994	1996	1996	1995	1995	1998	1998	1994	1992	1996	2000
Mín. Valor Medio	21,8	17,3	15,3	14,3	13,9	13,3	16,2	19,1	15,5	18,7	18,2	21,7
Año de ocurrencia	1992	1998	1999	1998	1998	2000	1994	1997	1997	1993	1992	1997

Tabla 9. Vientos detallando su velocidad (en km/h) y dirección (en grados y cuadrante).

	ENE D/V	FEB D/V	MAR D/V	ABR D/V	MAY D/V	JUN D/V	JUL D/V	AGO D/V	SET D/V	OCT D/V	NOV D/V	DIC D/V
Máximo	WNW/133	W/124	W/120	W/122	W/120	W/113	W/135	W/120	W/124	W/131	WNW/135	WSW/122
Día/año	30/1993	20/1994	22/1991	23/1992	09/1996	04/1995	08/1995	03/1994	15/1999	26/1998	06/1995	21/1996

V: Velocidad; D: Dirección

Tabla 10. Velocidad media por la dirección y la frecuencia de dirección

Dirección		Meses											
		ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC
N	F.	24	44	49	23	40	33	25	29	47	36	32	33
	V. M.	15,6	12,7	10,9	13	12,7	13,2	13,2	11,6	13,6	10,8	11,5	13
NE	F.	171	129	77	56	41	27	24	43	78	101	136	157
	V. M.	20	18,5	16,1	15,6	13,3	13,5	11,6	15,7	15,8	16,1	18,5	20,4
E	F.	38	44	53	30	24	23	6	14	29	45	33	32
	V. M.	15,4	15,9	13,8	14,3	13,9	12	11,5	9,7	13,8	13,1	14,3	16,1
SE	F.	34	48	56	38	28	39	24	35	39	35	48	38
	V. M.	15,5	14,1	15,6	13,8	13,7	12,3	11,6	13,7	13,2	12,9	13,9	14,1
S	F.	44	43	26	18	28	29	27	31	40	48	32	32
	V. M.	18,1	17,3	15,3	15,7	12,2	13,9	15,4	18	17,5	12,7	15,5	17,6
SO	F.	114	158	128	131	177	212	193	140	133	103	109	126
	V. M.	24,2	21,3	18,5	19,3	19	16,6	19,9	20,2	20,2	20,9	23,8	25,2
O	F.	516	453	496	560	529	511	554	557	502	531	528	534
	V. M.	32,1	28,3	24,6	24	24,3	20,8	25,2	25,7	25,8	29,9	30,3	32,6
NO	F.	49	55	75	107	106	96	131	127	114	81	60	36
	V. M.	19,8	20,8	15,1	17	18,5	17,6	20,7	18,9	15,8	16,9	18,7	21,5

F.: Frecuencia; V. M.: Velocidad Media

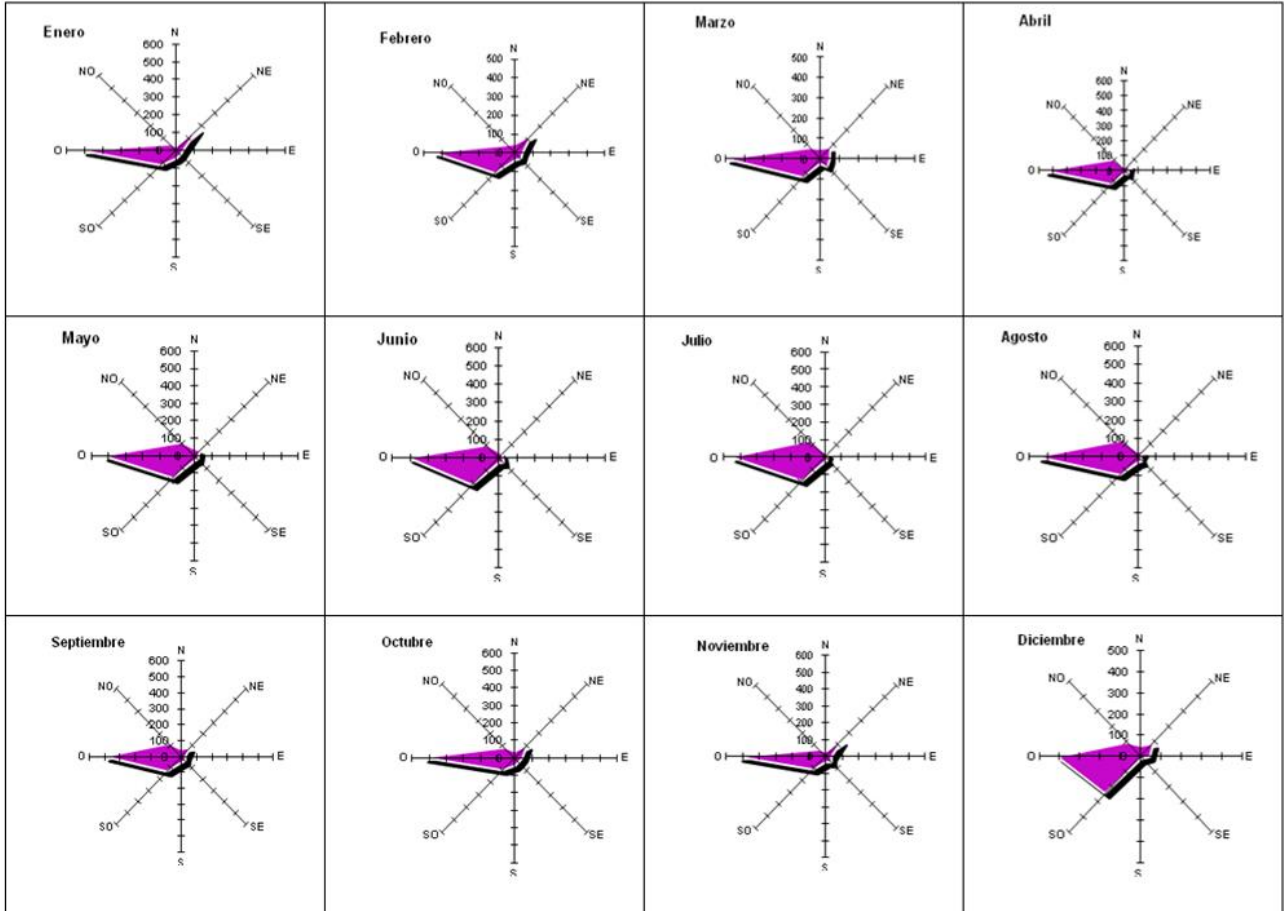


Figura 5. Diagramas de Frecuencia de dirección de vientos en escala de 1000 – Estación Comodoro Rivadavia Aero.

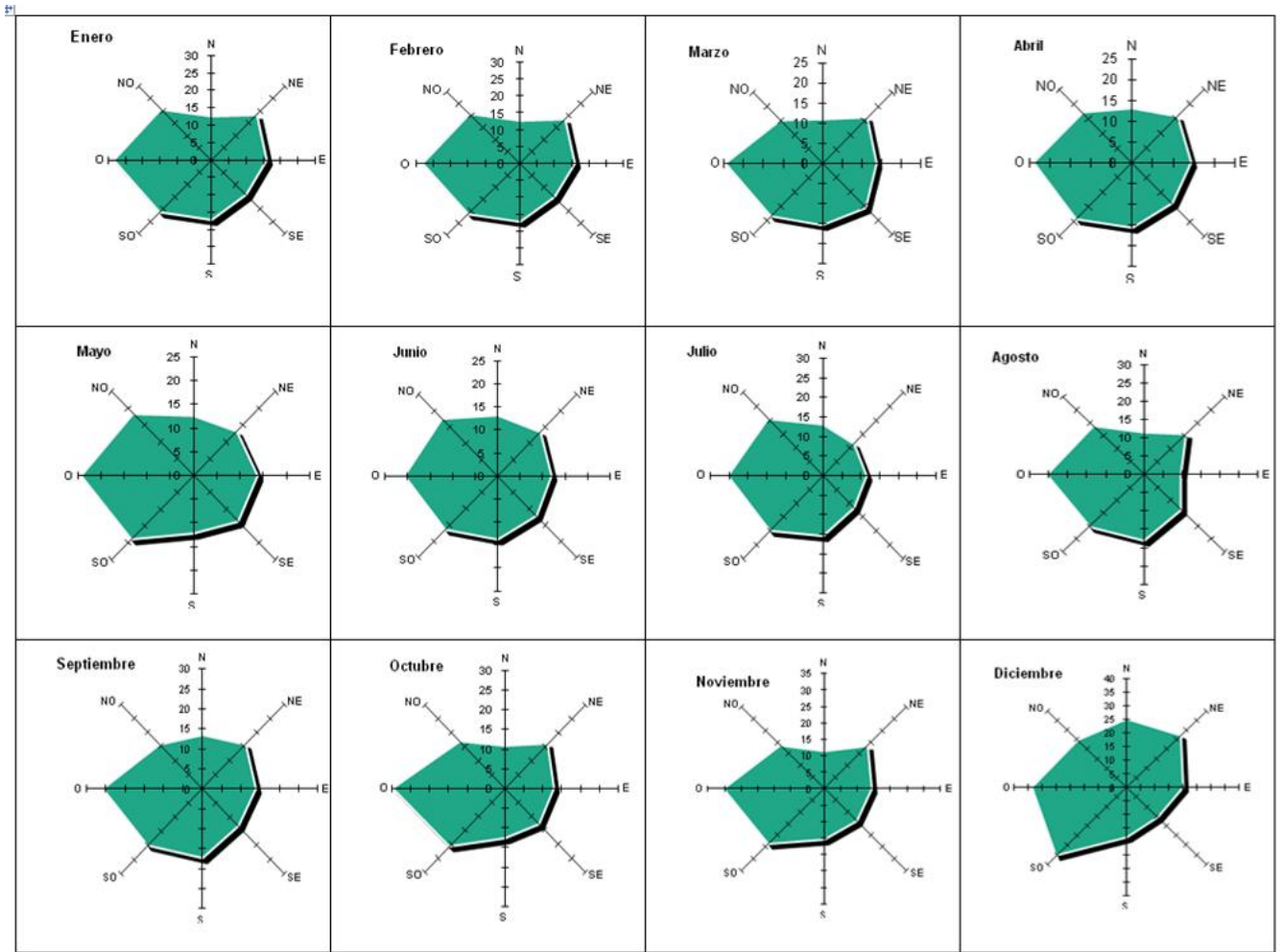


Figura 6. Diagramas de Frecuencia de intensidad (km/h) de vientos – Estación C. Rivadavia Aero.

6.4 Humedad Relativa

Tabla 11. Medios mensuales de Humedad Relativa.

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC
Humedad Relativa (%)	36,6	41,7	46,9	48,9	56,8	61,7	54,7	49	48,1	44,4	40,5	37,5
Años considerados	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Máximo Valor Medio	41	53,1	55,3	61,5	73,5	71,1	62,4	56,3	66,5	53,6	55,9	51
Año de ocurrencia	1995	1998	1999	1998	1998	1997	1994	1995	2000	1997	1992	1997
Mínimo Valor Medio	33,3	35	37,9	44,8	45,1	48,8	42	40,2	36,3	31,1	32,4	30,1
Año de ocurrencia	1998	1994	1996	2000	1996	1996	1998	1998	1996	1998	1993	2000

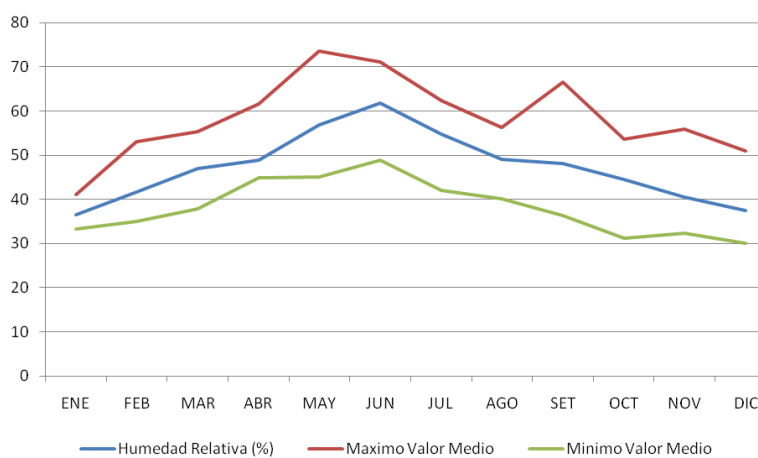


Figura 7. Diagrama de humedades relativas para los distintos meses del año.

Tabla 12. Humedad relativa mínimas y máximas mensuales registradas.

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC
Máximo	99	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Día Año	27/1991	20/1992	17/1994	01/1991	11/1991	25/1991	28/1997	05/1996	04/1999	10/1999	02/1991	04/1999
Mínimo	1	3	5	4	7	11	7	2	4	1	10	1
Día Año	24/1994	21/1999	04/1995	05/1991	20/1995	20/1996	30/1993	29/1998	25/1993	13/1993	17/1993	10/1993

6.5 Presión atmosférica

La presión máxima obtenida a nivel de la estación es de 1039,3 H.Pas, registrado el 11 de junio del 2000.

6.6 Heladas, granizo y nevadas

El número de días por año con heladas oscila entre los 23,4 y 25,8 días, siendo el período de heladas entre abril y octubre.

En cuanto al número de días con granizo oscila entre los 2,1 y 2,8 días por año, no habiendo en el año un período libre de granizo.

En cuanto a las nevadas, son poco ocurrentes en el área, registrándose valores de 6,1 a 6,2 días por año.

7 CARACTERIZACIÓN OROGRÁFICA

7.1 TOPOGRAFÍA

La topografía del sitio ha sido relevada en el EIA y además evaluada a partir de los datos topográficos satelitales descargados de la base de Shuttle Radar Topography Mission (SRTM) y utilizando mapas de la firma Solargis y Topographic – Maps. Esta nueva caracterización topográfica global fue publicada en 2015 por las agencias espaciales de Estados Unidos, Italia y Alemania.

Esta base de datos es la alternativa con mayor resolución actualmente disponible, a partir de mediciones realizadas con intervalos de 30 m. El error vertical absoluto máximo de este modelo, con un nivel de certeza de P90 es de 16 metros, lo que se considera aceptable para la modelización eólica y diseño de esta instancia del proyecto. La ilustración siguiente presenta el relieve de la zona analizada.

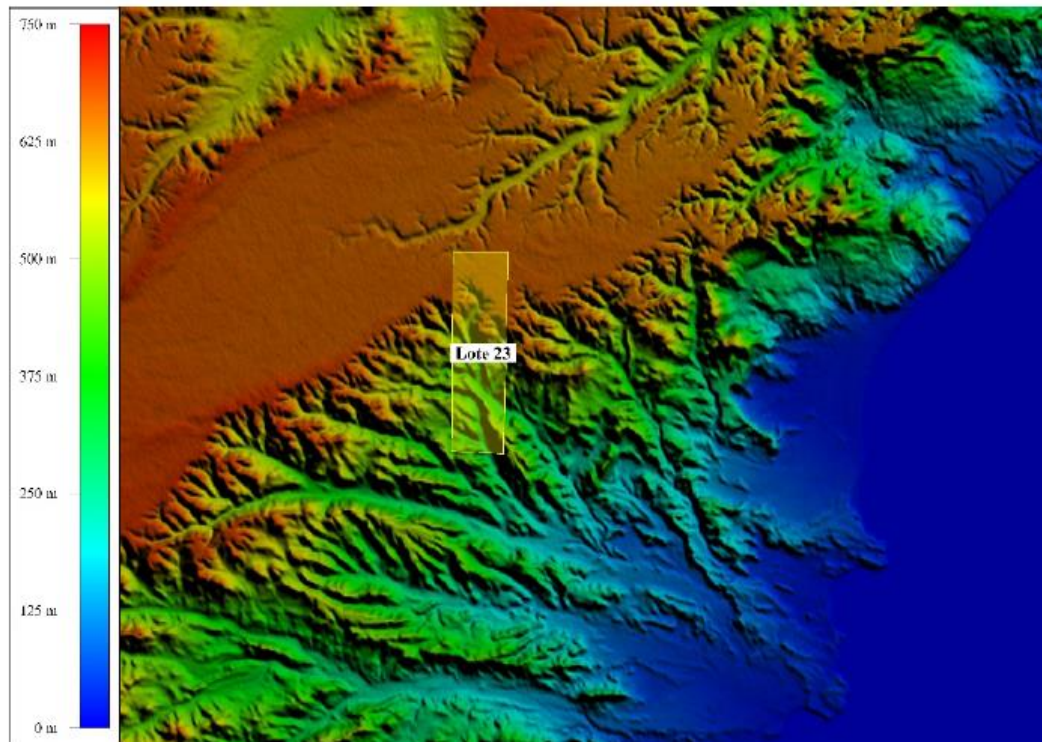


Figura 8. Orografía

A partir del análisis de la información topográfica, el terreno donde va a emplazarse el parque eólico se considera una planicie elevada al norte del predio, con una altura aproximada de 640 m.s.n.m. Hacia el sur la orografía se presenta más compleja.

En esta dirección, la altura disminuye hasta alcanzar, en la intersección del límite sur del predio con la RN 3, su punto más bajo con 290 m.s.n.m.

En la zona norte del proyecto las pendientes son mayormente suaves, con valores de 1 a 3 %. En la zona centro y sur, se encuentran pendientes pronunciadas, que en algunos casos superan el 20%. La figura siguiente representa las pendientes de la zona.

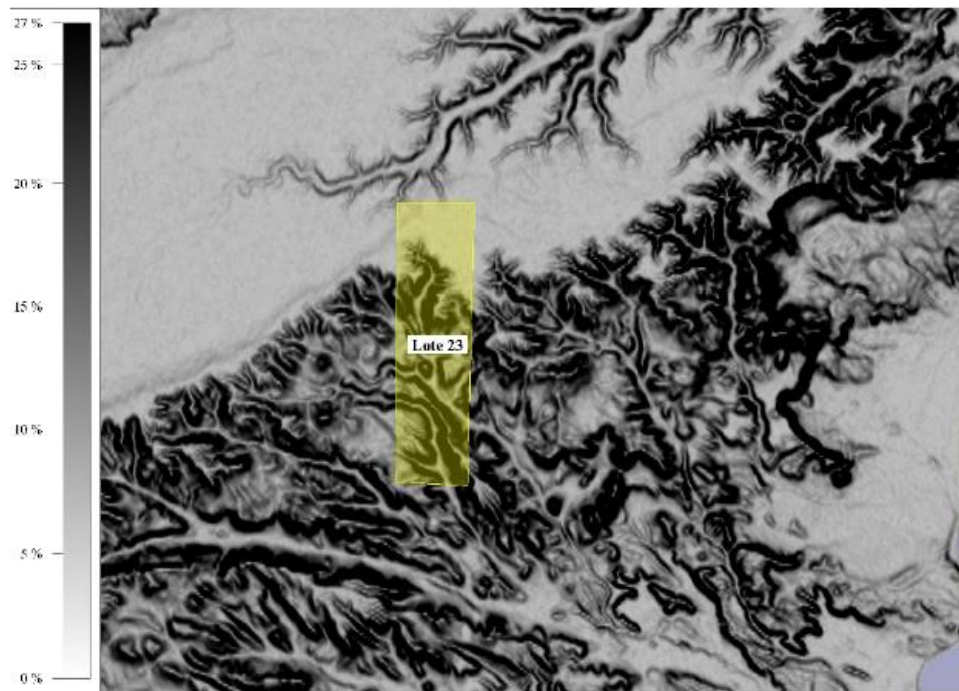


Figura 9. Orografía: Pendientes.

7.2 RUGOSIDAD

La cobertura superficial del terreno en la zona bajo análisis es uno de los factores determinantes del recurso eólico disponible. La rugosidad es una de las causas principales del gradiente vertical de velocidad del viento. A mayores niveles de rugosidad, superior es el incremento de la velocidad al aumentar la altura respecto del nivel del suelo.

La caracterización de la rugosidad del sitio ha sido relevada en sitio y analizada utilizando la clasificación de Davenport (Davenport, 1960). La determinación de la rugosidad se realizó en base a fotografías geo-referenciadas disponibles, el análisis de imágenes satelitales y una visita al sitio. Los principales valores de rugosidad identificados dentro de un radio de 20 km alrededor del predio se muestran en la tabla siguiente.

Tabla 13. Valores predominantes de rugosidad

Características del Terreno	Clase de Rugosidad	Zo [m]	Cobertura [%]
Abierto: Pastizales y zonas de arbustos bajos	1	0,03	99%
Abierto Irregular: zonas de cultivos bajos y obstáculos dispersos	2	0,1	< a 1%
Cerrado: áreas suburbanas, obstáculos irregulares de dimensiones similares a su distanciamiento.	3	0,4	< a 1%

8 ANALISIS DE RUIDOS

8.1 Normativa de aplicación - antecedentes

El derecho ambiental en la Argentina está disperso en normas nacionales y provinciales, como consecuencia de la organización federal prevista en la Constitución Nacional, por la cual las provincias retienen el poder de policía en sus jurisdicciones,

Asimismo, existen organismos a nivel nacional, provincial y municipal, que se ocupan de la administración del ambiente, con ámbitos de competencias que abarcan cada uno de esos niveles jurisdiccionales.

Respecto al tema Ruidos, a nivel Nacional, en la **Resolución SE N° 304/99**; se dispone las condiciones a cumplir por los titulares de Centrales Eólicas de Generación Eléctrica, entre ellas se indica que:

"d) Instalar los equipos a no menos de DOSCIENTOS METROS (200 m) de las rutas viales de jurisdicción nacional o provincial.

g) Cumplir con la Norma IRAM N° 4062 "Ruidos molestos al vecindario".

Por el otro; a nivel provincial; la **Ley N° 5439 Código Ambiental** de la Provincia del Chubut, en su **Decreto N° 185/09** Evaluación de Impacto Ambiental - Anexo IV; "Guía para la presentación del EsIA", III.D.16. Niveles de ruido, dispone que en el mismo para la Etapa de Operación y Mantenimiento:

Indicar la intensidad en dB (tipo de dB) y duración del mismo durante el día y la noche, teniendo en cuenta la distancia a los receptores.

La **Resolución 197/11** del **ENRE** modifica a la Resolución 555/01, y especifica la Guía de contenidos de los Planes de Gestión Ambiental.

Esta resolución incluye a los Parque Eólicos, y establece en el ARTICULO 4: Agréguese en el Anexo a la Resolución ENRE N° 555/2001 punto III.3. PROGRAMA DE MONITOREO, el punto III.3.5., con el siguiente texto: "...Los Generadores Eólicos deberán monitorear y registrar:

- a) Mediciones de niveles de ruidos.
- b) Mediciones de ruidos posteriores a la ocurrencia de fenómenos naturales extraordinarios

8.2 Especificaciones de la Norma IRAM 4062

De acuerdo con la normativa vigente mencionada en el punto 1, es de aplicación para proyectos de estas características la Norma IRAM 4062, llamada de **“Ruidos molestos al vecindario”**.

La Norma IRAM 4062 define en su punto 6.1 que “un ruido puede provocar molestias siempre que su nivel exceda en un cierto margen al ruido de fondo preexistente, o cuando el mismo alcance un determinado valor establecido”.

Cuando se utiliza el nivel calculado, el mismo incluye las influencias del tipo de zona y período del día.

Se establece como ruido de fondo (Lf), como el nivel sonoro promedio mínimo en el lugar y en el intervalo de tiempo considerado, en ausencia del nivel sonoro presuntamente molesto.

Cuando Lf no puede ser medido, se debe tener en cuenta un nivel de referencia al que se llama nivel calculado (Lc), agregando que si se puede medir Lf y éste es mayor que el Lc, se debe tomar al último como valor de comparación.

Se define al nivel de evaluación total (medido en presencia de la fuente sonora presuntamente molesta), como el nivel sonoro continuo equivalente (NEQ ó LEQ).

Conforme lo establece esta norma, el procedimiento de calificación se basa en la diferencia entre el nivel de evaluación total y el nivel de ruido de fondo o nivel calculado (el menor de ambos), señalándose que si esa diferencia es mayor o igual a 8 dB(A), debe considerarse al ruido como molesto al vecindario. (Es molesto cuando $LE - Lf \geq 8$ dBA)

En caso de presentarse picos mayores de 30 dB(A) por encima de Lf durante el día, o de 20 dB(A) por encima de Lf durante la noche, el ruido se considera molesto independientemente de cualquier otra consideración.

Los niveles referenciales calculados Lc se obtienen a partir de un nivel básico Nb y una serie de términos de corrección, conforme la siguiente expresión:

$$Lc = Lb + Kz + Ku + Kh$$

Donde:

Lb es un nivel básico establecido en +40 dB(A)

Kz es un término de corrección por tipo de zona.

Ku es un término de corrección por ubicación del punto de evaluación.

En el caso particular en estudio, el término de corrección por tipo de zona, Kz, toma un valor de 0 dBA, ya que se asimila la zona de interés tipo 2; conforme a la Tabla siguiente.

Tabla 14. Valores Términos de corrección

Zona	Tipo	K_z
Hospitalaria, rural (residencial)	1	-5
Suburbana con poco tránsito	2	0
Urbana (residencial)	3	5
Residencial urbana con alguna industria liviana o rutas principales	4	10
Centro comercial o industrial intermedio entre los tipos 4 y 6	5	15
Predominantemente industrial con pocas viviendas	6	20

Fuente: IRAM 4062:2001

La norma señala la ubicación en el interior o exterior del sitio en estudio, por lo que se considera aplicable, para generalizar el impacto ocasionado por la actividad evaluada, tomar el valor de corrección fijado para exteriores, es decir áreas descubiertas no linderas con la vía pública, como señala la norma, es decir +5 dBA.

Tabla 15. Corrección por ubicación de la finca

Ubicación en la finca	K_u
Interiores: locales linderos con la vía pública	0
Locales no linderos con la pública	-5
Exteriores: áreas descubiertas no linderas con la vía pública. Por ejemplo: jardines, terrazas, patios, etc.	5

Fuente: IRAM 4062:2001

Dado que la actividad a desarrollar por el Parque Eólico, abarcará todos los días, durante todo el día, el factor de corrección por horario K_h podrá tomar los valores +5, 0 y -5 dBA, según se evalúe días hábiles de 6 a 22 hs, días feriados de 6 a 22 hs o durante la noche de 22 a 6 hs. Dado las características de la zona de emplazamiento del proyecto, el valor de corrección sólo tomará el valor -5 dBA, por lo que no tiene sentido considerar los otros valores.

Tabla 16. Corrección por horario

Período	K_h
Días hábiles: de 8 h a 20 h	5
Días hábiles: de 6 h a 8 h y de 20 a 22 h Días feriados: de 6 a 22 h	0
Noche: de 22 h a 6 h	-5

$$Lc \text{ (dBA)} = Lb \text{ (40)} + Kz \text{ (10)} + Ku \text{ (5)} + Kh \text{ (-5)}$$

De acuerdo con lo mencionado anteriormente y aplicando la fórmula establecida en la norma IRAM 4062, el valor de ruido de fondo (**Lc**) calculados sería de **50 dB(A)**

Conforme a lo indicado en la Norma de referencia; se debe medir el nivel de ruido de fondo (**Lf**) cada vez que se pueda, conforme a la metodología indicada en dicha norma.

8.3 Mediciones in situ

8.3.1 Metodología utilizada

Las mediciones se realizaron con un decibelímetro integrador Clase 2, siguiendo las especificaciones de la Norma IRAM 4062: 2001 Ruidos Molestos al Vecindario:

- A una altura de 1,5 metros del nivel del suelo, y a una distancia mínima de 3,5 metros de cualquier otra estructura reflejante del sonido
- En el horario Diurno (08:00 a 20:00 hs). Dada la ausencia de fuentes, éstas serán extrapoladas tanto para el horario Nocturno (22:00 a 06:00 hs) como para Descanso (20:00 a 22:00 hs), constituyendo una situación conservativa dado que la franja horaria diurna es la que más se puede afectar por el tránsito vehicular terrestre.

Se consideraron los siguientes puntos de medición.

1. Puntos internos PEG: Se realizaron 10 mediciones, uno por cada aerogenerador, a 1.5 metros del nivel del suelo, en la Línea y en la ET, dentro del predio
2. Puntos externos: Se identificaron puntos sensibles donde el ruido pueda ser molesto (rutas, alambrado del predio, etc.), y realizaron 8 mediciones a 1.5 metros del nivel del suelo, fuera del predio

8.3.2 Equipamiento utilizado:

- **Marca:** TES Decibelímetro integrador, Clase 2.

- **Modelo:** TES 1353 H.

- **Serie:** 120503012.

Tabla 17. Características equipo

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 dígitos, 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 10. Modelo del Equipamiento utilizado.

8.3.3 Personal afectado

- Realización de las mediciones e informe: Lic. Javier De Santos

8.3.4 Condiciones climáticas

Las mediciones fueron realizadas el día 11 de diciembre de 2017

Las condiciones climatológicas en el área, durante las mediciones fueron las siguientes:

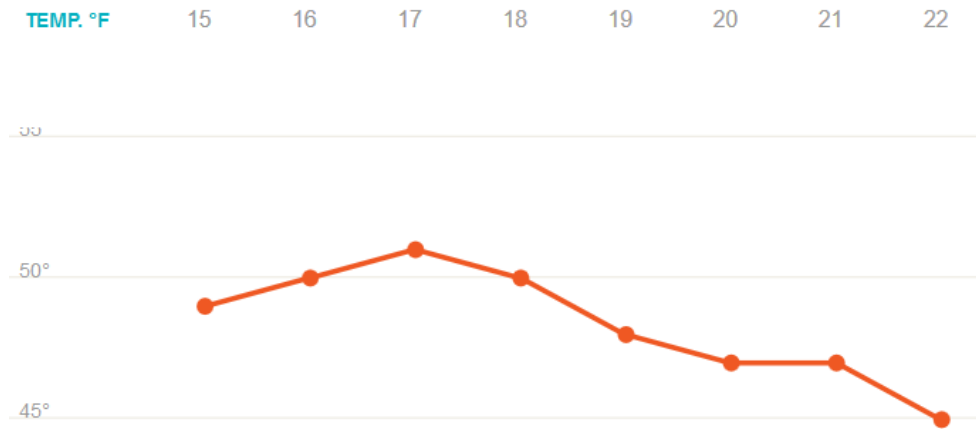


Figura 11. Temperaturas por hora
Fuente <http://www.accuweather.com>

Tabla 18. Precipitaciones
Fuente <http://www.accuweather.com>

PRECIP.	16	17	18	19	20	21	22	23
Lluvia	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Nieve	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Hielo	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

Tabla 19. Cielo

Fuente <http://www.accuweather.com>

CIELO	15	16	17	18	19	20	21	22
Índice UV	4	2	0	0	0	0	0	0
Nubosidad	97%	97%	98%	98%	70%	70%	70%	70%
Humedad	39%	38%	40%	41%	45%	48%	50%	53%
Punto de rocío	25°	26°	27°	27°	28°	28°	29°	29°

8.4 Registro de mediciones

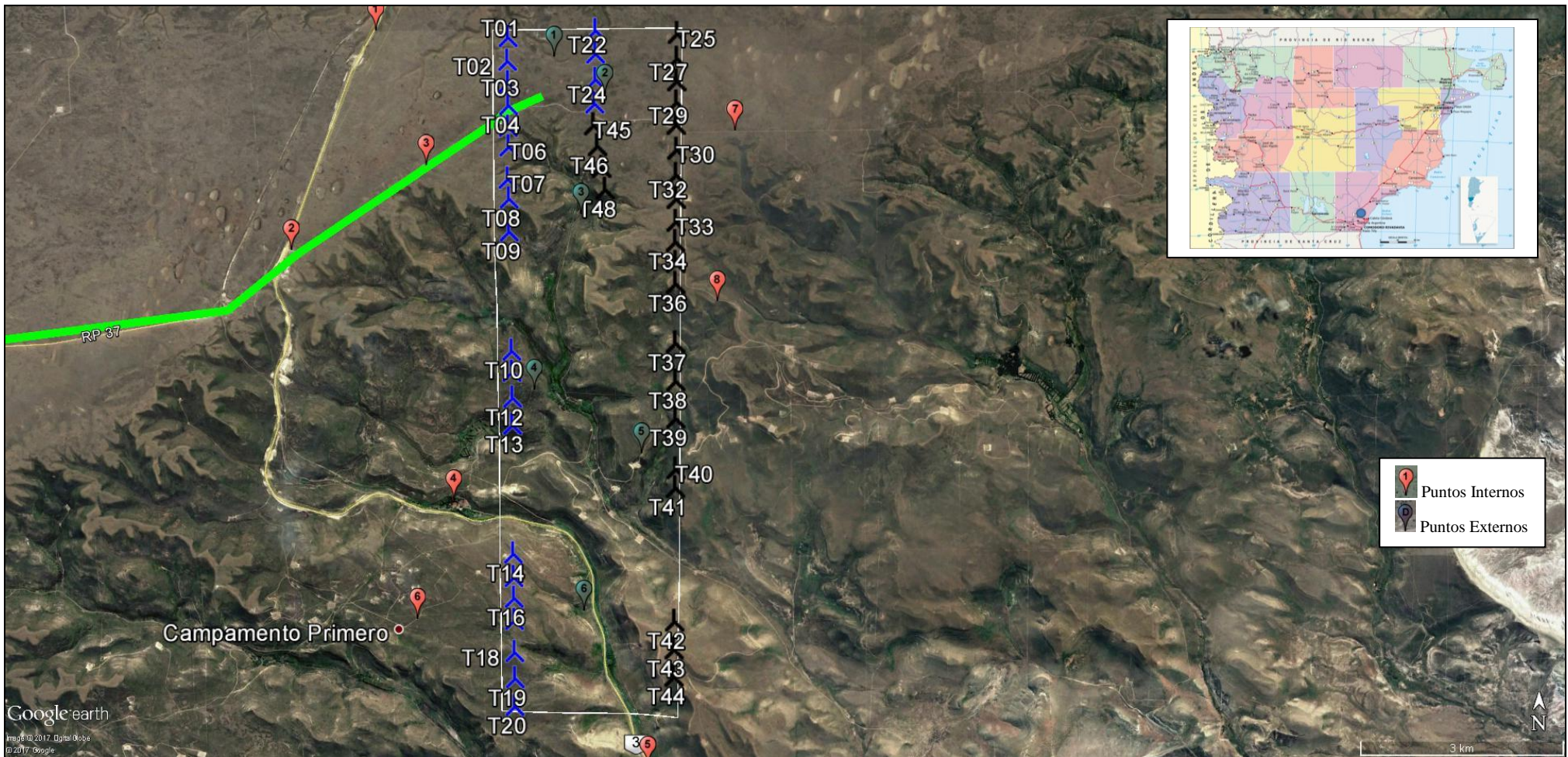
De acuerdo a lo indicado anteriormente, se procedió a medir el ruido de fondo en los puntos distribuidos en la zona de emplazamiento del Parque Eólico, de acuerdo al esquema que se adjunta

Tabla 20. Puntos de Medición internos PEG

Pto	Coordenadas			
	Latitud	Longitud	Latitud	Longitud
1	45°35'36.71"	S	67°36'17.00"	W
2	45°35'54.19"	S	67°35'43.77"	W
3	45°36'48.36"	S	67°35'59.76"	W
4	45°38'9.15"	S	67°36'31.01"	W
5	45°38'38.50"	S	67°35'20.22"	W
6	45°39'51.49"S	S	67°35'58.56"	W
7	45°37'51.99"	S	67°43'4.52"	W
8	45°40'13.46"	S	67°46'18.47"	W
9	45°41'2.80"	S	67°55'49.14"	W
10	45°43'48.37"	S	68° 3'8.12"	W

Tabla 21. Puntos de Medición externos

Pto	Coordenadas			
1	45°35'24.54"	S	67°38'14.01"	W
2	45°37'5.53"	S	67°39'8.63"	W
3	45°36'26.48"	S	67°37'40.52"	W
4	45°39'0.21"	S	67°37'24.09"	W
5	45°41'4.35"S	S	67°35'16.34"	W
6	45°39'54.83"	S	67°37'47.77"	W
7	45°36'10.54"	S	67°34'18.65"	W
8	45°37'28.58"	S	67°34'29.92"	W



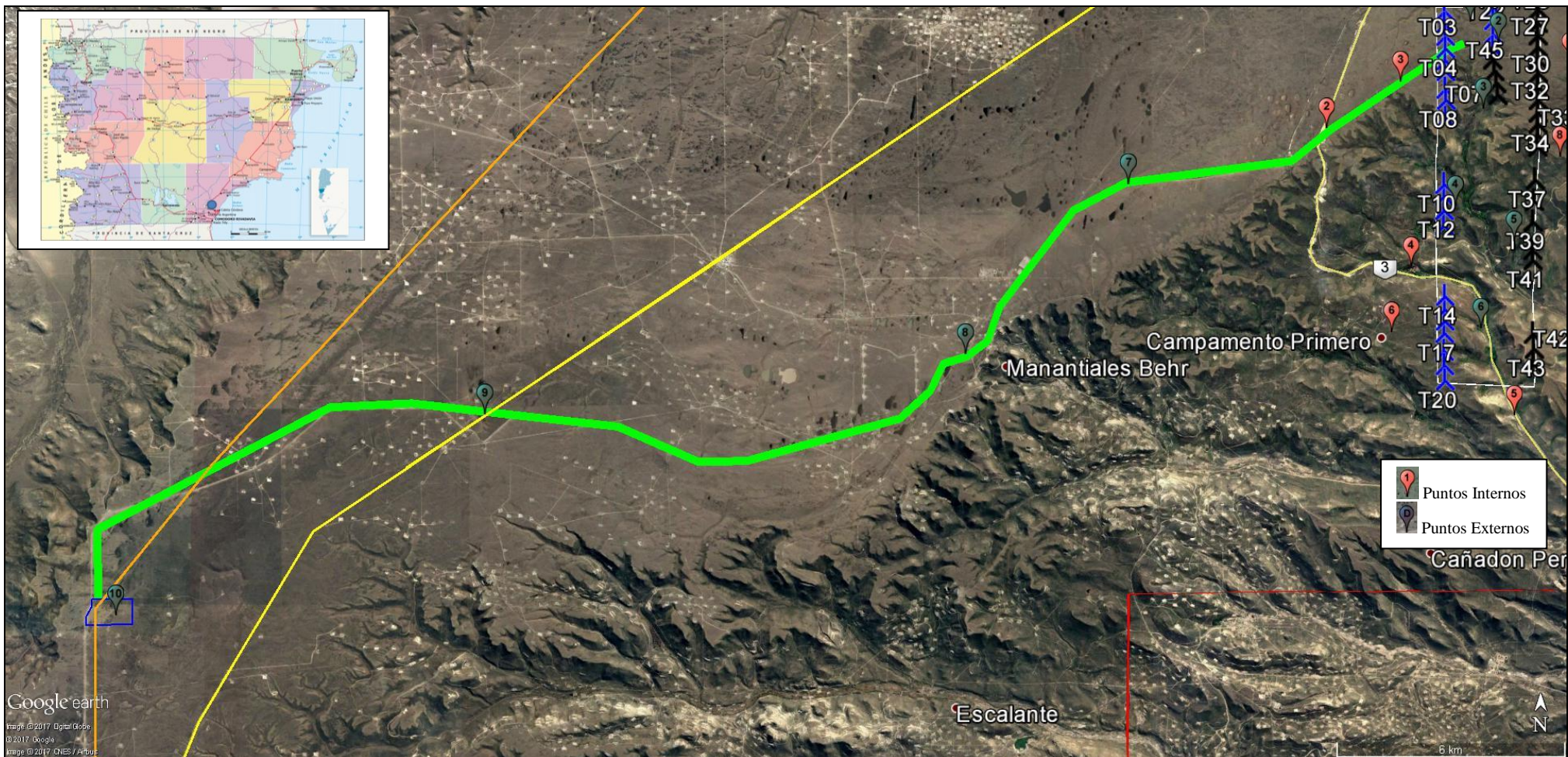
RASA
 Renergy Argentina S.A

terramoena
 GESTIÓN AMBIENTAL INTEGRADA

Estudio de Impacto Ambiental
 PARQUE EOLICO LOTE 23 I y II 200 MW
 Provincia del Chubut

Fuente:
 Elaboración Propia
 sobre imagen de
 Google Earth.

Figura 12. Puntos de medición de ruido Parque Eolico



RASA
 Renergy Argentina S.A

terramoena
 GESTIÓN AMBIENTAL INTEGRADA

Estudio de Impacto Ambiental
PARQUE EOLICO LOTE 23 I y II 200 MW
 Provincia del Chubut

Figura 13. Puntos de medición de ruido Parque Eólico

Fuente:
 Elaboración Propia
 sobre imagen de
 Google Earth.

8.5 Resultado de mediciones

Los resultados de los monitoreos realizados son los siguientes:

Tabla 22. Resultados Medición internos

Pto	Coordenadas				Valores Obtenidos (dB)
1	45°35'36.71"	S	67°36'17.00"	W	61.6
2	45°35'54.19"	S	67°35'43.77"	W	61.8
3	45°36'48.36"	S	67°35'59.76"	W	59.9
4	45°38'9.15"	S	67°36'31.01"	W	62.8
5	45°38'38.50"	S	67°35'20.22"	W	58.8
6	45°39'51.49"S	S	67°35'58.56"	W	50.9
7	45°37'51.99"	S	67°43'4.52"	W	51.0
8	45°40'13.46"	S	67°46'18.47"	W	58.9
9	45°41'2.80"	S	67°55'49.14"	W	59.0
10	45°43'48.37"	S	68° 3'8.12"	W	61.2

Tabla 23. Resultados Medición externos

Pto	Coordenadas				Valores Obtenidos(dB)
1	45°35'24.54"	S	67°38'14.01"	W	63.7
2	45°37'5.53"	S	67°39'8.63"	W	51.9
3	45°36'26.48"	S	67°37'40.52"	W	60.6
4	45°39'0.21"	S	67°37'24.09"	W	58.9
5	45°41'4.35"S	S	67°35'16.34"	W	60.3
6	45°39'54.83"	S	67°37'47.77"	W	58.9
7	45°36'10.54"	S	67°34'18.65"	W	51.9
8	45°37'28.58"	S	67°34'29.92"	W	58.9

Como se puede observar, los resultados de los monitoreos realizados indican que el nivel sonoro reinante en la zona de emplazamiento del proyecto, es superior al nivel calculado anteriormente (Lc); alcanzando un Lf de:

- **52.71 dB(A). Para puntos internos**
- **57.01 dB(A). Para puntos externos.**

Esto es atribuible fundamentalmente a la predominancia en la zona de vientos de entre 9 y los 12 m/seg en superficie, lo que genera un aumento considerable del nivel sonoro de base.

En general se observaron mayores valores en los sitios que se encontraban próximos a la Ruta, donde se elevaban los valores debido al tránsito vehicular

8.6 Estimación del ruido

8.6.1 *Potencia del Parque eólico*

Contempla la Instalación de 6 aerogeneradores Senvion V126 3,7MW cada uno.

8.6.2 *Generación teórica de ruido de los aerogeneradores*

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.

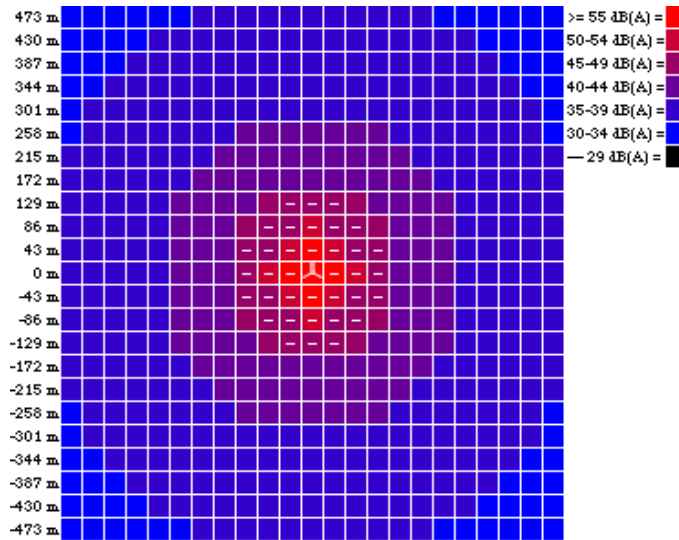
Este aumento en el ruido ambiental tiende a opacar el ruido de las turbinas eólicas.

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 metros que pasa desapercibido.

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

Cada cuadrado mide 43 por 43 metros, correspondiente a un diámetro de rotor. Las áreas rojas brillantes son las áreas con una alta intensidad sonora, por encima de los 55 dB(A). Las áreas suaves indican áreas con niveles de sonido por encima de los 45 dB(A). Como puede verse, la zona afectada por el sonido sólo se extiende a una distancia de unos pocos diámetros de rotor desde la máquina.

El nivel sonoro máximo considerado fue determinado a una distancia de 107 metros del aerogenerador a una altura de 80 metros, es decir a la altura del buje del aerogenerador; y con una velocidad media del viento de entre 7 y 9 m/s (velocidad media del viento predominante en la zona de emplazamiento).



© 1998 www.WINDPOWER.org

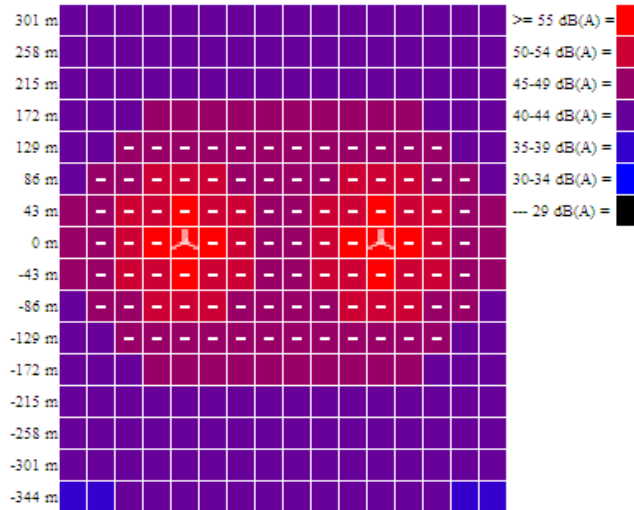
Niveles de sonido alrededor de aerogeneradores

Los niveles de sonido fuera de las áreas señaladas con un guión son de 45 dB(A) o inferiores.

Número de turbinas = 1 Niveles de sonido en la fuente en dB(A)= 100, 100,

Figura 14. Aerogenerador respecto al sonido: 1 Turbina

Fuente: www.windpower.org



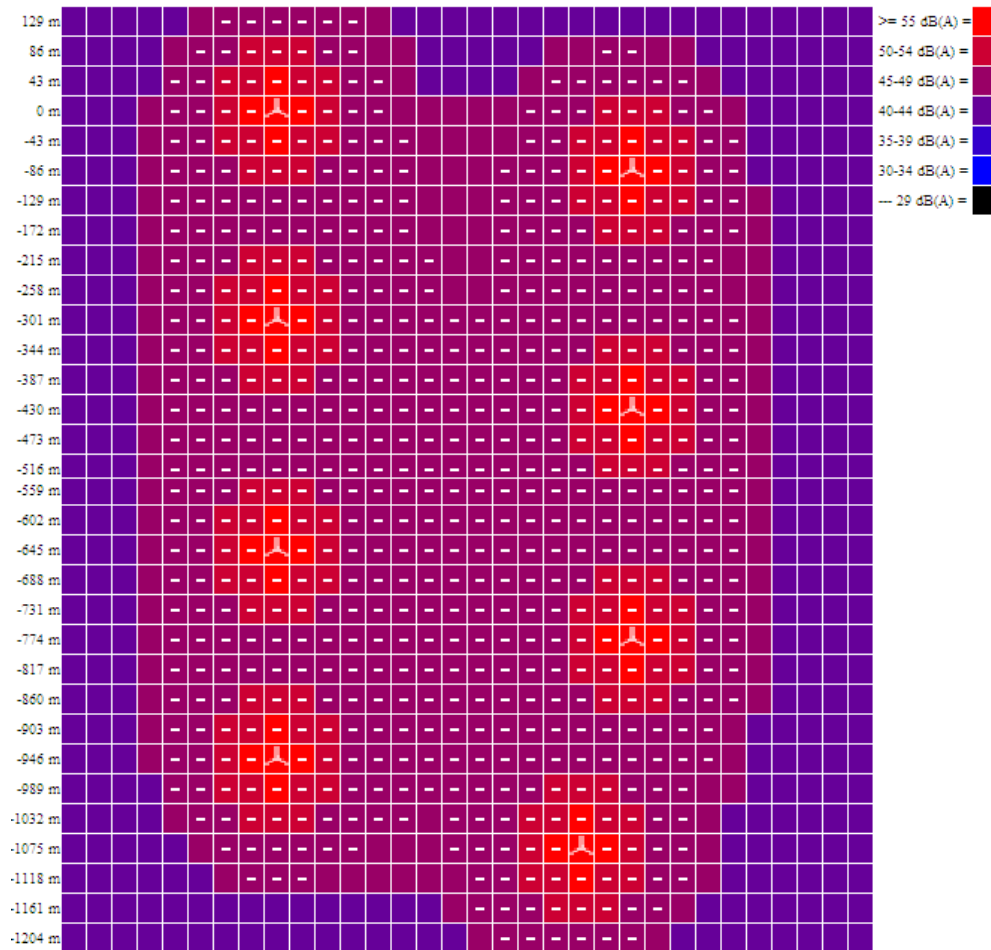
Niveles de sonido alrededor de aerogeneradores

Los niveles de sonido fuera de las áreas señaladas con un guión son de 45 dB(A) o inferiores.

Número de turbinas = 2 Niveles de sonido en la fuente en dB(A)= 100, 100,

Figura 15: Aerogenerador respecto al sonido: 2 Turbinas

Fuente: www.windpower.org



Niveles de sonido alrededor de aerogeneradores

Los niveles de sonido fuera de las áreas señaladas con un guión son de 45 dB(A) o inferiores.

Número de turbinas = 8 Niveles de sonido en la fuente en dB(A)= 100, 100,

Figura 16: Aerogenerador respecto al sonido: 8 Turbinas (ejemplo)

Fuente: www.windpower.org

Si se parte de la base que ningún paisaje está nunca en silencio absoluto: **Lf de 52.71 (interno) y 57.01 (externo) dB(A) y Lc de 50 dB(A)**, se enmascarará (ahogará) gradualmente cualquier potencial sonoro de los aerogeneradores.

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 anterior.

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.

8.6.3 Cálculos para la predicción de propagación de ruido al aire

Como se mencionó anteriormente se debe comparar el ruido que trascenderá al entorno de la central debido al funcionamiento de la misma, con el ruido de fondo tomado como referencia para la zona de emplazamiento, de manera de evaluar si el funcionamiento del Parque Eólico puede ocasionar molestias a potenciales residentes, transeúntes o fauna autóctona.

Si se consideran los valores estimados teóricos para el nivel de evaluación total en el punto anterior, se observa que el nivel sonoro estimado superará al nivel de referencia (NC = 50 dBA) sólo en un radio menor a los 258 metros aproximadamente de la zona de emplazamiento de cada aerogenerador. A medida que nos alejamos del mismo y desde los 300 metros en adelante se estima que el ruido del aerogenerador será enmascarado por el ruido de fondo (30-34 dB).

8.6.3.1 Fenómenos físicos que inciden en la propagación del sonido

Dada la distancia media entre cada aerogenerador, podemos estimar el nivel de ruido trascendente tomando a cada equipo como una fuente puntual, considerando el proceso de propagación del sonido en exteriores.

La propagación del sonido en exteriores es un proceso, donde concurren varios fenómenos físicos simultáneamente muy diferentes, y que además, pueden interactuar entre ellos. Los mecanismos dominantes de la propagación del sonido en la atmósfera se pueden agrupar en los siguientes: divergencia geométrica, atmósfera como medio de propagación, suelo y presencia de obstáculos.

Tabla 24. Fenómenos físicos que inciden en la propagación del sonido

Mecanismos	Descripción/acciones
Divergencia geométrica	La energía sonora emitida por el foco se reparte sobre superficies cada vez mayores, según avanza el frente de onda. Este reparto de la energía hace que la intensidad, en los puntos de las superficies, disminuya a medida que se alejan de la fuente. Con esta propiedad se obtiene que la intensidad del sonido al propagarse se atenúa seis decibeles cada vez que se dobla la distancia debido a la divergencia esférica.
Atmósfera como medio de propagación	Es el medio de propagación del sonido y está compuesto por distintos gases, llevando además partículas en suspensión y otras sustancias. Estos elementos ofrecen distintas respuestas ante la presencia de una onda

	sonora. La velocidad de sonido en el aire es función de diversos factores como la velocidad del viento, la temperatura, la humedad, etc.
Suelo	Modifica las condiciones de propagación del sonido ya que origina reflexiones, entre otros efectos.
Presencia de obstáculos. (que pueden ser objetos o deformaciones en la topografía del suelo)	La presencia de obstáculos que se encuentran a lo largo de la trayectoria de una onda, puede reflejar, difractar, dispersar o absorber la energía que transporta una onda. En el caso que los obstáculos sean árboles aparecen también fenómenos indirectos en el sentido de que además de producir, en mayor o menor medida, los efectos indicados anteriormente, los árboles modifican mediante sus raíces las características del suelo haciéndolo más poroso, es decir, se produce un efecto añadido, complejo de determinar. Es por ello que, cuando se trata de evaluar los efectos de los árboles en la propagación del sonido, resulte bastante difícil asignar a cada aspecto concreto su contribución específica, y suele recurrirse a indicar valores globales de atenuación medidos en distintas situaciones.

Al interactuar simultáneamente tantos factores en la propagación del sonido en situaciones externas, es complejo el conocimiento en detalle de este fenómeno, ya que la propagación es un compendio de un conjunto de fenómenos que interfieren entre sí.

8.6.3.2 Metodología de cálculos para la propagación del ruido al aire libre

Para calcular la predicción de propagación de ruido al aire libre uno de los métodos utilizados es el modelo de cálculo denominado Nord2000. Este método se puede aplicar a una amplia variedad de fuentes de ruido, y cubre la mayoría de los principales mecanismos de atenuación.

El método se puede utilizar para cualquier forma de terreno incluyendo pantallas y para condiciones climáticas comunes. El método Nord2000 fue desarrollado en el período 1996-2001 por DELTA (Dinamarca, jefe de proyecto, SINTEF (Noruega) y SP (Suecia), financiado por el Consejo Nórdico de Ministros y por otras autoridades nórdicas, y revisado en 2005-2006.

Un cálculo con NORD2000 es un intento de calcular el ruido real experimentado en un receptor. Hay muchos factores que influyen en el impacto de ruido y, por lo tanto, hay muchos parámetros en un cálculo. Es importante destacar que muchos de estos parámetros son variables en el tiempo y por lo tanto un cálculo estándar calcula el ruido para una situación específica que puede estar presente por sólo un corto tiempo.

El cálculo básico calcula la propagación del ruido de una turbina eólica a un receptor (vecino) dado el terreno específico, el viento y las condiciones climáticas.

Una cuestión no poco importante es encontrar el nivel de ruido de la fuente de la turbina. Esto es una función de la velocidad del viento en la turbina y las especificaciones de la turbina. El nivel de ruido de la fuente se divide en ocho octavas o 24 terceras octavas. Esta tarea puede ser complicada por el hecho de que las turbinas en un parque eólico rara vez experimentan la misma velocidad del viento al mismo tiempo y que la ubicación de la velocidad del viento de referencia es a menudo indefinida.

La segunda tarea es definir el terreno. El terreno mismo causa la atenuación del terreno. Esto se calcula como una función de la forma del terreno (contornos de altura) y la dureza acústica del terreno. El terreno duro como el agua o un estacionamiento puede atenuar muy poco ruido, mientras que el terreno blando como la tierra natural o agrícola me atenua el ruido bien.

El terreno también influirá en el perfil del viento en forma de rugosidad del terreno (longitud de rugosidad), que afectan a la atenuación atmosférica.

De acuerdo a este modelo, el nivel de presión sonora $L(r)$ en dB a una distancia r (m) de la fuente viene dado por la siguiente expresión:

$$L(r) = LW - 10 \log(4\pi R^2) + K(Z) + Ae(r) + AA$$

Donde:

LW es el nivel de presión sonora de la fuente,
 $10 \log(4\pi R^2)$ es la divergencia geométrica,
 $K(Z)$ es la corrección debida a la impedancia Z de la superficie del suelo,
 $Ae(r)$ es la expresión de la atenuación debido a la dispersión y AA la atenuación del sonido en el aire.

Consideraciones para el Parque Eólico:

- Línea de base: el predio donde corresponde a un área con escasa vegetación, se registran extensiones de campo sin cobertura vegetal, y no se observan árboles
- Nivel de ruido: se estimará el nivel de ruido que trascenderá a las inmediaciones del punto de generación; considerando a cada aerogenerador como una fuente puntual; aplicando el modelo matemático citado anteriormente,
- Atenuación: se considerará sólo la atenuación debido a la divergencia geométrica, debido a que; dadas las características del lugar; es la variable de mayor afectación sobre el nivel sonoro, considerando despreciables a las otras variables.
- Nivel sonoro: se tendrá en cuenta la atenuación del nivel sonoro debida a la distancia desde el punto de generación, tomando como base el nivel sonoro máximo alcanzado a una distancia determinada. Esto permite contar con un margen apropiado de seguridad de manera de seleccionar apropiadamente las medidas de mitigación.

En consecuencia, podemos estimar el nivel de ruido que trascenderá a las inmediaciones del punto de generación a partir de la siguiente expresión:

$$L(r) = LW - 10 \log(4\pi R^2)$$

Donde:

L (r): Nivel sonoro alcanzado a la distancia considerada

LW: Nivel sonoro máximo generado a la altura H

$R^2: [R0^2 + (H - h)^2]$

R0: Distancia desde la fuente al sitio considerado (para hacerla comparativa se tomaron como referencia las distancias de la Figura 12 Aerogenerador respecto al sonido: 1 Turbina)

H: 10 m

h: Altura de referencia del nivel del piso (1,5 m)

Teniendo en cuenta las consideraciones realizadas, los niveles de presión sonora debido a la presencia del proyecto, según varía la distancia podrán ser las siguientes

Tabla 25. Distancia vs Nivel Sonoro

Distancia (m)	Nivel Sonoro (dB)
86	54
129	49
172	44
258	38
300	34
500	29
1000	25

Tabla 26. Comparación entre datos teóricos y datos obtenidos

Distancia (m)	L (r) Nivel Sonoro (dB)	Teórico Nivel Sonoro (dB)
86	54	50-54
129	49	45-49
172	44	40-44
258	38	35-39
300	34	30-34
500	29	-29
1000	25	-25

8.6.3.3 Metodología de cálculo WindPRO 3.1

Otro método de cálculos de propagación de ruido han sido realizados con el módulo DECIBEL del software WindPRO 3.1, mediante metodología establecida por norma ISO (ISO 9613-2).

La metodología de cálculo consiste en ponderar el ruido recibido por un receptor, provocado por la operación de los aerogeneradores del parque eólico, a fines de determinar la exposición adicional al ruido de fondo preexistente en el lugar.

Para su correcta aplicación, es necesario conocer el ruido emitido por un aerogenerador, establecer condiciones propicias de propagación adecuadas para el sitio en estudio, y establecer el ruido de fondo para cada uno de los receptores considerados.

8.6.3.3.1 Modelo de propagación

El modelo de propagación utilizado corresponde al descrito por la norma ISO 9613-2.

Dicho método considera la propagación del ruido en dirección favorable al viento. A su

vez, requiere definir factores de atenuación por: divergencia geométrica, absorción atmosférica, efecto del suelo, reflexión en superficies, presencia de barreras y condiciones meteorológicas. El ruido recibido por un receptor (LDW) será calculado, para cada aerogenerador, por medio de la siguiente ecuación:

$$LDW = LA - (Ad + Aa + As + Ab) + Dc - Cmet$$

Donde:

LA: Ruido emitido por un aerogenerador. A fines de realizar el cálculo con el máximo nivel de emisión provocado por un aerogenerador en condiciones normales de funcionamiento, se considera una velocidad de viento de 10 m/s a 80 m de altura.

Ad: Factor de atenuación por divergencia geométrica. Considera la dispersión esférica del ruido a través de un espacio libre desde su punto de emisión. Se calcula por medio de la siguiente expresión:

$$Ad = [20 \times \log_{10}(d) + 11]$$

Donde:

d: distancia desde la fuente al receptor en metros.

Aa: Factor de atenuación por absorción atmosférica. Se calcula a través de la siguiente ecuación:

$$Aa = \alpha \times d/1000$$

Donde:

α : Coeficiente de atenuación atmosférica, expresado en dB/km. Al no disponer de datos de emisión de octavo de banda, se adopta un valor correspondiente a una frecuencia de 500 Hz. Dentro de ésta, se adopta el valor de 1,9 correspondiente a 10°C de temperatura y 70% de humedad relativa en el ambiente.

As: Factor de atenuación por efecto del suelo. Considera el resultado de la interferencia entre el ruido reflejado en la superficie del suelo y el ruido dirigido directamente al receptor. Dado que sólo se tiene conocimiento del nivel de presión sonora ponderada A de la fuente y que el suelo del sitio es de naturaleza porosa, el factor de atenuación se puede calcular a través de la siguiente ecuación:

$$As = 4,8 - (2hm/d) \times (17 + 300/d)$$

Donde:

hm: Altura media de la trayectoria directa entre fuente y receptor.

Ab: Factor de atenuación por presencia de barreras. Dado que un objeto es considerado como barrera cuando posee una densidad másica por superficie mínima de 10 kg/m², no se considera que existan barreras entre los aerogeneradores y los receptores evaluados. Por lo tanto, este factor de atenuación no será considerado.

DC: Factor corrección por direccionalidad. Considera el aparente incremento en el nivel de ruido de la fuente provocado por las reflexiones en el suelo cercano a la fuente. Se calcula a través de la siguiente ecuación:

$$Dc = 10 \times \log_{10} \{1 + [d^2 + (hs - hr)^2] / [d^2 + (hs + hr)^2]\}$$

Donde:

hs: Altura de la fuente.

hr: Altura del receptor.

Cmet: Factor de corrección por condiciones meteorológicas. Este factor se aplica cuando se consideran condiciones no propicias para la propagación de ruido. Dado que el objeto del estudio es evaluar el nivel de ruido en los receptores bajo condiciones adecuadas de propagación, este factor no será considerado.

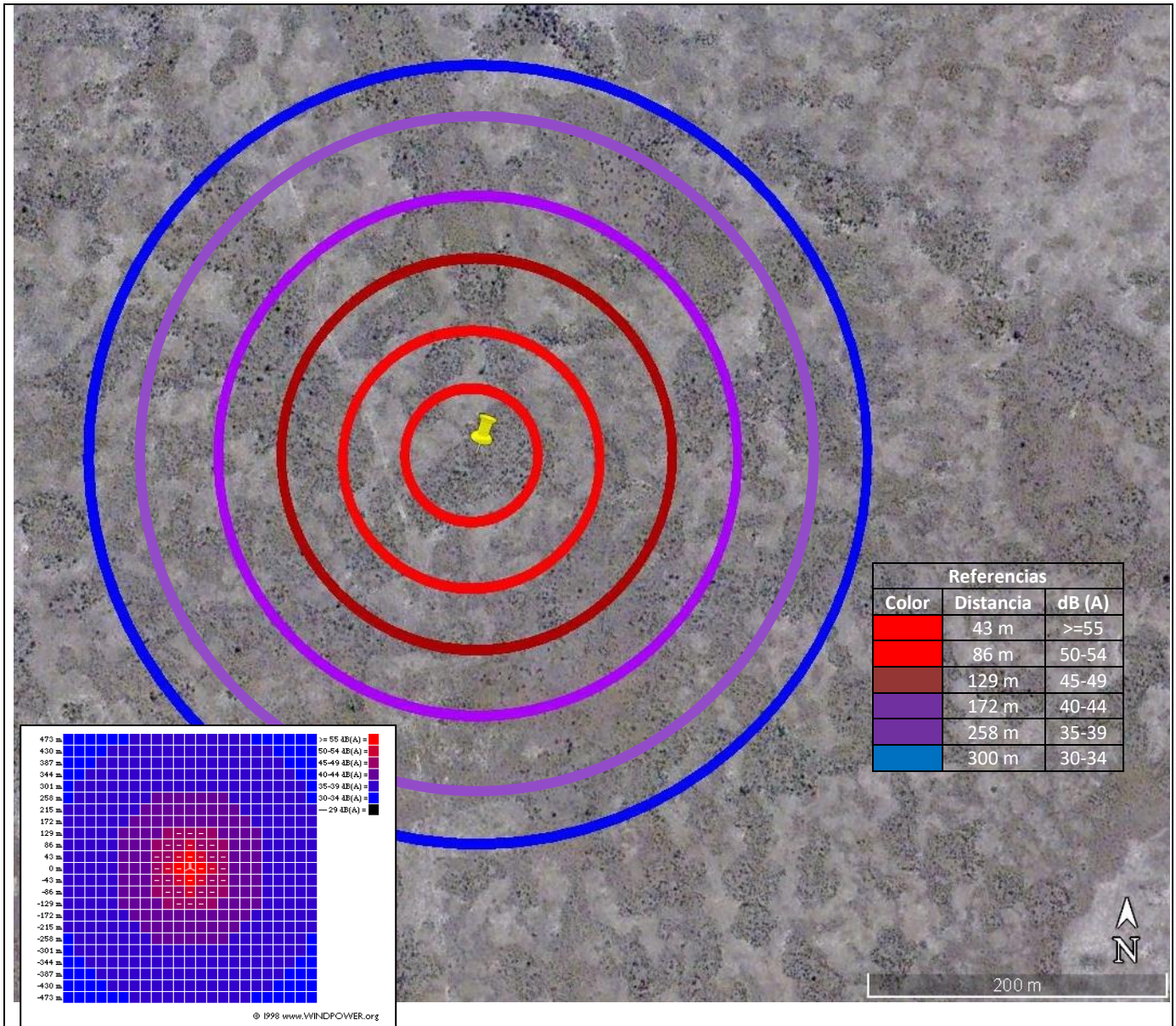
8.6.3.3.2 Receptores

Las construcciones ubicadas a menos de 1.000 metros de los generadores constituyen los potenciales receptores del impacto acústico generado por el parque eólico. La ubicación del sitio en evaluación se caracteriza por la presencia de muy pocas zonas habitadas.

8.6.3.3.3 Resultados

El módulo DECIBEL de WINPRO 3.1 permite realizar, a partir de las características de los aerogeneradores como fuentes de emisión y los factores de atenuación definidos, el cálculo de la propagación del ruido generado por el parque eólico sobre sus alrededores. La siguiente figura muestra el mapa de líneas de nivel de ruido equivalente (isófonas) percibido por un receptor a una altura de 1,5 m sobre el nivel del suelo:

En el Anexo 6.1 - Reportes de Cálculos de Impacto Acústico - se adjuntan los reportes generados por el software WindPRO, donde se detallan las consideraciones asumidas para el cálculo del impacto acústico del parque eólico.

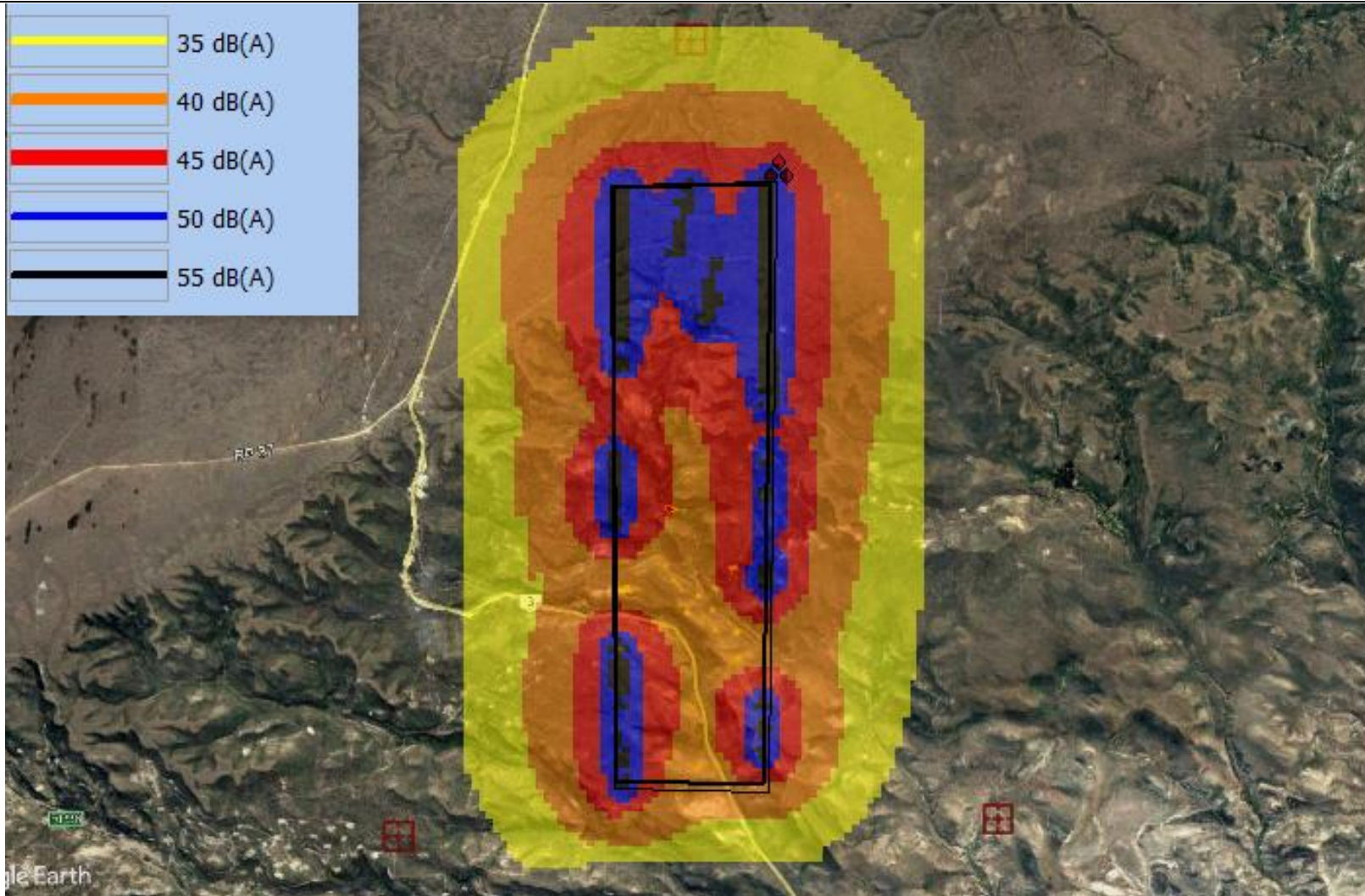


RASA
 Renergy Argentina S.A

Análisis de Ruidos y Sombras
Estudio de Impacto Ambiental
PARQUE EOLICO LOTE 23 I y II 200 MW
 Provincia del Chubut

Fuente:
 Elaboración Propia
 sobre imagen de
 Google Earth.

Figura 17. Curvas de ruido por aerogenerador Nord2000



Análisis de Ruidos y Sombras
 Estudio de Impacto Ambiental
 PARQUE EOLICO LOTE 23 I y II 200 MW
 Provincia del Chubut

Fuente:
 Elaboración Propia
 sobre imagen de
 Google Earth.
 WindPRO 3.1

Figura 18. Curvas de ruido por aerogenerador WINPRO 3.1

RASA
 Renergy Argentina S.A


terramoena
 GESTIÓN AMBIENTAL INTEGRADA

8.6.4 **Análisis de resultados y conclusiones**

Como análisis y conclusiones del presente informe se puede destacar:

- Los niveles referenciales calculados (Lc) para el presente proyecto, de acuerdo con las especificaciones de la norma Iram 4062 fue de 50 dB(A).
- El nivel de fondo medio de base monitoreado en la zona de emplazamiento fue muy similar para los tres casos:
 - a) 52.71 dB(A) para punto internos.
 - b) 57.01 dB(A) para puntos externos.
- Tanto los datos teóricos de los niveles de ruido, como los cálculos obtenidos indicarían que a medida que nos alejamos, y desde los 300 metros aproximadamente (35-39 dBA) en adelante el ruido del aerogenerador será enmascarado por el ruido de fondo. Por debajo de los 300 metros es muy probable que se supere el nivel de ruido de fondo calculado por la norma IRAM 4062 en más de 8 dBA.
- De acuerdo con estas mediciones el ruido generado por el aerogenerador más cercano al límite del predio quedara cubierto por los niveles sonoros producidos por los vientos predominantes en la zona, con una velocidad del orden de 9 a 12 m/seg.
- Es importante tener en cuenta la atenuación debido a la divergencia geométrica, en forma absolutamente teórica y otros factores ambientales y topográficos que sin dudas generarán efectos reflectivos y de absorción del sonido trascendente que pueden harán variar sensiblemente los niveles calculados. Se estima que alrededor de los 1.000 metros se atenuará significativamente el ruido del Parque Eólico.
- Además, los Aerogeneradores a instalarse poseerán el sistema que permite una variación de las velocidades de giro del rotor de un 60% aproximadamente en relación con la velocidad nominal.
- Los niveles sonoros producidos por los vientos predominantes en la zona, y la existencia de la ruta nacional N°3, son fuentes sonoras que contribuyen a aumentar el nivel de fondo.
- Por otro lado; si bien en la actualidad no existen viviendas en la cercanía del parque donde se instalará la central; de manera de cumplimentar lo indicado por la Norma IRAM 4062, y no generar molestias a potenciales residentes y proteger la fauna autóctona, se recomienda confirmar los niveles de ruido estimados una vez que se encuentre en funcionamiento la central y compararlos con las mediciones realizadas.

8.6.5 Monitoreos en Operación.

Se deberá realizar una campaña de monitoreo de ruido una vez puesta en servicio el proyecto.

Luego de esta campaña, se verificarán los alcances del impacto, a los efectos de comprobar su precisión.

De acuerdo con lo especificado por la normativa vigente, se realizarán periódicamente las siguientes mediciones:

- Mediciones anuales de niveles de ruido,
- Mediciones de ruido posteriores a la ocurrencia de fenómenos naturales extraordinarios.

9 EVALUACIÓN DEL IMPACTO POR PARPADERO DE SOMBRA (SHADOW FLICKER)

9.1 Introducción

Los aerogeneradores, al igual que el resto de estructuras altas, proyectan una sombra en las áreas vecinas cuando el sol esté visible. El nombre parpadeo de sombra (shadow flicker) describe el efecto estroboscópico de la luz solar que es interrumpida periódicamente por los álabes de la turbina al girar. Por lo general ocurre por la mañana o por la tarde cuando el sol está bajo en el cielo. Aunque no se trata de un efecto que automáticamente afecte la salud, se trata de una molestia que se debe evitar en la medida de lo posible, mediante el diseño del Parque Eólico.

Si se está cerca de un aerogenerador es posible que se vea molesto si las palas del rotor cortan la luz solar, causando un efecto de parpadeo cuando el rotor está en movimiento.

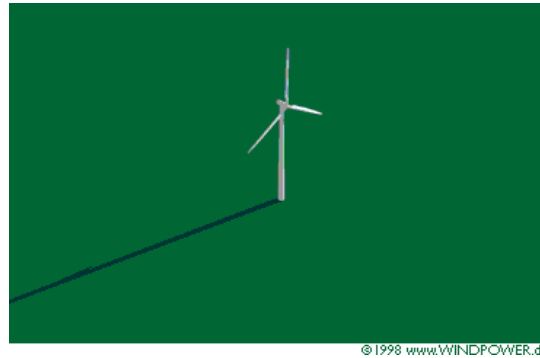


Figura 19. Sombras de aerogeneradores
Fuente: www.windpower.org



Figura 20. Sombras de aerogeneradores

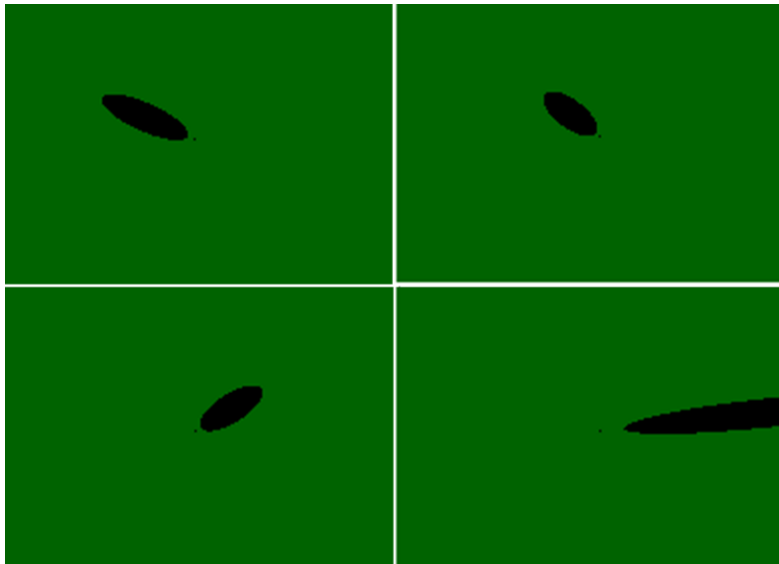


Figura 21. Simulación de las sombras
Fuente: www.windpower.org

La Figura 22 muestra la proyección de la sombra muestra cómo se mueve la sombra del rotor desde la salida del sol hasta la puesta del sol (caso más desfavorable) de un día particular en una localización concreta del globo. La imagen se ve directamente desde arriba, con el centro la torre del aerogenerador situado en el pequeño punto negro del centro. Las posiciones de la sombra se muestran durante cada media hora durante el día. Obviamente, las sombras son largas a la salida y a la puesta de sol y cortas al mediodía.

La probabilidad de ocurrencia y la duración del efecto dependen de los siguientes factores:

- La dirección de la propiedad en relación con la turbina.
- La distancia entre el receptor y la turbina.
- La altura de la turbina y diámetro del rotor.
- La dirección del viento.
- Las condiciones climáticas (cubierta de nubes).
- La época del año y el día (posición del sol en el cielo).

9.2 Normativa de aplicación - antecedentes

En Argentina no existe normativa de aplicación ni lineamientos específicos para la evaluación y regulación del parpadeo de sombra generado por turbinas eólicas.

A nivel internacional se han adoptado lineamientos creados por el Comité para el Control de la Polución de los Estado Alemanes - Nordrhein-Westfalen, 2002, Notas sobre la identificación y evaluación de las emisiones ópticas de las turbinas eólicas, que consideran dos métodos:

Tabla 27. Métodos para evaluación de parpadeo

Métodos	Consideraciones
Peor caso teórico	Es un meto conservador. Hace las siguientes suposiciones y simplificaciones: <ul style="list-style-type: none"> - Hay un cielo despejado todos los días del año. - Las turbinas siempre están girando (sin importar el viento). - Las palas de las turbinas están siempre en posición perpendicular a la dirección de la línea de visión desde la ubicación especificada al sol.
Realista	La duración del parpadeo de sombra calculado mediante el método teórico es sobreestimada, ya que no considera ciertos factores que afectarán el número de horas de parpadeo de sombra. Estos factores se enumeran a continuación. <ul style="list-style-type: none"> - La turbina eólica no siempre estará orientada según su peor posición (perpendicular). - La cobertura de nubes se debe considerar, ya que reducirá significativamente el parpadeo de sombra. - Vegetación y otras barreras físicas pueden bloquear la vista de la turbina. - Períodos en los que la turbina eólica no está en funcionamiento debido a vientos bajos, fuertes vientos, o por razones de mantenimiento, reducirán las horas de parpadeo de sombra.

En el caso teórico se sobreestima la cantidad de horas durante las cuales se produce el parpadeo, considerando que las palas de los equipos rotan permanentemente, que la dirección del viento coincide con el sol de forma que las palas siempre están alineadas con el sol y que el cielo está siempre sin nubes.

En realidad, las palas de los aerogeneradores pueden estar estacionarias o girar lentamente con poco viento, y el tiempo de inactividad de los aerogeneradores puede coincidir con las condiciones de luz solar que de otro modo, ocasionarían parpadeo de sombras. Debido a que la góndola de un aerogenerador rotará con el viento que haya, con frecuencia las posiciones de las palas serán diferentes a las presunciones que presenta el modelo.

El Ministerio de vivienda y ordenamiento territorial y Medio Ambiente de Uruguay establece en su Guía para la Evaluación de Impacto Ambiental para Parques Eólicos (2015), que para viviendas habitadas permanentemente, se asignará como valor límite de recepción del efecto de parpadeo 30 horas/año en un escenario del peor caso o 12 horas/año en efecto real y un máximo diario de

30 minutos en ambos casos (peor caso y efecto real). Los límites se refieren al impacto acumulativo en un mismo receptor de todos los Aerogeneradores relevantes, sean de un mismo PE o no.

9.3 Predicción del parpadeo de la sombra

Si bien es posible predecir cuándo y durante cuánto tiempo puede haber un efecto de parpadeo, no es posible saber por adelantado si habrá viento o cuál será la dirección del mismo, por eso se evalúan los escenarios o caso más desfavorable, es decir, una situación donde siempre hay insolación cuando el viento está todo el tiempo soplando y el rotor de la turbina sigue exactamente al sol orientando la turbina exactamente como se mueve el sol.

9.4 Dirección del rotor aleatoria (azimut aleatorio)

En la práctica, es muy poco probable que el viento, y por lo tanto el rotor, sigan al sol. Así pues, obtendremos un resultado más realista si modificamos los resultados considerando que el rotor puede adoptar cualquier posición en cualquier instante.

La proyección de la sombra se reduce en promedio un 63 por ciento respecto al caso más desfavorable, si consideramos una dirección del rotor aleatoria.

9.5 Dirección de rotor fija (azimut fijo)

En la práctica, el rotor del aerogenerador seguirá la dirección del viento (si la velocidad del viento está por encima).

La proyección de la sombra se reduce típicamente en un 62 % respecto a los resultados del caso más desfavorable, si consideramos una dirección de rotor fija

9.6 Particularidades del proyecto

Para estimar el parpadeo de sombras en el presente proyecto se tuvieron en cuenta las siguientes particularidades:

1. La posible afectación por parpadeo de sombra incluye principalmente la Ruta Nacional N°3. Las sombras que proyectan los aerogeneradores dependen de la posición relativa del sol y de la dirección del viento. Cuando el sol, las palas y el receptor están en línea y la sombra es lo suficientemente larga como para alcanzar al receptor, se debe considerar el parpadeo de las sombras.

2. La menor distancia entre la ruta y el proyecto, se da a la altura del aerogenerador N° 14, ubicado aproximadamente a 550 metros, seguido por el aerogenerador N° 44 ubicado a 828 metros.
3. Dadas las particularidades planas del terreno se considera que no es un factor relevante para este tipo de análisis
4. La distancia entre un aerogenerador y el receptor del parpadeo de sombras afecta la intensidad y nitidez con que se observa las sombras que proyectan las palas. En consecuencia, cuando hay una gran distancia entre el aerogenerador y el receptor, solo se ve la turbina como un objeto frente al sol, y no pulsando a través de la luz solar.

9.7 Cálculo de sombra Windpower

Para la determinación de la sombra de los aerogeneradores se ha utilizado el Programa de cálculo de la sombra proyectada por un aerogenerador de la Asociación Danesa de la Industria Eólica (www.windpower.org).

Para ello se analizaron todos los meses del año y se consideró el caso más desfavorable.

Tabla 28. Programa de cálculo de la sombra. Información de entrada

Fuente: (www.windpower.org).

Información	Descripción	Valor
Datos Aerogenerador	Altura buje	80 metros
	Diámetro de roto	117 metros
Ubicación proyecto	Latitud	45°35'35.37"S
	Longitud	67°35'50.40"O
Uso horario	60° Oeste Argentina	- 4 GMT
Escenario	Rotor	Caso mas desfavorable
	Insolación	40 %
	Aerogenerador girando	75%
	Distancia máxima	1000 metros
Datos diarios y mensuales	Día de cada mes	Día 10
	Mes	12 meses

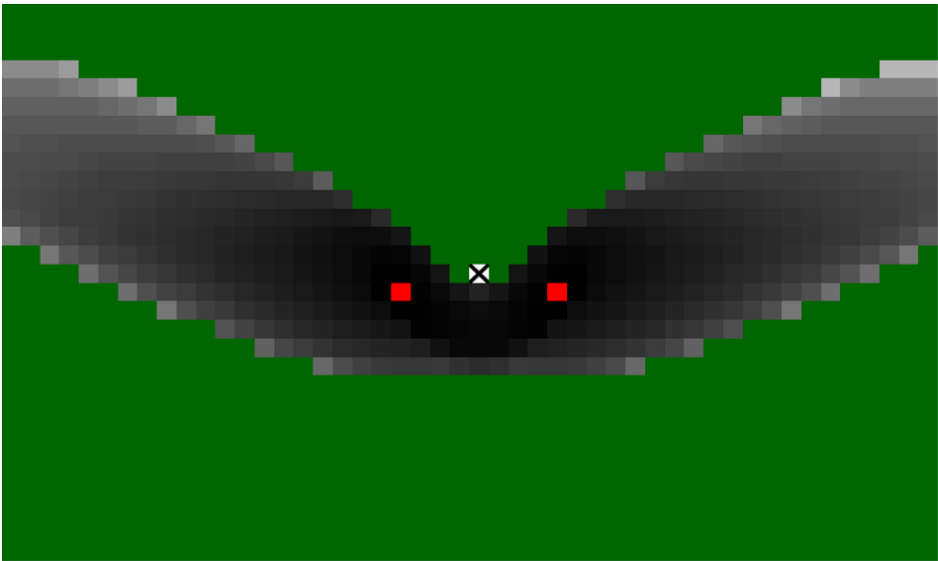
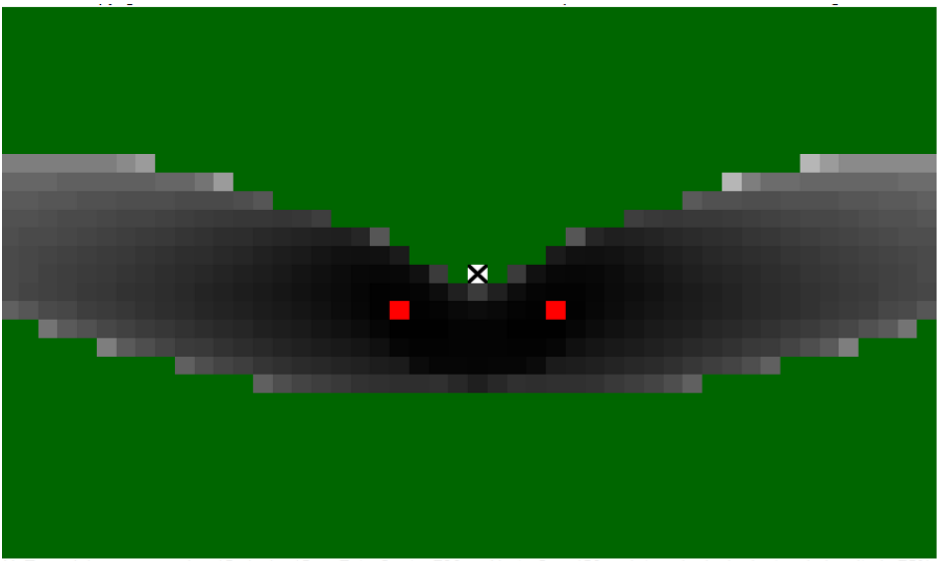
9.7.1 Resultados

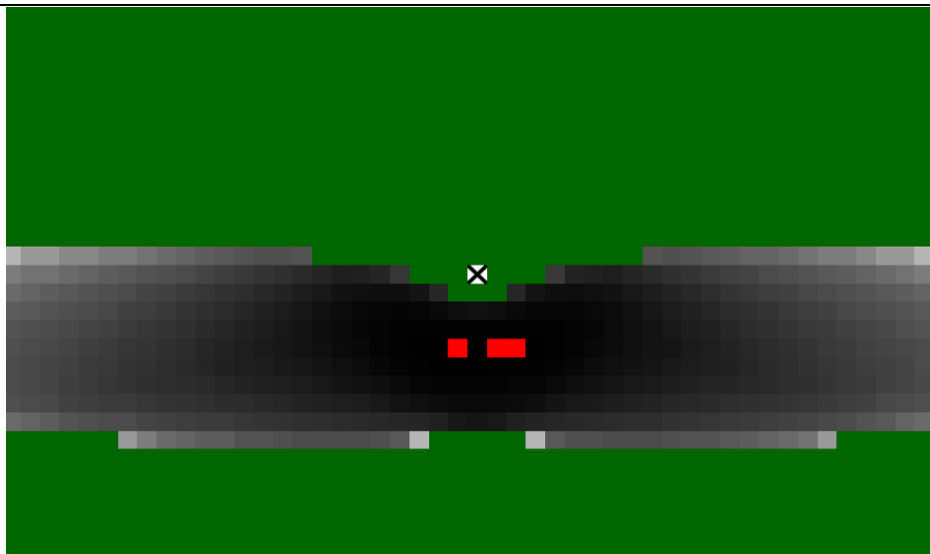
Con la finalidad de poder determinar la posible incidencia del parpadeo de sombra del campo de aerogeneradores en la infraestructura cercana, principalmente la Ruta Nacional Nº 3, se analizan las proyecciones (más desfavorable) de los aerogeneradores que se encuentran más cercanas a la misma.

En las siguientes figuras se grafican los dibujos de sombras mensuales (dirección de rotor aleatoria) para un aerogenerador con diámetro de rotor de 117 m y altura de buje de 80 m

En las mismas se puede observar cómo se mueve la sombra del rotor desde la salida del sol hasta la puesta del sol (caso más desfavorable) en la fecha que se indica (1 de cada mes).

Tabla 29. Dibujos de sombras mensuales (mas desfavorable) para un aerogenerador con diámetro de rotor de 117 m y altura de buje de 80 m
 Fuente: (www.windpower.org).

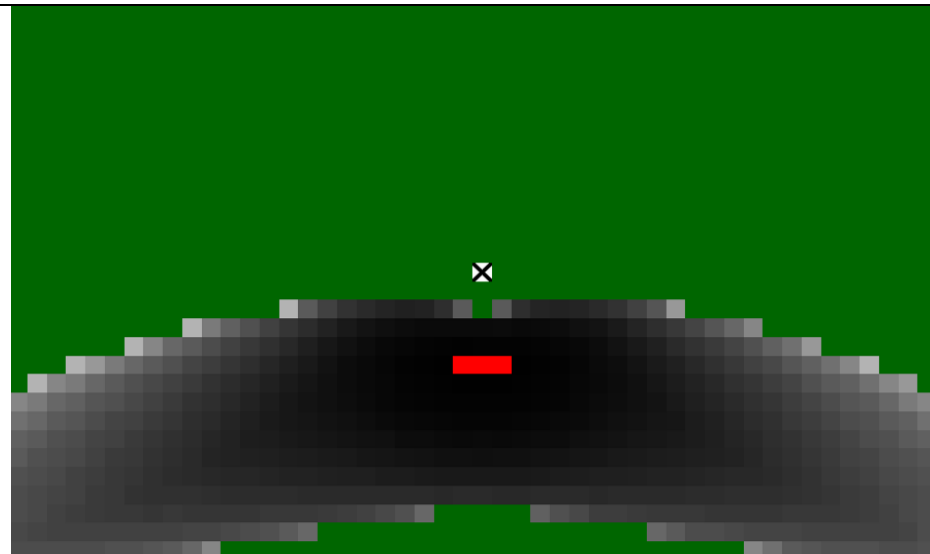
 <p> X=Torre del aerogenerador. 15 pixels=15 m. Este-Oeste=720 m. Norte-Sur=450 m. Intervalo de 4 minutos de longitud . 75% del tiempo de funcionamiento de la turbina. 40 % de insolación. Minutos de sombra totales=12477. Release 1.0 <input type="button" value="Mostrar"/> áreas con un mínimo de <input type="text" value="284"/> minutos de sombra en <input type="text" value="rojo"/>. <input type="button" value="Omitir"/> áreas con <input type="text" value="0"/> minutos de sombra o menos. Color de fondo <input type="text" value="verde"/> </p>	 <p> X=Torre del aerogenerador. 15 pixels=15 m. Este-Oeste=720 m. Norte-Sur=450 m. Intervalo de 4 minutos de longitud . 75% del tiempo de funcionamiento de la turbina. 40 % de insolación. Minutos de sombra totales=12130. Release 1.0 <input type="button" value="Mostrar"/> áreas con un mínimo de <input type="text" value="268"/> minutos de sombra en <input type="text" value="rojo"/>. <input type="button" value="Omitir"/> áreas con <input type="text" value="0"/> minutos de sombra o menos. Color de fondo <input type="text" value="verde"/> </p>
10 de enero	10 de febrero



X=Torre del aerogenerador. 15 pixels=15 m. Este-Oeste=720 m. Norte-Sur=450 m. Intervalo de 4 minutos de longitud . 75% del tiempo de funcionamiento de la turbina. 40 % de insolación. Minutos de sombra totales=12352. Release 1.0

áreas con un mínimo de minutos de sombra en .
 áreas con minutos de sombra o menos. Color de fondo

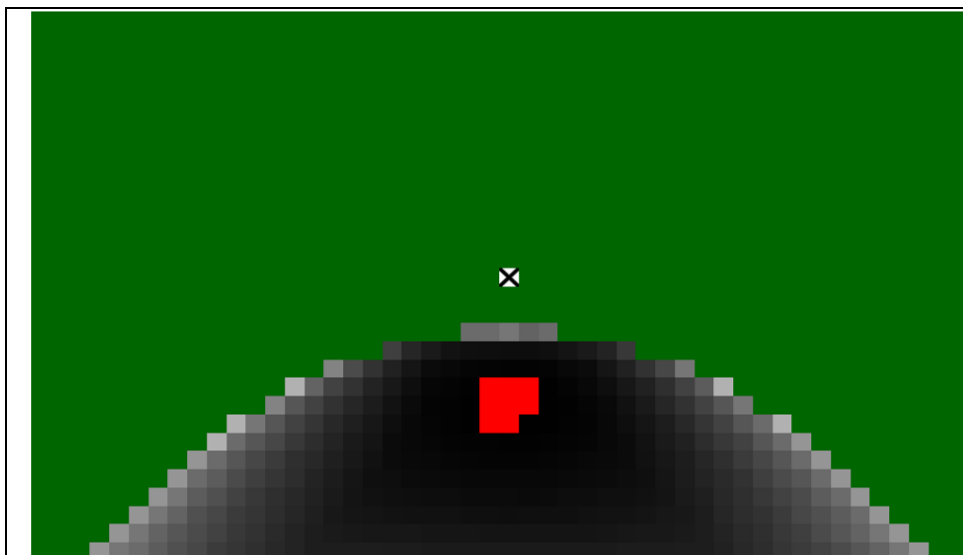
1 de marzo



X=Torre del aerogenerador. 15 pixels=15 m. Este-Oeste=720 m. Norte-Sur=450 m. Intervalo de 4 minutos de longitud . 75% del tiempo de funcionamiento de la turbina. 40 % de insolación. Minutos de sombra totales=13278. Release 1.0

áreas con un mínimo de minutos de sombra en .
 áreas con minutos de sombra o menos. Color de fondo

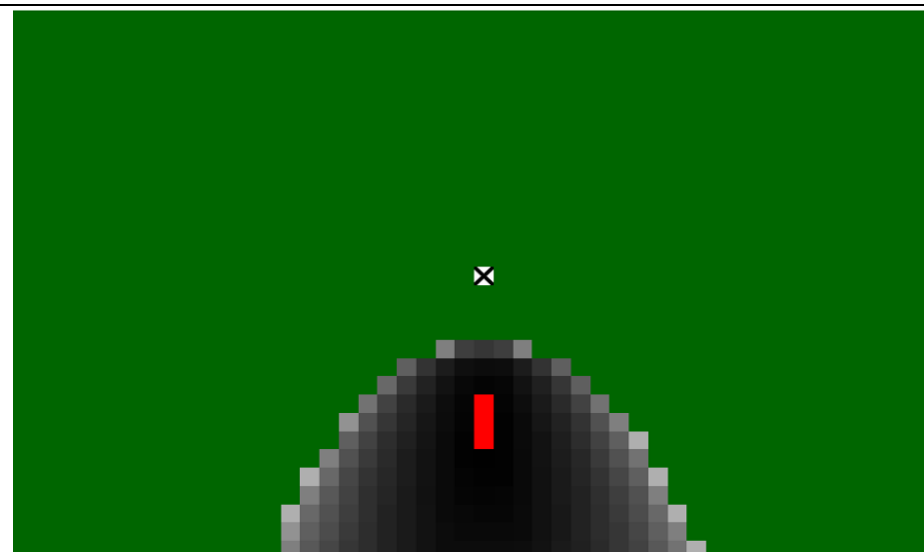
1 de abril



X=Torre del aerogenerador. 15 pixels=15 m. Este-Oeste=720 m. Norte-Sur=450 m. Intervalo de 4 minutos de longitud . 75% del tiempo de funcionamiento de la turbina. 40 % de insolación. Minutos de sombra totales=9259. Release 1.0

áreas con un mínimo de minutos de sombra en .
 áreas con minutos de sombra o menos. Color de fondo

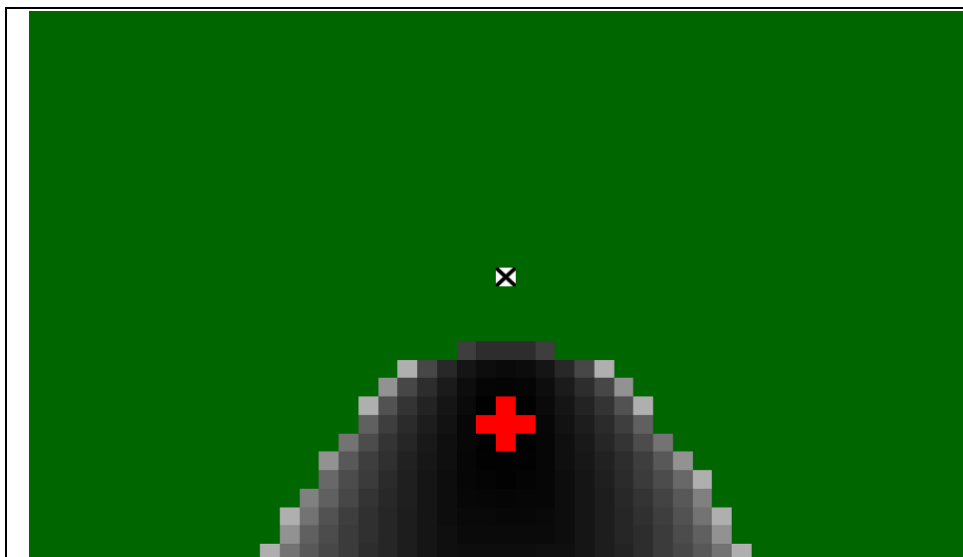
1 de mayo



X=Torre del aerogenerador. 15 pixels=15 m. Este-Oeste=720 m. Norte-Sur=450 m. Intervalo de 4 minutos de longitud . 75% del tiempo de funcionamiento de la turbina. 40 % de insolación. Minutos de sombra totales=3924. Release 1.0

áreas con un mínimo de minutos de sombra en .
 áreas con minutos de sombra o menos. Color de fondo

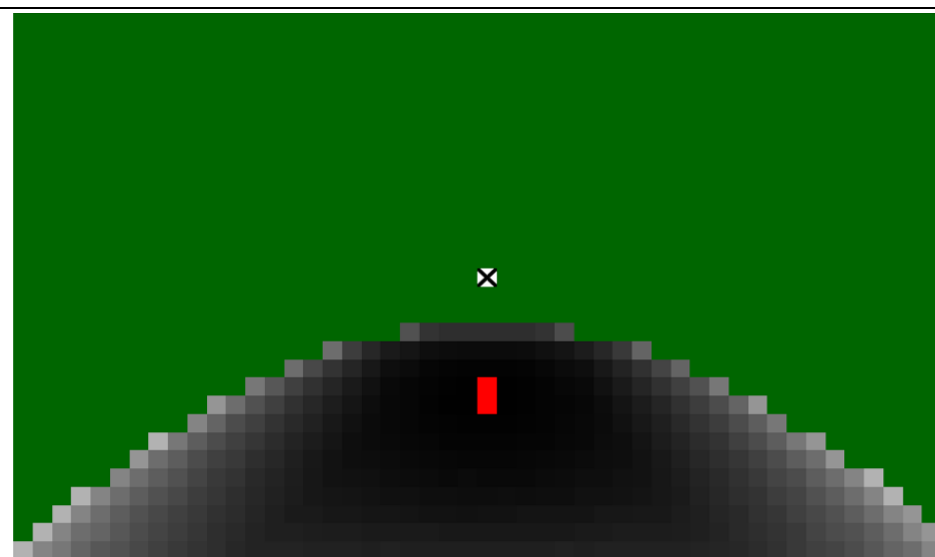
1 de junio



X=Torre del aerogenerador. 15 pixels=15 m. Este-Oeste=720 m. Norte-Sur=450 m. Intervalo de 4 minutos de longitud . 75% del tiempo de funcionamiento de la turbina. 40 % de insolación. Minutos de sombra totales=4512. Release 1.0

áreas con un mínimo de minutos de sombra en .
 áreas con minutos de sombra o menos. Color de fondo

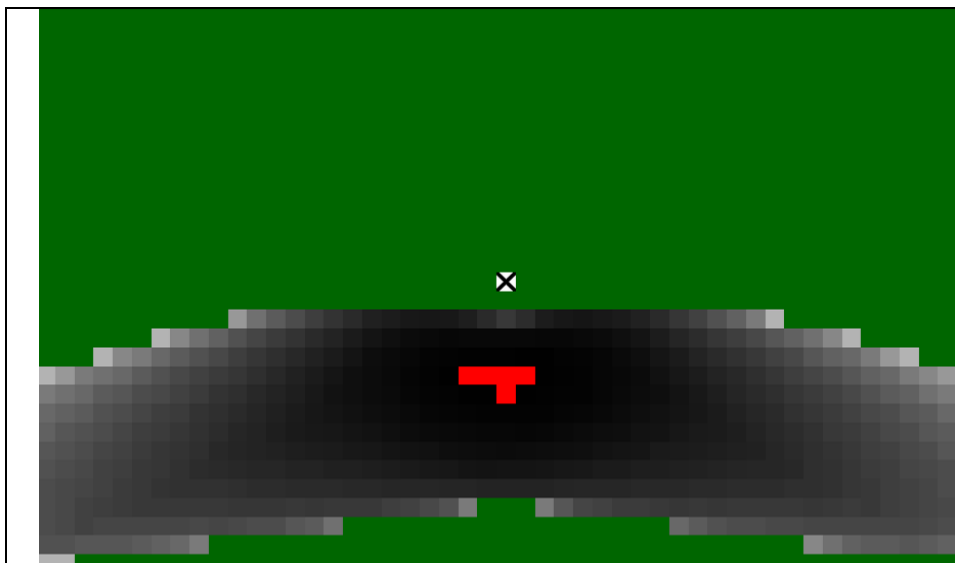
1 de julio



X=Torre del aerogenerador. 15 pixels=15 m. Este-Oeste=720 m. Norte-Sur=450 m. Intervalo de 4 minutos de longitud . 75% del tiempo de funcionamiento de la turbina. 40 % de insolación. Minutos de sombra totales=10521. Release 1.0

áreas con un mínimo de minutos de sombra en .
 áreas con minutos de sombra o menos. Color de fondo

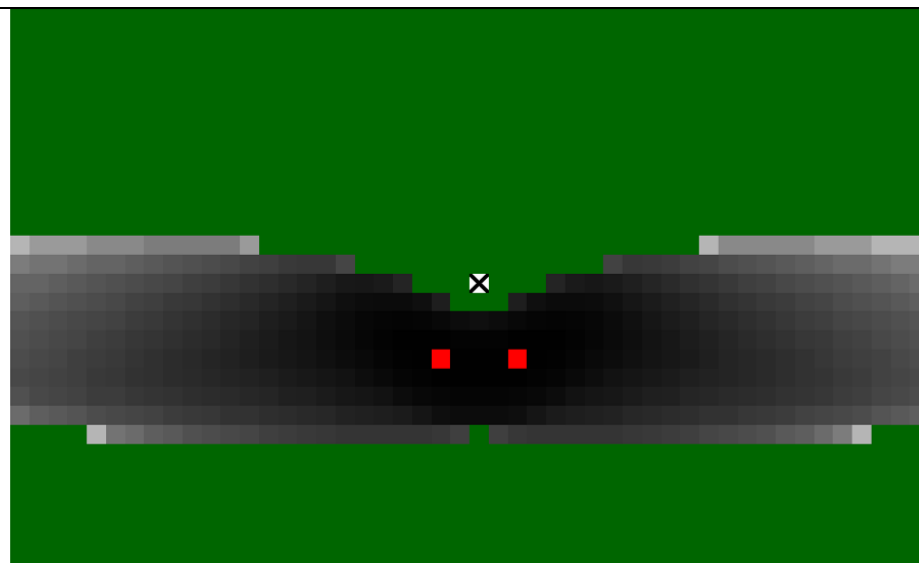
1 de agosto



X=Torre del aerogenerador. 15 pixels=15 m. Este-Oeste=720 m. Norte-Sur=450 m. Intervalo de 4 minutos de longitud . 75% del tiempo de funcionamiento de la turbina. 40 % de insolación. Minutos de sombra totales=13020. Release 1.0

áreas con un mínimo de minutos de sombra en .
 áreas con minutos de sombra o menos. Color de fondo

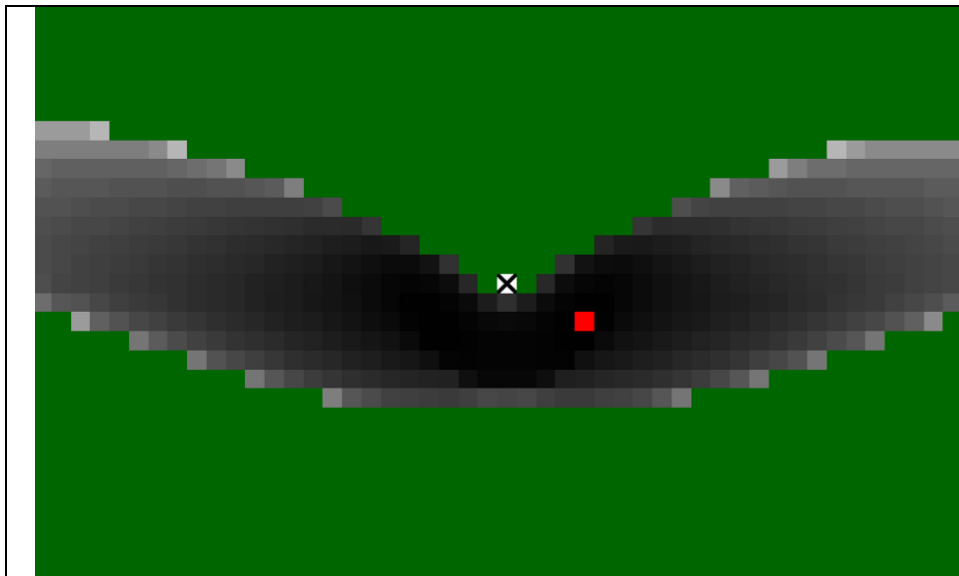
1 de septiembre



X=Torre del aerogenerador. 15 pixels=15 m. Este-Oeste=720 m. Norte-Sur=450 m. Intervalo de 4 minutos de longitud . 75% del tiempo de funcionamiento de la turbina. 40 % de insolación. Minutos de sombra totales=12166. Release 1.0

áreas con un mínimo de minutos de sombra en .
 áreas con minutos de sombra o menos. Color de fondo

1 de octubre

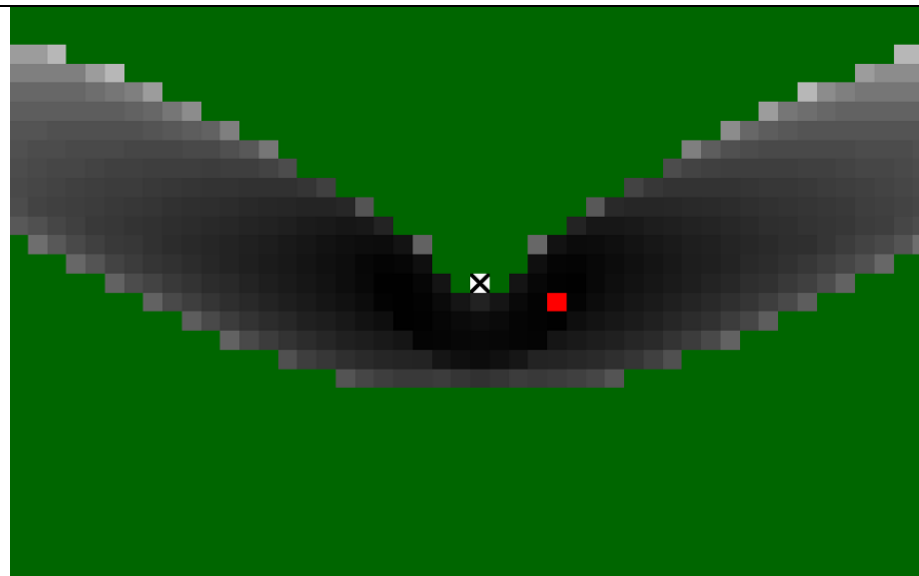


X=Torre del aerogenerador. 15 pixels=15 m. Este-Oeste=720 m. Norte-Sur=450 m. Intervalo de 4 minutos de longitud . 75% del tiempo de funcionamiento de la turbina. 40 % de insolación. Minutos de sombra totales=12221. Release 1.0

áreas con un mínimo de minutos de sombra en .

 áreas con minutos de sombra o menos. Color de fondo

1 de noviembre

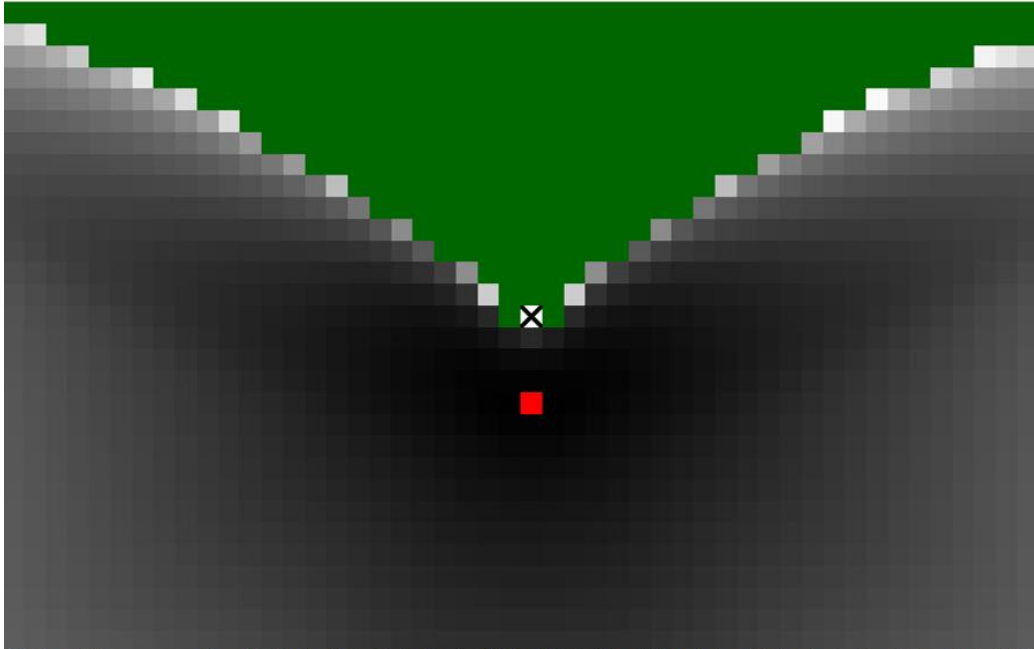


X=Torre del aerogenerador. 15 pixels=15 m. Este-Oeste=720 m. Norte-Sur=450 m. Intervalo de 4 minutos de longitud . 75% del tiempo de funcionamiento de la turbina. 40 % de insolación. Minutos de sombra totales=12559. Release 1.0

áreas con un mínimo de minutos de sombra en .

 áreas con minutos de sombra o menos. Color de fondo

1 de diciembre

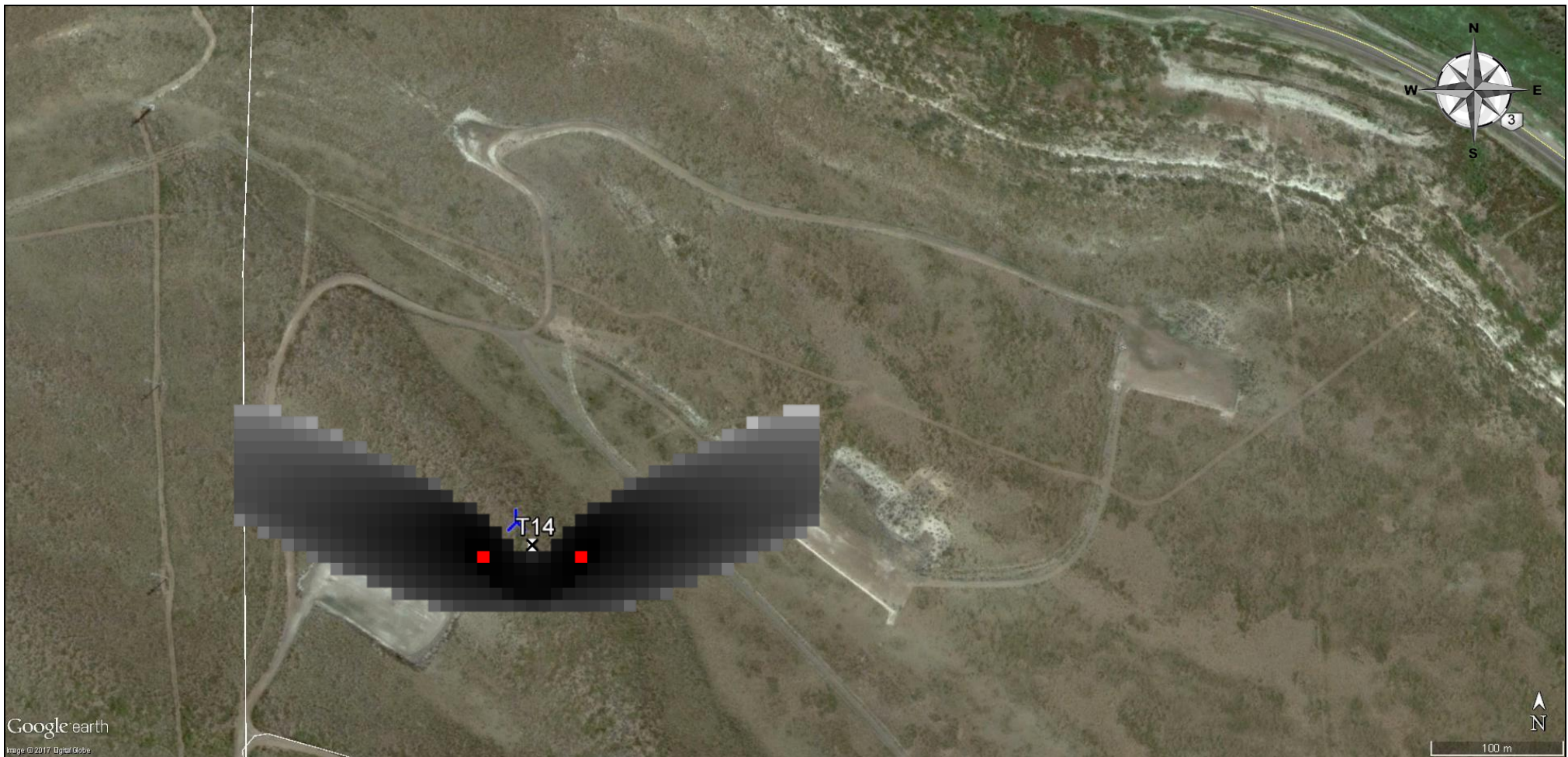


X=Torre del aerogenerador. 15 pixels=15 m. Este-Oeste=720 m. Norte-Sur=450 m. Intervalo de 4 minutos de longitud . 75% del tiempo de funcionamiento de la turbina. 40 % de insolación. Minutos de sombra totales=751047. Release 1.0

Mostrar áreas con un mínimo de 14074.3 minutos de sombra en rojo
Omitir áreas con 0 minutos de sombra o menos. Color de fondo verde

Figura 22. Dibujo de sombra anual acumulativa (más desfavorable) para un aerogenerador con diámetro de rotor de 117 m y altura de buje de 80 m

Fuente: (www.windpower.org).



Google earth
Image © 2017, DigitalGlobe

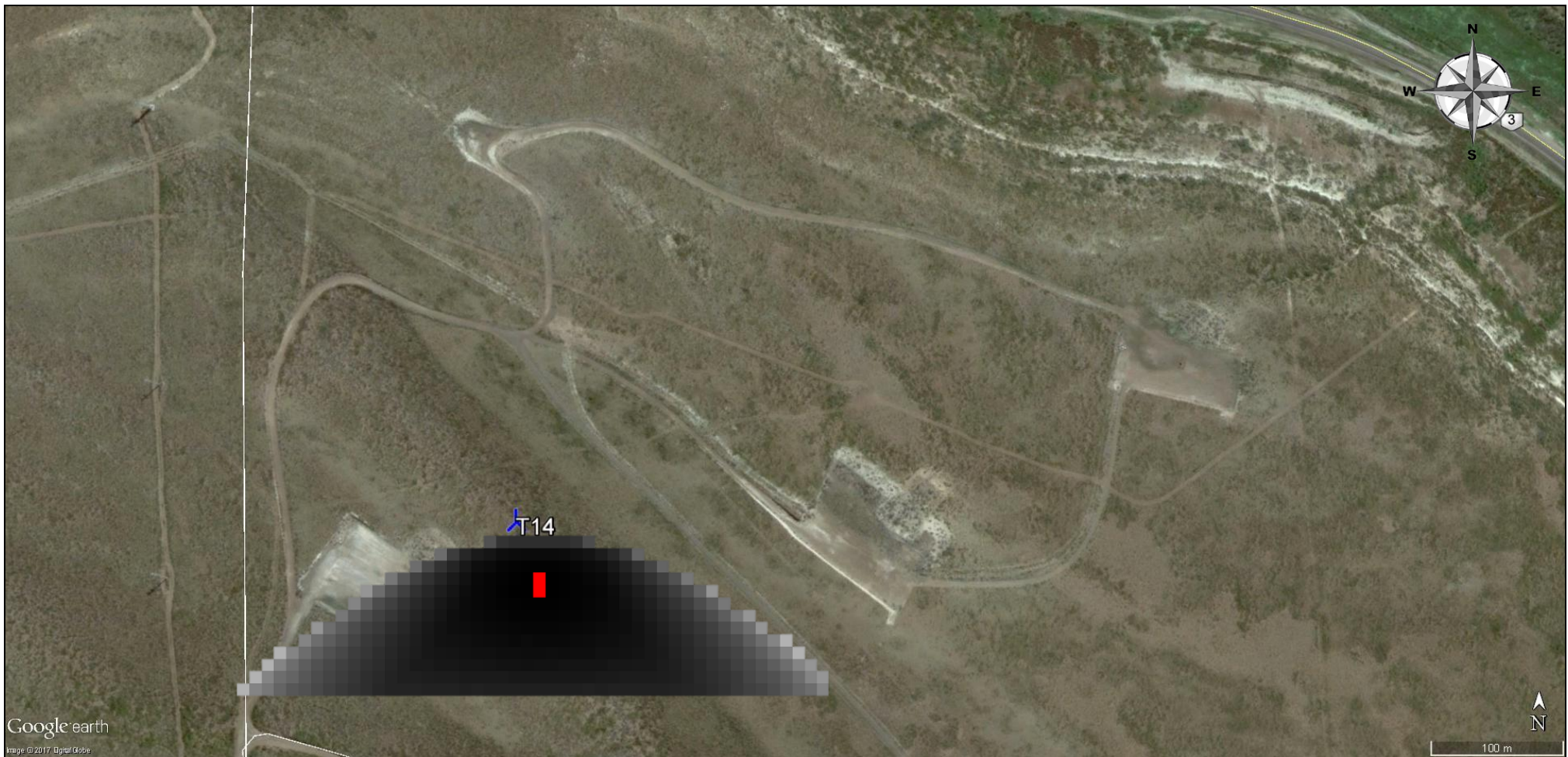
RASA
Renergy Argentina S.A


terramoena
GESTIÓN AMBIENTAL INTEGRADA

Análisis de Ruidos y Sombras
Estudio de Impacto Ambiental
PARQUE EOLICO LOTE 23 I y II 200 MW
Provincia del Chubut

Fuente:
Elaboración Propia
sobre imagen de
Google Earth.
www.windpower.org.

Figura 23. Aerogenerador N° 14: Dibujo de sombra mensual (mas desfavorable) Enero.



Google earth
Image © 2017, DigitalGlobe

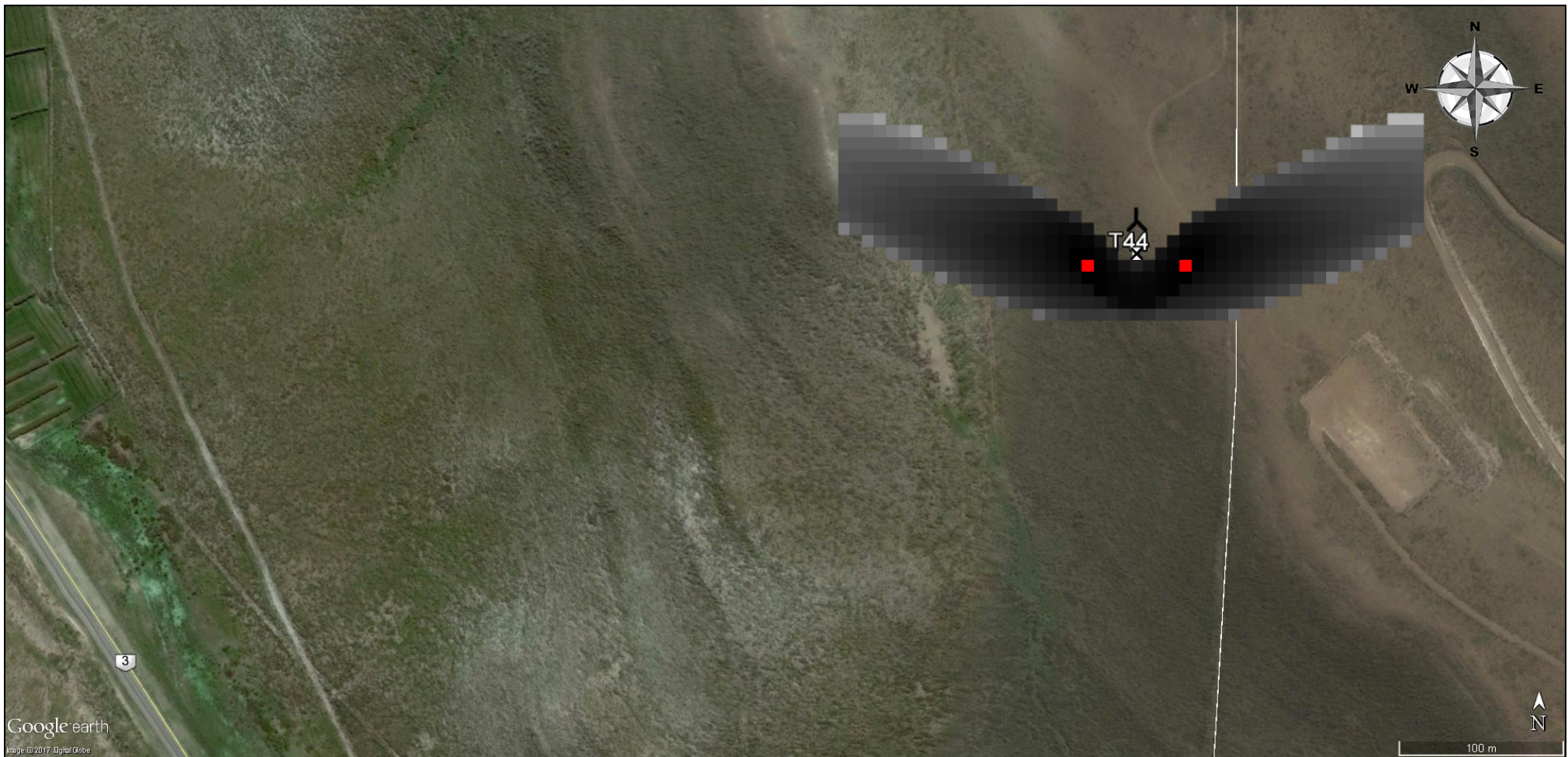
RASA
Renergy Argentina S.A



terramoena
GESTIÓN AMBIENTAL INTEGRADA

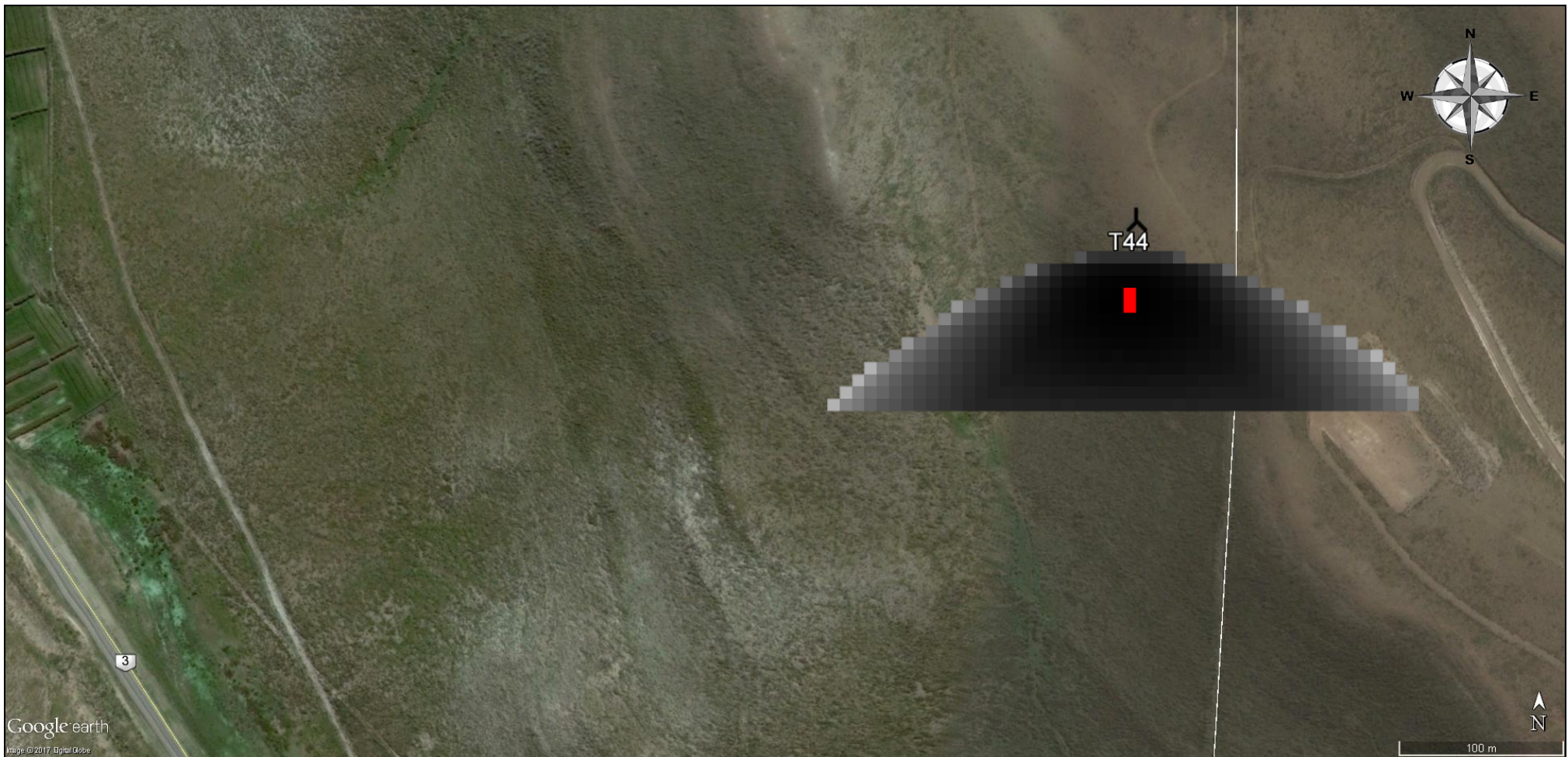
Análisis de Ruidos y Sombras
Estudio de Impacto Ambiental
PARQUE EOLICO LOTE 23 I y II 200 MW
Provincia del Chubut


Fuente:
Elaboración Propia
sobre imagen de
Google Earth.
www.windpower.org

Figura 24. Aerogenerador N° 14: Dibujo de sombra mensual (mas desfavorable). Agosto.



<p>RASA Renergy Argentina S.A</p>	<p>Análisis de Ruidos y Sombras Estudio de Impacto Ambiental <i>PARQUE EOLICO LOTE 23 I y II 200 MW</i> <i>Provincia del Chubut</i></p>	<p>Fuente: Elaboración Propia sobre imagen de Google Earth. www.windpower.org.</p>
<p> terramoena GESTIÓN AMBIENTAL INTEGRADA</p>	<p>Figura 25. Aerogenerador N° 44: Dibujo de sombra mensual (mas desfavorable) Enero.</p>	



<p>RASA Renergy Argentina S.A</p>	<p>Análisis de Ruidos y Sombras Estudio de Impacto Ambiental <i>PARQUE EOLICO LOTE 23 I y II 200 MW</i> <i>Provincia del Chubut</i></p>	<p>Fuente: Elaboración Propia sobre imagen de Google Earth. www.windpower.org.</p>
<p> terramoena GESTIÓN AMBIENTAL INTEGRADA</p>	<p>Figura 26. Aerogenerador N° 44: Dibujo de sombra mensual (mas desfavorable). Agosto</p>	

9.8 Cálculo de sombra WindPRO 3.1

La estimación del efecto shadow flicker ha sido realizada bajo la modalidad “peor escenario”. Dicho escenario considera que no existirán días nublados en todo el año, y que el viento provendrá siempre desde la dirección en la que se encuentra el sol, por lo que la sombra será la máxima potencial a cada momento del día y a lo largo de todo el año.

De ésta forma, el cálculo del peor escenario permite conocer el máximo potencial de afectación del parque eólico. Cabe destacar que, según el régimen de nubosidad y las direcciones de viento predominantes en la zona de estudio, la afectación media anual puede ser significativamente inferior a la estimada por ésta modalidad de cálculo.

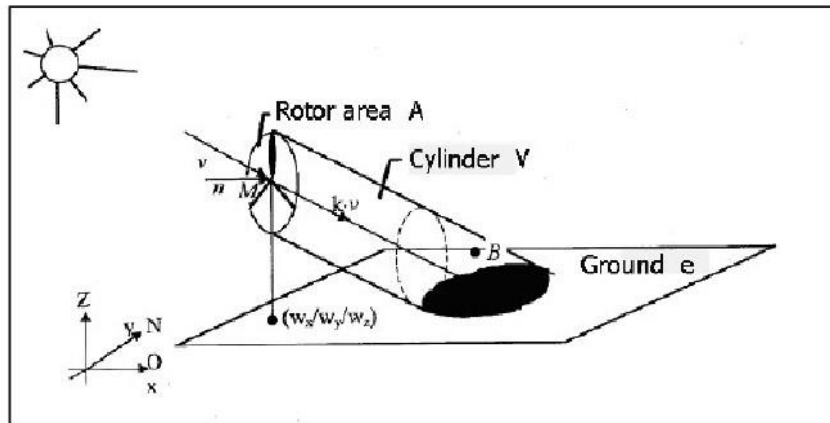


Figura 27. Cálculo shadow flicker

Para el cálculo de peor escenario, se ha utilizado el módulo SHADOW del software WINDPRO. Dicho módulo permite calcular la afectación total junto con la variación anual generada por cada aerogenerador y por el parque eólico en su conjunto.

El límite máximo recomendado en la mayoría de las reglamentaciones y recomendaciones internacionales de referencia, bajo la modalidad peor escenario, es el de 30 horas anuales o 30 minutos diarios de efecto shadow flicker sobre una zona habitada.

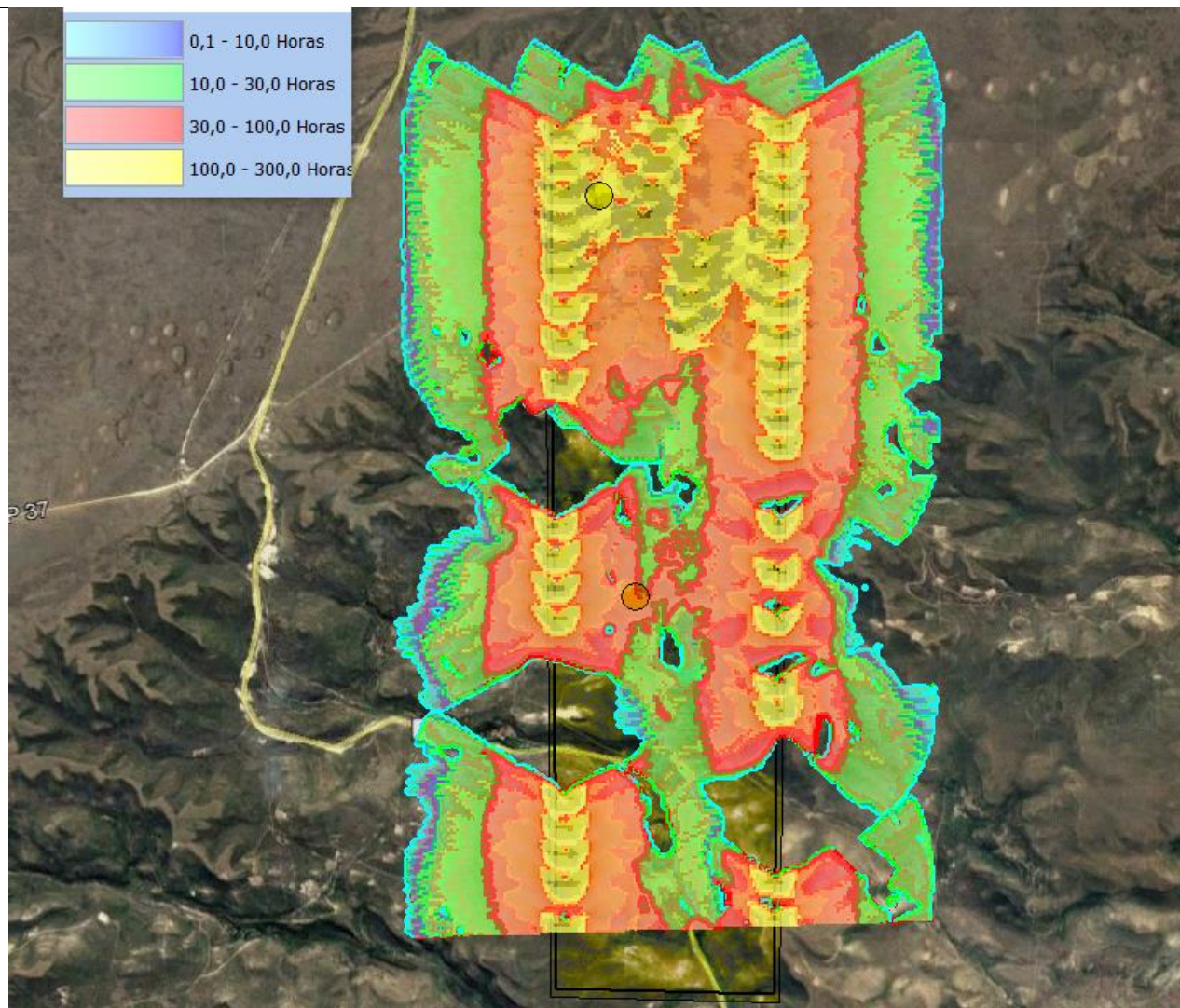
9.8.1 **Receptores potenciales**

Al igual que en la evaluación del impacto acústico, se consideran potenciales receptores de efecto shadow flicker a las construcciones ubicadas a una distancia menor de 1.000 metros de los aerogeneradores. Por lo tanto, no se identificaron potenciales receptores afectados.

9.8.2 **Resultados**

El software WindPRO 3.1 permite calcular el mapa de exposición a este efecto sobre el área de interés. Se realizó esta simulación con los parámetros de peor caso posible, como se explicaba anteriormente, y el resultado se presenta en la Ilustración siguiente:

En el Anexo 6.2 - Reportes de Cálculos de Shadow Flicker - se adjuntan los reportes generados por el software WindPRO, donde se detallan las consideraciones asumidas para el cálculo de shadow flicker del parque eólico.



RASA

Reenergy Argentina S.A

Análisis de Ruidos y Sombras
 Estudio de Impacto Ambiental
 PARQUE EOLICO LOTE 23 I y II 200 MW
 Provincia del Chubut

Fuente:
 Elaboración Propia
 sobre imagen de
 Google Earth.
 WindPRO 3.1


terramoena
 GESTIÓN AMBIENTAL INTEGRADA

Figura 28. Mapa de efecto shadow flicker WINPRO 3.1











9.9 Conclusiones

Analizadas las proyecciones más desfavorables de los aerogeneradores que se encuentran cercanas a la Ruta Nacional N° 3, según este modelo se puede inferir que:

- El cambio que se produce en la intensidad de la luz, causado por el efecto sombra de las palas que se proyecta sobre la vegetación, el suelo, o infraestructura durante el funcionamiento de los aerogeneradores, parecería insignificante, debido fundamentalmente a que en el sitio donde se emplazará el parque eólico no se han identificado potenciales receptores ni poblaciones próximas.
- Al ser un sombreado con insolación con una inclinación por debajo de 3° es despreciable ya que normalmente el enturbiamiento del cielo y barreras físicas mitigan el efecto a un nivel muy bajo.
- Las distancias entre los aerogeneradores y la Ruta Nacional N° 26 parece ser suficiente para que la proyección de las sombras no alcance la misma.
- Las distancias entre los aerogeneradores parece ser suficiente para evitar molestias debido al parpadeo.
- Las sombras en verano se proyectarán con dirección Noroeste y Noreste durante el día.
- En invierno la proyección de la sombra será esencialmente hacia el Sur, por lo que no tendrá relevancia para la ruta.
- Las proyecciones de sombras del resto de los aerogeneradores no producirán afectaciones a la ruta, debido a su distancia.
- El impacto por efecto del parpadeo de sombra se lo considera de escaso a nulo.

10 BIBLIOGRAFÍA

- Centro Regional de Energía Eólica, CONICET, Ministerio de Planificación Federal Inversión Pública y Servicios Secretaría de Energía
- Modelos de Propagación de Ruido en presencia de Bosques. Universidad de Valladolid. España. 2001.
- MVOTMA-DINAMA. Ministerio de vivienda y ordenamiento territorial y Medio Ambiente de Uruguay - Dirección Nacional de Medio Ambiente. Guía para la Evaluación de Impacto Ambiental para Parques Eólicos. GU-DEIA-001-01. Año 2015.
- Norma IRAM 4062, Ruidos Molestos al Vecindario. Método de Medición y Clasificación. Edición 3. 2001.
- WWEA. Asociación Mundial de Energía Eólica. Reporte Anual de energía eólica 2010 .Alemania
- WindPRO 3.1

 Asociación Argentina de Energía Eólica (AAEE)	www.argentinaeolica.org.ar
 Asociación Danesa de la Industria Eólica	www.windpower.org
 Asociación Europea de Energía Eólica (EWEA)	www.ewea.org
 Asociación Latinoamericana de Energía Eólica – LAWEA	www.lawea.org
 Asociación Mundial de Energía Eólica - WWEA – World Wind Energy Association	www.wwindea.org
 Asociación Norteamericana de Energía Eólica (AWEA)	www.awea.org
 ENRE	www.enre.gov.ar
 Google Earth	www.googleearth.com
 Gobierno de la Provincia de Chubut:	www.chubut.gov.ar
 Servicio Meteorológico Nacional:	www.meteofa.gov.ar

11 NORMATIVA

Tabla 30 Normativa de aplicación:
Fuente: Elaboración propia

Documento	Organismo	Numero	Descripción
Norma	IRAM	4062	Ruidos Molestos al Vecindario. Método de Medición y Clasificación. Edición 3. 2001.
Resolución	ENRE	555/01	Planificación Ambiental. Guía de contenidos mínimos
Resolución	ENRE	197/11	Guía de contenidos de los Planes de Gestión Ambiental. Modifica Res 555/01. Incluye Parque Eólicos ARTICULO 4.- Agréguese en el Anexo a la Resolución ENRE N° 555/2001 punto III.3.PROGRAMA DE MONITOREO, el punto III.3.5., con el siguiente texto: "...Los Generadores Eólicos deberán monitorear y registrar: a) Mediciones de niveles de ruidos. b) Mediciones de ruidos posteriores a la ocurrencia de fenómenos naturales extraordinarios
Resolución	SE	304/99	Cumplir con la Norma IRAM N° 4062 "Ruidos molestos al vecindario".
Ley	MAYCDS Chubut	Ley XI N° 35 (antes Ley 5439)	Código Ambiental de la Provincia del Chubut
Decreto	MAYCDS Chubut	185/09	Decreto N° 185/09 Evaluación de Impacto Ambiental - Anexo IV; "Guía para la presentación del EslA", III.D.16. Niveles de ruido, dispone que en el mismo para la Etapa de Operación y Mantenimiento: Indicar la intensidad en dB (tipo de dB) y duración del mismo durante el día y la noche, teniendo en cuenta la distancia a los receptores.

12 ANEXOS

12.1 Anexo I Reporte de Cálculos de Impacto Acústico

12.2 Anexo II Reportes de Cálculos de Shadow Flicker

13 ELABORACIÓN DEL INFORME

	
Lic. Maricel Giaccardi	Lic. Javier De Santos
Revisión y Edición	Responsable Técnico.