

Regione Puglia

COMUNE DI SALICE SALENTINO - COMUNE DI VEGLIE

PROVINCIA DI LECCE

**PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI IMPIANTO PER LA
PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA FONTI RINNOVABILI,
NONCHE' OPERE CONNESSE ED INFRASTRUTTURE, DI POTENZA
PREVISTA IMMESSA IN RETE PARI A 60 MW
ALIMENTATO DA FONTE EOLICA DENOMINATO "SAVE ENERGY"**

OPERE DI CONNESSIONE E INFRASTRUTTURE PER IL COLLEGAMENTO ALLA RTN:
Comuni di Erchie (Br)-San Pancrazio Salentino (Br) - Avetrana (Ta)

PROGETTO DEFINITIVO

Codice Impianto: 6QTZQR9

Tavola :

Titolo :

SINTESI NON TECNICA

R40

Cod. Identificativo elaborato :

6QTZQR9_StudioFattibilitàAmbientale_R40

Progetto:

ENERWIND s.r.l.

Via San Lorenzo 155 - cap 72023 MESAGNE (BR)
P.IVA 02549880744 - REA BR-154453 - enerwind@pec.it

MSC Innovative Solutions s.r.l.s.

Via Milizia n.55 - 73100 Lecce
Tel. +39 3383137911
Email: msc.innovativesolutions@gmail.com - P. IVA 05030190754
Responsabile progettazione: Dott. Ing. Santo Masilla

Committente:

AVETRANA ENERGIA s.r.l.

Piazza del Grano n.3 - cap 39100 BOLZANO (BZ)
P.IVA 03050420219 - REA BZ 227626 - avetrana.energia@legalmail.it

SOCIETA' DEL GRUPPO

FRI-EL GREEN POWER S.p.A.
Piazza della Rotonda, 2 - 00186 Roma (RM) - Italia
Tel. +39 06 6880 4163 - Fax. +39 06 6821 2764
Email: info@fri-el.it - P. IVA 01533770218

Indagine Specialistiche :

Data

Revisione

Redatto

Approvato

20.06.2021

Prima Emissione

SM

MT

Data: Giugno 2021

Scala :

File: 6QTZQR9_StudioFattibilitàAmbientale_R40

Controllato:

Formato:

A4

Sommario

1.	LOCALIZZAZIONE E CARATTERISTICHE DEL PROGETTO	2
2.	MOTIVAZIONE DELL'OPERA.....	12
3.	ALTERNATIVE TECNOLOGICHE E LOCALIZZATIVE	14
1.	Alternativa tecnologica 1 – utilizzo di aerogeneratori di media taglia	14
2.	Alternativa tecnologica 2 – Impianto fotovoltaico	15
3.	Alternativa localizzativa	16
4.	CARATTERISTICHE DIMENSIONALI E FUNZIONALI DEL PROGETTO	17
4.	Principali caratteristiche tecniche del progetto	17
5.	Aerogeneratori	17
6.	Fondazioni	18
7.	Trincee ed elettrodotti	19
8.	Sottostazione elettrica di connessione e consegna (SSE)	20
9.	Strade e piste	20
10.	Aree di cantiere per l'installazione degli aerogeneratori (piazze)	21
11.	Mezzi d'opera ed accesso all'area di intervento	21
12.	Esercizio e funzionamento dell'impianto	22
13.	Utilizzazione delle risorse naturali	22
14.	Dismissione dell'impianto	23
5.	ANALISI DEGLI IMPATTI	24
15.	Individuazione degli impatti – Fase di Scoping	24
16.	Atmosfera	27
17.	Radiazioni non ionizzanti	29
18.	Acque superficiali e sotterranee	34
19.	Suolo e sottosuolo	35
20.	Rumore	38
21.	Flora e vegetazione	54
22.	Fauna e avifauna	57
23.	Ecosistema	57
24.	Impatto visivo	59
25.	Conclusioni sull'analisi degli impatti	80
6.	ELENCO PRINCIPALI ACRONIMI	84

1. LOCALIZZAZIONE E CARATTERISTICHE DEL PROGETTO

Scopo del progetto è la realizzazione di un “Parco Eolico” per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile (vento) e l’immissione, attraverso una opportuna connessione, dell’energia prodotta nella Rete di Trasmissione Nazionale.

Il parco prevede la costruzione e la messa in esercizio, su torre tubolare in acciaio di altezza 119 m, di n. 15 aerogeneratori con potenza unitaria di 6,0 MW e potenza complessiva di 60 MW. Gli aerogeneratori avranno rotore tripala del diametro di 170 m.

Il Parco Eolico è denominato “SAVE ENERGY”. Il proponente è la società Avetrana Energia S.r.l.

Il Parco Eolico propriamente detto (plinti di fondazione, piste di nuova realizzazione, cavidotti interrati fra gli aerogeneratori) interesserà un’area agricola ricadente nel Comune Salice Salentino e Veglie nella parte ovest della provincia di Lecce al confine con le province di Taranto e Brindisi, a 8,5 km circa dalla costa ionica.

E’ previsto che la connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale avvenga in corrispondenza del nodo rappresentato dalla SE TERNA Erchie (in agro di Erchie), nei pressi della quale sarà realizzata una Sottostazione Elettrica (SSE) di trasformazione e consegna. Il cavidotto in media tensione a 30 kV di connessione tra aerogeneratori e tra Parco Eolico e SSE sarà interrato, avrà una lunghezza complessiva di 10 km circa ed interesserà i territori comunali di San Pancrazio Salentino (BR) in piccola parte, Avetrana (TA) e Erchie (BR). Il collegamento elettrico tra SSE utente e SE TERNA Erchie sarà realizzato con cavo AT interrato a 150 kV di lunghezza pari a 235 m circa (in agro di Erchie)

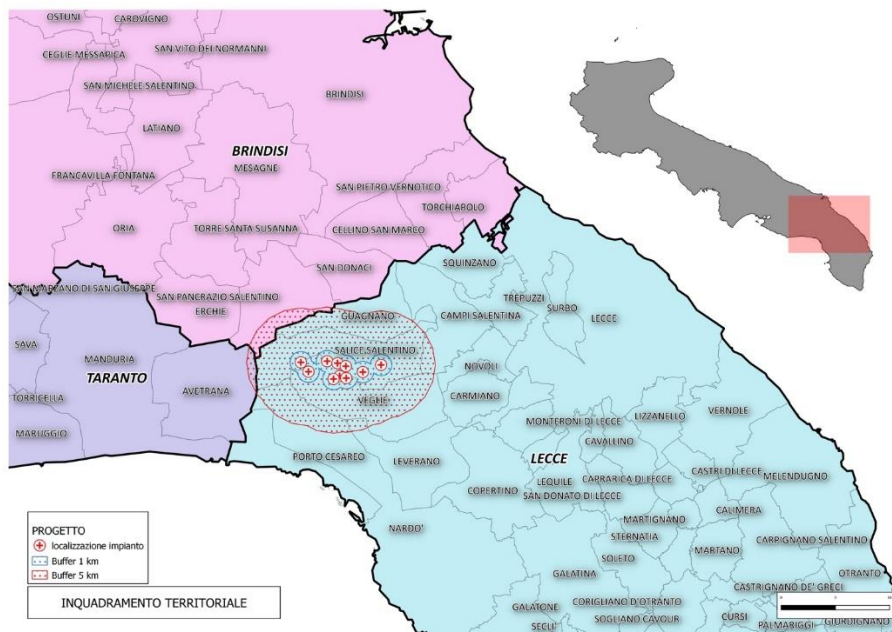
La realizzazione dell’intervento è prevista in un’area della parte sud-orientale della Provincia di Lecce al confine con le province di Taranto e Brindisi. Le posizioni di tutti i dieci aerogeneratori sono nel territorio comunale di Salice Salentino e Veglie, n.5 aerogeneratori per ogni Comune, in un’area con destinazione d’uso agricola. Rispetto all’area di impianto gli abitati più vicini sono:

- Salice Salentino (LE) Km 1,90 a est dell’aerogeneratore S10
- Veglie (LE) 3,10 Km a est dell’aerogeneratore S10
- Avetrana (TA) 8,90 km a ovest dell’aerogeneratore S02;
- San Pancrazio Salentino (BR) 3,97 km a ovest dell’aerogeneratore S02;
- Erchie (BR) 10,5 km a ovest dell’aerogeneratore S02;
- Boncore, frazione di Porto Cesareo (LE) 7,20 a sud dell’aerogeneratore S01
- Porto Cesareo (LE) 9,25 Km a su dall’aerogeneratore S01

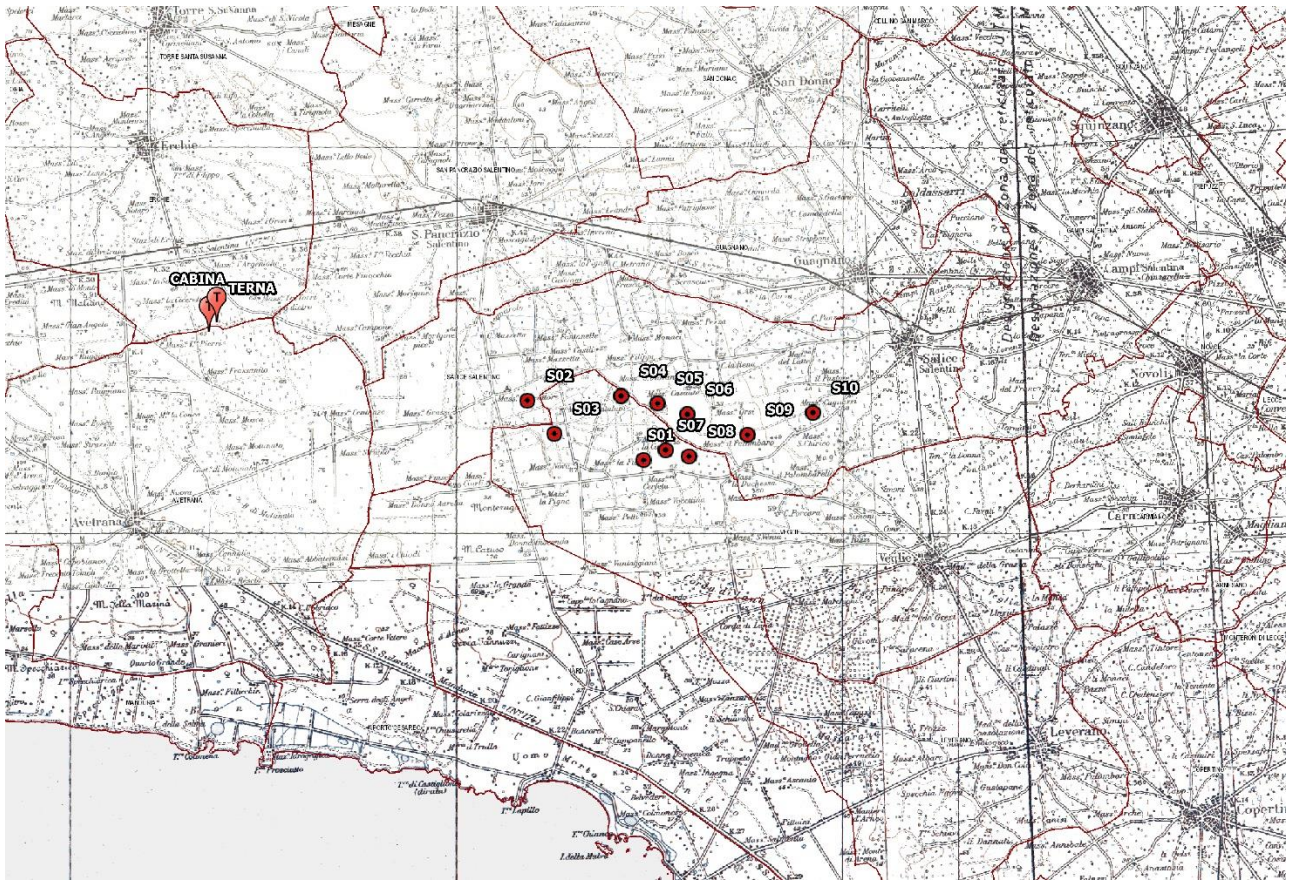
La distanza dalla costa ionica è di circa 8,60 km (aerogeneratore S01).



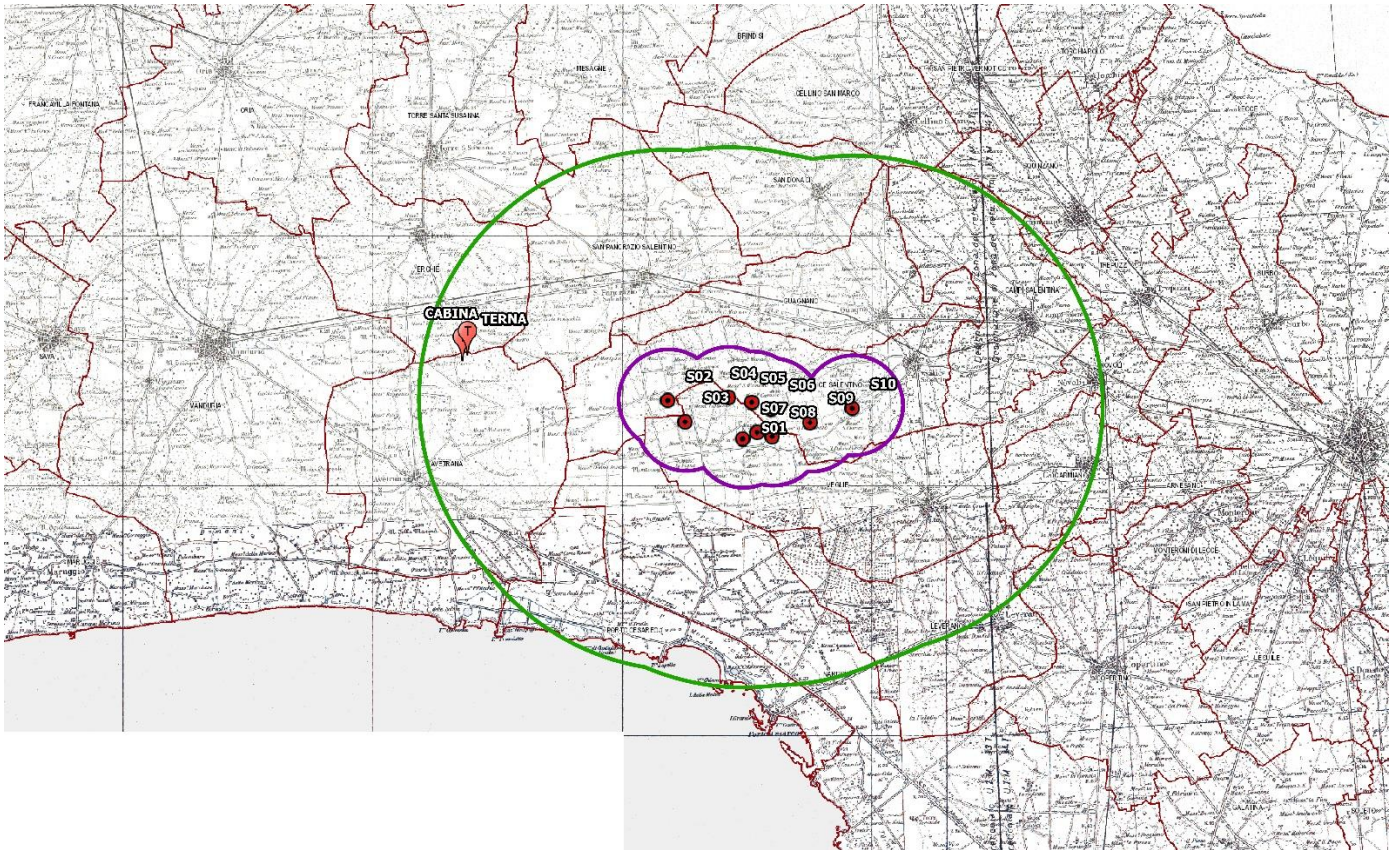
Nello Studio Di Impatto Ambientale è individuata un'Area Ristretta o di Intervento (intorno di 2 km dagli aerogeneratori) e un'Area di Studio o di Interesse (involuppo di 10 km dagli aerogeneratori). Infine l'Area Vasta si estende sino a 20 km dall'impianto. Gli effetti della realizzazione dell'impianto eolico si manifestano di fatto nell'Area Ristretta e nell'Area di Interesse.



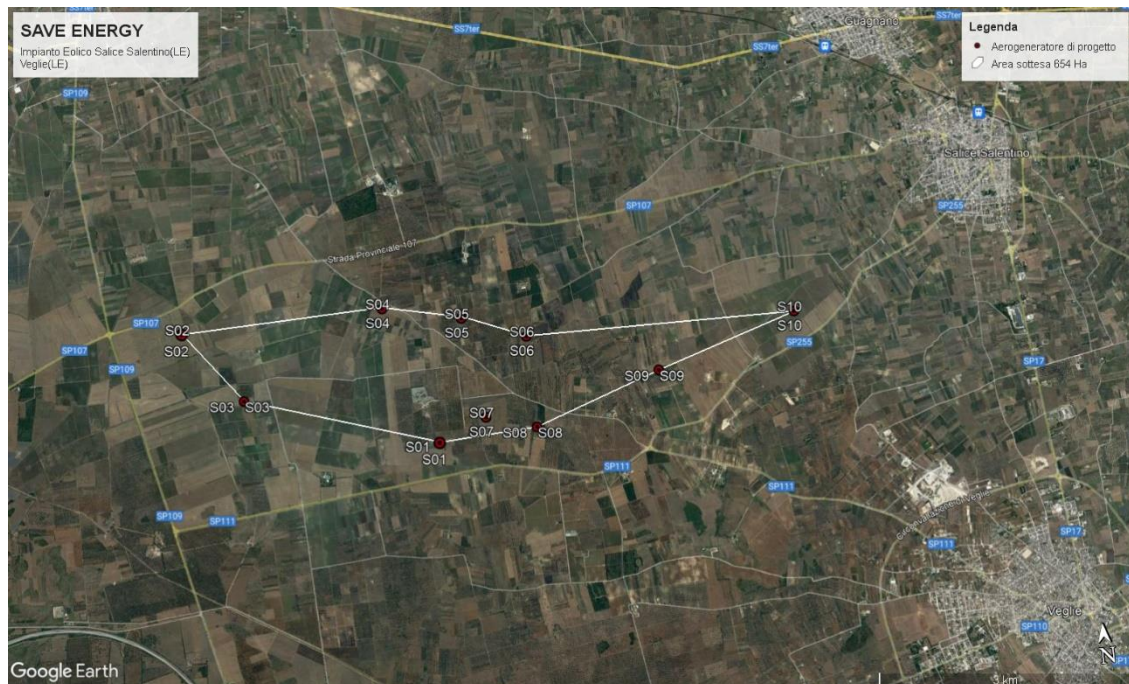
Localizzazione dell'Area di impianto su IGM 100000 nell'ambito delle provincie di Brindisi-Lecce-Taranto



Localizzazione dell'Area di impianto su IGM 100000

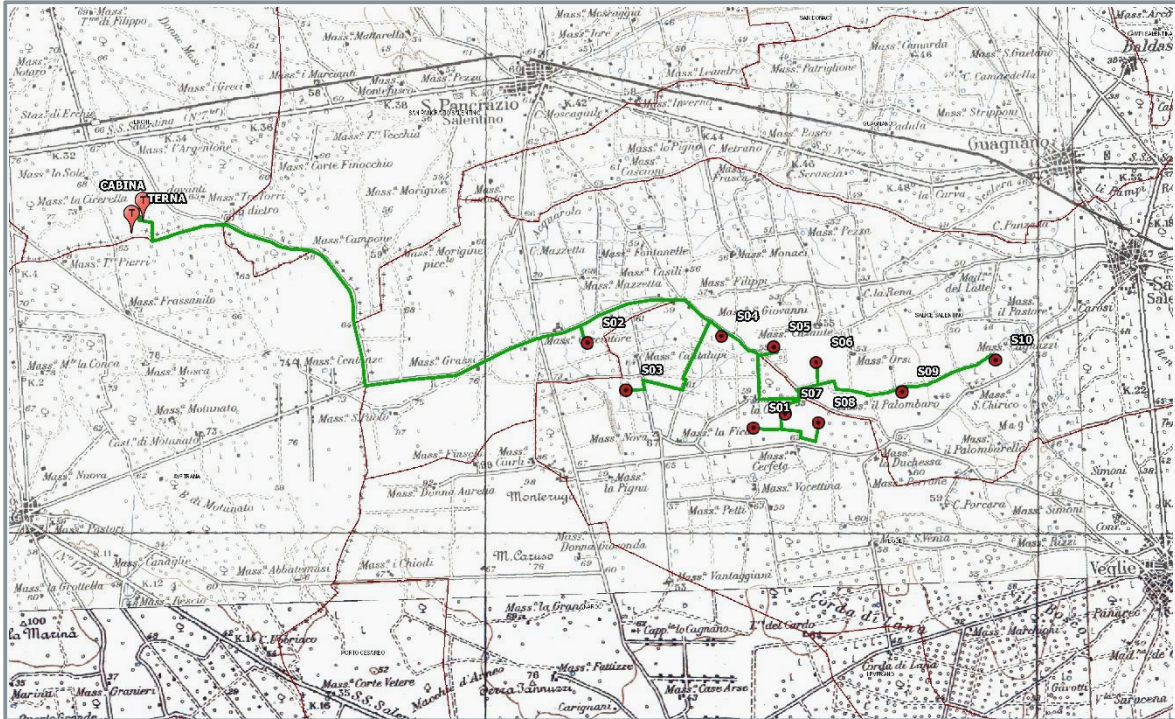


Inquadramento impianto eolico nell'area di studio AVIC 10Km e 2Km



Area di intervento

Lay-out impianto eolico con cavidotto



Lay-out impianto eolico con cavidotto

Area di Intervento. L'Area di Intervento si inserisce all'interno di un ideale quadrilatero con i vertici rappresentati dai comuni di San Pancrazio (BR) a nord-ovet, Avetrana (TA) a ovest, a est con I Comuni di Veglie-Salice Salentino e Guagnano e dista circa 8,6 km dalla costa ionica pugliese nel tratto tra Punta Prosciutto e Torre Colimena.

L'Area di Intervento presenta le caratteristiche tipiche del "mosaico" del Tavoliere Salentino: uliveti che si alternano a vigneti ed aree a seminativo separati fra loro e delimitati dai tipici muretti a secco. Questo paesaggio è il risultato di una centenaria attività di antropizzazione che ha fortemente modificato la fisionomia originaria del territorio, caratterizzandolo, fra l'altro, con numerosi segni antropici: muretti a secco, pozzi e cisterne, masserie. Lungo i muretti a secco spesso si concentra una vegetazione spontanea che va dai più comuni rovi, ai cespugli di salvione giallo o di timo, ma anche lentisco, mirto, alaterno e quercia spinosa.

A est dell'area interessata dagli aerogeneratori S02-S03, a confine con il Comune di Avetrana (TA) sono presenti alcune zone a macchia di tipo relittuale, comunque non interessate direttamente dagli aerogeneratori e dalle infrastrutture di impianto (strade, piazzole, cavidotti). Altre zone a macchia le troviamo a sud-ovest degli aerogeneratori.

Tutti gli aerogeneratori ricadono in aree a seminativo e non interessano vigneti ed uliveti, ed aree a macchia. Alcune porzioni di vigneto e uliveto sono marginalmente coinvolte per via delle opere temporane per il trasporto eccezionale delle component tecnologiche dell'aerogeneratore.



PPTR Botanico Vegetazionale nell'intorno degli aerogeneratori



Macchia steppica contigua all'area di impianto nelle vicinanze dell'aerogeneratore S06

Nell'intorno degli aerogeneratori sono presenti alcune Masserie, le più vicine sono:

- Masseria Mazzetta, in agro di Salice S.no: 1120m dall'aerogeneratore n. S02 di progetto;
- Masseria Cantalupi, in agro di Salice S.no: 900m dall'aerogeneratore S02 di progetto;
- Masseria Cantalupi, in agro di Salice S.no: 600m dall'aerogeneratore S03 di progetto;
- Masseria Donna Sandra, in agro di Veglie: 980m dall'aerogeneratore S03 di progetto;
- Masseria La Casa, in agro di Veglie: 500m dall'aerogeneratore S01 di progetto;
- Masseria La Casa, in agro di Veglie: 740m dall'aerogeneratore S01 di progetto;
- Masseria Cerfeta, in agro di Salice S.no: 680m dall'aerogeneratore S08 di progetto;
- Masseria Palombaro, in agro di Salice S.no: 560m dall'aerogeneratore S09 di progetto;
- Masseria San Chirico, in agro di Salice S.no: 770m dall'aerogeneratore S10 di progetto;
- Masseria Cognazzi, in agro di Salice S.no: 965m dall'aerogeneratore S10 di progetto;
- Masseria Il Pastore, in agro di Salice S.no: 600m dall'aerogeneratore S10 di progetto;
- Masseria Orsi, in agro di Salice S.no: 660m dall'aerogeneratore S06 di progetto;
- Masseria Casaute, in agro di Salice S.no: 600m dall'aerogeneratore S06 di progetto;
- Masseria San Giovanni, in agro di Salice S.no: 775m dall'aerogeneratore S05 di progetto;
- Masseria Filippi, in agro di Salice S.no: 760m dall'aerogeneratore S04 di progetto;

- Masseria Monaci, in agro di Salice S.no: 1450m dall'aerogeneratore S04 di progetto;

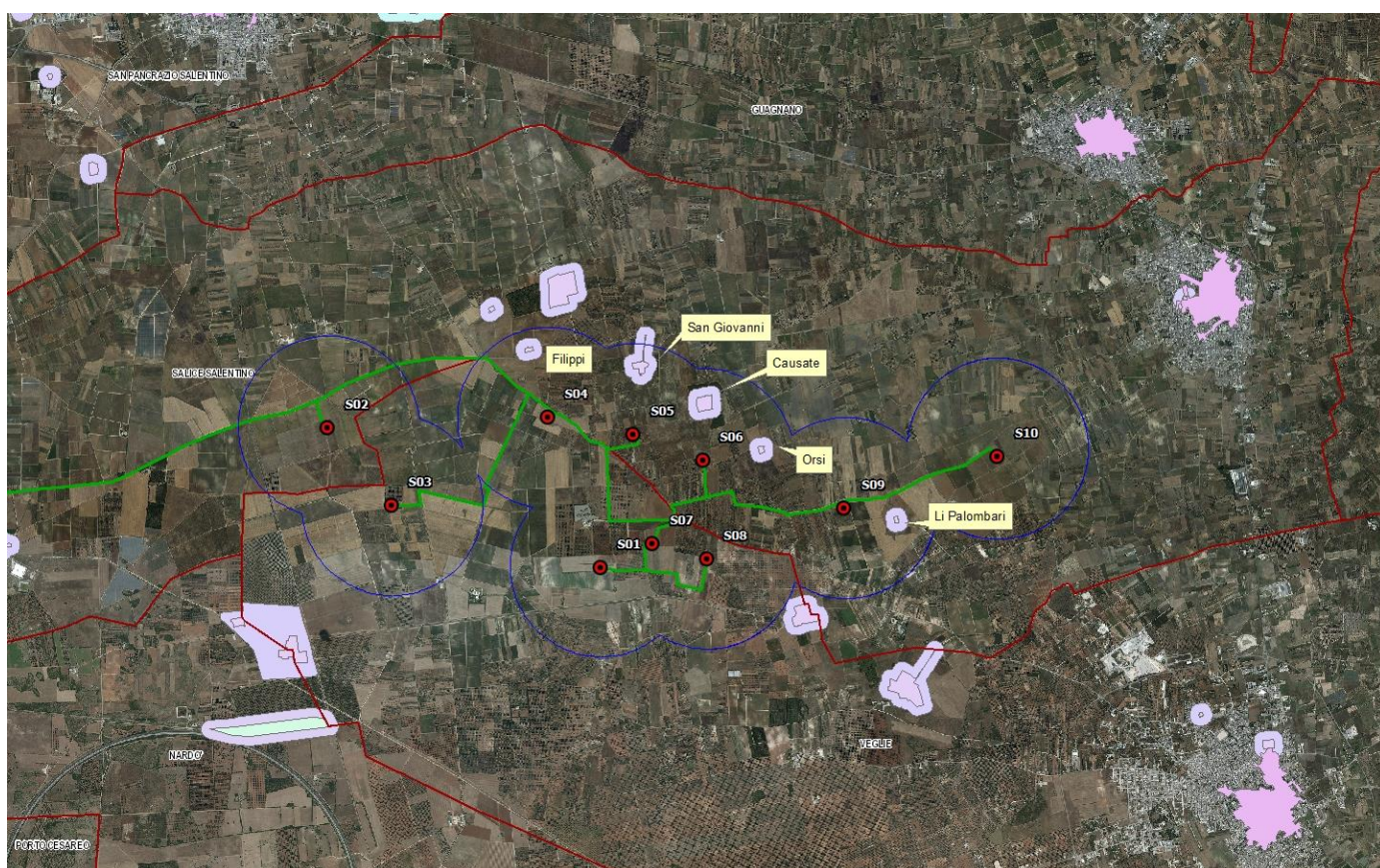
La distanza dall'edificio rurale abitato più vicino è di circa 500 m.

La distanza minima da strade provinciali è di almeno 320 m.

Le Masserie piu' vicine con Segnalazione Architettonica, sono:

- Masseria Filippi
- Masseria San Giovanni
- Masseria Caseaute
- Masseria Orsi
- Li Palombari

Le altre masserie hanno distanze dagli aerogeneratori superiori ad 0,5 km.

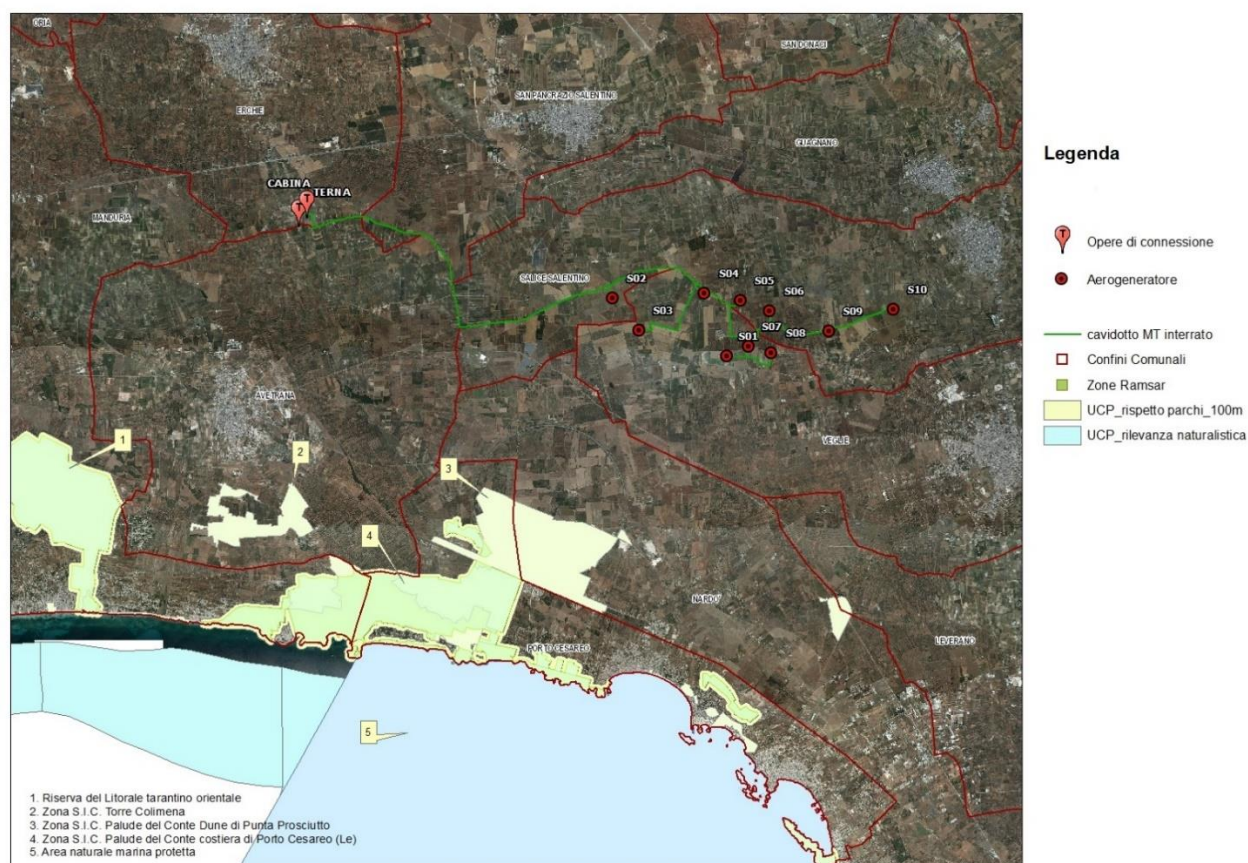


Area Studio o di Interesse. E' l'area di inviluppo di 10 km dagli aerogeneratori. All'interno dell'Area di Studio o Interesse si estende ad una distanza minima di circa 6 km dagli aerogeneratori un tratto della costa salentina ionica che va da Porto Cesareo a San Pietro in Bevagna, caratterizzata da una morfologia in gran parte bassa e sabbiosa che sia alterna a tratti con scogliera molto bassa (Torre Colimena).

Gli arenili un tempo erano chiusi da aree umide retrodunali poiché gli alti cordoni sabbiosi, impedivano il deflusso delle acque superficiali verso il mare, o comunque da aree con la tipica macchia mediterranea.

La presenza di aree paludose o di estese zone a macchia ha di fatto impedito per secoli l'insediamento antropico lungo la costa, i cui unici segni sono rappresentati dal sistema di torri costiere. Le zone retrodunali un tempo paludose sono state bonificate nel dopoguerra con l'utilizzo di idrovore e con la realizzazione di un complesso sistema di canali e bacini artificiali. La bonifica ha permesso da unaparte l'impianto di colture arboree quali uliveti, mandorleti, vigneti e frutteti o di seminativi, dall'altrolo sfruttamento turistico dell'area, con la realizzazione di strade litoranee e insediamenti urbani lungo la costa, ed insediamenti turistici e stabilimenti balneari a carattere prettamente stagionale.

Oggi molte aree in prossimità della costa sono aree protette regionali o nazionali, l'aerogeneratore di progetto S01 è il più vicino a tali aree e dista poco più di 9 km, dal SIC Palude del Conte e di PuntaProsciutto, in corrispondenza delle aree all'interno della Pista Automobilistica di Nardò.



Le aree naturali protette in prossimità della costa a sud dell'impianto eolico in progetto

La rete viaria esistente è sufficiente a raggiungere i siti con i mezzi speciali necessari al trasporto

dei tronchi delle torri, degli aerogeneratori, dei rotori e delle pale. Sono previsti allargamenti temporanei (nella fase di cantiere) per l'accesso dalle Strade Provinciali, adeguamento di alcune strade comunali (allargamento), in particolare in corrispondenza dell'accesso alle piazzole delle torri.

I principali componenti di impianto (navicelle, pale) arriveranno dal porto di Taranto secondo un percorso dettagliato nelle descrizioni di progetto.

Il Piano Paesaggistico Territoriale Regionale (PPTR) ha individuato nel territorio pugliese 11 Ambiti di Paesaggio ciascuno caratterizzato da proprie peculiarità in primis fisico ambientali e poi storico culturali. In alcuni di questi Ambiti sono state individuate delle Unità Minime di Paesaggio o Figure Territoriali, in pratica dei sotto ambiti, che individuano aree con caratteristiche omogenee da un punto di vista geomorfologico.

Il PPTR fa rientrare l'area di intervento *nell'Ambito Paesaggistico del Tavoliere Salentino – Figura Territoriale Murge Tarantine*, al confine con *l'Ambito della Campagna Brindisina*. Di fatto le peculiarità paesaggistiche sono appunto quelle del *Tavoliere Salentino*.

L'area in studio rientra nel territorio agrario delimitato a nord – est dai centri di seconda corona di Lecce e a sud-ovest dal mare Ionio, in cui al paesaggio del vigneto e dell'oliveto si alternano aree brulle sporadicamente interessate da zone a macchia mediterranea. La Via Salentina da Nardò ad Avetrana divide tale area agricola con l'area costiera che si caratterizza per aree di naturalità (in gran parte protette) intervallate con zone urbane tipiche di un processo di dispersione insediativa fatto di seconde case e insediamenti turistici. Il fenomeno della dispersione insediativa rimane un fenomeno tipicamente costiero ed in misura minore peri urbano, poco interessando le aree agricole

L'Area caratterizzata da una bassa altitudine (47-66 m s.l.m. nelle aree più interne), che ha favorito l'elevata antropizzazione agricola del territorio tranne che per il sistema frammentato di aree di naturalità costituito da area a macchia, piccoli boschi. Solo lungo la costa troviamo aree naturali più estese (zone umide, macchie e boschi), peraltro anche queste interrotte da numerosi insediamenti urbani sia compatti che diffusi. Residuali punti di naturalità li ritroviamo anche lungo i muretti a secco ove spesso si concentra una vegetazione spontanea che va dai più comuni rovi, ai cespugli di salvione giallo o di timo, ma anche lentisco, mirto, alaterno e quercia spinosa. Le aree protette sono:

- area protetta regionale *Palude del Conte e duna costiera* (L.R. 5/2006)
- area protetta regionale *Riserve del Litorale Tarantino Orientale* (L.R. 24/2002)
- area marina protetta statale e SIC IT9150028 *Porto Cesareo*
- SIC IT9130001 Torre Colimena
- SIC IT9150027 *Palude del Conte, Dune di Punta Prosciutto*

Aldilà delle limitate aree di naturalità il paesaggio è prettamente agricolo. Vigneti che si alternano ad oliveti ed in misura minore ad aree a seminativo, aree una volta coltivate a tabacco o barbabietola da zucchero e non convertite in uliveti e vigneti. Le aree con diverso utilizzo agricolo sono spesso separate tra loro dai muretti a secco a costituire il tipico "mosaico" della campagna salentina. L'area è anche caratterizzata dai vigneti di eccellenza in cui sono coltivati

alcuni vitigni utilizzati per la produzione di vini DOC (Primitivo) e Negroamaro da cui nasce il *Salice Salentino*. Come detto gli aerogeneratori non interessano aree coltivate a vigneto, tuttavia per poter realizzare le piste necessarie alla realizzazione dell'impianto si rende necessario l'espianto in quattro punti diversi (e relativo reimpianto nell'ambito della stesse aree) di 698 ulivi, e l'espianto di poco meno di 1.300 mq di vigneto e 11 alberi vari (mandorlo, ficheto).

L'assetto geologico dell'area di progetto non si discosta dal resto della Penisola Salentina un substrato calcareo mesozoico su cui giacciono in trasgressione le unità di più recente deposizione (calcareniti mioceniche e i sedimenti calcarenitici, argillosi e sabbiosi pliocenici e pleistocenici).

La rete idrografica superficiale è piuttosto modesta come in tutto il Salento ed è costituita da bacini endoreici, lame e gravine. Le aste fluviali propriamente dette sono rare, Solchi erosivi ben evidenti si trovano lungo la costa e l'immediato entroterra in corrispondenza delle aree più acclivi. Ad ogni modo le acque meteoriche raramente recapitano in mare, di solito terminano bruscamente in corrispondenza di aree depresse e inghiottitoi carsici. Alla modesta rete idrografica superficiale corrisponde nel sottosuolo una complessa rete ipogea che alimenta una ricca falda acquifera.

I fenomeni carsici hanno generato, come in tutto il Salento, numerose forme caratteristiche quali doline, vore inghiottitoi e grotte, solchi, campi carreggiati e pietraie. In corrispondenza della costa l'incontro della falda satura con l'acqua marina ha generato particolari morfologie attribuibili al carsismo costiero quali cavità e voragini.

La rete idrografica dell'area di studio ha uno sviluppo modesto non interferente con gli aerogeneratori di Progetto.

Infine da un punto di vista paesaggistico è molto importante descrivere l'andamento del plano-altimetrico del territorio in un intorno (20 km) dell'area di intervento. L'impianto eolico in progetto è ubicato ad una quota di campagna compresa tra 47 e 57 m s.l.m. e l'andamento plano-altimetrico del territorio circostante, rispetto alla posizione dell'impianto eolico in progetto, si presenta come di seguito descritto.

- a est verso i centri abitati degrada leggermente fino ad una quota di circa 47 m s.l.m. sino ad una distanza di 20 km dal parco eolico in progetto;
- a sud e a sud-ovest degrada lentamente verso il mare, con un terrazzamento che giunge sino ad una distanza di circa 2 km dalla costa alla quota di circa 30 m s.l.m., per poi formare un gradino fino al mare, che di fatto costituisce un ostacolo alla visibilità dell'entroterra dalla linea di costa; si rileva la presenza di due piccole alture, il Monte della Marina di Avetrana e la Masseria Monteruga, ultime propaggini a Sud delle Murge Tarantine, che costituiscono posizioni privilegiate dal punto di vista della visibilità;
- a ovest si mantiene nei 20 km sostanzialmente alla stessa quota;
- a nord-ovest nella direzione dell'abitato di Erchie si mantiene ad una quota di 60 m s.l.m. (14 km circa di distanza), quindi si mantiene pressoché su questa quota;
- a nord si mantiene sostanzialmente alla stessa quota sino ad una distanza di 10-12 km, per poi aumentare a partire dal cordone dunare ad Est di Oria, sino a circa 100 m s.l.m. e quindi mantenere la stessa quota;

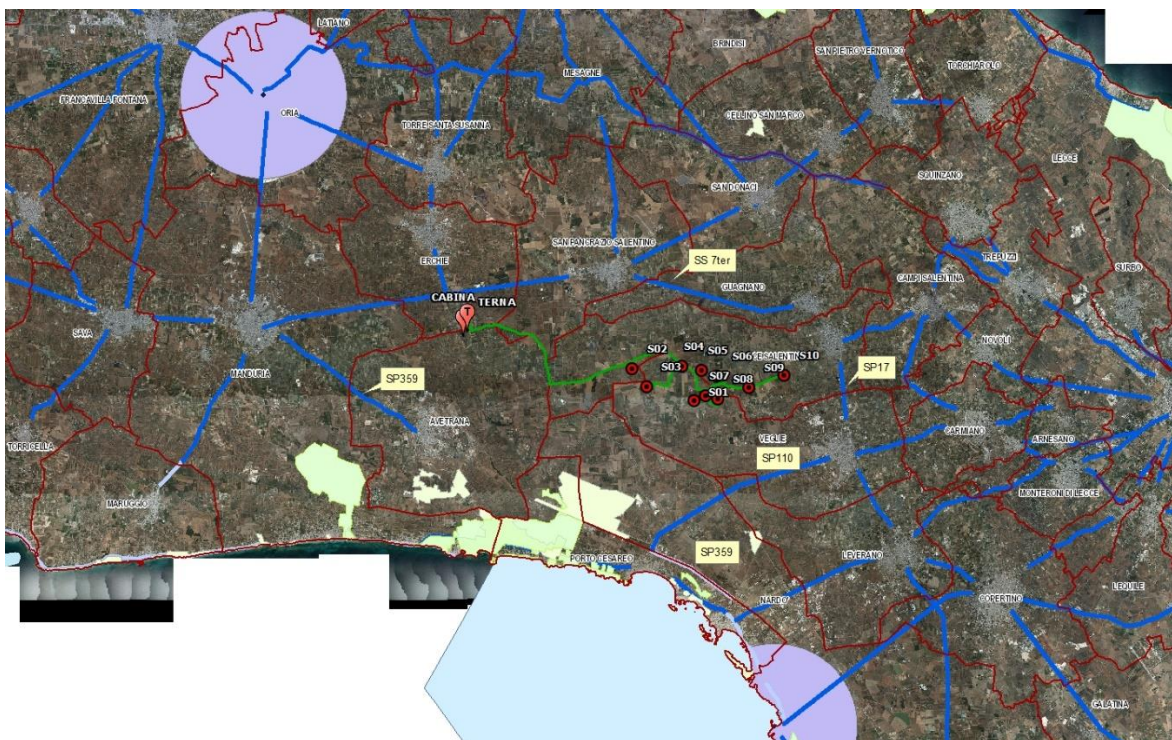
- a nord-est si mantiene sostanzialmente alla stessa quota sino ad una distanza di 20 km.

In pratica possiamo affermare che:

Nel quadrante che va da Nord-Est a Sud-Ovest, in senso orario, per un intorno di circa 20 km dall'impianto l'area si presenta pressoché pianeggiante senza significative variazioni altimetriche, fatta eccezione per le due citate alture; la costa dista circa 10 km nel punto più vicino in direzione Sud;

Nel quadrante che va da Ovest a Nord la quota sul livello del mare cresce per poi mantenersi alla stessa quota. Ciò implica di fatto che l'impianto è visibile sino ai punti più alti in quota (ubicati ad una distanza da 10 ad oltre 15 km) per poi non essere più fisicamente visibile perché l'area di impianto ed ad una quota troppo bassa. In pratica è come se ci si trovasse su una terrazza in cui l'area circostante (più bassa) è visibile solo se ci si porta al limite della terrazza stessa.

In questa area di 20 km intorno all'area di intervento il PPTR individua un solo *punto panoramico*, ovvero il centro storico di Oria, ubicato a circa 21 km dal parco eolico in progetto. Intorno a tale punto panoramico è definita un'area di vincolo circolare con raggio di 10 km (cono visivo).



PPTR – Cono visivo di Oria e posizione dell'impianto eolico

2. MOTIVAZIONE DELL'OPERA

I vantaggi principali dovuti alla realizzazione del progetto sono:

- Opportunità di produrre energia da fonte rinnovabile coerentemente con le azioni di sostegno che vari governi, tra cui quello italiano, continuano a promuovere anche sotto la spinta degli organismi sovranazionali che hanno individuato in alcune FER, quali l'eolico, una concreta alternativa all'uso delle fonti energetiche fossili, le cui riserve seppure in tempi medi sono destinate ad esaurirsi;
- Riduzioni di emissione di gas con effetto serra, dovute alla produzione della stessa quantità di energia con fonti fossili, in coerenza con quanto previsto, fra l'altro, dalla Strategia Energetica Nazionale 2017 il cui documento, è stato approvato dai Ministri dello Sviluppo Economico e dell'Ambiente con Decreto del 10 novembre 2017, e che prevede, la de-carbonizzazione al 2030, ovvero la dismissione entro tale data di tutte le centrali termo elettriche alimentate a carbone sul territorio nazionale, segnando tra gli obiettivi prioritari un ulteriore incremento di produzione da fonte rinnovabile.
- Delocalizzazione nella produzione di energia, con conseguente diminuzione dei costi di trasporto sulle reti elettriche di alta tensione;
- Riduzione dell'importazioni di energia nel nostro paese, e conseguente riduzione di dipendenza dai paesi esteri;
- Ricadute economiche sul territorio interessato dall'impianto in termini fiscali, occupazionali soprattutto nelle fasi di costruzione e dismissione dell'impianto;
- Possibilità di creare nuove figure professionali legate alla gestione tecnica del parco eolico nella fase di esercizio.
- Inoltre, gli aerogeneratori di grossa taglia e di ultima generazione, proposti in progetto, permettono di sfruttare al meglio la risorsa vento presente nell'area, così da rendere produttivo l'investimento.
- Secondo gli indirizzi di Governo esplicitati con il PNRR approvato con DL n.70/2021 (convertito in legge n.120/2021) nel 2050 lo scenario della generazione di energia elettrica a livello mondiale sarà dominato dalle fonti rinnovabili che, grazie anche allo sviluppo delle batterie, garantiranno il 50% del fabbisogno mondiale. In Italia, secondo gli obiettivi imposti con il PNRR, la rivoluzione sarà più veloce: entro il 2030 le fonti di generazione eolica e solare riusciranno a garantire il 90% del fabbisogno, percentuale che salirà al 100 per cento entro il 2050. Le previsioni sono anche contenute nel New Energy Outlook 2018 realizzato da Bloomberg e presentato presso la sede dell'Enel. La sempre maggiore competitività delle fonti rinnovabili secondo lo studio dovrebbe portare al phase-out del carbone entro il 2035.

L'opera pertanto seguen gli indirizzi previsinali di Governo come stabiliti dal PNRR. Osserviamo ancora in merito alle motivazioni della soluzione progettuale prescelta, che l'utilizzo di aerogeneratori di grossa taglia permette di ottenere una maggiore quantità di energia con un numero ridotto di aerogeneratori e che l'efficienza produttiva aumenta proporzionalmente alla taglia dell'aerogeneratore.

Inoltre, gli aerogeneratori di grossa taglia, con rotori di grosse dimensioni (170 m di diametro), permettono di ottenere un'elevata efficienza produttiva anche con regimi anemometrici medi, quali quelli dell'area d'intervento.

Gli aerogeneratori di progetto, in relazione alle condizioni anemologiche e anemometriche rilevate, si stima possano produrre (in media, per singolo aerogeneratore) almeno 13,578 GWh/anno, e quindi avere complessivamente una produzione di 135,78 GWh/anno per l'intero parco eolico. Per avere un'idea del quantitativo di energia prodotta essa corrisponde al fabbisogno medio annuo di 50.000 famiglie composte da 4 persone.

Rinunciare alla realizzazione dell'impianto (opzione zero), significherebbe rinunciare a tutti i vantaggi e le opportunità sia a livello locale sia a livello nazionale e sovra-nazionale sopra elencati. Significherebbe non sfruttare la risorsa vento presente nell'area a fronte di un impatto (soprattutto quello visivo – paesaggistico) non trascurabile ma comunque accettabile e soprattutto completamente reversibile.

3. ALTERNATIVE TECNOLOGICHE E LOCALIZZATIVE

1. Alternativa tecnologica 1 – utilizzo di aerogeneratori di media taglia

Per quanto riguarda le eventuali alternative di carattere tecnologico viene valutata la realizzazione di un campo eolico della medesima potenza complessiva mediante aerogeneratori di taglia minore rispetto a quella di progetto.

In linea generale, dal punto di vista delle dimensioni, gli aerogeneratori si possono suddividere nelle seguenti taglie:

- macchine di piccola taglia, con potenza compresa nell'intervallo 5-200 kW, diametro del rotore da 3 a 25 m, altezza del mozzo variabile tra 10 e 35 m;
- macchine di media taglia, con potenza compresa nell'intervallo 200-1.000 kW, diametro del rotore da 25 a 60 m, altezza del mozzo variabile tra 35 e 60 m;
- macchine di grande taglia, con potenza compresa nell'intervallo 1.000-6.000 kW, diametro del rotore superiore a 80 m, altezza del mozzo variabile tra 80 e 170 m.

Per quanto riguarda la piccola taglia, tali macchine hanno un campo applicativo efficace soprattutto nell'alimentazione delle utenze remote, singolarmente o abbinate ad altri sistemi (fotovoltaico e diesel). Si tratta di impianti di scarsa efficienza, anche in considerazione della loro modesta altezza, e che producono una significativa occupazione di suolo per Watt prodotto. Per ottenere la potenza installata equivalente si dovrebbe fare ricorso a oltre 300 macchine di piccola taglia, con un'ampissima superficie occupata, impatti notevoli, anche sul paesaggio, dovendo essere diffusi su ampie superfici, e scarsa economicità. Nel caso in oggetto, si è pertanto ritenuto utile effettuare un confronto con impianti di media taglia.

Supponendo di utilizzare macchine con potenza di 800 kW, che costituisce una tipica taglia commerciale per aerogeneratori di taglia media, verifichiamo innanzi tutto che se ne dovrebbero installare 77 anziché 10 per poter raggiungere la potenza prevista di progetto (60 MW). Le principali differenze tra i due tipi di progetto sono di seguito riportate.

- Utilizzando macchine di media taglia, a parità di potenza complessiva installata, l'energia prodotta sarebbe comunque minore, poiché queste macchine hanno una efficienza sicuramente inferiore alle macchine di grande taglia. Con molta probabilità l'investimento potrebbe non essere remunerativo;
- L'utilizzo del territorio aumenta sia per la realizzazione delle piazzole sia per la realizzazione delle piste di accesso agli aerogeneratori, con conseguenti maggiori

disturbi su flora, fauna, consumo di terreno agricolo, impatto su elementi caratteristici del paesaggio agrario (muretti a secco);

- Il numero maggiore di aerogeneratori sicuramente comporta la possibilità di coinvolgere un numero maggiore di ricettori sensibili al rumore prodotto dalla rotazione delle pale degli aerogeneratori;
- Trattandosi di un'area pianeggiante la disposizione sarebbe a cluster con aerogeneratori più vicini poiché dotati di rotori più piccoli. Potrebbe pertanto verificarsi un maggiore impatto visivo prodotto dal cosiddetto *effetto selva*. Sottolineiamo inoltre che gli aerogeneratori di media taglia hanno comunque altezze considerevoli (60 metri circa) e rotori con diametri non trascurabili (50-60m). A causa delle dimensioni pertanto, producono anch'essi un impatto visivo non trascurabile;
- La realizzazione di un numero maggiore di aerogeneratori produce maggiori impatti in fase di costruzione e dismissione dell'impianto.

Possiamo pertanto concludere che l'alternativa tecnologica di utilizzare aerogeneratori di grande taglia invece di quelli di piccola taglia, diminuisce la produzione di energia (a parità di potenza installata) e sostanzialmente diminuisce gli impatti perché si montano meno aerogeneratori.

2. Alternativa tecnologica 2 – Impianto fotovoltaico

Un'altra alternativa tecnologica potrebbe essere quella di realizzare un impianto fotovoltaico.

Di seguito le principali differenze rispetto alla realizzazione dell'impianto eolico proposto in progetto.

- A parità di potenza installata (60 MW), l'impianto eolico ha una produzione di almeno 135 GWh/anno, l'impianto fotovoltaico non supera i 96 GWh/anno. In termini di costo i due impianti sostanzialmente si equivalgono.
- L'impianto fotovoltaico con potenza di 60 MW, occuperebbe una superficie di circa 90 ettari.

Queste invece le principali differenze in termini di impatto ambientale.

Impatto visivo. L'impatto visivo prodotto dall'impianto eolico è di gran lunga maggiore, sebbene un impianto fotovoltaico di estensione pari a 90 ha, produce sicuramente un impatto visivo non trascurabile almeno nell'area ristretta limitrofa all'impianto.

Impatto su flora, fauna ed ecosistema. Come vedremo nel presente studio, l'impatto prodotto dall'impianto eolico in progetto su flora, fauna ed ecosistema è basso e reversibile. L'impatto prodotto dall'impianto fotovoltaico che come detto occuperebbe un'area di almeno 90 ettari è sicuramente non trascurabile. Inoltre l'utilizzazione di un'area così vasta per un periodo di tempo medio (superiore a 20 anni), potrebbe provocare dei danni su flora, fauna ma soprattutto sull'ecosistema reversibili in un periodo di tempo più lungo, rispetto a quelli prodotti da un eolico.

Uso del suolo. L'occupazione territoriale complessiva dell'impianto eolico in fase di esercizio è di circa 5,27 ettari, contro i 90 ettari previsti per l'eventuale installazione dell'impianto fotovoltaico.

Rumore. L'impatto prodotto dal parco eolico sarebbe non trascurabile anche se ovviamente reversibile, mentre praticamente trascurabile quello prodotto dalla realizzazione dell'impianto fotovoltaico.

Impatto elettromagnetico. Per l'impianto eolico l'impatto è trascurabile, per quello fotovoltaico è anche trascurabile, anche se di maggiore entità nelle aree immediatamente limitrofe al perimetro dell'impianto.

In definitiva possiamo concludere che:

- A parità di potenza installata l'impianto eolico produce il doppio con un costo praticamente uguale a quello dell'impianto fotovoltaico;
- L'impianto eolico produce un impatto visivo e paesaggistico non trascurabile, ma sicuramente reversibile al momento dello smantellamento dell'impianto;
- L'impianto fotovoltaico, avendo una estensione notevole, rischia di produrre un impatto su flora fauna ed ecosistema non reversibile o reversibile in un tempo medio lungo, dopo lo smantellamento dell'impianto.

Per quanto sopra esposto si ritiene meno impattante ed economicamente più vantaggioso realizzare l'impianto eolico.

3. Alternativa localizzativa

Per quanto attiene all'area in cui è localizzato l'impianto osserviamo che esso presenta le seguenti caratteristiche:

- 1) E' lontano dalla costa (9 km circa)
- 2) Gli aerogeneratori distano almeno 500 m da edifici rurali abitati
- 3) L'area è completamente pianeggiante e lontana da rilievi, essendo questa una condizione ideale per attenuare l'impatto paesaggistico
- 4) Non ha interazioni dirette con le componenti tutelate dal PPTR
- 5) Ai sensi di quanto riportato nella tavola 3.2.7.b dell'Elaborato 5.10 Schede degli Ambiti Paesaggistici – Tavoliere Salentino l'area di progetto ricade in una zona classificabile di valenza ecologica "bassa/nulla" o al più "medio/bassa".
- 6) L'area presenta caratteristiche anemologiche idonee alla realizzazione dell'impianto
- 7) Gli aerogeneratori sono sufficientemente lontani (almeno 300 m) da strade statali e provinciali
- 8) L'area dista solo circa 10 chilometri da una importante infrastruttura elettrica (SE TERNA di Erchie), ove è possibile collegare l'impianto alla Rete di Trasmissione Nazionale.

Riteniamo evidente che sia difficile trovare aree con caratteristiche di idoneità tali e pertanto risulta molto difficile proporre una alternativa localizzativa.

4. CARATTERISTICHE DIMENSIONALI E FUNZIONALI DEL PROGETTO

4. *Principali caratteristiche tecniche del progetto*

Il progetto prevede la costruzione e la messa in esercizio, su torre tubolare in acciaio, di 15 aerogeneratori della potenza di 4,2 MW, per una potenza totale di 63 MW. L'energia elettrica prodotta sarà immessa nella Rete di Trasmissione Nazionale AT.

Nella tabella seguente sono riportati sinteticamente i principali dati di progetto.

Caratteristiche delle opere in Progetto

PRINCIPALI CARATTERISTICHE TORRI EOLICHE	
Aerogeneratore	Pnom = 6,0 MW – diametro rotore 170 m
Torre	Tubolare –altezza 115 m
Fondazioni in c.a. parte superficiale	Diametro max = 24 m – Altezza max 3,5 m
PRINCIPALI CARATTERISTICHE AREA DI INTERVENTO	
Morfologia	Pianeggiante
Utilizzo del suolo	Agricolo
ATE A o B ai sensi del PUTT	No
ZPS	No
SIC	No
Zona ripopolamento e cattura	No
Biotopi	No
PRINCIPALI CARATTERISTICHE IMPIANTO EOLICO	
N° torri eoliche	10
Potenza nominale complessiva	60 MW
Occupazione territoriale plinti di fondazione	24x24 mq x n. 10 torri = 5760 mq
Occupazione territoriale piazzole	(26x30) mq x n. 10 torri = 7800 mq
Occupazione territoriale strade esistenti da adeguare di esercizio	37.700mq
Occupazione territoriale SSE	3.580 mq
Vita utile impianto	Un impianto eolico è autorizzato all'esercizio, dalla Regione Puglia, per 20 anni..

Da notare che le strade di esercizio sono coincidenti con strade esistenti da adeguare in termini di percorribilità e di visibilità paesaggistica.

Per quanto concerne la produzione ci si aspetta una produzione pari a circa 2.263 ore equivalenti anno, in pratica con la potenza installata di 60 MW, ci si aspetta una produzione annua totale per l'intero parco eolico di oltre 135,78 GWh/anno.

5. *Aerogeneratori*

Le turbine installate saranno montate su torri tubolari di altezza della base del mozzo pari a 115 m, con rotori a 3 pale aventi diametro di 170 m. In relazione all'altezza del centro rotore, le pale in fase di rotazione raggiungeranno un'altezza massima di 200 m.

La colorazione della torre tubolare e delle pale del rotore saranno bianche e non riflettenti. Le pale degli aerogeneratori che occupano le aree più esterne saranno colorate a bande orizzontali bianche e rosse, allo scopo di facilitarne la visione diurna. Gli stessi aerogeneratori saranno dotati di segnali luminosi in sommità per la segnalazione notturna.

Il posizionamento degli aerogeneratori sarà tale da evitare il cosiddetto effetto selva ovvero un "affollamento" di turbine sul territorio interessato. A tale scopo gli aerogeneratori posti su una stessa fila (perpendicolare alla direzione prevalente del vento) saranno posti ad una distanza minima superiore a 510 m, ovvero superiore a 3 volte il diametro del rotore (170x3= 510m), mentre gli aerogeneratori su file diversi saranno posti ad una distanza superiore a 850 m, ovvero superiore o uguale a 5 volte il diametro del rotore

Le distanze minime degli aerogeneratori da strade provinciali, abitazioni rurali e centri abitati saranno ampiamente maggiori ai valori della gittata di elementi rotanti in caso di rottura accidentale, che è stata calcolata essere di 210 m .

Nella seguente tabella sono riportate le coordinate geografiche dei punti di installazione degli aerogeneratori. UTM WGS84 Fuso 33.

WTG	X	Y	Z	Comune	Provincia	Foglio	<u>P.lla</u>
S01	744797	4471762	57,6	Veglie	Lecce	4	490-755
S02	741791	4473304	65,9	Salice S.no	Lecce	12	21
S03	742491	4472439	65,7	Veglie	Lecce	3	287
S04	744212	4473403	54,1	Veglie	Lecce	1	13-124
S05	745163	4473219	52,7	Salice S.no	Lecce	25	327
S06	745934	4472948	52	Salice S.no	Lecce	36	1-143-144
S07	745363	4472038	56,4	Veglie	Lecce	4	1269
S08	745973	4471848	58,8	Veglie	Lecce	4	1152
S09	747503	4472407	49,6	Salice S.no	Lecce	44	87-130-175-86
S10	749180	4473062	47,7	Salice S.no	Lecce	39	24
SSE	733710	4475780	67	Erchie	Br	37	256-46

Coordinate WGS84 Aerogeneratori

Ciascuna torre eolica, in acciaio e con pale in materiale composito non conduttore, sarà dotata di un impianto di protezione dalle scariche atmosferiche.

6. Fondazioni

Gli scavi per le fondazioni delle torri saranno a sezione ampia a forma di circonferenza con diametro di circa 24 m, forma tronco conica con altezza massima di 3,5 m circa. Le fondazioni saranno progettate sulla base di puntuali indagini geotecniche per ciascuna torre, saranno realizzate in c.a., con la definizione di una armatura in ferro che terrà conto di carichi e sollecitazioni in riferimento al sistema fondazione suolo ed al regime di vento misurato sul sito. La progettazione strutturale esecutiva sarà riferita ai plinti di fondazione del complesso torre tubolare – aerogeneratore. Il metodo di calcolo sarà quello degli Stati Limite, con analisi sismica, la cui

accelerazione di calcolo sarà quella relativa alla zona, in cui ricade l'intervento, secondo l'attuale classificazione sismica del territorio nazionale

Indagini geologiche saranno effettuate puntualmente in corrispondenza dei punti in cui verrà realizzato il plinto di fondazione, permetteranno di definire:

- la successione stratigrafica con prelievo di campioni fino a 30 m di profondità;
- la natura degli strati rocciosi (compatti o fratturati);
- la presenza di “vuoti” colmi di materiale incoerente.

In definitiva, sulla base della tipologia di terreno e dell'esperienza di fondazioni simili, ci si aspetta di avere fondazioni profonde (con pali), con pianta circolare e forma tronco – conica, aventi le seguenti caratteristiche dimensionali:

- diametro massimo 24 m;
- altezza massima 3,5 m circa;
- completamente interrate, ad una profondità misurata in corrispondenza della parte più alta del plinto di circa 0,1 m;
- volume complessivo 1134,5 mc circa.
- Pali di fondazione n. 10 per plinto
- Pali di fondazione diametro 1.000 mm
- Pali di fondazione lunghezza massima 30 m

7. Trincee ed elettrodotti

Le linee MT interne al parco eolico, di connessione tra gli aerogeneratori e tra questi e la SSE, saranno realizzate con cavi direttamente interrati. La posa interrata avverrà ad una profondità di 1,2 m. L'utilizzo di cavi tipo airbag con doppia guaina in materiali termoplastici (PE e PVC) ne migliora notevolmente la resistenza meccanica allo schiacciamento rendendoli equivalenti, a cavi armati, e consentendo, quindi, la posa interrata senza utilizzo di ulteriore protezione meccanica.

Gli scavi saranno effettuati usando mezzi meccanici ed evitando scoscendimenti, franamenti ed in modo tale che le acque di ruscellamento non si riversino negli scavi.

Il percorso dei cavidotti correrà, quasi totalmente, su strade esistenti o su quelle di nuova realizzazione, in modo tale da ridurre al minimo l'impatto dovuto all'occupazione di suolo. Inoltre, il percorso dei cavidotti sarà segnalato in superficie da appositi cartelli.

Le linee in cavo a 30 kV permetteranno di convogliare l'energia prodotta dagli aerogeneratori alla Sottostazione Elettrica di Trasformazione (SSE), dove avverrà l'innalzamento di tensione 30/150 kV e la cessione alla Rete di Trasmissione Nazionale,

La connessione tra la SSE di proprietà Avetrana Energia e la SE TERNA di Erchie avverrà con linea in cavo interrata AT 150kV, della lunghezza di circa 235 m circa.

8. Sottostazione elettrica di connessione e consegna (SSE)

La sottostazione di connessione e consegna (SSE) sarà realizzata in prossimità della Stazione Elettrica TERNA ERCHIE e sarà ad essa connessa in antenna tramite linea interrata a 150kV.

In estrema sintesi, nella SSE si avrà:

- Arrivo delle linee MT a 30 KV interrate, provenienti dall'impianto eolico;
- Trasformazione 30/150 kV, tramite opportuno trasformatore di potenza;
- Sistema di sbarre AT 150 kV in comune con due altri produttori
- Partenza di una linea interrata AT, di lunghezza pari a 235 m circa, che permetterà la connessione allo stallo a 150 kV della SE TERNA ERCHIE, dedicato all'impianto in oggetto.

Il produttore Avetrana Energia avrà lo stallo AT nell'ambito della stessa area di Avetrana Energia per altri impienati (impianto eolico Avetrana codice ID 5127), mentre il produttore Tre Torri Energia e Mysun avrà a disposizione un'area dedicata. Ad ogni modo tutti equattro saranno collegati alle stesse sbarre AT.

Le due aree di pertinenza specifica dei produttori e l'area delle sbarre AT saranno fisicamente separate tra loro tramite una recinzione, realizzata con elementi prefabbricati del tipo "a pettine", ed avranno tre accessi indipendenti.

Si sottolinea che la SSE della società MYSUN (altro produttore) non sarà oggetto di questa progettazione e del relativo iter autorizzativo.

Tutti gli impianti in bassa, media ed alta tensione saranno realizzati secondo le prescrizioni delle norme CEI applicabili, con particolare riferimento alla scelta dei componenti della disposizione circuitale, degli schemi elettrici, della sicurezza di esercizio.

Il fabbricato, adibito a locali tecnici all'interno della sottostazione elettrica, sarà composto da:

- un locale misure;
- un locale MT;
- un locale BT;
- un locale produttore aerogeneratori o locale SCADA.
- Un locale Gruppo Elettrogeno

La SSE sarà dotata di un apposito impianto di terra che servirà, fra l'altro, a collegare le masse di tutte le apparecchiature.

9. Strade e piste

La viabilità esistente nell'area di intervento, sufficientemente sviluppata, sarà integrata con la realizzazione di piste necessarie al raggiungimento dei singoli aerogeneratori, sia nella fase di cantiere sia in quella di esercizio dell'impianto. In fase di Progetto è stato utilizzato un software specific (AutoTurn) per il calcolo dei percorsi del convoglio, lungo 98m, al fine di ottimizzare e minimizzare l'intervento di adeguamento temporaneo della viabilità.

Prima dell'inizio dell'installazione degli aerogeneratori saranno tracciate le piste necessarie al movimento dei mezzi di cantiere (betoniere, gru, pale meccaniche) oltre che dei mezzi utilizzati per il trasporto delle navicelle con gli aerogeneratori, le pale dei rotori ed i tronchi tubolari delle torri. Tali piste di nuova realizzazione, necessarie per raggiungere le torri con i mezzi di cantiere, avranno ampiezza massima pari a 7 m e raggio interno di curvatura variabile da 60 m fino a 100 m e dovranno permettere il passaggio di veicoli con carico massimo per asse di 12,5 t ed un peso totale di circa 120 t. Lo sviluppo lineare delle strade di nuova realizzazione temporane all'interno dell'area di intervento sarà di 35.700 mq circa, e comunque sarà ridotto al minimo indispensabile. Per raggiungere le torri saranno utilizzate, per quanto possibile, strade già esistenti, come si evince dagli elaborati grafici di progetto. Le strade avranno pendenze ed inclinazioni laterali trascurabili. Il manto stradale dovrà essere piano, e sarà realizzato con materiale di origine naturale inerti provenienti dagli scavi dei plinti di fondazione o da cave di prestito.

10. Aree di cantiere per l'installazione degli aerogeneratori (piazzole)

Intorno a ciascuna torre sarà realizzato un piazzale per il lavoro delle gru, durante la fase di costruzione delle torri stesse.

In corrispondenza di ciascun aerogeneratore sarà realizzata una piazzola con funzione di servizio. Tali piazzole saranno utilizzate nel corso dei lavori per il posizionamento delle gru necessarie all'assemblaggio ed alla posa in opera delle strutture degli aerogeneratori.

L'area direttamente interessata dall'installazione della gru, avrà dimensioni di metri 21,5x27 inglobata, questa, nell'area piazzola di 30x50 m, dovrà essere tale da sopportare un carico di 200 ton, con un massimo unitario di 185 kN/m². La pendenza massima non potrà superare lo 0,25%. In continuità con questa piazzola sarà realizzata un'altra area di dimensioni 85x35m e 12x35 utilizzata come area di lavoro

La superficie terminale dovrà garantire la planarità per la messa in opera delle gru e comunque lo smaltimento superficiale delle acque meteoriche. Tutte le piazzole saranno realizzate con materiale inerte di origine naturale proveniente dagli scavi dei plinti degli aerogeneratori o da cave di prestito.

Per la fase di esercizio dell'impianto si prevede di mantenere una porzione della piazzola, delle dimensioni di 30x50 m; sulla restante superficie si procederà alle operazioni di ripristino ambientali.

11. Mezzi d'opera ed accesso all'area di intervento

Per la realizzazione del Progetto saranno impiegati i seguenti mezzi d'opera:

- automezzi speciali fino a lunghezze di 98 m, utilizzati per il trasporto dei tronchi delle torri, delle navicelle, delle pale del rotore;
- betoniere per il trasporto del cls;
- camion per il trasporto dei trasformatori elettrici e di altri componenti dell'impianto di distribuzione elettrica;
- altri mezzi di dimensioni minori, per il trasporto di attrezzature e maestranze;
- n°2 autogru: quella principale, con capacità di sollevamento di almeno 650 t e

lunghezza del braccio di 120/140 m, e quella ausiliaria, con capacità di sollevamento di 250 t, necessarie per il montaggio delle torri e degli aerogeneratori.

Nella fase di cantiere il numero di mezzi impiegati sarà il seguente:

- circa otto mezzi speciali a settimana per il trasporto dei tronchi delle torri, della navicella, delle pale del rotore;
- alcune decine di autobetoniere al giorno per la realizzazione dei plinti di fondazione;
- alcuni mezzi, di dimensioni minori, al giorno, per il trasporto di attrezzature e maestranze.

Le gru stazioneranno in cantiere per tutto il tempo necessario ad erigere le torri e ad installare gli aerogeneratori.

L'accesso alle aree del sito sarà oggetto di studio dettagliato in fase di redazione del progetto esecutivo. Il trasporto degli aerogeneratori nell'area di installazione avverrà con l'ausilio di mezzi eccezionali provenienti dal porto di Taranto o dal porto di Brindisi.

12. Esercizio e funzionamento dell'impianto

L'impianto funzionerà in determinate condizioni di vento ovvero quando la velocità del vento sarà superiore a 3 m/s. Al momento dell'entrata in funzione, gli aerogeneratori si disporranno in modo tale da avere il rotore controvento. Il comando di avviamento dell'impianto sarà gestito telematicamente e sarà dato solo dopo l'acquisizione di dati relativi alle condizioni atmosferiche, velocità e direzione del vento.

Il funzionamento dell'impianto sarà gestito da sistemi di controllo della velocità e del passo, parametri che interagiscono per ottenere il rapporto ottimale tra massima resa e minimo carico. Con bassa velocità del vento e a carico parziale, il generatore eolico opererà a passo delle pale costante e velocità del rotore variabile. A potenza nominale e ad alte velocità del vento, il sistema di controllo del rotore agirà sull'attuatore del passo delle pale per mantenere una generazione di potenza costante.

Il sistema di controllo costituirà anche il sistema di sicurezza primario. Nell'ipotesi in cui la velocità del vento superi i 23 m/s gli aerogeneratori si arresteranno automaticamente ed il rotore si disporrà nella stessa direzione del vento in modo tale da offrire la minore opposizione possibile.

Nella navicella dell'aerogeneratore, sarà installato un trasformatore, affinché l'energia a 30 kV venga convogliata, tramite una linea in cavo, alla base della torre. L'energia elettrica prodotta dagli aerogeneratori sarà convogliata con cavidotti interrati (a 30 kV) alla Sottostazione di Trasformazione per essere immessa (dopo innalzamento di tensione a 150 kV) nella rete elettrica nazionale, tramite linea AT. L'energia prodotta dalla centrale eolica verrà consegnata alla rete elettrica nazionale mediante la suddetta Sottostazione di Trasformazione MT/AT, attraverso una connessione in antenna da realizzarsi su stallo dedicato nella SE Terna di Erchie.

13. Utilizzazione delle risorse naturali

Il processo di produzione di energia elettrica dal vento è per definizione "pulito", ovvero privo di emissioni nocive nell'ambiente. L'unica risorsa necessaria al funzionamento del parco eolico, oltre ovviamente al vento, è l'occupazione territoriale. In particolare, il Progetto richiederà l'occupazione territoriale, durante la fase di costruzione, per strade (bianche di nuova

realizzazione), aree di movimentazione gru (in prossimità delle torri) ed area principale di cantiere di circa 5 ha. Durante la fase di esercizio l'area occupata si ridurrà a circa 2,9 ha, corrispondenti all'effettivo utilizzo di terreno agricolo, per un periodo di 20 anni.

In tutte le aree non direttamente interessate dall'installazione dell'impianto si potranno mantenere le normali attività agricole (uliveti, seminativi, aree incolte utilizzate per il pascolo).

14. Dismissione dell'impianto

Lo smantellamento dell'impianto avverrà dopo 20 anni di esercizio. I costi di dismissione saranno garantiti da una fidejussione bancaria a favore del Comune in conformità a quanto prescritto dalla D.G.R. 3029 del 30 dicembre 2010. La polizza fideiussoria avrà un valore non inferiore a 50 €/kW di potenza elettrica prodotta (complessivamente circa 3,00 milioni di euro).

Lo smantellamento dell'impianto prevede:

- lo smontaggio delle torri, delle navicelle e dei rotor, con il recupero del materiale (per il riciclaggio dell'acciaio);
- l'allontanamento dal sito, per il recupero o per il trasporto a rifiuto, di tutti i componenti dell'impianto;
- l'annegamento della struttura in calcestruzzo sotto il profilo del suolo per almeno 1 m, con la demolizione parziale dei plinti di fondazione, il trasporto a rifiuto del materiale rinveniente dalla demolizione e la copertura con terra vegetale di tutte le cavità createsi con lo smantellamento dei plinti;
- il ripristino dello stato dei luoghi, con particolare riferimento alle piste realizzate per la costruzione ed esercizio dell'impianto;
- la rimozione completa delle linee elettriche interrato e conferimento agli impianti di recupero e trattamento secondo la normativa vigente;
- il rispetto dell'obbligo di comunicazione a tutti gli Enti interessati, della dismissione o sostituzione di ciascun aerogeneratore.

5. ANALISI DEGLI IMPATTI

15. Individuazione degli impatti – Fase di Scoping

La fase di analisi preliminare, altrimenti chiamata Fase di Scoping, antecedente alla stima degli impatti, è la fase che permette di selezionare, tra tutte le componenti ambientali, quelle potenzialmente interferite dalla realizzazione del Progetto.

L'identificazione dei tali componenti è stata sviluppata, contestualizzando lo studio del Progetto allo specifico sito in esame:

- esame dell'intero spettro delle componenti ambientali e delle azioni di progetto in grado di generare impatto, garantendo che questi siano considerati esaustivamente;
- identificazione degli impatti potenziali significativi, che necessitano pertanto analisi di dettaglio;

- identificazione degli impatti che possono essere considerati trascurabili e pertanto non ulteriormente esaminati

Dall'analisi del Progetto sono emerse le seguenti tipologie di azioni di progetto in grado di generare impatto sulle diverse componenti ambientali, sintetizzate nella seguente Tabella, distinguendo l'ambito degli aerogeneratori da quello delle opere connesse.

Opere	Fase di costruzione	Fase di esercizio	Fase di dismissione
Aerogeneratori	<ul style="list-style-type: none"> • allestimento delle aree di lavoro • esercizio delle aree di lavoro • scavo fondazioni • edificazione fondazioni • installazione aerogeneratori • ripristini ambientali 	<ul style="list-style-type: none"> • presenza fisica degli aerogeneratori • operatività degli aerogeneratori • operazioni di manutenzione 	smantellamento aerogeneratori ripristino dello stato dei luoghi assenza dell'impianto
Opere connesse	<ul style="list-style-type: none"> • creazione vie di transito e strade • scavo e posa cavidotto • realizzazione sottostazione e interconnessione alla rete elettrica • ripristini ambientali 	<ul style="list-style-type: none"> • presenza fisica del cavidotto e della sottostazione elettrica • operatività del cavidotto e della sottostazione elettrica • presenza fisica delle strade e delle vie di accesso • operatività delle strade e delle vie di accesso 	smantellamento strade, cavidotto e sottostazione ripristino dello stato dei luoghi assenza strade, cavidotto e sottostazione

In sintesi, i risultati della fase di scoping, che, si ricorda, è una fase preliminare con l'unica finalità di definire le componenti potenzialmente interferite da un progetto sono di seguito elencati.

Atmosfera. Impatto potenziale **trascurabile** sulla qualità dell'aria durante le fasi di costruzione e di dismissione delle opere in progetto (aerogeneratori ed opere accessorie). L'impatto come detto trascurabile sarà dovuto essenzialmente all'aumento della circolazione di automezzi e mezzi con motori diesel durante la fase di costruzione e ripristino. Inoltre abbiamo un impatto potenziale **positivo** in fase di esercizio, in quanto l'utilizzo della fonte eolica per la produzione di energia elettrica non comporta emissioni di inquinanti in atmosfera e contribuisce alla riduzione globale dei gas serra e **non trascurabile** per le variazioni locali apportate ai campi aerodinamici.

Radiazioni non ionizzanti. Impatti potenziali relativi alla generazione di campi elettromagnetici indotti dall'esercizio degli aerogeneratori (impatto potenziale **trascurabile**), dall'operatività della sottostazione elettrica (impatto potenziale **non trascurabile**) e dall'operatività dei cavidotti (impatto potenziale **non trascurabile**). L'impatto è completamente reversibile.

Acque superficiali. Impatti potenziali **trascurabili** sulla qualità delle acque superficiali sia durante le operazioni di allestimento delle aree di lavoro e di costruzione degli aerogeneratori e delle opere connesse (strade, cavidotti, sottostazione elettrica), sia in fase di dismissione per il ripristino dei siti di installazione degli aerogeneratori e per lo smantellamento di tutte le opere accessorie. Impatti potenziali **trascurabili** sulla risorsa idrica per l'utilizzo di acqua durante le

operazioni di costruzione e di ripristino.

Acque sotterranee. Nessun impatto potenziale sulla qualità delle acque sotterranee nella fase di costruzione (operazioni di allestimento delle aree di lavoro e di costruzione degli aerogeneratori e delle opere connesse), nella fase di esercizio e nella fase di dismissione (ripristino dei siti di installazione degli aerogeneratori e smantellamento delle opere accessorie).

Suolo e sottosuolo. Potenziali impatti non trascurabili durante la fase di costruzione ed esercizio a causa dell'allestimento dell'area di cantiere e dello scavo delle fondazioni e in relazione alla realizzazione delle strade di accesso ai siti, sia dal punto di vista della qualità del suolo/sottosuolo sia in termini di interferenza con la risorsa suolo. L'impatto è reversibile: con le operazioni di ripristino ambientale a fine cantiere si ha una notevole riduzione delle aree occupate dall'impianto. A fine vita utile dell'impianto (20 anni), sarà possibile ripristinare le aree e riportarle in breve tempo nelle condizioni originarie. E' necessario l'espianto di 43 ulivi giovani (che non hanno caratteristiche di monumentalità), che saranno comunque reimpianti in posizioni limitrofe.

Rumore e Vibrazioni. Potenziali impatti **non trascurabili** per la componente rumore durante la fase di costruzione degli aerogeneratori e delle opere connesse (strade e cavidotti) e durante il funzionamento degli aerogeneratori. Saranno sviluppate le analisi relative. Trascurabili invece gli effetti attesi sulla componente vibrazioni. L'impatto è completamente **reversibile**.

Vegetazione, fauna, ecosistemi. Si prevedono impatti potenziali **non trascurabili** in fase di costruzione (allestimento aree di cantiere e realizzazione vie di accesso e transito) per le componenti vegetazione ed ecosistemi. Interferenze **non trascurabili** sono attese in fase di esercizio per l'avifauna a causa della presenza e del funzionamento degli aerogeneratori. **Trascurabili** gli effetti sulla fauna terrestre nelle fasi di costruzione e dismissione degli impianti e delle opere connesse. L'impatto è **reversibile**: a seguito degli interventi di recupero ambientale delle aree di cantiere a fine costruzione e a seguito dell'avvenuto smantellamento delle opere con conseguente ripristino dei luoghi a fine vita utile dell'impianto.

Paesaggio e patrimonio storico artistico. Si prevedono impatti potenziali sulla qualità del paesaggio sia nella fase di costruzione degli aerogeneratori, della sottostazione elettrica e delle vie di accesso (impatto potenziale trascurabile) sia nella fase di esercizio, a causa della presenza fisica degli aerogeneratori stessi (impatto potenziale non trascurabile). Effetti potenziali sono attesi anche nella fase di costruzione in relazione all'interferenza delle aree di cantiere con i beni architettonici e/o archeologici presenti nel territorio. L'impatto è comunque **reversibile** in seguito allo smantellamento degli aerogeneratori, delle strade e della sottostazione elettrica con il conseguente ripristino dei luoghi a fine vita utile dell'impianto.

Sistema antropico. Potenziale impatto trascurabile sul sistema dei trasporti e sulle attività antropiche locali (attività agricola, ricezione turistica) durante la fase di costruzione degli impianti e delle opere connesse e nel corso delle attività di dismissione delle opere. Impatti potenziali trascurabili sulla salute pubblica in relazione alla generazione di campi elettromagnetici e di rumore. Impatti potenziali positivi dal punto di vista occupazionale sia per la fase di costruzione che per quella di dismissione degli impianti.

In base alle risultanze della analisi preliminare della significatività degli impatti potenziali, la definizione delle componenti e la valutazione degli impatti stessi ha seguito un approccio più qualitativo nel caso delle componenti interferite in modo trascurabile ed un'analisi maggiormente dettagliata nel caso delle componenti che subiscono impatti potenziali riconosciuti come non trascurabili.

Pertanto, per le componenti **Acque superficiali, Acque sotterranee e Sistema antropico** il presente Studio non fornisce alcuna stima quantitativa degli impatti e si limitandosi ad una descrizione qualitativa dello stato delle componenti durante la costruzione, esercizio e dismissione dell'impianto.

Per le componenti **Atmosfera, Radiazioni non ionizzanti, Suolo e sottosuolo, Rumore, Vegetazione, Fauna, ecosistemi e Paesaggio e patrimonio storico-artistico**, lo Studio ha invece analizzato nel dettaglio lo stato delle componenti ambientali e ha valutato l'impatto secondo la metodologia descritta nei paragrafi seguenti.

La valutazione dell'impatto sulle singole componenti è determinata seguendo il seguente schema: che permetterà poi di redigere per ciascuno di esso la "matrice di impatto":

1. Definizione dei limiti spaziali di impatto
2. Analisi dell'impatto
3. Ordine di grandezza e complessità o semplicemente "*magnitudine*"
4. Durata dell'impatto
5. Probabilità di impatto o sua distribuzione temporale
6. Reversibilità dell'impatto

Infine sono state analizzate le misure attuate per mitigare l'impatto.

16. Atmosfera

In **fase di costruzione** gli impatti potenziali previsti saranno legati alle attività di costruzione degli aerogeneratori e delle opere annesse ed in particolare alle attività che prevedono scavi e riporti per la costruzione delle trincee per la posa dei cavidotti, per la costruzione delle strade, per la costruzione delle fondazioni degli aerogeneratori e per l'allestimento delle aree di cantiere nei pressi di ciascun aerogeneratore. Le attività elencate comporteranno movimentazione di terreno e pertanto l'immissione in atmosfera di polveri e degli inquinanti contenuti nei gas di scarico dei mezzi d'opera.

Inoltre, in fase di costruzione si verificherà un limitato impatto sul traffico dovuto alla circolazione dei mezzi speciali per il trasporto dei componenti degli aerogeneratori, dei mezzi per il trasporto di attrezzature e maestranze e delle betoniere.

Entrambi questi fattori di impatto saranno di intensità trascurabile, saranno reversibili a breve termine ed avranno effetti unicamente al livello dell'Area Ristretta.

In **fase di esercizio** gli impatti potenziali previsti saranno i seguenti:

- impatto positivo sulla qualità dell'aria a livello globale dovuto alle mancate emissioni di inquinanti in atmosfera grazie all'impiego di una fonte di energia rinnovabile per la produzione di energia elettrica;
- impatto trascurabile o nullo a livello locale sulla qualità dell'aria dovuto alla saltuaria presenza di mezzi per le attività di manutenzione dell'impianto;
- impatto a livello locale sui campi aerodinamici dovuto al movimento rotatorio delle pale.

Impatto positivo sulla qualità dell'aria

La produzione di energia elettrica da combustibili fossili comporta l'emissione di sostanze inquinanti e gas con effetto serra. Tra questi il più rilevante è l'anidride carbonica. Il livello delle emissioni dipende dal combustibile e dalla tecnologia di combustione e controllo dei fumi. Di seguito sono riportati i fattori di emissione per i principali inquinanti emessi in atmosfera per la generazione di energia elettrica da combustibile fossile

- CO₂ (anidride carbonica): 1.000 g/kWh;
- SO₂ (anidride solforosa): 1,4 g/kWh;
- NO₂ (ossidi di azoto): 1,9 g/kWh.

Si stima che il Progetto, con una produzione attesa di circa 135 milioni di kWh annui, possa **evitare l'emissione di circa 135 milioni di kg di CO₂** ogni anno. Inoltre il Progetto eviterebbe l'emissione di 84 milioni di kg di SO₂ e 11,4 milioni di kg di NO₂ ogni anno, con i conseguenti effetti positivi indiretti sulla salute umana, e sulle componenti biotiche (vegetazione e fauna), nonché sui manufatti umani.

In **fase di dismissione** gli impatti saranno connessi alle attività di demolizione parziale dei plinti delle fondazioni degli aerogeneratori, di rimozione degli aerogeneratori, di smantellamento delle sottostazioni elettriche e dei cavidotti e ripristino dei luoghi. In particolare, essi saranno legati alle attività che prevedono movimentazione di terreno e che pertanto comportano l'immissione di polveri in atmosfera oltre all'immissione degli inquinanti contenuti nei gas di scarico dei mezzi d'opera.

Tali impatti potenziali previsti saranno di intensità trascurabile, saranno reversibili a breve termine ed avranno effetti a livello locale.

Inoltre in fase di dismissione si verificherà un impatto potenziale trascurabile, locale e reversibile dovuto alla circolazione dei mezzi per il trasporto dei materiali generati dallo smantellamento dell'impianto e delle opere connesse: componenti degli aerogeneratori, inerti provenienti dalla parziale demolizione dei plinti di fondazione degli aerogeneratori, cavi, materiale proveniente dallo smantellamento delle sottostazioni elettriche.

In fase di dismissione dell'impianto si verificherà inoltre un impatto positivo sulle caratteristiche dei campi aerodinamici in quanto non sussisterà più l'impatto dovuto al movimento delle pale degli aerogeneratori sopra descritto.

17. Radiazioni non ionizzanti

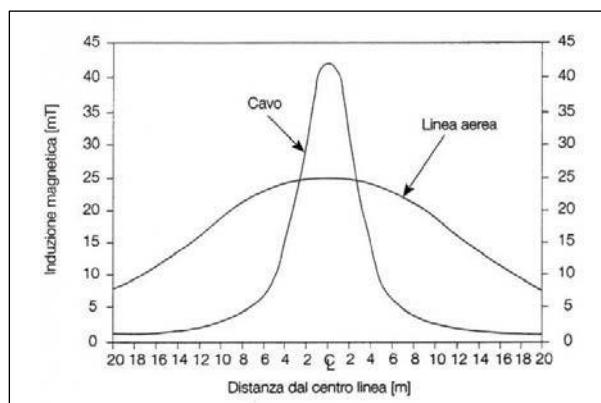
La **fase di costruzione** e la **fase di dismissione** dell'impianto non daranno origine ad alcun impatto sulla componente. Analizziamo pertanto la **fase di esercizio**.

L'impatto elettromagnetico indotto dall'impianto eolico oggetto di studio può essere determinato da:

- 1) Linee MT in cavidotti interrati e cavi MT che scendono dalla navicella all'interno delle torri eoliche
- 2) Sottostazione Elettrica (SSE) in prossimità della SE Terna ERCHIE;
- 3) Linea interrata di connessione AT, che collega la SSE alla SE Terna ERCHIE.

Il campo magnetico, per caratteristiche geometriche, a parità di corrente, presenta valori di picco superiori in corrispondenza dell'asse dei cavi ed una riduzione più rapida ad un suo

allentamento come illustrato in figura.

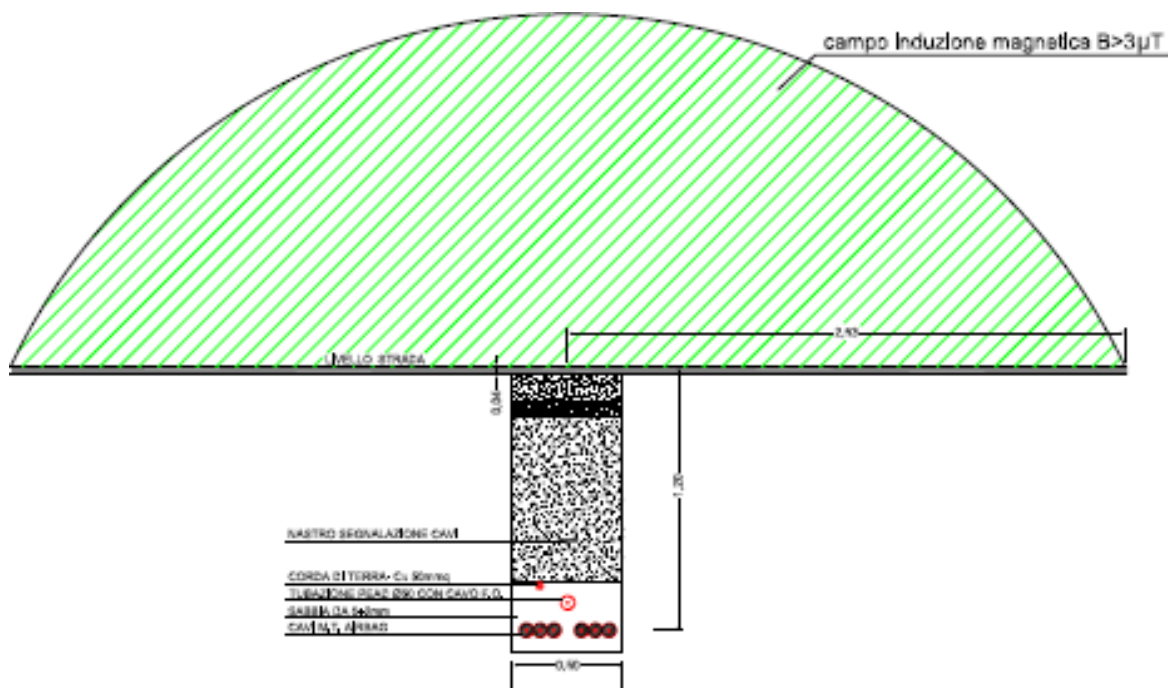


Induzione magnetica per linea aerea e cavo interrato

Il DPCM 8 luglio 2003, decreto attuativo della Legge 36/2001, pone pari a $10 \mu\text{T}$, un limite di esposizione a campi elettromagnetici indotti a basse frequenze per tempi superiori a 4 ore. Inoltre pone quale limite di qualità del campo di induzione magnetica (B) un valore pari a $3 \mu\text{T}$. Ciò in pratica significa che se in una area il campo di induzione magnetica è inferiore a $3 \mu\text{T}$, gli effetti indotti sulla salute umana sono praticamente nulli.

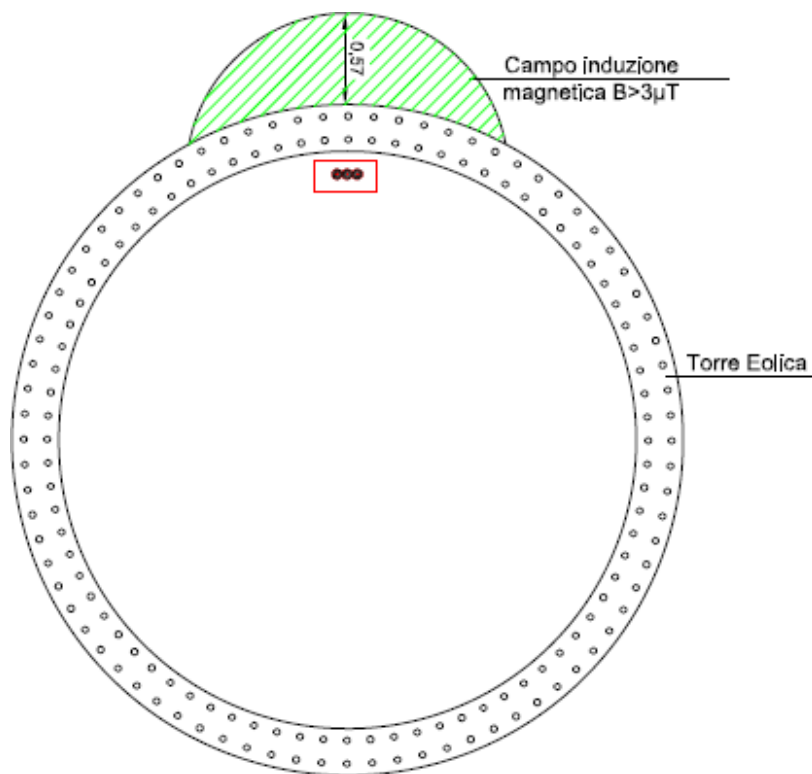
Cavi MT

Per quanto concerne i cavi MT (cavidotti interrati per il collegamento elettrico tra aerogeneratori e tra aerogeneratori e sottostazione elettrica) ad una distanza di 2,8 m dal cavo il valore dell'induzione magnetica raggiunge il valore di qualità ($B=3 \mu\text{T}$). Ora in considerazione che i cavi sono interrati ad una profondità di 1,2 m, gli effetti del campo magnetico diventano irrilevanti superata una fascia di circa 2,5 m dall'asse di posa dei cavi stessi. Le aree in cui avviene la posa dei cavi sono agricole, e la posa dei cavi avviene di solito al di sotto di strade esistenti (interpoderali, comunali e l'attraversamento di una strada provinciale), aree dove ovviamente non è prevista la permanenza stabile di persone per oltre 4 ore e/o la costruzione di edifici. Possiamo pertanto concludere che l'impatto elettromagnetico indotto dai cavi MT è praticamente nullo.



Valore di induzione magnetica nell'intorno della doppia terna di cavi interrati

Per quanto riguarda l'impatto elettromagnetico generato dai cavi MT che scendono all'interno della torre, in relazione alla corrente massima che attraversa la terna di cavi, abbiamo che l'indice di qualità per l'induzione magnetica si raggiunge ad una distanza di 1 m dall'asse della terna di cavi. Pertanto considerando una fascia della larghezza di 1 m intorno alla superficie esterna della torre in acciaio, all'interno di quest'area si avrà un valore di induzione magnetica $>$ di $3 \mu\text{T}$, al di fuori di questa area viene rispettato invece il limite di qualità. Si fa presente che nei pressi delle torri eoliche non è prevista la presenza di persone, dal momento che l'accesso alle piazzole è interdetto al pubblico, poiché esse sono aree private. È consentito solo l'accesso alle piazzole, nei pressi delle torri ed all'interno delle stesse, solo a personale esperto ed addestrato, che comunque accede sporadicamente e per tempi limitati.



Valore di induzione magnetica nell'intorno della torre in acciaio

Sottostazione Elettrica (SSE)

Ulteriori sorgenti di campi elettromagnetici sono costituite dalla sottostazione elettrica la quale sorgerà in prossimità della SE TERNA di Erchie già in esercizio e la linea sempre in cavo interrato AT, di lunghezza pari a circa 235 m, per il collegamento elettrico tra SSE e la SE TERNA.

All'interno della SSE elettrica il campo elettromagnetico di maggiore rilevanza è quello prodotto dalle tre sbarre AT, che sono parallele tra loro ed installate ad una distanza di 2,2 m l'una dall'altra, ad un'altezza di 4,5 m circa dal piano campagna.

Applicando le formule indicate nella norma CEI 106-11, avremo che la distanza di prima approssimazione (DPA) ovvero la distanza a cui il campo di induzione magnetica raggiunge il valore di qualità di 3 μT, è pari a 8 m circa.

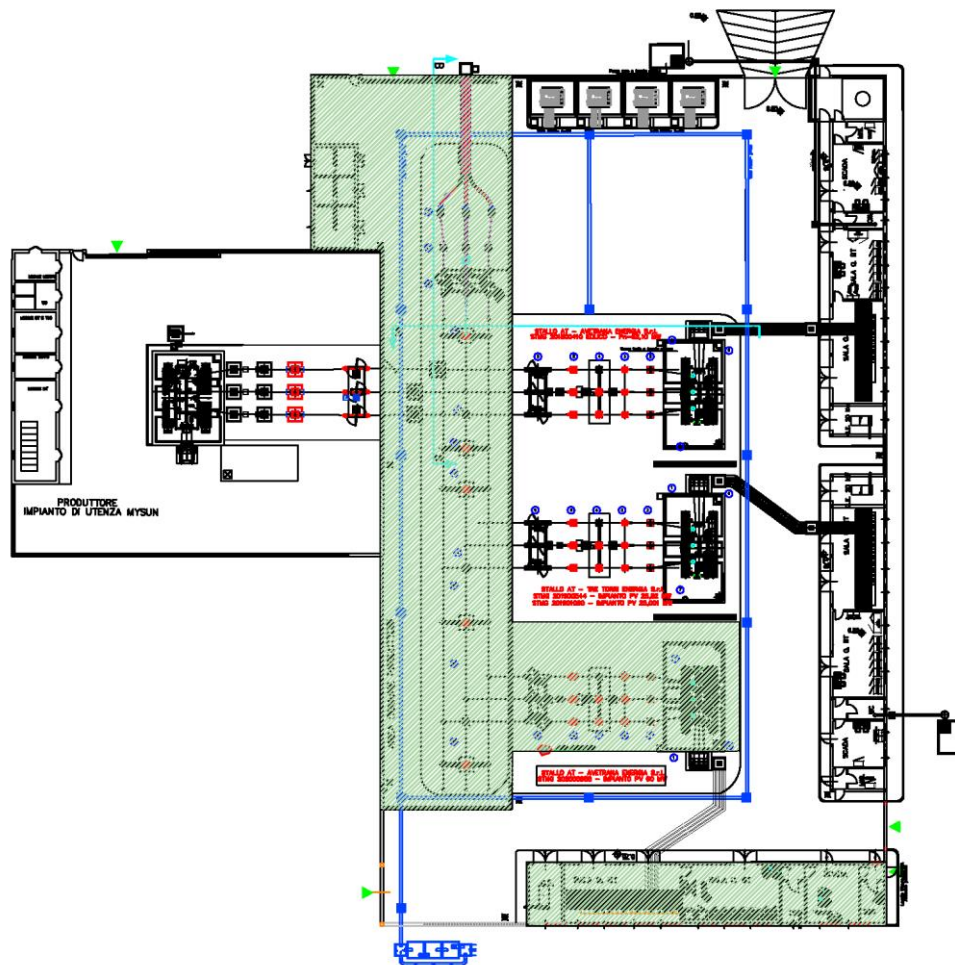
Come si evince dalla planimetria è evidente che il campo di induzione magnetica per il quale è rispettato l'indice di qualità resta confinato in gran parte all'interno della stessa SSE, ed in piccola parte in un'area limitrofa alla SSE. **Anche in questo caso si tratta di area agricola dove ovviamente non è prevista la permanenza stabile di persone per oltre 4 ore e/o la costruzione di edifici.**

In pratica:

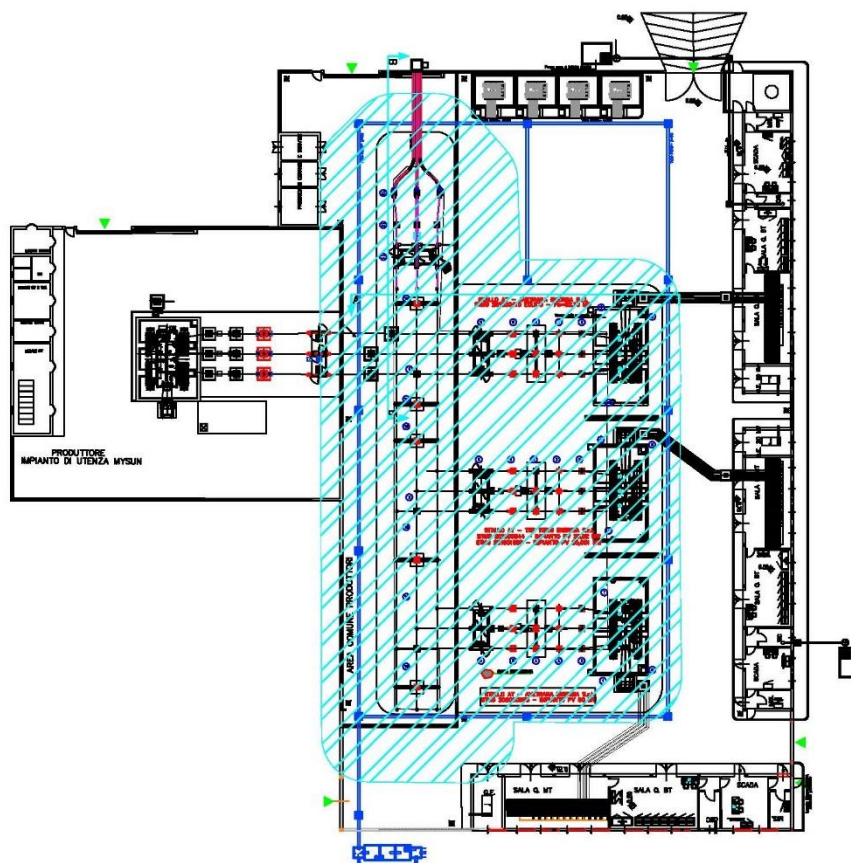
- in conformità a quanto previsto dal Decreto 29 maggio 2008 la Distanza di Prima Approssimazione (Dpa) e, quindi, la fascia di rispetto ricade nell'immediato intorno dell'area della SSE in progetto (8 m dalle sbarre AT);

- la sottostazione di trasformazione è comunque realizzata in un'area agricola, con totale assenza di edifici abitati per un raggio di almeno 500 m.
- all'interno dell'area della sottostazione non è prevista la permanenza di persone per periodi continuativi superiori a 4 ore con l'impianto in tensione.

Pertanto, si può quindi affermare che l'impatto elettromagnetico su persone, prodotto dalla realizzazione della SSE, sarà trascurabile.



Cabina utente – area di competenza in verde



DPA – cabina utente

Cavo AT (da SSE utente a SE TERNA Erchie)

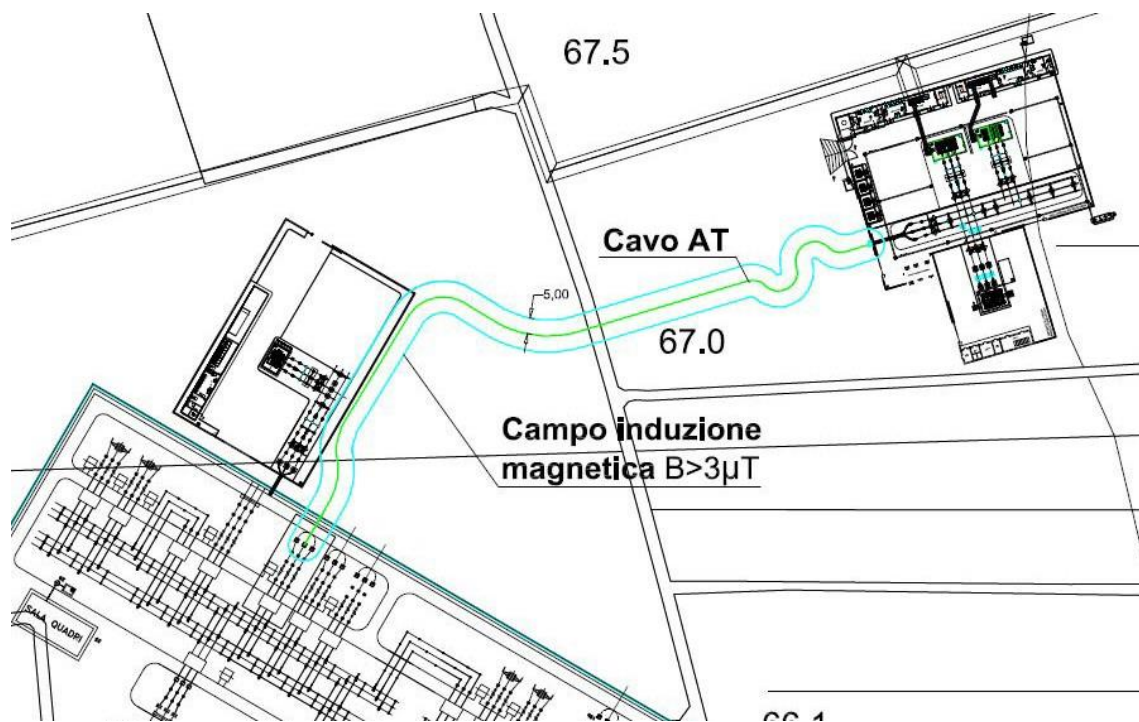
Per quanto concerne la linea AT in cavo interrato di collegamento SSE – SE TERNA Erchie (lunghezza 235 m), la corrente massima che attraversa questa linea è, pari a 243,4 A, valore di corrente corrispondente del funzionamento a pieno regime di tutto il Parco Eolico.

Con riferimento alla “Linea guida ENEL per l’applicazione del § 5.1.3 dell’allegato al DM 29.05.08” nella scheda A14 (semplice terna di cavi AT disposti in piano – serie 132/150 kV) nel caso specifico per sezione totale dei cavi di 1.600 mmq, si riporta una DPA (ovvero una distanza dalla linea oltre la quale l’induzione magnetica è $<3 \mu\text{T}$) pari a 5,10 metri. Si fa presente, però, che tale valore è calcolato considerando una corrente che attraversa i cavi pari a 1.110 A, nel caso del presente impianto eolico, come già calcolato sopra, la corrente che attraverserà il cavo AT (pari a quella che attraversa le sbarre AT) avrà un valore di 247,43 A, pertanto la DPA sarà sicuramente inferiore a quella calcolata nella scheda presa come riferimento.

Ricordiamo che la DPA. è quella distanza oltre la quale l’induzione elettromagnetica è inferiore a $3 \mu\text{T}$, ossia al cosiddetto limite di qualità. Pertanto, nel nostro caso, in considerazione anche del fatto che il cavo è interrato ad una profondità di 1,4 m l’impatto elettromagnetico è limitato ad una fascia di ampiezza al di sopra del cavo AT interrato, sicuramente non superiore a 5 m. Nell’intorno del cavo l’area come sappiamo è agricola area agricola ove naturalmente non è prevista la realizzazione di edifici in cui ci sia una permanenza di continuativa di persone.

In fase di esercizio, pertanto, il funzionamento dei cavidotti elettrica produrrà campi elettromagnetici di entità modesta ed inferiore ai livelli di qualità previsti dal DPCM 8 luglio 2003. Inoltre i cavidotti saranno installati in gran parte al di sotto di strade secondarie in aree agricole

dove non è prevista la presenza di abitazioni, e dove non è prevista la permanenze continuativa di persone.



DPA nell'intorno del cavo AT 150 kV da SSE utente a SE Terna

Conclusioni

In base alle suddette considerazioni, tenuto conto delle caratteristiche attuali della componente in esame, si ritiene che l'impatto complessivo del Progetto sarà trascurabile nelle fase di costruzione e dismissione e molto basso nella fase di esercizio.

18. Acque superficiali e sotterranee

Considerata la non significatività degli impatti dovuti al progetto su queste componenti, le acque superficiali e sotterranee, vengono trattate congiuntamente.

La fase di scoping ha infatti identificato unicamente degli impatti trascurabili sulla qualità delle acque superficiali e sotterranee dovute all'allestimento e alla dismissione del cantiere, legati pertanto alle fasi di costruzione e dismissione.

Per la fase di esercizio è prevista la realizzazione di un sistema di raccolta, trattamento e smaltimento delle acque di prima pioggia e meteoriche in SSE. Il trattamento consiste in dissabbiatura e disoleazione e sarà effettuato tramite opportune vasche e filtri. Lo smaltimento avverrà invece, negli strati superficiali del terreno nei pressi della SSE stessa, per dispersione realizzata con la tecnica della sub irrigazione.

Inoltre abbiamo verificato che la falda profonda è ubicata ad una profondità superiore a 50 m rispetto al piano campagna. Le fondazioni degli aerogeneratori realizzate in cemento armato hanno una profondità non superiore a 30 m, quindi nessuna interazione è possibile con la falda profonda.

Infine non dimentichiamo che l'impianto eolico non produce alcun tipo di residuo liquido o solido e pertanto non c'è rischio di sversamenti nella falda profonda.

Rimarchiamo a tal proposito che i trasformatori ubicati nelle navicelle degli aerogeneratori sono a secco. Il sistema oleodinamico che gestisce il movimento di alcuni componenti (navicella, pale) è a circuito chiuso e comunque interessa quantità di olio molto limitate.

Il trasformatore MT/AT installato in SSE è posizionato al di sopra di una vasca a tenuta stagna il cui volume è atto a contenere tutto l'olio del trasformatore in caso di rotture e sversamenti accidentali.

Le attività di manutenzione ordinaria di sostituzione degli oli esausti avverrà secondo precise regole che prevedono il corretto smaltimento degli stessi.

Nel complesso, si può considerare nullo o non significativo l'impatto dovuto alla realizzazione del Progetto sulle componenti in esame.

19. Suolo e sottosuolo

I fattori di impatto in grado di interferire con la componente suolo e sottosuolo, come anticipato nella fase di scoping, sono rappresentati da:

- occupazione di suolo;
- rimozione di suolo.

L'analisi degli impatti dei suddetti fattori ha riguardato i seguenti aspetti:

- le potenziali variazioni delle caratteristiche e dei livelli di qualità del suolo (in termini di alterazione di tessitura e permeabilità e dell'attuale capacità d'uso);
- le potenziali variazioni quantitative del suolo (in termini di sottrazione di risorsa).

In fase di costruzione gli impatti derivano dall'allestimento e dall'esercizio delle aree di cantiere e dallo scavo delle fondazioni degli aerogeneratori, sia sulla qualità del suolo, sia in termini di sottrazione della risorsa.

In particolare, gli impatti potenziali connessi all'alterazione del naturale assetto del profilo pedologico del suolo sono dovuti alla predisposizione delle aree di lavoro ed agli scavi delle fondazioni.

L'estensione delle superfici occupate in fase di cantiere per la realizzazione di ciascun aerogeneratore ammonta a circa $30 \times 50 = 1500 \text{ m}^2$ per un totale di circa 1,5 ettari per i 10 aerogeneratori.

La superficie occupata da ciascun plinto di fondazione degli aerogeneratori, compresa nell'area piazzola di 30×50 , è di circa 576mq.

Il volume di terreno estratto per la realizzazione del plinto di un singolo aerogeneratore è pari a circa $2.472,75 \text{ m}^3$. In totale (10 aerogeneratori) si prevede un volume complessivo di scavo pari a 24.728 m^3 circa. Di questi circa il 25% sarà utilizzato per il rinterro dello stesso plinto una volta che questo viene realizzato. Il restante materiale sarà utilizzato per la costruzione di strade di cantiere e delle piazzole e coprirà circa il 40% del fabbisogno. Il restante 60% proverrà da cave di prestito.

L'occupazione delle strade di cantiere sarà complessivamente pari a circa 35,700 mq.

La SSE elettrica occuperà un'area di circa 3.580 mq.

L'area di cantiere occuperà un'area di 5.000, su un totale previsto di 1 ettaro, e sarà anch'essa realizzata con materiale inerte di origine naturale proveniente da cave di prestito. Non ci saranno aree asfaltate.

In definitiva l'occupazione territoriale complessiva in **fase di cantiere** sarà:

Piazzole con plinti 30x50	15.000 mq
Strade cantiere	37.700 mq
SSE	3.580 mq
Area cantiere	5.000 mq
TOTALE	61.280 mq (6,128 ha)

E' previsto l'espianto / reimpianto di 698 alberi di ulivo (in punti diversi relative

all'adeguamento della viabilità per trasporti eccezionali) che saranno espianati e reimpiantati per consentire la realizzazione delle piste necessarie per il passaggio dei mezzi specializzati per il trasporto dei componenti dell'impianto eolico (tronchi di torre tubolare, pale, navicella, hub). Alberi che, terminati i trasporti saranno reimpiantati, nell'ambito degli stessi lotti in prossimità delle posizioni originarie seguendo opportune regole agro – tecniche.

Terminati i lavori:

- sarà effettuato il rinterro dei plinti di fondazione per la parte non occupata dalla fondazione stessa circa con materiale calcarenitico e terreno vegetale per la copertura superficiale. Il rinterro avverrà ovviamente con lo stesso materiale rinveniente dallo scavo;
- sarà effettuata l'eliminazione di gran parte delle strade di cantiere, con il trasporto a rifiuto del materiale in eccedenza;
- sarà effettuata la riduzione delle piazzole di montaggio degli aerogeneratori (da 30x50 m)
- sarà completamente smantellata l'area di cantiere, rimosso il materiale di origine comunque naturale che la ricopre ed effettuato il ripristino del terreno vegetale
- la porzione superficiale del terreno, temporaneamente accantonata, sarà successivamente utilizzata per il ripristino delle aree di cantiere.

Gran parte dell'impatto sarà pertanto locale ed avrà una durata breve (pari all'esecuzione dei lavori, 8 mesi- 1 anno).

Gli impatti attesi sono legati alla variazione delle locali caratteristiche del suolo, modifica della sua tessitura e dell'originaria permeabilità, per gli effetti della compattazione. Inoltre, è attesa una perdita di parte della attuale capacità d'uso nelle aree interessate dal progetto, laddove il suolo sia oggi ad uso agricolo. Tali variazioni sono del tutto reversibili, tipicamente nel volgere di una stagione il terreno riprenderà la sue caratteristiche originarie.

Impatti positivi si avranno a seguito degli interventi di ripristino delle aree di cantiere con la risistemazione del soprassuolo vegetale precedentemente accantonato.

In fase di esercizio perdureranno alcuni effetti, in particolare, in termini di sottrazione di risorsa limitatamente alle strade di accesso, alla sottostazione elettrica e alle aree occupate degli aerogeneratori:

strade di esercizio 37.700 mq che di fatto coincidono con l'esistente.

piazzole aerogeneratori (dopo la riduzione) 15.000 mq

area plinti aerogeneratori (resta invariata) già compresa

nell'area di piazzola

la SSE resta invariata circa 3.580 mq

Per un TOTALE di 56.280 mq, ovvero circa 5,628 ha

E' evidente, quindi, che l'impatto è relativamente basso. Si tenga presente che la centrale eolica è previsto produca circa 135 milioni di kWh/anno, sufficienti a coprire il fabbisogno annuale

di oltre 50.000 famiglie tipo composte da 4 persone.

In fase di dismissione gli effetti saranno il ripristino della capacità di uso del suolo e la restituzione delle superfici occupate al loro uso originario. Il tempo di recupero del terreno delle sue originarie capacità agricole riteniamo possa avvenire nel volgere di 1-2 stagioni atteso un adeguato apporto di terreno vegetale sulle aree.

In base alle suddette considerazioni, tenuto conto delle caratteristiche attuali della componente in esame, si ritiene che l'impatto complessivo del Progetto sul suolo e sottosuolo sarà basso durante la fase di costruzione, trascurabile durante le fasi di esercizio e positivo durante la fase di dismissione.

20. Rumore

1 Rumore

Lo studio di valutazione previsionale d'impatto acustico prodotta dall'impianto eolico proposto è stato sviluppato in due distinte fasi:

- nella prima fase, trattata nel precedente capitolo è stato valutato il clima sonoro ante-operam, in quattro posizioni all'interno dell'area interessata dal progetto;
- nella seconda fase, trattata nel presente capitolo, dedicato all'analisi degli impatti, è stato sviluppato sia un modello di simulazione al computer, che ha consentito di stimare i livelli sonori generati dal parco eolico presso i ricettori prossimi alle torri, sia una ulteriore modellizzazione per la fase transitoria di cantiere.

I risultati ottenuti hanno consentito di eseguire le verifiche previste dalla normativa.

.1.1 Il modello di calcolo previsionale

La propagazione del suono in un ambiente esterno è la somma dell'interazione di più fenomeni: la divergenza geometrica, l'assorbimento del suono nell'aria, rilevante solo nel caso di ricevitori posti ad una certa distanza dalla sorgente, l'effetto delle riflessioni multiple dell'onda incidente sul selciato e sulle facciate degli edifici e/o su altri ostacoli naturali e/o artificiali, la diffrazione e la diffusione sui bordi liberi degli oggetti nominati. I fenomeni sommariamente descritti, inoltre, hanno effetti che variano con la frequenza del suono incidente: occorre, dunque, un'analisi almeno per bande d'ottava.

Le stesse sorgenti, inoltre, sono in genere direttive: la funzione di direttività, a sua volta, varia con la frequenza. Per tenere nella debita considerazione tutti i fenomeni descritti è stato utilizzato, nel presente studio, un accreditato programma di simulazione acustica, Cadna A, versione 4.3, della DataKustik GmbH, distribuito dalla 01dB-Mettravib. Il programma utilizzato permette di riprodurre, in un unico modello, tutti i tipi di sorgenti che determinano il campo sonoro, utilizzando gli standard di calcolo contenuti all'interno della Direttiva 2002/49/CE del 25 Giugno 2002, Direttiva del Parlamento Europeo e del Consiglio *relativa alla determinazione e alla gestione del rumore ambientale* e nel D. Lgs. 19 agosto 2005, n.194, Allegato 2, Comma 2.1, *Attuazione della direttiva 2002/49/CE relativa alla determinazione alla gestione del rumore ambientale*. In questo modo è possibile valutare nel complesso tutti i contributi, in termini di livello sonoro, presso ogni punto del modello, utilizzando sempre standard di calcolo riconosciuti ed affermati a livello nazionale ed internazionale. I metodi di calcolo utilizzati da Cadna A, versione 4.3, della DataKustik GmbH, sono i seguenti:

- per il rumore delle attività industriali: **ISO 9613-2**, "Acoustics - Attenuation of sound propagation outdoors, Part 2; General method of calculation", la cui descrizione è riportata in seguito;
- per il rumore degli aeromobili: **Documento 29 ECAC. CEAC**, "Report on Standard Method of Computing Noise Contours around Civil Airports", 1997;

- per il rumore del traffico veicolare: metodo di calcolo ufficiale francese **NMPB-Routes-96 (SETRACERTU-LCPC-CSTB)**, citato nell' "Arre^{te}' du 5 mai 1995 relatif au bruit des infrastructures routieres, Journal Officiel du 10 mai 1995, article 6" e nella norma francese XPS 31-133. Per i dati di ingresso concernenti l'emissione, questi documenti fanno capo al documento "Guide du bruit des transports terrestres, fascicule prevision des niveaux sonores, CETUR 1980";
- per il rumore ferroviario: **metodo di calcolo ufficiale dei Paesi Bassi, SRM II**, pubblicato in "Reken-en Meetvoorschrift Railverkeerslawaaai '96, Ministerie Volkshuisvesting, Ruimtelijke Ordening en Milieubeheer, 20 November 1996".

Di seguito viene riportata una breve descrizione dello standard di calcolo **ISO 9613-2**, il cui scopo principale è quello di determinare nei punti di ricezione il livello continuo equivalente di pressione sonora, ponderato "A", secondo leggi analoghe a quelle descritte nelle norme tecniche ISO 9613, per condizioni meteorologiche favorevoli alla propagazione del suono emesso da sorgenti di potenza nota. La propagazione del suono avviene "sottovento": il vento, cioè, soffia dalla sorgente verso il ricettore.

Secondo la norma ISO 9613-2, il livello continuo equivalente di pressione sonora, ponderato "A", mediato su un lungo periodo, viene calcolato utilizzando la seguente formula:

$$L_{Aeq,LT} = L_{Aeq,dw} - C_m - C_{t,per} \quad (1)$$

dove:

$L_{Aeq,LT}$ è il livello continuo equivalente di pressione sonora, ponderato "A", mediato nel lungo periodo [dB(A)];

C_m è la correzione meteorologica;

$C_{t,per}$ è la correzione che tiene conto del tempo durante il quale è stata attiva la sorgente nel periodo di riferimento calcolato;

$L_{Aeq,dw}$ è il livello continuo equivalente medio di pressione sonora, ponderato "A", calcolato in condizioni di propagazione sottovento [dB(A)]. Tale livello viene calcolato sulla base dei valori ottenuti per bande di ottava, da 63Hz a 8000 Hz, secondo l'equazione

$$L_{Aeq,dw} = L_w - R - A \quad (2)$$

dove:

L_w è il livello di potenza sonora emesso dalla sorgente [dB(A)];

R è la riduzione in bande di ottava del livello emesso dalla sorgente, eventualmente definita dall'utente del programma;

A è l'attenuazione del livello sonoro, in bande di ottava, durante la propagazione [dB(A)].

L'attenuazione del livello sonoro è calcolata in base alla formula seguente

$$A = D_c + A_{div} + A_{atm} + A_{ground} + A_{refl} + A_{screen} + A_{misc} \quad (3)$$

dove:

D_c è l'attenuazione dovuta alla direttività della sorgente [dB(A)];

A_{div} è l'attenuazione causata alla divergenza geometrica [dB(A)];

A_{atm} è l'attenuazione dovuta all'assorbimento atmosferico, calcolata per bande di ottava [dB(A)];

A_{ground} è l'attenuazione causata dall'effetto suolo, calcolata per bande di ottava [dB(A)]. Le proprietà del suolo sono descritte da un fattore di terreno, G , che vale 0 per terreno duro, 1 per quello poroso ed assume un valore compreso tra 0 ed 1 per terreno misto (valore che corrisponde alla frazione di terreno poroso sul totale);

A_{refl} è l'attenuazione dovuta alle riflessioni da parte degli ostacoli presenti lungo il cammino di propagazione, calcolata per bande di ottava [dB(A)];

A_{screen} è l'attenuazione causata da effetti schermanti, calcolata per bande di ottava [dB(A)];

A_{misc} è l'attenuazione dovuta all'insieme dei seguenti effetti [dB(A)]:

$A_{foliage}$ è l'attenuazione causata dalla propagazione attraverso il fogliame, calcolata per bande di ottava [dB(A)];

A_{site} è l'attenuazione dovuta alla presenza di un insediamento industriale, calcolata per bande di ottava [dB(A)];

$A_{housing}$ è l'attenuazione causata dalla propagazione attraverso un insediamento urbano, a causa dell'effetto schermante e, contemporaneamente, riflettente delle case, calcolata per bande di ottava [dB(A)].

Il programma utilizzato permette di riprodurre, in un unico modello, tutti i tipi di sorgenti che determinano il campo sonoro, utilizzando gli standard di calcolo sopra definiti. In questo modo permette di realizzare varianti diverse per la taratura, lo stato di fatto, lo stato di progetto e le configurazioni intermedie, in cui è possibile ottenere il contributo ai

ricettori, in termini di livello sonoro, delle singole sorgenti o di gruppi di esse.

Per eseguire il calcolo del livello sonoro, il programma di simulazione richiede in *input* alcuni parametri ambientali, tra i quali la temperatura, il grado di umidità relativa ed il coefficiente di assorbimento acustico dell'aria, ecc.; si deve inserire anche un fattore di assorbimento rappresentativo dei diversi tipi di terreno. In funzione di tali parametri, è possibile ottenere un coefficiente di riduzione che permette di valutare l'attenuazione che l'onda sonora subisce durante la propagazione per l'influenza delle condizioni meteorologiche e di elementi come, per esempio, l'effetto suolo e quello dell'aria. Il suono che giunge al ricettore, quindi, è dato dalla somma dell'onda diretta e di tutti i raggi secondari, riflessi dagli edifici e da ostacoli naturali e/o artificiali, debitamente attenuati. Nel presente studio sono state considerate le riflessioni fino al 2° ordine.

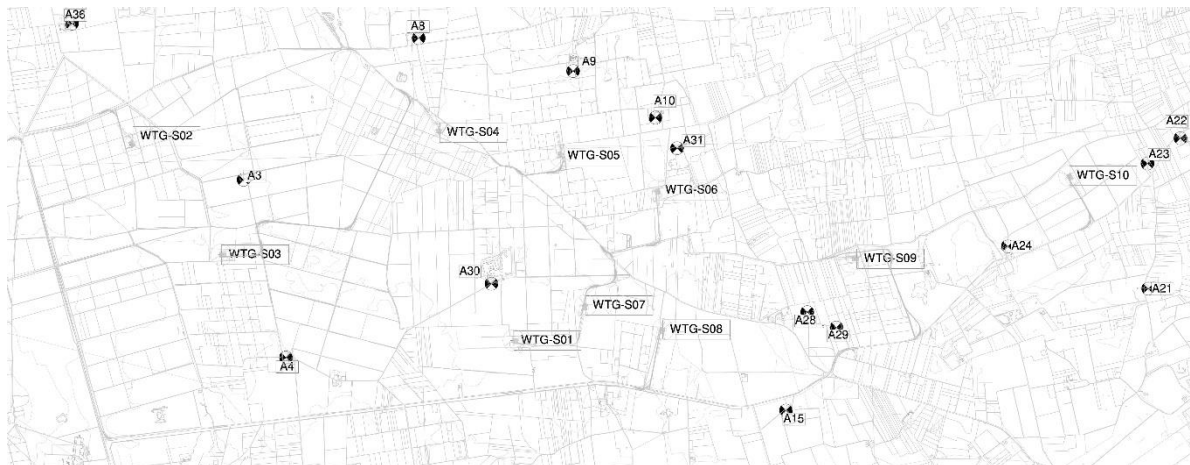
Così come indicato nella Norma UNI/TS 11143-7, le torri eoliche sono state modellizzate come sorgenti sonore poste al centro del rotore, ad un'altezza di 115 m e considerate puntiformi in campo libero con direttività omnidirezionale; il livello di potenza sonora massimo, ponderato A, alla velocità del vento al mozzo superiore a 9 m/s, per gli aerogeneratori ed il livello di potenza sonora, ponderato A, per i trasformatori AT/MT, utilizzati sono stati i seguenti:

- **Torre eolica LwA=106 dB(A)** (documentazione tecnica D2056872/018 del 18/12/2020 pag. 22);
- **Trasformatori AT/MT LwA= 86,0 dB(A)**: calcolato attraverso i dati di livello equivalente, ponderato A, misurati a 17 m dai trasformatori, introducendo nel software di simulazione una sorgente puntiforme ed un ricevitore a 17 m, variando la potenza sonora in modo da ricostruire il valore di 49,8 dB(A) misurato. Il valore così calcolato, assegnato al singolo trasformatore AT/MT nel modello, risulta in ogni modo sovrastimato, in quanto durante l'acquisizione dei dati fonometrici vi era la sicura influenza acustica di altri 2 trasformatori posti a distanza rispettivamente di 28 m e 40 m.

Per il coefficiente di assorbimento del suolo G è stato utilizzato il valore intermedio 0,5, mentre, vista la posizione geografica dell'impianto in progetto, si è impostata, nelle simulazioni, la temperatura pari a 20°C e l'umidità pari al 50%.

In via cautelare, nel modello, si è ipotizzato un funzionamento continuo e contemporaneo di tutte le sorgenti considerando il valore massimo di potenza sonora che viene emesso dagli aerogeneratori nell'intervallo di vento ad altezza mozzo tra 9 m/s e la velocità di cut-out.

In figura è rappresentata la vista 2D modello utilizzato per la valutazione previsionale con evidenziate le torri eoliche (numeri) e i ricettori posti in facciata agli edifici analizzati (lettere).



Modello 2 D

2 Risultati

Come illustrato nel capitolo precedente è stata effettuata una valutazione del clima sonoro presente nell'area con una campagna di rilievi fonometrici della durata di ventiquattro ore, e di cui si riportano per facilità di lettura i risultati finali, riferiti al livello continuo equivalente di pressione sonora, ponderato secondo la curva A, L_{Aeq} e riferito al periodo di misura.

RILIEVO	Data	TEMPO DI MISURA [minuti]	$L_{Aeq, TM, k}$ [dB(A)]	L_{Aeq} [dB(A)]
---------	------	--------------------------	--------------------------	-------------------

1	Mercoledì 10/11/2021	780	49,6	49,5
	Giovedì 11/11/2021	180	47,5	
2	Giovedì 11/11/2021	720	47,7	48,0
	Venerdì 12/11/2021	240	48,5	
3	Venerdì 12/11/2021	660	47,3	47,0
	Sabato 13/11/2021	300	46,9	
4	Mercoledì 19/05/2021	677	54,4	55,0
	Giovedì 20/05/2021	321	55,7	

valori rilevati nella posizione di misura nel periodo diurno.

RILIEVO	Data	TEMPO DI MISURA [minuti]	$L_{Aeq, TM, k}$ [dB(A)]	L_{Aeq} [dB(A)]
1	Mercoledì-Giovedì 10-11/11/2021	480	41,4	41,5
2	Giovedì-Venerdì 11-12/11/2021	480	45,4	45,5
3	Venerdì-Sabato 12-13/11/2021	480	44,4	44,5
4	Mercoledì-Giovedì 19-20/05/2021	480	32,5	32,5

valore rilevato nella posizione di misura nel periodo notturno.

Le simulazioni eseguite hanno consentito di determinare le curve isofoniche di emissione e d'immissione, ricadenti nelle aree intorno all'impianto in progetto, inoltre sono stati calcolati i livelli sonori di emissione, generati dal parco eolico in progetto, in facciata agli edifici individuati sul territorio sia ad un'altezza pari a 1,5 m sia per l'altezza pari a 4 m.

Il livello d'immissione è stato calcolato attraverso la somma energetica tra i livelli di emissione, sopra citati, e i livelli sonori misurati durante la campagna di monitoraggio del clima sonoro ante-operam; tale calcolo deriva dal fatto che l'emissione acustica del parco eolico si andrà a sommare al clima sonoro attualmente presente nelle aree interessate dall'intervento.

3 Impatto acustico fase di esercizio

3.1.1.1 Limite di emissione ed immissione

Il calcolo effettuato ha consentito di determinare i livelli di emissione (livello sonoro generato dal solo parco eolico, escludendo quindi le sorgenti sonore già presenti sul territorio) e i livelli d'immissione in facciata ai ricettori maggiormente esposti. Tali valori possono essere confrontati con i limiti acustici prescritti per la Classe III in cui ricadono i ricettori considerati. Nelle seguenti tabelle sono riportati i confronti di legge.

ID	COMUNE	DISTANZA PLANIMETRICA (m) DALLA WTG PIU' VICINA	WTG PIU' VICINA	Altezza m	Livello di emissione dB(A)			
					Diurno (6-22)	Verifica limite Classe III	Notturmo (22-6)	Verifica limite Classe III
A3	VEGLIE	630	WTG_S03	1,5	37,0	<55 dB(A)	37,0	<45 dB(A)
				4,0	39,9	<55 dB(A)	39,9	<45 dB(A)
A4	VEGLIE	1.000	WTG_S03	1,5	32,4	<55 dB(A)	32,4	<45 dB(A)
				4,0	34,8	<55 dB(A)	34,8	<45 dB(A)
A8	SALICE S.NO	790	WTG_S04	1,5	34,9	<55 dB(A)	34,9	<45 dB(A)
				4,0	37,4	<55 dB(A)	37,4	<45 dB(A)
A9	SALICE S.NO	788	WTG_S05	1,5	37,4	<55 dB(A)	37,4	<45 dB(A)
				4,0	39,9	<55 dB(A)	39,9	<45 dB(A)
A10	SALICE S.NO	614	WTG_S06	1,5	39,3	<55 dB(A)	39,3	<45 dB(A)
				4,0	41,8	<55 dB(A)	41,8	<45 dB(A)
A15	VEGLIE	1.200	WTG_S08	1,5	32,5	<55 dB(A)	32,5	<45 dB(A)
				4,0	34,9	<55 dB(A)	34,9	<45 dB(A)
A21	SALICE S.NO	1.100	WTG_S10	1,5	30,3	<55 dB(A)	30,3	<45 dB(A)
				4,0	32,7	<55 dB(A)	32,7	<45 dB(A)
A22	SALICE S.NO	980	WTG_S10	1,5	32,1	<55 dB(A)	32,1	<45 dB(A)
				4,0	34,6	<55 dB(A)	34,6	<45 dB(A)
A23	SALICE S.NO	625	WTG_S23	1,5	36,2	<55 dB(A)	36,2	<45 dB(A)
				4,0	38,7	<55 dB(A)	38,7	<45 dB(A)
A24	SALICE S.NO	745	WTG_S10	1,5	35,6	<55 dB(A)	35,6	<45 dB(A)
				4,0	38,1	<55 dB(A)	38,1	<45 dB(A)
A28	SALICE S.NO	565	WTG_S10	1,5	38,2	<55 dB(A)	38,2	<45 dB(A)
				4,0	40,7	<55 dB(A)	40,7	<45 dB(A)
A29	SALICE S.NO	254	WTG_S10	1,5	37,9	<55 dB(A)	37,9	<45 dB(A)
				4,0	40,4	<55 dB(A)	40,4	<45 dB(A)
A30	SALICE S.NO	510	WTG_S01	1,5	40,4	<55 dB(A)	40,4	<45 dB(A)
				4,0	42,9	<55 dB(A)	42,9	<45 dB(A)
A31	SALICE S.NO	362	WTG_S06	1,5	42,2	<55 dB(A)	42,2	<45 dB(A)
				4,0	44,7	<55 dB(A)	44,7	<45 dB(A)
A36	SALICE S.NO	1.000	WTG_S02	1,5	30,4	<55 dB(A)	30,4	<45 dB(A)
				4,0	32,9	<55 dB(A)	32,9	<45 dB(A)

Livelli di emissione sonora e confronto con i limiti di legge

ID	COMUNE	DISTANZA PLANIMETRICA (m) DALLA WTG PIU' VICINA	WTG PIU' VICINA	Altezza m	Livello di immissione dB(A)			
					Diurno (6-22)	Verifica limite Classe III	Notturmo (22-6)	Verifica limite Classe III
A3	VEGLIE	630	WTG_S03	1,5	50,1	<60 dB(A)	42,8	<50 dB(A)
				4,0	50,1	<60 dB(A)	43,8	<50 dB(A)
A4	VEGLIE	1.000	WTG_S03	1,5	50,1	<60 dB(A)	42,0	<50 dB(A)
				4,0	50,1	<60 dB(A)	42,3	<50 dB(A)
A8	SALICE S.NO	790	WTG_S04	1,5	50,1	<60 dB(A)	42,4	<50 dB(A)
				4,0	50,1	<60 dB(A)	42,9	<50 dB(A)
A9	SALICE S.NO	788	WTG_S05	1,5	49,9	<60 dB(A)	46,1	<50 dB(A)
				4,0	49,9	<60 dB(A)	46,6	<50 dB(A)
A10	SALICE S.NO	614	WTG_S06	1,5	49,9	<60 dB(A)	46,4	<50 dB(A)
				4,0	49,9	<60 dB(A)	47,0	<50 dB(A)
A15	VEGLIE	1.200	WTG_S08	1,5	48,9	<60 dB(A)	44,8	<50 dB(A)
				4,0	48,9	<60 dB(A)	45,0	<50 dB(A)
A21	SALICE S.NO	1.100	WTG_S10	1,5	48,9	<60 dB(A)	44,7	<50 dB(A)
				4,0	48,9	<60 dB(A)	44,8	<50 dB(A)
A22	SALICE S.NO	980	WTG_S10	1,5	48,9	<60 dB(A)	44,7	<50 dB(A)
				4,0	48,9	<60 dB(A)	44,9	<50 dB(A)
A23	SALICE S.NO	625	WTG_S23	1,5	48,9	<60 dB(A)	45,1	<50 dB(A)
				4,0	48,9	<60 dB(A)	45,5	<50 dB(A)
A24	SALICE S.NO	745	WTG_S10	1,5	48,9	<60 dB(A)	45,0	<50 dB(A)
				4,0	48,9	<60 dB(A)	45,4	<50 dB(A)
A28	SALICE S.NO	565	WTG_S10	1,5	48,9	<60 dB(A)	45,4	<50 dB(A)
				4,0	48,9	<60 dB(A)	46,0	<50 dB(A)
A29	SALICE S.NO	254	WTG_S10	1,5	48,9	<60 dB(A)	45,4	<50 dB(A)
				4,0	48,9	<60 dB(A)	45,9	<50 dB(A)
A30	SALICE S.NO	510	WTG_S01	1,5	50,1	<60 dB(A)	44,0	<50 dB(A)
				4,0	50,1	<60 dB(A)	45,3	<50 dB(A)
A31	SALICE S.NO	362	WTG_S06	1,5	49,9	<60 dB(A)	47,2	<50 dB(A)
				4,0	49,9	<60 dB(A)	48,1	<50 dB(A)
A36	SALICE S.NO	1.000	WTG_S02	1,5	50,1	<60 dB(A)	41,8	<50 dB(A)
				4,0	50,1	<60 dB(A)	42,1	<50 dB(A)

Livelli assoluti di immissione sonora e confronto con i limiti di legge

La sottostazione di rete e la stazione utente, posizionate nel territorio comunale di Erchie (cfr. Fig), avendo basse emissioni di rumore, legata esclusivamente alla presenza dei trasformatori, ed essendo posizionate lontano da ricettori, sono state escluse dai calcoli effettuati.



4 Limiti differenziali

Come detto nel paragrafo relativo ai riferimenti normativi, il valore limite differenziali si definisce come differenza tra il livello equivalente di rumore ambientale ed il livello equivalente di rumore residuo, con misure eseguite all'interno dell'ambiente abitativo. Essendo il presente studio di tipo previsionale (l'impianto non è realizzato), non è possibile eseguire una verifica puntuale all'interno degli ambienti dei ricettori potenzialmente disturbati; è, quindi, necessario eseguire una valutazione qualitativa a partire dai livelli stimati prodotti dagli impianti in facciata agli edifici.

Nell'allegato A, al DM 16 Marzo 1998, si precisa che il rumore ambientale, costituito dall'insieme del rumore residuo e da quello prodotto dalle specifiche sorgenti disturbanti, con esclusione degli eventi sonori singolarmente identificabili di natura eccezionale rispetto al valore ambientale della zona, è il livello che si confronta con i limiti massimi di esposizione riferiti:

- nel caso dei limiti differenziali, al tempo di misura T_M ;
- nel caso di limiti assoluti, al tempo di riferimento T_R .

Così come esplicitato nell'art. 4, comma 2 del DPCM 14/11/97, il criterio differenziale non è applicabile, in quanto, "ogni effetto del rumore è da ritenersi trascurabile: a) se il rumore misurato a finestre aperte è inferiore a 50 dB(A) durante il periodo diurno e 40 dB(A) durante il periodo notturno; b) se il livello di rumore ambientale misurato a finestre chiuse è inferiore a 35 dB(A) durante il periodo diurno e 25 dB(A) durante il periodo notturno".

L'insieme degli aerogeneratori è in grado di generare, in facciata agli edifici, il livello sonoro di emissione calcolato attraverso il modello previsionale e riportato in tabella 6; tale valore, sommato energeticamente al rumore residuo, fornisce il livello equivalente di rumore ambientale. Nel presente studio si è scelto di considerare, per la verifica qualitativa del criterio differenziale, i valori in facciata agli edifici calcolati per i livelli di immissione e riportati nella tabella 9.

Il potere fonoisolante delle facciate dei ricettori considerati è stimabile in base alla formula di cui al Manuale di Acustica di Renato Spagnolo edito dalla UTET (paragrafo 6.9.3 pag. 607). Nell'ipotesi cautelativa di potere fonoisolante degli infissi pari rispettivamente a 0 dB per le finestre aperte e 25 dB per

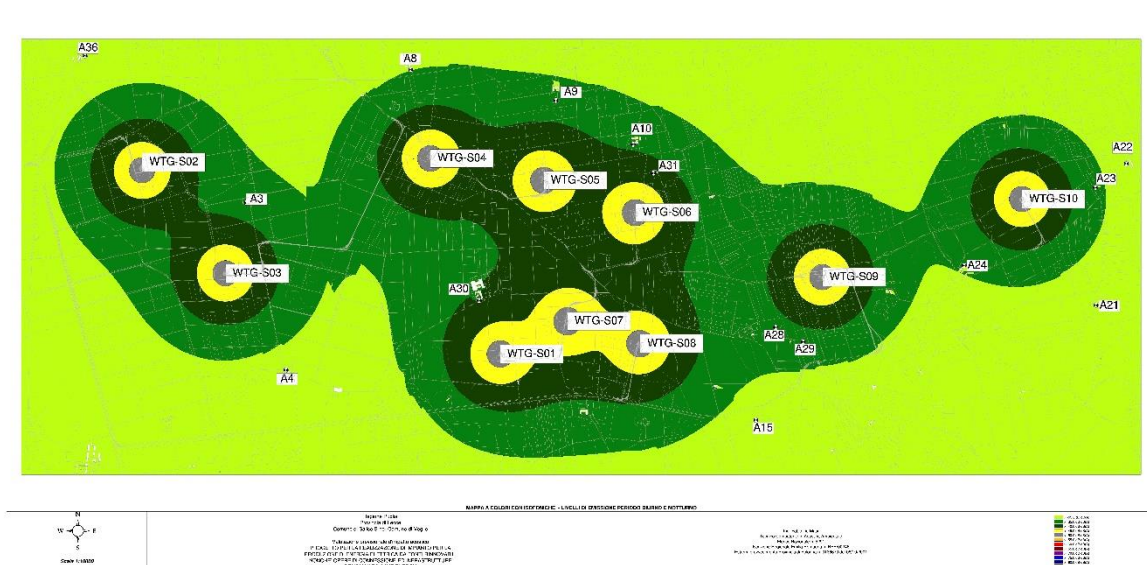
quelle chiuse (valore che indica scarse prestazioni), e di potere fonoisolante delle murature pari a 40 dB (parete in tufo dello spessore di 20 cm) ed ipotizzando cautelativamente che per la facciata esposta al rumore la superficie finestrata sia pari al 15% della superficie totale, è possibile stimare che:

- la facciata, a finestre chiuse, determina un abbattimento del rumore di 32,5 dB;
- la facciata, a finestre aperte, determina un abbattimento del rumore di 8,2 dB.

Dalla stima dei livelli di rumore ambientale in facciata ai ricettori potenzialmente disturbati e dalla considerazione cautelativa che, in generale una facciata, anche di scarse prestazioni acustiche, determina un abbattimento del rumore di circa 32,5 dB, a finestre chiuse, e circa 8,2 dB, a finestre aperte, è possibile stimare quanto possa accadere all'interno degli ambienti abitativi. I livelli più elevati calcolati in facciata agli edifici sono pari a:

- 50,1 per il periodo diurno;
- 48,1 per il periodo notturno.

È evidente che applicando l'abbattimento acustico di circa 32,5 dB, a finestre chiuse, e circa 8,2 dB, a finestre aperte, si ricade ai sensi dell'art. 4, comma 2, del DPCM 14/11/97 nella non applicabilità del criterio differenziale in quanto, ogni effetto del rumore è da ritenersi trascurabile. Avendo effettuato tale valutazione per i casi in cui è stato calcolato il livello di rumore ambientale in facciata agli edifici più elevato, ne consegue che la non applicabilità del criterio differenziale si avrà per tutti i ricettori individuati.



Mappa isofoniche – Livelli di emissione diurni e notturni

.1.2 Impatto acustico fase di cantiere

Ai fini normativi per la fase di cantiere vale quanto prescritto dall'art. 17, comma 3 e 4, della L.R. 3/02, secondo il quale: “3. le emissioni sonore, provenienti da cantieri edili, sono consentite negli intervalli orari 7.00 - 12.00 e 15.00 - 19.00, fatta salva la conformità dei macchinari utilizzati a quanto previsto dalla normativa della Unione europea e il ricorso a tutte le misure necessarie a ridurre il disturbo, salvo deroghe autorizzate dal Comune.

4. Le emissioni sonore di cui al comma 3, in termini di livello continuo equivalente di pressione sonora ponderato (A) [Leq(A)] misurato in facciata dell'edificio più esposto, non possono inoltre superare i 70 dB (A) negli intervalli orari di cui sopra. Il Comune interessato può concedere deroghe su richiesta scritta e motivata, prescrivendo comunque che siano adottate tutte le misure necessarie a ridurre il disturbo sentita la AUSL competente.”.

Dal punto di vista dell'impatto acustico l'attività di cantiere, relativa alla realizzazione dell'impianto oggetto di studio, può essere così sintetizzata:

- fase 1: scavo per fondazioni aerogeneratori;
- fase 2: getto fondazioni;
- fase 3: montaggio aerogeneratori;

- fase 4: realizzazione linea di connessione;
- fase 5: sistemazione strade e piazzali.

La valutazione dell'impatto acustico prodotta dall'attività di cantiere oggetto di studio è stata condotta adottando i dati forniti dallo studio del Comitato Paritetico Territoriale per la prevenzione infortuni, l'igiene e l'ambiente di lavoro di Torino e Provincia, "Conoscere per prevenire n° 11". Tale studio si basa su una serie di rilievi fonometrici che hanno consentito di classificare dal punto di vista acustico n°358 macchinari rappresentativi delle attrezzature utilizzate per la realizzazione delle principali attività cantieristiche.

Nella tabella seguente, per ogni fase di cantiere sono indicati i macchinari utilizzati e le rispettive potenze sonore. Per le fasi, caratterizzate da utilizzo di più sorgenti di rumore, non contemporanee, è stato considerato esclusivamente il livello di potenza della sorgente (macchinario) più rumorosa.

Noti i livelli di potenza acustica, associabili ad ogni fase di lavorazione, attraverso l'utilizzo della formula di propagazione sonora in campo aperto relativo alle sorgenti puntiformi, ed in via cautelativa considerando solo il decadimento per divergenza geometrica, sono state calcolate le distanze per le quali il livello di pressione L_p è pari a 70 dB(A):

$$L_p = L_w - 20\text{Log}(d) - 11$$

dove L_p è il livello di pressione sonora, d è la distanza

Macchina	L_w dB(A)	d ($L_p = 70$ dB(A)) [m]
Fase1: Scavo fondazione		
Pala escavatrice	103,5	13,5
Fase 2: Getto fondazione		
Betoniera	98,3	7,3
Fase 3: Montaggio aerogeneratori		
Autocarro + gru	98,8	7,5
Fase 4: Realizzazione linea di connessione		
Taglio sede stradale (da rilievo in cantieri simili)	110,0	28,0
Fase 5: Sistemazione piazzali		
Pala escavatrice	97,6	6,7

Risultati della valutazione dell'impatto acustico derivante dalle attività di cantiere

Le distanze calcolate rappresentano quindi la distanza che intercorre tra la sorgente considerata (luogo nel quale si svolge la i -esima operazione di cantiere) e la relativa isofonica a 70 dB(A).

Il cantiere relativo alle opere di connessione (cavidotto interrato) si svolgerà esclusivamente su viabilità extraurbana e con progressione tale da incidere in maniera marginale e per tempi ristretti sulle aree interessate. In via cautelativa, in accordo al comma 4, dell'art 17, della L.R. 3/02, prima dell'inizio del cantiere relativo alla connessione, sarà richiesta autorizzazione in deroga, ai comuni interessati, per il superamento del limite dei 70 dB(A) in facciata ad eventuali edifici.

5 Impatto acustico traffico indotto

Per la realizzazione del progetto, durante le varie fasi di lavorazioni, è previsto un traffico di mezzi pesanti all'interno dell'area di intervento e nelle vie di accesso. Generalmente per la realizzazione di tale tipologia di opera, il traffico veicolare previsto si suppone pari a circa 20 veicoli pesanti al giorno, ovvero circa 40 passaggi A/R. Tale transito di mezzi pesanti, determina un flusso medio di 5 veicoli/ora, che risulta acusticamente ininfluenza rispetto al flusso veicolare esistente, valutato in 100 veicoli/ora durante le fasi di monitoraggio acustico.

Durante la fase di esercizio non sono previsti significativi flussi veicolari.

6 Conclusioni

Il monitoraggio acustico eseguito fotografa in modo appropriato il clima sonoro della generalità dei ricettori presenti nelle aree sino a 1000 m dagli aerogeneratori.

Tutte le verifiche sono state effettuate, cautelativamente, considerando il funzionamento continuo di tutte le torri eoliche alle quali, inoltre, è stata imposta un'emissione di potenza sonora omnidirezionale e di valore massimo tra quelli dichiarati nelle schede tecniche (106,0 dBA con vento superiore a 9 m/s ad altezza mozzo).

Sulla base di quanto sopra esposto e di quanto emerso dai rilievi e dalle simulazioni eseguite, si può concludere che:

FASE DI ESERCIZIO

- l'impatto acustico generato dagli aerogeneratori sarà tale da rispettare i limiti imposti dalla normativa, per il periodo diurno e notturno, sia per i livelli di emissione sia per quelli di immissione per la Classe III di Zonizzazione Acustica in cui si è ipotizzato cautelativamente saranno inseriti i territori agricoli dei comuni di Salice S.no e Veglie;
- l'impatto acustico generato dalla sottostazione di rete e dalla stazione utente, posizionate nel territorio comunale di Erchie, avendo basse emissioni di rumore legate esclusivamente alla presenza dei trasformatori, ed essendo posizionate lontano da ricettori, è da ritenersi trascurabile;
- relativamente al criterio differenziale, le immissioni di rumore ambientale all'interno dei ricettori considerati, generate dalla presenza degli aerogeneratori in progetto, ricadono, ai sensi dell'art. 4, comma 2 del DPCM 14/11/97, nella non applicabilità del criterio, in quanto inferiori ai livelli per i quali ogni effetto del rumore è da ritenersi trascurabile;
- il traffico indotto dalla fase di esercizio non risulta tale da determinare incrementi di rumorosità sul clima sonoro attualmente presente.

FASE DI CANTIERE

- l'impatto acustico generato dalle fasi di cantiere di realizzazione del parco eolico, anche nell'ipotesi cautelativa di operatività contemporanea per la costruzione di tutte le torri, sarà tale da rispettare i limiti imposti dalla normativa regionale che impone il limite di 70 dB(A) in facciata ai ricettori maggiormente esposti;
- relativamente all'impatto acustico generato dalle fasi di cantiere di realizzazione del cavidotto, sarà richiesta deroga ai comuni interessati dall'infrastruttura nel caso di individuazione di ricettori sensibili distanti dalle aree di lavorazione meno di 28 m (comma 4, art 17, della L.R. 3/02);
- relativamente al criterio differenziale, le immissioni di rumore ambientale all'interno dei ricettori considerati, generate dalla presenza degli aerogeneratori in progetto, ricadono, ai sensi dell'art. 4, comma 2 del DPCM 14/11/97, nella non applicabilità del criterio, in quanto inferiori ai livelli per i quali ogni effetto del rumore è da ritenersi trascurabile;

il traffico indotto dalla fase di cantiere non risulta tale da determinare incrementi di rumorosità sul clima sonoro attualmente presente.

Rumore e vibrazioni: matrice di impatto

FATTORI DI IMPATTO	CARATTERISTICHE DELL'IMPATTO		FASE DI COSTRUZIONE	FASE DI ESERCIZIO	FASE DI DISMISSIONE
Emissioni di rumore	Durata nel tempo	Breve	X		X
		Media		X	
		Lunga			
	Distribuzione temporale	Discontinuo	X	X	X
		Continuo			
	Reversibilità	Reversibile a breve termine	X		X
		Reversibile a medio/lungo termine		X	
		Irreversibile			
	Magnitudine	Bassa		X	
		Media	X		X

FATTORI DI IMPATTO	CARATTERISTICHE DELL'IMPATTO		FASE DI COSTRUZIONE	FASE DI ESERCIZIO	FASE DI DISMISSIONE
		Alta			
	Area di influenza	Area ristretta	X	X	X
		Area di Interesse			
		Area Vasta			
<i>giudizio di impatto</i>			BB -	MB -	BB -
Traffico indotto	Durata nel tempo	Breve	X		X
		Media		X	
		Lunga			
	Distribuzione temporale	Discontinuo	X	X	X
		Continuo			
	Reversibilità	Reversibile a breve termine	X		X
		Reversibile a medio/lungo termine		X	
		Irreversibile			
	Magnitudine	Bassa	X	X	X
		Media			
		Alta			
	Area di influenza	Locale	X	X	X
		Diffusa			
<i>giudizio di impatto</i>			T -	T -	T -
RUMORE E VIBRAZIONI			FASE DI COSTRUZIONE	FASE DI ESERCIZIO	FASE DI DISMISSIONE
GIUDIZIO COMPLESSIVO DI IMPATTO			BB -	MB -	BB -

T = trascurabile, BB= molto basso, B= basso, MB= medio basso, M= Medio, MA= medio alto, A= alto, AA= molto alto. Gli impatti possono essere negativi -, o positivi +

21. Flora e vegetazione

Caratteristiche dell'Area. Lo studio ecologico descrive le caratteristiche vegetazionali dell'area geografica in cui si propone la realizzazione di un impianto eolico nel comune di Avetrana, (provincia di Taranto), valutando le interferenze del progetto con la conservazione della vegetazione spontanea e degli habitat da tutelare (target di conservazione). L'area di progetto è un'area discontinua, definita, ai fini dello studio, dal buffer di 10 m intorno a tutti gli elementi di progetto, quali aerogeneratori, strade di cantiere, piazzole e aree annesse. Lo studio è stato ovviamente riferito ad un'area più estesa intorno agli aerogeneratori di circa 1704 ha.

L'area di progetto è localizzata in un nodo importante della rete ecologica regionale, punto di convergenza di tre principali connessioni ecologiche (Figura 1):

- La linea di costa;
- Il gradino morfologico delle Murge Tarantine;
- La serie di rilievi che da Monteruga si connette alla Serra Tarantina, passando dal Bosco di Mutonato e Monte Maliano.

Lungo questi tre assi si addensa la maggiore naturalità del territorio compreso nel triangolo Oria-Campomarino, Torre Lapillo.

L'area di studio è un'area "ben conosciuta" dal punto di vista floristico. Infatti, esiste una lunga serie di studi botanici che inizia dall'Ottocento. Importanti studi storici sono quelli di Gussone (1826), Corti (1952) e Ferente (1952). Una trattazione degli studi più recenti è riportata in Albano et al. (2010).

Gli habitat e le specie delle direttive europee presenti sul territorio regionale sono oggetto di monitoraggio da parte della Regione Puglia. Recentemente, con il DGR 2442/2018, sono stati pubblicati i risultati dell'ultima campagna di tale monitoraggio. È solo uno il tipo di habitat della Direttiva 92/43/CEE censito per l'area di studio; si tratta del tipo Foreste di *Quercus ilex* e *Quercus rotundifolia* (codice Natura 2000: 9340). Nell'area di studio non è stata censita alcuna specie vegetale della Direttiva 92/43/CEE.

Componenti botanico vegetazionali. Il mosaico ambientale rilevato si compone di cinque tipi di vegetazione;

- 1) Macchia arbustiva
- 2) Prateria steppica
- 3) Comunità ruderali degli incolti
- 4) Comunità delle erbe infestanti delle aree coltivate
- 5) Comunità dei substrati artificiali

Il tipo della Prateria steppica è riconducibile all'habitat prioritario ai sensi della Direttiva 92/43/CEE Percorsi substeppici di graminacee e piante annue dei Thero-Brachypodietea (codice Natura 2000: 6220*). Quest'ultimo, insieme al tipo Macchia arbustiva, sono considerati target di conservazione. Essi sono localizzati lungo diversi tratti della viabilità di cantiere, in massima parte organizzati linearmente lungo muretti a secco. Lo studio fornisce la localizzazione dettagliata di tali elementi naturali, e fornisce indicazioni su come dovrebbero essere gestiti durante le operazioni

di cantiere, al fine di garantirne la conservazione.

Le comunità ruderali degli incolti interessano aree interessate da trascorse pratiche agricole ed hanno valore naturalistico normalmente basso.

Le erbe infestanti interessano le aree coltivate a seminativo, uliveto, vigneto, la loro diffusione è controllata attraverso le pratiche agronomiche, hanno scarso valore naturalistico.

Le aree artificiali sono rappresentate da strade asfaltate e sentieri. La vegetazione spontanea di queste aree è di tipo ruderale, povera di specie e di scarso valore naturalistico.

Interferenze del progetto con componenti botanico vegetazionali delle aree protette (nell'Area di Studio). Dal momento che l'impianto eolico e le relative opere accessorie restano comunque al di fuori da aree interessate direttamente dalle componenti botanico vegetazionali in particolare dalle aree di Prateria Steppica e di Macchia Arbustiva, le uniche interferenze riguardano gli assi della viabilità di cantiere che, in diversi tratti di varia lunghezza, lambisce aree o muretti a secco colonizzati da Macchia arbustiva o Prateria steppica. Tali assi sono necessari al transito degli automezzi e saranno soggetti ad allargamenti, che sicuramente interferiscono con i muretti e la vegetazione intorno ad essi (Macchia Arbustiva).

Allo scopo di tutelare queste specie botaniche è previsto che sia effettuato solo uno sfoltimento della vegetazione arbustiva impiegando esclusivamente mezzi meccanici (potatura); in questo modo si garantisce che, una volta concluse le operazioni di cantiere, la vegetazione possa ricostituirsi spontaneamente.

Sistema delle tutele. Per quanto attiene il Sistema delle Tutele abbiamo le seguenti aree protette limitrofe all'area di impianto:

- La ZSC Palude del Conte, Dune di Punta Prosciutto (IT9150027) dista 10 km a sud dell'area di studio
- La ZSC Torre Colimena (IT9130001) dista 10 km a sud-ovest dell'area di studio
- La Riserva Naturale Regionale Orientata Palude del Conte e Duna Costiera - Porto Cesareo dista 10 km a sud dell'area di studio
- La Riserva Naturale Regionale Orientata Riserve del Litorale Tarantino Orientale dista 10 km a sud dell'area di studio

Inoltre ricadono in area studio le seguenti componenti botanico vegetazionali:

- Boschi
- Aree di rispetto dei boschi

Conclusioni. Il progetto non presenta punti di debolezza da un punto di vista nella sua localizzazione geografica. Da un'osservazione a scala ampia, il progetto non interferisce, in modo sostanziale, con la rete ecologica regionale, punto di convergenza delle tre principali connessioni ecologiche corrispondenti alla linea di costa, al gradino morfologico delle Murge Tarantine e all'arco di rilievi che connette Monteruga alla Serra Tarantina. Lungo questi tre

assi si addensa la maggiore naturalità della zona.

Punto di forza del progetto è la localizzazione degli aerogeneratori in aree di relativamente scarso valore naturalistico, quali le aree di recente abbandono agricolo interessate dal tipo di vegetazione Comunità ruderali degli incolti.

Per quanto attiene alle interferenze con le componenti botanico vegetazionali, queste sono limitate alle interferenze degli assi stradali di cantiere e l'esigua macchia arbustiva nell'immediato intorno di tracce di muretti a secco, che costeggiano le strade stesse.

Misure di mitigazione del potenziale impatto sono sostanzialmente legate alle scelte progettuali quale quella di effettuare la sola potatura meccanica della macchia arbustiva che si addensa intorno ai muretti a secco per un piccolo tratto di circa 1km lungo la strada Comunale al confine tra Salice Salentino e Veglie. Altre misure di mitigazione sono date da

- minimizzazione dei percorsi per i mezzi di trasporto ed i cavidotti;
- individuazione, per quanto più possibile di aree, con scarsa presenza di componenti botanico vegetazionale soprattutto di tipo spontaneo;
- contenimento dei tempi di costruzione;
- accurati ripristini a fine cantiere
- ripristini a fine vita utile impianto (20 anni).

Notiamo infine che terminata la vita utile dell'impianto (20 anni) sarà possibile un ripristino allo stato originario, e quindi si ritiene l'impatto sulla componente botanico vegetazionale molto basso e sostanzialmente reversibile.

22. Fauna e avifauna

Per stimare i possibili impatti di una centrale eolica sulla fauna bisogna considerare un ampio range di fattori che comprendono la localizzazione geografica del sito prescelto per il progetto, la sua morfologia, le caratteristiche ambientali, la funzione ecologica dell'area, le specie di fauna presenti.

L'orografia del territorio è pianeggiante o lievemente ondulata, il terreno è a tratti fertile e quindi coltivato ed a tratti roccioso e destinato al pascolo. E' presente un mosaico formato da habitat naturali, semi-naturali ed agricoli; le colture dominanti sono l'olivo, il seminativo e il vigneto. Nessuna area naturale/semi-naturale è interessata dall'installazione di torri eoliche. I biotopi di rilevante interesse naturalistico sono a grande distanza dal sito di progetto. La fauna è presente soprattutto con specie migratrici, poche sono quelle stanziali. E' soprattutto habitat trofico.

Tanto l'area di dettaglio quanto l'area vasta sono caratterizzate da un mosaico agricolo (vigneto – uliveto – seminativo). Il territorio si presenta pianeggiante, percorso da strade tra cui la SP144 (Avetrana – Salice Salentino) adiacente al sito di progetto Sono presenti costruzioni isolate, alcune delle quali abbandonate. Le colture dominanti sono l'ulivo, la vite, il seminativo e, in misura minore, alberi da frutto. Gli habitat naturali e semi-naturali sono sopravvissuti sui suoli rocciosi, non coltivabili e sono concentrati a nord dell'area di intervento. Non sono presenti ambienti umidi funzionali alla fauna.

Il totale delle specie presenti nell'area nell'anno è di 87, di cui n°62 uccelli, 16 mammiferi, 6 rettili e 3 anfibi. Gli uccelli appartengono a 8 ordini sistematici, 42 sono le specie di passeriformi e 20 di non passeriformi. Appartengono all'allegato II della Dir. Uccelli n° 12 specie di uccelli, all'allegato II della Dir. Habitat 2 specie di rettile e all'all. IV della stessa Dir n°2 mammiferi, 4 di rettili e 1 di anfibi.

Allo stato attuale delle conoscenze non è possibile una stima attendibile del numero di collisioni che la realizzazione di un progetto di impianto eolico può procurare, se non attraverso un monitoraggio della fase di esercizio dell'opera. Il rischio di impatto di una centrale eolica sull'avifauna è reale. È strettamente correlato alla densità di individui e alle caratteristiche delle specie che frequentano l'area, in particolare allo stile di volo, alle dimensioni e alla fenologia, alla tipologia degli aereogeneratori, al numero e al posizionamento.

Esaminando i singoli impatti e stimando in **inesistente, basso, medio e alto** il rischio, si ritiene che:

la **MODIFICAZIONE E PERDITA DI HABITAT** sia **inesistente** per gli habitat naturali poiché la realizzazione dell'intervento non prevede alcuna azione a carico di habitat naturali. Bassa è la perdita di habitat agricoli, irrilevante per via della percentuale di superficie coinvolta.

Rispetto al **DISTURBO** si ritiene che ci sarà un impatto **basso** per le specie che frequentano i coltivi, poiché già adattate alla vicinanza con l'uomo. **Inesistente** è per le specie che frequentano gli habitat naturali poiché non sono presenti nell'area.

Rispetto all'**EFFETTO BARRIERA** si ritiene che tale rischio sia **basso** in virtù della notevole distanza dai biotopi di interesse (oltre 8 km).

Rispetto alla **COLLISIONE** si ritiene possa essere **alto** per le specie ornitiche che frequentano i campi, **medio/basso** per quelle che frequentano gli ambienti naturali in virtù della distanza. Le specie ornitiche maggiormente a rischio sono quelle dalle dimensioni corporee medio-grandi, comprese negli ordini sistematici di ciconiformi, accipitriformi, falconiformi, gruiformi e strigiformi. Tuttavia allo stato attuale delle conoscenze non è possibile una stima attendibile del numero di collisioni che la realizzazione di un progetto di impianto eolico può procurare, se non attraverso un monitoraggio della fase di esercizio dell'opera

Per i chiroterri, non sono noti, nelle immediate vicinanze, siti riproduttivi. Nessuna conoscenza è disponibile rispetto alla presenza di rotte migratorie dei chiroterri.

Le scelte progettuali che avranno, di fatto, effetto di mitigazione di impatto su fauna e avifauna sono:

- utilizzo delle torri tubolari anziché a traliccio, più facilmente individuabili dagli uccelli in volo;
- raggruppamento degli aerogeneratori, disposti su più file anziché su una lunga fila;
- utilizzo di aerogeneratori a bassa velocità di rotazione (5-12 giri/minuto);
- colorazione a bande bianche e rosse delle pale
- interrimento dei cavi di media tensione ed assenza di linee aree di alta tensione;
- contenimento dei tempi di costruzione.

23. *Impatto visivo*

Premessa. La finalità di un'analisi del paesaggio, oltre a riuscire a leggere i segni che lo connotano, è quella di poter controllare la qualità delle trasformazioni in atto, affinché i nuovi segni, che verranno a sovrapporsi sul territorio, non introducano elementi di degrado, ma si inseriscano in modo coerente con l'intorno.

Il paesaggio deve essere il frutto dell'equilibrio tra permanenza e cambiamento; tra l'identità dei luoghi, legata alla permanenza dei segni che li connotano ed alla conservazione dei beni rari, e la proiezione nel futuro, rappresentata dalle trasformazioni, che vengono via via introdotte con finalità di maggiore sviluppo e benessere delle popolazioni insediate.

Affrontare in questo modo il tema rende necessario assumere una visione integrata, capace di interpretare l'evoluzione del paesaggio, in quanto sistema unitario, nel quale le componenti ecologica e naturale interagiscono con quelle insediativa, economica e socio-culturale.

Ogni intervento di trasformazione territoriale contribuisce a modificare il paesaggio, consolidandone o destrutturandone relazioni ed elementi costitutivi, proponendo nuovi riferimenti o valorizzando quelli esistenti.

Assumere questa consapevolezza significa conseguentemente interrogarsi su come rendere esplicito e condivisibile il rapporto tra previsioni di progetto e l'idea di paesaggio, che esse sottendono; cercare di individuare momenti specifici e modalità di comunicazione utili ad aprire il confronto sui caratteri del paesaggio che abbiamo e quelli del paesaggio che avremo o potremmo avere.

Nell'attuale fase culturale, l'attenzione per il paesaggio porta con sé un implicito apprezzamento per ciò che mantiene un'immagine tradizionale, che denuncia la sedimentazione secolare delle proprie trasformazioni in tracce ben percepibili, o addirittura per ciò che pare intatto e non alterato dal lavoro dell'uomo. Non si tratta, tuttavia, di un atteggiamento permanente ed anzi rappresenta una recente inversione di tendenza, da quando i maggiori apprezzamenti erano rivolti ai paesaggi dell'innovazione, ai segni dello sviluppo rappresentati dalle nuove infrastrutture, dai centri produttivi industriali, dai quartieri "urbani" e dalle colture agrarie meccanizzate. È quindi, relativamente, solo da pochi decenni che ciò che resta e dura nel tempo è divenuto non meno importante di ciò che cambia.

In questo contesto, gli impianti eolici, per il loro carattere fortemente tecnologico e lo sviluppo prevalentemente verticale degli aerogeneratori, devono necessariamente costituirsi come parte integrata nel paesaggio, in cui sono inseriti, risultando impossibili o limitati gli interventi di mitigazione.

L'impatto, che l'inserimento dei nuovi elementi produrrà all'interno del sistema territoriale, sarà, comunque, più o meno consistente in funzione, oltre che dell'entità delle trasformazioni previste, della maggiore o minore capacità del paesaggio di assorbire nuove variazioni, in funzione della sua vulnerabilità.

Vanno, quindi, effettuate indagini di tipo descrittivo e percettivo. Le prime indagano i sistemi di segni del territorio dal punto di vista naturale, antropico, storico-culturale. Quelle di tipo percettivo sono volte a valutare la visibilità dell'opera.

È quindi necessario, per cogliere le potenziali interazioni e le conseguenze che una nuova opera può introdurre dal punto di vista paesaggistico, individuare gli elementi caratteristici

dell'assetto attuale del paesaggio, riconoscerne le relazioni, le qualità e gli equilibri, nonché verificare i modi di fruizione e di percezione da parte di chi vive all'interno di quel determinato ambito territoriale o lo percorre.

In funzione di quest'ultimo obiettivo, in via preliminare, si è reso necessario delimitare il campo di indagine in funzione delle caratteristiche dimensionali e qualitative dell'opera da realizzare, individuando, in via geometrica, le aree interessate dalle potenziali interazioni percettive, attraverso una valutazione d'intervisibilità. Successivamente, mediante opportuni sopralluoghi nell'area d'indagine, si è cercato di cogliere le relazioni tra i vari elementi esistenti ed individuare i canali di massima fruizione del paesaggio (punti e percorsi privilegiati), dai quali indagare le visuali principali dell'opera in progetto, ricorrendo a fotosimulazioni dell'intervento previsto. Nel caso in esame, il territorio esaminato si presenta pianeggiante e ciò determina una visibilità potenziale del campo eolico a 360 gradi attorno all'impianto in progetto.

Per quanto concerne la modificazione fisica dei luoghi, gli elementi percepibili sono costituiti principalmente dai 10 aerogeneratori e dai manufatti di servizio.

Gli aerogeneratori costituiscono un elemento cospicuo e peculiare nel paesaggio. Essi rappresentano un "segnale forte": attraggono lo sguardo.

La percezione in merito agli aerogeneratori è soggettiva e non sempre negativa. Il contenuto tecnologico da essi posseduto si esprime in una pulizia formale e una eleganza ed essenzialità delle linee. I lenti movimenti rotatori delle pale sono espressione di forza naturale ed ingegno. L'assenza di emissioni in atmosfera rende queste macchine simbolo di un mondo sostenibile e moderno, così che i parchi eolici sono spesso sfondo di spot pubblicitari e ambientazioni cinematografiche.

Pertanto, pur trattando e valutando gli aerogeneratori come elementi modificanti il paesaggio, quindi responsabili di un potenziale impatto sul paesaggio di segno negativo, si consideri come non siano pochi coloro che percepiscono tali macchine come semplicemente "belle".

Per quanto riguarda la viabilità, invece, non si prevedono variazioni sostanziali di quella esistente, se non la creazione di alcune strade di servizio, prevalentemente per il tempo limitato della cantierizzazione dell'area, per poi essere rimosse in fase di esercizio, che resteranno sterrate. Per quanto riguarda i cavidotti, essendo previsti interrati, non daranno luogo ad impatti sul paesaggio, ad esclusione della fase iniziale di cantiere, peraltro limitata nel tempo.

Nello studio dell'impatto visivo e dell'impatto sul paesaggio di un impianto tecnologico, quale quello in progetto, occorre definire un ambito di intervisibilità tra gli elementi di nuova costruzione e il territorio circostante, in base al principio della "*reciprocità della visione*" (bacino visuale).

I dati per l'analisi del paesaggio sono stati ricavati principalmente dal Piano Paesaggistico Territoriale Regionale (PPTR) dall'analisi della cartografia esistente (IGM, ortofotocarte, immagini satellitari disponibili sul web) nonché dai sopralluoghi condotti in situ.

La stima e la valutazione dell'impatto allo scopo di renderne più fruibile la lettura è stato condotto secondo il seguente schema:

- Limiti spaziali dell'impatto: identificazione dell'area di impatto visivo, ovvero estensione della Zona di Visibilità Teorica (ZTV)

- Analisi generale dell'Area: inquadramento storico e paesaggistico dell'area
- Analisi visibilità dell'impianto: identificazione delle aree da cui l'impianto è visibile all'interno della ZTV, con l'ausilio delle Mappe di Intervisibilità Teorica e sempre all'interno della ZTV individuazione di punti chiave dai quali l'impianto eolico può essere visto (Punti sensibili), dai quali proporre foto e foto inserimenti allo scopo di "visualizzare l'impatto"
- Analisi dell'Impatto: identificazione delle aree da cui l'impianto è visibile all'interno della ZTV, con l'ausilio delle Mappe di Intervisibilità Teorica e sempre all'interno della ZTV individuazione di punti chiave dai quali l'impianto eolico può essere visto (Punti sensibili), dai quali proporre foto e foto inserimenti allo scopo di "visualizzare l'impatto"
- Ordine di grandezza e complessità dell'impatto: con l'ausilio di parametri euristici
- Probabilità dell'impatto
- Durata e reversibilità dell'impatto
- Misure di mitigazione dell'impatto

Limiti spaziali dell'impatto. Il primo passo nell'analisi di impatto visivo è quello di definire l'area di massima visibilità degli aerogeneratori: *area di visibilità dell'impianto*.

Le considerazioni generali riguardanti la definizione dei limiti di visibilità potenziale dell'impianto si basano sulla letteratura esistente sull'argomento, con il conforto dell'esperienza diretta di chi scrive, riferita a parchi eolici nel Salento e quindi in aree simili a quella dell'intervento oggetto del presente studio.

Tra i dati riportati in letteratura, si può fare riferimento alle Linee Guida dello *Scottish Natural Heritage*, che definiscono **in condizioni ideali**, in particolare in assenza di alcun tipo di ostacolo, la seguente tabella:

<i>Altezza Massima Torre + Rotore (m)</i>	<i>Distanza di visibilità (km)</i>
50	15
51-70	20
71-85	25
86-100	30
101-130	35
131-150	40
150+	45

(Fonte *Scottish Natural Heritage*)

Un altro studio condotto dall'Università di Newcastle verifica che per turbine fino ad

un'altezza di 85 m complessivi (torre + rotore) ad una distanza di 10 km non è più possibile vedere i dettagli della navicella, tanto che un osservatore casuale difficilmente riesce ad individuare un parco eolico, e che i movimenti delle pale sono visibili sino ad una distanza di 15 km.

Completando l'analisi sulla base dell'esperienza diretta relativa a parchi eolici di grande taglia esistenti nella regione interessata dal progetto, per i quali si configurano le medesime condizioni di morfologia del terreno e di urbanizzazione (territorio generalmente pianeggiante e fortemente urbanizzato), le considerazioni generali riguardanti la definizione dei limiti di visibilità potenziale dell'impianto portano alle seguenti asserzioni:

- in aree completamente pianeggianti un impianto eolico di grossa taglia è visibile sino ad una distanza massima di circa 20 km. Ciò peraltro avviene solo in presenza di aree completamente libere da alberature per almeno 1 km. Oltre questa distanza in aree antropizzate come quella in studio, il parco eolico finisce per confondersi all'orizzonte con altri (e numerosi) elementi del paesaggio (tralicci, alberi ad alto fusto, palificazioni varie) e comunque difficilmente è visibile da un osservatore casualmente;
- in aree non pianeggianti l'impianto è visibile da distanze anche maggiori, ma ciò dipende dalla differenza di quota relativa tra il punto di vista e l'impianto.

Nel caso in esame l'impianto è ubicato ad una quota di campagna compresa tra 55 e 63 m s.l.m. e l'andamento plano-altimetrico del territorio circostante, rispetto alla posizione dell'impianto eolico in progetto, si presenta come di seguito specificato.

- a sud-est verso la provincia di Lecce degrada leggermente fino ad una quota di circa 40 m s.l.m. sino ad una distanza di 20 km dal parco eolico in progetto;
- a sud e a sud-ovest degrada lentamente verso il mare, con un terrazzamento che giunge sino ad una distanza di circa 2 km dalla costa alla quota di circa 30 m s.l.m., per poi formare un gradino fino al mare, che di fatto costituisce un ostacolo alla visibilità dell'entroterra dalla linea di costa; si rileva la presenza di due piccole alture, il Monte della Marina di Avetrana e la Masseria Monteruga, ultime propaggini a Sud delle Murge Tarantine, che costituiscono posizioni privilegiate dal punto di vista della visibilità;
- a ovest si mantiene nei 20 km sostanzialmente alla stessa quota;
- a nord-ovest nella direzione dell'abitato di Oria cresce sino ad una quota di 160 m s.l.m. (16 km circa di distanza), quindi si mantiene pressoché su questa quota;
- a nord si mantiene sostanzialmente alla stessa quota sino ad una distanza di 10-12 km, per poi aumentare a partire dal cordone dunare ad Est di Oria, sino a circa 100 m s.l.m e quindi mantenere la stessa quota;
- a nord-est si mantiene sostanzialmente alla stessa quota sino ad una distanza di 20 km.

In pratica possiamo affermare che:

Nel quadrante che va da Nord-Est a Sud-Ovest, in senso orario, per un intorno di circa 20 km dall'impianto l'area si presenta pressoché pianeggiante senza significative variazioni altimetriche, fatta eccezione per le due citate alture; la costa dista circa 7 km nel punto più vicino

in direzione Sud;

Nel quadrante che va da Ovest a Nord la quota sul livello del mare cresce per poi mantenersi alla stessa quota. Ciò implica di fatto che l'impianto è visibile sino ai punti più alti in quota (ubicati ad una distanza da 10 ad oltre 15 km) per poi non essere più fisicamente visibile perché l'area di impianto ed ad una quota troppo bassa. In pratica è come se ci si trovasse su una terrazza in cui l'area circostante (più bassa) è visibile solo se ci si porta al limite della terrazza stessa.

Sulla base di queste considerazioni di carattere pratico e comunque fondate su un attento studio plano-altimetrico di un'area piuttosto vasta (oltre i 20 km dall'impianto), l'estensione della ZTV è definita con un rettangolo di dimensioni 40x35 km circa che si estenderà

- a ovest, nord e ad est fino a 20 km dall'impianto;
- a sud fino al mare, 7-12 km circa dall'impianto.

L'area su cui si andrà a quantificare l'impatto visivo coincide con l'area di impatto potenziale che è diversa dall'area di visibilità assoluta dell'impianto ovvero l'area da cui l'impianto è potenzialmente visibile nelle migliori condizioni atmosferiche in relazione alla sensibilità dell'occhio umano e dell'andamento orografico del terreno. Nel caso in studio:

- in area pianeggiante senza significativi sbalzi plano- altimetrici il limite di 15 km si può considerare ampiamente sufficiente a definire l'impatto ambientale. Oltre questa distanza l'impianto è visibile parzialmente, solo nelle giornate limpide, da porzioni di territorio limitate, solo da osservatori attenti e non casuali, e soprattutto finisce per confondersi con gli altri elementi del paesaggio e quindi si può sicuramente sostenere che produce un impatto visivo e paesaggistico trascurabile;
- in tutto il quadrante Sud la visibilità è definita dal limite della costa ionica e prima ancora dal terrazzamento posto a circa 2 km dalla costa;
- nei quadranti Nord e Ovest dell'impianto poiché la quota del terreno cresce rispetto alla quota dell'impianto si è preferito allargare l'area di impatto potenziale sino a 20 km.

Lo Studio di Impatto Visivo, come vedremo, sarà particolarmente focalizzato *sull'Area di Interesse* ovvero in un intorno di 11 km intorno all'impianto, con la ricognizione dei centri abitati e dei beni culturali e paesaggistici riconosciuti come tali da D.Lgs. n. 42/2004.

Tale distanza, assolutamente conservativa, è coerente con quanto previsto dalle Linee Guida Nazionali (punto 3 dell'allegato 4 al DM Sviluppo Economico 10 settembre 2010 - Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili) che suggeriscono come area di indagine per l'impatto visivo un'area che si estende fino a 50 m l'altezza massima del sistema torre più rotore, nel nostro caso pari a 200 m. ***In pratica secondo le LGN l'impatto visivo va indagato in un intorno di circa 10 km dall'impianto.***

Si può ragionevolmente affermare che oltre questa distanza, anche ove l'impianto sia teoricamente visibile, l'impatto visivo si possa ritenere trascurabile, in considerazione di alcuni fattori:

- ***Dimensionale:*** anche nelle condizioni peggiori per l'area esterna a quella di studio, ossia alla distanza di 10 km e posizione ortogonale alla dimensione maggiore

dell'impianto (circa 3,3 km), il campo visivo dell'occhio umano (angolo di vista pari a circa 50°) ha una porzione massima impegnata di circa 1/3 dell'orizzonte;

- *Qualitativo*: tutto il territorio è interessato da un elevato indice di antropizzazione; la zona, al limite tra le province di Lecce, Brindisi e Taranto, è caratterizzata dalla presenza di un notevole numero di centri abitati di dimensione medio piccola e densità elevata e di conseguenza l'impianto si inserisce e confonde in uno skyline ove sono presenti e visibili tutte le tracce di antropizzazione (fabbricati, strade, linee elettriche e telefoniche aeree, antenne, ecc.), con impatto di fatto fortemente mitigato.

Nell'immagine che segue si individua (riquadro in rosso) il Parco Eolico "Lecce 3-Surbo", costituito da complessivi 24 aerogeneratori con torre tubolare di altezza pari a 80 m e diametro del rotore tripala di 90 m, e pertanto altezza complessiva massima di 125 m, ubicato a nord del centro abitato di Lecce, ad un'altezza s.l.m di 20 m circa. Il punto di ripresa è ad una distanza di circa 16 km da un rilievo (70 m s.l.m. circa) posto a sud della città, lungo la SS 16. A questa distanza gli aerogeneratori sono visibili, ma occupano una porzione ridottissima del campo visivo, inserendosi alle spalle dell'abitato di Lecce; l'impatto visivo è di fatto non più che trascurabile.

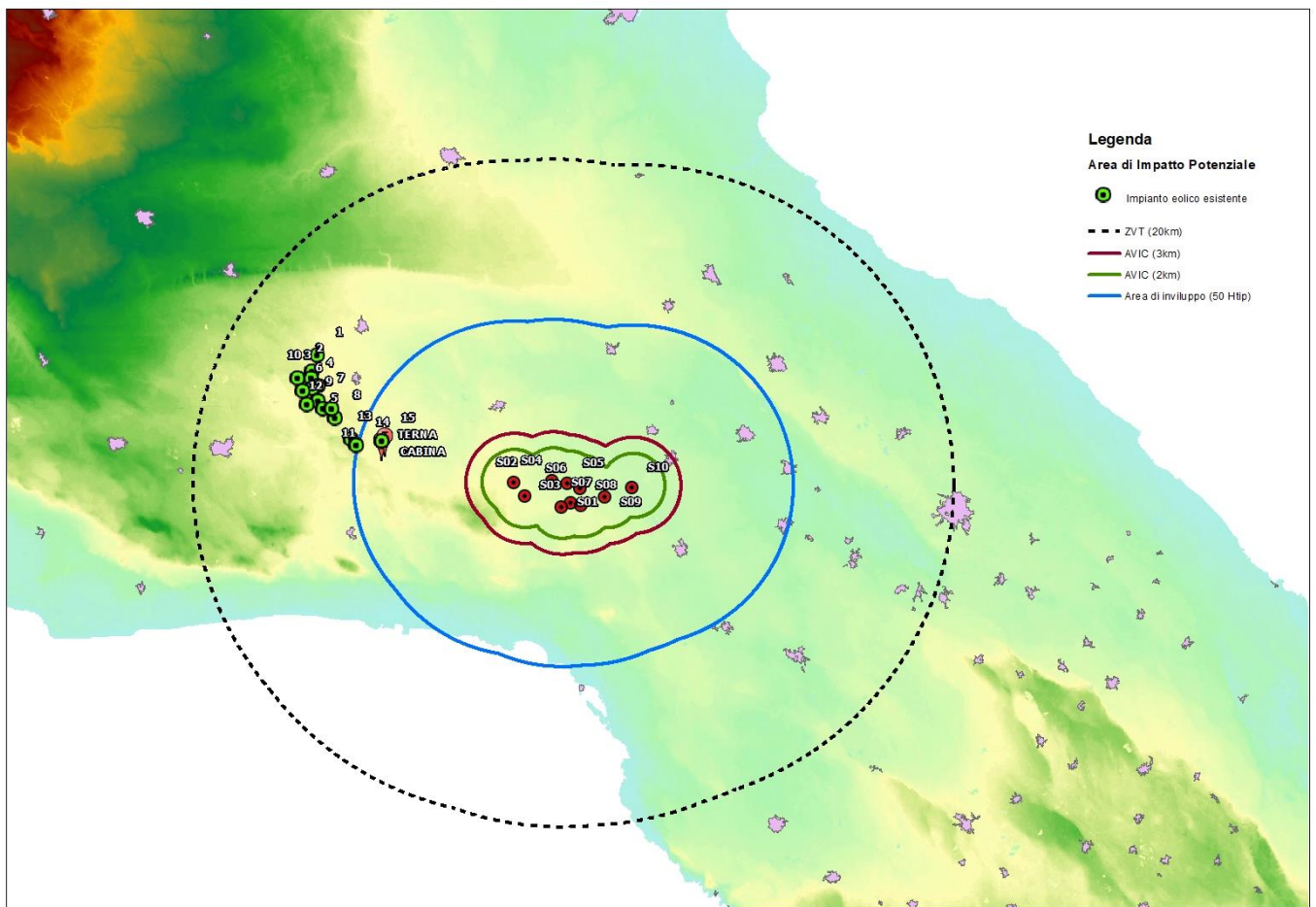


Nel riquadro in rosso il Parco eolico di Lecce3-Surbo

Si riporta infine una planimetria con l'individuazione della ZTV dell'impianto che di fatto andrà a coincidere con l'area su cui si andrà ad indagare l'impatto visivo.

La Zona di Visibilità Teorica ZTV, area di impatto potenziale, sarà poi così suddivisa:

- *Area vasta* che si estende fino a circa 20 km dagli aerogeneratori
- *Area di studio o di interesse* che si estende fino ad una distanza di 10 km dagli aerogeneratori (distanza pari a 50 volte l'altezza massima degli aerogeneratori, secondo quanto prescritto dalle Linee Guida Nazionali)
- *Area ristretta o di intervento* che approssimativamente si estende in un intorno di circa 1,5 km dagli aerogeneratori.



Area di Impatto Potenziale

Lo studio è stato condotto facendo riferimento ad una serie di *punti sensibili* racchiusi nell'intorno di 10 km dall'impianto con alcune eccezioni (centro storico di Oria – punto panoramico individuato dal PPTR).

I punti sensibili sono stati individuati sulla base delle principali criticità ambientali segnalate dagli strumenti di pianificazione territoriale (primo fra tutti il PPTR) o individuate in campo, nel corso dei numerosi sopralluoghi, e verificando l'effettivo impatto prodotto dall'impianto eolico su di esse e le modalità di superamento delle criticità.

Mappe di Intervisibilità Teorica. Ipotesi di Base

Le Mappe di Intervisibilità Teorica (MIT) individuano, all'interno della ZTV, le aree da dove il Parco Eolico oggetto di studio è *teoricamente* visibile ma da cui potrebbe non essere visibile nella realtà p.e. a schermi naturali o artificiali che non sono rilevati dal DTM (Digital Terrain Model).

Le Mappe di Intervisibilità Teorica sono calcolate dal computer utilizzando un software che si basa su un Modello di Digitalizzazione del Terreno DTM (Digital Terrain Model) che di fatto rappresenta la topografia del territorio. Il DTM è un modello di tipo raster della superficie del terreno nel quale il territorio è discretizzato mediante una griglia regolare a maglia quadrata; alla porzione di territorio contenuta in ogni maglia (o cella che nel nostro caso ha dimensione 8x8 m) è associato un valore numerico che rappresenta la quota media del terreno nell'area occupata dalla cella.

Nel caso specifico le MIT sono state ottenute mediante le funzioni specializzate nell'analisi di visibilità proprie dei software G.I.S. (Geographical Information Systems); il software impiegato è ArcGIS (ESRI Inc.). Le funzioni utilizzate nell'analisi hanno consentito di determinare, con riferimento alla conformazione plano-altimetrica del terreno e alla presenza sullo stesso dei principali oggetti territoriali che possono essere considerati totalmente schermanti in termini di intervisibilità, le aree all'interno delle quali gli aerogeneratori dell'impianto risultano visibili (per l'intera altezza oppure solo per parte di essa) da un punto di osservazione posto convenzionalmente a quota 1,60 m dal suolo nonché, di contro, le aree da cui gli aerogeneratori non risultano visibili.

Per effettuare le analisi di visibilità sono stati utilizzati, oltre che del Modello Digitale del Terreno (DTM – Digital Terrain Model), anche di altri strati informativi che contengano tutte le informazioni plano-altimetriche degli oggetti territoriali considerati schermanti per l'osservatore convenzionale.

Per quel che riguarda il DTM, è stato utilizzato quello realizzato dalla Regione Puglia.

Per quel che riguarda gli oggetti territoriali schermanti, si è deciso di considerare:

- gli edifici,
- le aree boscate dense
- le aree arborate ad olivo.

Non sono state, invece, prese in considerazione le aree boscate rade poiché in tali superfici la densità delle piante e le condizioni delle chiome potrebbero non assicurare un sufficiente effetto schermo.

Gli strati informativi contenenti le informazioni plano-altimetriche degli oggetti schermanti sono stati ottenuti mediante apposite elaborazioni effettuate sui dati della Cartografia Tecnica Regionale (CTR) e della Carta di Uso del Suolo della Regione Puglia, con l'ausilio dell'ortofoto digitale a colori della Regione Puglia.

Le mappe individuano soltanto una visibilità potenziale, ovvero l'area da cui è visibile l'impianto anche parzialmente o in piccolissima parte, senza peraltro dare alcun tipo di informazione relativamente all'ordine di grandezza (o magnitudo) e la rilevanza dell'impatto visivo.

In pratica le MIT suddividono l'area di indagine in due categorie o classi:

- La classe a cui appartengono i punti del territorio dai quali un osservatore non può vedere l'impianto;
- La classe a cui appartengono i punti del territorio dai quali un osservatore può vedere l'impianto.

Benché le MIT siano uno strumento di indagine molto potente hanno anch'esse dei limiti:

- L'accuratezza è legata alla accuratezza dei dati su cui si basa;
- Non può indicare l'impatto visivo potenziale né la magnitudo di impatto;
- Non è facile verificare in campo l'accuratezza di una MIT, benché alcune verifiche puntuali possono essere condotte durante le ricognizioni in campo
- Una MIT non sarà mai "perfetta" per varie motivazioni di carattere tecnico, la più importante delle quali è legata alle vastità dell'area indagata con informazioni sull'andamento del terreno che necessariamente mancheranno di alcuni dettagli.

1.1.1 Strati Informativi

Nel dettaglio, le fasi lavorative per la produzione degli strati informativi necessari all'analisi sono quelle di seguito

elencate:

- 1) Definizione dell'area di studio, corrispondente ad buffer con distanza pari a 20 km attorno agli aerogeneratori. Si è inteso in tal modo estendere l'analisi di visibilità a porzioni di territorio distanti ben oltre 10 km dall'aerogeneratore più vicino. Tale distanza massima, conformemente a quanto previsto dalle Linee Guida Nazionali, è stata ritenuta sufficiente per l'analisi dell'impatto visivo del parco eolico nel suo complesso.
- 2) Generazione dello strato informativo degli edifici (poligoni) ricadenti nell'area di studio e riportati dalla CTR (aggiornamento dell'urbanizzato al 2011).
- 3) Generazione dello strato informativo delle aree boscate (poligoni) ricadenti nell'area di studio e riportate dal Piano Paesaggistico Territoriale Regionale (PPTR) della Regione Puglia. Ridefinizione dei poligoni delle aree boscate attraverso l'eliminazione delle aree in cui la vegetazione appare rada (effettuata sulla base dell'interpretazione dell'ortofoto digitale a colori dell'anno 2016).
- 4) Generazione dello strato informativo delle aree olivetate (poligoni) ricadenti nell'area di studio e riportate dalla Carta di Uso del Suolo della Regione Puglia (aggiornamento al 2011).
- 5) Attribuzione delle "quote in gronda" a tutti i poligoni dello strato informativo degli edifici di cui al precedente punto 2), mediante le modalità descritte nel paragrafo successivo.
- 6) Attribuzione del valore presunto dell'altezza degli alberi a tutti i poligoni dello strato informativo delle aree boscate di cui al precedente punto 3), mediante rilevazioni in campo a campione ed il confronto, sull'ortofoto digitale del 2016, tra le lunghezze delle ombre generate dagli alberi e quelle delle ombre generate da edifici per i quali l'altezza è risultata certa.
- 7) Attribuzione del valore presunto dell'altezza minima degli ulivi a tutti i poligoni dello strato informativo delle aree olivetate di cui al precedente punto 4), fissata in metri 4.
- 8) Generazione del modello delle superfici dei tetti degli edifici, a partire dallo strato informativo degli edifici di cui al punto 2), così come modificato a seguito delle operazioni di cui al punto 5). In tale modello, di tipo raster, i poligoni degli edifici sono stati discretizzati mediante una griglia regolare a maglia quadrata (GRID) di dimensioni 8x8 metri (stessa griglia del Modello Digitale del Terreno della Regione Puglia); alla porzione di edificio contenuta in ogni maglia (o cella) della griglia è associato un valore numerico che rappresenta la quota in gronda dell'edificio nell'area occupata dalla cella.
- 9) Generazione del modello GRID delle altezze dei boschi, a partire dallo strato informativo delle aree boscate di cui al punto 3), così come modificato a seguito delle operazioni di cui al punto 6). In tale modello i poligoni dei boschi sono stati discretizzati mediante una griglia regolare a maglia quadrata di dimensioni 8x8 metri; alla porzione di area boscata contenuta in ogni maglia (o cella) della griglia è associato un valore numerico che rappresenta l'altezza degli alberi nell'area occupata dalla cella.
- 10) Generazione del modello GRID delle altezze uliveti, a partire dallo strato informativo delle aree olivetate di cui al punto 4), così come modificato a seguito delle operazioni di cui al punto 7). In tale modello i poligoni degli uliveti sono stati discretizzati mediante una griglia regolare a maglia quadrata di dimensioni 8x8 metri; alla porzione di area olivetata contenuta in ogni maglia (o cella) della griglia è associato un valore numerico che rappresenta l'altezza degli alberi nell'area occupata dalla cella.
- 11) Sovrapposizione spaziale con l'operazione di "somma" (Map Algebra¹) tra il DTM della Regione Puglia ed il GRID delle altezze dei boschi; il risultato è un nuovo modello GRID che, anziché DTM, può essere più propriamente denominato DSM (Digital Surface Model), dato che le informazioni altimetriche che contiene non sono solo quelle del terreno.
- 12) Sovrapposizione spaziale con l'operazione di "somma" (Map Algebra) tra il DSM così ottenuto ed il GRID delle altezze degli uliveti; il risultato è un nuovo modello GRID DSM (Digital Surface Model), che contiene tutte le informazioni relative alle aree alberate.

¹ Con tale operazione, le celle del DTM che coincidono spazialmente con le celle del GRID delle aree boscate nelle quali i boschi sono presenti acquisiscono automaticamente un valore di quota pari alla somma tra il valore che gli stessi avevano nel DTM ed il valore riportato nel GRID dei boschi (altezza del bosco), mentre le celle che coincidono spazialmente con le celle del GRID delle aree boscate nelle quali i boschi non sono presenti conservano invariato il loro valore originario. Si ottiene pertanto un modello che riproduce l'andamento altimetrico del terreno ad eccezione delle zone in cui sono presenti delle aree boscate, laddove invece riproduce la superficie delle chiome.

- 13) Sovrapposizione spaziale con sostituzione di valori² tra il modello GRID delle superfici dei tetti degli edifici di cui al punto 8) ed il DSM di cui al punto 12); il risultato è un nuovo DSM che rappresenta l'andamento altimetrico della superficie del terreno unitamente a quella degli oggetti territoriali considerati schermanti (edifici ed aree alberate) situati su di esso. Tale modello costituisce lo strato di base per le analisi di visibilità.
- 14) Georeferenziazione della posizione dei 10 aerogeneratori e produzione del relativo strato informativo (entità puntuali).

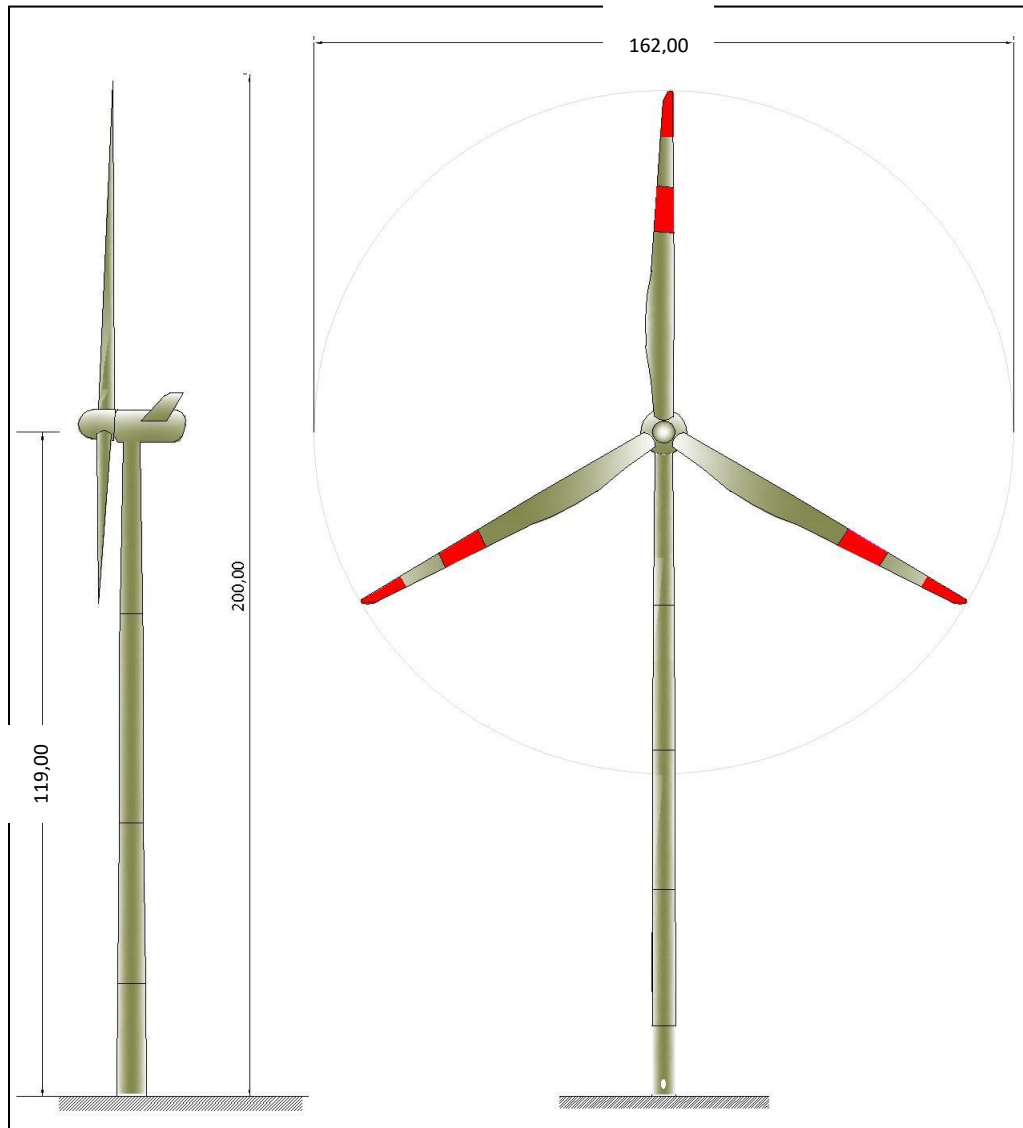


Figura 1 - Caratteristiche dimensionali degli aerogeneratori

1.1.2 Determinazione delle quote in gronda degli edifici

Per procedere all'attribuzione delle quote in gronda ai poligoni dell'edificato estratti dalla CTR (Urbanizzato

² Con tale operazione, le celle del modello DSM terreno-boschi-ulivi che coincidono spazialmente con quelle del GRID dell'edificato nelle quali sono presenti edifici acquisiscono automaticamente la quota in gronda di questi ultimi, mentre le celle che coincidono spazialmente con quelle del GRID dell'edificato nelle quali non sono presenti edifici conservano invariato il loro valore originario. Si ottiene pertanto un modello che riproduce l'andamento altimetrico del terreno ad eccezione delle zone in cui sono presenti delle aree alberate (boschi e ulivi) oppure degli edifici, laddove invece riproduce la superficie delle chiome oppure quella delle coperture.

aggiornato al 2011), si è operato come appresso descritto.

- a) Dallo strato informativo contenente le entità poligonali della CTR sono stati selezionati solo i poligoni il cui attributo “descrizione” corrisponde ad una delle classi di edificato censite nella Carta (cfr. colonna TIPO della Tab. 1), ottenendo lo strato informativo “edificato” (poligoni).
- b) Per ciascuna delle tipologie dell’attributo “descrizione” è stata fatta una valutazione dell’altezza minima dell’edificio, valutata sulla base di rilievi a campione (sul posto, ma anche con ausilio di strumenti disponibili online quale Google StreetView), e di confronto con fabbricati circostanti di altezza certa, verificando le lunghezze delle ombre sull’ortofoto digitale del 2016 della Regione Puglia.
- c) Allo scopo di minimizzare l’incertezza dovuta ad eventuali imprecisioni, in considerazione dell’elevata quantità di dati esaminati, per ciascuna tipologia di fabbricato si è individuata l’altezza minima; in questo modo l’impatto degli ostacoli è stato sottostimato, a favore di sicurezza nell’esito della valutazione di visibilità dell’impianto.

Attraverso tali operazioni, a tutti i poligoni dello strato informativo “edificato” è stato associato un valore di quota in gronda avente un grado di accuratezza che si ritiene sufficiente per i fini della presente analisi di visibilità.

TIPO	H _{min} [m]	Note
Aggetto	4	altezza abitazioni a 1 piano fuori terra
Antenna telecomunicazioni	-	non considerate perché non costituiscono ostacolo (sup << cella 8x8)
Baracca	2,50	altezza minima baracca tipo
cabina acquedotto	0,50	altezza minima pozzetti/camere di manovra AQP
Cabina elettrica	2,50	altezza minima cabine elettriche (moderne)
Cabina gas	2,00	altezza minima
campanile	15-32	
Campo sportivo coperto	8,00	altezza minima struttura sportiva
Capannone	7,00	altezza minima di piccolo capannone
capannone agricolo	7,00	altezza rilevata da streetview
capannone diroccato	4-8	
capannone in costruzione	7,00	altezza minima stimata per capannone in via di completamento (rustico generalmente completo)
Cappella cimiteriale	3,00	altezza minima di una cappella tipo
Casello	7,00	fabbricato ferroviario Guagnano
castello	varie	
centralina telecom	1,50	altezza minima centralina tipo
Chiesa	5,00	altezza minima chiese non monumentali
Ciminiera	Varie	
Edificio civile	4,00	altezza abitazioni a 1 piano fuori terra (NB sono state considerate per l’altezza minima tutte le abitazioni come se fossero a un piano, anche nei centri abitati più grandi)
Edificio diroccato	3,00	altezza minima edifici non completi
edificio in costruzione	4,00	altezza minima edifici a un piano
edificio interrato	2,00	altezza minima per edifici seminterrati
faro	4	
muro di sostegno in spessore	6	
Muro spessore Rappresentabile	6	
Pagghiara	3,50	altezza minima pagghiara tipica della zona
Ponte	7,00	altezza minima ponte stradale
portico	3,00	altezza portico edifici a un piano
serbatoio	8,00	altezza minima piccoli serbatoi di acqua

TIPO	H _{min} [m]	Note
Serbatoio	8,50	altezza minima manufatti industriali
Serbatoio, Torre Piezometrica	10,00	altezza minima torri piezometriche (verificata a campione)
Serra	2,50	altezza minima serre nelle tipologie più diffuse
Sylos	8,50	altezza minima manufatti industriali (v. serbatoi)
tendone pressurizzato	8,00	altezza minima tendoni pressurizzati (attività sportive)
Tettoia	2,50	altezza minima tettoie in ambito urbano e rurale
torre	15,00	altezza minima torri accorpate a masserie
Traliccio	-	non considerati perché non costituiscono ostacolo
traliccio impianto eolico	80,00	
Tribuna campo sportivo	5,00	altezza minima di una tribuna
Trullo	3,50	v. pagghiara

1.1.3 Analisi della Visibilità

L'analisi di visibilità per la realizzazione delle MIT è stata condotta mediante una funzione del software ArcGIS, come innanzi descritto.

- A. Applicazione della funzione VIEWSHED del software ArcGIS al modello DSM di cui al punto 9) e allo strato informativo degli aerogeneratori di cui al punto 10) per la determinazione delle aree di visibilità/non visibilità degli aerogeneratori con riferimento a diversi valori dell'altezza del target da osservare rispetto alla base degli aerogeneratori.

I parametri utilizzati nell'esecuzione dell'elaborazione sono i seguenti:

- altezza convenzionale dell'osservatore rispetto al suolo = 1,70 m;
- altezza del target da osservare rispetto alla base delle aerogeneratori = sono stati scelti tredistinti valori per questo parametro (30, 115 e 200 m), poiché si è inteso individuare le aree dalle quali è possibile vedere, per almeno uno degli aerogeneratori, rispettivamente, l'intero rotore, metà del rotore (quota navicella) oppure l'altezza massima (torre + pala in verticale) dell'aerogeneratore; non è stato preso in considerazione il parametro relativo alla visibilità dell'intero aerogeneratore (0 m) in quanto la morfologia pianeggiante e la presenza diffusa di ostacoli limitano moltissimo le aree da cui risulta visibile almeno un aerogeneratore per intero, rendendo poco significativa la mappa risultante.

Il risultato della funzione VIEWSHED consiste in un nuovo modello GRID nel quale l'area di studio è discretizzata mediante una griglia regolare a maglia quadrata di dimensioni 8x8 metri; alla porzione di superficie contenuta in ogni maglia (o cella) della griglia, nel caso in esame in cui i possibili punti target da osservare sono 10 (10 aerogeneratori), alle varie altezze stabilite, è associato un valore numerico intero, variabile da 0 a 10; detto valore, con riferimento ad ognuna delle altezze del target, corrisponde al numero di aerogeneratori che sono visibili da tutti i punti situati all'interno della cella.

Ad esempio, il valore 0 è associato ai punti da cui nessuno degli aerogeneratori è visibile; il valore 1, invece, è associato ai punti da cui solo uno degli aerogeneratori è visibile; il valore 2 è associato ai punti da cui solo due degli aerogeneratori sono visibili ecc.

Questo risultato è stato poi ulteriormente elaborato per eliminare le aree di visibilità fittizie; l'applicazione del DSM così come ottenuto con le modalità esplicitate nel paragrafo "Strati informativi" comporta in esito dalla funzione VIEWSHED, un risultato sovrastimato, in quanto viene calcolato come se l'osservatore fosse posto sopra al DSM, quindi, dove sono presenti edificati o alberature, sopra alla quota di gronda dei fabbricati o al di sopra delle cime delle alberature.

Queste aree, in base anche alle modalità di selezione delle stesse, sono tutte caratterizzate dal fatto che all'interno di esse il parco eolico risulta non visibile (interno di fabbricati – interno di aree densamente boscate). Il GRID ottenuto è stato pertanto "depurato", limitando l'operazione alle aree boscate, mentre le superfici corrispondenti ai fabbricati sono state lasciate alla quota di gronda per rappresentare la visibilità dal piano copertura degli stessi.

Dal momento che i valori scelti per il parametro "altezza del target" sono 3, sono stati ottenuti 3 distinti GRID

come output della funzione VIEWSHED, uno per ogni altezza.

Tali GRID sono stati rappresentati negli elaborati grafici allegati secondo due diverse modalità di classificazione.

La prima modalità, con la quale sono state realizzate 3 MIT (rappresentate nella tavola 31c-31d-31e del Progetto Definitivo allegato al SIA), prevede due sole classi di valori:

- classe con valore 0 = aree di non visibilità;
- classe con valori da 1 a 10 = aree di visibilità.

La seconda modalità, con la quale sono state realizzate altre 3 MIT (tavole da 31f-31g-31h del Progetto Definitivo allegato al SIA), prevede invece 11 classi, una per ogni valore delle celle:

- classe con valore 0 = aree di non visibilità;
- classe con valore 1 = aree di visibilità per uno solo degli aerogeneratori (non è specificato quale e non è sempre lo stesso);
- classe con valore 2 = aree di visibilità per due aerogeneratori (non è specificato quali e non sono sempre gli stessi);
- classe con valore 3 = aree di visibilità per tre aerogeneratori (non è specificato quali e non sono sempre gli stessi);
- classe con valore 4 = aree di visibilità per quattro aerogeneratori (non è specificato quali e non sono sempre gli stessi);
- classe con valore 5 = aree di visibilità per cinque aerogeneratori (non è specificato quali e non sono sempre gli stessi);
- classe con valore 6 = aree di visibilità per sei aerogeneratori (non è specificato quali e non sono sempre gli stessi);
- classe con valore 7 = aree di visibilità per sette aerogeneratori (non è specificato quali e non sono sempre gli stessi);
- classe con valore 8 = aree di visibilità per otto aerogeneratori (non è specificato quali e non sono sempre gli stessi);
- classe con valore 9 = aree di visibilità per otto aerogeneratori (non è specificato quali e non sono sempre gli stessi);
- classe con valore 10 = aree di visibilità per otto aerogeneratori (non è specificato quali e non sono sempre gli stessi);

Le tavole sono di seguito descritte:

Tav. 31c-MIT.1 – Area di visibilità – Mappa di Intervisibilità Teorica con altezza del target da osservare = 30 m dal suolo (rotore visibile per intero, comprese le pale)

- Aree con valore 0 = aree dalle quali per nessuno degli aerogeneratori il rotore è visibile per intero.
- Aree con valori da 1 a 10 = aree dalle quali per almeno 1 dei 10 aerogeneratori il rotore è visibile per intero.

Tav. 31d -MIT.2 – Area di visibilità – Mappa di Intervisibilità Teorica con altezza del target da osservare = 115 m dal suolo (quota della navicella, rotore visibile per metà)

- Aree con valore 0 = aree dalle quali per nessuno dei 10 aerogeneratori il rotore è visibile per metà (sono visibili porzioni inferiori a metà).
- Aree con valori da 1 a 10 = aree dalle quali per almeno 1 dei 10 aerogeneratori il rotore è visibile per metà.

Tav. 31e -MIT.3 – Area di visibilità – Mappa di Intervisibilità Teorica con altezza del target da osservare = 200 m dal suolo (quota massima dell'estremità delle pale)

- Aree con valore 0= aree dalle quali nessuno dei 10 aerogeneratori è visibile, nemmeno parzialmente.
- Aree con valori da 1 a 10 = aree dalle quali per almeno 1 dei 10 aerogeneratori è visibile l'estremità superiore delle pale.

Tav. 31f -MIT. 4 –Classi di visibilità – Mappa di Intervisibilità Teorica con altezza del target da osservare = 30 m dal suolo (rotore visibile per intero)

- Aree con valore 0 = aree dalle quali per nessuno dei 10 aerogeneratori il rotore è visibile per intero;
- Aree con valore 1 = aree dalle quali per 1 dei 10 aerogeneratori è visibile almeno l'intero rotore;
- Aree con valore 2 = aree dalle quali per 2 dei 10 aerogeneratori è visibile almeno l'intero rotore;
- Aree con valore 10 = aree dalle quali per tutti gli aerogeneratori è visibile almeno l'intero rotore.

Tav. 31g -MIT. 5 – Classi di visibilità – Mappa di Intervisibilità Teorica con altezza del target da osservare = 115 m dal suolo (quota della navicella, rotore visibile per metà)

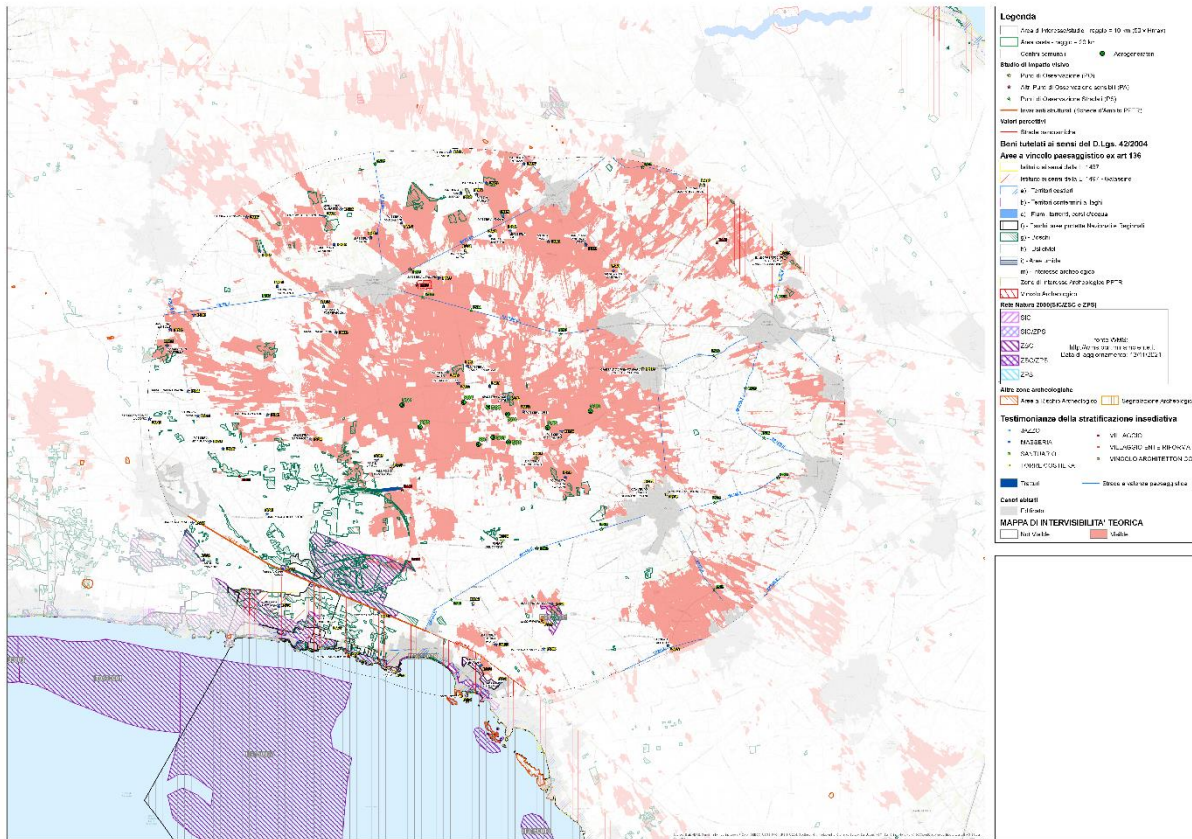
- Aree con valore 0 = aree dalle quali per nessuno dei 10 aerogeneratori il rotore è visibile per metà (potrebbero essere visibili porzioni inferiori a metà);
- Aree con valore 1 = aree dalle quali per 1 dei 10 aerogeneratori è visibile almeno metà del rotore;
- Aree con valore 2 = aree dalle quali per 2 dei 10 aerogeneratori è visibile almeno metà del rotore;

- Aree con valore 10 = aree dalle quali per tutti gli aerogeneratori è visibile almeno metà del rotore.

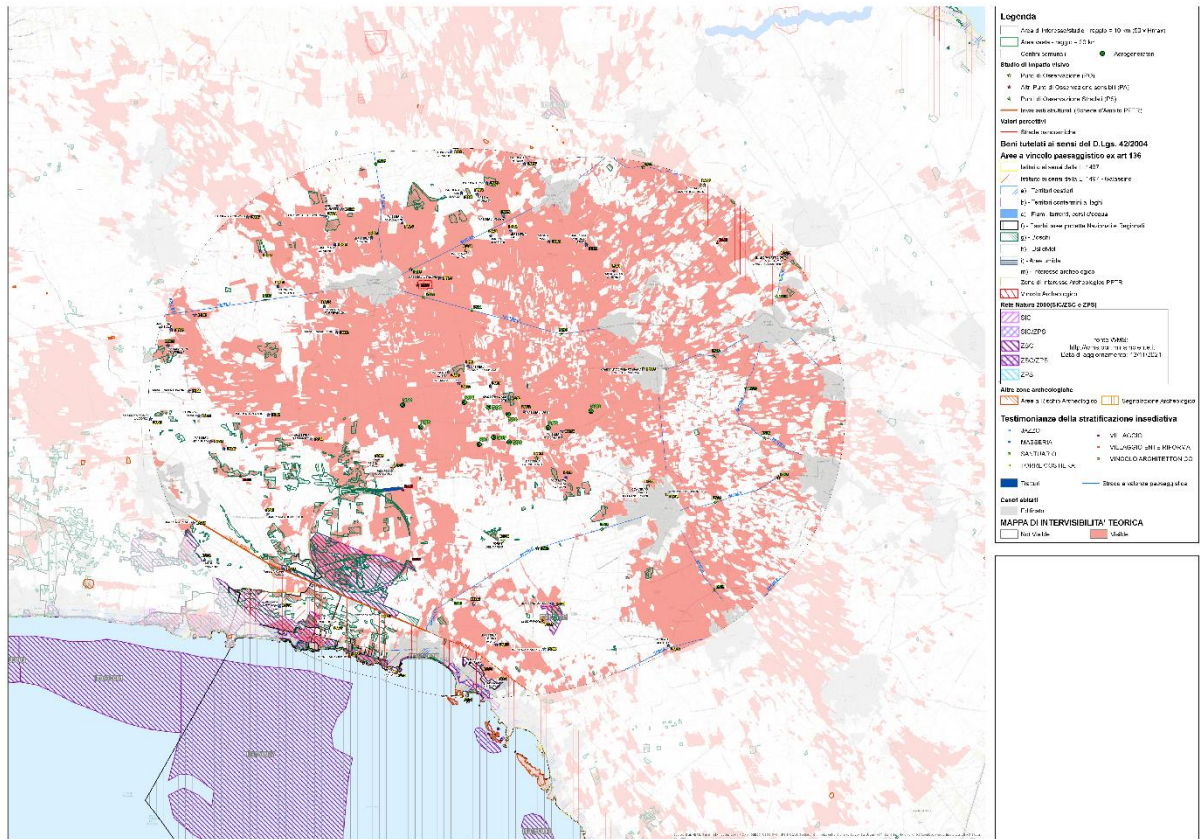
Tav. 31h -MIT. 6 – Classi di visibilità – Mappa di Intervisibilità Teorica con altezza del target da osservare = 200 m dal suolo (quota massima dell'estremità delle pale)

- Aree con valore 0 = aree dalle quali nessuno dei 10 aerogeneratori è visibile, nemmeno parzialmente;
- Aree con valore 1 = aree dalle quali per 1 dei 10 aerogeneratori è visibile almeno l'estremità delle pale;
- Aree con valore 2 = aree dalle quali per 2 dei 10 aerogeneratori è visibile almeno l'estremità delle pale;
- ...
- Aree con valore 10 = aree dalle quali per tutti gli aerogeneratori è visibile almeno l'estremità delle pale.

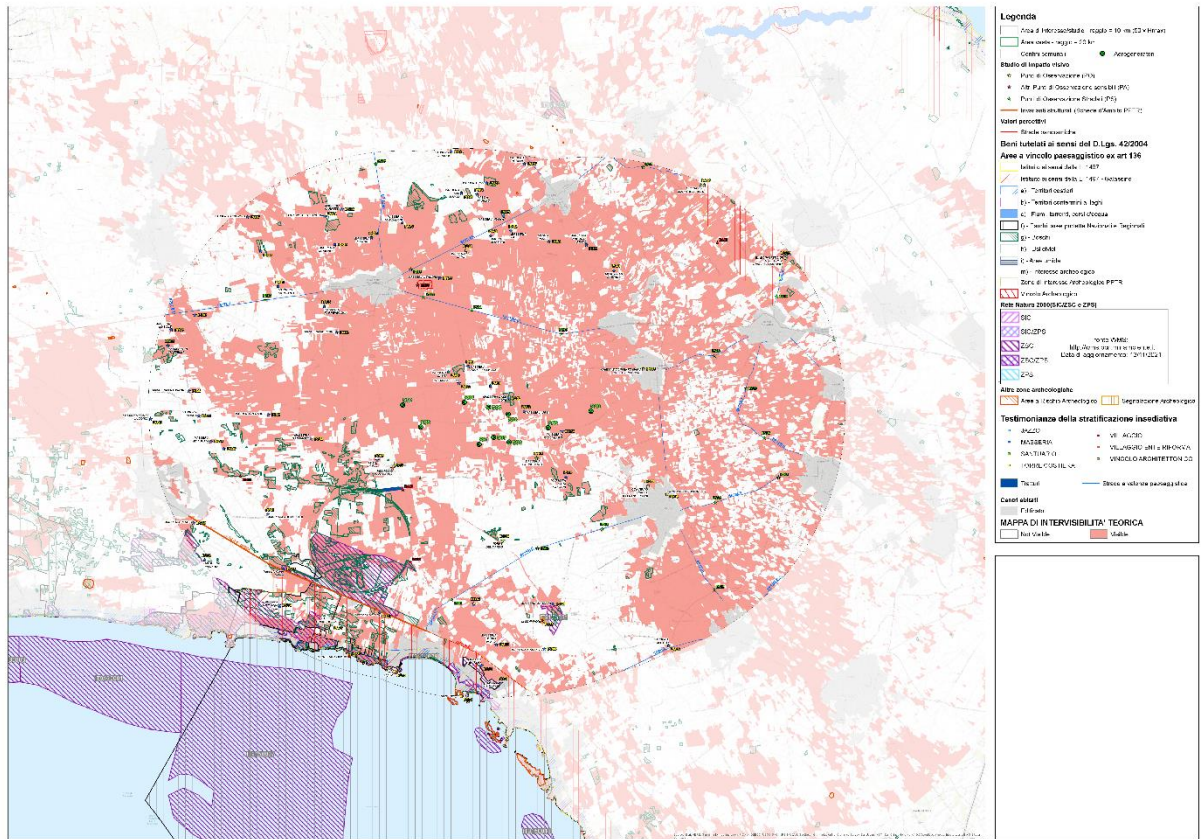
Le tavole contenenti le MIT sono riportate in allegato:



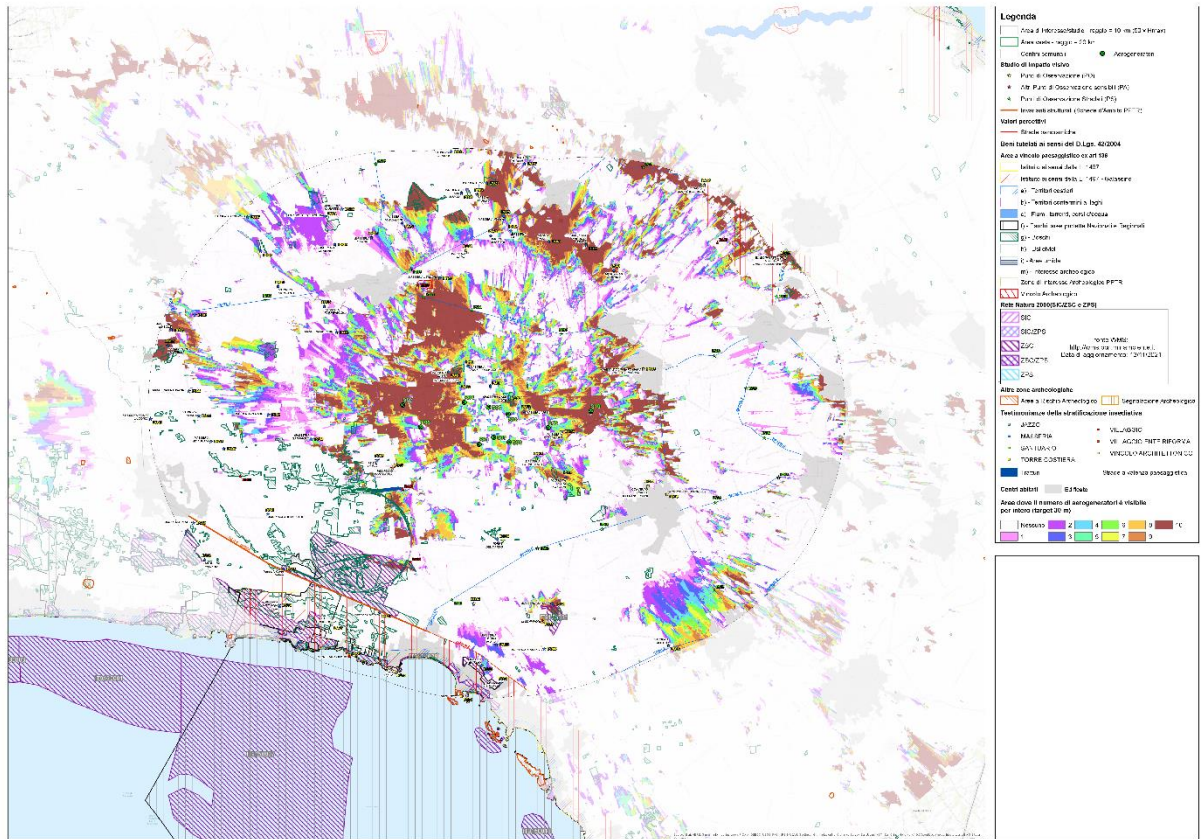
Mappa di Intervisibilità Teorica- Area di visibilità- Altezza del target da osservare 30 m dal suolo (rotore visibile per intero, comprese le pale)



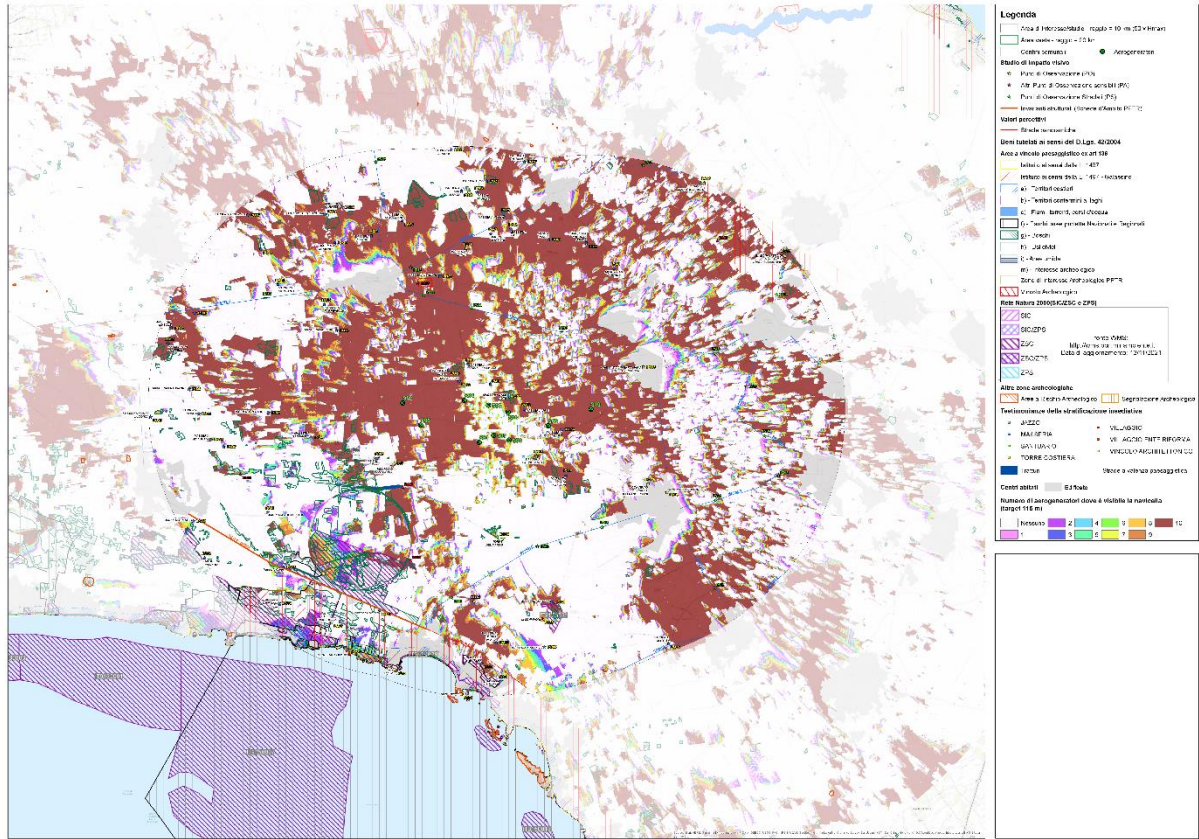
Mappa di Intervisibilità Teorica- Area di visibilità- Altezza del target da osservare 115 m dal suolo (quota navicella)



Mappa di Intervisibilità Teorica- Area di visibilità- Altezza del target da osservare 200 m dal suolo (quota massima pala)



Mappa di Intervisibilità Teorica- Classi di visibilità- Altezza del target da osservare 30 m dal suolo (rotore visibile per intero, comprese le pale)



Mappa di Intervisibilità Teorica- Classi di visibilità- Altezza del target da osservare 115 m dal suolo (quota navicella)

1.1.4 Considerazioni finali sulle MIT

Nelle figure di seguito si riportano, in scala molto ridotta, i risultati ottenuti nelle Mappe di Intervisibilità Teorica.

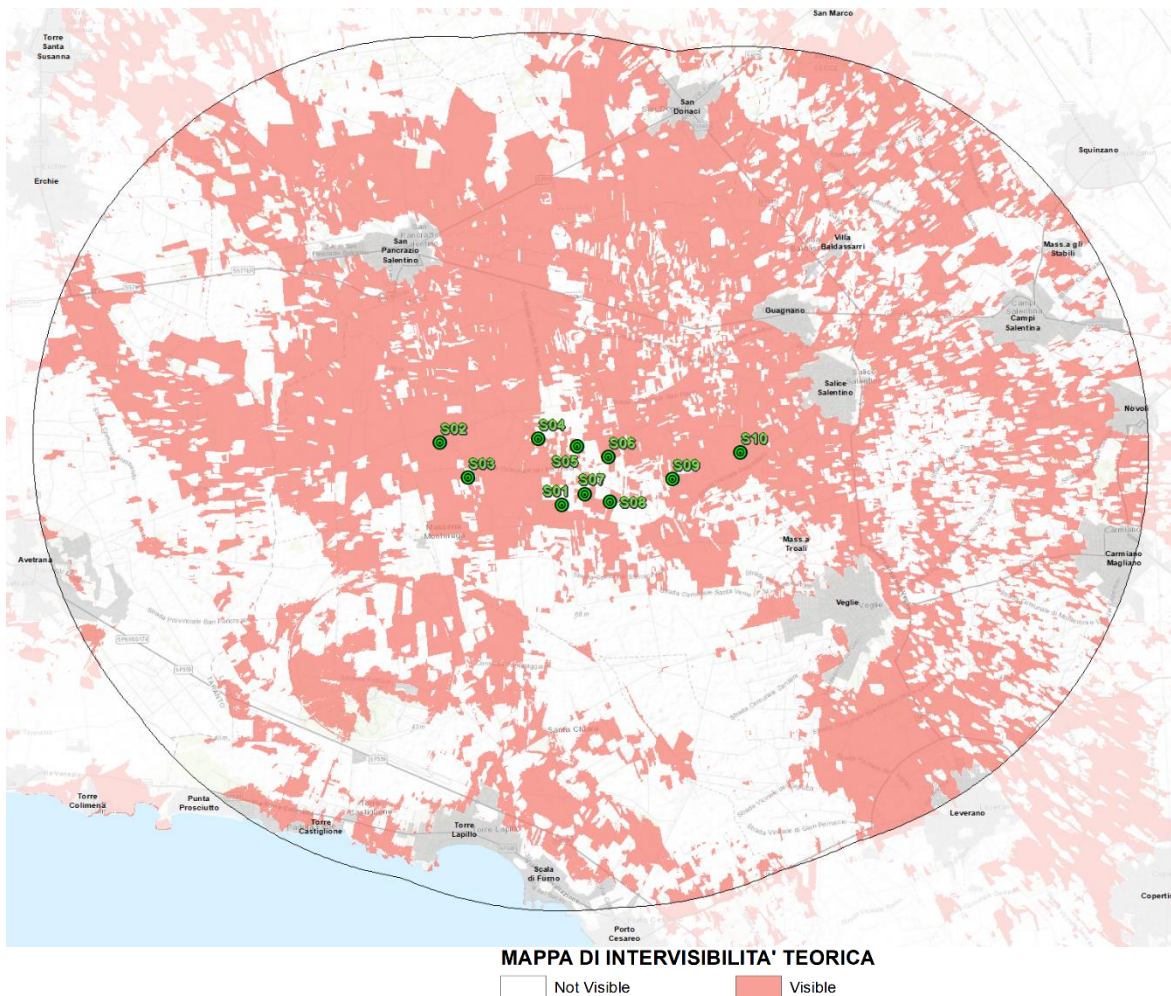


Figura 2 - Rappresentazione in scala ridotta della MIT 2 - quota navicella

A livello di area vasta già da questa figura è possibile evidenziare alcune particolarità:

- L'impianto risulta teoricamente visibile nella parte nord dell'Area di Studio per la particolare conformazione orografica del territorio;
- Nella fascia Sud l'impianto risulta non visibile teoricamente per la particolare morfologia del terreno o per la presenza di ostacoli fisici nel cono visuale dell'osservatore;
- Oltre la distanza dei 10 km, esternamente all'Area di Studio, solo in poche aree l'impianto risulta teoricamente visibile; si rimarca ancora una volta che l'incidenza dell'impatto non è valutabile nelle Mappe di Intervisibilità Teorica, ed è fortemente ridotta dalla distanza.

Area di studio e beni oggetti di ricognizione

Come già visto l'*area di interesse o di studio*, nei fatti quella effettivamente interessata dall'impatto visivo dell'intervento, viene definita, secondo quanto previsto dalle Linee Guida Nazionali, come l'inviluppo delle distanze di 10 km dai singoli aerogeneratori dell'impianto in progetto.

All'interno di tale area si è proceduto alla ricognizione di tutti i beni potenzialmente interessati dagli effetti dell'impatto visivo dell'impianto in progetto, facendo riferimento alle seguenti fonti:

- PPTR: Analisi delle Schede d'Ambito
- Beni tutelati ai sensi del D. Lgs. 42/2004 (Codice dei Beni Culturali)
- Altri regimi di tutela

L'*Analisi delle Schede d'Ambito*, che il PPTR della Regione Puglia organizza con riferimento all'articolo 135 comma 3 del Codice dei beni culturali e del paesaggio, è stata condotta sulle Schede interessate dall'Area di Studio dell'impianto, ossia il Tavoliere Salentino, figura territoriale Terra dell'Arneo. Le Schede individuano per ciascuna Figura gli Obiettivi di Qualità Paesaggistica, fissando Indirizzi e Direttive per ciascuna delle principali componenti, tra cui le Componenti visivo-percettive. La ricognizione ha interessato pertanto:

- Invarianti strutturali
 - o Principali lineamenti morfologici
 - o Sistema agro ambientale
 - o Sistema insediativo
- Luoghi privilegiati di fruizione del paesaggio
 - o Punti panoramici potenziali: sistema delle torri costiere e dei Castelli e Masserie fortificate nell'entroterra;
 - o Strade panoramiche;

La ricognizione ha successivamente individuato i *Beni tutelati ai sensi del D. Lgs. 42/2004 (Codice dei Beni Culturali)*, con l'ausilio della catalogazione del sistema delle tutele del PPTR:

- Beni tutelati ai sensi del D. Lgs. 42/2004
 - o art. 136 - aree a vincolo paesaggistico;
 - o art 142 a) - territori costieri;
 - o art 142 b) - territori contermini ai laghi;
 - o art 142 c) - fiumi, torrenti, corsi d'acqua;
 - o art 142 f) - parchi e riserve nazionali o regionali;
 - o art 142 g) - territori coperti da foreste e da boschi;
 - o art 142 h) - aree assegnate alle università agrarie e zone gravate da usi civici;
 - o art 142 i) - zone umide (Zone umide RAMSAR, aree umide retrodunari);
 - o art 142 m) - zone di interesse archeologico.

Sono stati poi indagati tutti gli altri beni potenzialmente interessati dall'impatto visivo per via della qualità del paesaggio o della elevata frequentazione:

- Altri regimi di tutela
 - o Zone sottoposte a regimi di tutela particolare quali SIC, SIR, ZPS.
- Centri abitati.

L'indagine è stata infine estesa a quelli più significativi tra gli *ulteriori contesti* individuati nel sistema delle tutele del PPTR ai sensi dell'art. 143 comma e) del D. Lgs. 42/2004.

- PPTR: ulteriori contesti
 - o aree umide;
 - o altre zone archeologiche (aree a rischio archeologico, segnalazioni archeologiche);
 - o testimonianze della stratificazione insediativa (vincoli architettonici);
 - o strade a valenza paesaggistica;
 - o luoghi panoramici con i relativi coni visuali.

La Tavola 31f-31g-31h allegata allo Studio di Visibilità riporta la rappresentazione cartografica con la raffigurazione di tutti i beni individuati nella ricognizione.

Punti Sensibili e Punti di Osservazione

In considerazione delle peculiarità dell'area l'analisi è stata poi estesa all'Area di studio, prendendo in

considerazione esclusivamente i beni e le aree particolarmente significative. Si è proceduto all'individuazione al suo interno dei *punti sensibili PS*, per i quali si è calcolato la magnitudo di impatto visivo con la metodologia descritta nel paragrafo successivo.

Si è fatta poi una verifica per individuare da quali di questi punti o da quali di queste zone non è visibile almeno un aerogeneratore o comunque la visibilità dell'impianto è trascurabile. La verifica è stata fatta utilizzando la Tavola MIT. In questa tavola le aree con valore "0" sono aree dalle quali la navicella (e quindi la metà superiore del rotore) di nessuno dei 10 aerogeneratori è visibile per intero. Pertanto se un punto di vista sensibile ricade all'interno di questa area, da quel punto l'impianto eolico in progetto non è praticamente visibile.

Approfondendo questa ulteriore indagine sulla base:

- Dell'importanza e delle caratteristiche del vincolo
- Della posizione rispetto all'impianto eolico in progetto
- Della fruibilità ovvero del numero di persone che possono raggiungere il Punto

si è arrivati ad avere una seconda lista di elementi selezionati tra i PS: la lista dei *Punti di Osservazione PO*, in pratica i *punti di vista sensibili*, all'interno dell'*area di impatto potenziale individuata*, dai quali l'impianto eolico in progetto risulta **teoricamente** visibile.

Per ciascuno dei *punti di osservazione* così individuati, sono state redatte delle schede di simulazione di impatto visivo realizzate con l'ausilio di elaborazioni cartografiche.

La 31f-31g-31h riporta tutte le posizioni dei **Punti Sensibili** mentre di seguito si esplicita l'elenco complessivo dei n. 90 punti rilevati:

GL_ID	DENOMINAZIONE	TIPO SITO
PO01	MASSERIA CASTELLO MONACI	MASSERIA
PO04	TORRE DEL CARDO	SANTUARIO
PO05	MASSERIA LA DUCHESSA	SANTUARIO
PO06	MASSERIA TRAPPETO	MASSERIA
PO07	MASSERIA L'ARGENTONE (SANT'ANGELO)	MASSERIA
PO08	MASSERIA LA CICERELLA	MASSERIA
PO09	EX MONASTERO DI S. ELIA CON ANNESSO GIARDINO	VINCOLO ARCHITETTONICO
PO11	MASSERIA LAMIA	VINCOLO ARCHITETTONICO
PO12	MASSERIA S. CHIARA E AREA DI PERTINENZA	VINCOLO ARCHITETTONICO
PO13	CHIESA E CONVENTO MARIA DELLA VISITAZIONE	VINCOLO ARCHITETTONICO
PO15	CONVENTO E CHIESA DEI FRANCESCANI	VINCOLO ARCHITETTONICO
PO16	EX PROPRIETA' DEL BALZO	VINCOLO ARCHITETTONICO
PO17	CHIESA DI S. MARIA DELL' ALTO	VINCOLO ARCHITETTONICO
PO18	MASSERIA ALBARO	MASSERIA
PO19	MASSERIA CASA PORCARA	MASSERIA
PO20	MASSERIA ZANZARA	MASSERIA
PO21	S. ANTONIO ALLA MACCHIA	MASSERIA
PO22	MASSERIA NARDO DI PRATO	MASSERIA
PO23	MASSERIA PIZZI	MASSERIA
PO24	MASSERIA MARCIANTI	MASSERIA
PO25	MASSERIA LELLO BELLO	MASSERIA
PO26	MASSERIA CARRETTA	MASSERIA
PO27	MASSERIA PALAZZO	MASSERIA
PO28	MASSERIA FALLI	MASSERIA
PO29	MASSERIA NUOVA	MASSERIA
PO30	MASSERIA SAN MARCO	MASSERIA

GL_ID	DENOMINAZIONE	TIPO SITO
PO31	MASSERIA VERARDI	MASSERIA
PO32	MASSERIA MORIGINE	MASSERIA
PO33	MASSERIA LEANDRO	MASSERIA
PO34	MASSERIA MADDALONI	MASSERIA
PO35	MASSERIA PERRONE	MASSERIA
PO36	MASSERIA CARAGNOLI	MASSERIA
PO37	MASSERIA TIRIGNOLA	MASSERIA
PO38	MASSERIA LO SOLE	MASSERIA
PO39	MASSERIA PARRINO	MASSERIA
PO40	MASSERIA RESCIO	MASSERIA
PO41	MASSERIA ABBATEMASI	MASSERIA
PO42	MASSERIA CENTONZE	MASSERIA
PO43	MASSERIA MOTUNATO	MASSERIA
PO44	MASSERIA MOSCA	MASSERIA
PO45	MASSERIA MONTE LA CONCA	MASSERIA
PO46	MASSERIA FRASSANITO	MASSERIA
PO47	MASSERIA MOTUNATO	MASSERIA
PO48	MASSERIA SAN PAOLO	MASSERIA
PO49	MASSERIA CASILI	MASSERIA
PO50	MASSERIA FILIPPI	MASSERIA
PO51	MASSERIA SAN GIOVANNI	MASSERIA
PO52	MASSERIA CASE AUTE	MASSERIA
PO53	MASSERIA URSI	MASSERIA
PO54	MASSERIA PALOMBARO	MASSERIA
PO55	MASSERIA DONNA MENGA	MASSERIA
PO56	MASSERIA TORREVECCHIA	MASSERIA
PO58	LI SCHIAVONI	VILLAGGIO
PO59	TORRE CASTIGLIONE	VILLAGGIO
PO61	MASS.A PADULI	MASSERIA
PO62	MASS.A MARTIENI	MASSERIA
PO63	MASS.A SAN GAETANO	MASSERIA
PO64	MASS.A TAURINO	MASSERIA
PO65	MASS. CIURLI	MASSERIA
PO66	VILLAGGIO MONTERUGA	VILLAGGIO ENTE RIFORMA
PO67	JAZZO CHIUSURELLA	JAZZO
PO68	Masseria Corte Vetere	MASSERIA
PO70	Masseria Colarizzo	MASSERIA
PO71	Masseria Belvedere	MASSERIA
PO72	Torre Chianca	TORRE COSTIERA
PO73	Masseria Colmonese	MASSERIA
PO74	Masseria Serra degli Angeli	MASSERIA
PO75	Torre Lapillo	TORRE COSTIERA
PS01	SP110LE	Strade a valenza paesaggistica
PS02	SP110LE	Strade a valenza paesaggistica
PS03	SP110LE	Strade a valenza paesaggistica

GL_ID	DENOMINAZIONE	TIPO_SITO
PS04	SP14 LE	Strade a valenza paesaggistica
PS05	SP14 LE	Strade a valenza paesaggistica
PS06	SP120 LE	Strade a valenza paesaggistica
PS07	SP103 LE	Strade a valenza paesaggistica
PS08	SP309 CAMPI SALENTINA	Strade a valenza paesaggistica
PS09	SP4 LE	Strade a valenza paesaggistica
PS10	SS7TER LE	Strade a valenza paesaggistica
PS11	SS7 TER LE	Strade a valenza paesaggistica
PS12	SS7 TER	Strade a valenza paesaggistica
PS13	SP75 BR	Strade a valenza paesaggistica
PS14	SS7 TER BR	Strade a valenza paesaggistica
PS15	SP17 LE	Strade a valenza paesaggistica
PS16	SP74 BR	Strade a valenza paesaggistica
PS17	Limitone dei Greci (Oria-Madonna dell'Alto)	Strade a valenza paesaggistica
PA01	SERRE DI SANT'ELIA	NOTEVOLE INTERESSE PUBBLICO
PA02	Riposo Arneo	Tratturo
PA03	Li Castelli	Vincolo Archeologico
PA04	Bosco	Boschi
PA05	Bosco	Boschi

Valutazione dei Punti Sensibili di osservazione del parco eolico

Lo studio è proseguito attraverso Punti Sensibili, individuati sulla base:

- Della visibilità del parco eolico dai punti caratteristici di osservazione
- Della posizione rispetto all'impianto eolico in progetto
- Dell'importanza e delle caratteristiche del vincolo
- Della frequentazione ovvero del numero di persone che possono raggiungere il Punto

Con riferimento alla visibilità del parco eolico dai punti sensibili si è proceduto a stralciare dai 90 punti precedentemente elencati quelli con visibilità zero nei profili di ZVT di target 30. Si è ottenuto un elenco di n. 37 siti, come di seguito riportato.

GL_ID	DENOMINAZIONE	TIPO_SITO
PO01	MASSERIA CASTELLO MONACI	MASSERIA
PO05	MASSERIA LA DUCHESSA	SANTUARIO
PO07	MASSERIA L'ARGENTONE (SANT'ANGELO)	MASSERIA
PO08	MASSERIA LA CICERELLA	MASSERIA
PO09	EX MONASTERO DI S. ELIA CON ANNESSO GIARDINO	VINCOLO ARCHITETTONICO
PO19	MASSERIA CASA PORCARA	MASSERIA
PO20	MASSERIA ZANZARA	MASSERIA
PO21	S. ANTONIO ALLA MACCHIA	MASSERIA
PO22	MASSERIA NARDO DI PRATO	MASSERIA
PO23	MASSERIA PIZZI	MASSERIA
PO25	MASSERIA LELLO BELLO	MASSERIA
PO27	MASSERIA PALAZZO	MASSERIA
PO28	MASSERIA FALLI	MASSERIA
PO29	MASSERIA NUOVA	MASSERIA

GL_ID	DENOMINAZIONE	TIPO_SITO
PO33	MASSERIA LEANDRO	MASSERIA
PO34	MASSERIA MADDALONI	MASSERIA
PO35	MASSERIA PERRONE	MASSERIA
PO37	MASSERIA TIRIGNOLA	MASSERIA
PO38	MASSERIA LO SOLE	MASSERIA
PO42	MASSERIA CENTONZE	MASSERIA
PO44	MASSERIA MOSCA	MASSERIA
PO49	MASSERIA CASILI	MASSERIA
PO50	MASSERIA FILIPPI	MASSERIA
PO52	MASSERIA CASE AUTE	MASSERIA
PO53	MASSERIA URSI	MASSERIA
PO54	MASSERIA PALOMBARO	MASSERIA
PO55	MASSERIA DONNA MENGA	MASSERIA
PO61	MASS.A PADULI	MASSERIA
PO63	MASS.A SAN GAETANO	MASSERIA
PO64	MASS.A TAURINO	MASSERIA
PO65	MASS. CIURLI	MASSERIA
PS11	SS7 TER LE	Strade a valenza paesaggistica
PS13	SP75 BR	Strade a valenza paesaggistica
PS14	SS7 TER BR	Strade a valenza paesaggistica
PS15	SPI7 LE	Strade a valenza paesaggistica
PS17	Limitone dei Greci (Oria-Madonna dell'Alto)	Strade a valenza paesaggistica
PA02	Riposo Arneo	Tratturo

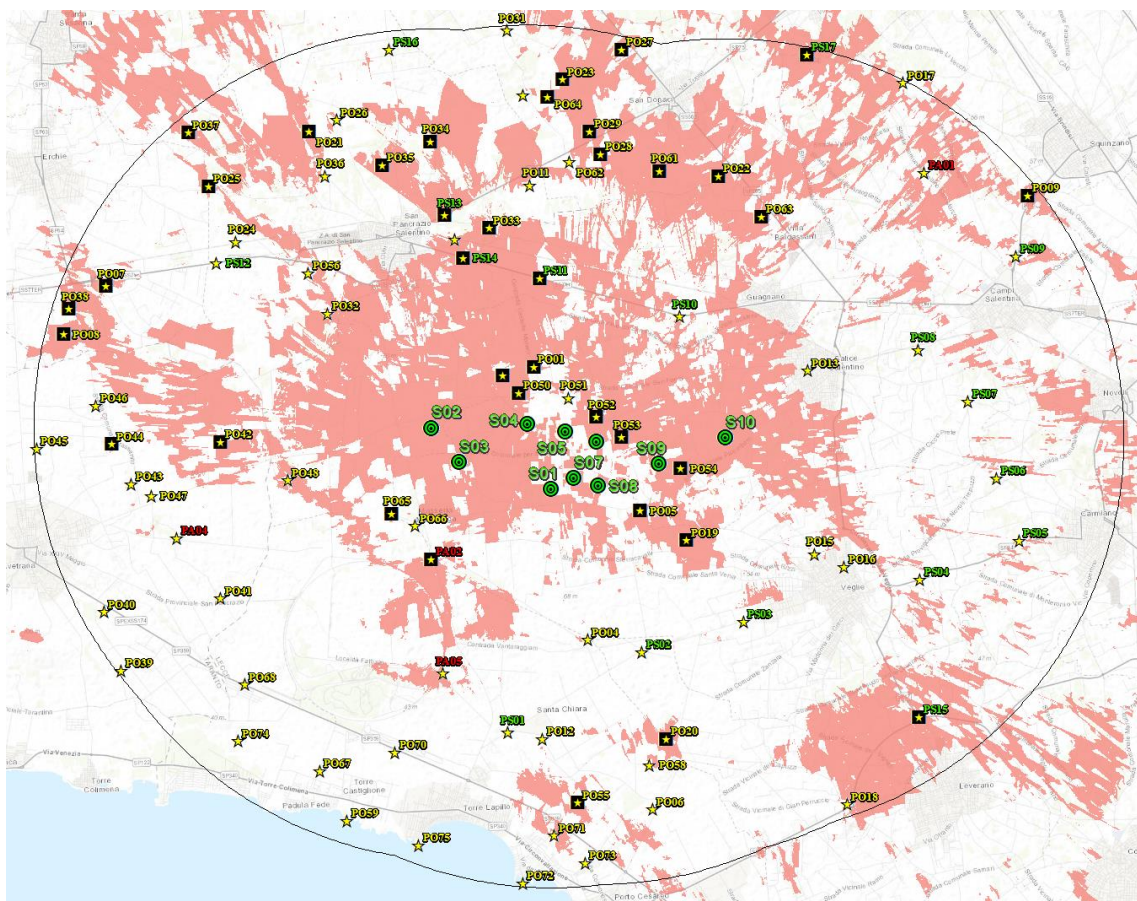


Figura 3 - Rappresentazione dei 37 siti prescelti (quadrato su fondo nero) rispetto ai 90 punti sensibili totali presenti nel buffer dei 10 Km sovrapposta alla visibilità dell'impianto (rosso = visibile / bianco not visibile)

Con riferimento alla posizione, lo studio di dettaglio è stato condotto nell'area più prossima all'impianto, individuata con un raggio di 3.000 m dagli aerogeneratori (il doppio di quello considerato per l'area di intervento, pari a 1.500 m); all'interno di questa sono stati selezionati n. 10 Punti Sensibili e per ciascuno di essi è stata valutato l'impatto visivo prodotto dall'impianto eolico sugli stessi.

GL_ID	DENOMINAZIONE	TIPO_SITO
PO01	MASSERIA CASTELLO MONACI	MASSERIA
PO05	MASSERIA LA DUCHESSA	SANTUARIO
PO19	MASSERIA CASA PORCARA	MASSERIA
PO49	MASSERIA CASILI	MASSERIA
PO50	MASSERIA FILIPPI	MASSERIA
PO52	MASSERIA CASE AUTE	MASSERIA
PO53	MASSERIA URSI	MASSERIA
PO54	MASSERIA PALOMBARO	MASSERIA
PO65	MASS. CIURLI	MASSERIA
PA02	Riposo Arneo	Tratturo

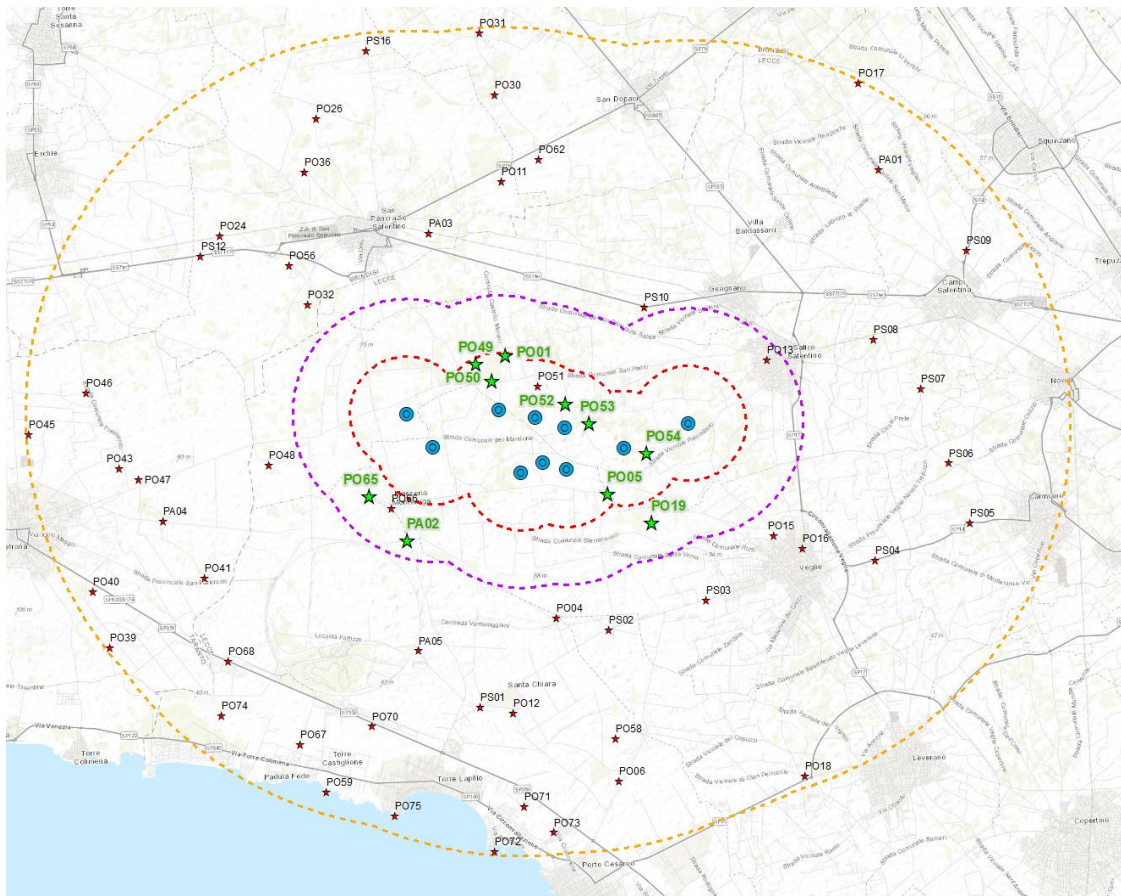


Figura 4 - Individuazione dei beni nell'area buffer ristretta di studio dei 3 Km dal parco eolico

Ordine di grandezza e complessità dell'impatto

1.1.5 Premessa

L'effetto visivo è da considerare un fattore che incide non solo sulla percezione sensoriale, ma anche sul complesso di valori associati ai luoghi derivanti dall'interrelazione tra fattori naturali e antropici nella costruzione del paesaggio (MIBAC). Pertanto come già affermato in più punti del presente Studio la quantificazione (o magnitudo) di impatto paesaggistico sarà calcolata con l'ausilio di parametri euristici che finiranno per sintetizzare gli aspetti dinamici (stratificazione storica e di utilizzo del territorio) e spaziali (distanze, visibilità dell'impianto) del paesaggio.

Nel caso di impianti eolici di grossa taglia è evidente che l'aspetto spaziale è predominante, ma sicuramente non ci si può limitare a questo: dobbiamo considerare anche indici che tengano conto degli aspetti più prettamente estetici ovvero di bellezza naturale o più in generale di amenità paesaggistica.

In letteratura vengono proposte varie metodologie, tra le quali, la più utilizzata, quantifica l'impatto paesaggistico (IP) attraverso il calcolo di due indici:

- **un indice VP, rappresentativo del valore del paesaggio**
- **un indice VI, rappresentativo della visibilità dell'impianto**

L'impatto paesaggistico IP, in base al quale si possono prendere decisioni in merito ad interventi di mitigazione o a modifiche impiantistiche che migliorino la percezione visiva, viene determinato dal prodotto dei due indici sopracitati:

$$\mathbf{IP=VP*VI}$$

1.1.6 Valore del paesaggio VP

L'indice relativo al valore del paesaggio VP relativo ad un certo ambito territoriale, scaturisce dalla quantificazione di elementi quali:

- la naturalità del paesaggio (N);
- la qualità attuale dell'ambiente percettibile (Q);
- la presenza di zone soggette a vincolo (V).

Una volta quantificati tali aspetti, l'indice VP risulta dalla somma di tali elementi:

$$\mathbf{VP=N+Q+V}$$

In particolare, la naturalità di un paesaggio esprime la misura di quanto una data zona permanga nel suo stato naturale, senza cioè interferenze da parte delle attività umane.

Indice di Naturalità del Paesaggio (N)

L'indice di naturalità deriva da una classificazione del territorio, a seconda del livello di naturalità delle aree. L'indice assumerà, nel nostro Studio, valori compresi tra 1 e 10, secondo quanto riportato in tabella.

Macro Aree	Aree	Indice N
<i>Territori modellati artificialmente</i>	Aree industriali, commerciali e infrastrutturali	1
	Aree estrattive, discariche	1
	Tessuto Urbano e/o Turistico	2
	Aree Sportive, Ricettive e Cimiteriali	2
<i>Territori Agricoli</i>	Seminativi e incolti	3
	Zone agricole eterogenee	4
	Vigneti, oliveti, frutteti	4
<i>Boschi e ambienti semi-naturali</i>	Aree a pascolo naturale e prati	5
	Boschi di conifere e misti + Aree Umide	6
	Rocce nude, falesie, rupi	7
	Spiagge sabbiose e dune + Acque continentali	8
	Macchia mediterranea alta, media, bassa	9
	Boschi di latifoglie	10

Indice di Qualità (di Antropizzazione) del Paesaggio (Q)

La percezione attuale dell'ambiente esprime il valore da attribuire agli elementi territoriali che hanno subito una variazione del loro stato originario a causa dell'intervento dell'uomo, il quale ne ha modificato l'aspetto in funzione dei propri usi. Come evidenziato nella seguente tabella, il valore dell'indice Q è compreso fra 1 e 10, e decresce con all'aumentare del livello di antropizzazione, ossia nel caso di minore presenza dell'uomo e del di tipo di attività.

Aree	Indice Q
Aree industriali, servizi, cave	1
Tessuto Urbano e Turistico	3
Aree Agricole	5
Aree seminaturali	7
Aree con vegetazione boschiva e arbustiva	8
Aree Boscate	10

Indice relativo alla presenza di vincoli (V)

Il terzo indice definisce le zone che, essendo riconosciute meritevoli di una determinata tutela da parte dell'uomo, sono state sottoposte a una legislazione specifica. L'elenco dei vincoli ed il corrispondente valore dell'indice V è riportato nella tabella.

Aree	Indice V
Aree con vincoli storici e archeologici	10
Aree di salvaguardia paesaggistica e naturalistica	10
Aree con vincoli idrogeologici	7
Aree con vincoli forestali	7
Aree con tutela delle caratteristiche naturali	7
Aree di rispetto (1km) intorno ai tessuti urbani	5
Altri vincoli	5
Aree non vincolate	0

Attraverso le Carte Tematiche del SIT Puglia, nell'area di indagine per ogni indice sarà prodotta una tavola tematica:

- La **Carta Tematica relativa all'Indice di Naturalità N** sarà desunta dalla Carta dell'Uso del Suolo del SIT Puglia;
- La **Carta Tematica relativa all'Indice di Qualità o Antropizzazione Q** sarà desunta ancora dalla Carta di Uso del Suolo del SIT Puglia;
- La **Carta Tematica relativa alla Presenza dei Vincoli V** sarà desunta da una carta in cui sono riportati i vincoli introdotti dal PPTR, dalla Carta Idrogeomorfologica dell'Autorità di Bacino della Regione Puglia, dalle carte del Piano di Assetto Idrogeologico dell'Autorità di Bacino della Regione Puglia, dalle cartografie tematiche dell'Ufficio Parchi della Regione Puglia.

Infine sarà prodotta una cartografia del Valore del Paesaggio VP che in pratica è la somma dei valori introdotti da ciascun indice. Sulla base dei valori attribuiti agli indici N, Q, V, l'indice del Valore del Paesaggio VP potrà variare nel seguente campo di valori:

$$0 < VP < 30$$

Pertanto assumeremo:

Valore del Paesaggio	VP
Trascurabile	0<VP<4
Molto Basso	4<VP<8
Basso	8<VP<12
Medio Basso	12<VP<15
Medio	15<VP<18
Medio Alto	18<VP<22
Alto	22<VP<26
Molto Alto	26<VP<30

Da questa Cartografia di Sintesi relativa al Valore del Paesaggio VP, sarà possibile caratterizzare l'area interessata dall'impatto paesaggistico prodotto dall'impianto dal punto di vista del Valore del Paesaggio.

Inoltre sarà anche possibile individuare ciascun Punto di Vista Sensibile o Punto di Osservazione sulla Carta del Valore del Paesaggio.

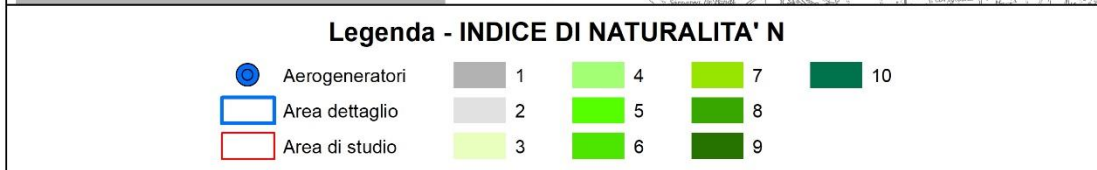
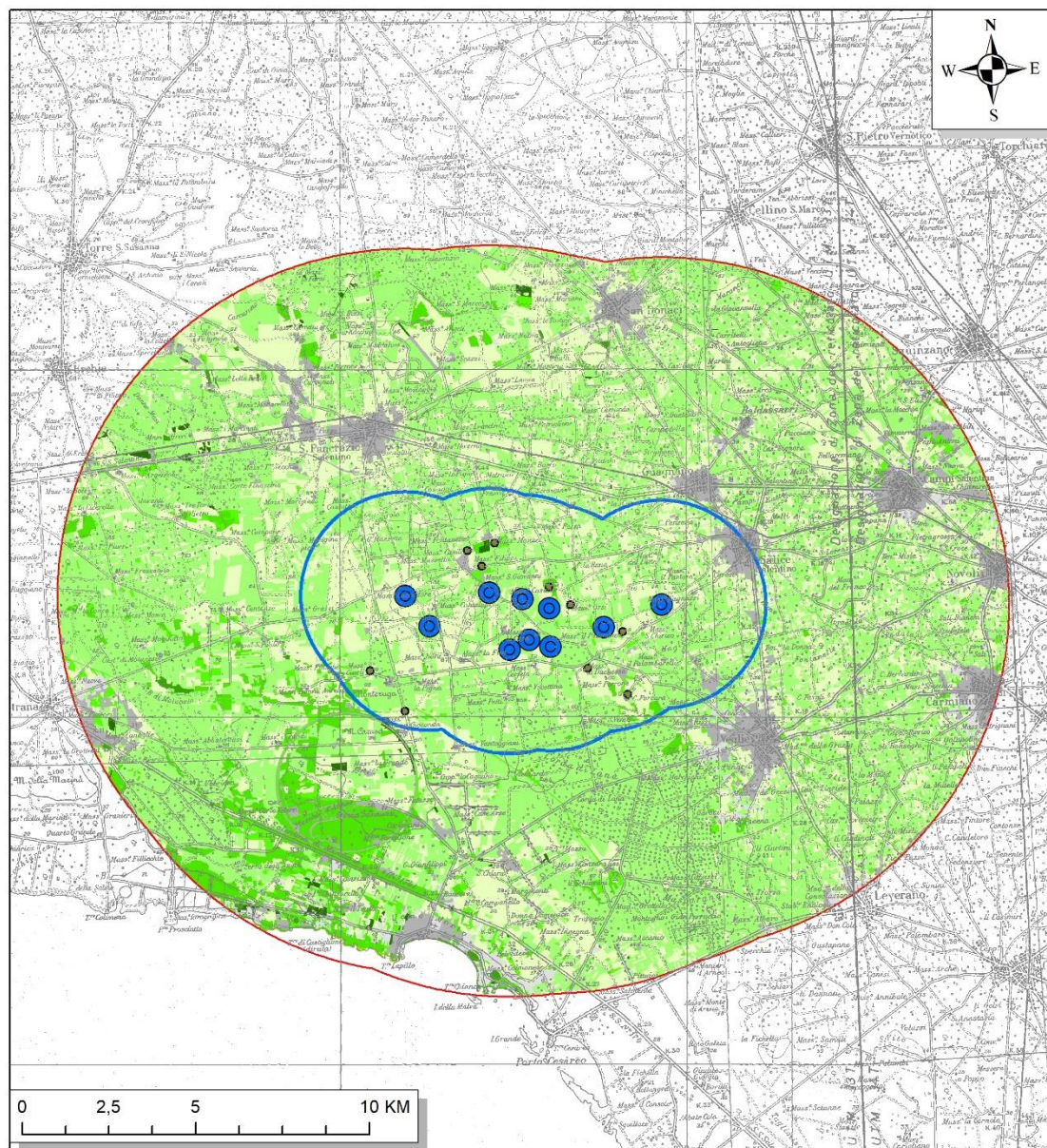


Figura 5 - Indice di Naturalità (N)

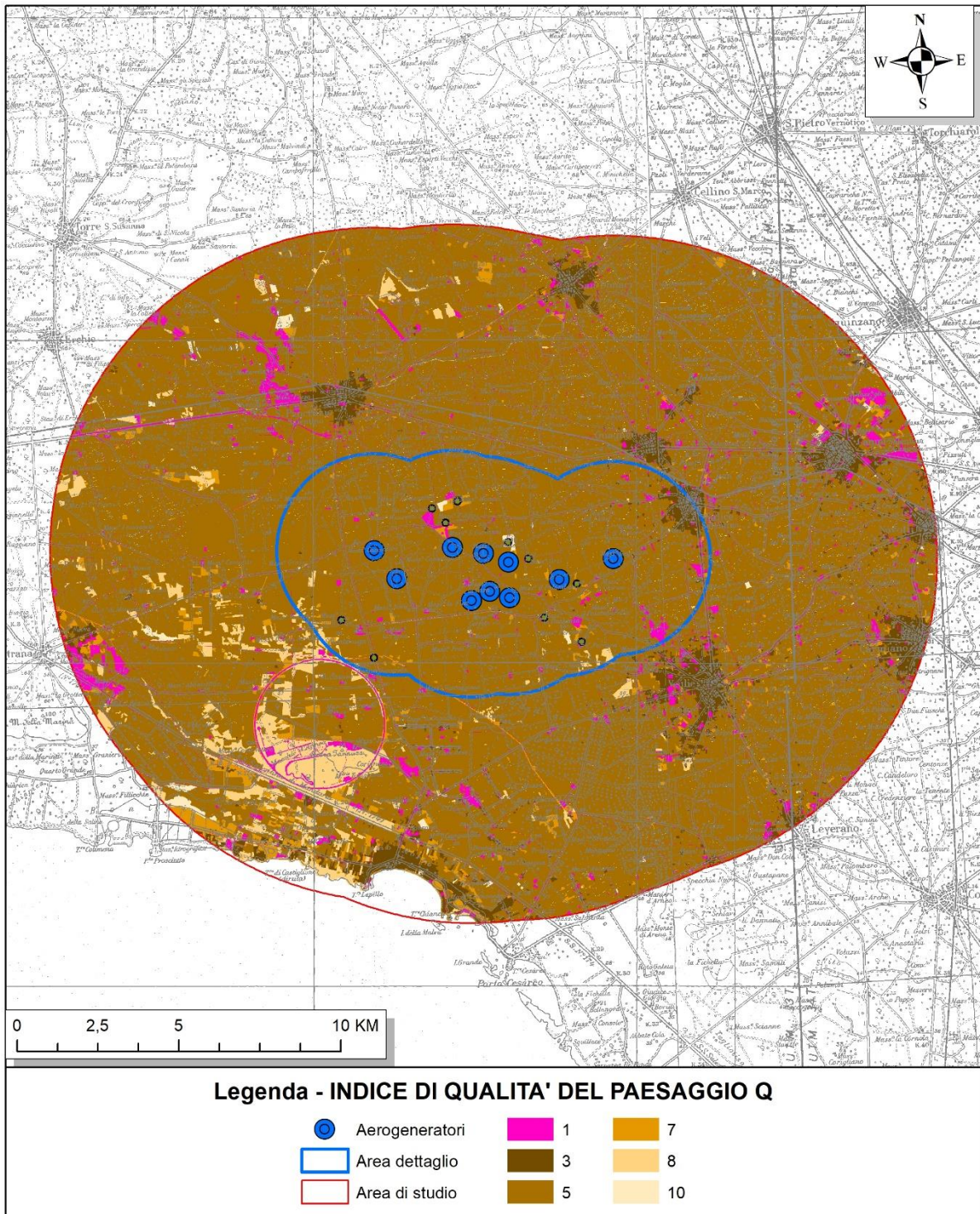


Figura 6 - Indice di Qualità del Paesaggio (Q)

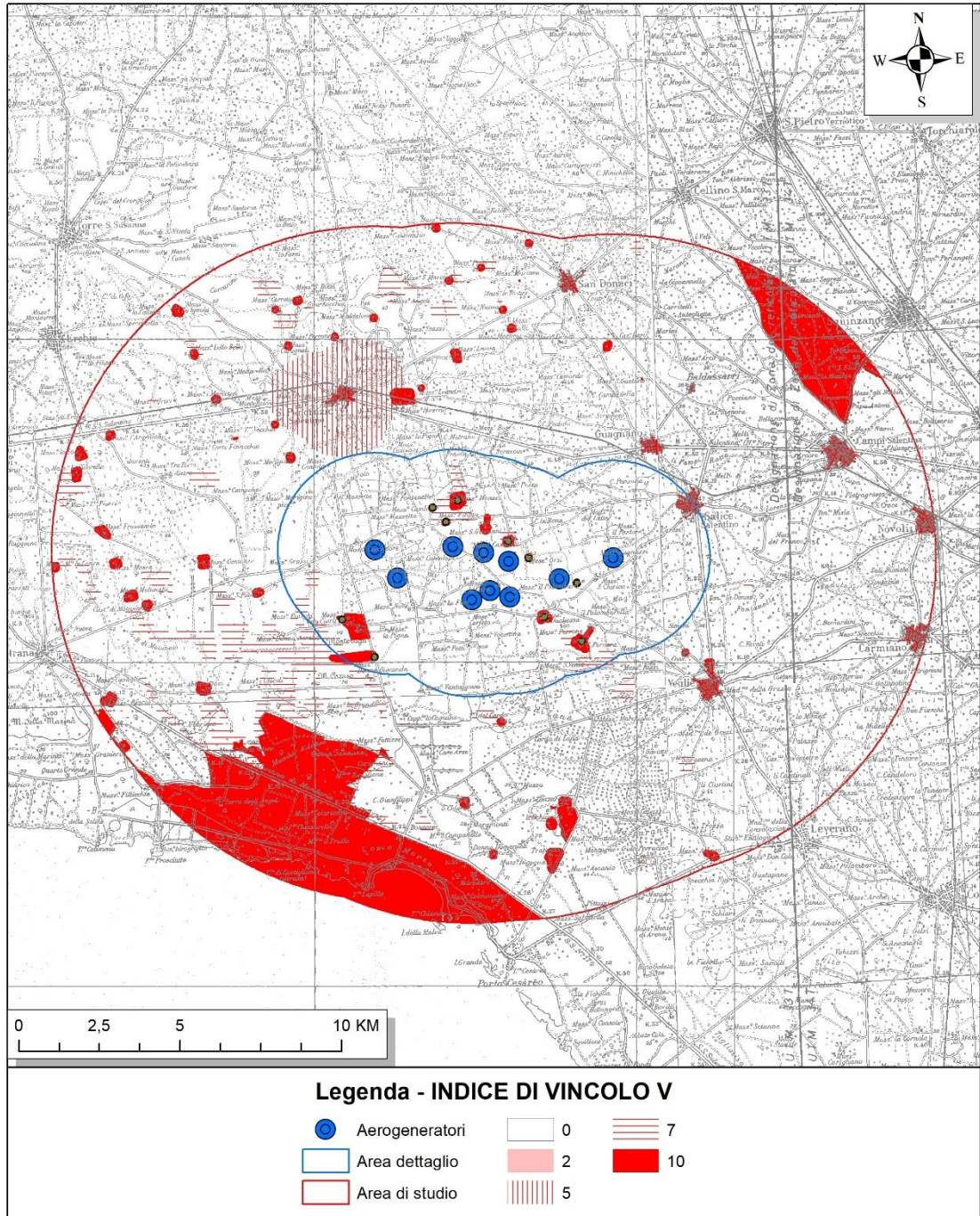


Figura 7 - Indice di Vincolo (V)

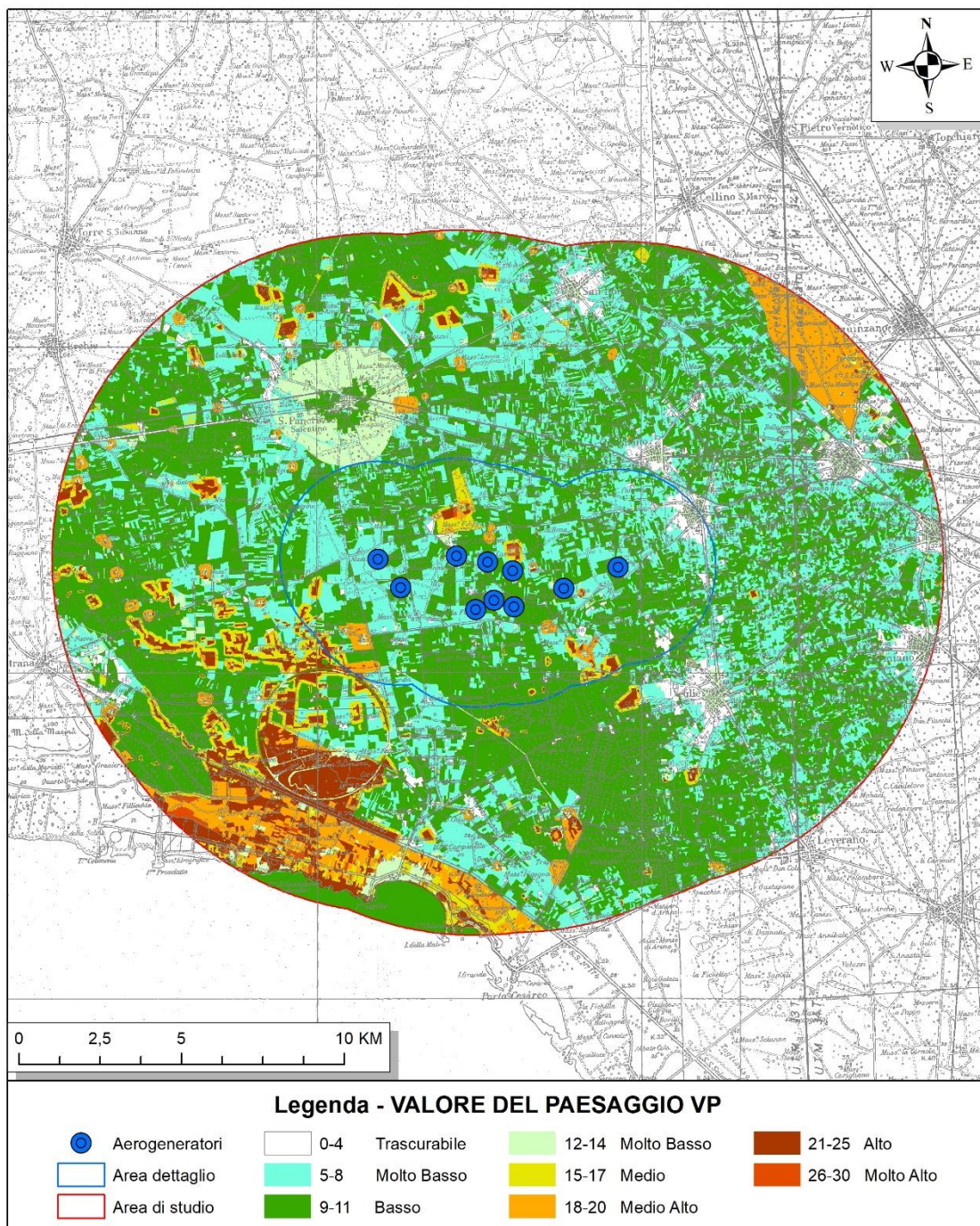


Figura 8 - Valore del Paesaggio ($VP=N+Q+V$)

GL_ID	DENOMINAZIONE	TIPO_SITO	N	Q	V	VP (N+Q+V)
PO01	MASSERIA CASTELLO MONACI	MASSERIA	4	5	10	19
PO05	MASSERIA LA DUCHESSA	SANTUARIO	4	5	10	19
PO19	MASSERIA CASA PORCARA	MASSERIA	3	5	10	18
PO49	MASSERIA CASILI	MASSERIA	3	5	10	18
PO50	MASSERIA FILIPPI	MASSERIA	3	5	10	18
PO52	MASSERIA CASE AUTE	MASSERIA	5	5	10	20
PO53	MASSERIA URSI	MASSERIA	3	5	10	18
PO54	MASSERIA PALOMBARO	MASSERIA	4	6	10	20
PO65	MASS. CIURLI	MASSERIA	2	2	10	14
PA02	Riposo Ameo	Tratturo	4	4	10	18
VALORE MEDIO VP						18,2

Il valore VP è Medio Alto.

Visibilità dell'impianto VI

L'interpretazione della visibilità è legata alla tipologia dell'opera ed allo stato del paesaggio in cui la stessa viene introdotta. Gli elementi costituenti un parco eolico (gli aerogeneratori) si possono considerare come un unico insieme e quindi un elemento puntale rispetto alla scala vasta, presa in considerazione, mentre per l'area ristretta, gli stessi elementi risultano diffusi se pur circoscritti, nel territorio considerato. Da ciò appare evidente che sia in un caso che nell'altro tali elementi costruttivi ricadono spesso all'interno di una singola unità paesaggistica e rispetto a tale unità devono essere rapportati. In tal senso, la suddivisione dell'area in studio in unità di paesaggio, permette di inquadrare al meglio l'area stessa e di rapportare l'impatto che subisce tale area agli altri ambiti, comunque influenzati dalla presenza dell'opera. Per definire la visibilità di un parco eolico sono stati determinati i seguenti indici:

- la percettibilità dell'impianto, P
- l'indice di bersaglio, B
- la fruizione del paesaggio o frequentazione, F

da cui si ricava l'indice VI (Visibilità Impianto) risulta pari a:

$$VI = P \times (B + F)$$

Percettibilità P

Per quanto riguarda la percettibilità P dell'impianto, la valutazione si basa sulla simulazione degli effetti causati dall'inserimento di nuovi componenti nel territorio considerato. A tal fine i principali ambiti territoriali sono essenzialmente divisi in tre categorie principali:

- i crinali, i versanti e le colline
- le pianure
- le fosse fluviali.

Ad ogni categoria vengono associati i rispettivi valori di panoramicità, riferiti alla visibilità dell'impianto, secondo quanto mostrato nella seguente tabella:

Aree	Indice P
Aree pianeggianti - panoramicità bassa	1 - 1.2
Aree collinari e di versante - panoramicità media	1.5
Aree montane, vette, crinali, altopiani – panoramicità alta	2

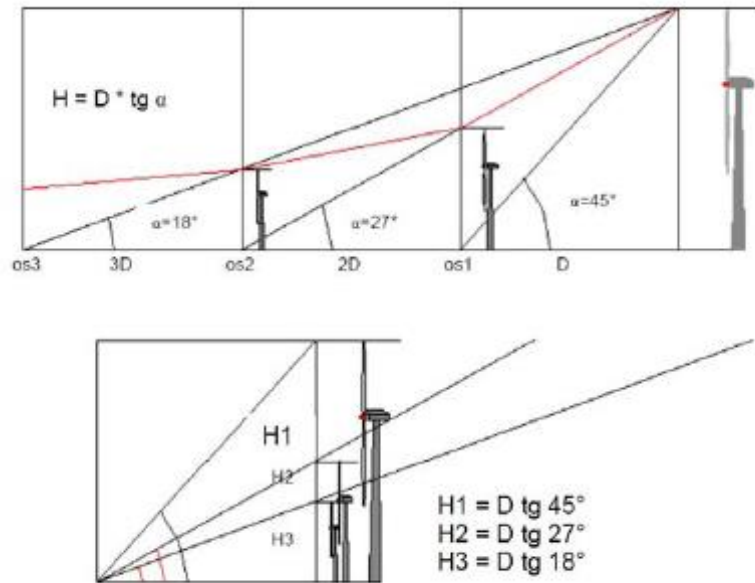
Il valore di P per le aree pianeggianti, secondo la letteratura è assunto pari a 1. All'interno dell'area di studio, ossia entro il raggio di 10 km dagli aerogeneratori (50 volte l'altezza massima), si è ritenuto aumentare questo indice in modo conservativo, portandolo a 1,2, in considerazione delle caratteristiche morfologiche del territorio, che, per quanto non si possa che definire pianeggiante, di fatto presenta leggere variazioni di quota, che vanno dai 0 m ai 122 s.l.m. In questo modo si ritiene che il risultato ottenuto non possa risentire di eventuali sottostime.

GL_ID	DENOMINAZIONE	TIPO_SITO	P
PO01	MASSERIA CASTELLO MONACI	MASSERIA	1,2
PO05	MASSERIA LA DUCHESSA	SANTUARIO	1,2
PO19	MASSERIA CASA PORCARA	MASSERIA	1,2
PO49	MASSERIA CASILI	MASSERIA	1,2
PO50	MASSERIA FILIPPI	MASSERIA	1,2
PO52	MASSERIA CASE AUTE	MASSERIA	1,2
PO53	MASSERIA URSI	MASSERIA	1,2
PO54	MASSERIA PALOMBARO	MASSERIA	1,2
PO65	MASS. CIURLI	MASSERIA	1,2
PA02	Riposo Arneo	Tratturo	1,2

Indice Bersaglio B

Con il termine "bersaglio" (B), si indicano quelle zone che per caratteristiche legate alla presenza di possibili osservatori, percepiscono le maggiori mutazioni del campo visivo a causa della presenza di un'opera. Sostanzialmente quindi i bersagli sono zone (o punti) in cui vi sono (o vi possono essere) degli osservatori, sia stabili (città, paesi e centri abitati in genere), sia in movimento (strade e ferrovie), pertanto nel caso specifico coincidono con i punti di osservazione definiti.

Il metodo usato per valutare l'andamento della sensibilità visiva in funzione della distanza è schematizzato nella seguente figura.



Tale metodo considera una distanza di riferimento D fra l'osservatore e l'oggetto in esame (aerogeneratore), in funzione della quale vengono valutate le altezze dell'oggetto percepite da osservatori posti via via a distanze crescenti. La distanza di riferimento D coincide di solito con l'altezza H_T dell'oggetto in esame, in quanto in relazione all'angolo di percezione α (pari a 45°), l'oggetto stesso viene percepito in tutta la sua altezza. All'aumentare della distanza dell'osservatore diminuisce l'angolo di percezione (per esempio pari a $26,6^\circ$ per una distanza doppia rispetto all'altezza della turbina) e conseguentemente l'oggetto viene percepito con una minore altezza, corrispondente all'altezza H di un oggetto posto alla distanza di riferimento D dall'osservatore. L'altezza percepita H risulta funzione dell'angolo α secondo la relazione:

$$*H=D*tg(\alpha)$$

Sulla base del comune senso di valutazione, è possibile esprimere un commento qualitativo sulla sensazione visiva al variare della distanza, definendo un giudizio di percezione, così come riportato nella seguente tabella, dove:

H_T = altezza del sistema rotore + aerogeneratore pari a 200 m

D = distanza dall'aerogeneratore

H = altezza percepita dall'osservatore posto ad una distanza multipla di D

Distanza D/H_T	Distanza D [km]	Angolo α	H/H_T	Altezza Percepita H [m]	Quantificazione dell'altezza percepita
1	0,20	45°	1	200	Molto Alta
2	0,40	26,6°	0,500	100	Molto Alta
4	0,80	14,0°	0,250	50	Molto Alta
6	1,20	9,5°	0,167	33,33	Molto Alta
8	1,60	7,1°	0,125	25	Alta
10	2,00	5,7°	0,100	20	Alta
20	4,00	2,9°	0,050	10	Alta
25	5,00	2,3°	0,040	8	Medio-Alta
30	6,00	1,9°	0,033	6,6	Medio- Alta
40	8,00	1,43°	0,025	5	Media
50	10,00	1,1°	0,020	4	Medio-Bassa
80	16,00	0,7°	0,0125	2,5	Bassa
100	20,00	0,6°	0,010	2	Molto-Bassa
200	40,00	0,3°	0,005	1	Trascurabile

Al fine di rendere possibile l'inserimento del valore di Altezza Percepita H nel calcolo dell'Indice di Bersaglio B, e considerando che H dipende dalla distanza dell'osservatore D_{oss} si consideri la seguente tabella:

Distanza D_{oss} [km]	Altezza Percepita H	Valore di H nella formula per calcolo di B
$0 \leq D < 1,5^3$	Molto Alta	10
$1,5 \leq D < 3$	Alta	9
$3 \leq D < 4,5$	Medio Alta	8
$4,5 \leq D < 6$	Media	7
$6 \leq D < 7,5$	Medio Bassa	6
$7,5 \leq D < 9$	Bassa	5
$9 \leq D < 12$	Molto Bassa	3
$12 \leq D < 15$	Trascurabile	1

Sulla base di queste osservazioni, si evidenzia come l'elemento osservato per distanze elevate tende a sfumare e si confonde con lo sfondo. Nel nostro caso, una turbina eolica alta 200 metri, già a partire da distanze di circa 10 km si determina una bassa percezione visiva, gli aerogeneratori finiscono per confondersi sostanzialmente con lo sfondo. Questo in assoluta coerenza con la definizione dell'area di studio di dettaglio.

Le considerazioni sopra riportate si riferiscono alla percezione visiva di un'unica turbina, mentre per valutare la complessiva sensazione panoramica di un parco eolico composto da più turbine è necessario considerare l'effetto di insieme.

L'effetto di insieme dipende notevolmente oltre che dall'altezza e dalla distanza delle turbine, anche dal numero degli elementi visibili dal singolo punto di osservazione rispetto al totale degli elementi inseriti nel progetto. In base alla posizione dei punti di osservazione e all'orografia della zona in esame si può definire un indice di affollamento del campo visivo I_{AF} o indice di visione azimutale.

L'indice di affollamento I_{AF} è definito come la percentuale (valore compreso tra 0 e 1) di turbine eoliche che si apprezzano dal punto di osservazione considerato, assumendo un'altezza media di osservazione (1,6 m per i centri abitati ed i punti di osservazione fissi).

Nel nostro caso I_{AF} è stato definito dalle mappe di intervisibilità teorica nell'ipotesi che l'osservatore percepisca almeno metà del rotore (dalla navicella in su) dell'aerogeneratore.

Pertanto avremo che l'indice di bersaglio B per ciascun Punto di Vista Sensibile scelto sarà pari a:

$$B = H * I_{AF}$$

Dove:

- il valore di H dipende dalla distanza di osservazione rispetto alla prima torre traguardabile e sarà calcolato (con approssimazione per eccesso) dalla Tabella sopra riportata
- il valore di I_{AF} varia da 0 a 1, con $I_{AF}=0$ quando nessuno degli aerogeneratori è visibile, $I_{AF}=1$ quando tutti gli aerogeneratori sono visibili da un punto.

In pratica l'indice di Bersaglio B potrà variare tra 0 e 10. Sarà pari a zero nel caso di in cui:

- $I_{AF}=0$, nessuno degli aerogeneratori è visibile.

Sarà pari a 10 nel caso in cui:

- $H=10$ (distanza dell'osservatore fino a 1 km)
- $I_{AF}=1$, tutti gli aerogeneratori visibili.

Valore dell'Indice di Bersaglio	B
Trascurabile	$0 < B < 1$

³ Coincidente con l'**Area Ristretta** dell'impianto

Molto Basso	1<B<2
Basso	2<B<3
Medio Basso	3<B<4
Medio	4<B<5
Medio Alto	5<B<7
Alto	7<B<8,5
Molto Alto	8,5<B<10

GL_ID	DENOMINAZIONE	TIPO_SITO	H	I	B
PO01	MASSERIA CASTELLO MONACI	MASSERIA	10	1	10
PO05	MASSERIA LA DUCHESSA	SANTUARIO	10	1	10
PO19	MASSERIA CASA PORCARA	MASSERIA	9	1	9
PO49	MASSERIA CASILI	MASSERIA	10	1	10
PO50	MASSERIA FILIPPI	MASSERIA	10	1	10
PO52	MASSERIA CASE AUTE	MASSERIA	10	0.7	7
PO53	MASSERIA URSI	MASSERIA	10	1	10
PO54	MASSERIA PALOMBARO	MASSERIA	10	1	10
PO65	MASS. CIURLI	MASSERIA	9	1	9
PA02	Riposo Arneo	Tratturo	9	0.7	6.3
TOTALE B					9.13

Il valore dell'indice di bersaglio è Molto Alto.

Indice di Fruibilità o di Frequentazione

Infine, l'indice di fruibilità F stima la quantità di persone che possono potenzialmente frequentano o possono raggiungere un Punto di Osservazione, e quindi trovare in tale zona o punto la visuale panoramica alterata dalla presenza dell'opera.

I principali fruitori sono le popolazioni locali e i viaggiatori che percorrono le strade e le ferrovie limitrofe e comunque a distanze per le quali l'impatto visivo teorico è sempre superiore al valor medio. L'indice di frequentazione viene quindi valutato sulla base della densità degli abitanti residenti nei singoli centri abitati e dal volume di traffico per strade e ferrovie.

La *frequentazione* può essere regolare o irregolare con diversa intensità e caratteristiche dei frequentatori, il valore di un sito sarà quindi anche dipendente dalla quantità e qualità dei frequentatori (MIBAC).

Il nostro parametro *frequentazione* sarà funzione $F=(R+I+Q)/3$:

- della regolarità(R)
- della quantità o intensità(I)
- della qualità degli osservatori(Q)

Il valore della frequentazione assumerà valori compresi tra 0 e 10. Mentre gli indici R, I, Q ed F potranno assumere i seguenti valori:

<i>Valori di riferimento indice F</i>		
	Valori R, I, Q	Valori F
Molto Alto	MMA	10
Alto	A	9
Medio Alto	MA	8
Media	M	7
Medio Bassa	MB	6
Bassa	B	4
Molto Bassa	BB	3
Trascurabile	T	1

Per meglio comprendere le modalità di quantificazione dell'indice di frequentazione F riportiamo di seguito alcuni esempi.

Esempi di calcolo dell'indice F per tipologia di zona

Tipologia zona di indagine	Osservatori			Frequentazione (Punteggio)
	Regolarità (R)	Quantità (I)	Qualità (Q)	
centri abitati, strade, zone costiere	A (9)	A (9)	A (9) M (7)	A (9) MA (8.3)
archeologica	M (7)	B (4)	MA (8)	MB (6.3)
rurale	B (4)	M (7)	MB (6)	MB (5.7)
masseria	B (4)	B (4)	MB (6)	B/MB (4.7)
strada paesaggistica con media intensità di traffico	M (7)	M (7)	M (7)	M (7)

Di seguito riportiamo il calcolo dell'indice di frequentazione per i Punti di Osservazione individuati.

GL_ID	DENOMINAZIONE	TIPO_SITO	R	I	Q	F= (R+I+Q)/3
PO01	MASSERIA CASTELLO MONACI	MASSERIA	4	4	6	4,7 B/MB
PO05	MASSERIA LA DUCHESSA	SANTUARIO	7	4	8	6,3 MB
PO19	MASSERIA CASA PORCARA	MASSERIA	4	4	6	4,7 B/MB
PO49	MASSERIA CASILI	MASSERIA	4	4	6	4,7 B/MB
PO50	MASSERIA FILIPPI	MASSERIA	4	4	6	4,7 B/MB
PO52	MASSERIA CASE AUTE	MASSERIA	4	4	6	4,7 B/MB
PO53	MASSERIA URSI	MASSERIA	4	4	6	4,7 B/MB
PO54	MASSERIA PALOMBARO	MASSERIA	4	4	6	4,7 B/MB
PO65	MASS. CIURLI	MASSERIA	4	4	6	4,7 B/MB
PA02	Riposo Ameo	Tratturo	7	4	8	6,3 MB
VALORE MEDIO F						5,02 MB

Il valore complessivo dell'indice di frequentazione è Basso/Medio Basso.

Indice di Visibilità dell'Impianto – intervallo dei valori

L'indice di visibilità dell'Impianto come detto è calcolato con la formula:

$$VI = Px(B+F)$$

Sulla base dei valori ammissibili per l'Indice di Percezione P, per l'Indice di Bersaglio B, e per l'indice di Fruibilità-Frequentazione F, avremo:

$$2 < VI < 40$$

Pertanto assumeremo:

Valori di riferimento indice VI

Visibilità dell'Impianto	VI
Trascurabile	$6 < VI < 10$
Molto Bassa	$10 < VI < 15$
Bassa	$15 < VI < 18$
Medio Bassa	$18 < VI < 21$
Media	$21 < VI < 25$
Medio Alta	$25 < VI < 30$
Alta	$30 < VI < 35$
Molto Alta	$35 < VI < 40$

Di seguito la quantificazione dell'Indice di Visibilità per i Punti di Osservazione individuati.

L'indice di frequentazione F è ricavato dal calcolo effettuato al paragrafo precedente.

Il valore dell'indice di bersaglio B è calcolato invece sulla base della distanza (minima) dalle aree di impianto.

Calcolo dell'indice VI

GL_ID	Denominazione	P	B	F	VI = P X (B + F)
PO01	MASSERIA CASTELLO MONACI	1,2	10	4,7	17,64
PO05	MASSERIA LA DUCHESSA	1,2	10	6,3	19,56
PO19	MASSERIA CASA PORCARA	1,2	9	4,7	16,44
PO49	MASSERIA CASILI	1,2	10	4,7	17,64
PO50	MASSERIA FILIPPI	1,2	10	4,7	17,64
PO52	MASSERIA CASE AUTE	1,2	7	4,7	14,04
PO53	MASSERIA URSI	1,2	10	4,7	17,64
PO54	MASSERIA PALOMBARO	1,2	10	4,7	17,64
PO65	MASS. CIURLI	1,2	9	4,7	16,44
PA02	Riposo Arneo	1,2	6,3	6,3	15,12
Calcolo valore medio					VI: 16,98 <i>(basso)</i>

In definitiva l'Indice di Visibilità VI è BASSO.

La valutazione dell'impatto visivo dai Punti di Osservazione verrà sintetizzata con la *Matrice di Impatto Visivo*, di seguito riportata, che terrà in conto sia del *Valore Paesaggistico VP*, sia della *Visibilità dell'Impianto VI*.

Prima di essere inseriti nella Matrice di Impatto Visivo, i valori degli indici VP e VI sono stati così *normalizzati*.

Valori di riferimento per la normalizzazione dell'indice del Valore del Paesaggio (VP_n)

Valore del Paesaggio	VP	VP normalizzato
Trascurabile	0<VP<4	1
Molto Basso	4<VP<8	2
Basso	8<VP<12	3
Medio Basso	12<VP<15	4
Medio	15<VP<18	5
Medio Alto	18<VP<22	6
Alto	22<VP<26	7
Molto Alto	26<VP<30	8

Valori di riferimento per la normalizzazione dell'indice della Visibilità dell'Impianto (VI_n)

Visibilità dell'Impianto	VI	VI normalizzato
Trascurabile	6<VI<10	1
Molto Bassa	10<VI<15	2
Bassa	15<VI<18	3
Medio Bassa	18<VI<21	4
Media	21<VI<25	5
Medio Alta	25<VI<30	6
Alta	30<VI<35	7
Molto Alta	35<VI<40	8

Tabella 1 - Matrice di impatto visivo IV

		VALORE PAESAGGISTICO NORMALIZZATO (VP _n)							
		<i>Trascurabile</i>	<i>Molto Basso</i>	<i>Basso</i>	<i>Medio Basso</i>	<i>Medio</i>	<i>Medio Alto</i>	<i>Alto</i>	<i>Molto Alto</i>
VISIBILITA' IMPIANTO NORMALIZZATO (VI _n)	<i>Trascurabile</i>	1	2	3	4	5	6	7	8
	<i>Molto Basso</i>	2	4	6	8	10	12	14	16
	<i>Basso</i>	3	6	9	12	15	18	21	24
	<i>Medio Basso</i>	4	8	12	16	20	24	28	32
	<i>Media</i>	5	10	15	20	25	30	35	40
	<i>Medio Alta</i>	6	12	18	24	30	36	42	48
	<i>Alta</i>	7	14	21	28	35	42	49	56
	<i>Molto Alta</i>	8	16	24	32	40	48	56	64

In pratica noti VP_n e VI_n dalla matrice di impatto sarà possibile calcolare l'Impatto Visivo (IV) da un determinato Punto di Osservazione.

L'impatto visivo sarà poi quantificato secondo la seguente tabella:

Valori di riferimento per l'indice IV

Visibilità dell'Impianto	IV
Trascurabile	1<VI<8
Molto Basso	8<VI<16
Basso	16<VI<24
Medio Basso	24<VI<32
Media	32<VI<40
Medio Alta	40<VI<48
Alta	48<VI<56
Molto Alta	56<VI<64

Riportiamo quindi per ciascun Punto di Osservazione il valore di VI, il valore di VP ed i relativi valori normalizzati VI_n e VP_n.

L'Impatto Visivo per ogni punto di osservazione sarà calcolato secondo la formula:

$$IV = VP_n \times VI_n$$

Calcolo dell'indice IV

Id	Denominazione	VP	VP _n	VI	VI _n	IV = VP _n x VI _n
PO01	MASSERIA CASTELLO MONACI	19	6	17,64	3	18

PO05	MASSERIA LA DUCHESSA	19	6	19,56	4	24
PO19	MASSERIA CASA PORCARA	18	5	16,44	3	15
PO49	MASSERIA CASILI	18	5	17,64	3	15
PO50	MASSERIA FILIPPI	18	5	17,64	3	15
PO52	MASSERIA CASE AUTE	20	6	14,04	2	12
PO53	MASSERIA URSI	18	5	17,64	3	15
PO54	MASSERIA PALOMBARO	20	6	17,64	3	18
PO65	MASS. CIURLI	14	4	16,44	3	12
PA02	Riposo Arneo	18	5	15,12	3	15
Calcolo valori medi		16	5,3	16,98	3	15,9

In conclusione il Valore del Paesaggio Normalizzato è MEDIO (5,3), mentre la Visibilità di Impianto Normalizzata è BASSA (3), l’Impatto Visivo è complessivamente pari a 15.9/64 ovvero BASSO.

Durata e reversibilità dell’impatto. La durata dell’impatto è strettamente legata alla Autorizzazione Unica alla costruzione ed all’esercizio del parco eolico, che, ai sensi del D. Lgs. 387/2003 e della normativa regionale avrà una durata di **20 anni**. Alla scadenza di tale termine la società proponente provvederà alla rimozione integrale delle opere.

Dal punto di vista della reversibilità dell’impatto visivo, la rimozione degli aerogeneratori, eliminando l’origine unica di tale impatto (la visibilità degli aerogeneratori a distanza), costituirà garanzia di **reversibilità totale** dello stesso.

Misure di mitigazione. L’impatto visivo di un impianto eolico non può essere in alcun modo evitato.

Tuttavia, al fine di rendere minimo l’impatto visivo delle varie strutture del progetto e contribuire, per quanto possibile, alla loro integrazione paesaggistica, si adotteranno le seguenti soluzioni:

- Nel posizionamento degli aerogeneratori si è utilizzato il classico posizionamento a cluster con i quindici aerogeneratori disposti su più file ciascuna costituita da uno a cinque aerogeneratori. La disposizione degli aerogeneratori sulle file è ad arco, che si dispongono perpendicolari alla direzioni principali da cui spira il vento NW e SE. Il territorio in cui si inserisce l’impianto è quello tipico del mosaico del Piana Salentina senza una direzione preferenziale. Le geometrie del territorio sono allora dettate dalla viabilità principale, in particolare la SS7ter nella direzione E-O da San Pancrazio a Manduria e la SP144 che parte da Avetrana in direzione Ovest verso Salice Salentino. Possiamo pertanto affermare che il posizionamento degli aerogeneratori finisce per assecondare le principali geometrie del territorio.
- La viabilità di servizio sarà finita con materiali drenanti tufacei di origine naturale, tipiche della zona
- Tutti i cavidotti dell’impianto saranno interrati e l’impianto è molto vicino al punto di connessione alla RTN (circa 2 km)
- Le torri degli aerogeneratori saranno tinteggiate con vernici di colore bianco opaco antiriflettenti
- Le segnalazioni aeree notturne e diurne saranno limitate agli aerogeneratori terminali del parco eolico. La segnalazione diurna sarà realizzata con pale a bande rosse e bianche; la segnalazione notturna con luci rosse conformi alle normative aeronautiche
- Non sono previste cabine di trasformazione a base torre, né altri vani tecnici
- Gli aerogeneratori saranno installati in un’area pianeggiante, con altezza (base torre) di installazione intorno ai 57/63 m s.l.m. La disposizione degli aerogeneratori è, come detto, a

cluster. Ciò in assoluto accordo a con letteratura tecnica di riferimento che allo scopo di limitare l'impatto, suggerisce di avere una disposizione a cluster in aree pianeggianti.

•

24. Conclusioni sull'analisi degli impatti

I risultati dello studio condotto per le diverse componenti ambientali interferite in maniera significativa si possono riassumere nella tabella sotto riportata.

COMPONENTE	FASE DI COSTRUZIONE	FASE DI ESERCIZIO	FASE DI DISMISSIONE
ATMOSFERA	T-	B+	T-
RADIAZIONI NON IONIZZANTI		BB -	
SUOLO E SOTTOSUOLO	MB	B -	T +
RUMORE E VIBRAZIONI	BB -	B -	BB -
ECOSISTEMI	B -	MB -	B -
FAUNA	T -	MB -	T -
VEGETAZIONE	B -	B -	T -
PAESAGGIO E PATRIMONIO STORICO-ARTISTICO	B -	MA	T -

Sintesi degli impatti

Fase di costruzione

Analizzando la tabella emerge che nella **fase di costruzione** gli unici impatti significativi sono dovuti alla costruzione delle strade di collegamento e delle aree di lavorazione che producono interazioni con la pedologia e la morfologia delle aree direttamente interessate. Le conseguenze di tali impatti saranno mitigate mediante le attività di ripristino ambientale che riporteranno i luoghi ad una situazione molto simile a quella originaria. Le strade di collegamento non saranno pavimentate integrandosi con le numerose strade interpoderali già esistenti. Ulteriori modesti impatti saranno prodotti dalla rumorosità emessa durante le operazioni di costruzione e dalle polveri sollevate. Tali impatti sono da considerarsi modesti per la durata limitata nel tempo e la bassa magnitudo.

Fase di esercizio

Nella **fase di esercizio**, gli impatti principali sono rappresentati dall'inquinamento visivo e dal disturbo arrecato alla fauna e agli ecosistemi, in misura minore il rumore.

Impatto visivo

L'analisi quantitativa dell'impatto visivo, è stata condotta avvalendosi degli indici numerici di Valore del Paesaggio VP e Visibilità dell'Impianto VI che danno una base per la valutazione complessiva dell'impatto del progetto.

E' evidente che gli aerogeneratori sono visibili in un'area che si estende anche oltre gli 11 km considerati nello Studio di Impatto di visivo è altresì evidente, però, che di fatto già ad una distanza

di 8-9 km la *visibilità* degli aerogeneratori di fatto non genera necessariamente *impatto visivo*.

Più in generale e quindi riferendosi anche alle aree più vicine, fattori che generano una mitigazione sono legati alle caratteristiche proprie dell'area e si possono riassumere nei seguenti punti.

- La morfologia del territorio prevalentemente pianeggiante, senza la presenza di veri e propri punti sopraelevati panoramici, è tale da limitare molto la visibilità dell'impianto; spesso la libertà dell'orizzonte è impedita dalla presenza di ostacoli anche singoli e puntuali;
- La presenza diffusa di alberature anche non estese e quindi non segnalate nella cartografia, oltre a quella persistente dei segni della antropizzazione dell'area (in particolare recinzioni e alberature perimetrali lungo le strade, edifici medio-piccoli anche in zone rurali, sostegni di linee elettriche e telefoniche aeree) costituiscono una costante nelle riprese fotografiche, per le quali spesso è stato difficoltoso individuare una posizione con orizzonte sufficientemente libero;
- Si è posta attenzione alla verifica dell'impatto nelle posizioni più favorevoli dal punto di vista della morfologia: le piccole alture a sud, Monte della Marina e Masseria Monteruga hanno caratteristiche tali che da subire un impatto più significativo rispetto alle aree circostanti, ma sono di fatto aree a bassissima frequentazione; di contro le posizioni a Nord, abitato di Oria e cordone dunale fossile che da Oria si estende verso Est, più soggette a presenze di persone, sono però a distanza tale dall'area di progetto da rendere scarsamente significativa la presenza dell'impianto all'orizzonte.

Osserviamo anche che per quanto riguarda le zone costiere generalmente più interessate ai flussi turistici non esiste alcuno studio che abbia dimostrato una correlazione negativa tra luoghi di frequentazione turistica ed esistenza in prossimità degli stessi di parchi eolici.

Impatto su flora fauna ed ecosistemi

L'impatto sulle componenti arbustive intorno ai muretti a secco (macchia) è comunque limitato ad alcuni punti, ovvero puntuale e non esteso a vaste aree.

L'impatto sulle componenti arbustive intorno ai muretti a secco è reversibile nel momento in cui si avrà cura di non effettuare estirpazione ma solo potature, in modo da permettere una immediata ricrescita delle specie arboree. Qualora si dovesse ricorrere puntualmente e per poche unità all'estirpazione, terminata la fase di cantiere sarà possibile effettuare il reimpianto delle stesse specie. Nel caso in esame si evidenzia che il sito prescelto non insiste in prossimità della costa, dove si verificano le concentrazioni dei migratori. L'area si presenta pianeggiante ed ampiamente destinata a colture agricole. Non sussistono, pertanto, condizioni che determinano la concentrazione di migratori per effetto "imbuto" (che si verifica nei valichi montani, negli stretti e nei canali sul mare, ecc.) fatta eccezione per la presenza di un unico sito con habitat naturali. Qui si possono formare concentrazioni di uccelli che utilizzano il sito quale dormitorio o area trofica. Inoltre l'impianto non insiste in aree forestali. Nessun dato bibliografico però riporta concentrazioni significative all'interno di tale sito.

Il sito si presenta nel complesso di discreto interesse faunistico, nonostante la destinazione prevalentemente agricola, per la presenza dei suddetti habitat naturali. La fauna stanziale è costituita da specie sinantropiche nelle aree agricole e da specie d'interesse naturalistico negli habitat naturali. La presenza faunistica maggiore è rappresentata dall'avifauna migratrice, di cui solo alcune specie svernano e poche sono quelle che nidificano.

Il totale delle specie presenti nell'area nell'anno è di 87, di cui n°62 uccelli, 16 mammiferi, 6 rettili e 3 anfibi. Gli uccelli appartengono a 8 ordini sistematici, 42 sono le specie di passeriformi e 20 di non passeriformi. Appartengono all'allegato II della Dir. Uccelli n° 12 specie di uccelli, all'allegato II della Dir. Habitat 2 specie di rettile e all'all. IV della stessa Dir n°2 mammiferi, 4 di rettili e 1 di anfibi.

Il sito non è stato oggetto mai oggetto di studio avifaunistico. Allo stato attuale delle conoscenze, che derivano da esperienza personale degli esperti e da dati raccolti per il presente studio, si ritiene medio-

bassa la probabilità di interazioni tra la costruzione del parco eolico e i migratori. Una osservazione diretta dovrebbe essere riferita a più periodi nell'anno.

Alcun impatto è previsto a carico della fauna stanziale (mammiferi, rettili ed anfibi) poiché attestata nelle aree naturali non interessate dal progetto.

Sono stati stimati i possibili impatti sull'avifauna considerando i fattori determinanti, ossia la localizzazione geografica del sito, prescelto per il progetto, la sua morfologia, le caratteristiche ambientali, la funzione ecologica dell'area, le specie di fauna presenti.

Il rischio di collisioni tra avifauna e una centrale eolica sull'avifauna è reale. È strettamente correlato alla densità di individui e alle caratteristiche delle specie che frequentano l'area, in particolare allo stile di volo, alle dimensioni e alla fenologia, alla tipologia degli aerogeneratori, al numero e al posizionamento.

Allo stato attuale delle conoscenze non è possibile una stima attendibile del numero di collisioni che la realizzazione di un progetto di impianto eolico può procurare, se non attraverso un monitoraggio della fase di esercizio dell'opera.

Le specie ornitiche maggiormente a rischio sono quelle dalle dimensioni corporee medio-grandi, comprese negli ordini sistematici di ciconiformi, accipitriformi, falconiformi, gruiformi e strigiformi. Nella tabella che segue sono dettagliati i rischi di impatto per ogni specie, in considerazione anche delle abitudini comportamentali.

Per i chiroteri, non sono noti, nelle immediate vicinanze, siti riproduttivi. Nessuna conoscenza è disponibile rispetto alla presenza di rotte migratorie dei chiroteri.

In definitiva il rischio di collisioni tra avifauna e pale eoliche esiste ma è difficile indicarne l'entità, che in realtà si presume sia molto bassa.

Caratteristiche del progetto che mitigano la possibilità di collisioni con l'avifauna sono:

- utilizzo delle torri tubolari anziché a traliccio, più facilmente individuabili dagli uccelli in volo;
- raggruppamento degli aerogeneratori, disposti su più file anziché su una lunga fila
- mancanza di un reale effetto barriera atteso che gli aerogeneratori sono molto distanti tra loro;
- utilizzo di aerogeneratori a bassa velocità di rotazione (4-12 giri/minuto);
- colorazione a bande bianche e rosse delle pale
- interrimento dei cavi di media tensione ed assenza di linee aree di alta tensione;
- contenimento dei tempi di costruzione.

Infine si ritiene remoto la possibilità che la realizzazione dell'impianto eolico in progetto possa determinare in maniera irreversibile la perdita delle caratteristiche dell'habitat naturale.

Impatto acustico

Per quanto concerne l'impatto acustico nell'area secondo quanto emerso dai rilievi e dalle simulazioni eseguite si può concludere che:

- 1) il monitoraggio acustico eseguito fotografa in modo appropriato il clima sonoro della generalità dei ricettori presenti nel territorio agricolo interessato dal progetto del parco eolico.
- 2) L'impatto acustico generato dagli aerogeneratori, sarà tale da rispettare i limiti imposti dalla normativa, per il periodo diurno e notturno, sia per i livelli di emissione sia per quelli di immissione;
- 3) relativamente al criterio differenziale, le immissioni di rumore, che saranno generate dagli aerogeneratori in progetto, ricadono, per i ricettori considerati (ovvero gli edifici rurali abitati più vicini agli aerogeneratori), nella non applicabilità del criterio, in quanto ogni effetto del

rumore è da ritenersi trascurabile (art. 4, comma 2 del DPCM 14/11/97);

- 4) il traffico indotto dalla fase di esercizio, non risulta tale da determinare incrementi di rumorosità sul clima sonoro attualmente presente.

Uso del suolo

Come più volte affermato l'impianto eolico sarà realizzato in un'area di ormai secolare antropizzazione agricola. In termini di uso del suolo in fase di esercizio l'impianto occuperà complessivamente un'area di circa 3,7 ha (2.500 mq per aerogeneratore). Pertanto l'occupazione territoriale è evidentemente molto bassa soprattutto se commisurata alla notevole quantità di energia prodotta dall'impianto, oltre 152 GWh/anno, corrispondente al consumo annuo medio di 56.300 famiglie composte da 4 persone.

Fase di dismissione

Infine, nella **fase di dismissione**, gli impatti prodotti saranno analoghi a quelli durante la fase di costruzione, tipici di lavorazioni di cantiere. Si sottolinea come le operazioni di ripristino e la completa smantellabilità degli aerogeneratori, permetterà, al termine di vita dell'impianto, la totale reversibilità degli impatti prodotti.

La realizzazione del Progetto apporterebbe i seguenti benefici ambientali, tecnici ed economici:

- riduce le emissioni globali di anidride carbonica, contribuendo a combattere i cambiamenti climatici prodotti dall'effetto serra e a raggiungere gli obiettivi assunti dall'Unione Europea con l'adesione al protocollo di Kyoto;
- induce sul territorio interessato benefici occupazionali e finanziari sia durante la fase di costruzione che durante l'esercizio degli impianti.

Inoltre vale la pena, ancora una volta, rimarcare che **tutti gli impatti sono reversibili**: terminata la vita utile dell'impianto, che ricordiamo è autorizzato ad un esercizio di 20 anni, potrà essere eseguito lo smantellamento dello stesso e tutti gli impatti prodotti (visivo, rumore, su flora fauna, utilizzo del suolo) cesseranno di esistere

Alla luce delle analisi svolte, si ritiene che il Progetto sia complessivamente compatibile con l'ambiente ed il territorio in cui esso si inserisce, inoltre tutti gli impatti prodotti dalla realizzazione dell'impianto eolico sono reversibili, e terminano all'atto di dismissione dell'opera a fine della vita utile (20 anni).

6. ELENCO PRINCIPALI ACRONIMI

PPTR	Piano Paesaggistico Territoriale Regionale
TOC	Trivellazione Orizzontale Controllata
SE TERNA	Stazione Elettrica Terna
SSE	Sotto Stazione Elettrica
BR	Provincia di Brindisi
TA	Provincia di Taranto
LE	Provincia di Lecce
DPA	Distanza di Prima Approssimazione per il campo elettromagnetico
CTR	Carta Tecnica Regionale
AdB	Autorità di Bacino della Puglia
PTA	Piano di Tutela delle Acque
WTG	Wind Generator Turbine (aerogeneratore)
NTA	Norme Tecniche di Attuazione
PRG	Piano Regolatore Generale