

IMPIANTO DI PRODUZIONE DI ENERGIA DA FONTE EOLICA
"Masseria Muro" DI POTENZA PARI A 90 MW

REGIONE PUGLIA
PROVINCIA di BRINDISI

PARCO EOLICO E RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE NEI COMUNI DI:
Mesagne, Brindisi, San Donaci, San Pancrazio, Cellino San Marco

PROGETTO DEFINITIVO
Id AU ORE7Q71

Tav.:

Titolo:

R01
agg

Relazione Generale Descrittiva

Scala:

Formato Stampa:

Codice Identificatore Elaborato:

n.a.

A4

ORE7Q71_RelazioneDescrittiva_01-agg

Progettazione:

Committente:

STC S.r.l.

Via V. M. STAMPACCHIA, 48 - 73100 Lecce
Tel. +39 0832 1798355
fablo.calcarella@gmail.com - fablo.calcarella@ingpec.eu

Direttore Tecnico: Dott. Ing. Fabio CALCARELLA

STC



Fabio Calcarella

wpd MURO s.r.l.

Viale Aventino, 102 - 00153 Roma
C.F. e P.I. 15443431000
tel. +39 06 960 353-00



Data	Motivo della revisione:	Redatto:	Controllato:	Approvato:
Marzo 2020	Prima emissione	STCs S.r.l.	FC	wpd MURO s.r.l.
Luglio 2020	Aggiornamento 1-Integrazioni RP - Ufficio Energia	STCs S.r.l.	FC	wpd MURO s.r.l.
Gennaio 2021	Aggiornamento opere di connessione	STCs S.r.l.	FC	wpd MURO s.r.l.

Sommario

1.	DESCRIZIONE GENERALE DEL PROGETTO	2
1.1.	Finalità dell'intervento	2
1.2.	Descrizione e livello qualitativo dell'opera	2
2.	CONTESTO NORMATIVO DI RIFERIMENTO	4
2.1.	Principali norme comunitarie.....	4
2.2.	Principali norme nazionali	4
2.3.	Legislazione Regionale e Normativa Tecnica, principali riferimenti	5
3.	STRATEGIA ENERGETICA NAZIONALE	7
4.	PROFILO LOCALIZZATIVO DEL PROGETTO	8
4.1.	Principali caratteristiche dell'area di progetto	8
4.1.	Impianti FER presenti nell'area e nell'area vasta	16
4.2.	Aspetti geologici ed idrogeologici dell'area	16
4.3.	Aspetti geotecnici e criteri di progettazione strutturale	23
4.4.	Cavidotto: interferenze ed interazioni.....	25
5.	PROFILO PRESTAZIONALE DEL PROGETTO	26
5.1.	Principali caratteristiche del progetto	26
5.1.1.	Aerogeneratori	26
5.1.2.	Coordinate Aerogeneratori.....	28
5.1.3.	Segnalazione aerea notturna e diurna.....	28
5.1.4.	Fondazioni.....	30
5.1.5.	Piazzole di montaggio	32
5.1.6.	Trincee e cavidotti MT.....	33
5.1.7.	Sottostazione elettrica di connessione e consegna.....	33
5.1.8.	Trasporti eccezionali	34
5.1.9.	Strade e piste di cantiere	35
5.1.10.	Regimazione idraulica.....	36
5.1.11.	Ripristini	36
5.1.12.	Sintesi dei principali dati di progetto	37
5.2.	Progettazione esecutiva.....	37
5.2.1.	Scelta aerogeneratori.....	37
5.2.2.	Calcoli strutture.....	37
5.2.3.	Dimensionamento elettrico	38
5.2.4.	Cronoprogramma esecutivo	38
6.	COSTI E BENEFICI	40
6.1.	Costo di produzione dell'energia da fonte eolica (LCOE)	40
6.2.	Costi esterni.....	43
6.2.1.	Benefici globali	48
6.3.	Benefici locali	53
6.4.	Confronto tra costi esterni e benefici locali e globali	54
7.	RESIDUI ED EMISSIONI – IMPATTI AMBIENTALI.....	56
7.1.1.	Residui ed emissioni per la costruzione dei componenti di impianto.....	56
7.1.2.	Residui ed emissioni nella fase di realizzazione dell'impianto	56
7.1.3.	Residui ed emissioni nella fase di esercizio dell'impianto	56
7.2.	Inquinamento e disturbi ambientali.....	57
8.	ELENCO ENTI.....	58

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).

La società proponente è wpdMURO S.r.l. con sede in viale Aventino, 102 00153 Roma (P. IVA 15443431000). E' prevista la realizzazione di 15 aerogeneratori di ultima generazione nei territori comunali di Mesagne, Brindisi, San Donaci e San Pancrazio Salentino, tutti nella provincia di Brindisi.

1.2. Descrizione e livello qualitativo dell'opera

I principali componenti dell'impianto sono:

- i generatori eolici installati su torri tubolari in acciaio con fondazioni in c.a.;
- le linee elettriche di media tensione in cavo interrato, con tutti i dispositivi di sezionamento e protezione necessari;
- la Sottostazione di Trasformazione (SSE) MT/AT e connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale, ovvero tutte le apparecchiature (interruttori, sezionatori, TA, TV, ecc.) necessarie alla realizzazione della connessione elettrica dell'impianto.

La Sottostazione Utente sorgerà in una area più grande da condividere con altri Produttori. In particolare la Sottostazione si collegherà ad un sistema di Sbarre AT a 150 kV, dal quale poi partirà il cavidotto AT per il collegamento alla SE Terna. Il cavidotto AT avrà una lunghezza di circa 500 m.

L'energia elettrica prodotta a 800 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 SSE, dove subisce una ulteriore trasformazione di tensione (30/150 kV) prima dell'immissione nella rete TERNA (RTN) di alta tensione a 150 kV, in corrispondenza del futuro ampliamento delle SE TERNA "Brindisi Sud".

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.

In relazione alle caratteristiche plano-altimetriche, al numero ed alla tipologia di torri e generatori eolici da installare (15 aerogeneratori della potenza unitaria di 6 MW, per una potenza complessiva di 90 MW), si stima per ciascun aerogeneratore del parco eolico una produzione di energia elettrica di almeno 3.844 ore equivalenti/anno, corrispondenti ad una produzione totale intorno a 345.947 MWh/anno, e quindi un'area idonea all'installazione di aerogeneratori, del tipo in progetto

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.

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. 16 marzo 1999 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.

- **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.

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;
- **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 Mesagne (BR);
- PRG di Brindisi;
- PRG di San Donaci (BR);
- PRG di San Pancrazio (BR)

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. 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 15 aerogeneratori posizionati in area agricola nei territori comunali di Mesagne, Brindisi, San Donaci e San Pancrazio (BR):

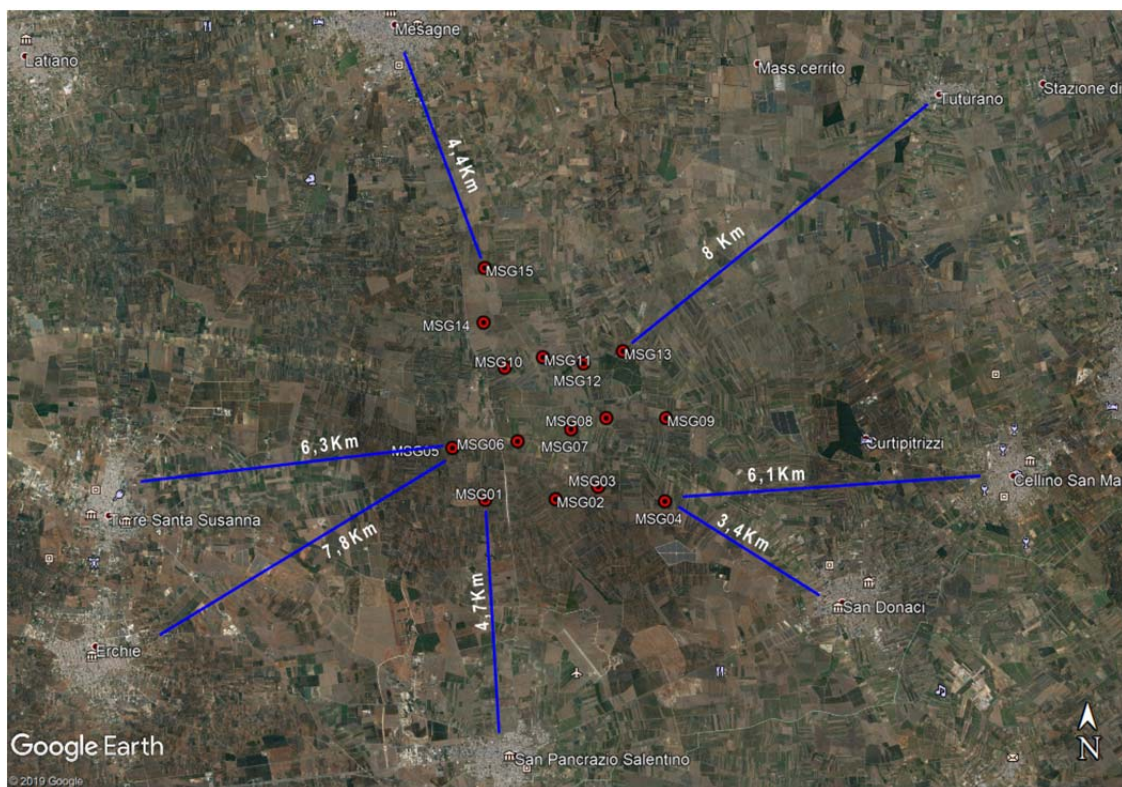
- Mesagne (6 aerogeneratori): MSG05 – MSG06 – MSG10 - MSG11 – MSG14 – MSG15;
- San Donaci (4 aerogeneratori): MSG02 – MSG 03 – MSG04 – MSG07;
- Brindisi (4 aerogeneratori): MSG08 – MSG09 – MSG12 – MSG 13;
- San Pancrazio Salentino (1 aerogeneratore): MSG 01.

Si fa presente inoltre che per l'accesso all'aerogeneratore MSG09 si renderà necessario realizzare una parte della pista di accesso nel comune di Cellino San Marco (BR), che pertanto verrà marginalmente interessato dall'impianto in progetto.

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

- Mesagne: 4,4 km a nord dell'aerogeneratore MSG15;
- San Donaci: 3,4 km a nord-ovest dell'aerogeneratore MSG04;
- San Pancrazio Salentino: 4,7 km a nord dell'aerogeneratore MSG01;
- Erchie: 7,8 km ad est nord-est dell'aerogeneratore MSG05;
- Torre Santa Susanna: 6,3 km ad est dell'aerogeneratore MSG05;
- Cellino San Marco: 6,1 km ad est dell'aerogeneratore MSG04.
- Tutturano: 8,0 km a nord-est dell'aerogeneratore MSG13.

La distanza dalla costa Adriatica è di circa 16 km a est (aerogeneratore MSG09).



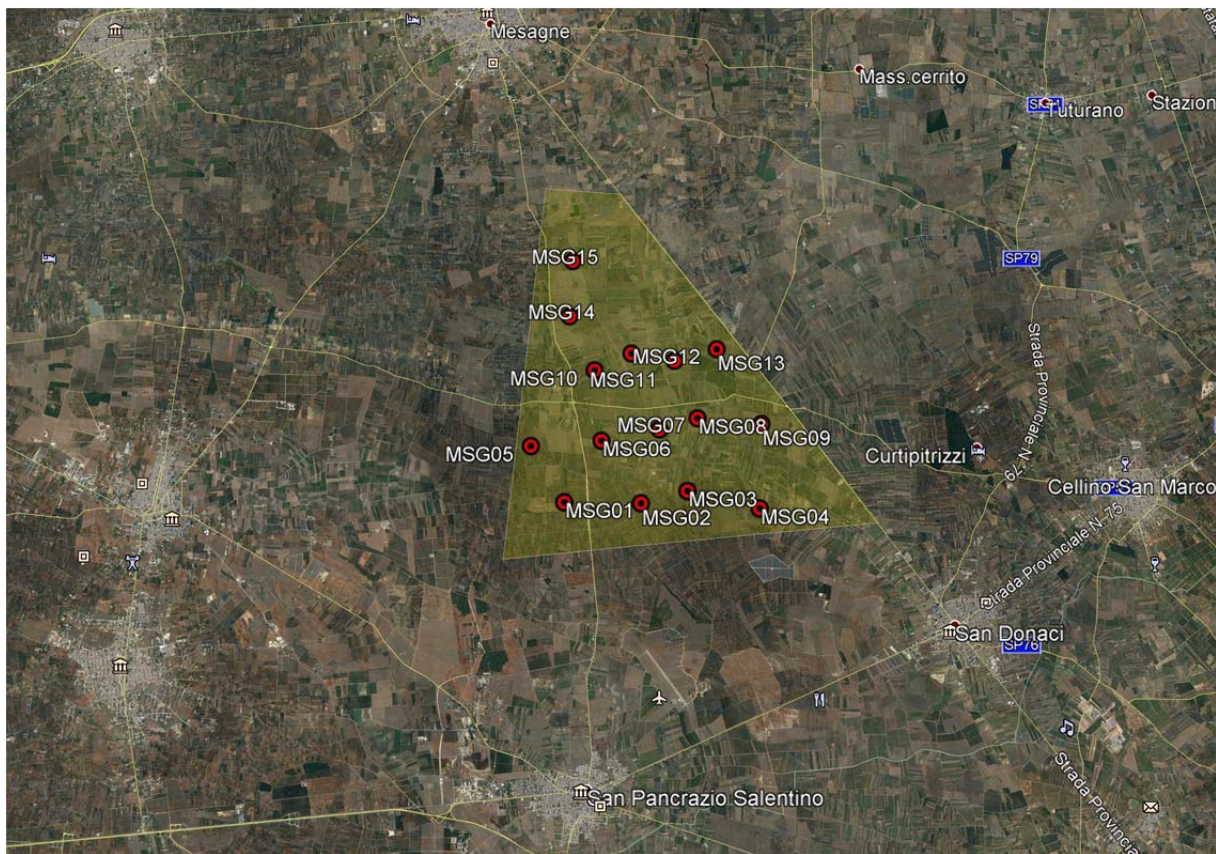
Distanza aerogeneratori di progetto dai centri abitati limitrofi

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 futuro ampliamento della SE TERNA “Brindisi Sud2 (in agro di Brindisi), nelle immediate vicinanze della quale sarà realizzata una Sottostazione Elettrica Utente (SSE) di trasformazione e consegna.

I cavidotti MT interrati, per il collegamento elettrico tra gli aerogeneratori e tra questi e la SSE interesseranno i territori comunali dei quattro comuni sopra menzionati.

Il cavidotto AT a 150 kV dalla SSE alla SE TERNA di Brindisi Sud, sempre nel territorio comunale di Brindisi.

L’Area di Intervento propriamente detta è una sorta di quadrilatero delimitata ad est dalla SP “ex SS605” Mesagne-San Donaci e compresa tra gli abitati di Mesagne (a nord), San Donaci (a sud-est), San pancrazio (a sud), Torre Santa Susanna (a ovest- sud ovest).



Area di Intervento - Perimetrazione

L'area di interesse ricade in un settore marginale della cosiddetta Piana Brindisina. Questa è una delle grandi unità di paesaggio fisico e anche geologico-strutturali (bacino di Brindisi) in cui è possibile suddividere il territorio regionale.

Tutti gli aerogeneratori ricadono in aree a seminativo e non interessano vigneti ed uliveti.

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

- “Masseria Camardella”, nel territorio comunale di Brindisi, classificata nel PPTR “Segnalazione Architettonica”: 598 m a nord-est dell'aerogeneratore MSG08 di progetto e 893 m a nord-ovest dell'aerogeneratore MSG09 di progetto;
- “Chiesa di San Miserino o Minervino”, nel territorio comunale di San Donaci, classificata nel PPTR come “Vincolo Architettonico” e “Zona di interesse archeologico”: 397 m a sud-ovest dell'aerogeneratore MSG08 di progetto e 515 m ad est dell'aerogeneratore MSG07 di progetto;

- “Masseria Monticello”, nel territorio comunale di San Donaci, classificata nel PPTR “Segnalazione Architettonica” (rudere): 570 m a nord nord-est dell’aerogeneratore MSG03 di progetto e 935 m a sud sud-ovest dell’aerogeneratore MSG08 di progetto;
- “Masseria Verardi”, nel territorio comunale di San Donaci, classificata nel PPTR “Segnalazione Architettonica” (rudere): 398 m a sud-ovest dell’aerogeneratore MSG04 di progetto;
- “Masseria Lo Bello”, nel territorio comunale di San Pancrazio Salentino, classificata nel PPTR “Segnalazione Architettonica” (rudere): 730 m ad ovest dell’aerogeneratore MSG01 di progetto;
- “Masseria Muro”, nel territorio comunale di Mesagne, classificata nel PPTR “Vincolo Archeologico” (rudere): 360 m a nord-est dell’aerogeneratore MSG14 di progetto e 480 m a sud-est dell’aerogeneratore MSG15.

Le altre masserie hanno tutte distanze dagli aerogeneratori superiori ad 1 km.

La distanza minima dall’edificio rurale abitato, denominato “Masseria Scalati”, è di circa 600 m (a nord-est dell’aerogeneratore MSG08) mentre altri fabbricati rurali, disabitati, sono presenti ad una distanza minima di circa 450 m.

La distanza minima da strade provinciali è di almeno 420 m. La strada statale 7ter (tratto San Donaci – San pancrazio S.) dista circa 3 km dall’aerogeneratore più vicino (MSG 04).

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.
- 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;
- 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, SSE, 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
- 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

Benché la Carta dell'uso del suolo 2011 riporti la presenza di un Vigneto in corrispondenza dell'aerogeneratore MSG13, di fatto lo stesso non è più esistente.



Ortofoto area aerogeneratore MSG13. E' evidente che si tratta di un seminativo

Uliveti

Per quanto concerne gli uliveti si rendono necessari alcuni espianiti in quattro zone per permettere la realizzazione delle strade di accesso degli aerogeneratori. Il reimpianto avverrà in corrispondenza degli stessi punti o comunque nell'ambito della stessa area (si veda Relazione su espianito e reimpianto degli ulivi).

Le quattro aree sono così individuate:

- 1) per l'accesso all'aerogeneratore MSG01, MSG02, MSG03 dalla SP 74 – 9 ulivi;
- 2) per l'accesso all'aerogeneratore MSG01, (curva su strade comunali) – 30 ulivi;
- 3) per l'accesso agli aerogeneratori MSG02 e MSG03 (allargamento per cambio di direzione lungo la strada comunale – 5 ulivi;

4) per l'accesso all'aerogeneratore MSG02 dalla strada comunale – 4 ulivi.

Le quattro zone interessate si trovano tutte nella parte sud dell'area di intervento, come rilevabile dalla figura sotto.



Inquadramento zone interessate dagli espianti e reimpianti degli ulivi

Le piante saranno oggetto di espianto e successivo reimpianto secondo le posizioni individuate nello specifico elaborato di progetto a cui si rimanda, qui rammentiamo che:

- Nessuna delle piante ha le caratteristiche di monumentalità;
- Espianti e reimpianti saranno realizzati secondo consolidate tecniche agronomiche, finalizzate a preservare il patrimonio vegetativo delle piante;
- Il reimpianto avverrà o nelle posizioni originarie o in posizioni limitrofe a quelle originarie;
- Sarà comunque verificato che le piante non siano affette da Xylella Fastidiosa, qualora lo fossero si procederà esclusivamente alla eradicazione. Considerate le misure emergenziali in vigore a causa dell'infezione del batterio da quarantena Xylella Fastidiosa, in fase di attuazione pratica delle operazioni di espianto e reimpianto ci si atterrà, scrupolosamente, a quanto previsto dalle vigenti disposizioni che verranno riportate nel documento autorizzativo rilasciato dai competenti Uffici della Regione Puglia

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 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 (MSG01) e aerogeneratori in esercizio è comunque superiore a 10 km.

Un aerogeneratore da 1 MW, installato su torre tubolare di altezza pari a 65 m, rotore 50 m, è in esercizio nel Comune di San Pietro Vernotico, l'aerogeneratore MSG13 di progetto è ubicato 4 km circa a sud di tale aerogeneratore, mentre l'aerogeneratore MSG15 è posizionato 5 km circa a sud est dallo stesso aerogeneratore.

Altri tre aerogeneratori della stessa tipologia (1 MW, altezza hub 65 m circa, rotore 50 m) sono in esercizio nel Comune di Brindisi ed hanno distanza minima di circa 12 km dagli aerogeneratori in progetto (MSG13).

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

La morfologia risulta pianeggiante ed è posizionata ad una quota topografica variabile da 80 a 50 metri s.l.m. circa, degradando dolcemente verso sud.

L'area di progetto si trova al confine tra l'altopiano delle Murge e la Penisola Salentina, ed è caratterizzata da una serie di "Horst" e "Graben", di varia estensione generalmente orientati NW e SE.

In particolare l'area corrisponde ad una vasta depressione tettonica delle rocce carbonatiche mesozoiche che, dall'entroterra si apre verso il mare Adriatico; questa depressione "a gradinata", è stata colmata dai depositi del "Ciclo della Fossa Bradanica" e dai "Depositati marini terrazzati" (Ciarandi et al., 1992).

La Formazione più antica è rappresentata dai calcari dolomitici e dalle dolomie grigio-nocciola, noti come "Calcari di Altamura", riferibili al Cretaceo sup.

In trasgressione sui Calcari mesozoici, si rinvengono i terreni relativi ai termini inferiori del ciclo sedimentario della "Fossa Bradanica", costituiti dai depositi calcarenitico-sabbiosi (Pliocene-Pleistocene inf.), localmente riconosciuti come "Calcareniti di Gravina".

In continuità di sedimentazione, in quasi tutta l'area indagata, sono presenti banchi di argille grigio-azzurre con intercalazioni di marne e/o sabbie calcaree. La formazione argillosa si rinviene al di sotto dei depositi di copertura medio-suprapleistocenici e solo a tratti affiora per porzioni limitate nella parte S-SW del territorio studiato. Il tetto delle Argille grigio-azzurre è sempre al di sopra del livello del mare, tranne che nella porzione costiera attorno alla città di Brindisi dove raggiunge profondità comprese tra i 10 – 20 m.s.l.m. Lo spessore tende ad aumentare spostandoci da Mesagne (pochi metri) verso Brindisi (circa 50 mt).

La formazione argillosa si ritrova anche al di sotto dei "Depositati Marini terrazzati", quest'ultimi sono rappresentati da depositi sabbioso-calcarenitici-argillosi di spiaggia emersa e sommersa. I "Depositati terrazzati" sono caratterizzati da spessori limitati, comunque non superiori i 20-25 mt.

Nell'area si possono distinguere due facies principali: la prima, affiorante nell'entroterra ed a Sud di Brindisi, è costituita da sabbie calcaree, debolmente cementate, con intercalazioni di calcare tipo "panchina", talora le sabbie sono argillose e verso il basso passano ad argille grigio-azzurrognolo. La seconda facies, affiorante diffusamente nella piana attorno alla Città di Brindisi, è costituita da sabbie argillose ed argille grigio-azzurre, con intercalazioni di banchi calcarenitici ed arenacei bioclastici.

La successione stratigrafica comprende, dal basso verso l'alto, le seguenti Formazione ed Unità.

- Calcari mesozoici ("Calcare di Altamura")
- Calcareniti pleistoceniche ("Calcareniti di Gravina")
- Depositati marini terrazzati

Calcari mesozoici

Rappresenta il basamento carbonatico più antico su cui giacciono in trasgressione i depositi più recenti. Nell'area indagata questa formazione si trova a profondità variabili comunque non superiori a qualche decina di metri; risultano coperte in superficie dai depositi quaternari.

La Formazione è caratterizzata da una successione di strati calcarei e calcareo dolomitici, talvolta vacuolari, di colore variabile dal grigio al nocciola, alternati a strati di calcari micritici di colore biancastro.

Gli strati di spessore variabile da 10 cm. a 1,5 ÷ 2,0 mt., sono spesso intercalati da fratture variamente orientate ma prevalentemente subverticali, talora beanti e riempite da terra rossa residuale e/o caratterizzate da venature e incrostazioni di calcite subcristallina.

L'intensa e diffusa fratturazione presente all'interno della formazione determina una elevata permeabilità per fratturazione e carsismo, con una circolazione idrica diffusa che va a costituire una falda acquifera cosiddetta "profonda".

La successione è indicata nella C.G.I. (1968), con il nome formazionale di Dolomia di Galatina e viene attribuita al Cretaceo sup.; Ciaranfi et al (1988, 1993), hanno preferito adottare il termine Calcarea di Altamura in considerazione delle strette analogie stratigrafiche di facies e di età tra queste formazioni, codificate nell'area murgiana, e quelle salentine.

La Formazione affiora nella porzione meridionale dell'areale indagato, in corrispondenza degli aereogeneratori n. 01-02-03-05 di progetto.

Calcareniti pleistoceniche

Questa Formazione affiora solo per piccoli lembi. Altrove, quando presente, risulta coperto dai termini sabbiosi ed argillosi con i quali costituisce la tipica successione stratigrafica dei Depositi Marini Terrazzati.

Si tratta prevalentemente di biocalcareni e biocalciruditi poco diagenizzate, di aspetto tufaceo a grana media o grossolana, di colore avana-giallastro e a luoghi biancastro, variabili sia in senso orizzontale che verticale. Si presentano massicce (tipo a panchina), e talora nettamente stratificate con strati debolmente piegati a costituire una sinclinale e intervallati da esigui livelletti di argilla. Sono presenti fratture subverticali beanti e cavità carsiche di dimensioni notevoli riempite di terra rossa talora stratificate (dal basso verso l'alto, il colore varia dal rosso al giallastro e talora sono interposti livelletti non continui grigiastri).

Dal punto di vista fossilifero, i macrofossili sono frequenti e rappresentati da ricorrenti Alghe Corallinacee, Molluschi, Brachiopodi e Briozoi.

Le Calcareniti di Gravina affioranti in quell'area sono attribuibili al Pleistocene inferiore.

La Formazione affiora a ridosso dei Calcari mesozoici, in corrispondenza degli aereogeneratori n. 04-06.

Depositi marini terrazzati

Una buona porzione del sito di intervento ricade in una vasta area caratterizzata da una sostanziale uniformità del substrato geologico dove affiorano estesamente depositi carbonatico – terrigeni riferiti in letteratura al complesso dei Depositi marini terrazzati.

Tali terreni si sono depositi in discordanza sul substrato calcareo in occasione di eventi di ingressione marina avvenuti, per lo più in epoca quaternaria, in seguito alle notevoli

oscillazioni subite in tale periodo dal livello marino per cause di natura prevalentemente glacio-eustatica.

In tali circostanze la zona in esame, strutturalmente e morfologicamente più depressa rispetto a quelle adiacenti, ha dunque acquisito le caratteristiche di un bacino di sedimentazione subsidente, nell'ambito del quale si sono deposte più unità stratigrafiche dalle diverse caratteristiche litologiche.

Questi terreni, sulla base al contesto geomorfologico e stratigrafico dell'area, sono databili al Pleistocene medio. Come evidenziato da alcuni sondaggi eseguiti nell'area per la realizzazione di pozzi emungenti, i Depositi marini terrazzati hanno una potenza variabile mediamente compresa tra 15 e 20 metri e sono rappresentati in affioramento da sabbie calcaree di colore giallastro, a granulometria medio-fine, di norma ricche in abbondante matrice limosa e argillosa, talora caratterizzate dalla presenza di noduli cementati di dimensioni centimetri che e/o di intercalazioni di orizzonti calcarenitici di spessore e geometria estremamente variabili. La parte bassa della successione è invece rappresentata esclusivamente dalle sabbie limose od anche ad argille limose di colore giallognolo o grigiastro alla cui base si possono rinvenire lenti variamente potenti di calcareniti verdognole. I Depositi marini terrazzati riposano su pochi metri di calcareniti biancastre grossolane, ascrivibili alla Formazione della Calcarenite di Gravina.

Idrogeologia

La circolazione idrica sotterranea dell'area indagata è caratterizzata dalla presenza di due distinti sistemi la cui interazione tende a variare da luogo a luogo.

Il primo, più profondo, è rappresentato dalla falda carsica circolante nel basamento carbonatico mesozoico, fortemente fratturato e carsificato; il secondo, è costituito da una serie

di falde superficiali che si rinvergono a profondità ridotte dal piano campagna, ovunque la presenza di livelli impermeabili vada a costituire uno sbarramento a letto.

La falda profonda rappresenta tuttavia il fenomeno idrologico più importante della zona.

Tale falda carsica tende a galleggiare sulle acque più dense d'intrusione marina, assumendo una tipica forma a lente biconvessa con spessori che vanno decrescendo dal centro verso i margini ionico e adriatico. I valori di salinità decrescono spostandosi dalla costa verso l'interno dove raggiunge valori prossimi a 1,0 g/ml. (Vedere Alleg. 1)

La superficie di separazione tra acque dolci ed acque salate, a differente densità, è data da una fascia di transizione il cui spessore, anch'esso variabile, cresce all'aumentare della distanza dalla costa ed è, inoltre, funzione dello spessore dell'acquifero di acque dolci. Lo spessore delle acque dolci, che risulta legato da un rapporto di proporzionalità diretta al carico idraulico, può essere stimato sulla base della legge di Ghyben-Herzberg esprimibile nella forma:

$$H = [\rho_d / (\rho_m - \rho_d)] \cdot h \rightarrow H \approx 40h$$

dove H è la profondità dell'interfaccia acqua dolce-acqua salata, ρ_d è la densità dell'acqua dolce ($\approx 1.0028 \text{ g/cm}^3$), ρ_m è la densità dell'acqua marina ($\approx 1.028 \text{ g/cm}^3$) ed h è la quota del livello statico.

Nella pratica, comunque si adoperano formule con coefficienti minori di 40, di solito compresi tra 30 e 35 (in genere $H \approx 33h$).

Notiamo, quindi, che i livelli piezometrici variano man mano che dalla costa, ci spostiamo verso l'interno, con valori che raggiungono circa 3,5 mt. s.l.m.

La falda profonda trova direttamente recapito nel Mar Ionio e nel Mar Adriatico, verso cui defluisce con pendenze piezometriche piuttosto modeste (circa 0,15‰). A luoghi può risultare intercettata da livelli poco permeabili dello stesso Calcarea di Altamura, della Pietra Leccese, o da terra rossa ed argille che ne determinano il confinamento a tetto.

Da questo deriva che la falda può essere sia pelo libero che in pressione, inoltre trae alimentazione esclusivamente dalle precipitazioni meteoriche.

La circolazione idrica all'interno dei terreni che costituiscono il substrato dell'area presa in esame, è condizionata e determinata dalla litologia degli stessi.

Nel sottosuolo sono presenti abbondanti acque sotterranee riferibili all'imponente "falda profonda" (contenuta nella successione calcarea-dolomitica del Cretaceo) ed una "falda superficiale" di limitata estensione e potenzialità contenuta nei terreni sabbiosi sostenuti dai sedimenti argillosi.

La ricostruzione delle isofreatiche della falda superficiale indica che la superficie della falda si mantiene pressoché parallela alla superficie del terreno.

La falda superficiale (falda superficiale della Piana brindisina) è contenuta nei Depositi marini terrazzati e come desumibile dalla recente cartografia allegata al PTA della Puglia, interessa tutta la Piana brindisina. Le modalità di deflusso di questa falda dipendono esclusivamente dalla geometria del substrato impermeabile che la sostiene.

La falda superficiale viene alimentata direttamente dagli eventi pluviali, ha ciclo stagionale; in funzione della morfologia del terreno che la ospita e del tetto dello strato argilloso varia i suoi carichi idraulici pur mantenendo modeste le portate e ben definite le direttrici di flusso preferenziale.

In generale comunque la mobilità delle acque è bassa ed i tempi di rinnovamento delle stesse sono elevati. Le portate estraibili dai singoli pozzi sono generalmente modeste e comunque di norma inferiori a 0,5 l/s. I valori di salinità sono variabili ma comunque in generale bassi e dipendono esclusivamente dai tempi di contatto tra l'acqua ed il substrato argilloso.

Sulla base delle caratteristiche di permeabilità, i litotipi localmente affioranti si distinguono in:

- terreni permeabili per porosità interstiziale;
- rocce permeabili per porosità interstiziale e fessurazione;
- rocce permeabili per fessurazione e carsismo;

Terreni permeabili per porosità interstiziale

La permeabilità per porosità di interstizi, è propria di depositi granulari e si riscontra nei depositi di chiusura del ciclo bradanico (Sabbie e Depositi alluvionali). Tali formazioni presentano un grado di permeabilità medio, a luoghi basso per la presenza di una cospicua frazione limosa. Riguardo il ruolo idrostrutturale, queste unità sono al limite tra "acquifero e "acquitardo", in quanto poggiando sulle Argille, impermeabili sono sede di una falda idrica superficiale.

Rocce permeabili per porosità interstiziale e per fratturazione

Si tratta di rocce che oltre ad avere una porosità primaria di tipo interstiziale hanno una porosità secondaria dovuta a fratturazione. A seconda delle dimensioni dei granuli e del grado di cementazione, la Calcarenite di Gravina presenta un grado di permeabilità medio basso con valori della conducibilità idraulica compresi tra 10^{-3} e 10^{-5} cm/s; Poiché poggiano direttamente sui calcari mesozoici, costituiscono la zona di aerazione dell'acquifero carsico. Riguardo il ruolo idrostrutturale, queste unità sono definite "acquitardo". Lo sviluppo dell'opera progettuale non prevede il passaggio su affioramenti appartenenti alla seguente Formazione,

ma la stessa si presenta nella successione stratigrafica come termine di chiusura del ciclo trasgressivo dei depositi alluvionali superficiali.

Rocce permeabili per fessurazione e carsismo

La permeabilità per fessurazione e carsismo, o permeabilità in grande, è propria di rocce praticamente impermeabili alla scala del campione, data la loro elevata compattezza, ma nelle quali l'infiltrazione e il deflusso avviene attraverso i giunti di stratificazione e le fratture. Tali discontinuità possono allargarsi per fenomeni legati alla dissoluzione chimica (Carsismo). Questo tipo di permeabilità caratterizza i Calcari Dolomitici. Laddove il calcare è intensamente fratturato e carsificato, risulta molto permeabile ed è sede di una cospicua ed estesa falda idrica di base (o falda carsica). In tutta l'area di progetto è presente una falda freatica che scorre all'interno della Formazione mesozoica e si attesta a circa 2,5 – 3,0 m.s.l.m.

La falda idrica profonda, localizzata nei calcari cretacei, rappresenta la più cospicua risorsa idrica del territorio in esame, anche se il suo sfruttamento risulta molto limitato. La circolazione idrica nella unità calcarea si esplica attraverso le numerose discontinuità, fra loro comunicanti, quali i giunti di strato, le fratture e le cavità carsiche. La falda trae alimentazione dalle piogge che insistono sull'area di affioramento dell'unità calcarea mesozoica.

L'acquifero, condizionato dall'irregolare distribuzione del grado di fratturazione e carsismo delle rocce carbonatiche, presenta nell'insieme, caratteri di anisotropia che condizionano le quote di rinvenimento della falda profonda. È da precisare che, a causa delle variazioni litologiche e delle conseguenti variazioni di permeabilità, e data l'estensione degli affioramenti delle formazioni, la circolazione delle acque nel sottosuolo si distribuisce in più livelli in comunicazione idraulica più o meno lontana ed indiretta.

La falda in quasi tutta l'area interessata dagli interventi progettuali (nelle zone in cui affiorano i Depositi Marini Terrazzati), si rinviene a profondità modeste (3,0 -3,5 m dal p.c.), con direzione prevalente di deflusso verso NE.

Solo nelle aree meridionali in corrispondenza degli affioramenti mesozoici (Calcari di Altamura) e plioleistocenici (Calcareniti di Gravina), si riscontra solo la presenza di una falda profonda che circola con carichi idraulici di circa 3-6 m.s.l.m.

In fase di realizzazione dell'opera, ed in particolare nella realizzazione dei plinti fondazione nelle aree interessate dai depositi marini terrazzati, ove la falda è presente già a 3-3,5 m dal p.c., si terrà ovviamente in conto di tali caratteristiche idrogeologiche del terreno e si attueranno idonee tecniche costruttive di aggotamento e/o sbarramento delle acque di falda.

Nelle aree invece dove sono presenti Calcari di Altamura e Calcareniti di Gravina la falda è ad una profondità di almeno 45 m dal p.c. e quindi non interessa in ogni caso le opere di fondazione anche nel caso in cui si rendesse necessaria la realizzazione di fondazioni profonde (pali).

4.3. Aspetti geotecnici e criteri di progettazione strutturale

In assenza di dati provenienti da indagini geognostiche in situ o dall'analisi di campioni in laboratorio, i principali parametri geotecnici possono essere preliminarmente definiti sulla base della natura dei terreni affioranti e dei risultati di indagini condotte in contesti geologici simili.

Depositi marini terrazzati

Si tratta di una successione di sabbie calcaree di colore giallastro, a granulometria medio-fine, di norma ricche in abbondante matrice limosa e argillosa, talora caratterizzate dalla presenza di noduli cementati di dimensioni centimetri che e/o di intercalazioni di orizzonti calcarenitici di spessore e geometria estremamente variabili. La parte bassa della successione è invece rappresentata esclusivamente dalle sabbie limose od anche ad argille limose di colore giallognolo o grigiastro alla cui base si possono rinvenire lenti variamente potenti di calcareniti verdognole.

Le caratteristiche di tali depositi sono estremamente variabili e necessitano di opportune indagini in situ; i valori di seguito indicati sono indicativi e compresi entro ampi intervalli.

Il peso dell'unità di volume del terreno secco è compreso fra 12.9 e 1.4 KN/m³, il contenuto naturale di acqua fra il 15% e il 31%, la porosità fra il 34% e il 55%. Il limite liquido varia fra il 25% e il 56%, l'indice plastico fra il 6% e il 32%. Questi terreni risultano mediamente compressibili con valori di carico compresi fra 100 e 1000 KPa. (Tab VI)

Parametrici fisico-meccanici	Depositi marini terrazzati
Peso specifico reale	18,8 ÷ 21,3 kN/m ³
Peso di volume	12,9 ÷ 1,4 kN/m ³
Contenuto naturale d'acqua	15 – 31 %
Angolo di attrito interno	16° - 23°

Parametri fisico-meccanici medi dei depositi terrazzati

Calcarenite di Gravina

Le calcareniti sono classificabili sotto il profilo geotecnico come rocce lapidee tenere. Il peso dell'unità di volume totale è pari a 13,1 ÷ 15,3 KN/m³, il peso specifico reale pari a 2.63 ÷

2.77, la porosità varia dal 44% al 50%. Detti valori risultano leggermente inferiori ai valori che la stessa formazione assume nella zona di Gravina in Puglia, da cui essa prende il nome. Prove di compressione monoassiale forniscono valori di resistenza a rottura compresi fra 1.0 e 5.8 MPa (in condizioni anidre) e fra 0.7 e 3.4 MPa (in condizioni di saturazione). Tab VII

Parametrici fisico-meccanici	Calcareniti pleistoceniche
Peso specifico reale	26,8 kN/m ³
Peso di volume	13,1 ÷ 15,3 kN/m ³
Angolo di attrito interno	20° – 35°
Grado di compatezza	0.54
Coesione	0,13 kg/cm ²

Parametri fisico-meccanici medi delle Calcareniti pleist.

Calcarea di Altamura

Sotto il profilo geomeccanico si tratta di calcari estremamente compatti e resistenti, caratterizzati da elevati valori del peso delle unità di volume totale, prossime al peso specifico reale ($\gamma = 26 \text{ kN/m}^3$, $G = 2,70$), bassissimi valori di porosità ($n = 3,7\%$) ed elevata resistenza alla compressione monoassiale. (Tab. VIII)

Parametrici fisico-meccanici	Calcari mesozoici
Peso specifico reale	26 kN/m ³
Peso di volume	22,5 kN/m ³
Angolo di attrito interno	40°
Compatezza	0.9675
Coesione	1 kg/cm ²
Porosità η %	3,7

Parametri fisico-meccanici medi dei Calcari.

I valori sopra descritti, sono utili a definire nel complesso le caratteristiche dei litotipi affioranti e/o presenti nel sottosuolo. In fase esecutiva si renderà ovviamente necessario effettuare le

indagini geognostiche necessarie ed indispensabili per caratterizzare puntualmente le aree di sedime di ogni singola pala eolica e delle altre opere accessorie.

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, è previsto che la connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale avvenga in corrispondenza del futuro ampliamento dalla SE TERNA "Brindisi Sud" (in agro di Brindisi), nei pressi della quale sarà realizzata una Sottostazione Elettrica (SSE) di trasformazione e consegna.

I cavidotti MT di collegamento tra aerogeneratori e dagli aerogeneratori alla sottostazione saranno tutti interrati ed avranno uno sviluppo lineare complessivo di 61,6 km circa. 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 interramento sarà 1,2 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.

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.

5. PROFILO PRESTAZIONALE DEL PROGETTO

5.1. Principali caratteristiche del progetto

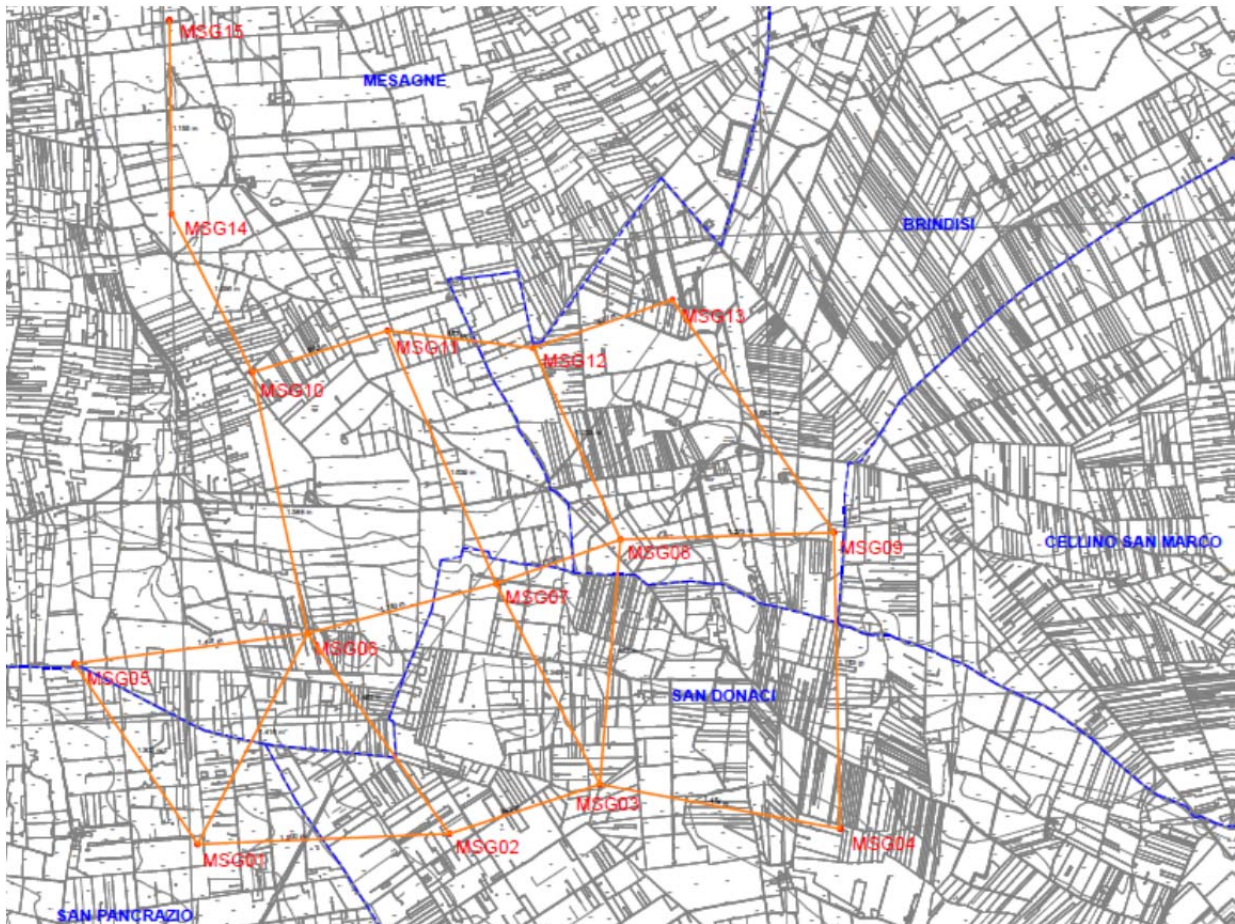
Il progetto prevede, come detto, la realizzazione di un “Parco Eolico” costituito da 15 aerogeneratori, installati su altrettante torri tubolari in acciaio e mossi da rotori a tre pale.

I generatori che si prevede di utilizzare avranno potenza nominale di 6 MW; si avrà pertanto una capacità produttiva complessiva massima di 90 MW, da immettere nella Rete di Trasmissione Nazionale.

5.1.1. Aerogeneratori

Le turbine in progetto saranno montate su torri tubolari di altezza (base-mozzo) pari a 165 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 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 786 m (MSG07-MSG08), mentre la distanza minima tra aerogeneratori su file diverse è di 1.056 m (MSG10-MSG11). 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).



Distanze tra aerogeneratori

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

- Distanza minima da centri abitati: 2,5 km da Mesagne (MSG15);
- Distanza minima da Strade Provinciali: superiore a 400 m;
- Distanza minima da edifici rurali abitati: 600 m.

5.1.2. Coordinate Aerogeneratori

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

wpdMuro - mesagne			
Coordinate UTM WGS 84 Fuso 33			
WTG	X	Y	Z
MSG 1	740196	4483484	57,373
MSG 2	741695	4483547	51,798
MSG 3	742591	4483840	50,858
MSG 4	744021	4483576	48,555
MSG 5	739462	4484560	58,145
MSG 6	740851	4484740	59,312
MSG 7	741973	4485035	68,376
MSG 8	742714	4485298	70,891
MSG 9	743986	4485339	68,228
MSG 10	740522	4486294	77,037
MSG 11	741327	4486541	76,737
MSG 12	742194	4486438	75,728
MSG 13	743023	4486724	75,368
MSG 14	740042	4487235	79,097
MSG 15	740028	4488390	80,134

Coordinate WGS84 Aerogeneratori

5.1.3. Segnalazione aerea notturna e diurna

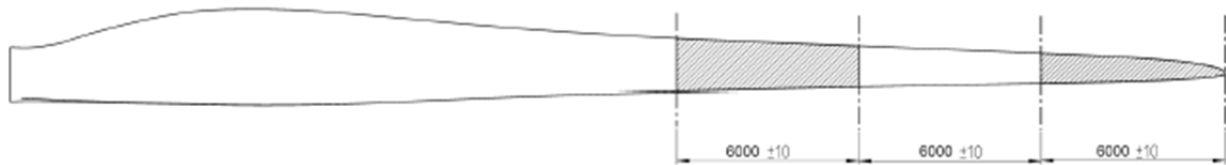
Gli aerogeneratori saranno installati in un'area pianeggiante, l'altezza di installazione della base degli aerogeneratori è compresa tra 50 e 80 m s.l.m.

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

Gli aeroporti più vicini sono quelli di Brindisi che dista oltre 15 km e quello di Grottaglie che dista, anche esso, oltre 35 km.

Segnalazione diurna

La segnalazione diurna verrà attuata colorando le pale degli aerogeneratori 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 dotati di segnalazione diurno, 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, tutti gli aerogeneratori saranno dotati di segnalazione notturna e diurna.

PROVINCIA	COMUNE	Identificativo aerogeneratore	Coordinate geografiche WGS84 fuso 33N		QUOTA ALLA BASE	ELEVAZIONE		ICAO SGL	
			Latitudine Nord	Longitudine Est		AGL (m)	AMSL (m)	Day	Night
Brindisi	San Pancrazio Salentino	MSG01	40°28'2.3785"	17°49'59.3499"	57,37	250,00	307,37	SI	SI
Brindisi	San Donaci	MSG02	40° 28' 2.8548"	17° 51' 3.0132"	51,80	250,00	301,80	SI	SI
Brindisi	San Donaci	MSG03	40° 28' 11.4059"	17° 51' 41.4179"	50,86	250,00	300,86	SI	SI
Brindisi	San Donaci	MSG04	40° 28' 1.3473"	17° 52' 41.7037"	48,56	250,00	298,56	SI	SI
Brindisi	Mesagne	MSG05	40° 28' 37.9960"	17° 49' 29.6800"	58,15	250,00	308,15	SI	SI
Brindisi	Mesagne	MSG06	40° 28' 42.3813"	17° 50' 28.8466"	59,31	250,00	309,31	SI	SI
Brindisi	San Donaci	MSG07	40° 28' 50.7633"	17° 51' 16.8466"	68,38	250,00	318,38	SI	SI
Brindisi	Brindisi	MSG08	40° 28' 58.5042"	17° 51' 48.6427"	70,89	250,00	320,89	SI	SI
Brindisi	Brindisi	MSG09	40° 28' 55.8389"	17° 52' 42.3766"	68,23	250,00	318,23	SI	SI
Brindisi	Mesagne	MSG10	40° 29' 33.0627"	17° 50' 17.0122"	77,04	250,00	327,04	SI	SI
Brindisi	Mesagne	MSG11	40° 29' 40.2228"	17° 50' 51.5058"	76,74	250,00	326,74	SI	SI
Brindisi	Brindisi	MSG12	40° 29' 35.9776"	17° 51' 28.1507"	75,73	250,00	325,73	SI	SI
Brindisi	Brindisi	MSG13	40° 29' 44.3697"	17° 52' 3.7187"	75,37	250,00	325,37	SI	SI
Brindisi	Mesagne	MSG14	40° 30' 4.0443"	17° 49' 57.9291"	79,10	250,00	329,10	SI	SI
Brindisi	Mesagne	MSG15	40° 30' 41.4725"	17° 49' 58.9104"	80,13	250,00	330,13	SI	SI

5.1.4. Fondazioni

Sono previste in base alla tipologia di terreno, alcune fondazioni di tipo diretto di forma circolare con diametro 25 m e profondità 4 m, altre fondazioni di tipo profondo (con pali), sempre di forma circolare diametro di 25 m e profondità di 4 m, con 10 pali da 1 m, di profondità variabile intorno a 30 m.

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 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 25 m
- altezza massima 4 m circa
- completamente interrate, ad una profondità misurata in corrispondenza della parte più alta del plinto di circa 0,5 m
- volume complessivo calcestruzzo 1.380 mc circa

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 (circa 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
- 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 38x41 m. Tale opera avrà la funzione di garantire l'appoggio alle macchine di sollevamento necessarie per il montaggio della macchina e di fornire lo spazio necessario al deposito temporaneo di tutti i pezzi costituenti l'aerogeneratore stesso.

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, a meno di una superficie di circa 30x30 m in prossimità della torre, 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.

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 80 cm e profondità di 1,2 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 (SSE) sarà realizzata in prossimità della Stazione Elettrica TERNA Brindisi Sud e sarà ad essa connessa in antenna tramite linea interrata a 150 kV.

In estrema sintesi, nella SSE si avrà:

- Arrivo delle linee MT a 30 KV interrate, provenienti dall'impianto eolico (4 terne da 630 mmq, una per ciascun sottocampo);
- Trasformazione 30/150 kV, tramite due trasformatori di potenza pari a 45 MVA ciascuno;
- Stallo AT con apparecchiature elettromeccaniche di protezione e sezionamento
- Partenza di una linea interrata AT, di lunghezza pari a circa 120 m che permetterà la connessione allo stallo a 150 kV della SE TERNA di Brindisi Sud dedicato all'impianto in oggetto.

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

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. 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.

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 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. TA), 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 in direzione est. Lasciato l'abitato di Oria la si percorre ancora per circa 16 km sino a raggiungere l'area di impianto.
- Nell'area di impianto gli aerogeneratori potranno essere raggiunti direttamente dalla SP 51, dalla SP 74, o dalla SP ex SS605.

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;
- Hub
- Sezioni tronco coniche della torre tubolare di sostegno (n. 5 trasporti).

La dimensione dei componenti è notevole (in particolare le pale hanno lunghezza di 83m) ed il mezzo eccezionale che le trasporta ha lunghezza di circa 85 m. Per questo motivo si renderanno necessari opportuni adeguamenti in prossimità di alcuni incroci stradali 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 45 giorni, 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.

5.1.9. 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 medio di circa 85 m. Lo sviluppo lineare delle strade di nuova realizzazione, all'interno dell'area di intervento, sarà di circa 6,65 km (in media 445 ml 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 eventualmente presenti, allo scopo di renderle effettivamente utilizzabili al passaggio dei mezzi speciali utilizzati per il trasporto dei componenti di impianto (tronchi di torre tubolari, hub, pale).

Le piste non saranno asfaltate e saranno realizzate con inerti compattati, parzialmente permeabili di diversa granulometria.

In alcuni punti precisamente indicati negli elaborati di progetto si renderà necessario l'abbattimento di alcuni tratti di muretto per consentire la realizzazione delle strade ed il

conseguente passaggio dei mezzi. Terminata la costruzione dell'impianto i muretti saranno ricostruiti per lasciare spazio alle sole strade di esercizio.

5.1.10. 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, è tale da non creare particolari problemi di drenaggio delle acque piovane. Assente il rischio idro geologico.

5.1.11. 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, il terreno vegetale proviene dallo scoticamento effettuato prima della realizzazione dell'opera e che sarà momentaneamente accantonato per consentire i ripristini finali.
- Preparazione del terreno per l'attecchimento.

In fase di esercizio la dimensione delle piazzole antistanti le torri sarà ridotta a 30x30m, mentre lo sviluppo lineare delle strade di esercizio sarà ridotto a 3410 m circa, si avrà così un'occupazione territoriale complessiva di 3,05 ha circa.

5.1.12. Sintesi dei principali dati di progetto

PRINCIPALI CARATTERISTICHE TORRI EOLICHE	
Aerogeneratore	Pnom = 6 MW – diametro rotore 170 m
Torre	Tubolare – con 5 tronchi – altezza 165 m
Fondazioni in c.a. parte superficiale	Diametro = 25 m – Altezza 4,0 m
Fondazioni in c.a. – pali (laddove presenti)	Numero 10 disposti a corona, diametro 1 m, profondità 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
Biotopi	No
PRINCIPALI CARATTERISTICHE IMPIANTO EOLICO	
N° torri eoliche	15
Potenza nominale complessiva	90 MW
Occupazione territoriale plinti di fondazione	660 mq x n. 15 torri = 1 ha circa
Occupazione territoriale piazzole fase di cantiere	(38x41) mq x n. 15 torri = 2,4 ha
Occupazione territoriale piazzole in fase di esercizio	(30x30) mq x n. 15 torri= 1,35 ha
Occupazione territoriale strade di esercizio	1,7 ha circa, con sviluppo lineare di 3,4 km circa,
Vita utile impianto	Un impianto eolico è autorizzato all'esercizio, dalla Regione Puglia, per 20 anni

5.2. 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. Il progetto esecutivo dovrà tenere presente le indicazioni qui di seguito riportate.

5.2.1. 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.

5.2.2. 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 (SSE);
- Fondazioni delle apparecchiature AT nella SSE.

5.2.3. Dimensionamento elettrico

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

- Sottocampo 1: MSG01-MSG02-MSG03
- Sottocampo 2: MSG04-MSG08-MSG09-MSG13
- Sottocampo 3: MSG05-MSG06-MSG07-MSG12
- Sottocampo 4: MSG10-MSG11-MSG14-MSG15

Le quattro linee provenienti dai gruppi di aerogeneratori convoglieranno l'energia prodotta verso la SSE, ubicata, come detto, in prossimità della Stazione Elettrica TERNA Brindisi Sud.

Il cavidotto MT avrà le seguenti caratteristiche:

- Tensione di esercizio 30 kV
- Sezioni (conduttori Al) 3x1x95 mmq, 3x1x185 mmq 3x1x300 mmq 3x1x630 mmq
- Lunghezza complessiva terne cavi 61,6 km

Il collegamento tra SSE Utente e il futuro ampliamento della Stazione Terna 380/150 kV, verrà effettuato con la realizzazione di una linea interrato AT a 150 kV, di lunghezza pari a circa 500 m.

5.2.4. Cronoprogramma esecutivo

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

	Attività	Mesi													
Fasi		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	Allestimento del cantiere	■													
2	Opere civili – strade		■	■											
3	Opere civili – fondazioni torri		■	■	■	■	■	■	■						
4	Opere civili ed elettriche – cavidotti				■	■	■	■	■	■					
5	Trasporto componenti torri ed aerogeneratori							■	■						
5	Montaggio torri ed aerogeneratori							■	■	■					
6	Costruzione SSE – Opere elettriche e di connessione alla RTN		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■			
7	Collaudi											■	■		
8	Dismissione del cantiere e ripristini ambientali prima dell'entrata in esercizio													■	■

6. 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 esterni* che si verificano localmente), sia a livello globale (considerando i flussi di benefici e costi che si verificano a livello globale).

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

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 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 del prezzo di vendita medio, minimo e massimo dell'energia (PUN – Prezzo Unico Nazionale) in Italia nel mese dal 2004 ad oggi (Fonte: sito internet Gestore Mercato Elettrico, gme.it).

Dai dati 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 nel 2019 è infatti variato da un valore minimo di 1,0 €/MWh ad un prezzo massimo di 108,38 €/MWh, a fronte di un LCOE medio per l'impianto eolico in studio stimato in circa 55,5 €/MWh. Rimarchiamo che tale prezzo tiene in conto anche la remunerazione della società che detiene l'impianto.

sintesi annuale

periodo	Prezzo d'acquisto. PUN (€/MWh)			Quantità totali (MWh)	Liquidità (%)	n. operatori al 31/12
	media	min	max			
2004*	51,60	1,10	189,19	231.571.983	29,1	73
2005	58,59	10,42	170,61	323.184.850	62,8	91
2006	74,75	15,06	378,47	329.790.030	59,8	103
2007	70,99	21,44	242,42	329.949.207	67,1	127
2008	86,99	21,54	211,99	336.961.297	69,0	151
2009	63,72	9,07	172,25	313.425.166	68,0	167
2010	64,12	10,00	174,62	318.561.565	62,8	198
2011	72,23	10,00	164,80	311.493.877	57,9	181
2012	75,48	12,14	324,20	298.668.836	59,8	192
2013	62,99	0,00	151,88	289.153.546	71,6	214
2014	52,08	2,23	149,43	281.997.370	65,9	251
2015	52,31	5,62	144,57	287.132.081	67,8	259
2016	42,78	10,94	150,00	289.700.706	70,0	253
2017	53,95	10,00	170,00	292.197.128	72,2	254
2018	61,31	6,97	159,40	295.561.956	72,0	271
2019	52,32	1,00	108,38	295.827.948	72,1	286

* I dati sono relativi ai nove mesi dal 01/04/2004 al 31/12/2004

[grafico](#)

sintesi mensile - anno 2020

aggiornato al 17/02/2020

periodo	Prezzo d'acquisto. PUN (€/MWh)			Quantità totali (MWh)	Liquidità (%)	download pdf
	media	min	max			
gennaio	47,47	27,03	77,94	26.158.592	76,7	pdf
febbraio	39,81	10,51	65,93	14.029.924	77,0	pdf

[grafico](#)

PUN (Prezzo di vendita dell'energia in Italia) in €/MWh dal 2004 a oggi - fonte gme.it

6.2. 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 eolica. 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 di *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, 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 Mesagne wpdMuro) 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 300-400 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 conservativamente l'inviluppo dell'area individuata da ipotetici cerchi di raggio 600 m intorno agli aerogeneratori questa, per il parco eolico "*Mesagne wpdMuro*" ha una estensione complessiva di circa 1.472 ha, che approssimiamo per eccesso a 1.500 ha. Rileviamo inoltre che in un intorno di almeno 600 m dagli aerogeneratori non ci sono edifici abitati, (solo alcuni ruderi, masserie da tempo abbandonate, 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.

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:

$$5.000 \text{ €/ha} \times 1.500 \text{ ha} = 7.500.000,00 \text{ €}$$

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 345.947 MWh di energia e quindi in 20 anni:

$$345.947 \text{ MWh/anno} \times 20 \text{ anni} = 6.918.940.000 \text{ kWh}$$

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

$$7.500.000 \text{ €} / 6.918.940.000 \text{ kWh} = 0,00108 \text{ €/kWh}$$

Ovvero poco più di 1 millesimo di euro per kWh prodotto. Dal momento che la produzione annua è come detto di 345.947 MWh /anno, il costo esterno dovuto all'impatto acustico è stimato su base annua in:

$$345.947.000 \text{ kWh} \times 0,00108 \text{ €/kWh} = 375.000,00 \text{ €/anno}$$

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 da uno. 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 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 sono disposte a pagare 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 dicembre 2019 (ultimo dato disponibile) è pari a 1,191, abbiamo

$$17,6 \text{ €} \times 1,191 = 20,96 \text{ €}$$

Passando ora al caso del Parco Eolico di "Mesagne wpdMuro" 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).

Comune	Provincia	Distanza	Popolazione (ab.)	Data Rilevamento
Brindisi	Brindisi		87.812	31.12.2018
Mesagne	Brindisi		8.607	31.12.2018
San Donaci	Brindisi		6.497	31.12.2018
San Pancrazio Salentino	Brindisi		9.804	31.12.2018
Cellino San Marco	Brindisi		6.428	31.12.2018
Oria	Brindisi		15.035	31.12.2018
Latiano	Brindisi		14.270	31.12.2018
Torre Santa Susanna	Brindisi		10.439	31.12.2018
Erchie	Brindisi		8.607	31.12.2018
San Pietro Vernotico	Brindisi		13.411	31.12.2018
Torchiarolo	Brindisi		5.370	31.12.2018
Guagnano	Lecce		5.635	31.12.2018
Salice Salentino	Lecce		8.150	31.12.2018
Campi Salentina	Lecce		10.287	31.12.2018
Squinzano	Lecce		14.018	31.12.2018
Avetrana	Taranto		6.547	31.12.2018
Manduria	Taranto		30.907	31.12.2018
TOTALE			261.824	

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

$$261.824 \times 0,7 \times 100 \text{ €} = 18.327.680,00 \text{ €}$$

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

$$18.327.680,00 \text{ €} / 6.918.940.000 \text{ kWh} = 0,00265 \text{ €/kWh}$$

Questo costo esterno non tiene conto del valore assegnato al paesaggio dai turisti e non residenti che attraversano l'area. Trattandosi di un'area interna, lontana dalla costa, poco turistica, tipicamente agricola, incrementiamo il costo ambientale calcolato per i residenti del 25%, ottenendo infine una stima del costo esterno dovuto all'impatto paesaggistico:

$$\text{costo esterno dovuto all'impatto paesaggistico} = 0,0033 \text{ €/kWh}$$

Dal momento che la produzione annua è come detto di 345.947 MWh/anno, il costo esterno dovuto all'impatto visivo è stimato su base annua in:

$$345.947.000 \text{ kWh} \times 0,0033 \text{ €/kWh} = 1.145.950,00 \text{ €/anno}$$

6.2.1. 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 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 eolica.

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 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. torre tubolare, apparecchiature elettromeccaniche, ecc.), 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 *Mesagne wpdMuro* ha una potenza installata di 90 MW e una produzione annua netta attesa di 345.947 MWh.

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

$$345.947.000 \text{ kWh} \times 0,018 \text{ €/kWh} = 6.227.046,00 \text{ €/anno}$$

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 in *grid parity*), che, tipicamente, a loro volta sono pagati, di fatto, nelle bollette elettriche.
- 2) Riduzione del *fuel risk* 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 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 eolico 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 l'eolico e 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 eolico in progetto comporterebbe dei benefici globali ben superiori al costo esterno generato dalla stessa realizzazione dell'impianto.

6.3. 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 eolico sono esclusivamente locali.

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

Innanzitutto i quattro comuni (Mesagne, Brindisi, San Donaci, San Pancrazio), 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

$$15 \times 15.000,00 \text{ €} = 225.000,00 \text{ €/anno}$$

I proprietari dei terreni percepiranno in media 25.000,00 € (aree per plinti di fondazione, piazzole e strade di esercizio) per aerogeneratore per la cessione del diritto di superficie, e quindi

$$15 \times 25.000,00 \text{ €} = 375.000,00 \text{ €/anno}$$

L'attività di gestione e manutenzione dell'impianto è stimata essere di 60.000,00 €/anno per ogni aerogeneratore. Assumendo cautelativamente che solo il 20% (12.000,00 €/WTG) si appannaggio di imprese locali (sorveglianza, piccole opere di manutenzione), stimiamo cautelativamente, un ulteriore vantaggio economico per il territorio di:

$$15 \times 12.000,00 \text{ €} = 180.000,00 \text{ €/anno}$$

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 15% (80.000,00 €/MW) sia appannaggio di imprese locali, abbiamo complessivamente un introito di:

$$90 \text{ MW} \times 120.000,00 \text{ €/MW} = 10.800.000,00 \text{ €}$$

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:

$$10.800.000,00 \text{ €} / 20 \text{ anni} = 540.000 \text{ €/anno}$$

In pratica consideriamo un ulteriore introito per il Territorio di circa 540 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 due operatori che con cadenza giornaliera si rechino presso l'impianto. Necessariamente pertanto queste maestranze dovranno essere locali. La ricaduta economica sul territorio è quantificabile in 60.000,00 €/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	225.000,00 €/anno
Diritto di superficie a proprietari dei terreni	375.000,00 €/anno
Manutenzione impianto	180.000,00 €/anno
Lavori di costruzione	540.000,00 €/anno
Assunzioni per gestione operativa impianto	60.000,00 €/anno
TOTALE	1.380.000,00 €/anno

6.4. 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 11.145.950,00 €/anno

Costi esterni imputabili ad impatto acustico 375.000,00 /anno

Costi esterni totali 1.520.950,00 €/anno

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

COSTI ESTERNI	BENEFICI GLOBALI	BENEFICI LOCALI
1.520.950,00 €/anno	6.227.046,00€/anno	1.380.000,00 €/anno

È evidente dalle stime effettuate che

- i benefici globali (ampiamente sottostimati) sono quasi quattro volte i costi esterni
- i benefici locali sono inferiori di circa il 10% dei costi esterni.

Il bilancio costi – benefici riferito all'impianto in progetto è pertanto sicuramente positivo. In definitiva abbiamo un saldo ambientale in positivo anche se consideriamo benefici locali e impatti locali

7. RESIDUI ED EMISSIONI – IMPATTI AMBIENTALI

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

7.1.1. 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.).

7.1.2. 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 25 m. L'altezza massima del plinto sarà di 4 m. Per ciascun plinto è previsto uno scavo di circa 2.575 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 1380 mc.

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 85 m per il trasporto delle navicelle e dei tronchi tubolari delle torri.

7.1.3. 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 0,8/30 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".

7.2. Inquinamento e disturbi ambientali

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

- 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.

8. 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, Formazione e Lavoro – Sezione Infrastrutture Energetiche e Digitali. Sezione Reti ed Infrastrutture per la Mobilità

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

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

4. REGIONE PUGLIA - Dipartimento Mobilità, Qualità Urbana, Opere Pubbliche, Ecologia e Paesaggio - Sezione Urbanistica

5. REGIONE PUGLIA - Dipartimento Mobilità, Qualità Urbana, Opere Pubbliche, Ecologia e Paesaggio - Sezione Autorizzazioni Ambientali

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

7. REGIONE PUGLIA - Dipartimento Mobilità, Qualità Urbana, Opere Pubbliche, Ecologia e Paesaggio - Sezione Lavori Pubblici

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

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

10. REGIONE PUGLIA - Dipartimento Agricoltura, Sviluppo Rurale ed Ambientale – Ufficio Provinciale Agricoltura di Brindisi – se ci sono espianti

11. REGIONE PUGLIA - Dipartimento Agricoltura, Sviluppo Rurale ed Ambientale – Sezione Gestione Sostenibile e Tutela delle Risorse Forestali e Naturali

12. REGIONE PUGLIA - Dipartimento Agricoltura, Sviluppo Rurale ed Ambientale – Sezione Risorse Idriche

13. ARPA PUGLIA – Prevenzione Ambientale Bari

14. ARPA PUGLIA – Dipartimento Provinciale di Brindisi

15. ASL Brindisi

16. AUTORITA' DI BACINO DELLA PUGLIA

17. MINISTERO DELL'INTERNO - Comando Provinciale Vigili del Fuoco di Brindisi

18. CONSORZIO SPECIALE PER LA BONIFICA ARNEO – Nardò
19. CORPO FORESTALE DELLO STATO
20. MINISTERO SVILUPPO ECONOMICO - Dipartimento per le Comunicazioni - Ispettorato Territoriale Puglia-Basilicata –Via Amendola 116 – cap 70126 BARI
21. MINISTERO SVILUPPO ECONOMICO – Divisione IV UNMIG – Napoli
22. MINISTERO SVILUPPO ECONOMICO - Divisione VI Fonti rinnovabili di energia ROMA
23. SOPRINTENDENZA Archeologia, Belle Arti e Paesaggio per le province di Lecce, Brindisi e Taranto Via A.Galateo 2 , Lecce
24. Ministero dei Beni e delle Attività Culturali e del Turismo Direzione generale archeologia, belle arti e paesaggio , Servizio V Tutela del paesaggio
25. PROVINCIA DI Brindisi - Ambiente Territorio e Sviluppo Sostenibile – Ecologia
26. PROVINCIA DI Brindisi – Servizio Tecnico – Settore Edilizia Sismica
27. PROVINCIA DI Brindisi – Servizio Pianificazione Territoriale Viabilità, Mobilità e Trasporti
28. MINISTERO DELLE INFRASTRUTTURE E DEI TRASPORTI - Direzione Generale Territoriale del Sud - Sezione Ufficio Speciale Trasporti ed Impianti Fissi (U.S.T.I.F)
29. Ente per lo Sviluppo dell'irrigazione e la trasformazione fondiaria in Puglia, Lucania e Irpinia
30. MINISTERO DELLA DIFESA - Direzione Generale dei Lavori e del Demanio
31. AGENZIA DEL DEMANIO - Direzione Regionale Puglia e Basilicata- BARI
32. Comando Militare Esercito “Puglia” – Bari
33. Ispettorato delle Infrastrutture dell'Esercito – 8° Reparto Infrastrutture – Ufficio Demani e Servitù Militari – Sezione Servitù Militari – Bari
34. Aeronautica Militare Scuole A.M./ 3° Regione Aerea – Reparto Territorio e Patrimonio –Bari
35. Comando in Capo del Dipartimento Militare Marittimo dello Jonio e del Canale d'Otranto– Taranto
36. Ente Nazionale per l'Aviazione Civile (ENAC)
37. Ente nazionale Assistenza al Volo (ENAV)
38. AERONAUTICA MILITARE – CIGA (segnalazione ostacoli al volo)

39. AQP S.p.A.
40. ENEL E-Distribuzione SpA
41. SNAM Rete gas
42. TERNA S.p.A.
43. TIM - TELECOM ITALIA S.p.A.
44. FASTWEB S.p.a.
45. COMUNE DI Mesagne (BR)
46. COMUNE DI Brindisi
47. COMUNE DI San Donaci (BR)
48. COMUNE DI San Pancrazio (BR)
49. REGIONE PUGLIA – SERVIZIO DEMANIO PATRIMONIO –BARI