

Spettabile,

Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, Direzione Generale per le Valutazioni e Autorizzazioni ambientali

Con la presente si invia modulo di osservazioni relativi al progetto di repowering parco eolico di Bisaccia di proprietà di ERG SpA.

Si allega la seguente documentazione:

- Modulo di osservazioni
- Relazione tecnica
- Documento d'identità legale rappresentante di Cerbis Srl

Cordiali saluti.

CERBIS S.R.L.

Modulo per la presentazione delle osservazioni per i piani/programmi/progetti sottoposti a procedimenti di valutazione ambientale di competenza statale

Presentazione di osservazioni relative alla procedura di:

- Valutazione Ambientale Strategica (VAS) – art.14 co.3 D.Lgs.152/2006 e s.m.i.
 Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) – art.24 co.3 D.Lgs.152/2006 e s.m.i.
 Verifica di Assoggettabilità alla VIA – art.19 co.4 D.Lgs.152/2006 e s.m.i.

(Barrare la casella di interesse)

Il/La Sottoscritto/a _____

(Nel caso di persona fisica, in forma singola o associata)

Il Sottoscritto Raffaele Chiulli

in qualità di legale rappresentante della Pubblica Amministrazione/Ente/Società/Associazione **CERBIS S.r.l.**

(Nel caso di persona giuridica - società, ente, associazione, altro)

PRESENTA

ai sensi del D.Lgs.152/2006, le **seguenti osservazioni** al

- Piano/Programma, sotto indicato
 Progetto, sotto indicato.

(Barrare la casella di interesse)

Progetto di potenziamento dell'impianto eolico di Andretta -Bisaccia (AV). Smantellamento 47 aerogeneratori esistenti e realizzazione di 14 nuovi aereogeneratori, per una potenza complessiva di 63 MW.

Codice procedura: 4828; Proponente: ERG Wind 4 S.r.l.

(inserire la denominazione completa del piano/programma (procedure di VAS) o del progetto (procedure di VIA, Verifica di Assoggettabilità a VIA)

OGGETTO DELLE OSSERVAZIONI

(Barrare le caselle di interesse; è possibile selezionare più caselle):

- Aspetti di carattere generale (es. struttura e contenuti della documentazione, finalità, aspetti procedurali)
 Aspetti programmatici (coerenza tra piano/programma/progetto e gli atti di pianificazione/programmazione territoriale/settoriale)
 Aspetti progettuali (proposte progettuali o proposte di azioni del Piano/Programma in funzione delle probabili ricadute ambientali)
 Aspetti ambientali (relazioni/impatti tra il piano/programma/progetto e fattori/componenti ambientali)
 Altro *(specificare)* **interferenza del progetto di ERG Wind 4 S.r.l. con parchi eolici in esercizio di WinBis S.r.l. e di CERBIS S.r.l.**

ASPETTI AMBIENTALI OGGETTO DELLE OSSERVAZIONI

(Barrare le caselle di interesse; è possibile selezionare più caselle):

- Atmosfera

- Ambiente idrico
- Suolo e sottosuolo
- Rumore, vibrazioni, radiazioni
- Biodiversità (vegetazione, flora, fauna, ecosistemi)
- Salute pubblica
- Beni culturali e paesaggio
- Monitoraggio ambientale
- Altro (*specificare*) **_interferenza del progetto di ERG Wind 4 S.r.l. con parchi eolici in esercizio di WinBis S.r.l. e di CERBIS S.r.l.**

OSSERVAZIONI

Con riferimento al “*progetto di potenziamento dell’impianto eolico di Andretta-Bisaccia (AV). Smantellamento 47 aerogeneratori esistenti e realizzazione di 14 nuovi aerogeneratori, per una potenza complessiva di 63 MW*”, presentato da ERG Wind 4 S.r.l. ai fini del procedimento di Valutazione di Impatto Ambientale presso il Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (cod. procedura 4828, data avvio 08.08.2019), WinBis S.r.l. (di seguito anche “**WinBis**”), in persona del legale rappresentante Dott. Carlo Cirillo, e CERBIS S.r.l. (di seguito, anche “**CERBIS**”), in persona del legale rappresentante Dott. Raffaele Chiulli formulano le seguenti osservazioni.

PREMESSA IN FATTO

A) Impianti eolici di WinBis S.r.l. e di CERBIS S.r.l.

- Con Decreto Dirigenziale n. 68 del 03.04.2008 la Regione Campania, su istanza depositata dal proponente “CER- Consorzio Energie Rinnovabili” con nota del 27.04.2006 (prot. reg. del 28.04.2006), ha autorizzato, ai sensi dell’art. 12, D.Lgs. 387/2003, la costruzione e l’esercizio di un impianto eolico da n. 22 aerogeneratori da 3 MW, per una potenza nominale complessiva di 66 MW, con relative opere connesse ed infrastrutturali, da ubicarsi nel Comune di Bisaccia, località La Toppa-Formicoso.
- Con successivo Decreto Dirigenziale n. 401 del 22.11.2011, la Regione Campania ha volturato a favore di “CER 1” l’impianto eolico già autorizzato con il citato D.D. n. 68/2008, per la sola parte concernente la costruzione e l’esercizio di n. 18 aerogeneratori da 3 MW, nonché relative opere connesse ed infrastrutturali.
- Infine, con Decreto Dirigenziale n. 43 del 26.11.2013, la Regione Campania ha volturato in favore di WinBis il suddetto Decreto Dirigenziale n. 401 del 22.11.2011.
- La restante parte dell’impianto eolico, composta da 4 aerogeneratori, è rimasta nella titolarità di “CER- Consorzio Energie Rinnovabili”, poi trasformatasi in CERBIS.
- In forza dei descritti profili autorizzativi, attualmente WinBis è titolare dell’impianto eolico ubicato nel Comune di Bisaccia, località La Toppa-Formicoso, composto da n. 18

aerogeneratori da 3 MW ciascuno (di seguito, anche “**Impianto WinBis**”).

- L’Impianto WinBis è regolarmente in esercizio a far data dal 1.9.2012.
- Le coordinate degli aerogeneratori dell’Impianto WinBis sono le seguenti:

WTG	Long. Est WGS 84 [m]	Lat. Nord WGS 84 [m]	Altitudine [m]	Modello Aerogeneratore	Altezza m o z z o [m]	Pote n z a n o m i n a l e [k W]
WTG 01	527374	4540089	856,1	VESTAS V90	80	3000
WTG 24	526493	4535747	881,5	VESTAS V90	80	3000
WTG 23	526293	4535973	860	VESTAS V90	80	3000
WTG 22	526013	4536160	842,6	VESTAS V90	80	3000
WTG 5	527663	4538765	929,9	VESTAS V90	80	3000
WTG 6	527994	4538591	901,3	VESTAS V90	80	3000
WTG 7	527818	4538343	932,9	VESTAS V90	80	3000
WTG 12	526223	4539690	848,5	VESTAS V90	80	3000
WTG 13	526331	4539548	861	VESTAS V90	80	3000
WTG 14	526352	4539089	880,1	VESTAS V90	80	3000
WTG 15	526649	4538822	906,3	VESTAS V90	80	3000
WTG 16	526817	4538380	926,1	VESTAS V90	80	3000
WTG 17	526954	4538073	930,3	VESTAS V90	80	3000
WTG 18	527030	4537286	889,9	VESTAS V90	80	3000
WTG 19	527384	4537291	889,5	VESTAS V90	80	3000
WTG 20	527927	4536669	855,1	VESTAS V90	80	3000
WTG 21	525742	4536556	833,1	VESTAS V90	80	3000
WTG 25	526854	4535596	860	VESTAS V90	80	3000

- CERBIS è, invece, titolare dell’impianto eolico ubicato nel Comune di Bisaccia, località La Toppa-Formicoso, composto da n. 4 aerogeneratori da 3 MW ciascuno (“**Impianto CERBIS**”).
- Le coordinate degli aerogeneratori dell’Impianto CERBIS, regolarmente in esercizio a far data dal 01/09/2012. sono le seguenti:

WTG	Long. Est WGS 84 [m]	Lat. Nord WGS 84 [m]	Altitudine [m]	Modello Aerogeneratore	Altezza mozzo [m]	Potenza nominale [kW]
WTG 8	527314	4538625	970	VESTAS V90	80	3000
WTG 9	527346	4538360	980	VESTAS V90	80	3000
WTG 10	527438	4538143	961,3	VESTAS V90	80	3000
WTG 11	527547	4537906	940	VESTAS V90	80	3000

B) Progetto potenziamento ERG

- ERG Wind 4 S.r.l. S.r.l. ha presentato presso il Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (“**MATTM**”) istanza di Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) per il “*progetto di potenziamento dell’impianto eolico di Andretta-Bisaccia (AV). Smantellamento 47 aerogeneratori esistenti e realizzazione di 14 nuovi aerogeneratori, per una potenza complessiva di 63 MW*” (“**Progetto ERG**”).
- Il procedimento di VIA è stato avviato in data 08.08.2019, con avviso al pubblico protocollato il 29.08.2019 e con facoltà di visionare la documentazione progettuale sul portale del MATTM e di presentare osservazioni entro il 28.10.2019.
- In particolare, dal progetto pubblicato emerge che gli aerogeneratori del Progetto ERG saranno posizionati secondo le coordinate geografiche di seguito individuate (cfr. pag. 264 dello Studio di Impatto Ambientale – SIA):

Aerogeneratori di Progetto

ID WTG	Long. Est WGS 84 [m]	Lat. Nord WGS 84 [m]	Altitudine [m]	Modello Aerogeneratore	Altezza mozzo [m]	Potenza nominale [kW]
R-BS01	526714	4540077	864,1	NORDEKN148	105	4500
R-BS02	528088	4530582	864,1	NORDEKN140	105	4500
R-BS03	527104	4530138	930,0	NORDEKN140	105	4500
R-BS04	527018	4542288	810,0	NORDEKN148	105	4500
R-BS05	527373	4542008	820,0	NORDEKN148	105	4500
R-BS06	527882	4541011	828,8	NORDEKN148	105	4500
R-BS07	527867	4541103	859,5	NORDEKN148	105	4500
R-BS08	528148	4540008	870,0	NORDEKN148	105	4500
R-BS09	528285	4530058	864,0	NORDEKN140	105	4500
R-BS10	528888	4530415	888,7	NORDEKN140	105	4500
R-BS11	531055	4538325	840,0	NORDEKN148	105	4500
R-BS12	531399	4538500	833,3	NORDEKN148	105	4500
R-BS13	532008	4538200	814,1	NORDEKN148	105	4500
R-ADD1	526777	4535154	860,0	NORDEKN148	105	4500

- Inoltre, dal piano particellare di esproprio pubblicato sul portale del MATTM risulta che il Progetto ERG sarà localizzato su alcune particelle di proprietà della scrivente WinBis, identificate al Catasto del Comune di Bisaccia al Fg. 56, p.lla 68; Fg. 57, p.lle 471, 467, 460,

459 ed interessate dall'Impianto WinBis.

CONSIDERAZIONI

1. Interferenza tra il Progetto ERG e gli impianti di WinBis e di CERBIS.

1.1 Preliminarmente, è opportuno ricordare che sia il progetto di Impianto WinBis che il progetto di Impianto CERBIS, presentati con risalente istanza del 2006, sono stati autorizzati con Autorizzazione Unica n. 68/2008 della Regione Campania (poi suddivisa, in ragione dei passaggi procedurali rappresentati nella Premessa in Fatto, nei due impianti eolici composti rispettivamente da n. 18 e da n. 4 aerogeneratori).

L'Impianto WinBis e l'Impianto CERBIS sono attualmente in esercizio.

Ai sensi della regolamentazione di settore, la priorità della presentazione dell'istanza di Autorizzazione Unica determina la prevalenza di un progetto rispetto ai successivi, nel senso che quelli depositati dopo dovranno necessariamente adeguarsi e risultare compatibili con il precedente in termini di aree utilizzate, distanze da rispettare, intervisibilità da valutare, interferenze da evitare.

Sul punto, le Linee Guida Nazionali di cui al D.M. 10.09.2010 prescrivono infatti che *“Il procedimento viene avviato sulla base dell'ordine cronologico di presentazione delle istanze di autorizzazione, tenendo conto della data in cui queste sono considerate procedibili ai sensi delle leggi nazionali e regionali di riferimento”* (§ 14.3. delle Linee Guida Nazionali di cui al D.M. 10.09.2010).

Inoltre, la D.G.R. Campania n. 532/2016 valorizza la priorità dell'autorizzazione dell'iniziativa energetica, prevedendo che *“il progetto di un impianto successivo ad un altro già autorizzato e/o realizzato si dovrà adeguare al layout dell'impianto preesistente e da questo trarne le regole di progetto”*.

Ne deriva che il Progetto ERG dovrà adeguarsi all'Impianto WinBis ed all'Impianto CERBIS in caso di rilevate incompatibilità localizzative e funzionali, come di seguito meglio individuate nelle presenti osservazioni.

1.2 Sulla base delle coordinate geografiche degli aerogeneratori indicate nel SIA, occorre in primo luogo evidenziare che il Progetto ERG non solo insiste su aree di titolarità di WinBis già autorizzate con il Decreto Dirigenziale di Autorizzazione Unica n. 68/2008, ma determina anche, per alcuni aerogeneratori dell'Impianto WinBis e dell'Impianto CERBIS, interferenze aerodinamiche, conseguenti perdite di produzione ricollegabili all'effetto scia prodotto dall'esercizio delle nuove apparecchiature (quantificabili in 1690 MWh/anno), rischi di rottura delle pale e necessità di maggiore manutenzione delle stesse a causa delle maggiori vibrazioni dovute alle sollecitazioni prodotte dal Progetto ERG.

In particolare, la Relazione Tecnica allegata ha ravvisato le seguenti interferenze tra aerogeneratori, come rappresentate dalla sottostante tabella:

ID WTG	Long. Est WGS 84 [m]	Lat. Nord WGS 84 [m]	Altitudine [m]	Altezza mozzo [m]	Potenza nominale [kW]
R-BS01	526714	4540077	864,1	105	4500
R-BS02	526968	4539562	894,1	105	4500
R-BS03	527194	4539136	930	105	4500
R-BS04	527016	4542299	810	105	4500
R-BS05	527373	4542009	820	105	4500
R-BS06	527682	4541611	829,9	105	4500
R-BS07	527997	4541103	859,5	105	4500
R-BS08	528149	4540659	870	105	4500
R-BS09	528285	4539958	864	105	4500
R-BS10	528688	4539415	888,7	105	4500

Pertanto, ERG Wind 4 S.r.l., pur avendo riportato nel SIA (§ 10.0, pag. 264, “*Aerogeneratori di altri produttori (CER)*”) un elenco degli aerogeneratori dell’Impianto WinBis e dell’Impianto CERBIS, non ha evidentemente valutato le interferenze sullo stesso generate dal proprio progetto.

L’eccessiva vicinanza degli aerogeneratori indicati nel SIA con i codici R-BS01, R-BS02, R-BS03, R-AD01 rispetto agli aerogeneratori di WinBis rispettivamente individuati con i codici WTG1, WTG12, WTG13, WTG15, WTG25 ed agli aerogeneratori di CERBIS individuati con i codici WTG08, risulta peraltro in contrasto anche con le disposizioni nazionali e regionali formulate a tutela del paesaggio, della produttività delle iniziative preesistenti e delle condizioni di sicurezza di aree (come quella di specie) interessate da una pluralità di impianti eolici.

In particolare, il posizionamento dei citati aerogeneratori del Progetto ERG:

- risulta in contrasto con la prescrizione di cui al § 3.2, lett. n) dell’Allegato 4 del D.M. 10.09.2010 (Linee Guida Nazionali), laddove prevede che “*una mitigazione dell’impatto sul paesaggio può essere ottenuta con il criterio di assumere una distanza minima tra le macchine di 5-7 diametri sulla direzione prevalente del vento e di 3-5 diametri sulla direzione perpendicolare a quella prevalente del vento*”;
- in via generale, viola la disposizione di cui al § 3.2, lett. k) dell’Allegato 4 del D.M. 10.09.2010, ove prescrive che “*la scelta del luogo di ubicazione di un nuovo impianto eolico*

deve tener conto anche dell'eventuale preesistenza di altri impianti eolici sullo stesso territorio. In questo caso va, infatti, studiato il rapporto tra macchine vecchie e nuove rispetto alle loro forme, dimensioni e colori”;

- non rispetta quanto prescritto dalla D.G.R. Campania n. 532/2016, ove dispone che *“La distanza teorica consigliata tra le macchine di un impianto eolico è pari a cinque volte il diametro del cerchio tracciato dalle pale per evitare effetti di turbolenza”;*

Le distanze minime prescritte sono anche necessarie per diminuire e, ove possibile, eliminare, il cosiddetto “effetto scia”, che si verifica quando il flusso del vento, nell’incontrare un aerogeneratore, crea turbolenze foriere di perdite di produzione nell’aerogeneratore che le subisce. Peraltro, i nuovi aerogeneratori del Progetto ERG sono di rilevanti dimensioni (diametro del rotore massimo di 150 m; altezza complessiva massima di 180 m; potenza unitaria di 4,5 MW), con ulteriore aggravio degli effetti pregiudizievoli che deriverebbero dall’autorizzazione del Progetto ERG.

Ciò, senza considerare che la diversità tipologica delle nuove apparecchiature rispetto a quelle di altri operatori già installate ed in esercizio nella medesima area determinerebbe anche un ulteriore pregiudizio sul paesaggio, come confermato dalle prescrizioni della D.G.R. Campania n. 532/2016, laddove chiarisce che *“Al fine di garantire una maggiore armonia è opportuno utilizzare, nell’ambito territoriale di riferimento, macchine aventi caratteristiche simili a quelle eventualmente preesistenti”.*

La giurisprudenza amministrativa, nel valutare le interferenze tra impianti, non solo ha richiamato le menzionate disposizioni regolamentari relative alla distanza da rispettare tra aerogeneratori, ma ha anche confermato che una tassativa condizione di sicurezza da rispettare riguarda le ipotesi di aggravamento delle turbolenze e delle scie, come documentate tramite apposite relazioni tecniche.

Orbene, nel caso di specie si allega, a formare parte integrante delle presenti osservazioni, la Relazione Tecnica redatta dallo Studio Rinnovabili, dimostrativa delle suddette interferenze aerodinamiche, del connesso pregiudizio economico dovuto alle mutate e peggiorative condizioni di producibilità e di sicurezza delle apparecchiature, nonché del rilevante impatto paesaggistico derivante dal mancato rispetto delle distanze tra aerogeneratori e dai conseguenti fenomeni di intervisibilità e di interferenza (**All. 3**).

1.3 Sotto altro profilo, non persuade l’analisi di impatto acustico del Progetto ERG, posto che – come evidenziato in dettaglio nella Relazione Tecnica allegata alle presenti osservazioni – la proponente misura il rumore di fondo in sette (7) ricettori localizzati nelle vicinanze dell’attuale parco eolico ERG. Dall’analisi del proponente e, soprattutto, dalla scelta dei

ricettori da considerare, emerge che il rumore di base misurato comprende quello dell'attuale parco eolico in esercizio di ERG Wind 4, a cui andrà aggiunto il rumore che la proponente intende immettere nell'ambiente con la realizzazione dell'iniziativa energetica in oggetto. In altri termini, il proponente utilizza il rumore di base prodotto dal proprio attuale parco eolico per poter immettere, con il nuovo progetto, rumore aggiuntivo nell'ambiente.

Inoltre, la vicinanza tra gli aerogeneratori del Progetto ERG con quelli degli impianti eolici in esercizio di WinBis e di CERBIS rischia di danneggiare le scriventi Società, atteso che, in caso di richieste di risarcimento per i danni alla salute, promosse dai soggetti residenti nei fabbricati limitrofi a causa della non tollerabilità delle immissioni acustiche prodotte dagli impianti eolici, sarà molto difficile distinguere la parte del rumore proveniente dal Progetto ERG rispetto a quello già prodotto dagli aerogeneratori esistenti di WinBis e di CERBIS.

Infatti, come rilevato nella Relazione Tecnica allegata, non v'è dubbio che alcuni ricettori subiranno un rilevante aumento delle immissioni acustiche, oltre i limiti consentiti dalla normativa di riferimento.

Pertanto, le scriventi Società potrebbero subire gravi ed ingiusti pregiudizi economici dall'aggiunta delle immissioni acustiche del Progetto ERG rispetto a quelle già prodotte dall'Impianto WinBis e dall'Impianto CERBIS, qualora i soggetti residenti nei pressi degli aerogeneratori dovessero dimostrare che, a causa delle intollerabili immissioni acustiche derivanti dall'esercizio dei parchi eolici in esercizio nella zona, sia stato leso il loro diritto primario alla salute.

In particolare, il limite della tutela della salute è da ritenersi ormai intrinseco nell'attività di produzione oltre che nei rapporti di vicinato, alla luce di un'interpretazione costituzionalmente orientata, dovendo considerarsi prevalente rispetto alle esigenze della produzione il soddisfacimento ad una normale qualità della vita; ne deriva l'illiceità delle immissioni acustiche determinate da un'attività produttiva che superino i normali limiti di tollerabilità (da verificarsi in riferimento alle condizioni del fondo che le subisce) fissati, nel pubblico interesse, da leggi o regolamenti.

Si rinvia alla Relazione Tecnica allegata per le ulteriori considerazioni in merito alle difformità dell'analisi del proponente rispetto alle norme tecniche di riferimento in materia di impatto acustico.

1.4 Anche con riferimento all'ombreggiamento derivante dall'esercizio del nuovo Progetto ERG, la relazione allegata evidenzia, tra l'altro, che l'incremento dell'ombreggiamento derivante dal progetto ERG (effetto anche quadruplicato rispetto ad oggi), tanto più ove considerato unitamente a quello provocato dalle turbine degli altri parchi eolici limitrofi,

potrebbe essere oggetto di contestazioni da parte dei soggetti interessati.

Ciò aggraverebbe, per numerosi recettori, il fenomeno dello *shadow flickering*, che dovrebbe, invece, essere mitigato per attutire l'intermittenza della luce solare provocata dalla rotazione delle pale eoliche.

Peraltro, come evidenziato nella Relazione Tecnica allegata, l'impatto dell'ombreggiamento intermittente investe anche recettori che non sono stati elencati dal proponente, ed in particolare in aree densamente abitate del Comune di Bisaccia.

2. Localizzazione del Progetto ERG su aree già autorizzate per l'Impianto WinBis.

2.1 Come accennato al precedente paragrafo 1, dal piano particellare di esproprio pubblicato sul portale del MATTM risulta che parte del Progetto ERG (cavidotto, viabilità, sottostazione elettrica) insisterebbe sulle medesime aree dell'Impianto WinBis già dichiarate di pubblica utilità mediante la citata Autorizzazione Unica n. 68/2008, utilizzate per la realizzazione dell'Impianto WinBis ed attualmente destinate all'esercizio di quest'ultimo.

E' evidente, quindi, che tali aree, già destinate ad un impianto eolico di pubblica utilità, non possano essere espropriate/asservite ai fini della realizzazione di una diversa iniziativa energetica successivamente presentata ed incompatibile con la precedente.

In particolare, le aree di titolarità di WinBis inserite nel piano particellare di esproprio e già comprese nell'Autorizzazione Unica dell'Impianto WinBis, sono le seguenti (come risultanti dai frazionamenti medio tempore intervenuti):

- Fg. 56, p.lla 68;
- Fg. 57, p.lle 471 (ex P.lla. 234), 467 (ex P.lla 56, 460 (ex P.lla 57), 459 (ex P.lla 58).

A tal proposito, dagli elaborati grafici progettuali si osserva che il tracciato del cavidotto del Progetto ERG si interseca con quello dell'autorizzato Impianto WinBis, nonché con quello dell'autorizzato Impianto CERBIS, con conseguente pregiudizio al loro esercizio, alla sicurezza dell'esistente linea di connessione e con aggravio dei costi di riparazione/manutenzione della stessa [vedasi pag. 15 e 16 della relazione tecnica allegata].

In altri termini, la prescelta localizzazione del Progetto ERG determina non solo un'interferenza aerodinamica (come descritta nel precedente paragrafo), ma anche una interferenza di natura tecnico-impiantistica, posto che il cavidotto da realizzarsi insiste sulle medesime particelle in cui è ubicato il cavidotto dell'Impianto WinBis e presenta con lo stesso e con quello di CERBIS tratti di intersezione. Questo comporterebbe la necessità da parte di Winbis e CERBIS di interrompere la produzione durante le fasi di costruzione e manutenzione della connessione del proposto impianto ERG e viceversa.

2.2 Parimenti, parte della nuova sottostazione elettrica utente per la connessione alla RTN

insisterebbe su particelle di titolarità di WinBis funzionali all'esercizio del suo impianto eolico.

Al riguardo, giova rilevare l'illogicità della scelta progettuale di realizzare una nuova sottostazione in luogo dell'utilizzo di quella già esistente a servizio dell'attuale impianto eolico di ERG Wind 4 S.r.l.

Palese è il contrasto di tale scelta con quanto disposto dalle Linee Guida Nazionali di cui al D.M. 10.09.2010, ove prescrivono che “La riduzione al minimo di tutte le costruzioni e le strutture accessorie favorirà la percezione del parco eolico come unità” (§ 3.2, lett. p) dell'Allegato 4 del D.M. 10.09.2010).

Trattasi, evidentemente, di una soluzione peggiorativa rispetto all'impatto paesaggistico del progetto di ripotenziamento in questione, considerata la conseguente, necessaria variazione del tracciato del cavidotto originario e l'occupazione di un'area ulteriore in una zona già connotata dalla presenza di numerosi impianti eolici e relative opere connesse ed infrastrutturali.

Per tutte le osservazioni sopra esposte, WinBis S.r.l. e CERBIS S.r.l., come sopra rappresentate,

CHIEDONO

con riferimento al *“Progetto di potenziamento dell'impianto eolico di Andretta-Bisaccia (AV). Smantellamento 47 aerogeneratori esistenti e realizzazione di 14 nuovi aerogeneratori, per una potenza complessiva di 63 MW”*, presentato da ERG Wind 4 S.r.l. al Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare ai fini della procedura di Valutazione di Impatto Ambientale (VIA), tenuto conto del layout degli impianti eolici di WinBis S.r.l. e di CERBIS S.r.l., ubicati nel Comune di Bisaccia, località La Toppa-Formicoso, autorizzati con D.D. della Regione Campania n. 68/2008:

- 1) che siano eliminati/delocalizzati gli aerogeneratori del menzionato progetto di potenziamento di ERG Wind 4 S.r.l., identificati con i codici R-BS01, R-BS02, R-BS03, R-BS04, R-BS05, R-BS06, R-BS07, R-BS08, R-BS09, R-BS10, in quanto interferenti con quelli dell'impianto eolico in esercizio di titolarità di WinBis S.r.l. identificati con i codici WTG1, WTG5, WTG6, WTG12, WTG13, WTG14, WTG15, WTG16, WTG17, e con quello dell'impianto eolico in esercizio di titolarità di CERBIS S.r.l. identificato con il codice WTG8 nonché pregiudizievoli per le scriventi società nei termini evidenziati nell'allegata relazione tecnica;
- 2) che sia modificato il tracciato del cavidotto in modo che lo stesso non si intersechi e,

comunque, non interferisca tecnicamente con il cavidotto dell'impianto eolico di titolarità di WinBis S.r.l. e con il cavidotto dell'impianto eolico di CERBIS S.r.l. e non insista su aree già comprese nell'Autorizzazione Unica rilasciata a WinBis S.r.l. ed a CERBIS S.r.l.;

- 3) che sia eliminata la nuova sottostazione elettrica, con utilizzo della sottostazione già esistente a servizio dell'attuale impianto eolico di ERG Wind 4 S.r.l.;
- 4) in subordine, che la nuova sottostazione elettrica sia delocalizzata in modo da non insistere sull'area già compresa nell'Autorizzazione Unica dell'impianto eolico di titolarità di WinBis S.r.l. e da non interferire tecnicamente con quest'ultimo e con l'impianto eolico di CERBIS S.r.l..

Il/La Sottoscritto/a dichiara di essere consapevole che, ai sensi dell'art. 24, comma 7 e dell'art.19 comma 13, del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i., le presenti osservazioni e gli eventuali allegati tecnici saranno pubblicati sul Portale delle valutazioni ambientali VAS-VIA del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (www.va.minambiente.it).

Tutti i campi del presente modulo devono essere debitamente compilati. In assenza di completa compilazione del modulo l'Amministrazione si riserva la facoltà di verificare se i dati forniti risultano sufficienti al fine di dare seguito alle successive azioni di competenza.

ELENCO ALLEGATI

Allegato 1 - Dati personali del soggetto che presenta l'osservazione

Allegato 2 - Copia del documento di riconoscimento in corso

Allegato 3_ **Relazione tecnica denominata "Analisi degli impatti cumulativi di una proposta repowering sui parchi WinBis e CERBIS"** _____ *(inserire numero e titolo dell'allegato tecnico se presente)*

Luogo e data Roma, 25/10/2019

(inserire luogo e data)

Il/La dichiarante

Raffaele Chiulli Legale Rappresentante



(Firma)

Analisi degli impatti cumulativi di una proposta repowering sui parchi WinBis e CerBis

Cliente: WinBis - CerBis



SR International s.r.l.

Sede legale: C..so Vittorio Emanuele II, 282-284 – 00186 Roma - +39 06 8079555

Partita IVA e Cod. Fisc. 13457211004 - Capitale Sociale € 10.000.

Azienda con sistema di gestione qualità ISO 9001 certificata da Bureau Veritas Italia S.p.A.

www.studiorinnovabili.it - info@studiorinnovabili.it

*Progetto
Project*

BSC

*Cliente/Proponente
Customer/Developer*

WinBis - CerBis

Nr. Doc:

O19100XXAB

Tipo di documento: **DDT**
Document type:

File:

Data: 25.10.2019
Date:

Materia: **E**
Subject:

REV	DATA	DESCRIZIONE DELLA REVISIONE
	<i>Date</i>	<i>Description of revisions</i>
A	23.10.19	Emissione draft

PREPARATO
Prepared
AB, AP, MO, DM, FL

CONTROLLATO
Checked
AB, DM

APPROVATO
Approved

AUTORIZZAZIONE SR International srl
Approval

Copyright © 2019 SR international s.r.l.
Tutti i diritti riservati

Nessuna parte di questa pubblicazione può essere riprodotta, memorizzata in sistemi di recupero o trasmessa in qualsiasi forma o con qualsiasi mezzo elettronico, meccanico, fotocopie, registrazione o altrimenti, senza la previa autorizzazione scritta della società SR international srl.

Avviso di non responsabilità

Studio Rinnovabili ritiene che le informazioni e le opinioni espresse in questo lavoro siano valide, ma manifesta che tutte le parti debbano fare affidamento sulla loro competenza e giudizio nel farne uso. Studio Rinnovabili non si assume alcuna responsabilità verso chiunque per qualsiasi perdita o danno derivante da questa relazione.

GLOSSARIO

AC	Corrente alternata
AEEG	Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas
BAT	Migliori Tecniche Disponibili
CIP	Comitato interministeriale dei prezzi
CIPE	Comitato interministeriale programmazione economica
DC	Corrente continua
DGR	Decreto Giunta Regionale
DM	Decreto ministeriale
DPCM	Decreto del Presidente Consiglio dei ministri
ENEL	Operatore locale del sistema di trasmissione
ER	Energia rinnovabile
GHG	Gas ad effetto serra
GME	Gestore del mercato elettrico
IAFR	Domanda da presentare al GSE per iniziare un impianto di ER
MAP	Ministero delle attività produttive
MT	Media tensione
NA	Non ammissibili
NC	Non comunicati
NN	Non necessario
PRG	Piano Regolatore Comunale
RTI	Raggruppamento temporaneo di imprese
SR	Studio Rinnovabili
TERNA	Operatore del sistema di trasmissione nazionale
UTF	Ufficio tecnico di finanza
WTG	Wind Turbine Generator

INDICE

INDICE	5
INDICE FIGURE	5
INDICE TABELLE	6
1. SINTESI E CONCLUSIONI	7
2. PREMESSA	8
3. ANALISI DEGLI IMPATTI SULLA PRODUZIONE E SULLA CLASSE	11
3.1. Calcolo delle perdite di produzione.....	11
3.2. Calcolo delle perdite di produzione.....	12
3.3. Osservazioni sulle interferenze tra le reti di connessione.....	14
4. ANALISI DEGLI IMPATTI AMBIENTALI CUMULATIVI	17
4.1. Osservazioni sulla valutazione acustica.....	17
4.2. Osservazioni sulla valutazione di ombreggiamento intermittente.....	21
4.3. Osservazioni sul calcolo della gittata.....	24
4.4. Impatto paesaggistico.....	24
4.5. Verifica sui vincoli.....	26
4.6. Osservazioni sulla distanza dalle strade.....	28
4.7. Osservazioni sull'impatto su flora e fauna.....	28
4.8. Osservazioni sulle interferenze elettromagnetiche.....	28
5. APPENDICE A – TURBOLENZA ALLE TURBINE	29

Indice figure

Figura 1 – Rose dei venti.....	8
Figura 2 – Layout zona Nord dell'impianto proposto e degli impianti WinBis e CERBIS.....	9
Figura 3 – Layout zona Sud dell'impianto proposto e degli impianti WinBis.....	10
Figura 4 – Incroci cavidotti.....	15
Figura 5 – Incroci cavidotti.....	15
Figura 6 – Incroci cavidotti.....	16
Figura 7 – Incroci cavidotti.....	16
Figura 8 – Da questa immagine si vede come il posizionamento dei rilevatori di misura del rumore di fondo (rombi) non appare ben correlato alla posizione dei ricettori ma piuttosto a misurare vicino alle macchine attuali che chiaramente elevano il rumore di fondo.....	18
Figura 9 – Questa immagine descrive la differenza in dB tra il rumore prodotto dalle turbine nella situazione attuale rispetto alla situazione proposta. Si vede come la gran parte della zona riceve una quantità di rumore superiore al precedente situazione. La maggioranza dei recettori considerati dal proponente ha un aggravio di rumore (colori giallo e grigio in particolare). Viceversa le zone che hanno una diminuzione di rumore (verde) sono molto limitate.....	19
Figura 10 – Impatto dovuto all'attuale impianto del proponente. Da questa immagine si vede che il contributo all'ombreggiamento intermittente del parco del proponente come è attualmente conformato è ad oggi per la quasi totalità dei ricettori che il proponente ha identificato inferiore alle 50 ore all'anno.....	22
Figura 11 – Impatto dovuto al proposto impianto del proponente. Da qui si vede che l'ombreggiamento intermittente della parte nord del parco proposto pone la gran parte dei ricettori a rischio di un impatto superiore alle 50 ore all'anno e in alcuni casi fino a 200 ore all'anno.....	23
Figura 12 – Impatto su Bisaccia nuova dell'ombra intermittente. Tra le zone colpite oltre 30 ore/anno (blu) una parte visibilmente urbanizzata.....	24
Figura 13 – Immagine da cui si vede che le macchine R-BS01, R-BS02, e R-BS03 (1001, 1002, 1003 nell'immagine) del proponente non soddisfano il requisito minimo della distanza di 5 diametri sulla direzione prevalente del vento e di 3 diametri sulla direzione perpendicolare a quella prevalente del vento dagli aerogeneratori Winbis.....	25

Figura 14 – Immagine da cui si vede che la macchina R-AD01 (1014 nell’immagine) del proponente non soddisfa il requisito minimo della distanza di 5 diametri sulla direzione prevalente del vento e di 3 diametri sulla direzione perpendicolare a quella prevalente del vento dagli aerogeneratori Winbis.....	26
Figura 15 – Immagine da cui si vede che le macchine R-BS01, R-BS02, e R-BS03 (1001, 1002, 1003 nell’immagine) del proponente non soddisfano il requisito minimo della distanza di 5 diametri dagli aerogeneratori Winbis e CERBIS espresso dalla Regione Campania nella DGR 532/2016	27
Figura 16 – Immagine della turbolenza alla turbina WTG1.....	29
Figura 17 – Immagine della turbolenza alla turbina WTG24	29
Figura 18 – Immagine della turbolenza alla turbina WTG23	30
Figura 19 – Immagine della turbolenza alla turbina WTG22	30
Figura 20 – Immagine della turbolenza alla turbina WTG5.....	31
Figura 21 – Immagine della turbolenza alla turbina WTG6.....	31
Figura 22 – Immagine della turbolenza alla turbina WTG7.....	32
Figura 23 – Immagine della turbolenza alla turbina WTG8.....	32
Figura 24 – Immagine della turbolenza alla turbina WTG9.....	33
Figura 25 – Immagine della turbolenza alla turbina WTG10	33
Figura 26 – Immagine della turbolenza alla turbina WTG11	34
Figura 27 – Immagine della turbolenza alla turbina WTG12	34
Figura 28 – Immagine della turbolenza alla turbina WTG13	35
Figura 29 – Immagine della turbolenza alla turbina WTG14	35
Figura 30 – Immagine della turbolenza alla turbina WTG15	36
Figura 31 – Immagine della turbolenza alla turbina WTG16	36
Figura 32 – Immagine della turbolenza alla turbina WTG17	37
Figura 33 – Immagine della turbolenza alla turbina WTG18	37
Figura 34 – Immagine della turbolenza alla turbina WTG19	38
Figura 35 – Immagine della turbolenza alla turbina WTG20	38
Figura 36 – Immagine della turbolenza alla turbina WTG21	39
Figura 37 – Immagine della turbolenza alla turbina WTG25	39

Indice tabelle

Tabella 1 – In questa immagine si illustra come a causa dell’aumento delle scie dovute ai nuovi aerogeneratori aerodinamicamente più ingombranti si genera una perdita di produzione degli impianti Winbis e Cerbis.....	12
Tabella 2 – In questa immagine l’incremento di turbolenza delle turbine (parte 1).....	13
Tabella 3 – In questa immagine l’incremento di turbolenza delle turbine (parte 2).....	14
Tabella 4 – In questa immagine si illustra una misurazione del rumore notturno vs vento eseguita nelle notti dall’11 al 16 ottobre presso il ricettore R31 ed analizzata con diversi modelli di rumore di fondo....	20

1. SINTESI E CONCLUSIONI

Winbis e CERBIS stanno verificando il proposto repowering di ERG nei comuni di Bisaccia e Andretta. Hanno incaricato Studio Rinnovabili di effettuare una valutazione delle conseguenze in termini di esercizio dei loro parchi e delle interferenze.

Si è modellizzata l'area con i dati orografici, di rugosità, con i dati anemometrici e di produzione energetica, per stabilire le reciproche interferenze aerodinamiche e le relative perdite elettriche, per manutenzione e stress meccanico dovute alla presenza dell'altro impianto. Con questo modello abbiamo calcolato le produzioni delle turbine con la configurazione attuale, confrontandola con la situazione proposta. In 21 turbine su 22 vi è una diminuzione di produzione.

Il risultato in dettaglio è mostrato nella Tabella 1 che indica come il cambiamento del layout del parco e delle turbine della società Erg creerebbe un danno economico in termini di riduzione di produzione alle due società Winbis e Cerbis di **1690 MWh/anno**.

Inoltre vi sarebbe in 21 turbine su 22 un aumento di turbolenza che **in 6 casi porta al cambiamento della classe delle turbine**, rendendole potenzialmente non più a norma IEC 61400. Questo porterebbe anche ad un aggravio delle spese di manutenzione delle turbine, oltre che ad un loro deperimento accelerato.

Danni tecnici derivano anche dalla interferenza tra le due reti di connessione a causa di soste forzate durante la costruzione e la manutenzione dei cavi.

Per quanto riguarda i danni ambientali, si osserva che il livello di dettaglio della VIA è in vari punti fin troppo superficiale, eseguito in difformità dalle norme che dichiara di seguire, e manca di analizzare in dettaglio molti impatti cumulativi generati dal progetto.

In particolare si sono verificati aumentati impatti cumulativi almeno nelle **analisi acustiche, di ombreggiamento intermittente, di gittata della pala in caso di rottura, di impatto paesaggistico, di infrazione dei vincoli ambientali, di impatto elettromagnetico**.

2. PREMESSA

WINBIS è una azienda attiva nella progettazione, sviluppo, costruzione e gestione di impianti per la produzione di energia da fonte rinnovabile, in particolare da fonte eolica. Tra gli altri, la WINBIS partecipa insieme a CERBIS alla gestione dell'impianto eolico di Bisaccia della potenza nominale complessiva di 66 MW, situato nel comune di Bisaccia, in provincia di Avellino, regione Campania.

Per questo impianto, già in esercizio, la WINBIS necessita di una perizia tecnica finalizzata a determinare l'eventuale interferenza di alcune macchine dell'impianto stesso con le macchine di un impianto eolico proposto dalla società ERG 4 Wind di 63 MW che dovrebbe sostituire un impianto esistente costituito da 47 turbine eoliche della potenza complessiva di 30 MW.

STUDIO RINNOVABILI è una società di consulenza certificata che fornisce servizi nel campo delle energie rinnovabili, e tra questi: analisi di dati vento, studi anemologici, asseverazioni tecniche e progettazione di impianti eolici.

Il documento è diviso in due parti. Una prima parte rappresenta il report relativo all'attività di analisi e di elaborazione dei dati anemometrici e produzione energetica dei due progetti, tesa a stabilire le reciproche interferenze aerodinamiche e le relative perdite elettriche, per manutenzione e stress meccanico dovute alla presenza dell'altro impianto.

Nella seconda parte il documento analizza altri tipi di interferenze che come ad esempio l'impatto cumulativo sotto vari aspetti: acustico, di ombreggiamento, e di altro tipo.

Il lavoro è principalmente basato sulle seguenti informazioni e dati forniti a Studio Rinnovabili dal committente:

- Dati di vento misurati sul sito, caratteristiche degli anemometri utilizzati (riassunto in Figura 1 – Rose dei venti)
- Dati di vento della torre di misura di parco
- Report di installazione e di manutenzione delle stazioni anemometriche
- Layout effettivo dei due impianti (riassunto in Figura 2, e Figura 3)
- Dimensioni, caratteristiche tecniche, tipologia e specifiche tecniche degli aerogeneratori di impianto
- Documenti della VIA della ERG

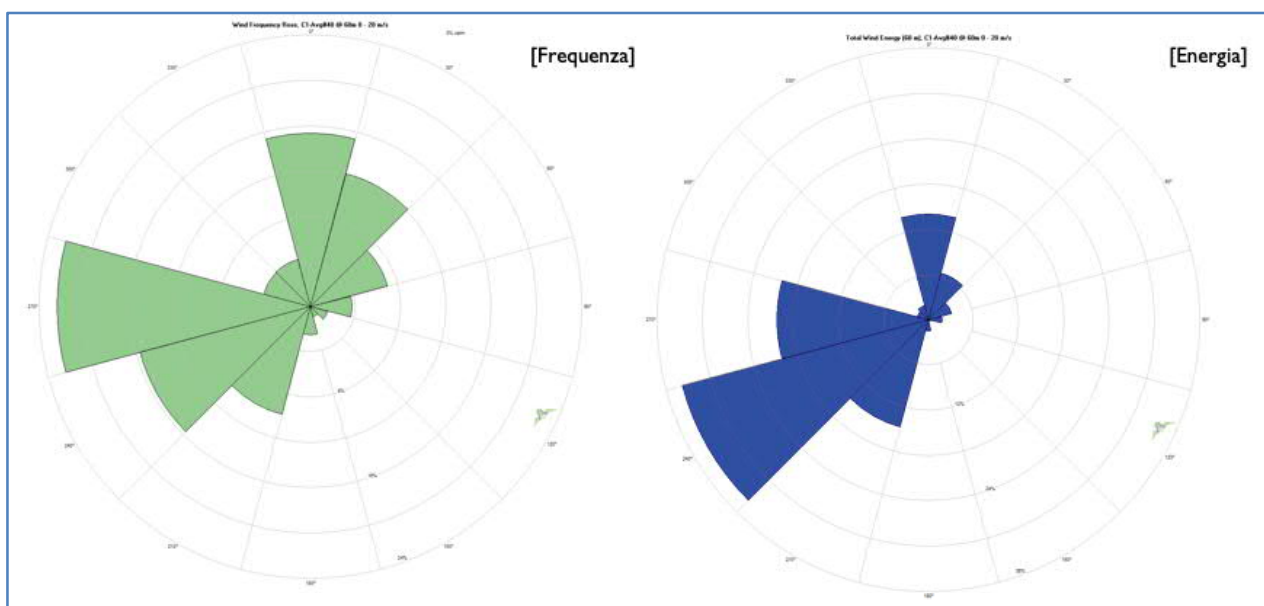


Figura 1 – Rose dei venti

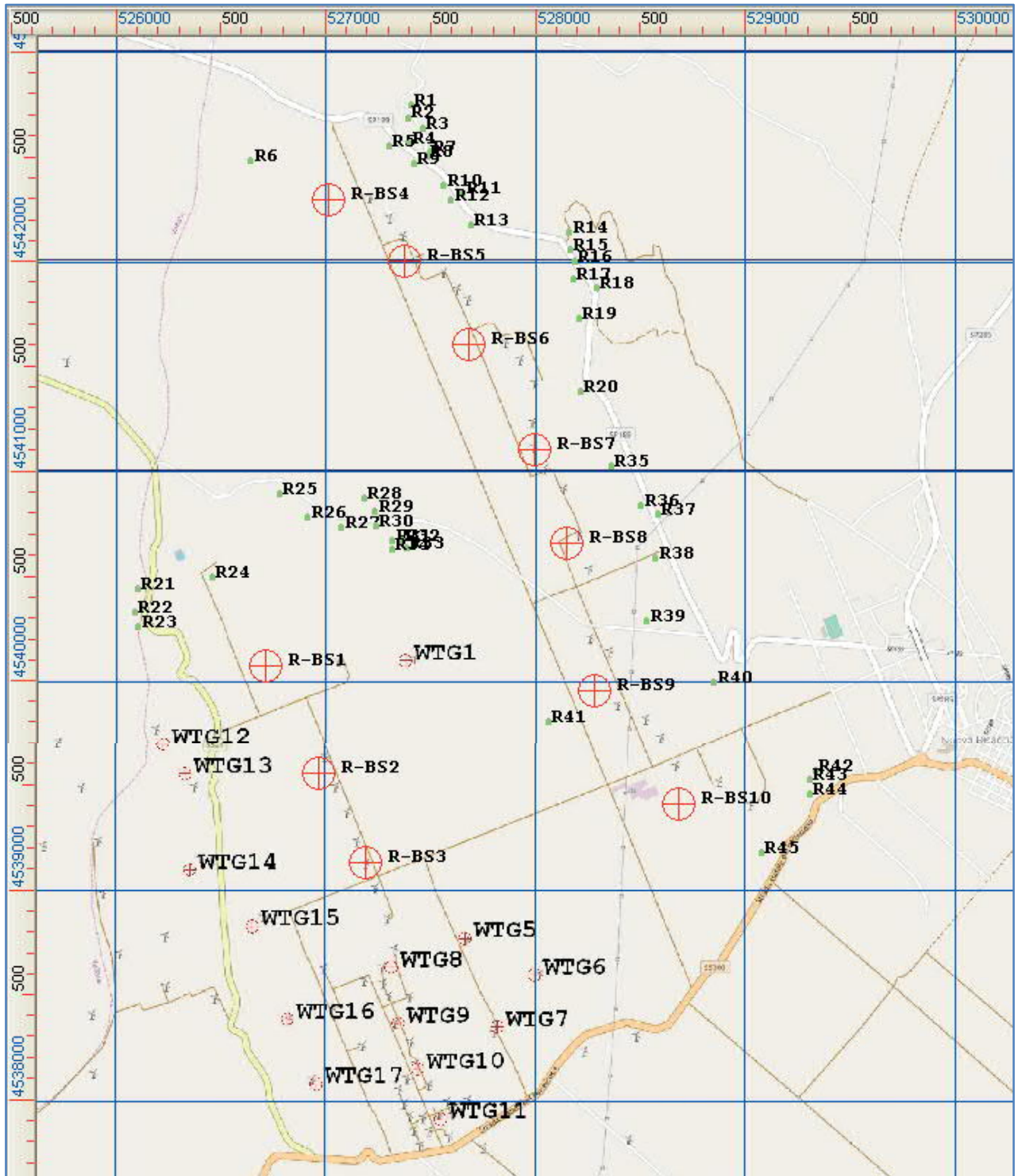


Figura 2 – Layout zona Nord dell’impianto proposto e degli impianti WinBis e CERBIS

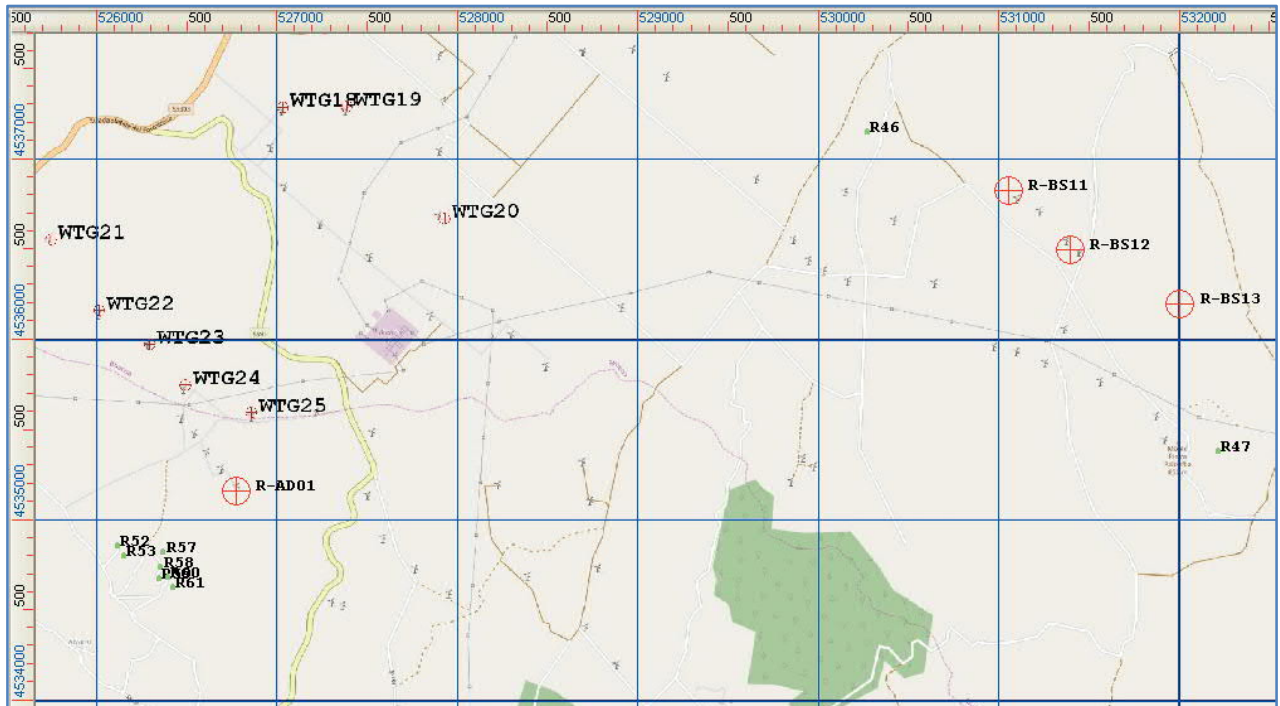


Figura 3 – Layout zona Sud dell’impianto proposto e degli impianti WinBis

3. ANALISI DEGLI IMPATTI SULLA PRODUZIONE E SULLA CLASSE

Obiettivo di questo capitolo è lo studio di produzione energetica attesa dei due impianti, su base annua, finalizzato a determinare le eventuali interferenze di carattere aerodinamico tra le macchine dei due impianti, che possano determinare perdite di produzione energetica per effetto scia e variazioni nella classe del sito secondo la norma IEC 61400. In dettaglio sono obiettivi dello studio:

- la valutazione della risorsa eolica presente nell'area dei due impianti, sulla base dei dati anemometrici disponibili
- la produzione energetica dei due impianti in condizioni di funzionamento normali, con entrambi gli impianti in esercizio, tenendo conto delle perdite elettriche generali e delle perdite per effetto scia.
- la determinazione delle perdite energetiche per effetto scia prodotte in ogni impianto dal funzionamento dell'altro, a parità di condizioni di vento e di risorsa eolica disponibile
- la determinazione della turbolenza con l'obiettivo di verificare se la classe delle posizioni esistenti cambia a seguito del proposto posizionamento delle nuove turbine

3.1. Calcolo delle perdite di produzione

Per calcolare l'ammontare di produzione di energia elettrica perduta da parte del nostro cliente a causa nella modifica delle turbine da parte di Erg abbiamo preparato un modello aerodinamico della zona. Abbiamo modellizzato l'area con un software che tiene in conto sia l'orografia del terreno, che la rugosità nella zona, che gli effetti di turbolenza derivanti dalla complessità del terreno. Con i dati del vento provenienti nell'anemometro posizionato prima della costruzione del parco del nostro cliente, e con altri dati provenienti dall'anemometro di parco forniti dal nostro cliente abbiamo modellato il campo di ventosità. Tramite le curve di performance e di spinta delle macchine presenti in zona abbiamo modellato la situazione attuale e quella proposta. Con i dati dello SCADA degli ultimi 3 anni abbiamo poi corretto il risultato finale per minimizzare le incertezze legate al modello, ai dati del vento, e adeguare il risultato alla perdita di performance che le turbine hanno avuto negli anni.

Con questo modello abbiamo calcolato le produzioni delle turbine con la configurazione attuale, confrontandola con la situazione proposta. In 21 turbine su 22 vi è una diminuzione di produzione.

Il risultato in dettaglio è mostrato nella Tabella 1 che indica come il cambiamento del layout del parco e delle turbine della società Erg creerebbe un danno economico in termini di riduzione di produzione alle due società Winbis e Cerbis di 1690 MWh/anno.

	Produzione annuale	Effetti di scia	ore equivalenti	Produzione annuale	Effetti di scia	ore equivalenti	Riduzione	Riduzione
	(attuale)	(attuale)	(attuale)	(post re-powering)	(post re-powering)	(post re-powering)		
	[MWh/y]	[%]	[ore]	[MWh/y]	[%]	[ore]	[MWh/y]	
WinBis WTG 1	4167	9,85	1389	3780,7	18,22	1260	386,76	9,28%
WinBis WTG 24	5245	7,05	1748	5241,4	7,12	1747	3,85	0,07%
WinBis WTG 23	4750	7,13	1583	4741,0	7,31	1580	9,06	0,19%
WinBis WTG 22	4549	9,14	1516	4538,0	9,36	1513	10,93	0,24%
WinBis WTG 5	4833	17,34	1611	4708,5	19,47	1570	124,65	2,58%
WinBis WTG 6	4014	19,09	1338	3909,6	21,2	1303	104,55	2,60%
WinBis WTG 7	4692	23,06	1564	4652,7	23,72	1551	39,78	0,85%
CERBIS WTG 8	6469	15,06	2156	6298,7	17,3	2100	170,26	2,63%
CERBIS WTG 9	6211	20,4	2070	6167,2	20,97	2056	44,26	0,71%
CERBIS WTG 10	5958	15,66	1986	5931,4	16,04	1977	27,08	0,45%
CERBIS WTG 11	5503	13,28	1834	5473,5	13,75	1825	29,37	0,53%
WinBis WTG 12	3606	18,85	1202	3509,7	21,01	1170	95,81	2,66%
WinBis WTG 13	3839	18,98	1280	3684,0	22,25	1228	155,06	4,04%
WinBis WTG 14	4302	18,84	1434	4197,2	20,82	1399	104,87	2,44%
WinBis WTG 15	4597	16,82	1532	4415,7	20,11	1472	181,72	3,95%
WinBis WTG 16	5195	12,94	1732	5055,8	15,27	1685	139,02	2,68%
WinBis WTG 17	5462	10,13	1821	5395,0	11,24	1798	66,96	1,23%
WinBis WTG 18	4522	12,2	1507	4507,4	12,48	1502	14,16	0,31%
WinBis WTG 19	3781	23,95	1260	3768,5	24,2	1256	12,70	0,34%
WinBis WTG 20	3572	16,6	1191	3543,4	17,27	1181	28,43	0,80%
WinBis WTG 21	3679	15,11	1226	3670,2	15,31	1223	8,64	0,23%
WinBis WTG 25	3912	10,67	1304	3980,1	9,13	1327	-67,69	-1,73%
Totale	102860,10	15,10		101169,86	16,53		1690,24	

Tabella 1 – In questa immagine si illustra come a causa dell'aumento delle scie dovute ai nuovi aerogeneratori aerodinamicamente più ingombranti si genera una perdita di produzione degli impianti Winbis e Cerbis

3.2. Calcolo delle perdite di produzione

Oltre al danno economico causato dalle perdite di produzione esiste danno economico causato dalla aumentata turbolenza nella zona. Le turbine del nostro cliente dovranno sopportare livelli di turbolenza superiori, e perciò un livello di vibrazione superiore su tutta la struttura della turbina. Vi sono varie conseguenze da considerare. La prima conseguenza è che le spese di manutenzione cresceranno a causa delle maggiori sollecitazioni dovute alle vibrazioni di cui sopra. Una seconda conseguenza è che il cliente potrebbe essere costretto a fermare in alcuni settori le proprie macchine subendo un ulteriore danno. Anche ERG potrebbe essere costretta a fermare o diminuire la potenza delle proprie macchine a causa della turbolenza. In Tabella 2 e Tabella 3 si riportano le variazioni di turbolenza che avverrebbero nel caso in cui si realizzasse il progetto proposto.

In alcune posizioni cambia la classe di turbolenza IEC61400. Si fa notare a tal proposito che comunque anche turbine che non variano la classe di turbolenza IEC 61400 avrebbero comunque un aumentato livello di sollecitazioni con conseguenze negative sulla loro stabilità meccanica. Come risulta più in dettaglio anche dai dati in Appendice A in cui si riportano i grafici che illustrano l'aumento di turbolenza per tutte le turbine.

V [m/s]	WinBis	WinBis	WinBis	WinBis	WinBis	WinBis	WinBis	CerBis	CerBis	CerBis	CerBis
	WTG 1	WTG 24	WTG 23	WTG 22	WTG 5	WTG 6	WTG 7	WTG 8	WTG 9	WTG 10	WTG 11
3	1,80%	0,18%	0,40%	0,21%	0,84%	0,43%	0,25%	1,18%	-0,07%	0,14%	0,12%
4	2,13%	0,18%	0,06%	-0,01%	0,76%	0,57%	-0,14%	0,48%	-1,11%	-0,11%	-0,06%
5	1,75%	-0,03%	0,07%	-0,03%	0,87%	0,61%	-1,42%	0,55%	-1,49%	-0,33%	-0,18%
6	1,58%	-0,17%	0,00%	-0,05%	0,88%	0,45%	-1,75%	0,64%	-1,64%	-0,57%	-0,33%
7	2,39%	-0,18%	-0,02%	-0,03%	0,55%	0,42%	-1,74%	0,34%	-1,55%	-0,51%	-0,32%
8	2,76%	-0,33%	0,02%	0,02%	0,73%	0,67%	-1,75%	0,39%	-1,48%	-0,36%	-0,09%
9	2,26%	-0,43%	0,10%	0,05%	0,94%	0,90%	-1,66%	0,28%	-0,91%	-0,14%	0,10%
10	2,31%	-0,51%	0,15%	0,09%	1,40%	1,21%	-1,38%	0,48%	-1,00%	0,18%	0,33%
11	1,88%	-0,50%	0,31%	0,15%	1,66%	1,46%	-1,10%	0,67%	-0,89%	0,45%	0,62%
12	1,80%	-0,38%	0,23%	0,00%	1,55%	1,46%	-0,92%	0,73%	-0,63%	0,89%	0,89%
13	2,18%	-0,29%	0,00%	0,00%	1,35%	1,25%	-0,40%	0,92%	0,05%	1,22%	0,87%
14	2,01%	-0,41%	0,00%	0,00%	1,22%	1,03%	-0,14%	1,24%	0,41%	1,36%	0,99%
15	1,59%	-0,20%	0,00%	0,00%	1,04%	0,87%	-0,10%	1,50%	1,65%	1,50%	0,85%
16	1,48%	0,00%	0,00%	0,00%	0,97%	0,71%	0,12%	1,34%	0,79%	1,28%	0,63%
17	1,59%	0,00%	0,00%	0,00%	0,86%	0,62%	0,18%	1,15%	0,66%	1,07%	0,52%
18	1,60%	0,00%	0,00%	0,00%	0,74%	0,59%	0,28%	0,72%	-0,48%	0,98%	0,39%
19	1,73%	0,00%	0,00%	0,00%	0,71%	0,65%	0,71%	0,59%	0,10%	0,81%	0,37%
20	1,54%	0,00%	0,00%	0,00%	1,30%	0,61%	0,67%	0,50%	-0,24%	0,71%	0,30%
21	1,48%	0,00%	0,00%	0,00%	1,64%	0,74%	0,81%	0,45%	-0,30%	0,72%	0,26%
22	1,24%	0,00%	0,00%	0,00%	1,71%	1,19%	0,90%	0,42%	0,08%	0,63%	0,24%
23	1,05%	0,00%	0,00%	0,00%	1,81%	1,26%	1,42%	0,38%	0,03%	0,57%	0,24%
24		0,00%	0,00%	0,00%	1,64%	0,52%	1,70%	0,36%	-0,07%	0,57%	0,00%
25		0,00%	0,00%	0,00%	1,62%	1,62%	1,38%	0,33%	0,02%	0,81%	0,00%
26		0,00%	0,00%	0,00%	1,75%	1,75%	1,31%	0,28%	0,85%	1,99%	0,00%
27								0,70%	1,03%	1,60%	0,00%
28								0,89%	1,32%	1,47%	1,47%
29								0,83%	0,76%	1,50%	1,50%

Tabella 2 – In questa immagine l'incremento di turbolenza delle turbine (parte 1)

V [m/s]	WinBis	WinBis	WinBis	WinBis	WinBis	WinBis	WinBis	WinBis	WinBis	WinBis	WinBis
	WTG 12	WTG 13	WTG 14	WTG 15	WTG 16	WTG 17	WTG 18	WTG 19	WTG 20	WTG 21	WTG 25
3	1,19%	1,01%	0,83%	1,19%	0,28%	0,16%	0,01%	0,00%	0,00%	0,00%	0,57%
4	0,66%	0,50%	0,91%	1,08%	0,27%	0,20%	0,08%	0,07%	0,01%	0,01%	0,55%
5	0,60%	0,37%	1,11%	1,52%	0,45%	0,22%	0,07%	0,04%	0,00%	0,01%	0,30%
6	0,59%	0,19%	1,16%	1,61%	0,62%	0,18%	0,00%	-0,01%	0,00%	0,00%	0,31%
7	0,58%	0,24%	1,17%	1,91%	0,59%	0,32%	0,00%	0,01%	0,00%	0,00%	0,39%
8	1,31%	0,30%	1,26%	2,27%	0,77%	0,59%	0,04%	0,12%	0,00%	0,00%	0,65%
9	0,95%	0,50%	0,96%	1,78%	0,76%	0,85%	0,11%	0,30%	0,01%	0,00%	0,88%
10	0,78%	0,72%	0,74%	1,22%	0,55%	0,96%	0,07%	0,43%	0,00%	0,00%	0,84%
11	0,58%	0,99%	0,66%	1,23%	0,42%	1,06%	0,13%	0,62%	0,00%	0,00%	0,97%
12	0,31%	0,47%	0,68%	0,99%	0,38%	1,22%	0,18%	0,87%	0,00%	0,00%	1,18%
13	0,21%	0,36%	0,76%	0,87%	0,35%	1,31%	0,15%	0,99%	0,00%	0,00%	0,58%
14	0,07%	0,11%	0,64%	1,08%	0,42%	1,20%	0,01%	0,87%	0,00%	0,00%	0,14%
15	0,06%	0,09%	0,61%	1,20%	0,52%	1,10%	0,01%	0,73%	0,00%	0,00%	0,04%
16	0,07%	0,06%	0,45%	1,11%	0,72%	1,03%	0,00%	0,68%	0,00%	0,00%	-0,20%
17	0,00%	0,00%	0,32%	0,85%	0,66%	0,81%	0,00%	0,58%	0,00%	0,00%	-0,06%
18	0,00%	0,00%	0,12%	0,45%	0,45%	0,52%	0,00%	0,50%	0,00%	0,00%	-0,32%
19	0,00%	0,00%	0,15%	0,49%	0,35%	0,34%	0,00%	0,51%	0,00%	0,00%	-0,68%
20	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,34%	0,28%	0,00%	0,49%	0,00%	0,00%	-1,38%
21	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,45%	0,00%	0,00%	-1,26%
22	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,42%	0,00%	0,00%	-1,14%
23	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,84%	0,00%	0,00%	-1,16%
24	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%
25	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	1,28%	1,28%	1,28%	1,28%
26	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
27	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
28	1,47%	1,47%	1,47%	1,47%	1,47%	1,47%	1,47%	1,47%	1,47%	1,47%	1,47%
29	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%

Tabella 3 – In questa immagine l'incremento di turbolenza delle turbine (parte 2)

3.3. Osservazioni sulle interferenze tra le reti di connessione

L'analisi delle interferenze tra i cavidotti e le stazioni di connessione evidenzia 3 problemi:

1. un problema tecnico legato alla posa del cavo e dunque alla realizzazione dello scavo di Erg in quanto, seppur nella realizzazione dell'opera debba avere informazioni sulla posizione del tracciato del cavidotto Winbis-CERBIS, non potrebbe però effettuare uno scavo vicino al cavidotto esistente perché potrebbe recargli dei danni (rottura, perdita di continuità elettrica,..) per cui deve mantenersi sicuramente ad una distanza tale da garantire la sicurezza e la funzionalità del cavidotto Winbis-CERBIS;
2. un problema legato alla manutenzione: infatti, il proprietario Winbis-CERBIS deve essere messo in condizioni di poter effettuare una manutenzione sul proprio cavidotto in sicurezza e senza l'obbligo di prestare particolari attenzioni derivanti da altri cavidotti adiacenti; In entrambi i casi comunque, la società elettrica di riferimento, impone una distanza minima tra i due cavidotti. Prima che un proprietario possa realizzare un proprio scavo, la società elettrica richiede le mappe di eventuali altri percorsi cavi che intercedono nella zona e ne determina una distanza minima di rispetto (70-100 cm di solito). Su strada pubblica la società elettrica imporrebbe ad Erg di realizzare il proprio scavo dal lato opposto della strada su cui ricade il cavidotto di Winbis-CERBIS.
3. Il problema delle intersezioni tra i cavidotti nel quale si accentuano i problemi elencato sopra in quanto per mantenere la distanza il proponente dovrebbe far passare il cavo a debita distanza

verticalmente, con comunque necessità di interrompere la tensione elettrica e la produzione dei parchi Winbis-CERBIS.

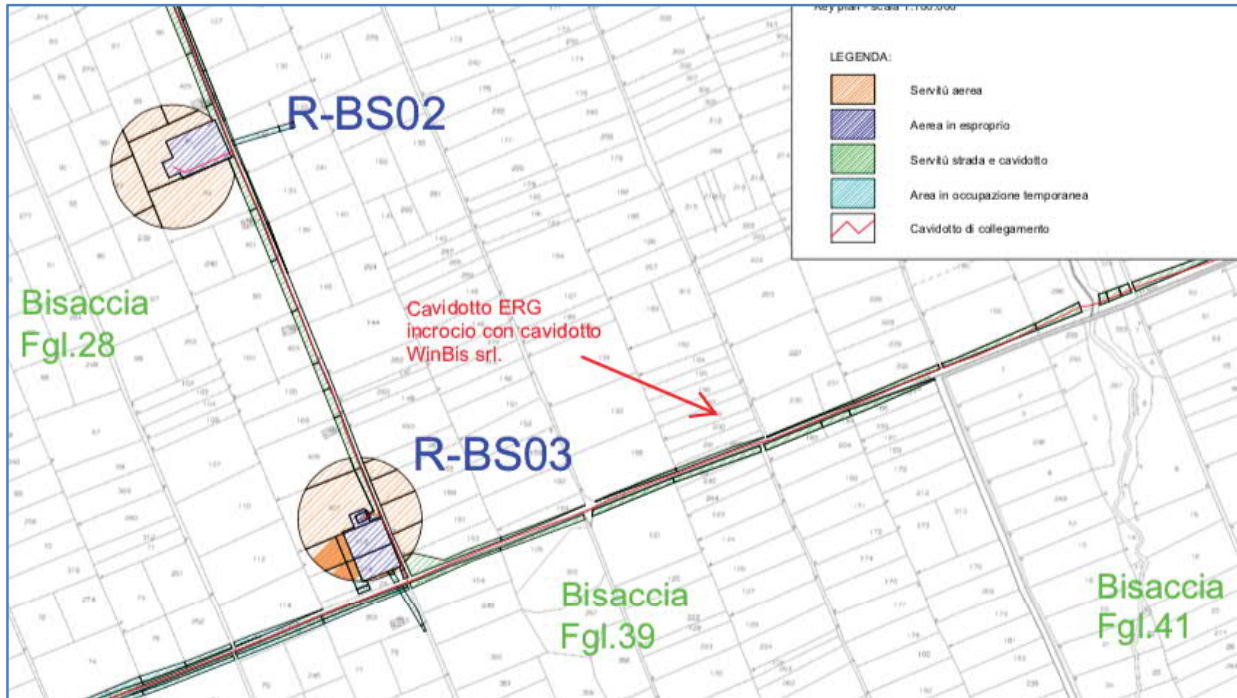


Figura 4 – Incroci cavidotti

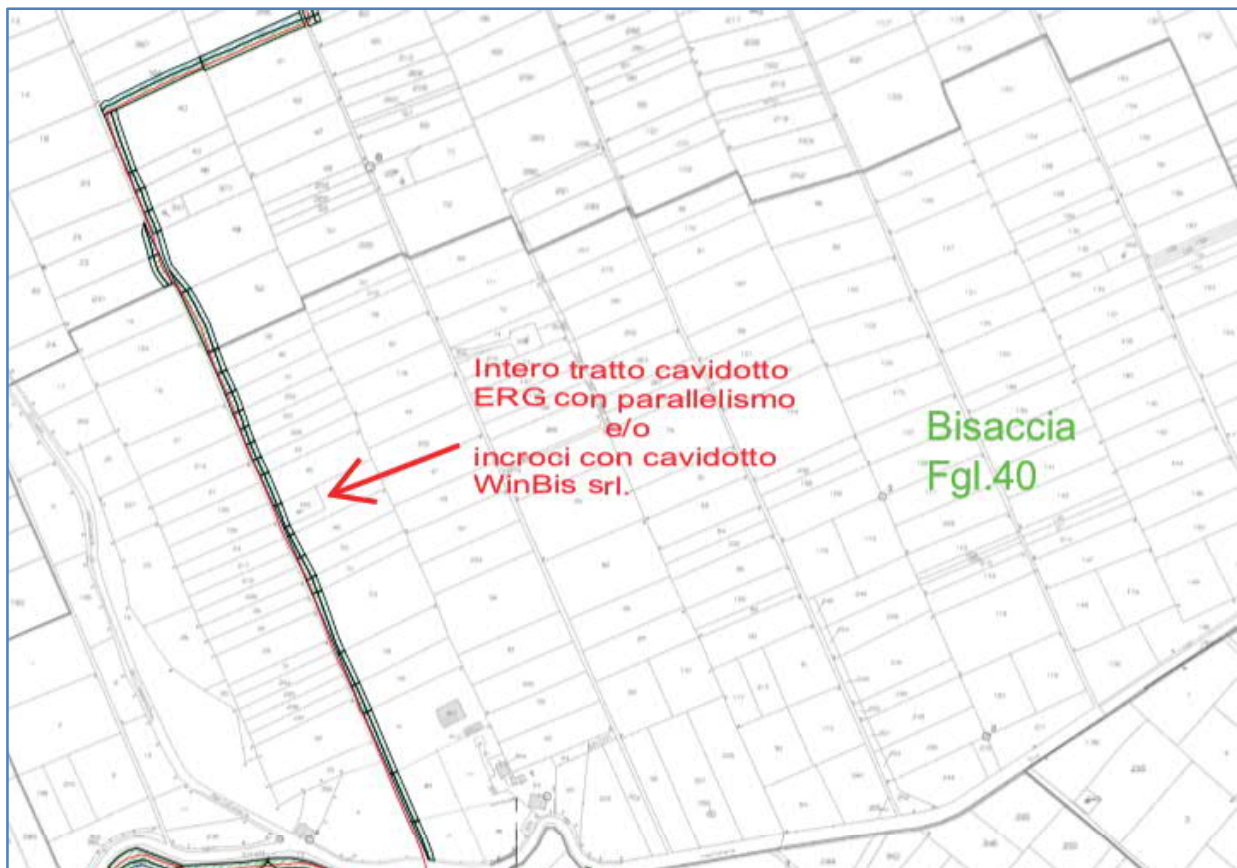


Figura 5 – Incroci cavidotti

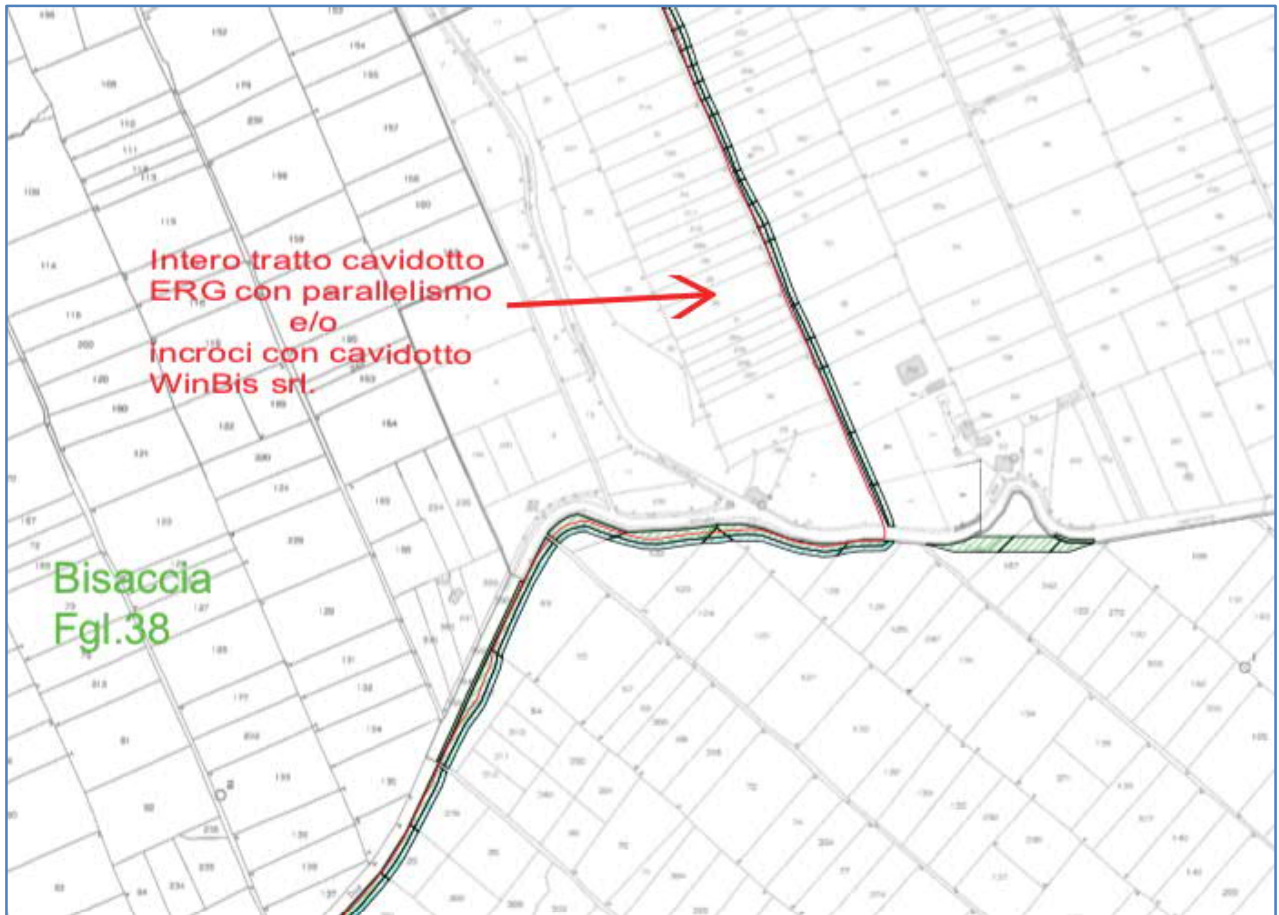


Figura 6 – Incroci cavidotti

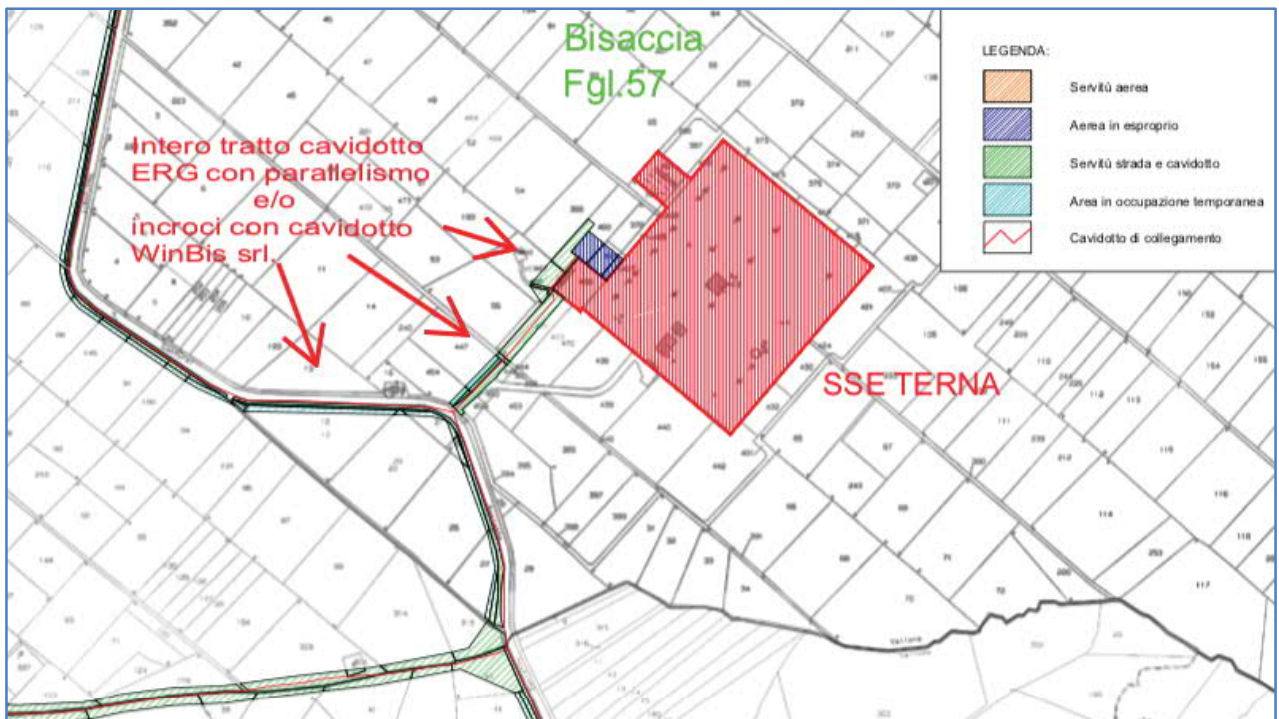


Figura 7 – Incroci cavidotti

4. ANALISI DEGLI IMPATTI AMBIENTALI CUMULATIVI

Oltre ai danni derivanti dalla perdita di produzione, dall'incremento di turbolenza, e dalle interferenze tra cavidotti esistono danni derivanti dall'effetto ambientale cumulativo tra i due parchi.

In particolare analizziamo qui gli effetti:

- Acustici
- Di ombreggiamento intermittente
- Di gittata della pala in caso di rottura
- Di impatto paesaggistico
- In rapporto ai vincoli ambientali
- Di impatto elettromagnetico

4.1. Osservazioni sulla valutazione acustica

L'analisi di impatto acustico di questo progetto è viziata da premesse non condivisibili, da errori di esecuzione, e da un errata applicazione delle norme a cui il proponente fa riferimento.

In particolare:

1. Il proponente misura il rumore di fondo in sette (7) punti che dovrebbero fungere da campione rappresentativo dell'intera zona e di tutti i ricettori da lui considerati. La scelta di queste 7 posizioni e la loro vicinanza all'attuale parco come indicato in Figura 8 fa chiaramente capire che nel rumore di fondo che il proponente ha scelto come base viene considerato anche il rumore del suo attuale Parco Eolico. In questo modo il proponente utilizza il rumore dell'attuale Parco Eolico per immettere rumore aggiuntivo nell'ambiente. Questo comportamento rischia di danneggiare WinBis e CERBIS in quanto sarà poi molto difficile distinguere quanta parte del rumore provenga dai nuovi rigeneratori del proponente rispetto agli altri aerogeneratori esistenti di proprietà della scrivente.
2. Che il proponente voglia immettere nell'ambiente un rumore più alto rispetto all'attuale Parco Eolico lo si può chiaramente vedere nell'analisi riportata in Figura 9 dove si confrontano le rumorosità a piena potenza del Parco Eolico attuale con la proposta di repowering. Dall'immagine si vede come in gran parte della zona aumenti il rumore.
3. Il proponente inoltre fa riferimento a due norme UNI TS 11143-7 (richiesta anche dalla DGR Campania 532-2016) e Linee guida ISPRA, che illustrano delle metodologie per verificare il disturbo di un impianto eolico. Giustamente fa notare come la norma UNI rappresenti un passo in avanti nella valutazione del rumore in quanto prescrive almeno tre campioni di misura per ogni classe di vento. Nella relazione si capisce però che il proponente utilizza solamente alcune parti di queste norme, tralasciando le parti che non gli conviene usare. In particolare la durata della misura del rumore di fondo è in palese difformità con la norma UNI alla quale il proponente dichiara di ispirarsi e che ha come contenuto innovativo rispetto alle precedenti metodologie proprio quella di andare a misurare il rumore di fondo lungo un arco temporale sufficientemente lungo da rappresentare tutte le condizioni meteorologiche presenti sul sito.

In particolare, tra altro, in difformità dalla norma UNI TS 11143:

1. sceglie delle posizioni non rappresentative [punto 4.2.2 della norma]
2. non misura un numero di campioni rappresentativi per le condizioni operative della turbina [punto 4.3 della norma]
3. non considera l'effetto della direzione, della stabilità dell'aria etc. che possono rendere il rumore notturno più percettibile [punto 4.3 della norma]

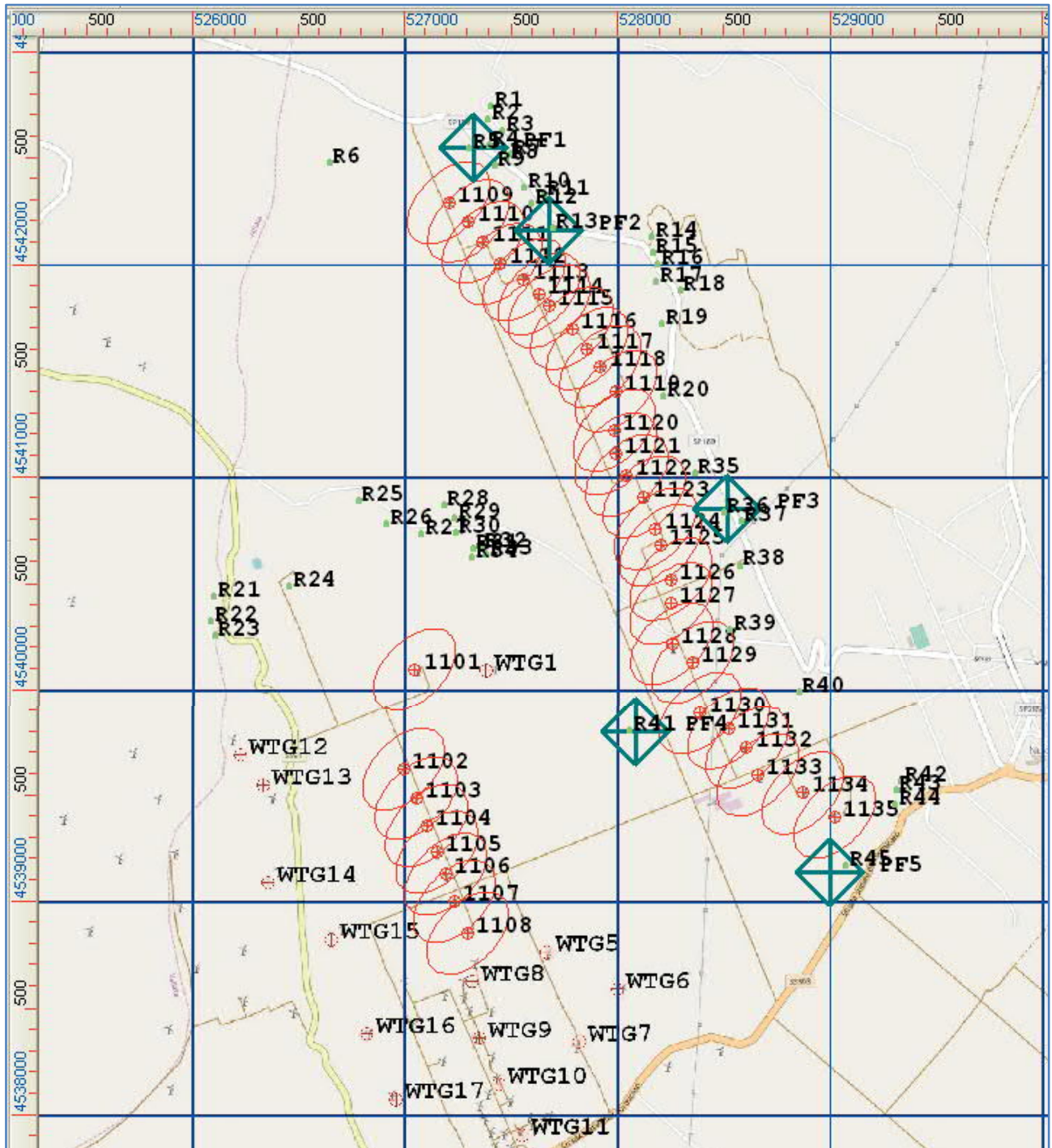


Figura 8 – Da questa immagine si vede come il posizionamento dei rilevatori di misura del rumore di fondo (rombi) non appare ben correlato alla posizione dei ricettori ma piuttosto a misurare vicino alle macchine attuali che chiaramente elevano il rumore di fondo.

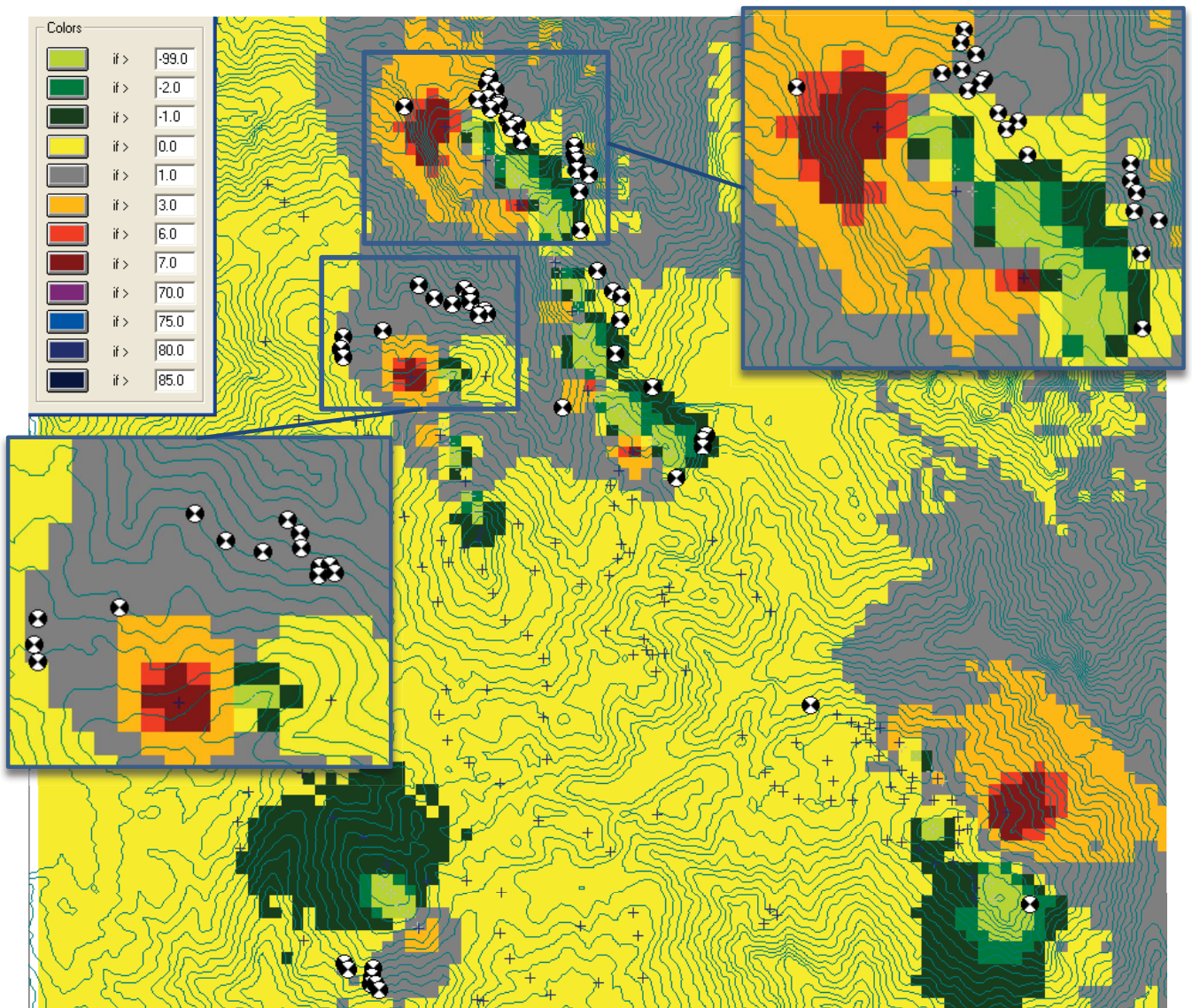


Figura 9 – Questa immagine descrive la differenza in dB tra il rumore prodotto dalle turbine nella situazione attuale rispetto alla situazione proposta. Si vede come la gran parte della zona riceve una quantità di rumore superiore al precedente situazione. La maggioranza dei recettori considerati dal proponente ha un aggravio di rumore (colori giallo e grigio in particolare). Viceversa le zone che hanno una diminuzione di rumore (verde) sono molto limitate.

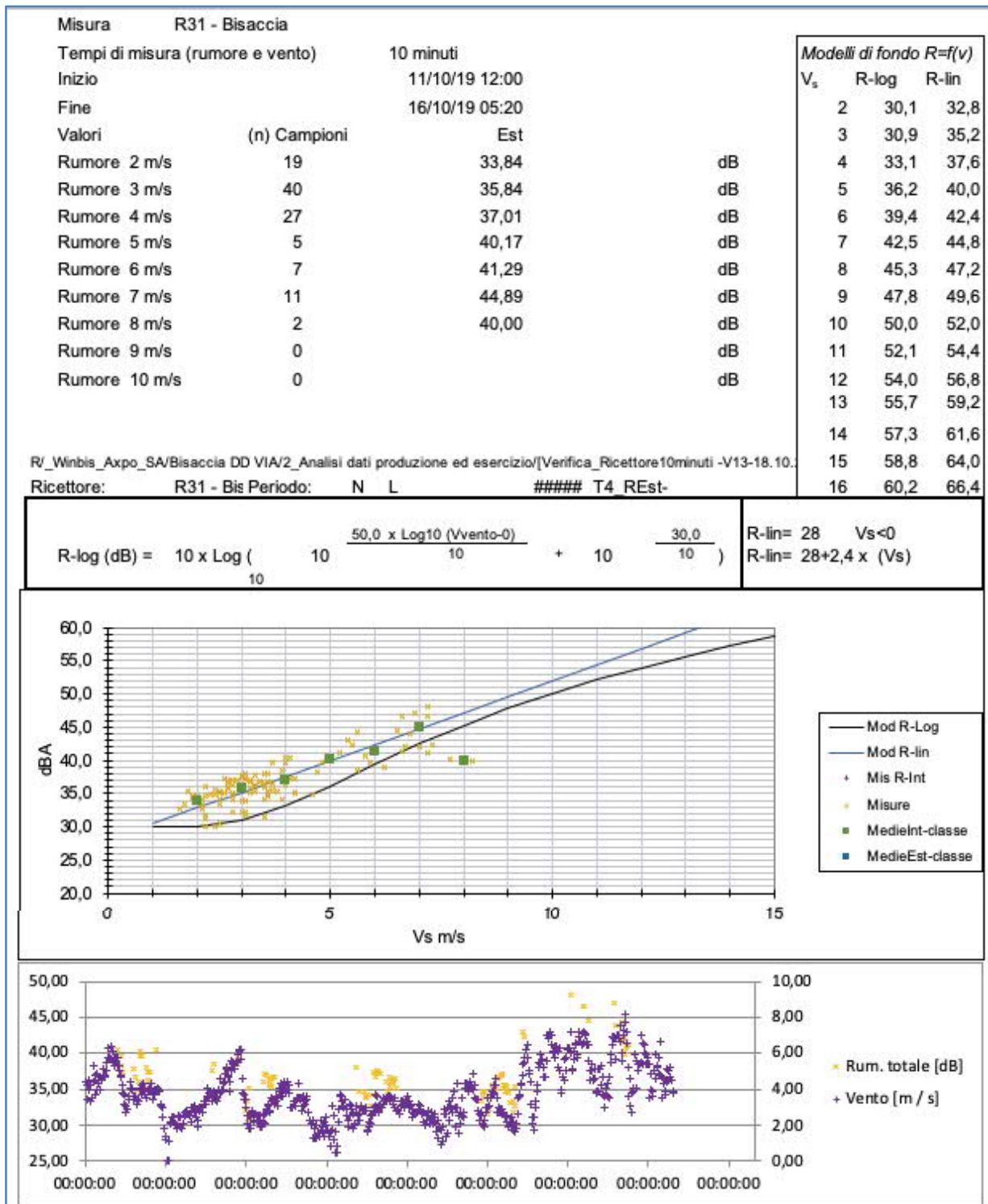


Tabella 4 – In questa immagine si illustra una misurazione del rumore notturno vs vento eseguita nelle notti dall'11 al 16 ottobre presso il ricettore R31 ed analizzata con diversi modelli di rumore di fondo.

Nella valutazione acustica del proponente avrebbe avuto 40,9 dB notturni ad una velocità del vento di 1,6 metri al secondo e che invece dalla rilevazione a lungo termine di durata di 5 giorni presso il ricettore 31, più lontano dalle attuali turbine, si vede essere un dato inferiore.

L'esecuzione di rilievi di pochi minuti proposti nella VIA non coglie l'andamento del rumore di fondo e manca perciò di identificare le situazioni pericolose, ed è difforme alla norma richiamata dal proponente.

4.2. Osservazioni sulla valutazione di ombreggiamento intermittente

Questo progetto aumenta in maniera determinante l'ombreggiamento intermittente (anche chiamato Shadow flickering) nell'area, con un effetto anche quadruplicato rispetto ad oggi.

Riguardo all'ombreggiamento intermittente il proponente riporta a pagina 23 del suo studio questa frase in cui minimizza i livelli consentiti di ombreggiamento intermittente del mondo:

Esistono delle regolamentazioni locali ma quasi mai comprendono limiti numerici specifici, quanto piuttosto delle raccomandazioni tese a sottolineare che il fenomeno non sia "unreasonable" o "significant". (pagina 23)

In realtà vi sono vari paesi in cui sono usati limiti all'ombreggiamento intermittente il più rilevante è la **Germania** dove il limite è a 30 ore. Questo limite è contenuto in un documento applicativo che è consuetudine utilizzare per l'applicazione della legge federale sul controllo delle immissioni (BImSchG art.5 comma 1, punti 1 e 2, e art. 22 comma 1). (Hinweise zur Ermittlung und Beurteilung der optischen Immissionen von Windenergieanlagen - Indicazioni sulla determinazione e valutazione delle immissioni ottiche delle turbine eoliche).

Secondo le consuetudini tedesche, il massimo ombreggiamento su un vicino è:

- Massimo 30 ore all'anno di ombra massima astronomica
- Massimo 30 minuti al giorno di ombra massima astronomica

Se si usa una regolazione automatica, il reale impatto dell'ombra andrà limitato a 8 ore all'anno.

Anche in **Svezia** e **Danimarca** vi sono limiti usati in pratica di 10 ore (Danimarca) e 8 ore (Svezia).

Il proponente nella sua analisi però non mostra l'ombra massima astronomica, ma l'ombra probabile, ossia decurtata in funzione della probabilità di vento, di condizioni di visibilità ottimali etc. Perciò il limite che dovrebbe considerare è ancora inferiore.

Nelle figure seguenti abbiamo calcolato quale sia l'ombra massima astronomica del progetto. Si passa dal progetto attuale in Figura 10 nel quale l'ombreggiamento intermittente è un fenomeno che interessa per meno di 50 ore la gran parte dei recettori della zona ad un progetto in Figura 11 che aumenta drasticamente fino a quadruplicare l'impatto come ad esempio nel ricettore R12 (passa da circa 15 ore/anno a 212 ore/anno).

Questo ha una grande importanza in termini di impatto cumulativo. Infatti oltre alle turbine attualmente di proprietà del proponente vi sono altre turbine in zona che generano dell'ombreggiamento intermittente. Se fino ad oggi l'impatto cumulativo derivante da tutte le turbine in zona è stato accettato, quadruplicando l'impatto delle sole turbine del proponente questa accettazione potrebbe scomparire.

L'impatto dell'ombreggiamento intermittente investe anche recettori che non sono stati elencati dal proponente e in particolare aree densamente abitate di Bisaccia con valori nettamente superiori alle livelli massimi utilizzati internazionalmente (vedi Figura 12).

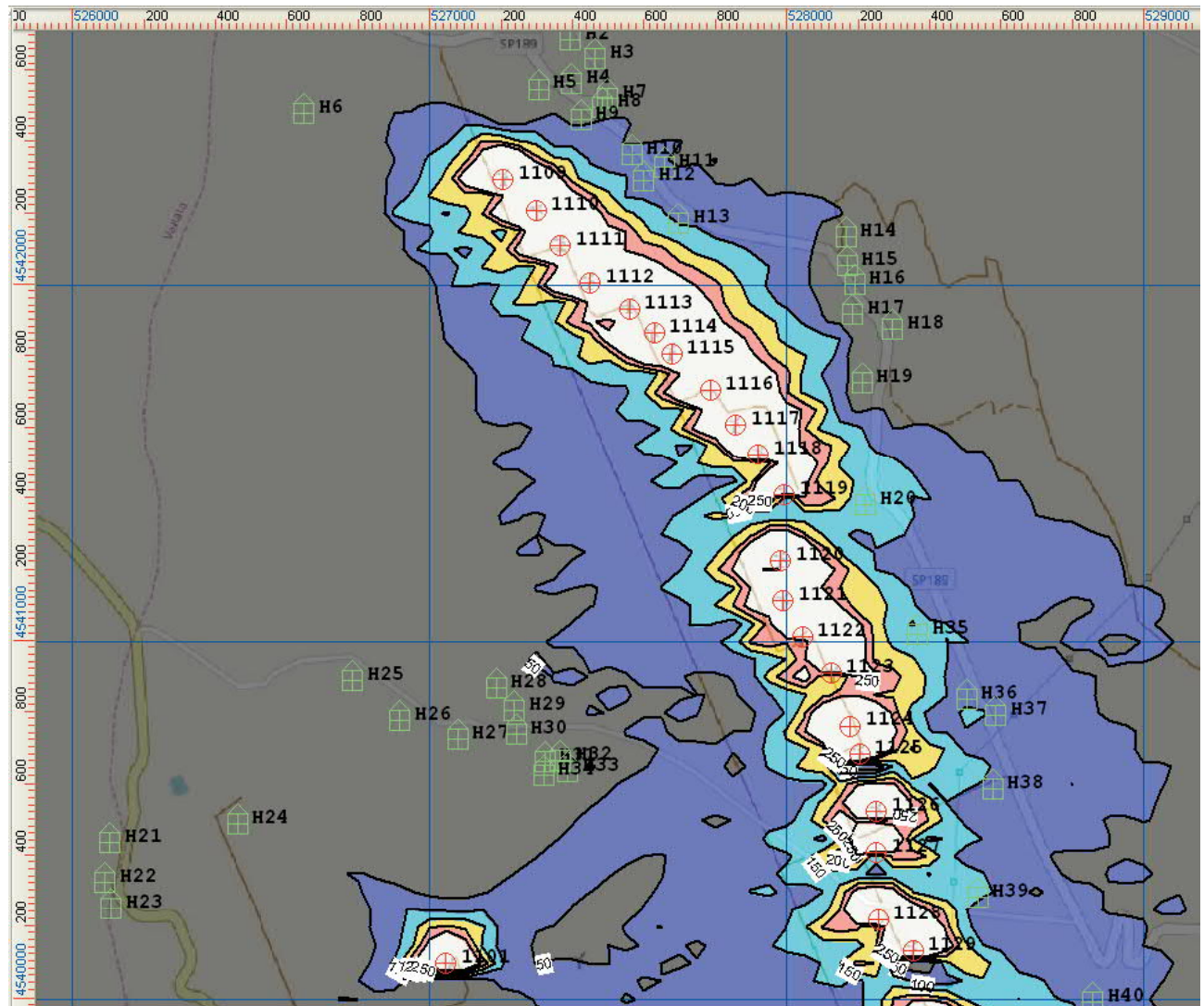


Figura 10 – Impatto dovuto all'attuale impianto del proponente. Da questa immagine si vede che il contributo all'ombreggiamento intermittente del parco del proponente come è attualmente conformato è ad oggi per la quasi totalità dei ricettori che il proponente ha identificato inferiore alle 50 ore all'anno.

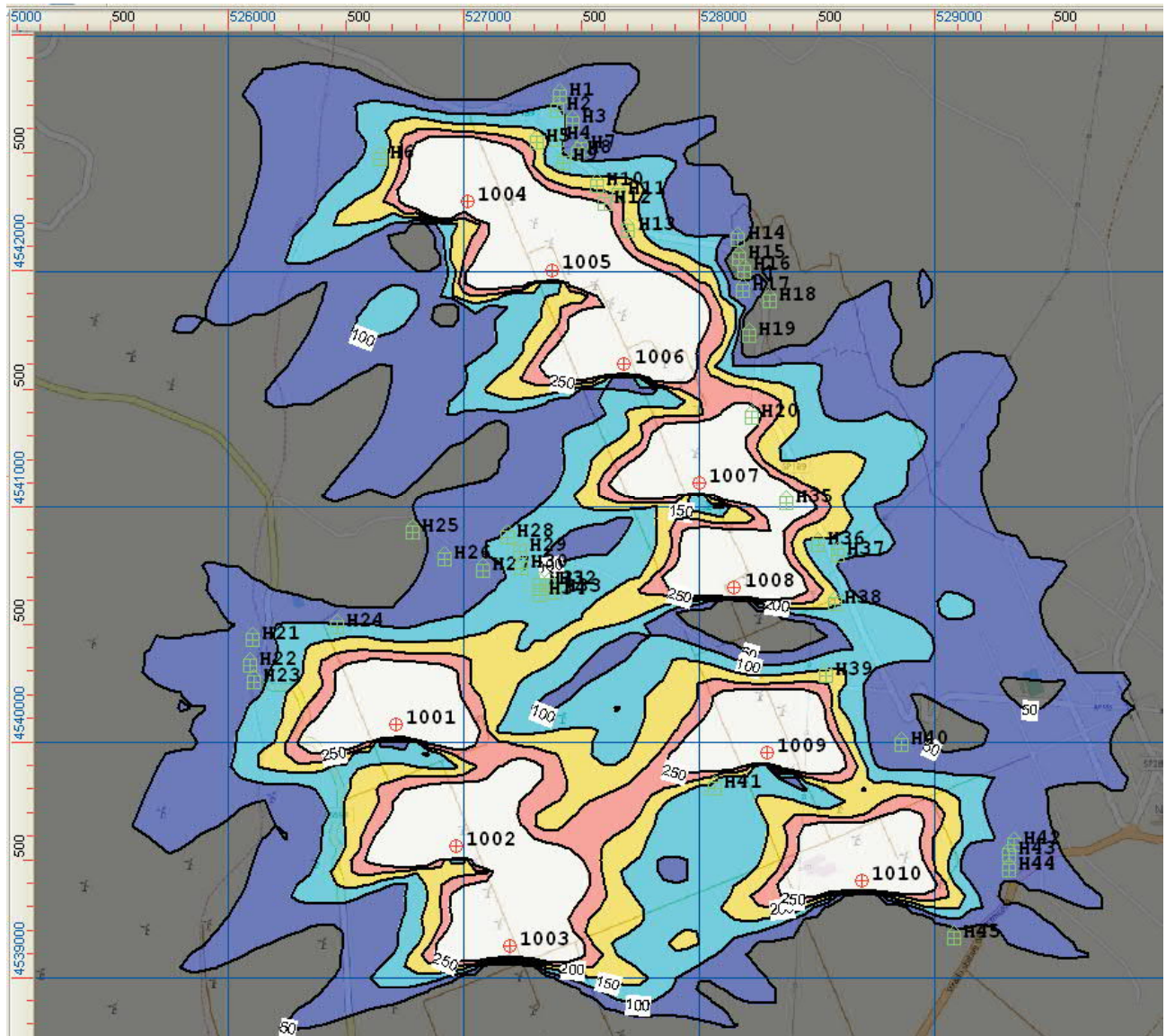


Figura 11 – Impatto dovuto al proposto impianto del proponente. Da qui si vede che l'ombreggiamento intermittente della parte nord del parco proposto pone la gran parte dei ricettori a rischio di un impatto superiore alle 50 ore all'anno e in alcuni casi fino a 200 ore all'anno.

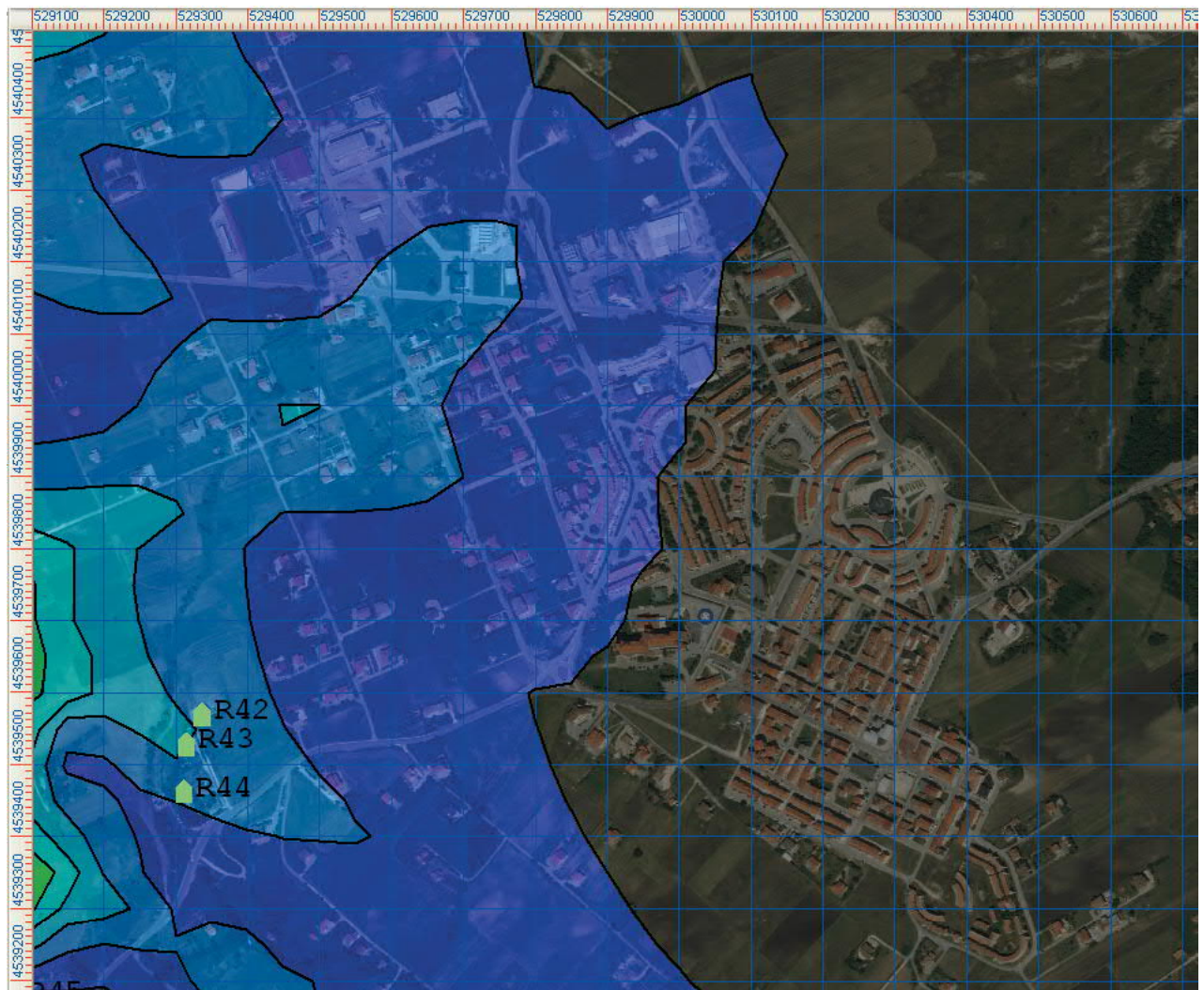


Figura 12 – Impatto su Bisaccia nuova dell’ombra intermittente. Tra le zone colpite oltre 30 ore/anno (blu) una parte visibilmente urbanizzata

4.3. Osservazioni sul calcolo della gittata

Il calcolo della gittata gli elementi delle pale che dovessero distaccarsi dall’aerogeneratore è fortemente aleatorio in quanto il distacco di un pezzo della pala di una forma non prevedibile ha caratteristiche aerodinamiche ignote e perciò tutta questa analisi è probabilistica. L’ aumentato livello di turbolenza che il proponente immette del territorio facilita la rottura degli organi rotanti.

4.4. Impatto paesaggistico

Il proponente non rispetta le linee guida FER, DM 2010, Allegato 4, art. 3 comma n):

“n) una mitigazione dell’impatto sul paesaggio può essere ottenuta con il criterio di assumere una distanza minima tra le macchine di 5-7 diametri sulla direzione prevalente del vento e di 3-5 diametri sulla direzione perpendicolare a quella prevalente del vento; “

Come si vede dalle immagini le macchine R-BS01, R-BS02, R-BS03, e R-AD01 (1001, 1002, 1003, 1014 nelle immagini) del proponente non soddisfano il requisito minimo della distanza di 5 diametri sulla direzione

prevalente del vento e di 3 diametri sulla direzione perpendicolare a quella prevalente del vento dagli aerogeneratori Winbis.

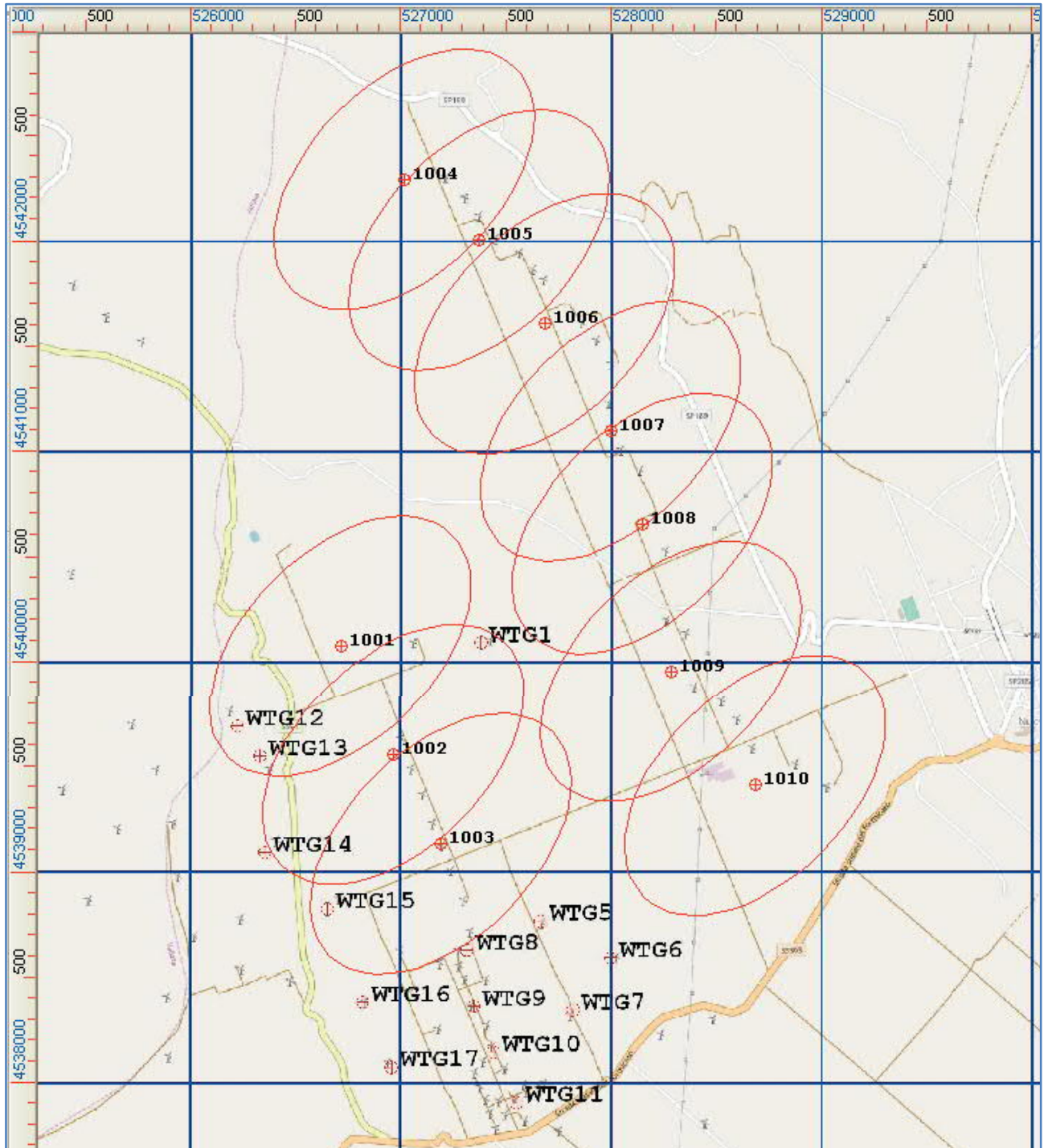


Figura 13 – Immagine da cui si vede che le macchine R-BS01, R-BS02, e R-BS03 (1001, 1002, 1003 nell'immagine) del proponente non soddisfano il requisito minimo della distanza di 5 diametri sulla direzione prevalente del vento e di 3 diametri sulla direzione perpendicolare a quella prevalente del vento dagli aerogeneratori Winbis

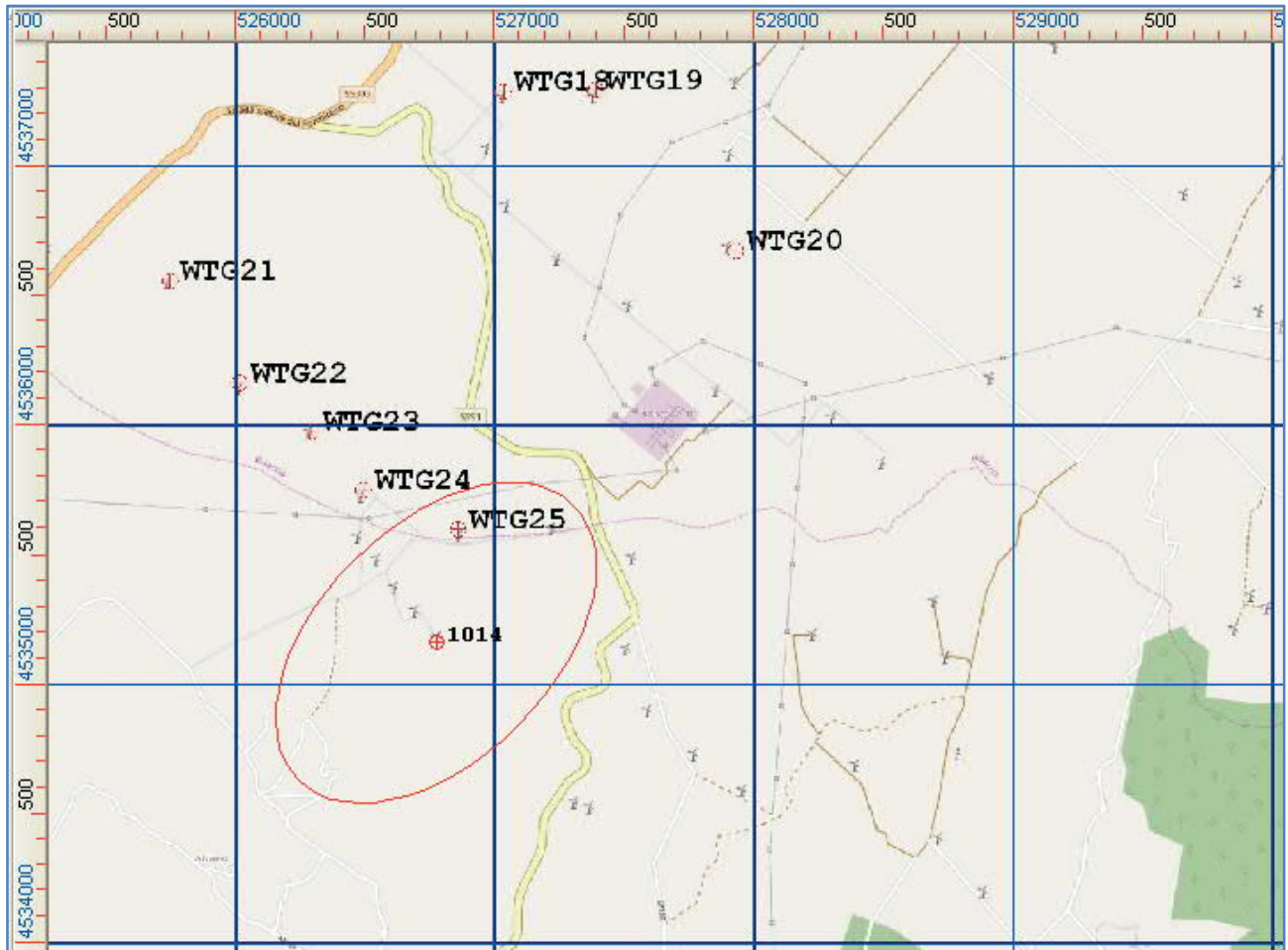


Figura 14 – Immagine da cui si vede che la macchina R-AD01 (1014 nell'immagine) del proponente non soddisfa il requisito minimo della distanza di 5 diametri sulla direzione prevalente del vento e di 3 diametri sulla direzione perpendicolare a quella prevalente del vento dagli aerogeneratori Winbis

Peraltro questa norma oltre ad essere importante dal punto di vista paesaggistico è la consuetudine di buon vicinato tra aerogeneratori per evitare che vi siano problemi di turbolenze e di perdite di produzione. In questo caso si fa notare come il proponente non rispetti neanche il principio minimo proposto, mentre dal punto di vista aerodinamico sarebbe opportuno essere a più di 5 diametri sulla direzione prevalente del vento e a più di 3 diametri sulla perpendicolare.

4.5. Verifica sui vincoli

Alcune considerazioni sul SIA:

- A pag 22: DGR 533/2016 non dovrebbe essere menzionata poiché sono interessati solo i nuovi progetti, il repowering non è menzionato. Questo approccio lascia dubbi in quanto al momento non esiste un percorso autorizzativo specifico per il repowering effettivamente considerato come un nuovo progetto.
- Lo stesso motivo è menzionato anche in fondo a pag 32, dato che Andretta e Bisaccia sono nella lista dei "comuni saturi" in DGR 533/2016.
- NOTA che il WTGS si trova all'interno di un'area PAI (Piano Assetto Idrogeologico) e l'area Bisaccia è soggetta a un vincolo idrogeologico.

- A pag 50: elaborato sull'interferenza con PAI, già introdotto in pag 22. Sembra appropriato e si nota che nel nord del parco eolico R-BS01 si trova in un'area ad alto rischio e 8 WTG in un'area a rischio moderato.
- Rispetto alla DGR 532/2016: la distanza tra aerogeneratori per le turbolenze sarebbe di 5 diametri; l'analisi del rumore avrebbe un'area di indagine di 5000 metri da ogni turbina, mentre il proponente ha considerato solo turbine dentro questo limite, non ricettori.

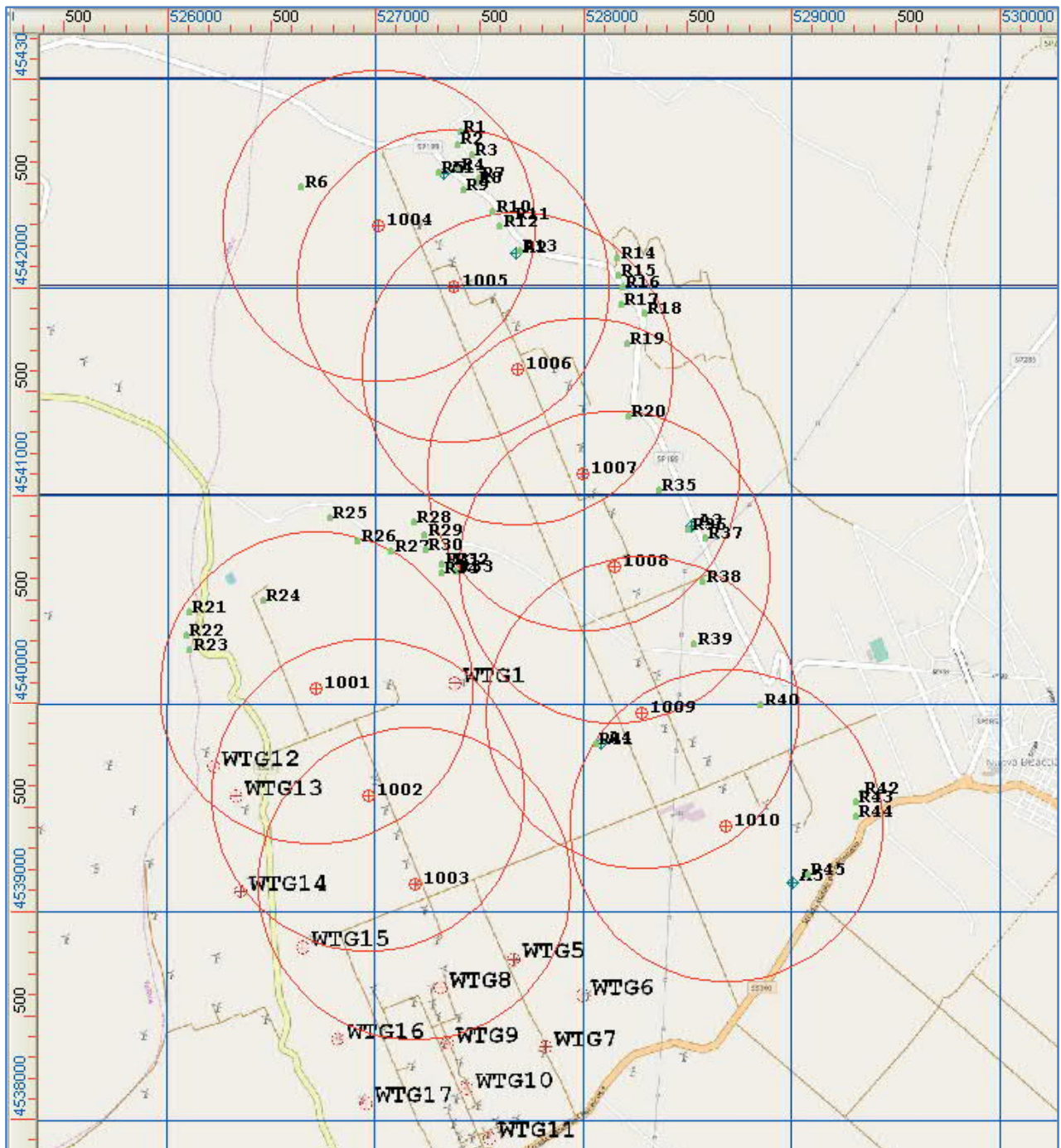


Figura 15 – Immagine da cui si vede che le macchine R-BS01, R-BS02, e R-BS03 (1001, 1002, 1003 nell'immagine) del proponente non soddisfano il requisito minimo della distanza di 5 diametri dagli aerogeneratori Winbis e CERBIS espresso dalla Regione Campania nella DGR 532/2016

4.6. Osservazioni sulla distanza dalle strade

La R-BS12 nella zona sud est è posta a una distanza di 70 metri dalla strada comunale inferiore alla altezza della torre.

4.7. Osservazioni sull'impatto su flora e fauna

Pur sottolineando come l'impatto degli aerogeneratori sulla avifauna e chiroterri sia di gran lunga meno importante di tante altre infrastrutture come le strade o le linee elettriche aeree occorre sottolineare come un eventuale aumento dei danni subiti alla popolazione locale di uccelli non potrebbe essere addebitato agli attuali aerogeneratori.

A questo proposito ricordiamo quali specie a rischio volano nelle altezze intercettate dagli aerogeneratori proposti:

La **Ghiandaia marina (Coracias garrulus)** vola a **bassa quota** cioè fino a **300m di altezza** e quando caccia cattura generalmente le prede in volo. La specie è in pericolo di estinzione perché esistono ancora poche specie (tra 600 e 1000 individui adulti), vola a una quota compatibile con un possibile impatto con le pale eoliche è specie protetta secondo legge nazionale del 11 febbraio 1992 ne.157 art. 2.

Anche l'**Albanella minore (Circus pygargus)**, specie migratoria con pochi individui rimasti vola entro i **500m di altezza** e che può essere messa a rischio da un eventuale impianto eolico.

Per quanto riguarda i **chiroterri**, di cui si richiede in DGR 32/2016 una attenta analisi qui mancante, oltre alle collisioni, la variazione di pressione prodotta da aerogeneratori più grandi è più importante e significativa per i pipistrelli ed eventualmente potrebbe accentuare i cosiddetti casi di barotrauma, un'emorragia interna fatale per l'animale.

4.8. Osservazioni sulle interferenze elettromagnetiche

Esiste un problema legato all'induzione elettromagnetica generata dal cavidotto percorso da corrente (DPCM 8 luglio 2003 (CEI 106-11) e L.36/01 del 2001). Le distanze di rispetto a cui devono essere le abitazioni vengono diminuite dalla presenza del secondo cavidotto in quanto gli effetti si sommano.

5. APPENDICE A – TURBOLENZA ALLE TURBINE

Si riporta in dettaglio il grafico di turbolenza alle turbine WinBis e CERBIS.

WinBis WTG 1

Bin	I_{eff}	I_{eff}	Delta
[m/s]	[oggi]	[post Re-Pow]	
3	27,48%	29,28%	1,80%
4	19,08%	21,21%	2,13%
5	17,26%	19,01%	1,75%
6	16,52%	18,10%	1,58%
7	15,52%	17,91%	2,39%
8	14,48%	17,24%	2,76%
9	14,01%	16,27%	2,26%
10	13,20%	15,51%	2,31%
11	12,51%	14,39%	1,88%
12	11,51%	13,31%	1,80%
13	10,21%	12,39%	2,18%
14	9,68%	11,69%	2,01%
15	9,47%	11,06%	1,59%
16	9,44%	10,92%	1,48%
17	9,15%	10,74%	1,59%
18	8,73%	10,33%	1,60%
19	8,24%	9,97%	1,73%
20	7,72%	9,26%	1,54%
21	7,05%	8,53%	1,48%
22	7,21%	8,45%	1,24%
23	6,55%	7,60%	1,05%



Figura 16 – Immagine della turbolenza alla turbina WTG1

WinBis WTG 24

Bin	I_{eff}	I_{eff}	Delta
[m/s]	[oggi]	[post Re-Pow]	
3	27,37%	27,55%	0,18%
4	21,80%	21,98%	0,18%
5	19,30%	19,27%	-0,03%
6	18,10%	17,93%	-0,17%
7	17,73%	17,55%	-0,18%
8	16,78%	16,45%	-0,33%
9	16,06%	15,63%	-0,43%
10	15,14%	14,63%	-0,51%
11	14,91%	14,41%	-0,50%
12	14,25%	13,87%	-0,38%
13	13,15%	12,86%	-0,29%
14	12,05%	11,64%	-0,41%
15	11,82%	11,62%	-0,20%
16	11,88%	11,88%	0,00%
17	10,20%	10,20%	0,00%
18	9,34%	9,34%	0,00%
19	9,40%	9,40%	0,00%
20	8,63%	8,63%	0,00%
21	7,96%	7,96%	0,00%
22	7,95%	7,95%	0,00%
23	7,20%	7,20%	0,00%
24	8,25%	8,25%	0,00%
25	7,21%	7,21%	0,00%
26	7,22%	7,22%	0,00%



Figura 17 – Immagine della turbolenza alla turbina WTG24

WinBis WTG 23

Bin	I_{eff}	I_{eff}	Delta
[m/s]	[oggi]	[post Re-Pow]	
3	28,25%	28,65%	0,40%
4	21,16%	21,22%	0,06%
5	19,03%	19,10%	0,07%
6	17,83%	17,83%	0,00%
7	17,61%	17,59%	-0,02%
8	15,91%	15,93%	0,02%
9	14,89%	14,99%	0,10%
10	14,24%	14,39%	0,15%
11	13,96%	14,27%	0,31%
12	12,99%	13,22%	0,23%
13	12,80%	12,80%	0,00%
14	12,91%	12,91%	0,00%
15	12,82%	12,82%	0,00%
16	11,03%	11,03%	0,00%
17	10,01%	10,01%	0,00%
18	10,32%	10,32%	0,00%
19	9,06%	9,06%	0,00%
20	8,45%	8,45%	0,00%
21	8,24%	8,24%	0,00%
22	7,82%	7,82%	0,00%
23	7,65%	7,65%	0,00%
24	8,10%	8,10%	0,00%
25	7,28%	7,28%	0,00%
26	7,22%	7,22%	0,00%



Figura 18 – Immagine della turbolenza alla turbina WTG23

WinBis WTG 22

Bin	I_{eff}	I_{eff}	Delta
[m/s]	[oggi]	[post Re-Pow]	
3	28,45%	28,66%	0,21%
4	21,46%	21,45%	-0,01%
5	18,93%	18,90%	-0,03%
6	17,86%	17,81%	-0,05%
7	17,32%	17,29%	-0,03%
8	16,19%	16,21%	0,02%
9	15,04%	15,09%	0,05%
10	14,50%	14,59%	0,09%
11	13,76%	13,91%	0,15%
12	13,49%	13,49%	0,00%
13	13,36%	13,36%	0,00%
14	13,39%	13,39%	0,00%
15	12,99%	12,99%	0,00%
16	10,59%	10,59%	0,00%
17	10,89%	10,89%	0,00%
18	8,90%	8,90%	0,00%
19	9,12%	9,12%	0,00%
20	8,58%	8,58%	0,00%
21	8,26%	8,26%	0,00%
22	7,80%	7,80%	0,00%
23	7,43%	7,43%	0,00%
24	8,09%	8,09%	0,00%
25	7,11%	7,11%	0,00%
26	7,22%	7,22%	0,00%

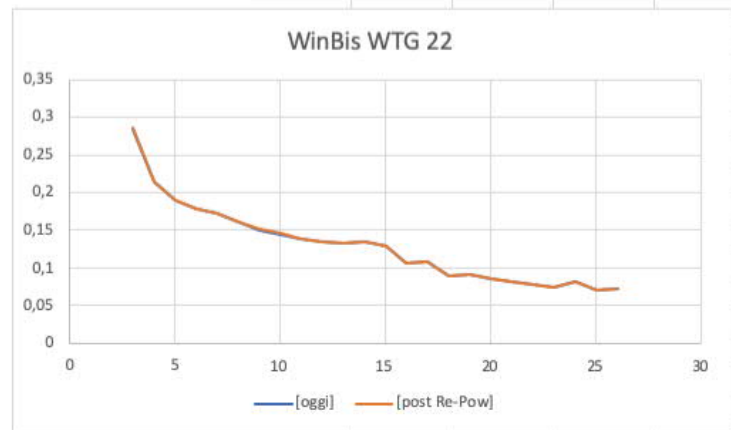


Figura 19 – Immagine della turbolenza alla turbina WTG22

WinBis WTG 5

Bin	I_{eff}	I_{eff}	Delta
[m/s]	[oggi]	[post Re-Pow]	
3	27,1%	27,9%	0,8%
4	21,8%	22,6%	0,8%
5	19,3%	20,2%	0,9%
6	18,1%	19,0%	0,9%
7	17,7%	18,3%	0,5%
8	17,0%	17,7%	0,7%
9	16,1%	17,0%	0,9%
10	15,0%	16,4%	1,4%
11	13,9%	15,6%	1,7%
12	12,7%	14,3%	1,6%
13	11,5%	12,9%	1,4%
14	11,0%	12,2%	1,2%
15	10,5%	11,5%	1,0%
16	10,2%	11,1%	1,0%
17	9,8%	10,7%	0,9%
18	9,6%	10,4%	0,7%
19	9,2%	9,9%	0,7%
20	8,5%	9,8%	1,3%
21	7,6%	9,2%	1,6%
22	7,5%	9,2%	1,7%
23	6,6%	8,4%	1,8%
24	7,0%	8,6%	1,6%
25	6,4%	8,1%	1,6%
26	6,2%	7,9%	1,8%



Figura 20 – Immagine della turbolenza alla turbina WTG5

WinBis WTG 6

Bin	I_{eff}	I_{eff}	Delta
[m/s]	[oggi]	[post Re-Pow]	
3	27,73%	28,16%	0,43%
4	21,16%	21,73%	0,57%
5	18,79%	19,40%	0,61%
6	18,27%	18,72%	0,45%
7	18,05%	18,47%	0,42%
8	17,11%	17,78%	0,67%
9	16,19%	17,09%	0,90%
10	15,11%	16,32%	1,21%
11	13,83%	15,29%	1,46%
12	13,14%	14,60%	1,46%
13	12,00%	13,25%	1,25%
14	11,50%	12,53%	1,03%
15	11,12%	11,99%	0,87%
16	10,93%	11,64%	0,71%
17	10,80%	11,42%	0,62%
18	10,05%	10,64%	0,59%
19	9,59%	10,24%	0,65%
20	10,16%	10,77%	0,61%
21	8,46%	9,20%	0,74%
22	7,79%	8,98%	1,19%
23	7,70%	8,96%	1,26%
24	6,92%	7,44%	0,52%
25	6,43%	8,05%	1,62%
26	6,17%	7,92%	1,75%

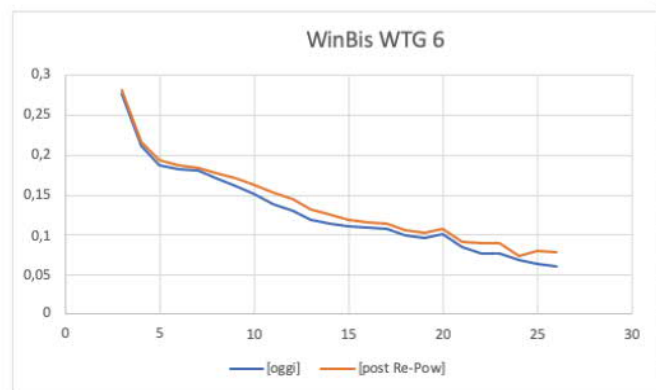


Figura 21 – Immagine della turbolenza alla turbina WTG6

WinBis WTG 7

Bin	I_{eff}	I_{eff}	Delta
[m/s]	[oggi]	[post Re-Pow]	
3	27,7%	28,0%	0,25%
4	22,4%	22,3%	-0,14%
5	21,7%	20,3%	-1,42%
6	21,3%	19,5%	-1,75%
7	20,4%	18,7%	-1,74%
8	20,1%	18,3%	-1,75%
9	19,4%	17,7%	-1,66%
10	18,3%	16,9%	-1,38%
11	17,4%	16,3%	-1,10%
12	16,2%	15,3%	-0,92%
13	14,7%	14,3%	-0,40%
14	13,4%	13,3%	-0,14%
15	12,5%	12,4%	-0,10%
16	11,3%	11,5%	0,12%
17	11,0%	11,2%	0,18%
18	10,2%	10,5%	0,28%
19	9,1%	9,8%	0,71%
20	9,1%	9,8%	0,67%
21	8,5%	9,3%	0,81%
22	8,4%	9,3%	0,90%
23	7,2%	8,6%	1,42%
24	6,6%	8,3%	1,70%
25	6,9%	8,2%	1,38%
26	6,6%	7,9%	1,31%



Figura 22 – Immagine della turbolenza alla turbina WTG7

CERBIS WTG 8

Bin	I_{eff}	I_{eff}	Delta
[m/s]	[oggi]	[post Re-Pow]	
3	25,51%	26,69%	1,18%
4	23,71%	24,19%	0,48%
5	20,22%	20,77%	0,55%
6	18,67%	19,31%	0,64%
7	17,97%	18,31%	0,34%
8	17,30%	17,69%	0,39%
9	16,66%	16,94%	0,28%
10	15,84%	16,32%	0,48%
11	14,63%	15,30%	0,67%
12	13,91%	14,64%	0,73%
13	13,03%	13,95%	0,92%
14	12,10%	13,34%	1,24%
15	11,42%	12,92%	1,50%
16	9,97%	11,31%	1,34%
17	9,43%	10,58%	1,15%
18	8,09%	8,81%	0,72%
19	8,45%	9,04%	0,59%
20	7,97%	8,47%	0,50%
21	8,02%	8,47%	0,45%
22	7,71%	8,13%	0,42%
23	7,64%	8,02%	0,38%
24	7,37%	7,73%	0,36%
25	6,96%	7,29%	0,33%
26	6,67%	6,95%	0,28%
27	5,99%	6,69%	0,70%
28	5,85%	6,74%	0,89%
29	5,83%	6,66%	0,83%

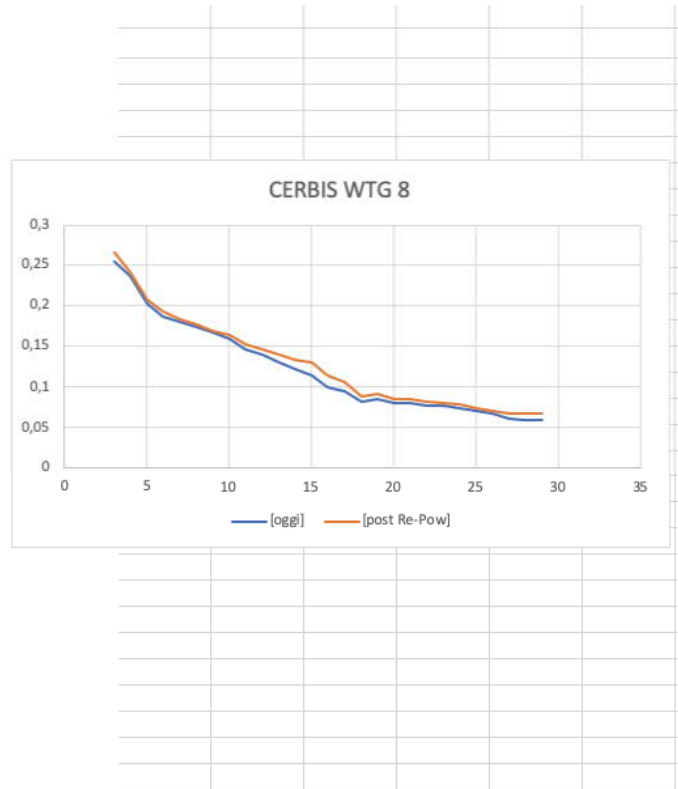


Figura 23 – Immagine della turbolenza alla turbina WTG8

CerBis WTG 9

Bin	I_{eff}	I_{eff}	Delta
[m/s]	[oggi]	[post Re-Pow]	
3	26,76%	26,69%	-0,07%
4	25,30%	24,19%	-1,11%
5	22,26%	20,77%	-1,49%
6	20,95%	19,31%	-1,64%
7	19,86%	18,31%	-1,55%
8	19,17%	17,69%	-1,48%
9	17,85%	16,94%	-0,91%
10	17,32%	16,32%	-1,00%
11	16,19%	15,30%	-0,89%
12	15,27%	14,64%	-0,63%
13	13,90%	13,95%	0,05%
14	12,93%	13,34%	0,41%
15	11,27%	12,92%	1,65%
16	10,52%	11,31%	0,79%
17	9,92%	10,58%	0,66%
18	9,29%	8,81%	-0,48%
19	8,94%	9,04%	0,10%
20	8,71%	8,47%	-0,24%
21	8,77%	8,47%	-0,30%
22	8,05%	8,13%	0,08%
23	7,99%	8,02%	0,03%
24	7,80%	7,73%	-0,07%
25	7,27%	7,29%	0,02%
26	6,10%	6,95%	0,85%
27	5,66%	6,69%	1,03%
28	5,42%	6,74%	1,32%
29	5,90%	6,66%	0,76%

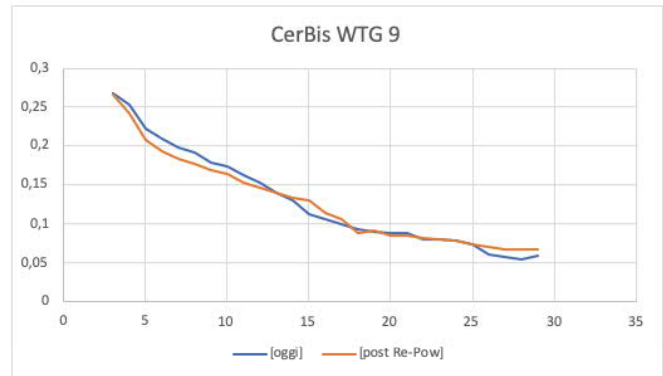


Figura 24 – Immagine della turbolenza alla turbina WTG9

CerBis WTG 10

Bin	I_{eff}	I_{eff}	Delta
[m/s]	[oggi]	[post Re-Pow]	
3	29,28%	29,42%	0,14%
4	24,82%	24,71%	-0,11%
5	22,05%	21,72%	-0,33%
6	20,50%	19,93%	-0,57%
7	19,72%	19,21%	-0,51%
8	18,64%	18,28%	-0,36%
9	17,40%	17,26%	-0,14%
10	16,45%	16,63%	0,18%
11	15,63%	16,08%	0,45%
12	14,19%	15,08%	0,89%
13	13,08%	14,30%	1,22%
14	12,48%	13,84%	1,36%
15	10,85%	12,35%	1,50%
16	10,37%	11,65%	1,28%
17	9,67%	10,74%	1,07%
18	9,45%	10,43%	0,98%
19	9,19%	10,00%	0,81%
20	8,78%	9,49%	0,71%
21	8,44%	9,16%	0,72%
22	8,34%	8,97%	0,63%
23	8,17%	8,74%	0,57%
24	7,66%	8,23%	0,57%
25	7,61%	8,42%	0,81%
26	5,32%	7,31%	1,99%
27	6,36%	7,96%	1,60%
28	6,08%	7,55%	1,47%
29	5,89%	7,39%	1,50%

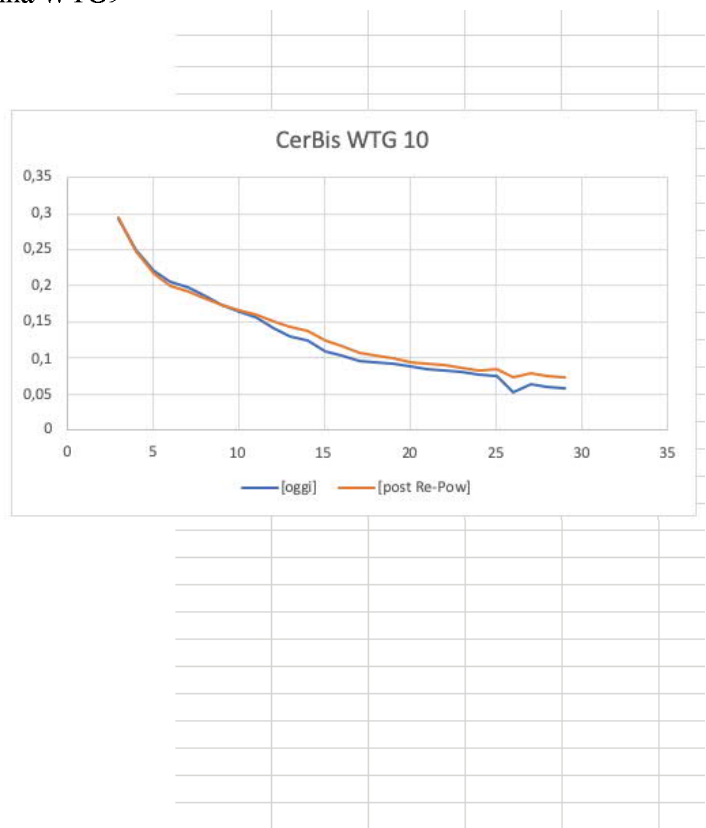


Figura 25 – Immagine della turbolenza alla turbina WTG10

CerBis WTG 11

Bin	I_{eff}	I_{eff}	Delta
[m/s]	[oggi]	[post Re-Pow]	
3	28,7%	28,8%	0,1%
4	22,7%	22,6%	-0,1%
5	20,2%	20,0%	-0,2%
6	18,6%	18,3%	-0,3%
7	18,1%	17,8%	-0,3%
8	16,7%	16,6%	-0,1%
9	15,9%	16,0%	0,1%
10	14,7%	15,1%	0,3%
11	14,0%	14,6%	0,6%
12	12,7%	13,5%	0,9%
13	12,2%	13,1%	0,9%
14	10,2%	11,2%	1,0%
15	9,7%	10,5%	0,8%
16	9,4%	10,1%	0,6%
17	9,0%	9,5%	0,5%
18	8,8%	9,2%	0,4%
19	8,6%	8,9%	0,4%
20	8,0%	8,3%	0,3%
21	8,1%	8,4%	0,3%
22	7,6%	7,9%	0,2%
23	7,0%	7,3%	0,2%
24	6,8%	6,8%	0,0%
25	5,7%	5,7%	0,0%
26	6,8%	6,8%	0,0%
27	6,6%	6,6%	0,0%
28	6,1%	7,6%	1,5%
29	5,9%	7,4%	1,5%



Figura 26 – Immagine della turbolenza alla turbina WTG11

WinBis WTG 12

Bin	I_{eff}	I_{eff}	Delta
[m/s]	[oggi]	[post Re-Pow]	
3	27,88%	29,07%	1,19%
4	24,94%	25,60%	0,66%
5	22,88%	23,48%	0,60%
6	21,05%	21,64%	0,59%
7	20,42%	21,00%	0,58%
8	16,64%	17,95%	1,31%
9	15,87%	16,82%	0,95%
10	14,96%	15,74%	0,78%
11	14,06%	14,64%	0,58%
12	13,29%	13,60%	0,31%
13	12,80%	13,01%	0,21%
14	12,78%	12,85%	0,07%
15	12,12%	12,18%	0,06%
16	11,09%	11,16%	0,07%
17	10,55%	10,55%	0,00%
18	10,06%	10,06%	0,00%
19	10,04%	10,04%	0,00%
20	9,38%	9,38%	0,00%
21	8,45%	8,45%	0,00%
22	9,16%	9,16%	0,00%
23	8,38%	8,38%	0,00%
24	6,80%	6,80%	0,00%
25	5,72%	5,72%	0,00%
26	6,79%	6,79%	0,00%
27	6,62%	6,62%	0,00%
28	6,08%	7,55%	1,47%
29	5,89%	7,39%	1,50%

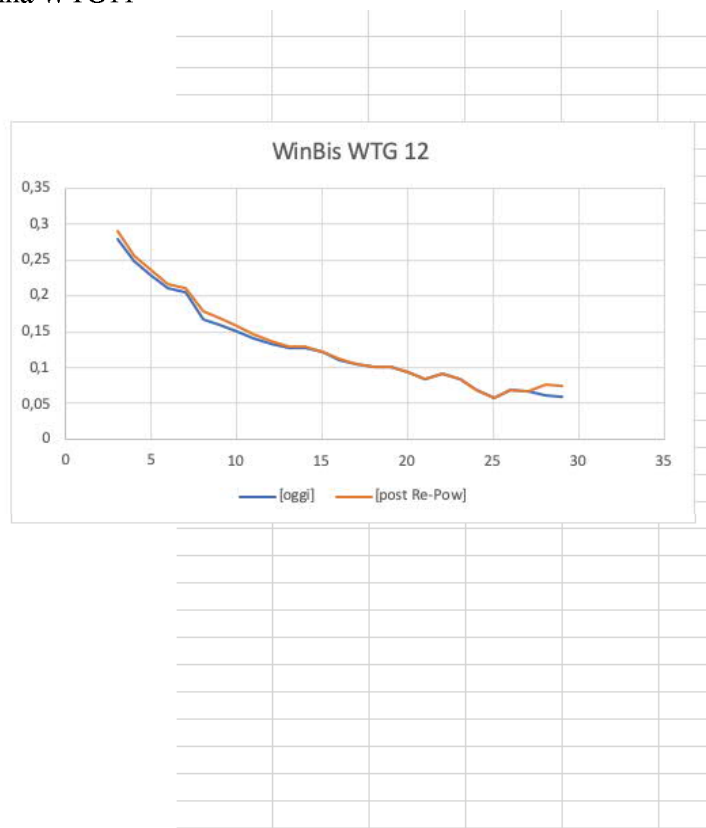


Figura 27 – Immagine della turbolenza alla turbina WTG12

WinBis WTG 13

Bin	I_{eff}	I_{eff}	Delta
[m/s]	[oggi]	[post Re-Pow]	
3	27,52%	28,53%	1,01%
4	27,01%	27,51%	0,50%
5	25,87%	26,24%	0,37%
6	24,71%	24,90%	0,19%
7	22,79%	23,03%	0,24%
8	21,33%	21,63%	0,30%
9	21,00%	21,50%	0,50%
10	19,64%	20,36%	0,72%
11	18,43%	19,42%	0,99%
12	12,80%	13,27%	0,47%
13	12,11%	12,47%	0,36%
14	12,09%	12,20%	0,11%
15	11,52%	11,61%	0,09%
16	10,80%	10,86%	0,06%
17	10,37%	10,37%	0,00%
18	9,92%	9,92%	0,00%
19	9,58%	9,58%	0,00%
20	9,49%	9,49%	0,00%
21	8,97%	8,97%	0,00%
22	8,78%	8,78%	0,00%
23	8,78%	8,78%	0,00%
24	7,93%	7,93%	0,00%
25	5,72%	5,72%	0,00%
26	6,79%	6,79%	0,00%
27	6,62%	6,62%	0,00%
28	6,08%	7,55%	1,47%
29	5,89%	7,39%	1,50%



Figura 28 – Immagine della turbolenza alla turbina WTG13

WinBis WTG 14

Bin	I_{eff}	I_{eff}	Delta
[m/s]	[oggi]	[post Re-Pow]	
3	26,5%	27,3%	0,8%
4	21,4%	22,3%	0,9%
5	19,1%	20,2%	1,1%
6	18,1%	19,3%	1,2%
7	17,5%	18,7%	1,2%
8	16,4%	17,7%	1,3%
9	15,8%	16,8%	1,0%
10	15,3%	16,1%	0,7%
11	14,4%	15,1%	0,7%
12	13,5%	14,1%	0,7%
13	12,5%	13,2%	0,8%
14	11,6%	12,3%	0,6%
15	11,5%	12,1%	0,6%
16	11,0%	11,5%	0,5%
17	10,2%	10,6%	0,3%
18	9,9%	10,1%	0,1%
19	9,9%	10,0%	0,2%
20	9,3%	9,3%	0,0%
21	9,2%	9,2%	0,0%
22	8,7%	8,7%	0,0%
23	8,5%	8,5%	0,0%
24	8,6%	8,6%	0,0%
25	7,3%	7,3%	0,0%
26	6,8%	6,8%	0,0%
27	6,6%	6,6%	0,0%
28	6,1%	7,6%	1,5%
29	5,9%	7,4%	1,5%



Figura 29 – Immagine della turbolenza alla turbina WTG14

WinBis WTG 15

Bin	I_{eff}	I_{eff}	Delta
[m/s]	[oggi]	[post Re-Pow]	
3	26,8%	28,0%	1,2%
4	21,7%	22,8%	1,1%
5	18,9%	20,4%	1,5%
6	17,9%	19,5%	1,6%
7	17,0%	18,9%	1,9%
8	15,6%	17,9%	2,3%
9	15,3%	17,1%	1,8%
10	15,0%	16,2%	1,2%
11	14,2%	15,4%	1,2%
12	13,3%	14,3%	1,0%
13	12,7%	13,6%	0,9%
14	11,3%	12,4%	1,1%
15	11,1%	12,3%	1,2%
16	10,7%	11,8%	1,1%
17	10,1%	11,0%	0,9%
18	9,8%	10,2%	0,5%
19	9,3%	9,8%	0,5%
20	9,1%	9,1%	0,0%
21	8,8%	8,8%	0,0%
22	8,5%	8,5%	0,0%
23	7,9%	7,9%	0,0%
24	8,2%	8,2%	0,0%
25	7,6%	7,6%	0,0%
26	7,1%	7,1%	0,0%
27	6,6%	6,6%	0,0%
28	6,1%	7,6%	1,5%
29	5,9%	7,4%	1,5%



Figura 30 – Immagine della turbolenza alla turbina WTG15

WinBis WTG 16

Bin	I_{eff}	I_{eff}	Delta
[m/s]	[oggi]	[post Re-Pow]	
3	28,5%	28,8%	0,3%
4	22,7%	23,0%	0,3%
5	19,2%	19,6%	0,5%
6	17,6%	18,3%	0,6%
7	17,4%	18,0%	0,6%
8	16,8%	17,6%	0,8%
9	15,9%	16,7%	0,8%
10	15,6%	16,1%	0,6%
11	15,1%	15,5%	0,4%
12	14,3%	14,7%	0,4%
13	13,5%	13,9%	0,4%
14	12,3%	12,8%	0,4%
15	11,0%	11,6%	0,5%
16	10,4%	11,1%	0,7%
17	9,7%	10,4%	0,7%
18	9,5%	9,9%	0,4%
19	8,8%	9,2%	0,4%
20	8,4%	8,8%	0,3%
21	8,6%	8,6%	0,0%
22	8,0%	8,0%	0,0%
23	7,1%	7,1%	0,0%
24	6,7%	6,7%	0,0%
25	7,1%	7,1%	0,0%
26	6,8%	6,8%	0,0%
27	6,6%	6,6%	0,0%
28	6,1%	7,6%	1,5%
29	5,9%	7,4%	1,5%



Figura 31 – Immagine della turbolenza alla turbina WTG16

WinBis WTG 17

Bin	I_{eff}	I_{eff}	Delta
[m/s]	[oggi]	[post Re-Pow]	
3	28,24%	28,40%	0,16%
4	22,33%	22,53%	0,20%
5	19,33%	19,55%	0,22%
6	18,20%	18,38%	0,18%
7	17,11%	17,43%	0,32%
8	16,34%	16,93%	0,59%
9	14,93%	15,78%	0,85%
10	14,08%	15,04%	0,96%
11	13,27%	14,33%	1,06%
12	12,08%	13,30%	1,22%
13	11,05%	12,36%	1,31%
14	10,63%	11,83%	1,20%
15	9,03%	10,13%	1,10%
16	9,08%	10,11%	1,03%
17	8,88%	9,69%	0,81%
18	8,46%	8,98%	0,52%
19	8,11%	8,45%	0,34%
20	7,97%	8,25%	0,28%
21	8,14%	8,14%	0,00%
22	7,74%	7,74%	0,00%
23	7,40%	7,40%	0,00%
24	6,91%	6,91%	0,00%
25	7,11%	7,11%	0,00%
26	7,02%	7,02%	0,00%
27	6,62%	6,62%	0,00%
28	6,08%	7,55%	1,47%
29	5,89%	7,39%	1,50%



Figura 32 – Immagine della turbolenza alla turbina WTG17

WinBis WTG 18

Bin	I_{eff}	I_{eff}	Delta
[m/s]	[oggi]	[post Re-Pow]	
3	26,7%	26,8%	0,0%
4	22,7%	22,7%	0,1%
5	20,9%	21,0%	0,1%
6	19,5%	19,5%	0,0%
7	19,3%	19,3%	0,0%
8	18,7%	18,8%	0,0%
9	18,4%	18,5%	0,1%
10	18,0%	18,1%	0,1%
11	17,1%	17,2%	0,1%
12	16,2%	16,4%	0,2%
13	15,4%	15,6%	0,2%
14	10,9%	10,9%	0,0%
15	10,8%	10,8%	0,0%
16	9,8%	9,8%	0,0%
17	9,2%	9,2%	0,0%
18	9,0%	9,0%	0,0%
19	8,8%	8,8%	0,0%
20	8,5%	8,5%	0,0%
21	7,6%	7,6%	0,0%
22	8,2%	8,2%	0,0%
23	7,5%	7,5%	0,0%
24	7,4%	7,4%	0,0%
25	7,4%	7,4%	0,0%
26	7,0%	7,0%	0,0%
27	6,6%	6,6%	0,0%
28	6,1%	7,6%	1,5%
29	5,9%	7,4%	1,5%

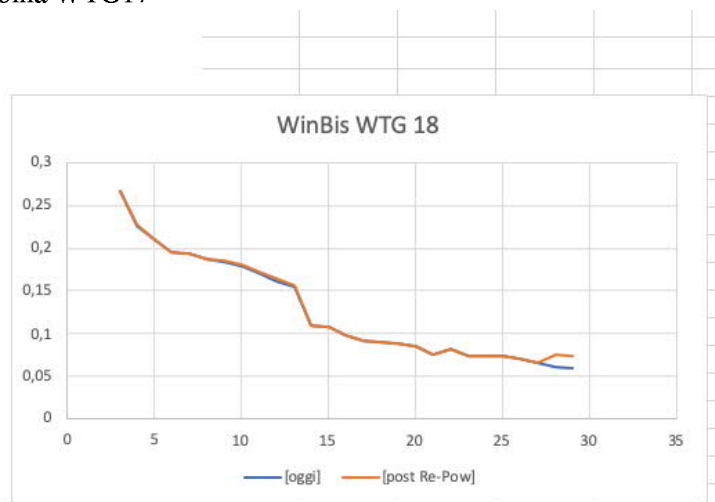


Figura 33 – Immagine della turbolenza alla turbina WTG18

WinBis WTG 19

Bin	I_{eff}	I_{eff}	Delta
[m/s]	[oggi]	[post Re-Pow]	
3	27,30%	27,30%	0,00%
4	22,10%	22,17%	0,07%
5	19,64%	19,68%	0,04%
6	18,75%	18,74%	-0,01%
7	18,40%	18,41%	0,01%
8	18,03%	18,15%	0,12%
9	17,50%	17,80%	0,30%
10	17,03%	17,46%	0,43%
11	16,37%	16,99%	0,62%
12	15,52%	16,39%	0,87%
13	14,43%	15,42%	0,99%
14	13,56%	14,43%	0,87%
15	12,97%	13,70%	0,73%
16	12,67%	13,35%	0,68%
17	11,90%	12,48%	0,58%
18	11,55%	12,05%	0,50%
19	11,34%	11,85%	0,51%
20	10,77%	11,26%	0,49%
21	10,65%	11,10%	0,45%
22	10,06%	10,48%	0,42%
23	9,38%	10,22%	0,84%
24	8,73%	10,23%	1,50%
25	8,73%	10,01%	1,28%
26	7,02%	7,02%	0,00%
27	6,62%	6,62%	0,00%
28	6,08%	7,55%	1,47%
29	5,89%	7,39%	1,50%

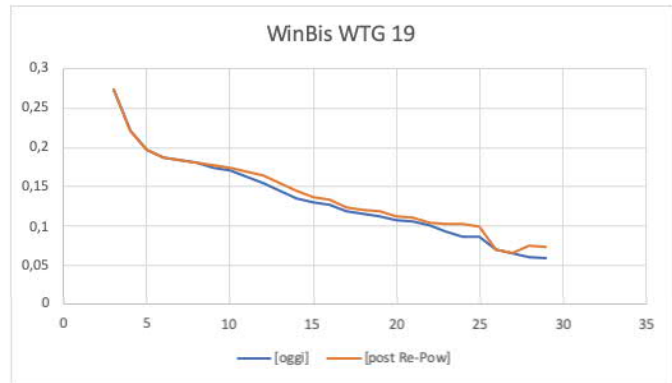


Figura 34 – Immagine della turbolenza alla turbina WTG19

WinBis WTG 20

Bin	I_{eff}	I_{eff}	Delta
[m/s]	[oggi]	[post Re-Pow]	
3	27,1%	27,1%	0,0%
4	21,7%	21,7%	0,0%
5	19,4%	19,4%	0,0%
6	17,9%	17,9%	0,0%
7	17,1%	17,1%	0,0%
8	16,5%	16,5%	0,0%
9	16,0%	16,0%	0,0%
10	15,7%	15,7%	0,0%
11	14,8%	14,8%	0,0%
12	14,4%	14,4%	0,0%
13	13,3%	13,3%	0,0%
14	13,3%	13,3%	0,0%
15	12,5%	12,5%	0,0%
16	11,6%	11,6%	0,0%
17	11,2%	11,2%	0,0%
18	10,9%	10,9%	0,0%
19	10,4%	10,4%	0,0%
20	10,1%	10,1%	0,0%
21	9,6%	9,6%	0,0%
22	9,9%	9,9%	0,0%
23	9,3%	9,3%	0,0%
24	8,7%	10,2%	1,5%
25	8,7%	10,0%	1,3%
26	7,0%	7,0%	0,0%
27	6,6%	6,6%	0,0%
28	6,1%	7,6%	1,5%
29	5,9%	7,4%	1,5%



Figura 35 – Immagine della turbolenza alla turbina WTG20

WinBis WTG 21

Bin	I_{eff}	I_{eff}	Delta
[m/s]	[oggi]	[post Re-Pow]	
3	28,77%	28,77%	0,00%
4	21,81%	21,82%	0,01%
5	19,69%	19,70%	0,01%
6	19,05%	19,05%	0,00%
7	18,31%	18,31%	0,00%
8	17,55%	17,55%	0,00%
9	16,75%	16,75%	0,00%
10	16,26%	16,26%	0,00%
11	15,52%	15,52%	0,00%
12	14,69%	14,69%	0,00%
13	14,27%	14,27%	0,00%
14	14,10%	14,10%	0,00%
15	12,53%	12,53%	0,00%
16	11,86%	11,86%	0,00%
17	11,55%	11,55%	0,00%
18	11,27%	11,27%	0,00%
19	10,49%	10,49%	0,00%
20	10,35%	10,35%	0,00%
21	9,30%	9,30%	0,00%
22	9,89%	9,89%	0,00%
23	9,05%	9,05%	0,00%
24	8,73%	10,23%	1,50%
25	8,73%	10,01%	1,28%
26	7,02%	7,02%	0,00%
27	6,62%	6,62%	0,00%
28	6,08%	7,55%	1,47%
29	5,89%	7,39%	1,50%

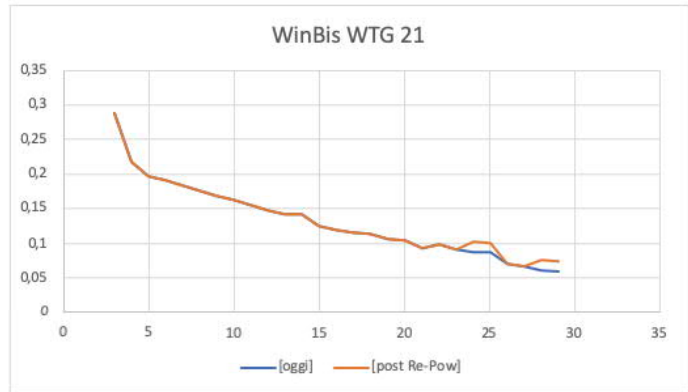


Figura 36 – Immagine della turbolenza alla turbina WTG21

WinBis WTG 25

Bin	I_{eff}	I_{eff}	Delta
[m/s]	[oggi]	[post Re-Pow]	
3	29,0%	29,6%	0,6%
4	23,2%	23,7%	0,6%
5	21,7%	22,0%	0,3%
6	20,9%	21,3%	0,3%
7	20,3%	20,7%	0,4%
8	19,3%	19,9%	0,7%
9	18,3%	19,2%	0,9%
10	17,3%	18,2%	0,8%
11	15,9%	16,9%	1,0%
12	14,8%	15,9%	1,2%
13	14,0%	14,5%	0,6%
14	13,5%	13,6%	0,1%
15	13,6%	13,6%	0,0%
16	12,2%	12,0%	-0,2%
17	12,0%	11,9%	-0,1%
18	11,7%	11,3%	-0,3%
19	10,7%	10,0%	-0,7%
20	10,3%	8,9%	-1,4%
21	10,0%	8,8%	-1,3%
22	10,3%	9,1%	-1,1%
23	9,1%	8,0%	-1,2%
24	8,7%	10,2%	1,5%
25	8,7%	10,0%	1,3%
26	7,0%	7,0%	0,0%
27	6,6%	6,6%	0,0%
28	6,1%	7,6%	1,5%
29	5,9%	7,4%	1,5%



Figura 37 – Immagine della turbolenza alla turbina WTG25