

Regione Puglia

COMUNI DI MARUGGIO(TA)-MANDURIA(TA)-SAVA(TA)
AVETRANA(TA)-ERCHIE(BR)

**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 49,60 MW ALIMENTATO DA
FONTE EOLICA DENOMINATO "MESSAPIA ENERGIA"**

PROGETTO DEFINITIVO PARCO EOLICO "MESSAPIA ENERGIA"



Codice Impianto: BAEQU27

Tav.:	Titolo:
R01	RELAZIONE GENERALE

Scala:	Formato Stampa:	Codice Identificatore Elaborato
n.d.	A4	BAEQU27_RelazioneGenerale_R01



Progettazione:	Committente:
 <p>Gruppo di progettazione: Ing. Santo Masilla - Responsabile Progetto Ing. Francesco Masilla</p> <p><small>Via Aosta n.30 - cap 10152 TORINO (TO) P.Iva 12400840018 - REA TO-1287260 Amm.re Soroush Tabatabaei</small></p>	<p>ENERGIA LEVANTE s.r.l. Via Luca Gaurico n.9/11 Regus Eur - 4° piano - Cap 00143 ROMA P.IVA 10240591007 - REA RM1219825 - energialevantesrl@legalmail.it www.sserenewables.com - Tel.: +39 0654831</p> <p>Società del Gruppo</p>  <p>For a better world of energy</p>
Indagini Specialistiche :	

Data	Motivo della revisione:	Redatto:	Controllato:	Approvato:
Luglio 2022	Prima emissione	F.M.	S.M.	G.M.



	Relazione Generale		
	Elaborato: BAEQU27_RelazioneGenerale_R01	Rev. 0	

Sommario

1.	DESCRIZIONE GENERALE DEL PROGETTO	3
1.1.	Finalità dell'intervento	3
1.2.	Descrizione e livello qualitativo dell'opera	3
2.	CONTESTO NORMATIVO DI RIFERIMENTO	5
2.1.	Principali norme comunitarie	5
2.2.	Principali norme nazionali.....	5
2.3.	Legislazione Regionale e Normativa Tecnica, principali riferimenti.....	6
3.	STRATEGIA ENERGETICA NAZIONALE.....	8
4.	PROFILO LOCALIZZATIVO DEL PROGETTO.....	9
4.1.	Principali caratteristiche dell'area di progetto.....	9
	Vigneto – Uliveti – Alberature varie	17
4.1.	Impianti FER presenti nell'area e nell'area vasta.....	18
4.2.	Aspetti geologici ed idrogeologici dell'area.....	19
4.3.	Aspetti geotecnici e criteri di progettazione strutturale	24
4.4.	Cavidotto: interferenze ed interazioni	28
5.	PROFILO PRESTAZIONALE DEL PROGETTO.....	29
5.1.	Principali caratteristiche del progetto	29
5.1.1.	Aerogeneratori.....	29
5.1.2.	Coordinate Aerogeneratori	30
5.1.3.	Segnalazione aerea notturna e diurna	31
5.1.4.	Fondazioni	32
5.1.5.	Piazzole di montaggio	35
5.1.6.	Trincee e cavidotti MT.....	36
5.1.7.	Sottostazione elettrica di connessione e consegna.....	36
5.1.8.	<i>Stazione Elettrica di Trasformazione (SET TERNA)</i>	37
	5.1.8.1 Descrizione delle opere	37
	5.1.8.2 Ubicazione dell'opera	37
6.1.	Trasporti eccezionali	41
6.1.1.	Strade e piste di cantiere.....	43
6.1.2.	Regimazione idraulica	44
6.1.3.	Ripristini.....	46
6.1.4.	Scelta aerogeneratori	46
6.1.5.	Calcoli strutture	46
6.1.6.	Dimensionamento elettrico.....	47
6.1.7.	Cronoprogramma esecutivo.....	47
7.	COSTI E BENEFICI.....	44
7.1.	Costo di produzione dell'energia da fonte eolica (LCOE)	44
7.2.	Costi esterni.....	47
7.2.1.	Benefici globali	52
7.3.	Benefici locali.....	57
7.4.	Confronto tra costi esterni e benefici locali e globali.....	58
8.	RESIDUI ED EMISSIONI – IMPATTI AMBIENTALI.....	59

	Relazione Generale		
	Elaborato: BAEQU27_RelazioneGenerale_R01	Rev. 0	

8.1.1. Residui ed emissioni per la costruzione dei componenti di impianto.....	59
8.1.2. Residui ed emissioni nella fase di realizzazione dell'impianto	59
8.1.3. Residui ed emissioni nella fase di esercizio dell'impianto	60
8.1.4. Inquinamento e disturbi ambientali	60
9. ELENCO ENTI	62

	Relazione Generale		
	Elaborato: BAEQU27_RelazioneGenerale_R01	Rev. 0	

1. DESCRIZIONE GENERALE DEL PROGETTO

1.1. Finalità dell'intervento

Scopo del progetto è la realizzazione di un "Parco Eolico" per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile (vento) e l'immissione dell'energia prodotta, attraverso un'opportuna connessione, nella Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) da erigersi nei Comuni di Maruggio e Manduria in provincia di Taranto, con opere di connessione e cavidotto nei Comuni di MARUGGIO (TA), MANDURIA (TA), SAVA (TA), AVETRANA (TA), ERCHIE (BR).

Ditta proponente ENERGIA LEVANTE s.r.l. cap 1043 ROMA.



1.2. Descrizione e livello qualitativo dell'opera

I principali componenti dell'impianto sono:

- N.8 generatori eolici installati su torri tubolari in acciaio con fondazioni in c.a.;
- le linee elettriche di media tensione in cavo interrate, con tutti i dispositivi di sezionamento e protezione necessari;
- la Sottostazione di Trasformazione (SET) MT/MT e connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale, ovvero tutte le apparecchiature (interruttori, sezionatori, TA, TV, ecc.) necessarie alla realizzazione della connessione elettrica dell'impianto.
- Cabine di commutazione impianto MT/MT ubicata in prossimità della SET produttore;
- Cabina di misura (CM) ubicata in prossimità della SET TERNA 36/380kV di consegna;
- SET TERNA 36/380kV stazione elettrica Terna di consegna in cui si verifica l'arrivo della linea a 36kV dall'impianto eolico e collegamento alla RTN.

E' prevista l'installazione di n.8 generatori eolici con altezza al mozzo di 115 m e diametro rotore 170m. L'energia elettrica prodotta a 690 V in c.a. dagli aerogeneratori installati sulle torri, viene prima trasformata a 30 kV (da un trasformatore all'interno di ciascun aerogeneratore) e quindi immessa in una rete in cavo a 30 kV (interrata) per il trasporto alla SET, dove subisce una ulteriore trasformazione di tensione (30/36 kV) prima dell'immissione nella rete TERNA(RTN) di SMISTAMENTO a 36/380 kV.



Opere accessorie, e comunque necessarie per la realizzazione del parco eolico, sono le strade di collegamento e accesso (piste), nonché le aree realizzate per la costruzione delle torri (aree lavoro gru o semplicemente piazzole). Terminati i lavori di costruzione, strade e piazzole sono ridotte nelle dimensioni (con ripristino dello stato dei luoghi) ed utilizzate in fase di manutenzione dell'impianto.

	Relazione Generale		
	Elaborato: BAEQU27_RelazioneGenerale_R01	Rev. 0	

In relazione alle caratteristiche plano-altimetriche, al numero ed alla tipologia di torri e generatori eolici da installare (8 aerogeneratori della potenza unitaria di 6,2 MW, per una potenza complessiva di 49,6MW), si stima per ciascun aerogeneratore del parco eolico una produzione di energia elettrica di almeno 2.960 ore equivalenti/anno, corrispondenti ad una produzione totale non inferiore a 146.805 MWh/anno.

Tutte le componenti dell'impianto sono progettate per un periodo di vita utile di 30 anni, senza la necessità di sostituzioni o ricostruzioni di parti. Un impianto eolico tipicamente è autorizzato all'esercizio, dalla Regione Puglia, per 20 anni. Dopo tale periodo si prevede lo smantellamento dell'impianto ed il ripristino delle condizioni preesistenti in tutta l'area, ivi compresa la distruzione (parziale) e l'interramento sino ad un 1m di profondità dei plinti di fondazione.

Tutto l'impianto e le sue componenti, incluse le strade di comunicazione all'interno del sito, saranno progettate e realizzate in conformità a leggi e normative vigenti.

	Relazione Generale		
	Elaborato: BAEQU27_RelazioneGenerale_R01	Rev. 0	

2. CONTESTO NORMATIVO DI RIFERIMENTO

2.1. Principali norme comunitarie



I principali riferimenti normativi in ambito comunitario sono:

- **Direttiva 2001/77/CE** del Parlamento Europeo e del Consiglio, del settembre 2001, sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità.
- **Direttiva 2006/32/CE** del Parlamento Europeo e del Consiglio, del 5 aprile 2006, concernente l'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e recante l'abrogazione della Direttiva 93/76/CE del Consiglio.
- **Direttiva 2009/28/CEE** del Parlamento Europeo e del Consiglio, del 23 aprile 2009, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE.

2.2. Principali norme nazionali

In ambito nazionale, i principali provvedimenti che riguardano la realizzazione di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili o che la incentivano sono:

- **D.P.R.12 aprile 1996.**Atto di indirizzo e coordinamento per l'attuazione dell'art. 40, comma 1, della legge n. 146/1994, concernente disposizioni in materia di valutazione di impatto ambientale.
- **D.lgs. 112/98.**Conferimento di funzioni e compiti amministrativi dello Stato alle Regioni ed agli Enti Locali, in attuazione del Capo I della Legge 15 marzo 1997, n. 59.
- **D.lgs. 16marzo1999 n. 79.** Recepisce la direttiva 96/92/CE e riguarda la liberalizzazione del mercato elettrico nella sua intera filiera: produzione, trasmissione, dispacciamento, distribuzione e vendita dell'energia elettrica, allo scopo di migliorarne l'efficienza.
- **D.lgs. 29 dicembre 2003 n. 387.** Recepisce la direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità. Prevede fra l'altro misure di razionalizzazione e semplificazione delle procedure autorizzative per impianti per la produzione di energia da fonte rinnovabile.
- **D.lgs 152/2006 e s.m.i.** Norme in materia ambientale
- **D.lgs. 115/2008** Attuazione della Direttiva 2006/32/CE relativa all'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e abrogazione della Direttiva 93/76/CE.



	Relazione Generale		
	Elaborato: BAEQU27_RelazioneGenerale_R01	Rev. 0	

- **Piano di azione nazionale per le energie rinnovabili** (direttiva 2009/28/CE) approvato dal Ministero dello Sviluppo Economico in data 11 giugno 2010.
- **D.M. 10 settembre 2010 Ministero dello Sviluppo Economico. Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili.** Definisce le regole per la trasparenza amministrativa dell'iter di autorizzazione nell'accesso al mercato dell'energia; regola l'autorizzazione delle infrastrutture connesse e, in particolare, delle reti elettriche; determina i criteri e le modalità di inserimento degli impianti nel paesaggio e sul territorio, con particolare riguardo agli impianti eolici (*Allegato 4 Impianti eolici: elementi per il corretto inserimento degli impianti nel paesaggio*).
- **D.lgs. 3 marzo 2011 n. 28.** Definisce strumenti, meccanismi, incentivi e quadro istituzionale, finanziario e giuridico, necessari per il raggiungimento degli obiettivi fino al 2020 in materia di energia da fonti rinnovabili, in attuazione della direttiva 2009/28/CE e nel rispetto dei criteri stabiliti dalla legge 4 giugno 2010 n. 96.
- **SEN Novembre 2017.** Strategia Energetica Nazionale – documento per consultazione. Il documento è stato approvato con Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico e Ministro dell'Ambiente del 10 novembre 2017.
- **PNRR D.L. n.77 del 31/5/2021 convertito in Legge 108 del 21 luglio 2021**

2.3. Legislazione Regionale e Normativa Tecnica, principali riferimenti

I principali riferimenti normativi seguiti nella redazione del progetto e della presente relazione sono:

- **L.R. n. 11 del 12 aprile 2001.**
- **Delibera G.R. n. 131 del 2 marzo 2004** Linee Guida per la valutazione ambientale in relazione alla realizzazione di impianti eolici nella Regione Puglia;
- **PEAR Regione Puglia** adottato con Delibera di G.R. n.827 del 08-06-2007;
- **Legge regionale n. 31 del 21/10/2008**, norme in materia di produzione da fonti rinnovabili e per la riduzione di immissioni inquinanti e in materia ambientale;
- **PPTR – Puglia** Piano Paesaggistico Tematico Regionale - Regione Puglia;
- **Linee Guida per la realizzazione di impianti eolici nella Regione Puglia** – a cura dell'assessorato all'Ambiente Settore Ecologia del Gennaio 2004;
- **Deliberazione della Giunta Regionale n. 3029 del 30 dicembre 2010**, Approvazione della Disciplina del procedimento unico di autorizzazione alla realizzazione ed all'esercizio di impianti di produzione di energia elettrica;



	Relazione Generale		
	Elaborato: BAEQU27_RelazioneGenerale_R01	Rev. 0	

- **Regolamento Regionale n. 24/2010** Regolamento attuativo del Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 10 settembre 2010, "*Linee Guida per l'Autorizzazione degli impianti alimentati da fonte rinnovabile*", recante l'individuazione di aree e siti non idonei all'installazione di specifiche tipologie di impianti alimentati da fonti rinnovabili nel territorio della Regione Puglia;
- **Regolamento Regionale 30 novembre 2012, n. 29** - Modifiche urgenti, ai sensi dell'art. 44 comma 3 dello Statuto della Regione Puglia (L.R. 12 maggio 2004, n. 7), del Regolamento Regionale 30 dicembre 2012, n. 24 "Regolamento attuativo del Decreto del Ministero dello Sviluppo del 10 settembre 2010 Linee Guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, recante la individuazione di aree e siti non idonei alla installazione di specifiche tipologie di impianti alimentati da fonti rinnovabili nel territorio della Regione Puglia.";
- **Delibera di Giunta Regionale n. 2122 del 23/10/2012** con la quale la Regione Puglia ha fornito gli indirizzi sulla valutazione degli effetti cumulativi di impatto ambientale con specifico riferimento a quelli prodotti da impianti per la produzione di energia da fonte rinnovabile.

Inoltre, gli impianti e le reti di trasmissione elettrica saranno realizzate in conformità alle normative CEI vigenti in materia, alle modalità di connessione alla rete previste dal GSE e da TERNA, con particolare riferimento alla Norma CEI 0-16, Regole tecniche di connessione per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica.

Per quanto concerne gli aspetti di inquadramento urbanistico del progetto, i principali riferimenti sono:

- PPTR Piano Paesaggistico Territoriale– PPTR Regione Puglia, con riferimenti anche al PUTT/P ("Piano Urbanistico Territoriale Tematico "Paesaggio") - Regione Puglia (sebbene non più in vigore);
- PRG di Maruggio (TA) dove ricade l'area di impianto;
- PRG di Manduria (TA) dove ricade l'area di impianto;
- PRG di Erchie (BR) dove ricade parte dell'elettrodotto aereo;
- PRG di Avetrana (TA) dove ricade la cabina di connessione alla RTN e parte del cavidotto.

	Relazione Generale		
	Elaborato: BAEQU27_RelazioneGenerale_R01	Rev. 0	

3. STRATEGIA ENERGETICA NAZIONALE

La Strategia Energetica Nazionale (SEN) è stata approvata con Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico e dal Ministero dell'Ambiente il 10 novembre 2017, nonché inserita come attività prioritaria nel Piano Nazionale di Resilienza PNRR approvato con Legge 29 luglio 108.

Obiettivi dichiarati di tale strategia sono:

- Aumento della competitività del Paese allineando i prezzi energetici a quelli europei;
- Migliorare la sicurezza dell'approvvigionamento e della fornitura;
- Decarbonizzare il sistema energetico in linea con gli obiettivi di lungo termine dell'Accordo di Parigi

Lo stesso documento afferma che la crescita economica sostenibile sarà conseguenza dei tre obiettivi e sarà perseguita attraverso le seguenti priorità di azione:

- 1- Lo sviluppo delle rinnovabili;
- 2- L'efficienza energetica;
- 3- La sicurezza energetica;
- 4- La competitività dei Mercati Energetici;
- 5- L'accelerazione della decarbonizzazione;
- 6- Tecnologia, Ricerca e Innovazione

E' evidente che un ulteriore sviluppo delle energie rinnovabili costituisce uno dei punti principali (se non addirittura il principale) per il conseguimento degli obiettivi del SEN. Benché l'Italia abbia raggiunto con largo anticipo gli obiettivi rinnovabili del 2020, con una penetrazione del 17,5% sui consumi già nel 2015, l'obiettivo indicato nel SEN è del 27% al 2030. In particolare le rinnovabili elettriche dovrebbero essere portate al 48-50% nel 2030, rispetto al 33,5% del 2015. Il SEN propone di concentrare l'attenzione sulle tecnologie rinnovabili mature, quali il grande eolico, vicine al market parity, che dovranno essere sostenute non più con incentivi alla produzione ma con sistemi che facilitino gli investimenti.

E' evidente pertanto che l'impianto in progetto è coerente con gli obiettivi e le strategie proposte dal SEN.

4. PROFILO LOCALIZZATIVO DEL PROGETTO

4.1. Principali caratteristiche dell'area di progetto

Il progetto di Parco Eolico prevede la realizzazione di 8 aerogeneratori ed opere connesse posizionati in un'area agricola nel territorio comunale di Maruggio (Ta) - Manduria (Ta) - Sava (Ta) - Avetrana (Ta) - Erchie (Br).

Rispetto all'area di impianto gli abitati più vicini sono:

- Torricella (Ta) Km 2,2 a est dell'aerogeneratore TR05;
- Sava (Ta) 4,70 Km a nord dell'aerogeneratore TR05 e 4,3 km dall'aerogeneratore TR06;
- Manduria (Ta) 3,8Km a nord dell'aerogeneratore TR07;
- Uggiano Montefusco (frazione di Manduria) 4,3 km a nord-est dell'aerogeneratore TR06 e 4,0 km a nord-ovest dall'aerogeneratore TR08;
- Avetrana (Ta) 7,1 km a est dell'aerogeneratore TR01;
- San Pietro in Bevagna (frazione di Manduria) 5,2 km a est dell'aerogeneratore TR01;
- Maruggio (Ta) 2,0 km a nord dell'aerogeneratore TR02,
1,90 km a nord dell'aerogeneratore TR03 e 3,0 km a nord-ovest dell'aerogeneratore TR04

La distanza dalla costa ionica è di circa 4,83 km dall'aerogeneratore TR01 e 5,2 km dall'aerogeneratore TR02.



Ubicazione impianto eolico e distanza dai Comuni

Come da soluzione tecnica e da progetto di connessione validato da TERNA S.p.a., è previsto che la connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale avvenga in corrispondenza del nodo rappresentato dalla SE TERNA di Erchie (in agro di Erchie - BR), nelle immediate vicinanze della quale sarà realizzata una Sottostazione Elettrica Utente (SET) di trasformazione e consegna. Il cavidotto in media tensione di connessione Parco Eolico – SET Utente sarà interrato ed interesserà i territori comunali di Avetrana (TA) ed Erchie (BR). La connessione tra SET Utente - SET TERNA Avetrana avverrà in cavo interrato MT a 36 kV ed avrà una lunghezza di 16,785 km.

L'Area di Intervento di circa 730 ettari propriamente detta ricade nei Comuni di Manduria e Maruggio della provincia di Taranto.





Ubicazione impianto eolico – area sottesa

Delimitata a Sud dal Comune di Maruggio (Ta), a ovest dal confine del Comune di Torricella (Ta), a Nord dal confine del Comune di Sava (Ta) e dal Comune di Manduria (Ta), a ovest dal Comune di Avetrana.

L'impianto è posto in un'area quadrangolare delimitata approssimativamente a est dalla SP137 che collega Manduria con San Pietro in Bevagna (località marina), a sud dalla SP141 che collega il Comune di Maruggio con Avetrana.

L'Area di Intervento presenta le caratteristiche tipiche del “mosaico” del Tavoliere Salentino:

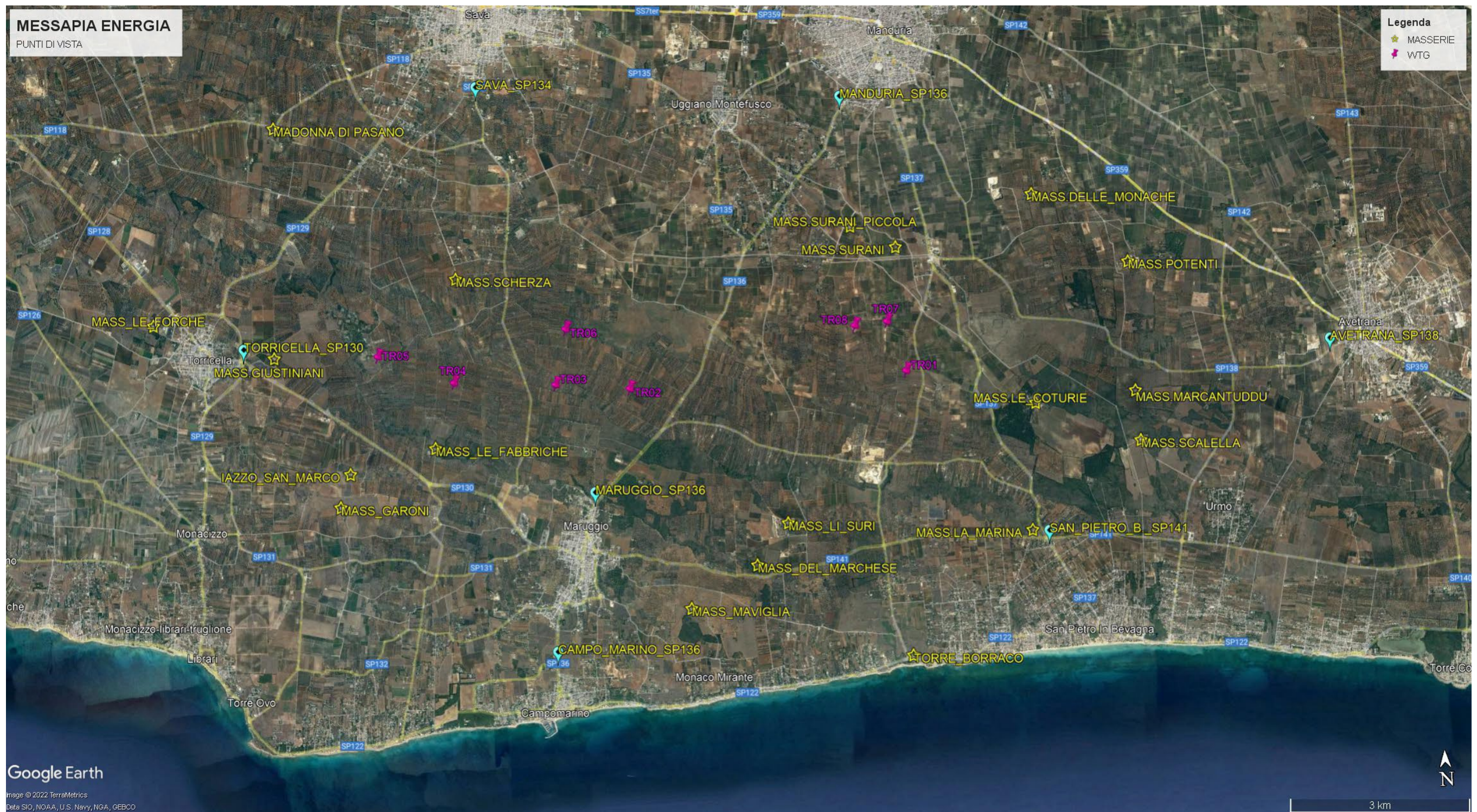
	Relazione Generale		
	Elaborato: BAEQU27_RelazioneGenerale_R01	Rev. 0	

uliveti che si alternano a vigneti con abbondanti aree a seminativo separati fra loro e delimitati da sporadici muretti a secco. All'interno dell'area di intervento, a nord, è anche presente una



zona a macchia di tipo relittuale non interessata direttamente dagli aerogeneratori e dalle infrastrutture di impianto (strade, piazzole, cavidotti). Tutti gli aerogeneratori ricadono in aree che non interessano vigneti ed uliveti di particolare pregio o alberature secolari.

Le masserie più vicine sono:

1. Masseria Giustiniani, in agro di Manduria: 1.700 m dall'aerogeneratore n. TR05 di progetto;
2. Masseria Scerza, in agro di Sava: 1.600 m dall'aerogeneratore TR04 di progetto;
3. Masseria Surani Piccola, in agro di Manduria: 1.750 m dall'aerogeneratore TR08 di progetto;
4. Masseria Surani, in agro di Manduria: 1.300 m dall'aerogeneratore TR07 di progetto;
5. Masseria Delle Monache, in agro di Manduria: 3.200 m dall'aerogeneratore TR07 di progetto;
6. Masseria Potenti, in agro di Manduria: 4.170 m dall'aerogeneratore TR01 di progetto;
7. Masseria Marcantuddu, in agro di Manduria: 3.800 m dall'aerogeneratore TR01 di progetto;
8. Masseria Scalella, in agro di Manduria: 4.000 m dall'aerogeneratore TR01 di progetto;
9. Masseria Coturie, in agro di Manduria: 2.200 m dall'aerogeneratore TR01 di progetto;
10. Masseria Marina, in agro di Manduria: 3.300 m dall'aerogeneratore TR01 di progetto;
11. Masseria Borraco, in agro di Manduria: 4.600 m dall'aerogeneratore TR01 di progetto;
12. Masseria Li Suri, in agro di Manduria: 3.300 m dall'aerogeneratore TR02 di progetto;
13. Masseria Del Marchese, in agro di Manduria: 3.500 m dall'aerogeneratore TR02 di progetto;
14. Masseria Le Fabbriche, in agro di Maruggio: 1.090 m dall'aerogeneratore TR04 di progetto;
15. Iazzo San Marco, in agro di Maruggio: 1.900 m dall'aerogeneratore TR05 di progetto;
16. Masseria Garroni, in agro di Maruggio: 2.700 m dall'aerogeneratore TR04 di progetto;
17. Masseria Maviglia, in agro di Maruggio: 3.700 m dall'aerogeneratore TR02 di progetto;
18. Madonna di Pasano, in agro di Sava: 4.200 m dall'aerogeneratore TR05 di progetto;
19. Masseria Le Forche, in agro di Torricella (Ta): 3.700 m dall'aerogeneratore TR05 di progetto.



Planimetria con indicazione delle Masserie censite nel perimetro del parco eolico

	Relazione Generale		
	Elaborato: BAEQU27_RelazioneGenerale_R01	Rev. 0	



La distanza dall'edificio rurale abitato più vicino è di circa 550 m; fabbricato a est di TR01.

La distanza minima da strade provinciali è di almeno 315 m, TR01 da SP137 per Borraco.

L'accesso alle aree del sito sarà oggetto di studio dettagliato in fase di redazione del progetto esecutivo, i principali componenti di impianto (navicelle, pale) arriveranno dal porto di Taranto, secondo un percorso meglio dettagliato più avanti.

Il progetto è stato elaborato nel rispetto puntuale del sistema delle tutele introdotto dal PPTR ed articolato nei beni paesaggistici ed in ulteriori contesti paesaggistici con riferimento a tre sistemi, ovvero:

1. Struttura idrogeomorfologica
 - a. Componenti geomorfologiche
 - b. Componenti idrologiche
 2. Struttura ecosistemica e ambientale
 - a. Componenti botanico vegetazionali
 - b. Componenti delle aree protette e dei siti naturalistici
 3. Struttura antropica e storico culturale
 - a. Componenti culturali ed insediative
 - b. Componenti dei valori percettivi
- Con riferimento ai contesti paesaggistici individuati come *Componenti geomorfologiche* dal PPTR, l'area di impianto e delle opere connesse non ricade in zone identificate nel sistema di tutela paesaggistica;
 - Con riferimento ai beni ed agli ulteriori contesti paesaggistici individuati come *Componenti idrologiche* dal PPTR, l'area di impianto e delle opere connesse non ricade in zone identificate nel sistema di tutela paesaggistica;
 - Con riferimento ai beni ed agli ulteriori contesti paesaggistici individuati come *Componenti botanico-vegetazionali* dal PPTR, l'area di impianto e delle opere connesse non ricade in zone identificate nel sistema di tutela paesaggistica. nell'area degli aerogeneratori di fatto non ci sono interferenze con tale Componente paesaggistica.
 - Con riferimento ai beni ed agli ulteriori contesti paesaggistici individuati come *Componenti delle aree protette e dei siti naturalistici* dal PPTR, l'area di impianto e delle opere connesse non ricade in zone identificate nel sistema di tutela paesaggistica. La

	Relazione Generale		
	Elaborato: BAEQU27_RelazioneGenerale_R01	Rev. 0	

zona umida costiera Palude del Conte e Dune di Punta Prosciutto ha una distanza minima di 12 km dall'aerogeneratore più vicino (S03);



- Con riferimento ai beni ed agli ulteriori contesti paesaggistici individuati come *Componenti culturali e insediative* dal PPTR, l'area di impianto e delle opere connesse non ricade in zone identificate nel sistema di tutela paesaggistica.
- Con riferimento ai beni ed agli ulteriori contesti paesaggistici individuati come *Componenti dei valori percettivi* dal PPTR, l'area di impianto e delle opere connesse non ricade in zone identificate nel sistema di tutela paesaggistica.

Benché il PPTR, a differenza del PUTT/p, non preveda Ambiti Territoriali Estesi è stata comunque verificata la posizione degli aerogeneratori e di tutti i componenti dell'impianto (cavidotto, SET, strade di accesso) rispetto a tale classificazione indicata nel PUTT/p, al fine di verificare anche altri atti normativi, in particolare il R.R. 24/2010 che fanno esplicito riferimento a questa classificazione delle aree sul territorio regionale pugliese.

Nello specifico, dal confronto della tavola del P.U.T.T. in scala 1:25.000, relativa alla classificazione degli Ambiti Territoriali Estesi, si evince che tutti gli aerogeneratori di progetto, così come tutte le infrastrutture necessarie alla costruzione ed esercizio dell'impianto, non ricadono in aree classificate in termini di Ambiti Estesi di tipo A e B del PUTT/p.

In riferimento all'Allegato 1 del R.R. n°24 (riportante i principali riferimenti normativi, istitutivi e regolamentari che determinano l'inidoneità di specifiche aree all'installazione di determinate dimensioni e tipologie di impianti da fonti rinnovabili e le ragioni che evidenziano un'elevata probabilità di esito negativo delle autorizzazioni) si è verificata l'eventuale interferenza dell'impianto eolico in progetto (aerogeneratori, cavidotto interrato e sottostazione elettrica di trasformazione e connessione alla RTN), con aree non idonee ai sensi del richiamato Regolamento, di cui si riporta l'elenco puntuale.

- Aree naturali protette nazionali: non presenti
- Aree naturali protette regionali: non presenti
- Zone umide Ramsar: non presenti
- Sito d'Importanza Comunitaria (SIC): non presenti
- Zona Protezione Speciale (ZPS): non presenti
- Important Bird Area (IBA): non presenti
- Altre aree ai fini della conservazione della biodiversità (Vedi PPTR, Rete ecologica Regionale per la conservazione della Biodiversità): non presenti
- Siti Unesco: non presenti

	Relazione Generale		
	Elaborato: BAEQU27_RelazioneGenerale_R01	Rev. 0	

- Beni Culturali +100 m (Parte II D.Lgs 42/2004, Vincolo L.1089/1939): non presenti
- Immobili ed aree dichiarati di notevole interesse pubblico (art. 136 D.Lgs 42/2004, Vincolo L.1497/1939): non presenti
- Aree tutelate per legge (art. 142 D.Lgs 42/2004) – Territori costieri fino a 300 m: non presenti
- Aree tutelate per legge (art. 142 D.Lgs 42/2004) – Laghi e Territori contermini fino a 300 m: non presenti
- Aree tutelate per legge (art. 142 D.Lgs 42/2004) – Fiumi, torrenti e corsi d'acqua fino a 150 m: non presenti
- Aree tutelate per legge (art. 142 D.Lgs 42/2004) – Boschi + buffer di 100 m: non presenti.
- Aree tutelate per legge (art. 142 D.Lgs 42/2004) – Zone Archeologiche + buffer di 100 m: non presenti
- Aree tutelate per legge (art. 142 D.Lgs 42/2004) – Tratturi + buffer di 100 m: non presenti
- Aree a pericolosità idraulica: non presenti
- Aree a pericolosità geomorfologica: non presenti
- Ambito A (PUTT): non presenti
- Ambito B (PUTT): non presenti
- Area edificabile urbana + buffer di 1 km: non presenti
- Segnalazione carta dei beni + buffer di 100 m: non presenti
- Coni visuali: non presenti
- Grotte + buffer di 100 m: non presenti
- Lame e gravine: non presenti
- Versanti: non presenti
- Aree agricole interessate da produzioni agro-alimentari di qualità (Biologico, D.O.P., I.G.P., S.T.G., D.O.C., D.O.C.G.): osserviamo quanto di seguito:

Vigneto – Uliveti – Alberature varie



Per la realizzazione delle strade temporanee di accesso all'impianto eolico si prevedono i seguenti interventi:

DENOMINAZIONE INTERVENTO	Ulivi n.	Vigneto (mq)	Alberature varie
ACCESSO DA SP142	/	444	/
ACCESSO DA SP 142	/	220	/
ACCESSO DA SP142 FINO ALLA SP359	/	1000	/
INGRESSO DA SP359	11	2000	/
CURVA SP136 DA STRADA AQP	/	500	/
CURVA SP134 DA STADA AQP	27	/	/
CURVA SU STRADA AQP	2	390	/
STRADE INGRESSO ALLA TR01	21	/	10
STRADE INGRESSO ALA TR08 E TR07	37	2700	/
STRADE INGRESSO ALLA TR02	56	/	/
STRADE INGRESSO ALLA TR03	50	/	30
STRADE INGRESSO ALLA TR03	58	/	27
STRADE INGRESSO ALLA TR03	20	/	/
STRADE INGRESSO ALLA TR06	30	/	40
STRADE INGRESSO ALLA TR06	3	/	20
STRADE DI INGRESSO ALLA TR04	25	/	20
STRADE INGRESSO ALLA TR04	25	/	40
STRADE INGRESSO ALLA TR04	45	/	/
STRADE INGRESSO ALLA TR05	70	/	/
STRADE INGRESSO ALLA TR05	70	/	/
AREA SET TERNA 36-380 kV	586	/	/
AREA CABINA DI COMMUTAZIONE	38	/	/
TOTALE	1.174	7.254	187

4.1. Impianti FER presenti nell'area e nell'area vasta

Nel territorio della presente proposta progettuale e nell'area vasta è presente un altro impianto eolico ed alcuni impianti fotovoltaici già in esercizio.

Nel vicino Comune di Erchie è presente un Parco Eolico già in esercizio, costituito da 15 aerogeneratori Gamesa G90, di potenza pari a 2 MW, ciascuno installato su torre tubolare in acciaio di altezza pari a 80 m, e aventi rotore con diametro di 90 m. La distanza minima tra aerogeneratori in progetto (aerogeneratore n.1) e aerogeneratori in esercizio è di circa 8,5 km.

	Relazione Generale		
	Elaborato: BAEQU27_RelazioneGenerale_R01	Rev. 0	

Nello Studio di Impatto Ambientale saranno indagati gli effetti cumulativi di impatto con gli aerogeneratori esistenti, oltre che eventuali impatti cumulativi con impianti fotovoltaici presenti nell'area di progetto.

4.2. Aspetti geologici ed idrogeologici dell'area

L'area indagata rientra nel foglio 203 "Brindisi" della Carta Geologica d'Italia scala 1:100.000 e si trova ad una quota topografica variabile da 90.0 a 52.0 metri s.l.m..

A partire dalla fine del Mesozoico l'area in esame è stata interessata da più fasi di sedimentazione con la deposizione di sedimenti oligocenici, miocenici e pliocenici.

La morfologia dell'intera area risulta nel complesso sub-pianeggiante

Da un punto di vista geologico-strutturale, l'area risulta essere stata soggetta a fenomeni di tipo distensivo, con un sistema di faglie ad andamento prevalentemente NW-SE, le quali hanno dislocato i *Calcari* dando luogo a strutture tipo Horst e Graben e delineando così dorsali (note con il nome di Serre) e depressioni tettoniche.

Dal rilievo eseguito, risulta che nell'area di progetto non sono presenti emergenze morfologiche rilevanti o che possano interferire con l'installazione degli aerogeneratori, infatti siamo in presenza di superfici pianeggianti e sono assenti orli di scarpata o versanti;



Le aree non sono interessate da fenomeni carsici (inghiottitoi, cavità e voragini) che sono tipici di aree rocciose di natura calcarea (sei aerogeneratori sono situati su tale litologia), così come testimoniato dai due sondaggi (TR01 e TR05) che non hanno intercettato alcun vuoto nel corso della terebrazione.

In linea generale non sono presenti, nelle immediate vicinanze degli aerogeneratori, delle emergenze idrogeologiche.

Alla luce di quanto detto, le aree di progetto non sono interessate da emergenze morfologiche e/o idrogeologiche da far pregiudicare l'assetto naturale delle aree e strutturale del progetto.

Il rilevamento di dettaglio eseguito su tutta l'area interessata dal progetto, integrato dallo studio delle foto aeree, ha permesso di ricostruire la stratigrafia dell'area che dal basso verso l'alto risulta essere rappresentata dalle seguenti formazioni:

- **Calcari di Altamura** (Cretaceo)
- **Calcareni Del Salento** (Pleist.inf)
- **Formazione di Gallipoli:**

	Relazione Generale		
	Elaborato: BAEQU27_RelazioneGenerale_R01	Rev. 0	

- **Argille grigio-azzurre** (*Pleistocene medio*);
- **Sabbie** (*Pleistocene medio-sup*)

Calccare di Altamura

E' la formazione affiorante in corrispondenza degli aerogeneratori TR01, TR02, TR03, TR04, TR06, TR08.

Questa formazione è caratterizzata attraverso i sondaggi geognostici a carotaggio continuo e le analisi di laboratorio, si presenta con una stratificazione variabile ed è interessata da una fratturazione sub-verticale, con diaclasi e leptoclasì che, avendo un andamento normale ai piani di strato talvolta rendono la roccia brecciata e scomponibile in solidi di forma geometrica che conferiscono alla formazione suddetta un generale permeabilità in grande.

Sono presenti, inoltre, strutture fisico-meccaniche secondarie dovute all'azione del carsismo, con fratture e saccature riempite di materiale residuale (Terra Rossa).

La Formazione di Altamura è costituita da calcari e calcari dolomitici: calcari bioclastici, bianchi o grigiastri di norma sub-cristallini e tenaci, a luoghi laminari, nei quali si intercalano livelli di calcari dolomitici e dolomie grigio-scure o nocciola. La percentuale di dolomia aumenta in genere gradualmente con la profondità.

Essa si presenta con un grado di fratturazione e carsificazione da elevato a basso.

Il contenuto di carbonato di calcio nei calcari subisce in genere deboli oscillazioni e può arrivare al 98-99%, mentre nelle dolomie calcaree la percentuale scende a 60% circa.

Da un punto di vista petrografico questi calcari sono costituiti in prevalenza da micriti più o meno fossilifere ed intraclastiche, raramente da biomicriti.



In queste ultime il contenuto in macrofossili è rappresentato da frammenti di molluschi e da Rudiste anche di notevole dimensioni.

In alcuni campioni, nella massa di fondo micritica sono evidenti plaghe chiare dovute a calcite cristallina a grana fine o finissima.

La stratificazione è sempre evidente con strati di spessore variabile da 20 a 50 cm, talora si rinvencono banchi fino a 1.5 metri, mentre le pendenze sono estremamente basse con angoli che raramente superano i 10°. Lo stile è caratterizzato da un andamento a pieghe ad ampio raggio di curvatura.

L'origine è biochimica per i calcari e secondaria per le dolomie.

Per quanto riguarda il suo ambiente deposizionale, esso è di mare poco profondo o più esattamente di piattaforma continentale. Inoltre, data la presenza di spessori abbastanza

	Relazione Generale		
	Elaborato: BAEQU27_RelazioneGenerale_R01	Rev. 0	

potenti, appare chiaro che l'ambiente di sedimentazione ha potuto mantenersi pressoché immutato nel tempo per effetto di una costante subsidenza.

Calcareniti del Salento (Pleistocene medio)

Si rinviene in corrispondenza dell'aerogeneratore TR07 ed anche in corrispondenza della stazione elettrica, sebbene la parte più occidentale ricade nei Calcari di Altamura.

Litologicamente si tratta di una calcarenite più o meno compatta, grigio chiara, cui si associano sabbioni calcarei (bianchi e giallastri) talora parzialmente cementati. Verso la base dell'unità si rinvencono alle volte delle brecce e conglomerati con estensione e potenza variabile.

Nell'area interessata dal progetto la formazione è costituita da livelli prevalentemente sabbiosi costituiti da sabbie argillose grigio-azzurre.

Per quanto riguarda la stratificazione è spesso indistinta e quando essa appare si hanno strati poco potenti da qualche centimetro ad oltre un metro.

Il passaggio di essa verso le formazioni sottostanti avviene per trasgressione, lo testimoniano le brecce e i conglomerati che troviamo alla base di essa.

I depositi colluviali ricoprono le calcareniti e mascherano la primitiva morfologia.

Formazione di Gallipoli (Pleistocene medio-sup.)

Argille grigio-azzurre e Sabbie

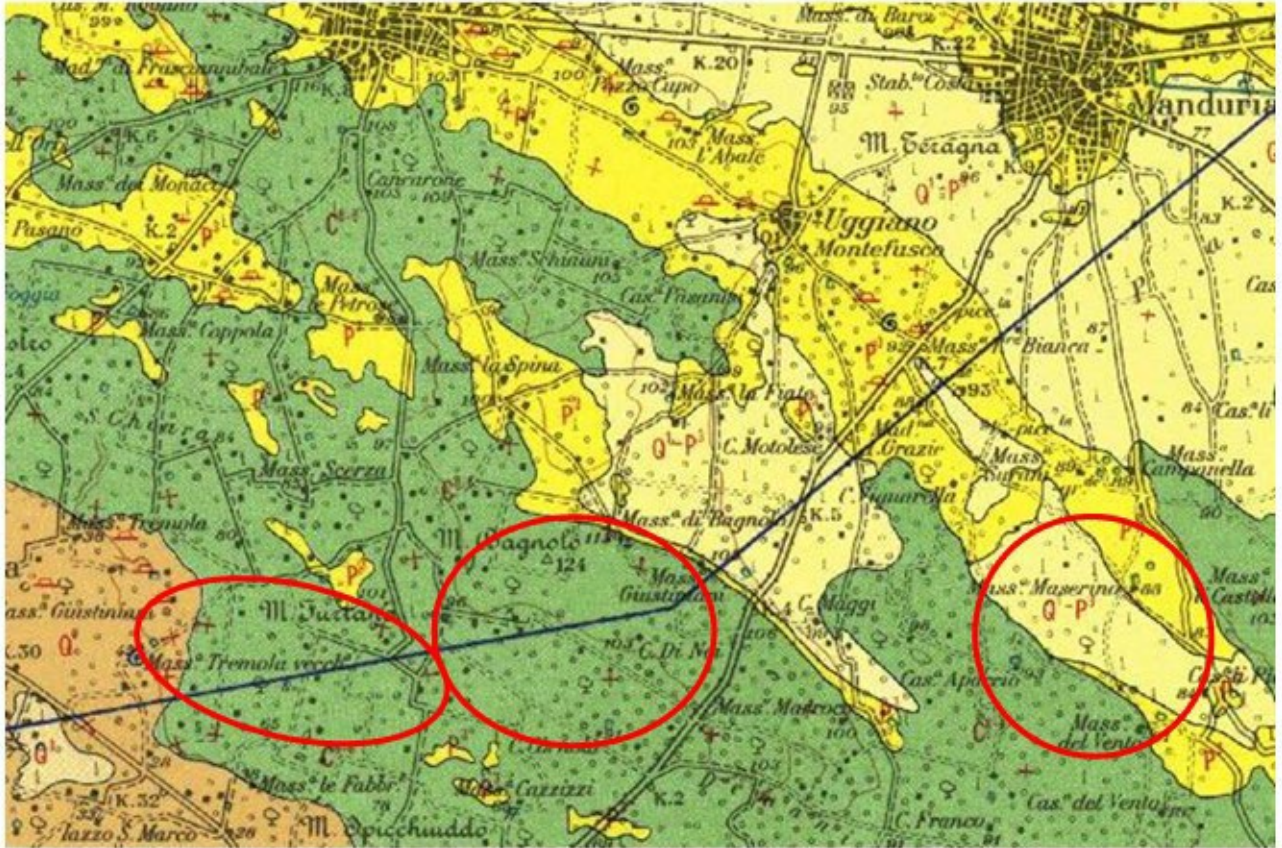
Si rinviene in corrispondenza dell'aerogeneratore TR05.

Il deposito sabbioso è presente in superficie e si correla sia dal punto di vista stratigrafico che litologico con le formazioni sabbiose del Ciclo plio-pleistocenico.

L'articolazione e la frammentazione dei bacini di sedimentazione, ha prodotto la differente costituzione litologica, con riferimento alla presenza e alla frequenza di livelli arenacei, limosi e/o argillosi, calcarenitici, nell'ambito dei depositi sabbiosi.

Per quanto riguarda specificatamente l'area rilevata, tale deposito è costituito da sabbie sciolte con frequente intercalazione di orizzonti di sabbia ben cementata. Il colore è giallo-paglierino, la grana prevalentemente fine ed uniforme. In profondità si passa a delle argille, che sia dal punto di vista litologico che stratigrafico sono correlabili alle argille subappennine plio-pleistoceniche o alle argille grigio-azzurre Calabriane, rinvenibili in diverse zone della Puglia, dal Tavoliere alla fascia premurgiana della Fossa, alle Murge e al Salento. Sostanzialmente i caratteri di tali argille sono largamente confrontabili lungo tutte le aree di affioramento. Stratigraficamente si pongono nella parte mediana del Ciclo sedimentario Plio-pleistocenico. Esse poggiano in continuità di sedimentazione sulle calcareniti plio-pleistoceniche (Calcareniti di Gravina).

Stralcio della Carta Geologica 1:100.000 "203 – Brindisi"



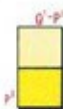
Sabbie argillose giallastre, talora debolmente cementate, in strati di qualche cm. di spessore, che passano inferiormente a sabbie argillose e argille grigio-azzurrate (q₁); spesso l'unità ha intercalati banchi arenacei e calcarenitici ben cementati (q₂). Nelle sabbie più elevate si notano talora *Cassidulina laevigata* D'ORB. *carinata* SILV. *Bulinina marginata* D'ORB. *Ammonia beccarii* (LIN). *Ammonia perlucida* (HER. ALL. EARL.) (PLEISTOCENE). Nelle sabbie argillose ed argille sottostanti, accanto a *Aretica islandica* (LIN), *Chlamys septemradiata* MULL. ed altri molluschi, sono frequenti: *Hyalina balthica* (SCHR.), *Cassidulina laevigata* D'ORB. *carinata* SILV., *Bulinina marginata* D'ORB., *Bolivina catanensis* SEG. (CALABRIANO). FORMAZIONE DI GALLIPOLI.

Livelli appartenenti alle CALCARENITI DEL SALENTO, aventi le seguenti caratteristiche.



(q₁) Calcareniti e calcari tipo panchina, con ricca fauna non indicativa a *Elphidium crispum* (LIN), *Bulinina marginata* D'ORB., *Cassidulina laevigata* D'ORB. var. *carinata* SILV., *Uvigerina peregrina* CUSH., *Sphaeroidina bulloides* D'ORB., *Cibicides bonasus* (D'ORB.), *Cibicides floridanus* (CUSH.). In trasgressione su (q₂), oppure sulle formazioni cretetiche. In base ai rapporti stratigrafici, questo livello è attribuibile al Pleistocene.

(q₂) Calcari bioclastici ben cementati ricchi di fossili non indicativi: *Elphidium complanatum* (D'ORB.), *Ercispum* (LIN), *Discorbis orbicularis* (TERO.), *Ammonia beccarii* (LIN), *Cibicides floridanus* (CUSH.). In trasgressione su (q₁) oppure sul Cretaceo. In base ai rapporti stratigrafici, questo livello è attribuibile al Pleistocene.



(q₁-p₁) Sabbie calcaree poco cementate, con intercalati banchi di panchina; sabbie argillose grigio-azzurro. Verso l'alto associazione calabrianica: *Hyalina balthica* (SCHR.), *Cassidulina laevigata* D'ORB. var. *carinata* SILV., *Bulinina marginata* D'ORB., *Ammonia beccarii* (LIN) (CALABRIANO-PLIOCENE SUP.?) In trasgressione sulle formazioni più antiche.

(p₁) Calcareniti, calcari tipo panchina, calcareniti argillose giallastre. Macrofauna a Coralli, Cirripedi, Molluschi, Echinidi, Crostacei tra cui *Cancer sismandei* MEY. var. *antiatina* MAX. Microfauna ad Ostracodi e Foraminiferi: *Bulinina marginata* D'ORB., *Cassidulina laevigata* D'ORB. var. *carinata* SILV., *Discorbis orbicularis* (TERO.), *Cibicides ungerianus* (D'ORB.), *C. lobatulus* (WALK. & JAC.), *Globigerinoides ruber* (D'ORB.), *G. sacculifer* (BRADY), *Orbulina universa* D'ORB., *Hastigerina aquilularis* (BRADY) (PLIOCENE SUP.-MEDIO?). In trasgressione sulle formazioni più antiche.



Calcari dolomitici e dolomie grigio-nocciola, a fratture irregolare, calcari grigio-chiari. Microfossili non molto frequenti: *Thaumatoporella* sp., *Prooglobotruncana stephani* (GAND.), *P. stephani turbinata* (REICH.), *Rotalipora appenninica appenninica* (RENZ), *R. cf. reicheli* (MORN.), *Nummulculina* sp. (CENOMANIANO SUP. e forse TURONIANO). DOLOMIE DI GALATINA con passaggio graduale al CALCARE DI ALTAMURA (verso Nord e verso Ovest).

Idrogeologia

La presenza di terreni permeabili per porosità e per fessurazione e carsismo, fa sì che l'area d'intervento sia caratterizzata da un'unica falda acquifera denominata "falda profonda o carsica". La sua alimentazione è data dalle acque meteoriche che, penetrando nel sottosuolo attraverso le numerose fratture dei calcarei, saturano la roccia e si raccolgono in un'unica falda, che galleggia in virtù della minore densità sull'acqua marina di intrusione continentale determinando, in tutta la Penisola Salentina e quindi anche nell'area in esame, un sistema regolato dalle leggi di equilibrio di liquidi a densità differente.

La falda carsica, che ha come livello di base l'orizzonte marino, ha nel complesso una forma lenticolare con massimi spessori nella parte centrale della Penisola.

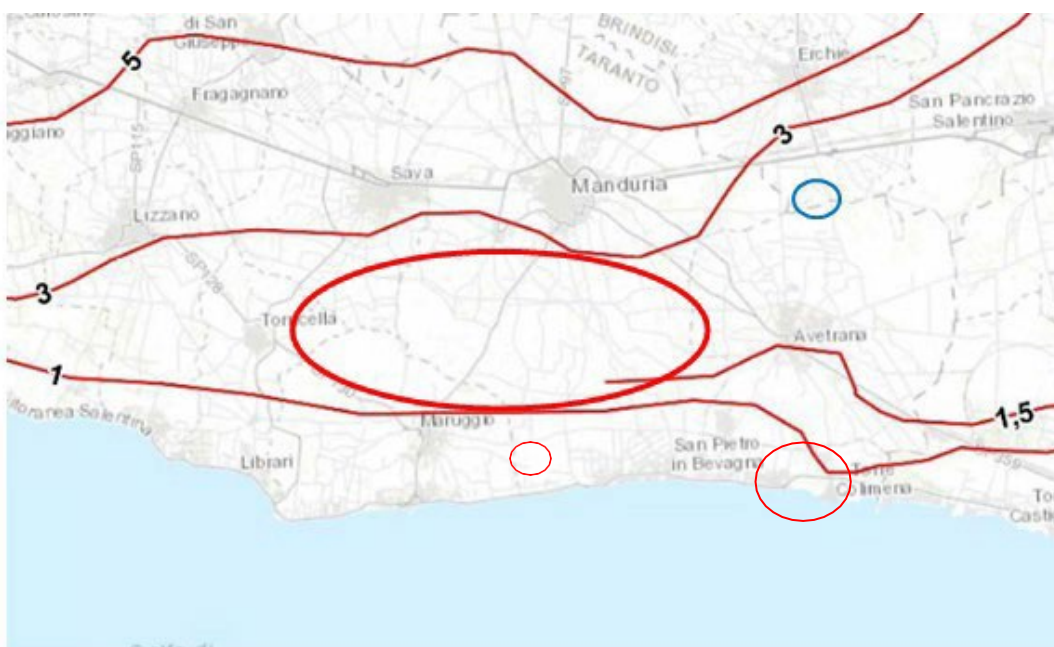
Il livello della falda, che tende a zero in corrispondenza della costa sale verso l'interno assai lentamente con cadenti piezometriche modeste, generalmente inferiori al 1%. La superficie di contatto tra le acque di falda e le acque di mare raggiunge verso l'interno profondità di circa 40 volte i carichi piezometrici. Ciò in accordo con la legge di Ghyben-Henzberg, secondo cui:

$$h = 40 \times t$$



ove:

h , è lo spessore dell'acqua dolce;

t , è l'altezza della superficie piezometrica rispetto al l.m.



Stralcio del Piano di Tutela delle Acque – Regione Puglia “Distribuzione media dei carichi piezometrici degli acquiferi carsici della Murgia e del Salento”

	Relazione Generale		
	Elaborato: BAEQU27_RelazioneGenerale_R01	Rev. 0	

La falda superficiale che circola nei depositi sabbioso-ghiaiosi quaternari ha potenzialità estremamente variabili da zona a zona, anche in base alle modalità del ravvenamento che avviene prevalentemente dove sono presenti in affioramento materiali sabbioso-ghiaiosi.

Il basamento di questo acquifero superficiale è rappresentato dalla formazione impermeabile argillosa di base.

La morfologia della superficie piezometrica che nel territorio risulta fortemente condizionata da quella del substrato impermeabile.

L'alimentazione è esclusivamente locale, avviene tramite le precipitazioni meteoriche e non si può escludere che nei periodi di abbondanti precipitazioni possa raggiungere il piano campagna, provocando così fenomeni di allagamenti e ristagno in superficie.

Durante la campagna di indagine non è stata rilevata alcuna falda nei primi 5.0-6.0 metri di profondità.

Nell'area interessata dalla SSE si rinvencono, sotto una copertura di terreno vegetale delle sabbie argillose concrezionate; al fine di valutare il grado di permeabilità di tale formazione si è fatto riferimento a dati di bibliografia supportati da numerose prove di permeabilità a carico variabile eseguite all'interno di fori di sondaggi eseguiti con penetrometro superpesante nelle vicinanze e comunque sullo stesso litotipo.

Come si legge nelle tabelle il recettore sabbie fini, sabbie con miscele di limi, ecc. è caratterizzato da una permeabilità compresa in un range di $10^{-5} - 10^{-8}$ m/sec; tuttavia indagini fatte ritengono che le sabbie in questione siano caratterizzate da un valore medio di permeabilità pari a $K = 2.7 \cdot 10^{-5}$ m/s

4.3. Aspetti geotecnici e criteri di progettazione strutturale

L'indagine geognostica è stata effettuata in conformità al D.M. 17.01.2018 ed è stata finalizzata alla raccolta di tutti i dati qualitativi e quantitativi occorrenti per la previsione del comportamento dell'opera dopo la realizzazione dell'intervento.

L'indagine ha mirato alla caratterizzazione meccanica e sismica del terreno fondale ed è consistita nell'esecuzione di:

- esecuzione di 2 sondaggi a 35.0 metri in corrispondenza di due aerogeneratori (TR01 e TR05);
- prelievo ed analisi di laboratorio geotecnico eseguiti su un totale di n. 21 campioni;

- n. 2 indagini sismiche di superficie con metodologia Masw per il calcolo delle Vs, eq.

Durante la perforazione dei sondaggi geognostici sono stati prelevati complessivamente 21 campioni a diverse profondità: 10 dal sondaggio S1-TR01 e undici dall'S2-TR05. Tutti i campioni sono di litologia calcarea, le analisi di laboratorio geotecnico, dunque, sono su campioni di roccia.

Per la caratterizzazione del litotipo calcareo è stato determinato il peso di volume, l'umidità, la resistenza a compressione, il modulo di elasticità, la coesione e l'angolo di attrito (tramite prova triassiale su roccia).

Si allega prospetto riassuntivo:

Campione	Massa volumica (KN/m ³)	Resistenza a Compressione PLT (Mpa) Valore medio	Resistenza a compressione Uniassiale (Mpa)	Modulo di elasticità (Mpa)	Prova Triassiale (Mpa) Coesione Angolo di attrito
TR01- PL1 Prof.0,60-1,40 m	23.9	35.38	-	-	-
TR01- CI1 Prof.3,00-3,20 m	25.1	-	40.36	Modulo elastico tangente = 23694 Modulo elastico secante = 23514 Coefficiente di Poisson= 0.32	-
TR01- PL2 Prof.4,00-5,00 m	24.2	41.45	-	-	-
TR01- PL3 Prof.5,00-6,00 m	23.1	32.29	-	-	-
TR01- CI2 Prof.8,80-9,00 m	23.7	-	32.30	Modulo elastico tangente = 18734 Modulo elastico secante = 18676 Coefficiente di Poisson= 0.32	C= 0.30 (°)= 44.7
TR01- PL4 Prof.11,00-12,00 m	22.5	31.08	-	-	-
TR01- PL5 Prof.15,00-16,00 m	25.7	64.75	-	-	-
TR01- PL6 Prof.18,00-19,00 m	26.1	70.06	-	-	-
TR01- PL7 Prof.22,00-23,00 m	22.7	31.51	-	-	-
TR01- PL8 Prof.26,00-27,00 m	24.0	37.96	-	-	-
TR05- PL1 Prof.3,00-4,00 m	24.1	38.93	-	-	-
TR05- CI1 Prof.4,80-5,00 m	24.3	-	29.14	Modulo elastico tangente = 11045 Modulo elastico secante = 10963 Coefficiente di Poisson= 0.29	C= 0.25 (°)= 42.9
TR05- PL2 Prof.6,00-7,00 m	24.8	44.01	-	-	-
TR05-CI2 Prof. 7.80-8.00 m	24.5	-	34.85	Modulo elastico tangente = 9342 Modulo elastico secante = 9070 Coefficiente di Poisson= 0.29	-
TR05-PL3 Prof. 12.00-13.00 m	25.9	65.86	-	-	-
TR05-PL4 Prof. 16.00-17.00 m	25.7	65.14	-	-	-

Campione	Massa volumica (KN/m ³)	Resistenza a Compressione PLT (Mpa) Valore medio	Resistenza a compressione Uniaxiale (Mpa)	Modulo di elasticità (Mpa)	Prova Triassiale (Mpa) Coestione Angolo di attrito
TR05-PL5 Prof. 19.00-20.00 m	25.2	<u>61.95</u>	-	-	-
TR05-PL6 Prof. 21.00-22.00 m	24.9	<u>55.16</u>	-	-	-
TR05-PL7 Prof. 23.00-24.00 m	25.8	<u>68.49</u>	=	-	-
TR05-PL8 Prof. 29.00-30.00 m	24.4	<u>42.14</u>	=	-	-
TR05-PL9 Prof. 33.00-34.00 m	23.8	<u>39.17</u>	=	-	-

Dalle indagini Masw eseguite è stato ricavato l'andamento delle Vs e da qui calcolato il valore della Vs,eq.

Le indagini effettuate sono due: una in corrispondenza dell'aerogeneratore TR03, la seconda in corrispondenza dell'aerogeneratore TR07.

Esse hanno fornito i seguenti valori di **Vs,eq**.

Indagine n. 1 – TR03: **Vs30 & Vs,eq = 1038 e 0 m/s** → categoria A

Indagine n. 2 – TR07: **Vs30 = Vs,eq = 406 m/s** → categoria B

Il suolo di fondazione rientra nella categoria B con valori di Vs_{eq} compresi tra 360 e 800 m/sec ove affiorano depositi sabbiosi e sabbioso argillosi; laddove affiorano i calcari è risultata una categoria sismica di suolo A con valori di Vs_{eq} > 800 m/sec di **Ammassi rocciosi affioranti o terreni molto rigidi**.

Le indagini eseguite e le analisi di laboratorio hanno permesso di ricostruire un modello geologico-stratigrafico e tecnico dell'area in esame caratterizzato principalmente da roccia calcarea.

Da un punto di vista stratigrafico è stato possibile osservare:

Sondaggio S1 e S2

La successione stratigrafica dell'area è data da:

- un esiguo spessore di terreno vegetale;
- calcare molto fratturato contenente banchi e strati poco fratturati, per tutto lo spessore investigato, fino a 35.0 metri.

Le determinazioni fatte sui campioni di calcare hanno fornito i seguenti parametri geomeccanici:

- ✓ peso di volume: 24.49 kN/mc
- ✓ contenuto d'acqua: 1.3 %
- ✓ resistenza a compressione: 48.57 Mpa
- ✓ resistenza a compressione uniassiale: 34.16 Mpa
- ✓ modulo elastico tangente: 15703 Mpa
- ✓ modulo elastico tangente: 15555 Mpa
- ✓ Coefficiente di Poisson: 0.30
- ✓ Coesione: 0.27 Mpa
- ✓ Angolo di attrito: 43.8°

Le analisi di laboratorio geotecnico hanno permesso di caratterizzare i litotipi calcarei investigati e di fornire i parametri geotecnici caratteristici.



Si ha:

Parametro al quale applicare il coefficiente parziale	Coefficiente parziale γ_m	
	Calcari	
	M1	M1
Tan ϕ'	43.8	37.4
C'	0.27	0.21
γ	24.49	24.49

Tan ϕ' = tangente dell'angolo di resistenza al taglio (°);
 γ = peso dell'unità di volume (kN/mc); c' = coesione efficace (MPa).

In fase di progetto esecutivo, come richiesto dal D.M. 17.01.2018, saranno poi eseguite ulteriori indagini puntuali di approfondimento, sondaggi geognostici, prelievo di campioni ed analisi di laboratorio in corrispondenza di ciascun aerogeneratore.

Per quanto riguarda i fenomeni di instabilità causati dai fenomeni di liquefazione, l'area in generale è esente da tale problema

	Relazione Generale		
	Elaborato: BAEQU27_RelazioneGenerale_R01	Rev. 0	

4.4. Cavidotto: interferenze ed interazioni



L'opera in progetto è destinata alla produzione di energia elettrica da fonte eolica; pertanto, le principali interazioni con le reti esistenti riguardano l'immissione dell'energia prodotta nella Rete di Trasmissione Nazionale gestita da TERNA Spa.

Come da Soluzione Tecnica Generale di Connessione e da progetto di connessione in corso di validazione da parte di TERNA S.p.a., è previsto che la connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale avvenga in corrispondenza del nodo rappresentato dalla SE TERNA ERCHIE (in agro di Erchie), tramite una stazione di smistamento 36/380 kV in agro di Avetrana (TA).

I cavidotti MT di collegamento tra aerogeneratori e dagli aerogeneratori alla sottostazione saranno tutti interrati ed avranno uno sviluppo lineare di 79.962 m con posa in trincea lunghezza 33.518 m di cui 13.465 m su strada non asfaltata, 10.856 m su strada asfaltata, 9197 su terreno agricolo. Il percorso del cavidotto sarà in gran parte su strade non asfaltate esistenti, in parte su strade provinciali asfaltate ed in parte su terreni agricoli. La profondità di interrimento sarà 1,1 m.

Sono previste interferenze con altre reti interrate esistenti: reti idriche del Consorzio di Bonifica dell'Arneo, reti idriche AQP, reti elettriche Enel, reti elettriche di produttori di energia da fonte rinnovabile (impianti fotovoltaici ed eolici), reti gas e reti telefoniche. Si segnalano inoltre interferenze con canali idrografici e strada provinciale.

Tali interferenze saranno puntualmente verificate in sede di progettazione esecutiva con gli enti/società proprietarie delle reti e saranno definite di concerto le modalità tecniche di posa dei cavi MT in corrispondenza delle intersezioni.

	Relazione Generale		
	Elaborato: BAEQU27_RelazioneGenerale_R01	Rev. 0	

5. PROFILO PRESTAZIONALE DEL PROGETTO

5.1. Principali caratteristiche del progetto

Il progetto prevede, come detto, la realizzazione di un “Parco Eolico” costituito da 8 aerogeneratori, installati su altrettante torri tubolari in acciaio e mossi da rotori a tre pale.

I generatori che si prevede di utilizzare avranno potenza nominale di 6,20MW; si avrà pertanto una capacità produttiva complessiva massima di 49,6 MW, da immettere sulla Rete di Trasmissione Nazionale.

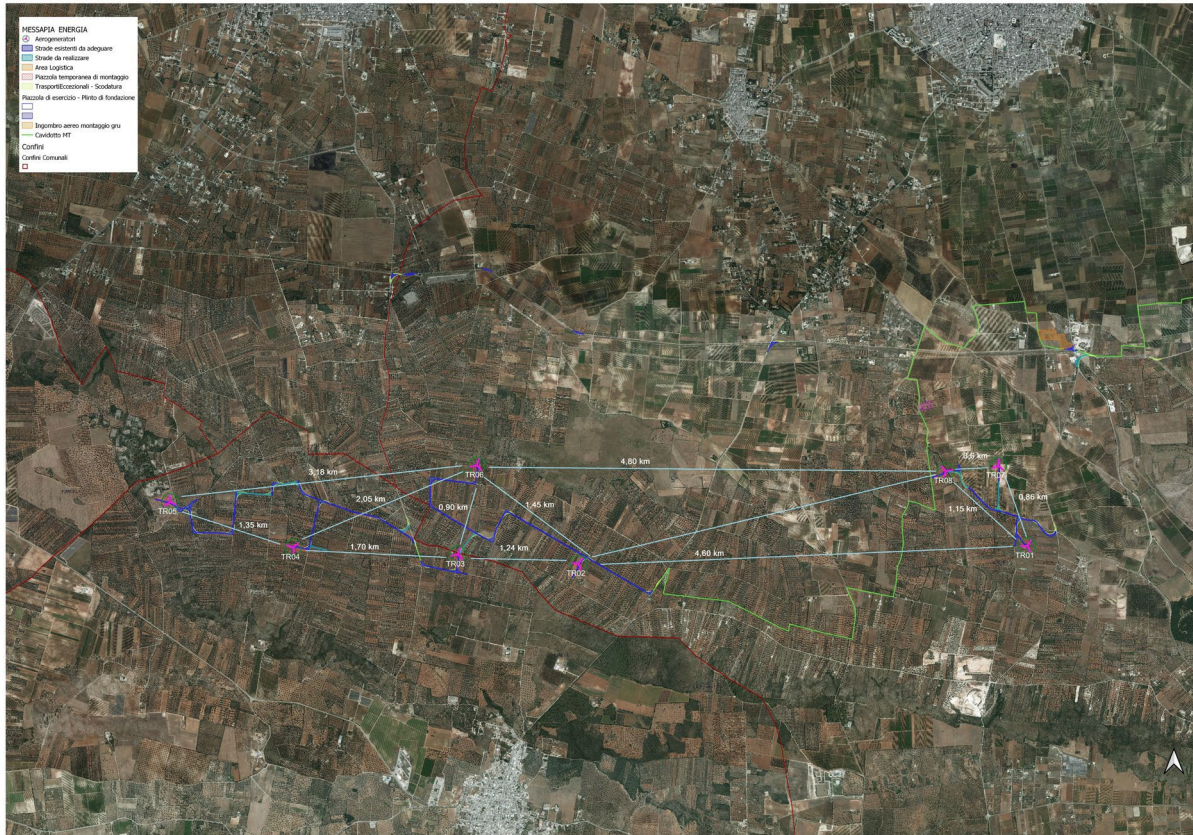
5.1.1. Aerogeneratori

Le turbine in progetto saranno montate su torri tubolari di altezza (base-mozzo) pari a 115 m, con rotori a 3 pale ed aventi diametro di 170 m. La colorazione della torre tubolare e delle pale del rotore sarà bianca e non riflettente. Le pale degli aerogeneratori ubicati nelle posizioni più esterne, inoltre, saranno colorate a bande orizzontali bianche e rosse, allo scopo di facilitarne la visione diurna e tutti gli aerogeneratori saranno dotati di luce rossa fissa di media intensità per la segnalazione notturna, omologate ICAO, e comunque con le caratteristiche che saranno indicate dall’Ente Nazionale per l’Aviazione Civile (ENAC).

Il posizionamento degli aerogeneratori nell’area di progetto è tale da evitare il cosiddetto effetto selva. La distanza minima tra aerogeneratori su una stessa fila è di 0,6 Km (TR07-TR08), mentre la distanza minima tra aerogeneratori su file diverse è di 0,86 Km (TR01-TR07). In ogni caso la distanza minima tra aerogeneratori su una stessa fila è superiore a 3d (510 m), mentre la distanza tra aerogeneratori su file diverse è superiore a 5d (850 m).

Inoltre, il posizionamento degli aerogeneratori sarà tale da rispettare le seguenti distanze di rispetto:

- Distanza minima da centri abitati ai sensi dell’art.5.3b uguale o superiore a 1,2 km (6x200) – Adottata da Maruggio Km 1,90 (da TR03), Torricella Km 3,10 (da TR05), Manduria 3,80 Km (da TR07), Sava 4,30 Km (da TR06), Avetrana 7,10 Km (da TR01);
- Distanza minima da Strade Provinciali: superiore a 300 m;
- Distanza minima da edifici rurali abitati o abitabili art.5.3° superiore a 200m.





Impianto eolico – Distanza tra aerogeneratori

5.1.2. Coordinate Aerogeneratori

Si riportano di seguito le coordinate degli aerogeneratori di progetto nel sistema di riferimento UTM WGS84 Fuso 33.

WTG	X	Y	Z	Comune	Provincia	Contrada	Foglio	P.IIa	Quota (m)
TR01	723945	4469528	57,6	Manduria	Taranto	Cucciolini	123	71	96,9
TR02	719344	4469345	65,9	Manduria	Taranto	Cornola	115	96	89,2
TR03	718109	4469441	65,7	Maruggio	Taranto	Cazzizzi	11	73	88,1
TR04	716418	4469513	54,1	Maruggio	Taranto	Maciulo	2	238-237	67,6
TR05	715156	4469980	52,7	Maruggio	Taranto	Tremola	1	79	52,1
TR06	718303	4470355	52	Manduria	Taranto	Bagnolo	102	87-453	102,2
TR07	723646	4470351	56,4	Manduria	Taranto	Bagnolo	123	248-188	88,0
TR08	723109	4470295	58,8	Manduria	Taranto	L'apaccio	107	256	90,5

Coordinate WGS84 Aerogeneratori

	Relazione Generale		
	Elaborato: BAEQU27_RelazioneGenerale_R01	Rev. 0	

5.1.3. Segnalazione aerea notturna e diurna

Gli aerogeneratori saranno installati in un'area pianeggiante, l'altezza di installazione della base degli aerogeneratori è compresa tra 65,9 e 47 m s.l.m.

Gli aerogeneratori hanno il classico posizionamento a cluster, disposti su due file. L'orientamento delle file è, con buona approssimazione, perpendicolare a quella dei venti prevalenti che spirano da NW e SE.

Gli aeroporti hanno la seguente distanza:

Km 43 Lecce Galatina;

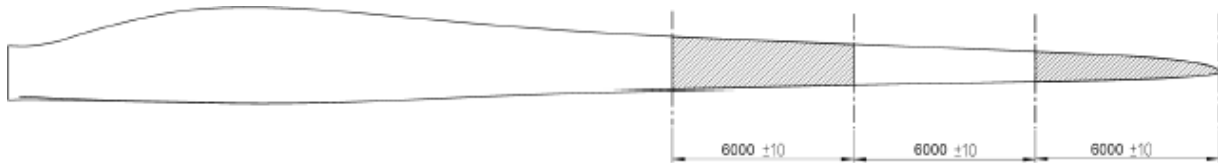
Km 56 Lecce Lepore;

Km 20 Grottaglie;

Km 42 Brindisi;

Segnalazione diurna

La segnalazione diurna verrà attuata colorando le pale di 8 aerogeneratori (su 8) con due bande rosse (colorazione RAL 2009) di lunghezza pari a 6 m, a partire dall'estremità delle pale stesse, alternate ad una fascia bianca di pari lunghezza. Gli aerogeneratori con segnalazione diurna saranno quelli più esterni.



Hatched Area to be painted RAL2009

Segnalazione notturna

Gli stessi otto aerogeneratori saranno dotati di segnalazione diurna, saranno dotati anche di lampade per la segnalazione notturna, con caratteristiche di seguito descritte. Ciascun corpo illuminante sarà dotato di doppia lampada per assicurare la continuità luminosa in caso di inefficienza nel funzionamento di una delle due luci.

Si prevede l'installazione di lampade:

- a luce fissa rossa da 2000 Cd notturne;
- installate all'esterno della navicella nella parte alta di tipo omni-direzionale (360°)
- con batterie tampone alloggiare in un quadretto all'interno della navicella (durata 12 h);

- sistema di controllo dell'intensità luminosa
- range di temperatura: da -40°C a +55°C
- grado di protezione IP 55
- Certificata ICAO – Allegato 14 - Volume 1 - 6° Edizione Luglio 2013 – Capitolo 6 – Medium Intensity Type

I sensori crepuscolari e le unità di controllo ad essi associate all'interno del quadro di controllo determinano le fasi giorno-notte.



Queste indicazioni potranno subire variazioni a seguito di specifiche prescrizioni degli enti civili e militari deputati al controllo della navigazione aerea

Si riporta la scheda ostacoli, con indicazione degli aerogeneratori dotati di segnalazione notturna e diurna.

PROVINCIA	COMUNE	WTG	Coordinate Geografiche		Quota alla base (s.l.m.)	Elevazione		ICAO SGL	
			WGS84 33N			AGL(m)	AMSL(m)	Day	Night
			X	Y					
Taranto	Manduria	TR01	723945	4469528	96,90	200	296,9	SI	SI
Taranto	Manduria	TR02	719344	4469345	89,20	200	289,2	SI	SI
Taranto	Maruggio	TR03	718109	4469441	88,10	200	288,1	SI	SI
Taranto	Maruggio	TR04	716418	4469513	67,60	200	267,6	SI	SI
Taranto	Maruggio	TR05	715156	4469980	52,10	200	252,1	SI	SI
Taranto	Manduria	TR06	718303	4470355	102,2	200	302,2	SI	SI
Taranto	Manduria	TR07	723646	4470351	88,0	200	288,0	SI	SI
Taranto	Manduria	TR08	723109	4470295	90,50	200	290,5	SI	SI

5.1.4. Fondazioni

Sono previste in base alla tipologia di terreno, alcune fondazioni di tipo diretto di forma circolare con diametro 24 m e profondità 3,5 m, altre fondazioni di tipo profondo (con pali), sempre di forma circolare diametro di 24 m e profondità di 3,5 m, con 10 pali da 1 m, di profondità variabile e comunque non superiore a 30 m.

	Relazione Generale		
	Elaborato: BAEQU27_RelazioneGenerale_R01	Rev. 0	

Le fondazioni saranno progettate sulla base di puntuali indagini geotecniche per ciascuna torre, saranno realizzate in c.a., con la definizione di un'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.

Partendo dalle puntuali indagini geologiche effettuate, essa verrà redatta secondo i dettami e le prescrizioni riportate nelle **“D.M. 17 gennaio 2018 - Norme tecniche per le costruzioni”**.

In linea con la filosofia di detto testo normativo, le procedure di calcolo e di verifica delle strutture, nonché le regole di progettazione che saranno seguite nella fase esecutiva, seguiranno i seguenti indirizzi:

- mantenimento del criterio prestazionale;
- coerenza con gli indirizzi normativi a livello comunitario, sempre nel rispetto delle esigenze di sicurezza del Paese e, in particolare, coerenza di formato con gli Eurocodici, norme europee EN ormai ampiamente diffuse;
- approfondimento degli aspetti connessi alla presenza delle azioni sismiche;
- approfondimento delle prescrizioni ed indicazioni relative ai rapporti delle opere con il terreno e, in generale, agli aspetti geotecnici;
- concetto di vita nominale di progetto;
- classificazione delle varie azioni agenti sulle costruzioni, con indicazione delle diverse combinazioni delle stesse nelle le verifiche da eseguire.

Le indagini geologiche, 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 35 m di profondità;
- la natura degli strati rocciosi (compatti o fratturati);
- la presenza di eventuali “vuoti” colmi di materiale incoerente.

Le successive analisi di laboratorio sui campioni prelevati (uno per plinto) permetteranno di definire la capacità portante del terreno (secondo il metodo definito dalla relazione di BRINCH-HANSEN).

In sintesi le dimensioni e le caratteristiche dei plinti di fondazione saranno definite secondo:

- il livello di sicurezza che per legge sarà definito dal progettista di concerto con il Committente;
- le indagini geognostiche;

- l'intensità sismica.

Inoltre, le strutture e gli elementi strutturali saranno progettati in modo da soddisfare i seguenti requisiti:

- sicurezza nei confronti degli Stati Limite Ultimi (SLU);
- sicurezza nei confronti degli Stati Limite di Esercizio (SLE);
- robustezza nei confronti di azioni accidentali.

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 (O.P.C.M. 3274/2003).

In definitiva, sulla base della tipologia di terreno e dell'esperienza di fondazioni simili, ci si aspetta di avere fondazioni di tipo diretto con le seguenti caratteristiche:

Fondazioni dirette:

- | | |
|--|---------------|
| - Ingombro in pianta: | circolare |
| - Forma: | tronco conica |
| - diametro massimo | 24 m |
| - altezza massima | 3,5 m circa |
| - altezza minima | 0,45m |
| - completamente interrato, ad una profondità misurata in corrispondenza della parte più alta del plinto di circa | 0,5 m |
| - volume complessivo calcestruzzo | 929 mc circa |
| - volume complessivo di scavo | 2235 mc |
| - volume reinterro | 1309 mc |



Fondazioni profonde, stesse caratteristiche delle fondazioni dirette, con pali aventi le seguenti caratteristiche

- Pali di fondazione (n. 10 per plinto):

- Ingombro in pianta:	circolare a corona
- Forma:	cilindrica
- diametro pali	1000 mm
- lunghezza pali	variabile da posizione a posizione (al massimo 30 m)

I principali riferimenti normativi, per i calcoli e la realizzazione dei plinti di fondazione saranno:

- D.M. 17 gennaio 2018 - Norme tecniche per le costruzioni

	Relazione Generale		
	Elaborato: BAEQU27_RelazioneGenerale_R01	Rev. 0	

- Circ. Min. 11 dicembre 2009
- Legge del 05/11/1971 n. 1086 – Norme per la disciplina delle opere di conglomerato cementizio armato, normale e precompresso e a struttura metallica.
- D. M. del 09/01/1996 - Norme tecniche per il calcolo, l'esecuzione ed il collaudo delle strutture in cemento armato, normale e precompresso e per le strutture metalliche.
- UNI 9858 – Calcestruzzo – Prestazioni, produzione, posa in opera e criteri di conformità.
- O.P.C.M. n. 3274 del 20/03/2003 e s.m.i. – Criteri generali per la classificazione sismica del territorio nazionale e di normative tecniche per le costruzioni in zona sismica.

5.1.5. Piazzole di montaggio

In corrispondenza di ciascun aerogeneratore sarà realizzata una piazzola di montaggio, della superficie di 24x53 m. Tale opera avrà la funzione di garantire l'appoggio alle macchine di sollevamento necessarie per il montaggio della macchina e costituirà la piazzola definitiva di esercizio. Adiacente alla piazzola principale saranno asservite le aree necessarie per lo stoccaggio delle pale e dei tronchi dell'aerogeneratore. Saranno pertanto asservite le seguenti arre:

Area stoccaggio tronchi e movimentazione GRU mq 2820;

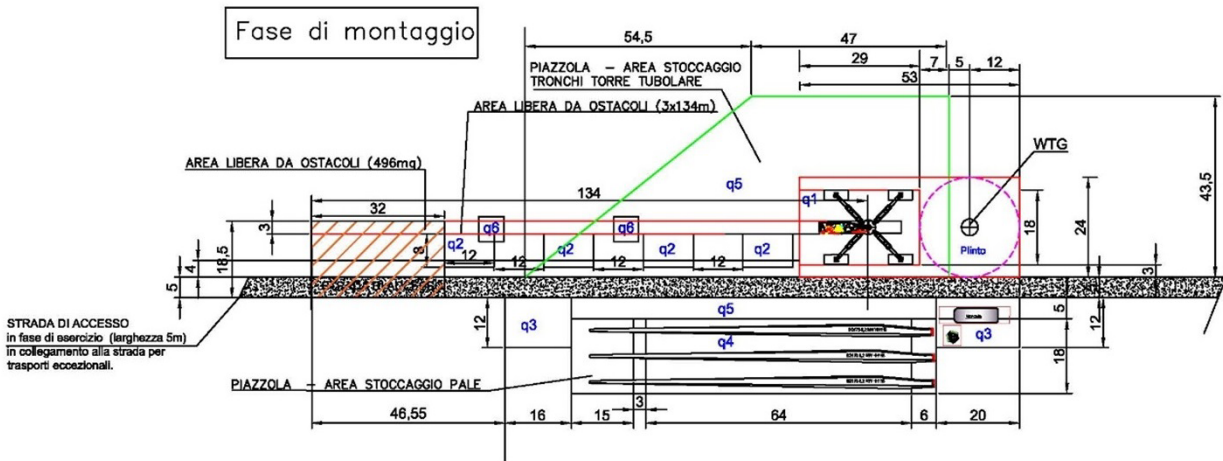
Area stoccaggio pale 2460 mq

Strada interna per trasporto eccezionale adiacente alle predette aree di mq 695 avente una larghezza di 5 m.;

Area temporanea libera per montaggio GRU di mq 630.

Le caratteristiche realizzative della piazzola dovranno essere tali da consentire la planarità della superficie di appoggio ed il defluire delle acque meteoriche.

Al termine dei lavori di realizzazione del parco eolico si procederà alla rimozione delle piazzole temporanee ad eccezione della piazzola di esercizio di 24x53 m, che sarà utilizzata per tutto il periodo di esercizio dell'impianto; le aree saranno oggetto di ripristino mediante rimozione del materiale utilizzato e la ricostituzione dello strato di terreno vegetale rimosso.



Tipico piazzola in fase di montaggio

5.1.6. Trincee e cavidotti MT

Gli scavi a sezione ristretta necessari per la posa dei cavi (trincee) avranno ampiezza variabile in relazione al numero di terne di cavi che dovranno essere posate (fino ad un massimo di 90 cm e profondità di 1,1 m).

I cavidotti saranno segnalati in superficie da appositi cartelli, da cui si potrà evincere il loro percorso. Il percorso sarà ottimizzato in termini di impatto ambientale, intendendo con questo che i cavidotti saranno realizzati per quanto più possibile al lato di strade esistenti ovvero delle piste di nuova realizzazione.



Dette linee in cavo a 30 kV permetteranno di convogliare tutta l'energia prodotta dagli aerogeneratori alla sottostazione di connessione e consegna da realizzarsi unitamente al Parco Eolico.

5.1.7. Sottostazione elettrica di connessione e consegna

La sottostazione di connessione e consegna (SET) sarà realizzata sottocampo in prossimità dell'impianto eolico da collegarsi, tramite 3 terne da 500 mmq con la cabina di misura posta nelle immediate vicinanze della nuova Stazione di smistamento Elettrica SET TERNA Avetrana (TA) e sarà ad essa connessa con linea interrata a 36kV.

In estrema sintesi, nella SET utente si avrà:

- Arrivo delle linee MT a 30 KV interrate, provenienti dall'impianto eolico;
- Trasformazione 30/36 kV, tramite opportuno trasformatore di potenza;
- Sistema di sbarre MT 36 kV in comune con due altri produttori
- Partenza di tre linee interrata MT 36 kV, di lunghezza pari a 16.785 m circa, che

	Relazione Generale		
	Elaborato: BAEQU27_RelazioneGenerale_R01	Rev. 0	

permetterà la connessione alla cabina di smistamento TERNA collegata alla RTN con raccordi 380 kV alla SE TERNA ERCHIE.

Il produttore Energia Levante avrà l'allaccio in connessione MT 36 kV nell'ambito della SET TERNA 36/380 kV.

Tutti gli impianti in bassa, media 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.

Le modalità di connessione saranno conformi alle disposizioni tecniche emanate dall'autorità per l'energia elettrica e il gas (delibera ARG/elt 99/08 del 23 luglio 2008 – Testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica - TICA), e in completo accordo con le disposizioni tecniche definite nell'Allegato A (CEI 0-16) della delibera ARG/elt 33/08).

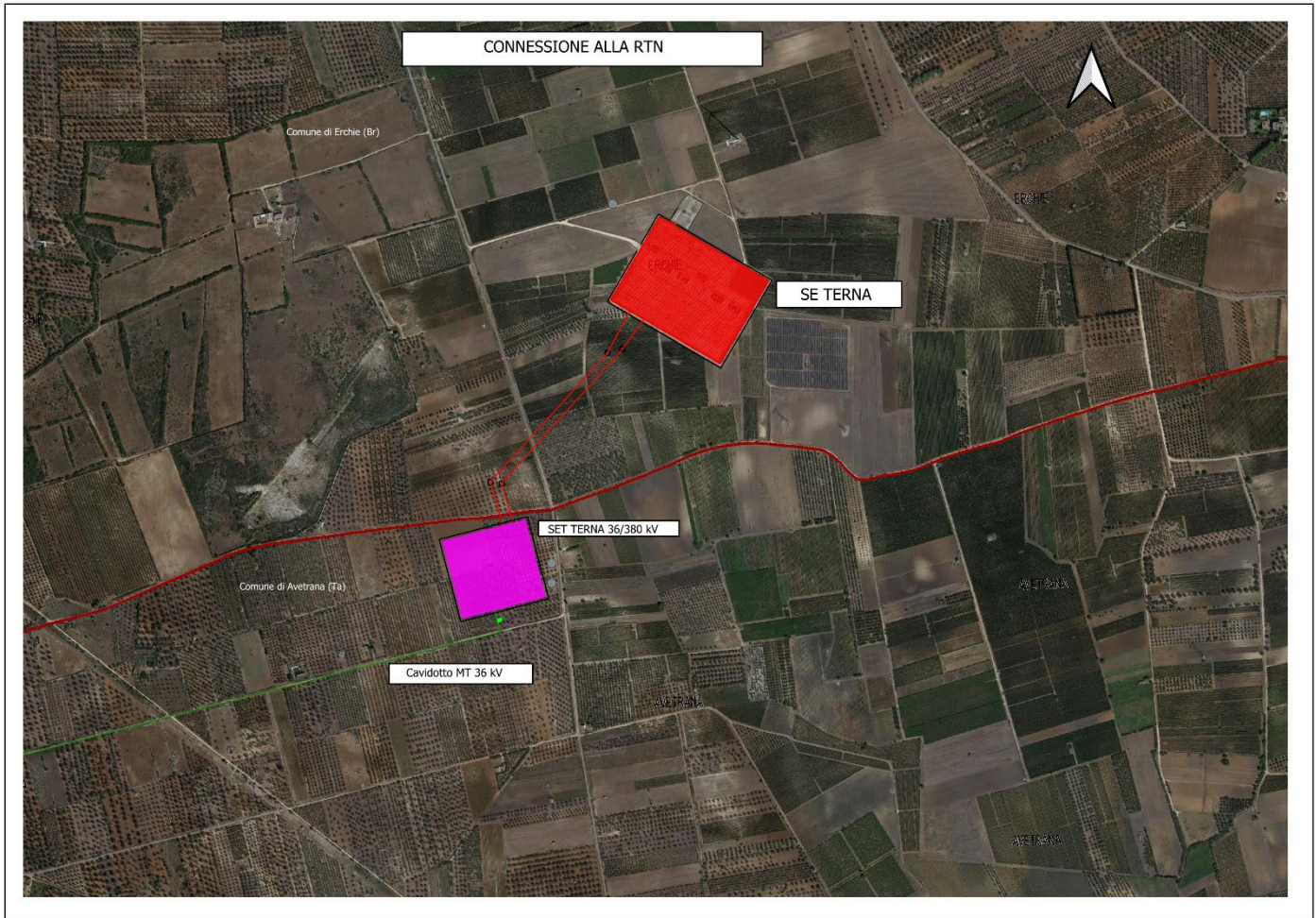
5.1.8. Stazione Elettrica di Trasformazione (SET TERNA)

5.1.8.1 Descrizione delle opere

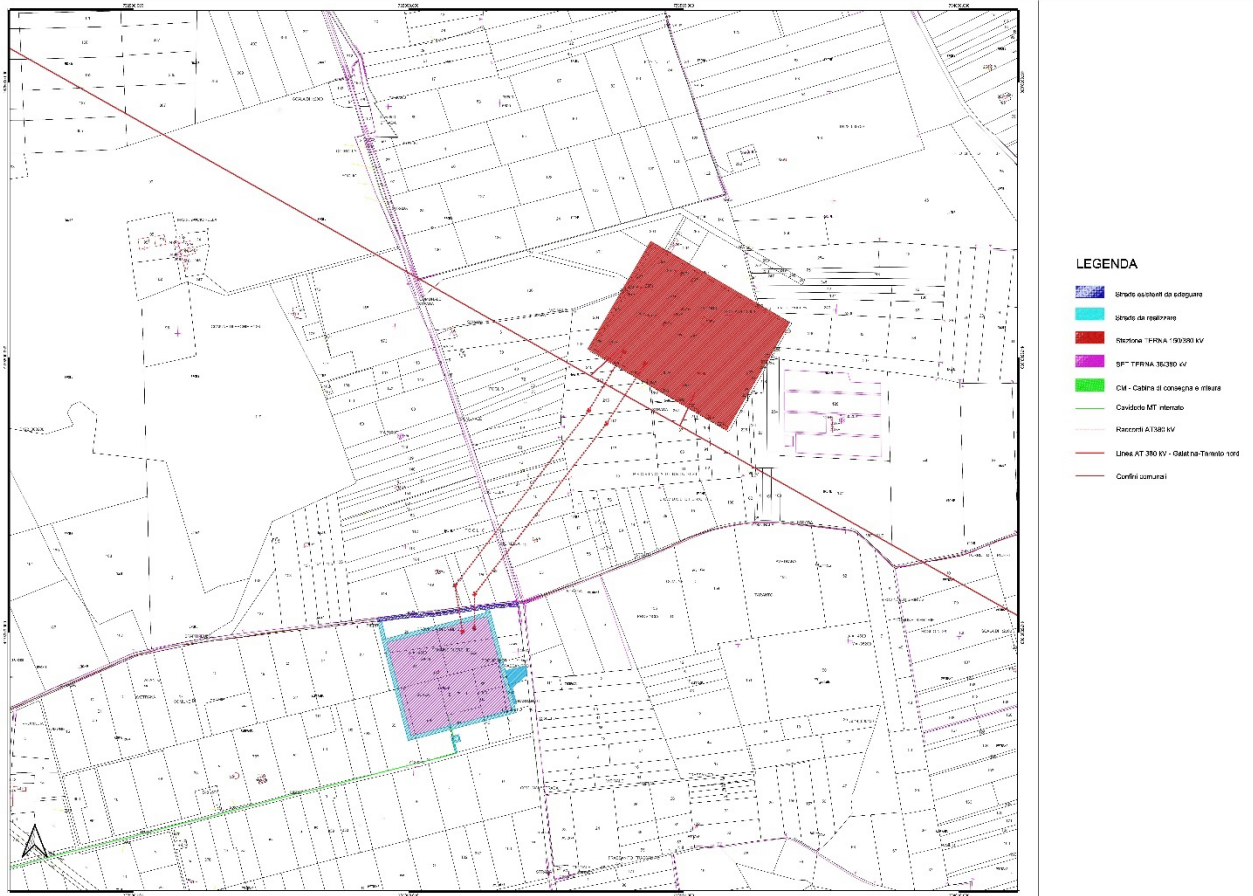
La Stazione Elettrica di Trasformazione TERNA 36/380 kv sarà ubicata nel Comune di Avetrana e sarà realizzata nei pressi della Stazione Elettrica TERNA ERCHIE e consentirà l'allaccio elettrico alla RTN sulla Linea AT380 Taranto Nord-Galatina nel tratto di connessione della esistente SE TERNA di Erchie(BR). Nella SET TERNA avverrà l'innalzamento di tensione 36/380 kV dell'energia elettrica proveniente (tramite linea MT in cavo interrato) dal Parco Eolico e la successiva consegna (alla RTN) dell'energia prodotta.

5.1.8.2 Ubicazione dell'opera

La costruzione della futura Stazione e dei raccordi aerei a 380 kV oggetto di analisi, nelle ipotesi presentate, interessa i comuni di Erchie (provincia di Brindisi, BR) ed Avetrana (provincia di Taranto, TA), nella Regione Puglia. La SET TERNA 36/380 è ubicata sui terreni del foglio 10 del Comune di Avetrana (Ta) come indicato in figura:

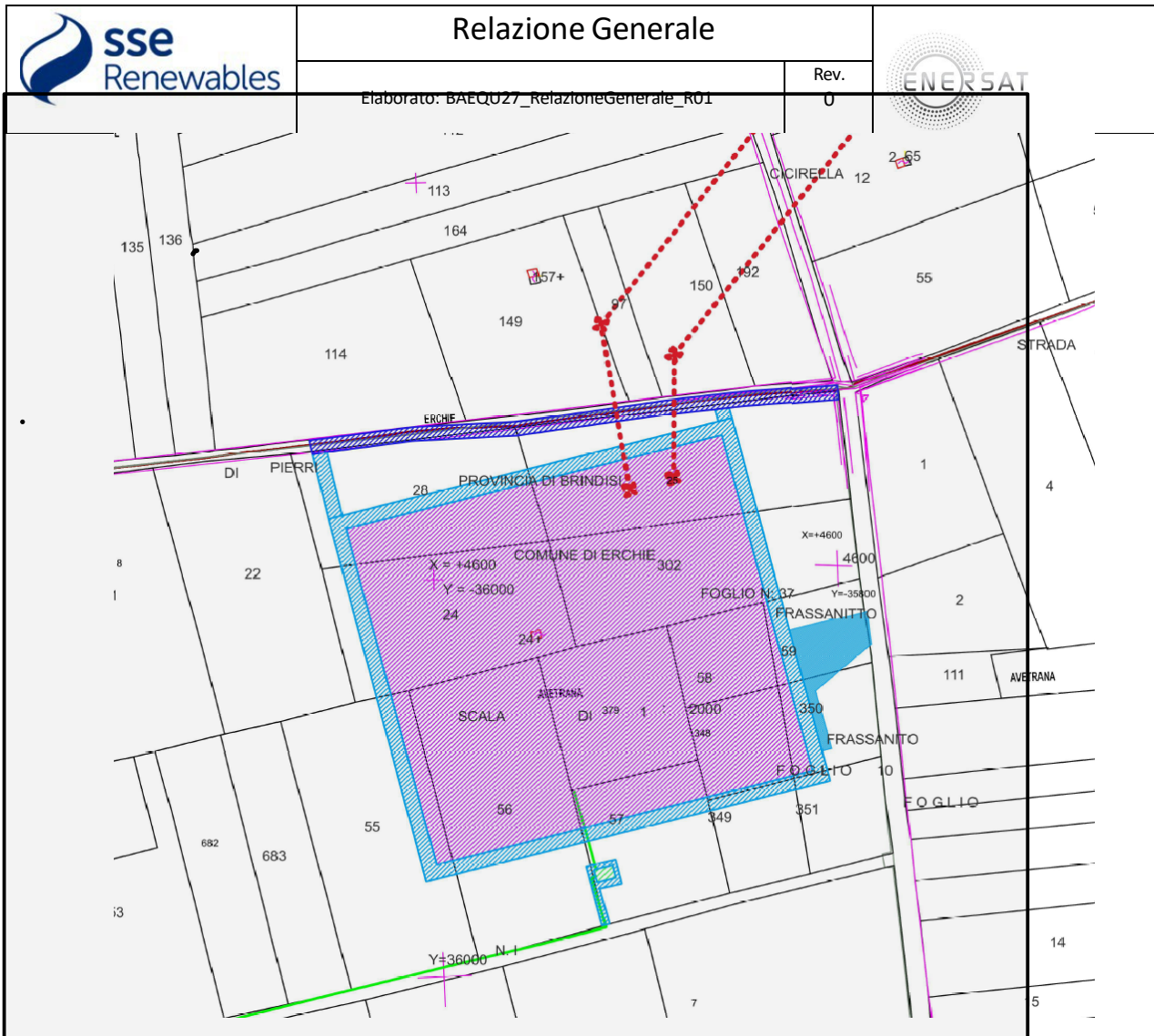


Ubicazione su ortofoto – Stazione Elettrica Terna 36/380 kV e Stazione elettrica Erchie 150/380 kV



Ubicazione catastale – Stazione Elettrica Terna 36/380 kV e Stazione elettrica Erchie 150/380 kV

Ubicazione SET TERNA nel Comune di Avetrana(Ta) foglio 10 p.lle 28,25,24,302,56,1,57,349,55,351,350,59. Raccordi AT30 kV foglio 32 p.lle 149,97,150 del Comune di Erchie



Stralcio catastale foglio 10 Comune di Avetrana (Ta)

L'area individuata ricade sul territorio del comune di Avetrana(Ta) e si colloca su un'area pianeggiante a 68 m s.l.m.. La destinazione d'uso dell'area è agricola con presenza di uliveti e siminativi L'accesso al sito avviene direttamente dalla strada Provinciale secondari SP64 "Frassanitto".

Con i proprietari dei fondi è stato possibile verificare la disponibilità preventiva alla cessione della proprietà. Il progetto prevede l'inserimento di 4 nuovi sostegni, oltre i sostegni portale interni alle stazione elettriche di arrivo e partenza.

In definitiva le opere sulle linee aeree di connessione alla linea elettrica nazionale consisteranno:

Tratto aereo FUTURO	
n. sostegni futuri	Lunghezza (m)
4	660

Nella scelta dell'area per la SET TERNA 36/380 kv si è tenuto conto che trattasi di area con:

- assenza di case abitate
- assenza di aree boschive
- accesso da strade pubbliche
- i raccordi da realizzare non interferiscono con la linea AT a 380 kV esistente
- costituzione di poche nuove servitù
- disponibilità preliminare dei proprietari terrieri.



Come si evince dagli elaborati grafici di progetto è utile precisare che:

- L'area della SET TERNA 36/380 kV non interferisce con aree interessate dalle tutele previste nel D.lgs. 42/2004 e non sussistono ulteriori vincoli. I raccordi aerei attraversano un'area soggetta a pericolo di inondazione all'interno della quale non ricade nessun sostegno.
- I movimenti terra ipotizzati in via preliminare possono essere ottimizzati con la presenza della viabilità pubblica nelle immediate vicinanze.
- I raccordi da realizzare non interferiscono con la linea AT a 380 kV esistente, si dovranno costituire poche nuove servitù grazie alla disponibilità preliminare dei proprietari terrieri.

6.1. Trasporti eccezionali

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 in via eccezionale solo per i tronconi delle Torri. Il trasporto delle pale avverrà esclusivamente dal porto di Taranto.

A partire da tali infrastrutture sarà possibile raggiungere il sito di impianto utilizzando prima la strada di grande comunicazione SS 7 (Taranto – Brindisi), e quindi a partire dall'uscita di

	Relazione Generale		
	Elaborato: BAEQU27_RelazioneGenerale_R01	Rev. 0	

Grottaglie est il seguente percorso:



- 18 km circa su SS7 direzione Brindisi, sino all’uscita Grottaglie Est, dopo lo svincolo si entra su SP exSS7 (Provincia Taranto);
 - 3,2 km circa su SP exSS7, prima rotonda, svolta a sx su SC Esterna Misicuro-Monache;
 - 0,55 km circa su SC Esterna Misicuro-Monache, quindi svolta a sx su SP 84 (Provincia Taranto);
 - 3 km circa si risale la SP 84 verso nord direzione Grottaglie, quindi svolta a dx su SP 86 (Prov. TA);
 - 4,7 km circa su SP 86 verso sud sino all’incrocio con SP ex SS603 (Prov. TA), dove in corrispondenza di una rotonda si svolta a sx verso Francavilla Fontana;
 - 2,2 km circa su SP ex SS603, sino al limite della Provincia di Taranto, qui la strada (che è sempre la stessa) cambia denominazione in SP 4 (Provincia di Brindisi). La si percorre ancora per 1,4 km, qui in prossimità della Masseria Cantagallo, si svolta a dx nella SP 51 (Prov. BR), in direzione Oria;
 - 13,8 km su SP 51, nell’ultimo tratto la SP 51 diventa la circonvallazione di Oria piegando verso sud, e la si percorre sino all’incrocio con la SP 58 (Prov. BR), dove si svolta a dx nella SP 58, verso sud in direzione Erchie – Manduria;
 - Da SP 58 (Provincia di BR) si continua su SP 98 (Provincia di TA), la strada è la stessa, dopo il confine di provincia cambia denominazione;
 - 4,6 km su SP 98 (Prov. TA), sino alla circonvallazione di Manduria, qui si svolta a sx su SS 7 ter
 - Svolta a destra a 300 m su SP142 direzione Avetrana (Ta)
 - Percorrendo la SP142 direzione Avetrana, svolta a destra a 3,7 Km , primo GATE dell’area impianto.

Nel caso di accesso dal porto di Brindisi, si percorrerà la SS7 in direzione di Taranto, fino ad imboccare l’uscita Grottaglie Est e da qui si procederà secondo il percorso sopra esposto.

I componenti di impianto da trasportare saranno, per ogni aerogeneratore:

- Pale del rotore dell’aerogeneratore (n. 3 trasporti);
- Navicella;
- Sezioni tronco coniche della torre tubolare di sostegno (n. 5 trasporti).

La dimensione dei componenti è notevole (in particolare le pale hanno lunghezza di 83,33 m) ed il mezzo eccezionale che le trasporta ha lunghezza di 98,079 m con carello in coda ed una lunghezza di scodatura di 11,77 m con altezza massima in coda di 4,523 m. Per questo motivo si renderanno necessari opportuni adeguamenti in prossimità di alcuni incroci stradali

	Relazione Generale		
	Elaborato: BAEQU27_RelazioneGenerale_R01	Rev. 0	

lungo il percorso che va dal porto di provenienza al sito dove è prevista l'installazione degli aerogeneratori.

Gli adeguamenti saranno limitati nel tempo al periodo strettamente necessario al trasporto dei componenti di tutti gli aerogeneratori, circa un mese, e saranno effettuati garantendo il mantenimento in qualsiasi momento di tutte le prescrizioni di carattere di sicurezza stradale. Ad esempio si utilizzeranno segnali stradali con innesto a baionetta o moduli spartitraffico tipo "New Jersey" di colore rosso e bianco, in polietilene ad alta densità (plastica), da rimuovere manualmente al passaggio dei mezzi eccezionali.



6.1.1. Strade e piste di cantiere

La viabilità esistente, nell'area di intervento, sarà integrata con la realizzazione di piste necessarie al raggiungimento dei singoli aerogeneratori, sia nella fase di cantiere che in quella di esercizio dell'impianto.

Le strade di servizio (piste) di nuova realizzazione, necessarie per raggiungere le torri con i mezzi di cantiere, avranno ampiezza di 5-6 m circa e raggio di curvatura di circa 70 m ma in ogni caso variabile a secondo lo sviluppo del convoglio in movimento. Al fine di eliminare possibili interferenze con ostacoli civili tipo fabbricati ed altre opere non amovibili è stata condotta una simulazione del percorso del convoglio con il software AutoTurn. Lo sviluppo lineare delle strade di nuova realizzazione, all'interno dell'area di intervento, sarà di circa 1.587 m (in media 198,4 m per aerogeneratore). Per quanto l'uso di suolo agricolo è comunque limitato, allo scopo di minimizzarlo ulteriormente per raggiungere le torri saranno utilizzate, per quanto possibile, le strade già esistenti, come peraltro si evince dagli elaborati grafici di progetto. Nei tratti in cui sarà necessario, tali strade esistenti saranno oggetto di interventi di adeguamento del fondo stradale e di pulizia da pietrame ed arbusti presenti, allo scopo di renderle completamente utilizzabili.

Le piste non saranno asfaltate e saranno realizzate con inerti compattati, parzialmente permeabili di diversa granulometria. Si prevede di adeguare 11.279 m di strade esistenti per uno sviluppo di 96.935 mq da adeguare comprese curvature di raccordo, realizzazione di 17.824 mq di strade nuove con uno sviluppo lineare di 1.587, superficie e strade temporanee di cantiere 12.194 mq che saranno rimossi a fine opera.

In alcuni punti precisamente indicati negli elaborati di progetto si renderà necessario l'abbattimento di due tratti di muretto per consentire la realizzazione delle strade ed il conseguente passaggio dei mezzi. Terminata la costruzione dell'impianto i muretti saranno parzialmente ricostruiti per lasciare spazio alle sole strade di esercizio.



	Relazione Generale		
	Elaborato: BAEQU27_RelazioneGenerale_R01	Rev. 0	

6.1.2. Regimazione idraulica



Negli interventi di realizzazione delle piste di cantiere e delle piazzole verrà garantita la regimazione delle acque meteoriche mediante la verifica della funzionalità idraulica della rete naturale esistente.

Ove necessario, si procederà alla realizzazione di fosso di guardia lungo le strade e le piazzole, o di altre opere quali canalizzazioni passanti o altre opere di drenaggio. In linea generale possiamo affermare che l'andamento piano –altimetrico dei terreni in cui si dovranno realizzare piazzole e strade, praticamente piatto, non creare particolari problemi di drenaggio delle acque piovane. Assente il rischio idro geologico.

PRINCIPALI CARATTERISTICHE TORRI EOLICHE	
Aerogeneratore	Pnom = 6,20 MW – diametro rotore 170 m
Torre	Tubolare – con 5 tronchi – altezza 115 m
Fondazioni in c.a. parte superficiale	Diametro = 24 m – Altezza 3,5 m –
Fondazioni in c.a. – pali (laddove presenti)	Numero 10 disposti a corona, diametro 1 m, prof max 30 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
PRINCIPALI CARATTERISTICHE IMPIANTO EOLICO	
N° torri eoliche	8
Potenza nominale complessiva	49,6 MW
Occupazione piazzole in fase di esercizio	24 x 53 = 1.272 mq x n.8 = 10.176 mq
Occupazione strada di servizio alla piazzola in fase di esercizio	170,55 x 5 x n.8 = 6.822 mq
Occupazione territoriale piazzole temporanee per montaggio componenti	2.480 x 8 = 19.840 mq 2.820 x 8 = 22.560 mq 630 x 8 = 5.040 mq Totale = 47.400 mq
Occupazione territoriale strade di progetto (da adeguare)	96.935 mq – Lunghezza 11.279 m
Occupazione territoriale strade di progetto (da realizzare)	17.824 mq – Lunghezza 1.587 m
Occupazione temporanee di strade	12.194 mq
Vita utile impianto	Un impianto eolico è autorizzato all'esercizio, dalla Regione Puglia, per 20 anni

	Relazione Generale		
	Elaborato: BAEQU27_RelazioneGenerale_R01	Rev. 0	

OPERA DA REALIZZARE	FASE DI CANTIERE	FASE DI ESERCIZIO	FASE DISMISSIONE	colture
	(mq)	(mq)	(mq)	
Occupazione piazzole (24 x 53 = 1.272 mq)	10.176,00	10.176,00		agricole
Occupazione piazzole montaggio	47.400,00			agricole
Strade da adeguare L=33.650,8	96.935,00	40.540,00		agricole
Strade da realizzare	17.824,00	17.824,00		agricole
Strade ed aree temporanee	12.194,00			agricole
Cabine di connessione SET Utente e commutazione	4.210,09	4.210,09		agricole
Stazione Terna 36/380 kV	19.740,00	19.740,00	19.740,00	agricole
Totale superficie occupata	208.479,09	92.490,09	19.740,00	

	Relazione Generale		
	Elaborato: BAEQU27_RelazioneGenerale_R01	Rev. 0	

6.1.3. Ripristini

Alla chiusura del cantiere, prima dell'inizio della fase di esercizio del parco, i terreni interessati dall'occupazione temporanea dei mezzi d'opera o dal deposito provvisorio dei materiali di risulta o di quelli necessari alle varie lavorazioni, saranno ripristinati.

Le operazioni di ripristino consisteranno in:

- Rimozione del terreno di riporto o eventuale rinterro, fino al ripristino della geomorfologia pre-esistente;
- Finitura con uno strato superficiale di terreno vegetale;
- Preparazione del terreno per l'attecchimento.

In fase di esercizio la dimensione delle piazzole antistanti le torri sarà ridotta a 50x30m. Sintesi Progettazione esecutiva

In sede di progettazione esecutiva si procederà alla redazione degli elaborati specialistici necessari alla cantierizzazione dell'opera, così come previsto dall'art. 33 del Decreto del Presidente della Repubblica 207/2010 per la parte in vigore (art.14-43 contenuti della progettazione). Il progetto esecutivo dovrà tenere presente le indicazioni qui di seguito riportate.



6.1.4. Scelta aerogeneratori

La scelta degli aerogeneratori sarà effettuata in base alle specifiche indicate dal fornitore, nell'ambito delle caratteristiche dimensionali e di potenza individuate nel presente progetto definitivo.

6.1.5. Calcoli strutture

Il dimensionamento delle strutture in c.a. e metalliche dovrà essere effettuato in conformità a quanto previsto dalla normativa vigente (D.M. 17 gennaio 2018 - Norme tecniche per le costruzioni); la documentazione di calcolo dovrà essere depositata secondo quanto previsto dalla L. R. n° 13/2001 art. 27 (già art. 62 L. R. n° 27/85). Il dimensionamento dovrà essere effettuato per le seguenti strutture:

- Plinti di fondazione in c.a. degli aerogeneratori;
- Torri metalliche degli aerogeneratori;
- Struttura portante (fondazioni, strutture verticali, solai) del fabbricato della Stazione di Trasformazione (SET);
- Fondazioni delle apparecchiature MT nella SET

	Relazione Generale		
	Elaborato: BAEQU27_RelazioneGenerale_R01	Rev. 0	

6.1.6. Dimensionamento elettrico

Dal punto di vista elettrico gli aerogeneratori saranno connessi tra loro da linee interrate MT a 30 kV in configurazione entra-esci, in 3 gruppi denominati sottocampi:

- Sottocampo 1: TR05 – TR04 - CS
- Sottocampo 2: TR06 – TR03 – TR02 - CS
- Sottocampo 3: TR01 – TR07 – TR08 – CS
- Sottocampo 4: CS - SET

Le quattro linee provenienti dai gruppi di aerogeneratori convoglieranno l'energia prodotta verso la cabina di commutazione o cabina di smistamento CS, da questa n.3 cavi da 500 mmq partiranno per la cabina SET 30/36kv di collegamento alla cabina TERNA 36/380kv in prossimità della Stazione Elettrica TERNA ERCHIE dove giungeranno nella CM cabina di consegna e Misura.



Il cavidotto MT avrà le seguenti caratteristiche:

- Tensione di esercizio 30 kV
- Sezioni (conduttore in alluminio) 150 mmq - 400 mmq – 500mmq - 800mmq.
- Lunghezza complessiva 79.962 m
- Il cavo di lunghezza 16.785 m che collega la SET UTENTE con la Cabina di misura (CM) nei pressi della SET TERNA sarà a 36kV

Il collegamento tra CM Utente di misura e Stazione Terna 36/380 kV verrà effettuato con n.2 linee interrate MT 36 kV, sezione 500 mmq di lunghezza pari a circa 50 m.

6.1.7. Cronoprogramma esecutivo

Per la progettazione esecutiva e la realizzazione dell'opera è previsto il seguente cronoprogramma di massima.

	Relazione Generale		
	Elaborato: BAEQU27_RelazioneGenerale_R01	Rev. 0	



7. COSTI E BENEFICI

Per considerare l'efficienza dell'investimento dal punto di vista territoriale, si riporta una valutazione dei benefici e dei costi dell'intervento sia a livello locale (considerando solo i flussi di benefici e *costi esternali* che si verificano localmente), sia a livello globale (considerando i flussi di benefici e costi che si verificano a livello globale).

7.1. Costo di produzione dell'energia da fonte eolica (LCOE)

Ai costi sopra stimati va aggiunto il costo di produzione dell'energia elettrica per l'impianto in studio. In generale, i costi della generazione di elettricità dal vento dipendono da vari fattori, in particolare dall'intensità del vento nel sito prescelto, dal costo delle turbine e delle relative attrezzature, dalla vicinanza alla rete elettrica nazionale e dall'accessibilità al sito. Innanzitutto è opportuno ricordare come l'individuazione e le caratteristiche anemologiche del sito prescelto abbiano un'indubbia importanza economica, in quanto la fisica chiarisce che la potenza della vena fluida è proporzionale al cubo della velocità del vento: se quest'ultima dovesse raddoppiare, matematicamente si potrebbe ottenere un'energia otto volte maggiore. Inoltre, rispetto ad una tradizionale centrale alimentata con combustibili fossili, una centrale a fonte rinnovabile è caratterizzata dall'assenza di oneri per il "combustibile", in quanto il vento è una risorsa assolutamente gratuita e perciò disponibile liberamente. Si deve tener anche conto del fatto che, nel breve termine, i costi iniziali di investimento predominano rispetto a quelli di esercizio, comportando una particolare attenzione alla copertura finanziaria dell'investimento, in modo particolare se si ricorre a finanziamenti di terzi.

Da oltre venti anni, ossia da quando l'industria del settore ha cominciato a raggiungere la sua maturità commerciale, il costo dell'energia eolica è in continua diminuzione, grazie alle economie di scala legate all'ottimizzazione dei processi produttivi, alle innovazioni e al conseguente miglioramento delle prestazioni delle macchine eoliche. In letteratura esistono vari studi che stimano i costi dell'energia generata da impianti eolici. Il più utilizzato è quello che utilizza l'approccio del "costo di produzione costante dell'energia", rapportato all'intera vita operativa dell'impianto, meglio conosciuto con l'acronimo LCOE (Levelized Cost of Energy). Questo tipo di approccio, utilizzato, fra l'altro, per confrontare il costo della generazione elettrica delle diverse fonti (fossili e non), tiene conto dei costi di investimento del capitale (costi finanziari), costi di produzione e del costo delle operazioni di manutenzione degli impianti (costi industriali) e del costo del combustibile; costituisce inoltre un punto di riferimento nelle analisi

	Relazione Generale		
	Elaborato: BAEQU27_RelazioneGenerale_R01	Rev. 0	

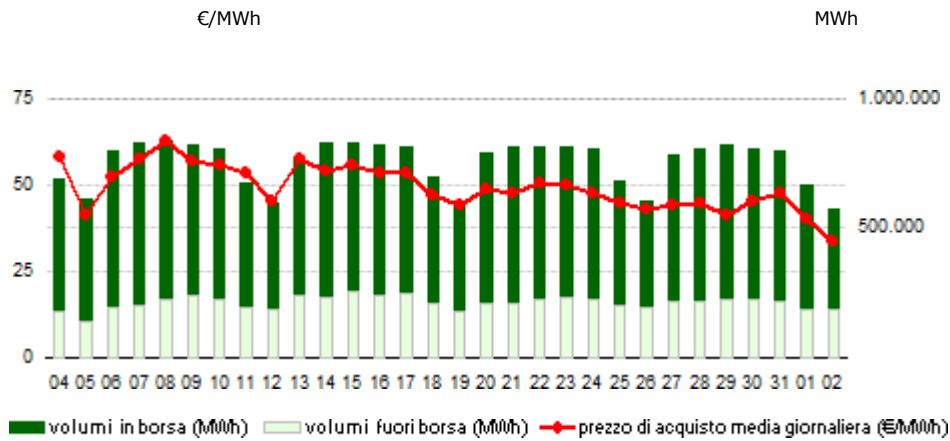
dei costi di produzione dell'energia elettrica derivante dalle diverse fonti esistenti. E' evidente che il costo del capitale risulti essere il principale componente per le tecnologie rinnovabili, mentre, al contrario, il costo del combustibile ha un peso molto grande per la maggior parte di quelle fossili.

Il valore medio europeo del LCOE (Levelized Cost of Electricity) dell'eolico nel 2018 è stimato in 43,3 €/MWh. L'Italia però rimane la più costosa, con 61,5 €/MWh contro il minimo di 35,0 €/MWh dei Paesi Bassi, in calo sul 2017 del 2% (Fonte: Irex Report di Althesys, 2019).

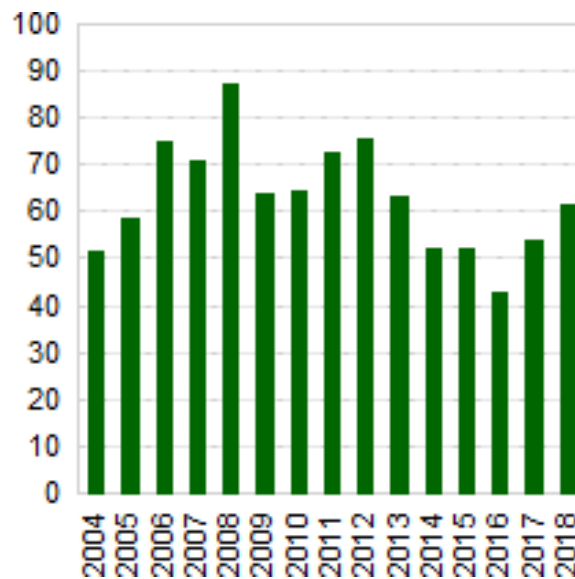
Per il calcolo del LCOE si tengono in conto i costi industriali di realizzazione dell'impianto, i costi finanziari, i costi operativi e di manutenzione dell'impianto che si ripetono annualmente. Inoltre tale valore tiene in conto anche del tasso di rendimento netto (depurato dall'inflazione), che remunera il capitale dell'investimento iniziale. In definitiva il valore del LCOE tiene in conto anche la remunerazione della società che detiene l'impianto.

Per l'impianto in esame del tipo utility scale è evidente che l'LCOE è in realtà più basso rispetto alla media nazionale poiché le dimensioni dell'impianto permettono di avere economie di scala nei costi di costruzione, gestione e manutenzione dell'impianto, e poiché si utilizzano macchine di ultima generazione molto efficienti che sfruttano al meglio la risorsa eolica dell'area. Queste economie possono essere quantificate nell'ordine di almeno 10 punti percentuali, possiamo pertanto fissare il prezzo dell'energia prodotta dall'impianto eolico in esame con ottima approssimazione intorno ai 55,5 €/MW.

Analizziamo di seguito qual è il prezzo di vendita (medio) dell'energia in Italia, per paragonarlo con LCOE della produzione di energia da fonte eolica. Verificheremo che il prezzo di vendita è paragonabile al costo di produzione. A tal proposito riportiamo l'andamento grafico del prezzo di vendita dell'energia (PUN – Prezzo Unico Nazionale) in Italia nel mese di maggio 2019 (Fonte: sito internet Gestore Mercato Elettrico, gme.it)





E ancora l'andamento del PUN nel periodo 2004-2018



PUN (Prezzo medio di vendita dell'energia in Italia) in €/MWh – fonte gme.it

Dai grafici si evince che è stata ormai raggiunta la cosiddetta “grid parity” per un impianto eolico quale quello in progetto, ovvero la produzione di energia da fonte eolica è remunerata dal prezzo di vendita sul mercato dell’energia. Il prezzo medio di vendita dell’energia per il 2018 è infatti superiore a 60 €/MWh a fronte di un LCOE medio per l’impianto eolico in studio stimato in circa

	Relazione Generale		
	Elaborato: BAEQU27_RelazioneGenerale_R01	Rev. 0	

55,5 €/MWh. Rimarchiamo che tale prezzo tiene in conto anche la remunerazione della società che detiene l'impianto.

7.2. Costi esterni



Per quanto visto al paragrafo precedente è evidente, che l'LCOE, considera costi industriale e finanziari, ma non considera i “costi esterni” generati dalla produzione di energia da fonte solare fotovoltaica. In realtà l'effettivo costo dell'energia prodotta con una determinata tecnologia è dato dalla somma dei costi industriali e finanziari sostenuti per la generazione elettrica lungo l'intero arco di vita degli impianti e dei *Costi Esterni* al perimetro dell'impresa sull'ambiente e sulla salute.

La produzione di energia da fonti convenzionali fossili (carbone, petrolio, gas naturale) genera come noto un problema di natura ambientale che stimola ormai da decenni la ricerca di soluzioni alternative, in grado di far fronte ai futuri crescenti fabbisogni energetici in modo sostenibile, ovvero con impatti per quanto più possibile limitati sull'ambiente.

L'elemento strategico per un futuro sostenibile è certamente il maggior ricorso alle energie rinnovabili, le quali presentano la caratteristica della “rinnovabilità”, ossia della capacità di produrre energia senza pericolo di esaurimento nel tempo, se ben gestite; esse producono inoltre un tipo di energia “pulita”, cioè con minori emissioni inquinanti e gas serra. Tra queste l'eolico, sembra essere al momento una delle tecnologie rinnovabili più mature con costi di produzione sempre più competitivi e vicini a quelli delle fonti fossili convenzionali.

Tuttavia anche la produzione di energia da fonte eolica, come d'altra parte tutte le energie rinnovabili, ha il suo costo ambientale. I costi ambientali non rientrano nel prezzo di mercato e pertanto non ricadono sui produttori e sui consumatori, ma vengono globalmente imposti alla società, ovvero si tratta *esternalità negative* o diseconomie. Tali costi sono tutt'altro che trascurabili e vanno identificati e stimati in ogni progetto.

Nella seconda metà degli anni Novanta del secolo scorso è stato sviluppato dall'Unione Europea un progetto denominato ExternE (Externalities of Energy), con l'obiettivo di sistematizzare i metodi ed aggiornare le valutazioni delle esternalità ambientali associate alla produzione di energia, con particolare riferimento all'Europa e alle diverse tecnologie rinnovabili. Il progetto in questione è basato su una metodologia di tipo bottom-up, la Impact Pathway Methodology, per valutare i costi esterni associati alla produzione di energia. La metodologia del progetto ExternE,

	Relazione Generale		
	Elaborato: BAEQU27_RelazioneGenerale_R01	Rev. 0	

definisce prima gli impatti rilevanti e poi ne dà una quantificazione economica. Purtroppo i valori economici riportati, poiché riferiti alla seconda metà degli anni novanta, non sono del tutto attendibili. Tuttavia partiremo dalle conclusioni di questo Studio relative alla generazione eolica per poi arrivare a quantificare i costi ambientali facendo riferimento a studi più recenti.



Le esternalità rilevanti nel caso di impianti per la produzione di energia da fonte eolica individuate dallo studio ExternE sono dovute a rumore e l'impatto visivo ritenendo gli altri impatti trascurabili anche nella quantificazione monetaria. In particolare si afferma che l'impatto su flora, fauna, avifauna ed in generale sull'ecosistema è rilevante solo nel caso in cui l'impianto sia realizzato in aree di particolare valore naturalistico o in prossimità di aree di particolare valore per fauna e avifauna. Considera poi gli altri impatti (elettromagnetico, impatto sul suolo) del tutto trascurabili, dà una quantificazione monetaria ad eventi accidentali quali incidenti durante l'esercizio dell'impianto e incidenti sul lavoro durante la costruzione.

Passando al caso in esame (Parco Eolico Messapia Energia) è evidente che l'area di progetto è sufficientemente lontana da aree di interesse naturalistico in particolare dalle aree protette umide costiere. Inoltre l'area presenta caratteristiche del tutto differente dalle aree umide costiere ed è caratterizzata da una pressoché totale antropizzazione agricola, non costituendo un ecosistema fragile che potrebbe essere alterato o distrutto dalla realizzazione del parco eolico.

Impatto acustico – costo esterno

Dall'Analisi previsionale di impatto acustico di progetto si evince che gli effetti del rumore prodotto dalle pale che ruotano nell'aria (rumore bianco) sono significativi sino ad una distanza di 400-500 m dagli aerogeneratori. In linea teorica, pertanto, i terreni agricoli e le abitazioni poste entro questa distanza dagli aerogeneratori potrebbero subire un deprezzamento dovuto all'esercizio del parco eolico. Ora considerando l'inviluppo dell'area individuata da ipotetici cerchi di raggio 500 m intorno agli aerogeneratori questa, per il parco eolico Messapia Energia, ha una estensione complessiva di 196 ha. Rileviamo inoltre che in tale intorno (500 m dagli aerogeneratori) non ci sono edifici abitati, di rilevante valore (solo alcuni ruderi, e depositi agricoli) pertanto non daremo una stima della perdita di valore di alcun edificio, generata dal rumore prodotto dagli aerogeneratori.

Il prezzo commerciale dei terreni agricoli a seminativo, uliveto e vigneto nell'area varia da un minimo di 10k€/ha ad un massimo di 25 k€/ha. Volendo fare una stima per eccesso possiamo dire che il prezzo medio dei terreni agricoli nell'area è di 20 k€/ha.

	Relazione Generale		
	Elaborato: BAEQU27_RelazioneGenerale_R01	Rev. 0	

Supponendo ora che il rumore generato dalle turbine eoliche comporti un deprezzamento dei terreni del 25% (valore assolutamente sovrastimato dal momento che si tratta di terreni ad uso agricolo, attività compatibile con la realizzazione di un impianto eolico), possiamo concludere che la realizzazione del parco eolico genera una perdita di valore e quindi un costo esterno di 5 k€/ha, e complessivamente un costo ambientale di:

$$5.000 \text{ €/ha} \times 730 \text{ ha} = 3.650.000,00 \text{ €}$$

Questo valore va poi rapportato alla quantità di energia prodotta. Così come indicato nell'Analisi di Producibilità di progetto, il parco eolico produce in un anno 146.805,00 MWh di energia e quindi in 20 anni:

$$146.805,00 \text{ GWh/anno} \times 20 \text{ anni} = 2.936.100.00,00 \text{ kWh}$$

Pertanto, il costo esterno (o ambientale) dovuto al rumore prodotto dagli aerogeneratori lo stimiamo in:

$$3.650.000,00 \text{ €} / 2.936.100.000,00 \text{ kWh} = 0,001243 \text{ €/kWh}$$



Ovvero poco più di 1 millesimo di euro per kWh prodotto. Dal momento che la produzione annua è come detto di 146.805 MWh/anno, il costo esterno dovuto all'impatto acustico è stimato su base annua in:

$$146.805.000,00 \text{ kWh} \times 0,001243 \text{ €/kWh} = \mathbf{182.500,00 \text{ €/anno}}$$

Impatto visivo – costo esterno

Per la stima del costo ambientale dell'impatto visivo generato dal Parco Eolico, faremo riferimento ad uno studio redatto dal Professore Domenico Tirendi dell'Università di Napoli che da una stima monetaria dell'impatto paesaggistico con il metodo della valutazione di contingenza. La valutazione di contingenza è una metodologia nata negli Stati Uniti per stimare il danno prodotto su una risorsa ambientale la cui gestione è pubblica. Questa metodologia fu applicata con successo per la prima volta nel 1989 per stimare il danno ambientale prodotto dallo sversamento di petrolio da una petroliera che naufragò nei pressi di una baia dell'Alaska procurando un disastro naturale di notevole entità.

Il Prof. Tirendi ha utilizzato tale metodologia per valutare l'impatto paesaggistico prodotto dalla realizzazione di due parchi eolici nei Comuni di Accadia e Sant'Agata di Puglia, nel sub appennino dauno. Riprendendo un passaggio dello Studio. *“Il paesaggio in quanto bene pubblico viene consumato da turisti e residenti senza alcuna spesa. Il fatto che non sia pagato, però, non*

	Relazione Generale		
	Elaborato: BAEQU27_RelazioneGenerale_R01	Rev. 0	

significa che il paesaggio non abbia un suo valore. Un consumatore, infatti, potrebbe essere disposto a pagare per la sua fruizione/mantenimento (valore d'uso corrente), per poterne usufruire in futuro (valore d'opzione), perché ne possano usufruire le future generazioni (valore di lascito), per il piacere che altri individui possano goderne (valore vicario) e per il solo fatto che un bene territoriale con quelle caratteristiche esista (valore di esistenza). La valutazione di contingenza consiste nel domandare ad un campione di individui quale sia la massima disponibilità a pagare (DAP) per il mantenimento/miglioramento della qualità di una risorsa mirando a tracciare una curva di domanda altrimenti latente. Questo strumento, fondato su questionari compilati attraverso interviste del tipo "in persona" ad un campione casuale di 200 residenti dei comuni di Accadia e Sant'Agata (per un totale di 400 interviste complessive ha avuto come obiettivo principale la misurazione del possibile danno arrecato al paesaggio dalla presenza delle turbine eoliche."

In pratica, nel caso specifico, è stato chiesto a questo campione significativo di abitanti dei due comuni quanto fossero disposti a pagare per una delocalizzazione dei Parchi Eolici in altre aree indicando nella stessa domanda i valori di 5€, 10 €, 25€, 50 €. E' evidente che questa "valorizzazione" è stata richiesta solo a chi era disposto a pagare ovvero ad autotassarsi per non avere l'impianto eolico nel territorio comunale. Nel questionario dopo una serie di domande preparatorie è stato richiesto all'intervistato di esprimere la propria disponibilità a pagare (DAP) per ottenere la delocalizzazione degli impianti eolici presenti nel proprio ambito comunale. La richiesta relativa alla DAP è stata preceduta dalla descrizione del seguente scenario: « *La Giunta Regionale della Puglia sta studiando un Piano di localizzazione dei nuovi impianti eolici, per quelli già attivi, laddove sia evidente la presenza di impatti negativi sul paesaggio circostante sta valutando la possibilità di delocalizzare gli impianti «off-shore» (sul mare) sul basso adriatico a notevole distanza dalla costa in modo da risultare non visibile anche attraverso l'uso di colori in grado di renderne minimo l'impatto visivo. Lei sarebbe a favore di uno spostamento delle turbine? (SI - NO). Essendo la delocalizzazione molto onerosa la Regione interverrà nella misura del 50% dei costi, lasciando la restante parte a carico dei cittadini. Se la sua famiglia fosse chiamata a contribuire con un contributo di € x da pagare una sola volta per attuare questo programma, lei come voterebbe?».*

Nella quantificazione della DAP, come detto, è stato proposto un ammontare monetario di 5€, 10€, 25 €, 50€

I risultati sono stati i seguenti: ad Accadia sul campione di 200 abitanti, 87 persone (43,5%) sono disposte a pagare e mediamente 17,6 €.

A Sant'Agata di Puglia sul campione di 200 abitanti sono disposte a pagare 95 persone (47,5%) e mediamente sono disposte a pagare 17,6 €.

Mediando ulteriormente i dati dei due comuni possiamo dire che il 45,5% dei residenti è disposto a pagare una somma di 17,6 €, per delocalizzare il parco eolico e non avere l'impatto visivo da esso prodotto. Considerando inoltre che la ricerca è del 2006 e che l'indice di rivalutazione ISTAT da gennaio 2006 ad ottobre 2019 (ultimo dato disponibile) è pari a 1,189, abbiamo

$$17,6 \text{ €} \times 1,189 = 20,93 \text{ €}.$$

Passando ora al caso del Parco Eolico Messapia Energia (Maruggio-Manduria) e sovrastimando i risultati della ricerca condotta nei due comuni dauni, possiamo considerare che il 70% della popolazione residente sia disposta a pagare 100 € per delocalizzare il parco eolico.



La popolazione residente la riferiamo a quella complessiva di tutti i comuni che si trovano in un intorno di 15 km dal Parco Eolico (dati ISTAT al 31/12/2021).

Comune	Provincia	Popolazione (ab.)
Avetrana	Taranto	6.278
Maruggio	Taranto	5.254
Manduria	Taranto	29.923
Fragagnano	Taranto	5.004
Lizzano	Taranto	9.575
Sava	Taranto	15.337
Torricella	Taranto	4.139
San Marzano	Taranto	8.906
Pulsano	Taranto	11.131
Oria	Brindisi	14.536
Erchie	Brindisi	8.188
Torre San Susanna	Brindisi	10.115
TOTALE		128.377

E quindi il costo ambientale stimato per l'impatto visivo prodotto dalla realizzazione del parco eolico è di:

$$128.377 \times 0,7 \times 100 \text{ €} = 8.986.390 \text{ €}$$

Rapportandolo anche in questo caso alla quantità di energia prodotta nei venti anni, abbiamo:

	Relazione Generale		
	Elaborato: BAEQU27_RelazioneGenerale_R01	Rev. 0	

$$8.986.390 \text{ €} / 2.936.100.00 \text{ kWh} = 0,003060655 \text{ €/kWh}$$

Questo costo esterno non tiene conto del valore assegnato al paesaggio dai turisti e non residenti che attraversano l'area. Non trattandosi comunque di un'area turistica, ma tipicamente agricola, incrementiamo il costo ambientale calcolato per i residenti del 30%, ottenendo infine una stima del costo esterno dovuto all'impatto paesaggistico:

$$\text{costo esterno dovuto all'impatto paesaggistico} = 0,003978852 \text{ €/kWh}$$

Dal momento che la produzione annua è come detto di MWh/anno, il costo esterno dovuto all'impatto visivo è stimato su base annua in:

$$146.805.000 \text{ kWh} \times 0,003978852 \text{ €/kWh} = \mathbf{584.115,35 \text{ €/anno}}$$



7.2.1. Benefici globali

La produzione di energia da fonti rinnovabili genera degli indubbi benefici su scala globale dovuti essenzialmente alla mancata emissione di CO₂ ed altri gas che emessi in atmosfera sono nocivi per la salute umana, oltre ad essere una delle principali cause del cosiddetto cambiamento climatico. I costi esterni evitati per mancata produzione di CO₂, tengono in conto le esternalità imputabili a diversi fattori collegate:

- ✓ ai cambiamenti climatici: da una minore produzione agricola,
- ✓ ad una crescita dei problemi (e quindi dei costi) sanitari per i cittadini,
- ✓ dalla minor produttività dei lavoratori,
- ✓ dai costi di riparazione dei danni ambientali generati da fenomeni meteo climatici estremi

Uno studio dell'Università di Stanford pubblicato nel 2015 ha fissato il "costo sociale" (o costo esterno) di ogni tonnellata di CO₂ emessa in atmosfera in 220 dollari. Valore ben superiore al volare di 37 \$/t di CO₂ (pari a circa 33 €/t di CO₂), che gli USA utilizzano come riferimento per ponderare le proprie strategie di politica energetica ed indirizzare le azioni di mitigazione climatica.

Il protocollo di Kyoto ha indicato, tra l'altro, ai Paesi sottoscrittori la necessità di creare dei mercati delle emissioni di CO₂ (Carbon Emission Market). Il primo mercato attivo è stato quello

	Relazione Generale		
	Elaborato: BAEQU27_RelazioneGenerale_R01	Rev. 0	

europeo chiamato EU ETS (European Emission Trading Scheme), esso è il principale strumento adottato dall'Unione europea per raggiungere gli obiettivi di riduzione della CO₂ nei principali settori industriali e nel comparto dell'aviazione. Il sistema è stato introdotto e disciplinato nella legislazione europea dalla Direttiva 2003/87/CE (Direttiva ETS), ed è stato istituito nel 2005.

Il meccanismo è di tipo *cap&trade* ovvero fissa un tetto massimo complessivo alle emissioni consentite sul territorio europeo nei settori interessati (cap) cui corrisponde un equivalente numero "quote" (1 ton di CO₂eq. = 1 quota) che possono essere acquistate/vendute su un apposito mercato (trade). Ogni operatore industriale/aereo attivo nei settori coperti dallo schema deve "compensare" su base annuale le proprie emissioni effettive (verificate da un soggetto terzo indipendente) con un corrispondente quantitativo di quote. La contabilità delle compensazioni è tenuta attraverso il Registro Unico dell'Unione mentre il controllo su scadenze e rispetto delle regole del meccanismo è affidato alle Autorità Nazionali Competenti (ANC).

Le quote possono essere allocate a titolo oneroso o gratuito. Nel primo caso vengono vendute attraverso aste pubbliche alle quali partecipano soggetti accreditati che acquistano principalmente per compensare le proprie emissioni ma possono alimentare il mercato secondario del carbonio. Nel secondo caso, le quote vengono assegnate gratuitamente agli operatori a rischio di delocalizzazione delle produzioni in Paesi caratterizzati da standard ambientali meno stringenti rispetto a quelli europei (c.d. carbon leakage o fuga di carbonio). Le assegnazioni gratuite sono appannaggio dei settori manifatturieri e sono calcolate prendendo a riferimento le emissioni degli impianti più "virtuosi" (c.d. benchmarks, prevalentemente basati sulle produzioni più efficienti).

Indipendentemente dal metodo di allocazione, il quantitativo complessivo di quote disponibili per gli operatori (cap) diminuisce nel tempo imponendo di fatto una riduzione delle emissioni di gas serra nei settori ETS: in particolare, al 2030, il meccanismo garantirà un calo del 43% rispetto ai livelli del 2005.

L'EU ETS, in tutta Europa, interessa oltre 11.000 impianti industriali e circa 600 operatori aerei. In Italia sono disciplinati più di 1.200 soggetti che coprono circa il 40% delle emissioni di "gas serra" nazionali.

I diritti europei per le emissioni di anidride carbonica, in pratica i "*permessi ad inquinare*", sono stati scambiati nel 2018 ad un prezzo medio di 15,43 €/t CO₂, come chiaramente indicato nella

tabella sotto. I prezzi di aggiudicazione ottenuti dall'Italia sono i medesimi degli altri Stati membri aderenti alla piattaforma comune europea

Tabella 4: Proventi d'asta mensili per l'Italia nel 2018 da quote EUA

Anno	Mese	Quote collocate Italia	Prezzo d'aggiudicazione IT €/tCO ₂	Proventi italiani €
2018	gennaio	7.667.000	€ 8,36	€ 64.117.030
	febbraio	8.364.000	€ 9,33	€ 78.057.030
	marzo	8.364.000	€ 11,27	€ 94.227.430
	aprile	9.061.000	€ 13,19	€ 119.558.025
	maggio	6.273.000	€ 14,89	€ 93.391.030
	giugno	8.364.000	€ 15,18	€ 126.972.490
	luglio	9.758.000	€ 16,26	€ 158.637.200
	agosto	4.158.000	€ 18,61	€ 77.369.985
	settembre	7.667.000	€ 21,74	€ 166.694.520
	ottobre	9.758.000	€ 19,49	€ 190.169.480
	novembre	9.061.000	€ 18,77	€ 170.061.030
	dicembre	4.862.500	€ 20,74	€ 100.846.180
Totale		93.357.500	€ 15,43	€ 1.440.101.430



*Prezzo medio ponderato delle EUA (European Union Allowances) nel 2018
(Fonte GSE – Rapporto Annuale aste di quote europee di emissione)*

Tuttavia tale valore è destinato sicuramente a salire in relazione a situazioni contingenti (Brexit), ma anche, come detto in considerazione che il meccanismo stesso prevede una diminuzione nel tempo (fino a 2030) di quote disponibili per gli operatori (cap).

In relazione a questi fatti già nell'aprile del 2019 l'EUA è salito a 26,89 €/t CO₂, ed è intuibile che questo valore cresca. E' evidente, inoltre, che il valore dell'EUA costituisca comunque una indicazione del costo esterno associato all'emissione di CO₂ in atmosfera.

Sulla base delle considerazioni sopra esposte possiamo considerare valido il valore di **33 €/t di CO₂ emessa in atmosfera come costo esterno** (ovvero il costo utilizzato negli USA) da prendere in considerazione per la valutazione dei benefici (globali) introdotti dalla mancata emissione di CO₂ per ogni kWh prodotto da fonte fotovoltaica.

Sulla base del mix di produzione energetica nazionale italiana, ISPRA (Istituto Superiore per la Protezione e Ricerca Ambientale) in uno studio del 2015, valuta che la sostituzione di un kWh

	Relazione Generale		
	Elaborato: BAEQU27_RelazioneGenerale_R01	Rev. 0	

prodotto da fonti fossili con uno prodotto da fonti rinnovabili consente di evitare l'emissione di **554,6 g CO₂**. Tale valore tiene anche in conto il fatto che sebbene nella fase di esercizio le fonti rinnovabili non producano emissioni nocive, nella fase di costruzione dei componenti di impianto (p.e. moduli fotovoltaici), si genera una pur piccola quantità di emissioni di gas nocivi con effetto serra.

In considerazione dei dati sopra riportati in definitiva possiamo considerare che per ogni kWh prodotto dall'impianto fotovoltaico in oggetto sia abbia una mancata emissione di CO₂ in atmosfera quantificabile da un punto di vista monetario in:

$$0,033 \text{ €/kg} \times 0,5546 \text{ kg/kWh} = 0,018 \text{ €/kWh}$$



L'impianto eolico Messapia Energia ha una potenza installata di 49,6 MW e una produzione annua netta attesa di 146.805 MWh.

Con beneficio annuo per mancata emissione di CO₂, pari a:

$$146.805.000 \text{ kWh} \times 0,018 \text{ €/kWh} = 2.642.490 \text{ €/anno}$$

Altri benefici globali o meglio non locali, peraltro difficilmente quantificabili in termini monetari, almeno per un singolo impianto, sono:

- 1) La riduzione del prezzo dell'energia elettrica. Negli anni il prezzo dell'energia elettrica è sceso per molte cause calo della domanda (dovuta alla crisi economica), calo del prezzo dei combustibili, aumento dell'offerta. La crescita di eolico e fotovoltaico con costi marginali di produzione quasi nulli ha contribuito ad abbassare i prezzi sul mercato dell'energia, portando a forti riduzioni del PUN. Ricordiamo a tal proposito che per l'impianto in progetto non sono previsti incentivi statali (impianto *ingridparity*), che, tipicamente, a loro volta sono pagati, di fatto, nelle bollette elettriche.
- 2) Riduzione del *fuelrisk* e miglioramento del mix e della sicurezza nazionale nell'approvvigionamento energetico. La crescente produzione da fonti rinnovabili comporta una minore necessità di importazione di combustibili fossili, riducendo la dipendenza energetica dall'estero.
- 3) Altre esternalità evitate. La produzione di energia da combustibili fossili comporta oltre alle emissioni di CO₂, anche l'emissione di altri agenti inquinanti NH₃, NO_x, NMVOC, PM e SO₂, che generano aumento delle malattie, danni all'agricoltura, e agli edifici, che

	Relazione Generale		
	Elaborato: BAEQU27_RelazioneGenerale_R01	Rev. 0	

generano ulteriori costi esterni, ovvero costi sociali, evitabili con un diverso mix energetico.



- 4) Altre ricadute economiche dirette. La realizzazione di impianti quali quello in progetto generano un valore aggiunto per tutta la catena del valore della filiera nelle fasi di finanziamento dell'impianto (banche, compagnie assicurative, studi legali, fiscali, notarili), realizzazione dei componenti (ad esempio inverter, strutture di sostegno dei moduli), progettazione, installazione, gestione e manutenzione dell'impianto ed ovviamente anche nella produzione di energia.
- 5) Altre ricadute economiche indirette. La crescita di una filiera comporta un aumento di PIL e quindi di ricchezza pubblica e privata del Paese, con effetti positivi sui consumi, sulla creazione di nuove attività economiche e nei servizi.

Infine è proficuo rammentare che la realizzazione dell'impianto fotovoltaico in progetto è in linea con quanto definito nella SEN (Strategia Energetica Nazionale). La SEN si pone come obiettivi al 2030:

- l'aumento della competitività del Paese allineando i prezzi energetici a quelli europei,
- il miglioramento della sicurezza nell'approvvigionamento e nella fornitura dell'energia,
- la decarbonizzazione del sistema di approvvigionamento energetico.

E' evidente che un ulteriore sviluppo delle energie rinnovabili costituisce uno dei punti principali (se non addirittura il principale) per il conseguimento degli obiettivi del SEN. Benché l'Italia abbia raggiunto con largo anticipo gli obiettivi rinnovabili del 2020, con una penetrazione del 17,5% sui consumi già nel 2015, l'obiettivo indicato nel SEN è del 28% al 2030. In particolare, le rinnovabili elettriche dovrebbero essere portate al 48-50% nel 2030, rispetto al 33,5% del 2015. Il SEN propone di concentrare l'attenzione sulle tecnologie rinnovabili mature, quali il fotovoltaico, il cui LCOE è vicino al *market parity*, che dovranno essere sostenute non più con incentivi alla produzione ma con sistemi che facilitino gli investimenti

In conclusione, è evidente che la realizzazione dell'impianto fotovoltaico in progetto comporterebbe dei benefici globali ben superiori al costo esterno generato dalla stessa realizzazione dell'impianto.

	Relazione Generale		
	Elaborato: BAEQU27_RelazioneGenerale_R01	Rev. 0	

7.3. Benefici locali

A fronte dei benefici globali sopra individuati e quantificati dobbiamo considerare, d'altra parte, che i costi esterni sono sopportati soprattutto dalla Comunità e dall'area in cui sorge l'impianto, dal momento che gli impatti prodotti dall'impianto fotovoltaico sono esclusivamente locali.

Vediamo allora quali sono le contropartite *economiche* del territorio a fronte dei costi esterni sostenuti.

Innanzitutto, il **Comune di Maruggio e Manduria**, in cui è prevista l'installazione dell'impianto percepirà in termini di IMU un introito annuale quantificabile in 15.000,00 € per ogni aerogeneratore e quindi complessivamente

$$8 \times 15.000,00 \text{ €} = 120.000,00 \text{ €/anno}$$

I proprietari dei terreni percepiranno in media 20.000,00 € (aree per plinti di fondazione, piazzole e strade di esercizio) per aerogeneratore per la cessione del diritto di superficie, e quindi

$$8 \times 40.000,00 \text{ €} = 320.000,00 \text{ €/anno}$$

L'attività di gestione e manutenzione dell'impianto è stimata essere di 50.000,00 €/anno per ogni aerogeneratore. Assumendo cautelativamente che solo il 20% (10.000,00 €/WTG) si appannaggio di imprese locali (sorveglianza, piccole opere di manutenzione), stimiamo cautelativamente, un ulteriore vantaggio economico per il territorio di:

$$8 \times 10.000,00 \text{ €} = 80.000,00 \text{ €/anno}$$

Per quanto concerne i costi di costruzione dell'impianto e delle relative opere di connessione si stima un costo di 800.000,00 €/MW. Considerando, ancora in maniera conservativa, che il 10% (80.000,00 €/MW) sia appannaggio di imprese locali, abbiamo complessivamente un introito di:

$$49,6 \text{ MW} \times 80.000,00 \text{ €/MW} = 3.968.000 \text{ €}$$

Non considerando (conservativamente) alcun tasso di attualizzazione e dividendo semplicemente per 20 anni (durata del periodo di esercizio dell'impianto così come autorizzato dalla Regione Puglia), abbiamo:

$$3.968.000 \text{ €} / 20 \text{ anni} = 198.400 \text{ €/anno}$$

In pratica consideriamo un ulteriore introito per il Territorio di circa 198,4 mila euro ogni anno per 20 anni.

Infine per la gestione operativa di un impianto eolico quale quello in progetto, necessita l'assunzione di almeno sei operatori che con cadenza giornaliera si rechino presso l'impianto. Necessariamente queste maestranze dovranno essere locali. La ricaduta economica sul territorio è quantificabile in 180.000,00 €/anno.

Infine tra i benefici locali non andiamo a quantificare introiti legati soprattutto alle attività di consulenza, quali servizi tecnici di ingegneria, servizi di consulenza fiscale, che tipicamente (ma non necessariamente) sono affidati a professionisti locali.

In definitiva abbiamo la seguente quantificazione dei benefici locali.

	BENEFICI LOCALI
IMU	120.000,00 €/anno
Diritto di superficie a proprietari dei terreni	320.000,00 €/anno
Manutenzione impianto	80.000,00 €/anno
Lavori di costruzione	198.400,00 €/anno
Assunzioni per gestione operativa impianto	180.000,00 €/anno
TOTALE	898.400,00 €/anno

7.4. Confronto tra costi esterni e benefici locali e globali

I benefici globali e locali sopra individuati e quantificati vanno infine confrontati con la stima dei costi esterni stimati.



Abbiamo visto che i costi esterni nel caso di un impianto eolico sono sostanzialmente dovuti all'impatto acustico e a quello paesaggistico/ visivo. Dalla stima effettuata abbiamo

Costi esterni imputabili ad impatto visivo 584.115,35 €/anno

Costi esterni imputabili ad impatto acustico 182.500,00 /anno

Costi esterni totali 766.615,35 €/anno

In tabella è riportato il confronto tra la quantificazione dei costi esterni, benefici locali, benefici locali, ribadendo peraltro che i benefici globali e locali sono sicuramente sottostimati.

	Relazione Generale		
	Elaborato: BAEQU27_RelazioneGenerale_R01	Rev. 0	

COSTI ESTERNI	BENEFICI GLOBALI	BENEFICI LOCALI
766.615,35 €/anno	2.642.490,00 €/anno	898.400,00 €/anno

Totale benefici: € 3.540.890,00

E' evidente dalle stime effettuate che:

- i benefici globali (ampiamente sottostimati) sono più del triplo dei costi esterni
- i benefici locali sono comunque superiori (15%) dei costi esterni.

Il bilancio costi – benefici (sia a livello globale sia a livello locale) riferito all'impianto in progetto è sempre positivo. In definitiva abbiamo un saldo ambientale in positivo anche se consideriamo benefici locali e impatti locali

8. RESIDUI ED EMISSIONI – IMPATTI AMBIENTALI

Residui ed emissioni sono presenti sia nella fase di costruzione sia in quella di esercizio dell'impianto.

8.1.1. Residui ed emissioni per la costruzione dei componenti di impianto

Per la costruzione di tutti i componenti dell'impianto non è previsto l'utilizzo di materiali pericolosi, tossici o inquinanti.



Le torri tubolari saranno realizzate in laminato di ferro, sabbiato e tinteggiato con colori chiari.

Le parti elettriche e meccaniche saranno realizzate con i tipici materiali utilizzati per questo tipo di componenti (ferro e leghe varie, rame, pvc, ecc.).

8.1.2. Residui ed emissioni nella fase di realizzazione dell'impianto

Nella fase di realizzazione dell'impianto sono previsti scavi per la realizzazione dei plinti di fondazione delle torri di sostegno degli aerogeneratori. I plinti delle fondazioni dirette avranno forma tronco-conica con diametro di base di circa 23,7 m. L'altezza massima del plinto sarà di 3,5 m. Pertanto, per ciascun plinto è previsto uno scavo di circa 2.235 mc. Il materiale di risulta rinveniente dagli scavi sarà in gran parte riutilizzato nell'ambito dello stesso cantiere per la realizzazione delle strade (non asfaltate) previste nel progetto.

I plinti di fondazione saranno in c.a. ed avranno un volume di circa 929 mc.

	Relazione Generale		
	Elaborato: BAEQU27_RelazioneGenerale_R01	Rev. 0	

Nella fase di realizzazione dell'impianto eolico (cantiere) si avrà anche un leggero incremento del traffico pesante nella zona: betoniere necessarie per il trasporto del cemento occorrente per la realizzazione dei plinti, veicoli speciali lunghi fino a 98,079 m per il trasporto delle pale, navicelle e dei tronchi tubolari delle torri.

8.1.3. Residui ed emissioni nella fase di esercizio dell'impianto

Le emissioni previste nella fase di esercizio dell'impianto eolico sono il rumore e la perturbazione del campo aerodinamico, gli olii esausti utilizzati nei trasformatori e per la lubrificazione delle parti meccaniche.

Rumore

Il rumore emesso da un parco eolico è sostanzialmente di due tipi:

- rumore dinamico prodotto dalle pale in rotazione;
- il rumore meccanico dell'aerogeneratore e le vibrazioni interne alla navicella, causate dagli assi meccanici in rotazione;

Il rumore meccanico dell'aerogeneratore è trascurabile, mentre il rumore di maggiore rilevanza è quello dinamico delle pale in rotazione.

Perturbazione del campo aerodinamico

Nella scia del rotore si ha una variazione della velocità dell'aria che cede una parte della propria energia cinetica al rotore. Questa variazione comporta una diminuzione della pressione statica a valle dell'aerogeneratore con effetti di turbolenza che possono essere potenzialmente pericolosi per l'avifauna e per la navigazione aerea a bassa quota.



Gli effetti di tale turbolenza si attenuano fino a scomparire man mano che ci si allontana dall'aerogeneratore.

Olii esausti

I trasformatori elettrici di potenza 0,69/30 kV saranno del tipo a secco, quello 30/150 kV in bagno d'olio, che unitamente all'olio utilizzato per la lubrificazione delle parti meccaniche (comunque di quantità irrisoria) sarà regolarmente smaltito presso il "Consorzio Obbligatorio degli Olii Esausti".

8.1.4. Inquinamento e disturbi ambientali

L'impianto eolico potrà avere possibili impatti diretti nell'area analizzata con particolare riferimento a:



	Relazione Generale		
	Elaborato: BAEQU27_RelazioneGenerale_R01	Rev. 0	

- ✓ rumore;
- ✓ impatto su fauna e avifauna (migratoria e stanziale);
- ✓ impatto su flora e vegetazione;
- ✓ impatto visivo;
- ✓ occupazione del territorio;
- ✓ perturbazione del campo aerodinamico.
- ✓ Tra gli impatti indiretti da tenere in considerazione vi sono:
- ✓ l'interferenza su altre attività umane;
- ✓ la possibilità di inquinamento elettromagnetico.

Lo studio degli impatti è stato ampiamente affrontato nel Capitolo 3 dello Studio di Impatto Ambientale (*Quadro Ambientale*).

Ad ogni modo nessun impatto incide sugli aspetti climatici dell'area di intervento o più in generale del territorio.

Semmai gli impianti di produzione energetica da fonte rinnovabile hanno l'effetto benefico di evitare emissioni dei gas con effetto serra, quali residui di combustione per la produzione energetica da combustibili fossili.

	Relazione Generale		
	Elaborato: BAEQU27_RelazioneGenerale_R01	Rev. 0	

9. ELENCO ENTI

Di seguito si riporta l'elenco degli enti a cui indirizzare il progetto per il rilascio del parere / nulla osta di competenza nell'ambito della Conferenza dei Servizi.

1. REGIONE PUGLIA - Dipartimento Sviluppo Economico, Innovazione, Istruzione,
2. Formazione e Lavoro – Sezione Infrastrutture Energetiche e Digitali. Sezione Reti ed Infrastrutture per la Mobilità

3. REGIONE PUGLIA - Dipartimento Mobilità, Qualità Urbana, Opere Pubbliche, Ecologiae Paesaggio - Sezione Autorizzazioni Ambientali Servizio V.I.A. e V.I.N.C.A

4. REGIONE PUGLIA - Dipartimento Mobilità, Qualità Urbana, Opere Pubbliche, Ecologiae Paesaggio - Sezione Tutela e Valorizzazione del Paesaggio

5. REGIONE PUGLIA - Dipartimento Mobilità, Qualità Urbana, Opere Pubbliche, Ecologiae Paesaggio - Sezione Urbanistica



6. REGIONE PUGLIA - Dipartimento Mobilità, Qualità Urbana, Opere Pubbliche, Ecologiae Paesaggio - Sezione Autorizzazioni Ambientali

7. REGIONE PUGLIA - Dipartimento Mobilità, Qualità Urbana, Opere Pubbliche, Ecologiae Paesaggio - Sezione Ciclo Rifiuti e Bonifica – Servizio Attività Estrattive



8. REGIONE PUGLIA - Dipartimento Mobilità, Qualità Urbana, Opere Pubbliche, Ecologiae Paesaggio - Sezione Lavori Pubblici

9. REGIONE – PUGLIA - Dipartimento Mobilità, Qualità Urbana, Opere Pubbliche, Ecologia e Paesaggio - Sezione Difesa del suolo e rischio sismico

10. REGIONE PUGLIA - Dipartimento Agricoltura, Sviluppo Rurale ed Ambientale – Sezione Coordinamento dei Servizi Territoriali

	Relazione Generale		
	Elaborato: BAEQU27_RelazioneGenerale_R01	Rev. 0	

11. REGIONE PUGLIA - Dipartimento Agricoltura, Sviluppo Rurale ed Ambientale
– Ufficio Provinciale Agricoltura di Brindisi – se ci sono espianti
12. REGIONE PUGLIA - Dipartimento Agricoltura, Sviluppo Rurale ed Ambientale
– Sezione Gestione Sostenibile e Tutela delle Risorse Forestali e Naturali
13. REGIONE PUGLIA - Dipartimento Agricoltura, Sviluppo Rurale ed Ambientale
– Sezione Risorse Idriche
14. REGIONE PUGLIA – SERVIZIO DEMANIO PATRIMONIO –BARI
15. ARPA PUGLIA – Prevenzione Ambientale Bari
16. ARPA PUGLIA – Dipartimento Provinciale di Brindisi
17. ARPA PUGLIA – Dipartimento Provinciale di Taranto
18. ASL Brindisi
19. ASL Taranto
20. AUTORITA' DI BACINO DELLA PUGLIA
21. MINISTERO DELL'INTERNO - Comando Provinciale Vigili del Fuoco di
Brindisi-Taranto
22. CONSORZIO SPECIALE PER LA BONIFICA ARNEO – Nardò
23. CORPO FORESTALE DELLO STATO
24. MINISTERO SVILUPPO ECONOMICO - Dipartimento per le Comunicazioni -
Ispettorato Territoriale Puglia-Basilicata –Via Amendola 116 – cap 70126
BARI
25. MINISTERO SVILUPPO ECONOMICO – Divisione IV UNMIG – Napoli

	Relazione Generale		
	Elaborato: BAEQU27_RelazioneGenerale_R01	Rev. 0	

26. MINISTERO SVILUPPO ECONOMICO - Divisione VI Fonti rinnovabili di energia ROMA

27. SOPRINTENDENZA Archeologia, Belle Arti e Paesaggio per le province di Lecce, Brindisi e Taranto Via A. Galateo 2 , Lecce (arch. Maria Piccarreta)

28. Ministero dei Beni e delle Attività Culturali e del Turismo Direzione generale archeologia, belle arti e paesaggio , Servizio V Tutela del paesaggio

29. PROVINCIA DI TARANTO-BRINDISI – Servizio Tecnico – Settore Edilizia Sismica

30. PROVINCIA DI TARANTO-BRINDISI– Servizio Pianificazione Territoriale Viabilità, Mobilità e Trasporti

31. PROVINCIA DI BRINDISI-TARANTO - Ambiente Territorio e Sviluppo Sostenibile – Ecologia

32. PROVINCIA DI BRINDISI-TARANTO – Servizio Tecnico – Settore Edilizia Sismica



33. PROVINCIA DI BRINDISI-TARANTO – Servizio Pianificazione Territoriale Viabilità, Mobilità e Trasporti.

34. MINISTERO DELLE INFRASTRUTTURE E DEI TRASPORTI - Direzione Generale Territoriale del Sud - Sezione Ufficio Speciale Trasporti ed Impianti Fissi (U.S.T.I.F)



35. Ente per lo Sviluppo dell'irrigazione e la trasformazione fondiaria in Puglia, Lucania e Irpinia

36. MINISTERO DELLA DIFESA - Direzione Generale dei Lavori e del Demanio

37. AGENZIA DEL DEMANIO - Direzione Regionale Puglia e Basilicata- BARI

	Relazione Generale		
	Elaborato: BAEQU27_RelazioneGenerale_R01	Rev. 0	

38. Comando Militare Esercito “Puglia” – Bari
39. Ispettorato delle Infrastrutture dell’Esercito – 8° Reparto Infrastrutture – Ufficio Demani eServitù Militari – Sezione Servitù Militari – Bari
40. Aeronautica Militare Scuole A.M./ 3° Regione Aerea – Reparto Territorio e Patrimonio –Bari
41. Comando in Capo del Dipartimento Militare Marittimo dello Jonio e del Canale d’Otranto– Taranto
42. Ente Nazionale per l’Aviazione Civile (ENAC)
43. Ente nazionale Assistenza al Volo (ENAV)
44. AERONAUTICA MILITARE – CIGA (segnalazione ostacoli al volo)
45. QP S.p.A.
46. ENEL E-Distribuzione SpA
47. SNAM Rete gas
48. TERNA S.p.A.
49. TIM - TELECOM ITALIA S.p.A.
50. FASTWEB S.p.a.
51. COMUNE DI ERCHIE (BR)
52. COMUNE DI AVETRANA (TA)
53. COMUNE DI MANDURIA (TA)

	Relazione Generale		
	Elaborato: BAEQU27_RelazioneGenerale_R01	Rev. 0	

54. COMUNE DI MARUGGIO (TA)

55. COMUNE DI SAVA (TA)

56. COMUNE DI ORIA (BR)

57. COMUNE DI FRANCAVILLA FONTANA (BR)

58. COMUNE DI GROTTAGLIE (TA)