

**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:

**R02
agg**

Relazione Tecnica

Scala:

Formato Stampa:

Codice Identificatore Elaborato:

n.a.

A4

ORE7Q71_RelazioneTecnica_02-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



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	

Sommario

1. DATI GENERALI DEL PROPONENTE	2
2. CARATTERISTICHE DELLA FONTE UTILIZZATA ED ANALISI DELLA PRODUCIBILITÀ.....	2
1.1 L'energia eolica.....	2
1.2 Analisi della producibilità.....	3
3. DESCRIZIONE DELL'INTERVENTO, DELLE FASI, DEI TEMPI E DELLE MODALITÀ DI ESECUZIONE DEI LAVORI.....	4
1.3 Fasi di lavorazione	8
1.4 Cronoprogramma	9
1.5 Modalità di esecuzione dei lavori	10
1.5.1 Piste e piazzole.....	10
1.5.2 Fondazioni aerogeneratori.....	11
1.5.3 Cavidotti.....	12
1.5.4 Trasporti eccezionali	13
1.5.5 Montaggio aerogeneratori	15
1.5.6 Cabina di Trasformazione 30/150 kV e Consegna (o SSE).....	16
1.6 Mobilitazione mezzi per le attività di cantiere.....	18
4. RIPRISTINO DELLO STATO DEI LUOGHI A FINE COSTRUZIONE	19
5. PIANO DI DISMISSIONE DELL'IMPIANTO.....	21
6. COSTI E BENEFICI.....	22
1.1. Costo di produzione dell'energia da fonte eolica (LCOE)	22
1.2. Costi esterni.....	26
1.2.1. Benefici globali	31
1.3. Benefici locali	35
1.1. Confronto tra costi esterni e benefici locali e globali	36
7. ELENCO ENTI.....	38

1. DATI GENERALI DEL PROPONENTE

La società proponente l'intervento in oggetto è la wpd MURO S.r.l. con sede in viale Aventino, 102 - 00153 Roma (P. IVA 15443431000).

L'intervento consiste nella realizzazione di 15 aerogeneratori ed opere connesse (cavidotti, piste, piazzole) nei territori comunali di Mesagne, Brindisi, San Donaci e San Pancrazio Salentino (tutti nella provincia di Brindisi). La sottostazione elettrica necessaria per la connessione dell'impianto alla RTN sarà realizzata nel comune di Brindisi, in prossimità della SE Terna Brindisi Sud, tramite la quale l'impianto potrà connettersi alla RTN.

2. CARATTERISTICHE DELLA FONTE UTILIZZATA ED ANALISI DELLA PRODUCIBILITÀ

1.1 L'energia eolica

Lo sfruttamento dell'energia del vento è una fonte naturalmente priva di emissioni: la conversione in elettricità avviene infatti senza alcun rilascio di sostanze nell'atmosfera.

La tecnologia utilizzata consiste nel trasformare l'energia del vento in energia meccanica attraverso degli impianti eolici, che riproducono il funzionamento dei vecchi mulini a vento. La rotazione prodotta viene utilizzata per azionare gli impianti aerogeneratori.

Lo sviluppo tecnologico delle moderne turbine eoliche inizia nella seconda metà degli anni '70, con l'avvio dei programmi di ricerca nazionali dei vari Paesi sulle fonti rinnovabili conseguente alla crisi petrolifera del 1973.

Attualmente la potenza nominale per gli aerogeneratori commerciali di grossa taglia va da 1.5 a oltre 5 MW con diametri dei rotori sino a 170 m.

Per quanto riguarda efficienza ed affidabilità delle macchine, le wind farm attuali lavorano con una disponibilità media del 97%.

Rispetto alle configurazioni delle macchine, anche se sono state sperimentate varie soluzioni nelle passate decadi, attualmente la maggioranza degli aerogeneratori sul mercato sono del tipo tripala ad asse orizzontale, sopravvento rispetto alla torre. La potenza è trasmessa al generatore elettrico attraverso un moltiplicatore di giri o direttamente utilizzando un generatore elettrico ad elevato numero di poli.

La potenza eolica installata in Europa è la maggiore a livello mondiale. Germania, Danimarca, Olanda, Spagna, Portogallo, paesi in cui la densità e la ventosità mantiene livelli costanti e continui, sono fra i più attivi nell'utilizzo di questa fonte.

In Italia, negli anni 2000 si è registrato un significativo incremento, nonostante le difficoltà concrete a livello territoriale e ambientale, come la densità montuosa e la scarsa ventosità media. Per questa ragione le centrali eoliche si situano nelle zone più favorevoli, come Sardegna, Puglia, Campania, nelle zone montuose dell'Appennino e nella Sicilia Occidentale.

Le prospettive di sviluppo secondo il Global Wind Energy Council (GWEC) indicano per la produzione di energia elettrica da fonte eolica un ruolo di primo piano nell'ambito delle fonti rinnovabili: con il numero record di 55.6 GW di energia eolica installati nel 2016, si è arrivati ad un totale cumulato di 593,3 GW installati alla fine del 2017.

A livello di potenza cumulata l'Unione Europea ha raggiunto 169,3 GW alla fine del 2017, l'Italia è al quinto posto con 9,5 GW, dopo Germania (56,1 GW), Spagna (23,2 GW), UK (18,9 GW), Francia (13,8 GW). Con 336 TWh prodotti nel 2017, l'energia dal vento ha soddisfatto in media l'11,6% della domanda elettrica dei 28 stati dell'Unione, con la Danimarca che su questo fronte ha il primato del 44,4% dell'energia consumata proveniente da fonte eolica.

Nel 2017 si è installata più potenza da eolico che da qualsiasi altra fonte.

1.2 Analisi della producibilità

Il parco eolico indagato presenta un livello di risorsa eolica e caratteristiche del terreno adeguate per lo sfruttamento eolico. Il parco eolico si trova localizzato nel territorio dei Comuni di Mesagne (BR), San Donaci (BR), Brindisi e San Pancrazio Salentino (BR).

Il parco eolico proposto è costituito da 15 aerogeneratori Siemens Gamesa SG6.0-170 con una potenza nominale di 6,0 MW, ed una altezza al mozzo di 165m; la progettazione del parco sul territorio è avvenuta tenendo conto dei vincoli, degli aspetti morfologici del territorio e rispettando le distanze che permettano di sfruttare al massimo il vento disponibile.

L'area di indagine piuttosto semplice (orografia semplice e rugosità del suolo bassa) e i modelli matematici ben si adattano a queste condizioni.

Sono stati utilizzati i dati di un modello matematico complesso ConWx per ottenere un serie temporale meteorologica rappresentativa dell'area; il dato è stato poi paragonato con l'atlante eolico.

In finale, mediante il programma Wind Pro e WASP si è calcolata la produzione di energia per aerogeneratore. In ugual modo si è effettuata una modellizzazione dell'effetto scia degli aerogeneratori.

In questo calcolo si è già tenuto conto degli effetti topografici e delle perdite per effetto scia dovute agli aerogeneratori.

Concludendo i valori stimati della produzione di energia si sono ridotti per tener conto altre fonti potenziali di perdita di energia; disponibilità degli aerogeneratori, perdite elettriche, manutenzione, ed incertezze su misura, modelli, etc.

Così dunque, prendendo il risultato principale ottenuto dai diversi modelli, possiamo concludere, che per il complesso del sito di Mesagne (BR) si ipotizza una produzione annuale intorno ai **345.947 MWh/anno**, che equivale a circa **3.844 ore equivalenti** per l'impianto di aerogeneratori considerato. **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata..**

I risultati sono riportati nella relazione “*Analisi di producibilità dell’impianto*” e si riassumono nei valori di produzione attesa, al netto delle perdite, che si presenta una probabilità del 50% di essere superata:

$$P_{50\%} = 3.844 \text{ h/anno}$$

Dove h sono le ore equivalenti di funzionamento all’anno, corrispondenti ai MWh prodotti in un anno per MW nominale installato, e che corrispondono ad una produzione annuale, al netto delle perdite, di **345,947 GWh**.

3. DESCRIZIONE DELL’INTERVENTO, DELLE FASI, DEI TEMPI E DELLE MODALITÀ DI ESECUZIONE DEI LAVORI

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

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 (non oggetto di progettazione e quindi di richiesta di autorizzazione) della 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 1 m 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.

Le opere civili relative al Parco Eolico sono finalizzate a:

- Allestimento dell'area di cantiere;
- Realizzazione delle vie di accesso e di transito all'interno al parco e delle piazzole necessarie al montaggio degli aerogeneratori;
- Realizzazione delle fondazioni degli aerogeneratori;
- Realizzazione di trincee per cavidotti interrati MT;
- Realizzazione di una Sottostazione di Trasformazione, con relativi locali tecnici.

L'organizzazione del sistema di cantierizzazione ha tre obiettivi fondamentali:

- 1) garantire la realizzabilità delle opere nei tempi previsti;
- 2) minimizzare gli impatti sul territorio circostante;
- 3) migliorare le condizioni di sicurezza nell'esecuzione delle opere.

Il cantiere eolico presenta delle specificità, poiché è un cantiere "diffuso" seppure non itinerante. È prevista pertanto la realizzazione di un'area principale di cantiere (area base) e di altre aree in corrispondenza della ubicazione delle torri, che di fatto coincideranno con le aree di lavoro delle gru.

Nell'area base è prevista l'installazione dei moduli prefabbricati:

- per le imprese di opere civili ed opere elettriche;
- per l'impresa di montaggio degli aerogeneratori;
- per i tecnici;
- per servizi;
- per mensa, refettorio, spogliatoio e locali doccia.

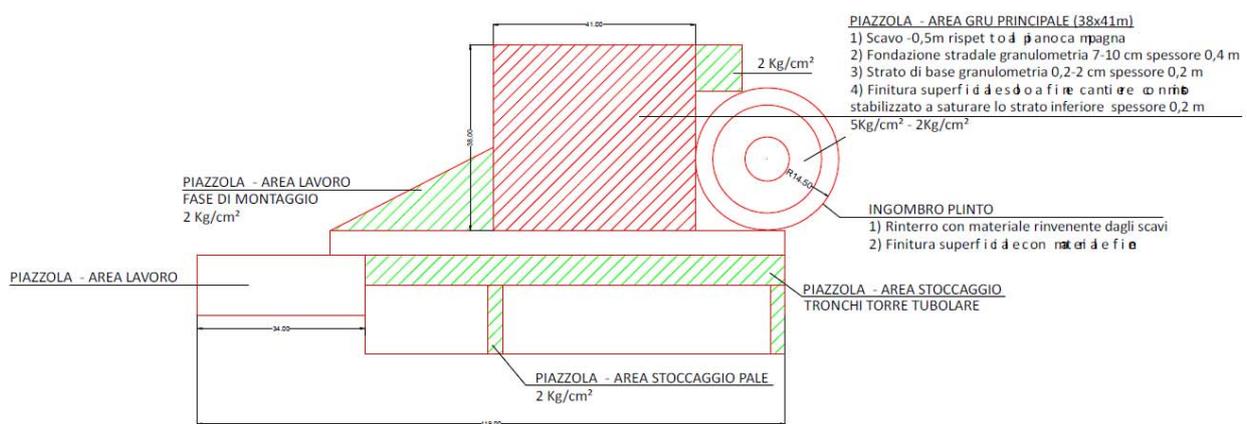
Inoltre, all'interno dell'area base saranno custoditi mezzi e materiali, con la possibilità di una guardia notturna.

L'area di cantiere avrà dimensioni di circa 5.000 mq. Al momento non è stata individuata con esattezza la sua posizione, ma comunque sarà, per quanto possibile, ubicata in una posizione baricentrica rispetto agli aerogeneratori.

L'area di cantiere, alla fine dei lavori, sarà completamente smantellata e saranno ripristinate le condizioni ex-ante.

In corrispondenza di ciascun aerogeneratore sarà realizzata un'area logistica e di lavoro, composta da:

- 1) Piazzola per il posizionamento della gru principale e una piazzola adiacente utilizzata come area di lavoro per la fase di montaggio, complessivamente le due aree hanno una dimensione di 38 x 41 m. La piazzola utilizzata per il posizionamento della gru principale sarà realizzata in modo da avere una capacità di portata sufficiente a sostenere la gru durante le fasi di montaggio;
- 2) Piazzola per lo stoccaggio dei tronchi di torre tubolare, dimensioni 85 x 6 m;
- 3) Piazzola per lo stoccaggio delle pale;
- 4) Dovrà essere poi a disposizione un'area libera da ostacoli lunghezza 175 m circa, larghezza 7 m, che servirà per il montaggio del braccio della gru principale, questa area dovrà avere delle piazzole laterali (almeno 3) su cui si dovrà posizionare la gru di appoggio utilizzata per il montaggio del braccio stesso. Le piazzole laterali dovranno avere capacità di portata pari a 2 kg/cmq.



Piazzola Montaggio Aerogeneratore

Fermo restando che in fase esecutiva le aree di stoccaggio pale e tronchi tubolari dovranno avere per quanto più possibile le dimensioni sopra riportate, è possibile che esse non coincidano

perfettamente con il lay-out sopra riportato. Il più tipico è quello di posizionare le pale tra i filari degli ulivi nei terreni immediatamente adiacenti a quelli in cui è effettuato il montaggio dell'aerogeneratore. Anche le aree di stoccaggio delle torri potranno avere delle variazioni in dimensione. In particolare, se sarà effettuato il *pre-montaggio*, la dimensione dell'area di stoccaggio dei tronchi di torre potrà essere ridotta di dimensioni.

1.3 Fasi di lavorazione

La realizzazione dell'impianto prevede una serie articolata di lavorazioni, complementari tra di loro, che possono essere sintetizzate mediante una sequenza di otto fasi, determinata dall'evoluzione logica, ma non necessariamente temporale.

1°fase - Riguarda la "predisposizione" del cantiere attraverso i rilievi sull'area e la realizzazione delle piste d'accesso alle aree del campo eolico. Segue a breve l'allestimento dell'area di cantiere recintata, ed il posizionamento dei moduli di cantiere. In detta area sarà garantita una fornitura di energia elettrica e di acqua.

2°fase – Realizzazione di nuove piste e piazzole ed adeguamento delle strade esistenti, per consentire ai mezzi speciali di poter raggiungere, e quindi accedere, alle singole aree di lavoro gru (piazzole) in prossimità delle torri, nonché la realizzazione delle stesse aree di lavoro gru.

3°fase – Scavi per i plinti e per i pali di fondazione, montaggio dell'armatura dei pali e dei plinti, posa dei conci di fondazione e verifiche di planarità, getto del calcestruzzo.

4°fase – Realizzazione dei cavidotti interrati (per quanto possibile lungo la rete viaria esistente o in corrispondenza di quella di nuova realizzazione) per la posa in opera dei cavi degli elettrodotti interrati MT e AT.

5°fase – Trasporto dei componenti di impianto (tronchi di torri tubolari, navicelle, hub, pale) montaggio e sistemazione delle torri, delle pale e degli aerogeneratori.

6°fase - Cantiere per Sottostazione Elettrica (SSE), con realizzazione di opere civili, montaggi elettromeccanici, cablaggi, connessioni elettriche lato utente e lato Rete di Trasmissione Nazionale.

7°fase – Collaudi elettrici e start up degli aerogeneratori.

8°fase – Opere di ripristino e mitigazione ambientale: il trasporto a rifiuto degli inerti utilizzati per la realizzazione del fondo delle aree di lavoro gru e posa di terreno vegetale allo scopo di favorire l'inerbimento e comunque il ripristino delle condizioni *ex ante* nelle aree non utilizzate in fase di esercizio. Si fa presente che tali opere sono riferite al ripristino terminata la fase di cantiere, ovvero terminata la costruzione dell'opera, prima dell'entrata in esercizio dell'impianto e si riferisce sostanzialmente alla riduzione delle piazzole di montaggio, all'eliminazione delle strade di cantiere non necessarie nella fase di esercizio, nella ricostruzione laddove e se necessario di tratti di muretto a secco, rimozione area di cantiere.

1.4 Cronoprogramma

Per 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													■	■

1.5 Modalità di esecuzione dei lavori

1.5.1 Piste e piazzole

Prima dell'inizio dell'installazione delle torri e degli aerogeneratori saranno tracciate le piste necessarie al movimento dei mezzi di cantiere (betoniere, gru, autocarri), oltre che dei mezzi pesanti utilizzati per il trasporto delle navicelle con gli aerogeneratori, delle pale, dei rotor e dei tronchi tubolari delle torri.

Nella prima fase di lavorazione sarà necessario adeguare la viabilità esistente all'interno dell'area del parco e realizzare nuovi tratti di strade, per permettere l'accesso dalle strade esistenti agli aerogeneratori, o meglio alle piazzole antistanti gli aerogeneratori su cui opereranno la gru principale e quella di appoggio.

Le piste interne così realizzate avranno la funzione di permettere l'accesso all'intera area interessata dalle opere, con particolare attenzione ai mezzi speciali adibiti al trasporto dei componenti di impianto (navicella, hub, pale, tronchi di torri tubolari).

Le piazzole antistanti gli aerogeneratori saranno utilizzate, in fase di costruzione, per l'installazione delle gru e per lo stoccaggio temporaneo dei materiali di montaggio.

Dopo la realizzazione, nella fase di esercizio dell'impianto, dovrà essere garantito esclusivamente l'accesso agli aerogeneratori da parte dei mezzi per la manutenzione; si procederà pertanto, prima della chiusura dei lavori di realizzazione, al ridimensionamento delle piste e delle piazzole, con il relativo ripristino ambientale di queste aree.

Tali piste avranno larghezza di 5-6 m, e raggio interno di curvatura di circa 70 m; dovranno inoltre permettere il passaggio di veicoli con carico massimo per asse di 12,5 t ed un peso totale anche superiore a 100 t.

Il manto stradale dovrà essere perfettamente in piano, dal momento che alcuni autocarri utilizzati nella fase di cantiere hanno una luce libera da terra di soli 10 cm.

La realizzazione di tali piste prevede le seguenti opere:

- Scavo di sbancamento dello strato di terreno vegetale, laddove presente, per apertura della sede stradale, con uno spessore medio di 30-50 cm;
- Eventuale posa di geotessile di separazione del piano di posa degli inerti;
- Strato di fondazione per struttura stradale, dello spessore di 20-40 cm, da eseguirsi con materiale lapideo duro proveniente da cave di prestito (misto cava), avente assortimento granulometrico con pezzatura 7-10 cm;
- Formazione di strato di base per struttura stradale, dello spessore di 20-30 cm e pezzatura 0,2-2 cm, da eseguirsi con materiali idonei alla compattazione, provenienti

da cave di prestito o dagli scavi di cantiere. Si prevede il compattamento a strati, fino a raggiungere in sito una densità (peso specifico apparente a secco) pari al 100% della densità massima ASHO modificata in laboratorio.

In corrispondenza di ciascun aerogeneratore sarà realizzata una piazzola per il posizionamento della gru principale utilizzata per l'assemblaggio e la posa in opera delle strutture degli aerogeneratori.

L'area interessata, delle dimensioni di metri 38 di larghezza e metri 41 di lunghezza, dovrà essere tale da sopportare un carico di 200 ton, con un massimo unitario di 185 kN/m². La pendenza massima non potrà superare lo 0,25%.

Le caratteristiche strutturali delle piazzole di nuova realizzazione saranno:

- Scavo di sbancamento per apertura della sede stradale, con uno spessore medio di 30-50 cm;
- Eventuale posa di geotessile di separazione del piano di posa degli inerti;
- Strato di fondazione per struttura stradale, dello spessore di 30-50 cm per l'area destinata ad ospitare la gru di montaggio dell'aerogeneratore e di 20 cm per l'area di lavoro e stoccaggio, da eseguirsi con materiale lapideo duro proveniente da cave di prestito (misto cava), avente assortimento granulometrico con pezzatura 7-10 cm;
- Formazione di strato di base per struttura stradale, dello spessore di 20 cm sia per l'area destinata ad ospitare la gru di montaggio dell'aerogeneratore sia per l'area di lavoro e stoccaggio, pezzatura 0,2-2 cm, da eseguirsi con materiali idonei alla compattazione, provenienti da cave di prestito o dagli scavi di cantiere. Si prevede il compattamento a strati, fino a raggiungere in sito una densità (peso specifico apparente a secco) pari al 100% della densità massima ASHO modificata in laboratorio.

La superficie terminale dovrà garantire la planarità per la messa in opera delle gru e comunque lo smaltimento superficiale delle acque meteoriche.

1.5.2 Fondazioni aerogeneratori

Gli scavi a sezione larga per la realizzazione dei plinti di fondazione verranno effettuati con l'utilizzo di pale meccaniche, evitando scoscendimenti, franamenti ed in modo tale che le acque scorrenti alla superficie del terreno non si riversino negli scavi.

In relazione alla indagini geologiche preliminari effettuate ed al calcolo preliminare delle strutture di fondazione al momento è prevista la realizzazione di plinti di fondazione circolari

con diametro di 25 m e profondità di 4 m circa dal piano campagna. Per alcuni dei plinti è prevedibile, sulla base delle indagini geognostiche preliminari effettuate, la realizzazione di fondazioni profonde. Il plinto superficiale (diametro 25 m, profondità 4 m) verrà ancorato su 10 pali di fondazione del diametro di 1 m e lunghezza variabile da posizione a posizione, in base alle caratteristiche del terreno, e comunque dell'ordine dei 30 m.

Per la realizzazione del plinto di fondazione sarà effettuato uno scavo circolare di profondità pari a 4,5 m circa rispetto al piano di campagna e diametro di 27 m circa, quindi si provvederà alla realizzazione dei pali di fondazione ed alla successiva pulizia del fondo dello scavo del plinto, il quale verrà successivamente ricoperto da uno strato di circa 10 cm di magrone, al fine di garantire l'appianamento della superficie.

Dopo la realizzazione del magrone di sottofondazione verrà posata la gabbia di ancoraggio (*anchor cage*) e si procederà a montare l'armatura del plinto. Una serie di verifiche sulla planarità sarà effettuata sulle flange superiori della gabbia di ancoraggio, prima del montaggio dell'armatura, durante il montaggio dell'armatura e a fine montaggio, prima dell'esecuzione del getto di cls. Tale verifica sarà effettuata mediante il rilevamento dell'altezza di tre punti posti sulla circonferenza della base della torre, rispettivamente a 0°, 120°, 240°.

Il materiale e tutto il ferro necessario verrà posizionato in prossimità dello scavo e portato all'interno dello stesso mediante una gru di dimensioni ridotte, qui i montatori provvederanno alla corretta posa in opera. Campioni di acciaio della lunghezza di 1,5 m e suddivisi in base al diametro saranno prelevati per effettuare opportuni test di trazione e snervamento, in conformità alla normativa vigente.

Realizzata l'armatura, verrà effettuato, in modo continuo, il getto di cemento (950 m³ circa) mediante l'ausilio di pompa. Durante il periodo di maturazione è possibile che siano effettuate delle misure di temperatura (mediante termocoppie a perdere, immerse nel calcestruzzo). Prove di fluidità (Cono di Abrams) verranno effettuate durante il getto, così come verranno prelevati i cubetti-campione per le prove di schiacciamento sul cls. Ultimato il getto, il plinto sarà ricoperto, se necessario ed in relazione anche al periodo in cui saranno realizzati i lavori, con fogli di polietilene per prevenirne il rapido essiccamento ed evitare così l'insorgere di pericolose cricche nel plinto.

1.5.3 Cavidotti

Verranno effettuati scavi per la posa dei cavi elettrici, mediante l'utilizzo di pale meccaniche o escavatori a nastro, evitando scoscendimenti, franamenti ed in modo tale che le acque scorrenti alla superficie del terreno non si riversino negli scavi. Gli scavi saranno eseguiti in

corrispondenza delle strade di nuova realizzazione o lungo quelle già esistenti, per minimizzare l'impatto sull'ambiente.

Lo scavo sarà profondo al massimo 1,2 m e avrà larghezza variabile da un minimo di 0,4 m a un massimo di 1,0 m, in dipendenza del numero di terne di cavi da posare.

Prima della posa dei cavi verrà ricoperto il fondo dello scavo (letto di posa) con uno strato (3-4 cm di spessore) di sabbia avente proprietà dielettriche.

I cavi utilizzati del tipo "airbag" permetteranno la posa direttamente interrata e inoltre permetteranno di **non** utilizzare la sabbia per offrire la protezione meccanica intorno al cavo, sarà sufficiente che in corrispondenza dei cavi il rinterro sia effettuato con materiale vagliato (esente da pietre di grosse dimensioni) rinvenente dagli scavi stessi. È questo un evidente vantaggio perché eviterà i costi di fornitura e posa della sabbia e i costi di allontanamento del cantiere del materiale "sostituito" dalla sabbia.

L'utilizzo di cavi tipo airbag, con doppia guaina in materiali termoplastici (PE e PVC) che migliora notevolmente la resistenza meccanica allo schiacciamento rendendoli equivalenti, ai sensi della Norma CEI 11-17, a cavi armati, consente la posa interrata senza utilizzo di ulteriore protezione meccanica. Il nastro segnalatore sarà posato a 30 cm dal piano stradale.

L'energia prodotta dagli aerogeneratori sarà convogliata, tramite un cavidotto interrato, alla SSE, dove avverrà l'innalzamento di tensione (da 30 kV a 150 kV). La SSE sarà ubicata in prossimità della Stazione Elettrica TERNA Brindisi Sud, dove avverrà la consegna alla RTN.

Tutti gli impianti in bassa e media tensione saranno realizzati secondo le prescrizioni della norma CEI 11-1, con particolare riferimento alla scelta dei componenti della disposizione circuitale, degli schemi elettrici, della sicurezza di esercizio.

Più in generale, le modalità di connessione saranno conformi alle disposizioni tecniche emanate dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (CEI 0-16), dal GSE ed in completo accordo con disposizioni e consuetudini tecniche di TERNA, in qualità di gestore della Rete di Trasmissione Nazionale in AT.

1.5.4 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:

- Pale del rotore dell'aerogeneratore (n. 3 trasporti);
- Navicella;
- Sezioni tronco coniche della torre tubolare di sostegno (n. 5 trasporti);
- Hub (n.2 hub con un trasporto).

Le dimensioni dei componenti è notevole, in particolare le pale avranno lunghezza di 85 m ed il mezzo eccezionale che le trasporta ha lunghezza di circa 69-70 m.

La lavorazione consisterà essenzialmente nelle seguenti fasi:

- sopralluogo di dettaglio (road survey) con individuazione degli adeguamenti da realizzare per permettere il passaggio dei trasporti eccezionali;
- predisposizione di tutte le modificazioni previste; gli interventi dovranno essere realizzati in maniera tale da garantire la sicurezza stradale per tutto il periodo interessato dai trasporti (circa 4/6 settimane), ad esempio con utilizzo di segnaletica

con innesto a baionetta, new jersey in plastica ed altri apprestamenti facilmente rimuovibili;

- trasporti eccezionali, che avverranno per quanto possibile nelle ore di minor traffico (solitamente nelle ore notturne dalle 22.00 alle 6.00); nel corso delle operazioni si procederà alla rimozione temporanea ed all'immediato ripristino degli apprestamenti di sicurezza stradale;
- ripristino di tutti gli adeguamenti alle condizioni ex ante.

1.5.5 Montaggio aerogeneratori

Ultimate le fondazioni, il lavoro di installazione delle turbine in cantiere consisterà essenzialmente nelle seguenti fasi:

- trasporto e scarico dei materiali;
- controllo delle pale;
- controllo dei tronchi di torre tubolare;
- montaggio torre;
- sollevamento della navicella e relativo posizionamento;
- montaggio delle pale sul mozzo;
- sollevamento del rotore e dei cavi in navicella;
- collegamento delle attrezzature elettriche e dei cavi al quadro di controllo a base torre;
- montaggi interni all'aerogeneratore;
- prove;
- messa in esercizio della macchina.

Le strutture in elevazione sono limitate alla torre, che rappresenta il sostegno dell'aerogeneratore, ossia del rotore e della navicella: la torre è costituita da un elemento in acciaio a sezione circolare, finita in superficie con vernici protettive, ha una forma tronco conica, cava internamente, ed è realizzata in cinque tronchi realizzati in officina dotati di flange sempre in acciaio necessarie per l'assemblaggio delle stesse, di flangia alla base per il montaggio sulla fondazione, di flangia in sommità per il montaggio della navicella.

I tronchi di torre saranno realizzati con lamiera di acciaio (tipo S355 ai sensi della norma UNI EN 10025-2) lavorate in officina con opportune calandre e poi saldati tra loro. Avranno spessore variabile: si parte dai 45 mm per i pezzi alla base per arrivare a 22 mm per le lamiera di acciaio utilizzate per i tronchi di torre nella sommità della torre.

Le flange saranno saldate ai tronchi di torre ed anche esse realizzate con acciaio S355, con spessori variabili tipicamente compresi tra 70 mm e 250 mm.

I bulloni e i dadi utilizzati per l'assemblaggio dei tronchi di torre saranno ad alta resistenza di classe 10.9 (i bulloni) e classe 10 (i dadi) secondo la classificazione della Norma UNI EN ISO 898-1:2001.

Tutte le saldature sono di prima classe.

L'assemblaggio dei tronchi di torre tubolare avviene in opera con l'ausilio di una gru (gru principale per il montaggio). La torre avrà altezza complessiva di 162 m dal piano di campagna, mentre l'altezza media dell'asse del mozzo dal piano di campagna è pari a circa 165 m.

La torre è accessibile dall'interno. La stessa è rastremata all'estremità superiore per permettere alle pale, flesse per la spinta del vento, di poter ruotare liberamente.

All'interno della torre saranno assemblati (sempre in officina) dei piani di riposo in acciaio inox, collegati tra loro tramite scale alla marinara realizzate in alluminio. Inoltre sarà installato un monta - persone con sbarco sulla navicella.

Sempre all'interno della torre, trovano adeguata collocazione delle passerelle porta cavi verticali, in cui saranno posati tra l'altro i cavi MT per il convogliamento e trasporto dell'energia prodotta dal trasformatore posto nella navicella, ai sezionatori installati invece a base torre. Dal punto di vista elettrico gli aerogeneratori saranno connessi tra loro da linee interrate MT a 30 kV in configurazione entra-esci, in quattro gruppi denominati sottocampi. Le quattro linee provenienti dai quattro gruppi di aerogeneratori convoglieranno l'energia prodotta verso la SSE, ubicata, come detto, in prossimità del futuro ampliamento della Stazione Elettrica TERNA Brindisi Sud.

1.5.6 Cabina di Trasformazione 30/150 kV e Consegna (o SSE)

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 50 / 40 MVA ciascuno;
- Stallo AT con apparecchiature elettromeccaniche di protezione e sezionamento

- Partenza di una linea interrata AT, di lunghezza pari a circa 500 m che permetterà la connessione allo stallo a 150 kV all'interno del futuro ampliamento della SE TERNA di Brindisi Sud dedicato all'impianto in oggetto.

Il cavo AT in particolare, partirà da una area condivisa con altri produttori. All'interno di quest'area sarà realizzato il sistema di sbarre AT a 150 kV, che permetterà ai produttori detti, di condividere lo stallo.

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 e 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 s.m.i.), e in completo accordo con le disposizioni tecniche definite nell'Allegato A (CEI 0-16) della delibera ARG/elt 33/08.

La superficie su cui sorgerà la SSE avrà una forma rettangolare, con dimensione 70x50 m (3.350 mq).

La costruzione della SSE prevede la realizzazione delle seguenti principali opere:

- Scavo di sbancamento per un'altezza di circa 40-50 cm per tutta la superficie interessata;
- Realizzazione delle opere esterne da interrare:
 - Plinti di fondazione delle apparecchiature AT, secondo le indicazioni progettuali e le specifiche dei dispositivi;
 - Vasche di raccolta olio e fondazione dei 2 trasformatori MT/AT;
 - Cavidotti e pozzetti di collegamento
- Rinterro, in corrispondenza delle apparecchiature, con materiale di riporto sino a 15 cm dalla quota finita;
- Pavimentazione, in corrispondenza dell'area ospitante le apparecchiature AT, con materiali provenienti dalla frantumazione di rocce lapidee dure (misto cava) aventi assortimento granulometrico con pezzatura 8-10 cm ;
- Cordolo perimetrale realizzato con elementi retti o curvi prefabbricati in cemento di altezza 18 cm;
- Pavimentazione dell'area circostante con finitura stradale, così realizzata:

- Ossatura stradale con materiali provenienti dalla frantumazione di rocce lapidee dure (misto cava) aventi assortimento granulometrico con pezzatura 8-10 cm;
- Fondazione stradale in misto cementato dello spessore di 20 cm;
- Conglomerato bituminoso per strato di collegamento (bynder) dello spessore di 7 cm;
- Conglomerato bituminoso per strato di usura (tappetino) dello spessore di 3 cm;
- Installazione di apparecchiature MT, BT di protezione, controllo e segnalazione all'interno del locale tecnico;
- Installazione di apparecchiature di misura e relativi trasduttori;
- Installazione dei trasformatori MT/AT (2 trasformatori di potenza pari a 50 / 40 MVA ognuno);
- Installazione di apparecchiature di comando e protezione AT;
- Impianti di raccolta, trattamento e smaltimento acque piovane;
- Impianti di telecomunicazione con antenna di ricezione installata su palo di altezza 22 m;
- Impianti ausiliari: videosorveglianza, antintrusione, illuminazione interna dei locali ed esterna sul piazzale.

1.6 Mobilitazione mezzi per le attività di cantiere

Durante la realizzazione dell'opera vari tipi di automezzi avranno accesso al cantiere:

- automezzi speciali fino a lunghezze di 90 m, utilizzati per il trasporto dei tronchi delle torri, delle navicelle e delle pale del rotore;
- betoniere per il trasporto del cemento;
- camion per il trasporto dei componenti dell'impianto di distribuzione elettrica (apparecchiature BT, MT ed AT);
- altri mezzi di dimensioni minori per il trasporto di attrezzature e maestranze;
- le due autogru: quella principale (600-750 t, braccio tralicciato da circa 175 m) e quella ausiliaria (160/250 t) necessarie per il montaggio delle torri e degli aerogeneratori.
- A regime si prevedono i seguenti arrivi in cantiere:
- 15 settimanali dei mezzi speciali per il trasporto dei tronchi delle torri, della navicella, delle pale del rotore;
- circa 100 arrivi giornalieri di autobetoniere nei giorni in cui si realizzeranno le colate di cemento per i plinti di fondazione;
- altri arrivi quotidiani di mezzi più piccoli.

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

L'utilizzo previsto di mezzi di trasporto speciale con ruote posteriori del rimorchio manovrabili e sterzanti permetterà l'accesso a strade di larghezza minima pari a 5 m. Il raggio interno libero da ostacoli dovrà essere di almeno 70 m.

Qualora si abbiano danni alle sedi viarie durante la realizzazione dell'opera è previsto il ripristino delle strade eventualmente danneggiate.

4. RIPRISTINO DELLO STATO DEI LUOGHI A FINE COSTRUZIONE

Terminata la costruzione, 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.

Nel dettaglio tali operazioni interesseranno le seguenti superfici:

- Piste: fasce relative agli allargamenti in corrispondenza di curve ed intersezioni;
- Le aree delle piazzole utilizzate per il montaggio braccio gru, per lo stoccaggio dei tronchi di torre e per lo stoccaggio delle pale saranno completamente ripristinate; la piazzola principale antistante l'aerogeneratore sarà ridotta da 38x41 m a 30x30 m con ripristino delle superfici non utilizzate;
- Area principale di cantiere: ripristino di tutta la superficie interessata;
- Altre superfici: aree interessate dal deposito dei materiali rivenienti dagli scavi e dai movimenti materie;
- Ripristino muretti a secco, rispettando le dimensioni originarie e riutilizzando per quanto più possibile il pietrame originario;
- Reimpianto degli alberi di ulivo nelle posizioni originarie (o comunque nell'ambito della stessa area).

Le operazioni di ripristino consisteranno in:

- Rimozione del terreno di riporto o eventuale rinterro, fino al ripristino della geomorfologia pre-esistente, che sarà eventualmente evidenziata dalla posa del geotessile in fase di costruzione;
- Finitura con uno strato superficiale di terreno vegetale;
- Idonea preparazione del terreno per l'attecchimento.

Particolare cura si dovrà osservare per:

- eliminare dalla superficie della pista e/o dall'area provvisoria di lavoro, ogni residuo di lavorazione o di materiali;
- provvedere al ripristino del regolare deflusso delle acque di pioggia attraverso la rete idraulica costituita dalle fosse campestri, provvedendo a ripulirle ed a ripristinarne la sezione originaria;
- dare al terreno la pendenza originaria al fine di evitare ristagni.

5. PIANO DI DISMISSIONE DELL'IMPIANTO

Per il Piano di dismissione e ripristino si rimanda alla Relazione “Piano di Dismissione e Ripristino con elaborati di sintesi allegati” R02b, in cui sono dettagliate le modalità di smantellamento a fine vita impianto (dopo 20 dall'entrata in esercizio) e di ripristino dello stato dei luoghi. Detta Relazione è da ritenere parte integrante della presente Relazione Tecnica in conformità ai contenuti di quest'ultima ai sensi dell'art. 4.2.7 della D.D. 01/2011.

6. COSTI E BENEFICI

L'art. 4.2.7 comma v) dell'Allegato A alla D.D. 01/2011 prevede che nella Relazione Tecnica del Progetto Definitivo di un impianto di produzione di energia da fonte rinnovabile sia effettuata un'analisi delle possibili ricadute economiche e sociali prodotte dall'impianto stesso. Di seguito si riporta integralmente il capitolo "Analisi Costi Benefici" della Relazione Descrittiva.

In questo capitolo 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).

L'analisi delle possibili ricadute economiche ("*benefici locali*") dovute alla realizzazione dell'impianto a "*livello locale*" sono confrontate sia con i benefici "*globali*" sia con i "*costi esterni*" generati dalla realizzazione dell'impianto, che la comunità locale deve assorbire.

1.1. 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 2204 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 il 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	59,6	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	62,6	198
2011	72,23	10,00	164,80	311.493.677	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	168,38	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	39,61	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

1.2. 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'involuppo 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:

$$5.000 \text{ €/ha} \times 1.500 \text{ ha} = 7.500.00,00 \text{ €}$$

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:

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

1.2.1. 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.

1.3. 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

1.1. 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. ELENCO ENTI

Si riporta di seguito un elenco puntuale degli Enti deputati al rilascio di autorizzazioni, intese, concessioni, pareri, concerti nulla osta e assensi comunque denominati, necessari alla autorizzazione alla costruzione ed esercizio dell'impianto in progetto.

1. REGIONE PUGLIA - Dipartimento Sviluppo Economico, Innovazione, Istruzione, Formazione e Lavoro – Sezione Infrastrutture Energetiche e Digitali
Elenco.certificazione.energetica@pe.rupar.puglia.it
Areaeconomica@pec.rupar.puglia.it
Sezione Reti ed Infrastrutture per la Mobilità
Mobilita.regione@pec.rupar.puglia.it
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
dipartimento.mobilitaqualurboppubbpaesaggio@pec.rupar.puglia.it
servizio.ecologia@pec.rupar.puglia.it
3. REGIONE PUGLIA - Dipartimento Mobilità, Qualità Urbana, Opere Pubbliche, Ecologia e Paesaggio - Sezione Tutela e Valorizzazione del Paesaggio
sezione.paesaggio@pec.rupar.puglia.it
servizio.assettoterritorio@pec.rupar.puglia.it
4. REGIONE PUGLIA - Dipartimento Mobilità, Qualità Urbana, Opere Pubbliche, Ecologia e Paesaggio - Sezione Urbanistica
serviziourbanistica.regione@pec.rupar.puglia.it
5. REGIONE PUGLIA - Dipartimento Mobilità, Qualità Urbana, Opere Pubbliche, Ecologia e Paesaggio - Sezione Autorizzazioni Ambientali
servizio.ecologia.regione@pec.rupar.puglia.it
6. REGIONE PUGLIA - Dipartimento Mobilità, Qualità Urbana, Opere Pubbliche, Ecologia e Paesaggio - Sezione Ciclo Rifiuti e Bonifica – Servizio Attività Estrattive
serv.rifiutiebonifica@pec.rupar.puglia.it
7. REGIONE PUGLIA - Dipartimento Mobilità, Qualità Urbana, Opere Pubbliche, Ecologia e Paesaggio - Sezione Lavori Pubblici
servizio.lavoripubblici@pec.rupar.puglia.it
8. REGIONE – PUGLIA - Dipartimento Mobilità, Qualità Urbana, Opere Pubbliche, Ecologia e Paesaggio - Sezione Difesa del suolo e rischio sismico
serviziodifesasuolo.regione@pec.rupar.puglia.it
9. REGIONE PUGLIA - Dipartimento Agricoltura, Sviluppo Rurale ed Ambientale – Sezione Coordinamento dei Servizi Territoriali
direttore.areasvilupporurale.regione@pec.rupar.puglia.it
10. REGIONE PUGLIA - Dipartimento Agricoltura, Sviluppo Rurale ed Ambientale – Ufficio Provinciale Agricoltura di Brindisi
servizioagricoltura@pec.rupar.puglia.it
11. REGIONE PUGLIA - Dipartimento Agricoltura, Sviluppo Rurale ed Ambientale – Sezione Gestione Sostenibile e Tutela delle Risorse Forestali e Naturali
protocollo.sezionerisorsesesostenibili@pec.rupar.puglia.it

12. REGIONE PUGLIA - Dipartimento Agricoltura, Sviluppo Rurale ed Ambientale –
Sezione Risorse Idriche
servizio.risorseidriche@pec.rupar.puglia.it
13. REGIONE PUGLIA – SERVIZIO DEMANIO PATRIMONIO – Via Gentile 52 - BARI
serviziodemaniopatrimonio.bari@pec.rupar.puglia.it
14. MINISTERO DELL'AMBIENTE E DELLA TUTELA DEL TERRITORIO E DEL MARE
Via Cristoforo Colombo, n. 44 - 00147 - Roma (Italia)
DGSalvanguardia.Ambientale@PEC.miniambiente.it
15. ARPA PUGLIA – Prevenzione Ambientale Bari
info.arpapuglia@pec.rupar.puglia.it
16. ARPA PUGLIA – Dipartimento Provinciale di Brindisi
dap.br.arpapuglia@pec.rupar.puglia.it
17. ASL Brindisi
protocollo.asl.brindisi@pec.rupar.puglia.it
18. AUTORITA' DI BACINO DELLA PUGLIA
segreteria@pec.adb.puglia.it
19. MINISTERO DELL'INTERNO - Comando Provinciale Vigili del Fuoco di Brindisi
com.prev.brindisi@cert.vigilfuoco.it
20. CONSORZIO SPECIALE PER LA BONIFICA ARNEO – Nardò
protocollo.arno@pec.rupar.puglia.it
21. CORPO FORESTALE DELLO STATO Provincia di Brindisi
Cp.brindisi@pec.corpoforestale.it
22. MINISTERO SVILUPPO ECONOMICO - Dipartimento per le Comunicazioni -
Ispettorato Territoriale Puglia-Basilicata – Via Amendola 116 – cap 70126 BARI
dgat.div03.isppbm@pec.mise.gov.it
23. MINISTERO SVILUPPO ECONOMICO – Divisione IV UNMIG – Napoli
dgsunmig.div04@pec.mise.gov.it
24. MINISTERO SVILUPPO ECONOMICO - Divisione VI Fonti rinnovabili di energia –
Direzione Generale per i Servizi di Comunicazione Elettronica e di Radiodiffusione e Postali - Divisione II ,
Viale America 201 – 00144 ROMA
dgmereen.div06@pec.mise.gov.it
25. SOPRINTENDENZA Archeologia, Belle Arti e Paesaggio per le province di Lecce,
Brindisi e Taranto Via A.Galateo 2 , Lecce
Mbac-sabap-le@mailcert.beniculturali.it
26. Ministero dei Beni e delle Attività Culturali e del Turismo Direzione generale
archeologia, belle arti e paesaggio, Servizio V Tutela del paesaggio
Via di San Michele, 22 - 00153 Roma Fax 06/67234416
mbac-dg-abap.servizio5@mailcert.beniculturali.it
27. PROVINCIA DI BRINDISI –Servizio Tecnico – Settore Edilizia Sismica
provincia@pec.provincia.brindisi.it

28. PROVINCIA DI BRINDISI – Servizio Pianificazione Territoriale Viabilità, Mobilità e Trasporti
provincia@pec.provincia.brindisi.it
29. MINISTERO DELLE INFRASTRUTTURE E DEI TRASPORTI - Direzione Generale Territoriale del Sud - Sezione Ufficio Speciale Trasporti ed Impianti Fissi (U.S.T.I.F) – Strada Provinciale Modugno – Palese 70026 Modugno (BA)
Dg.tf@pec.mit.gov.it
30. Ente per lo Sviluppo dell'irrigazione e la trasformazione fondiaria in Puglia, Lucania e Irpinia
enteirrigazione@legalmail.it
31. MINISTERO DELLA DIFESA - Direzione Generale dei Lavori e del Demanio (Piazza della Marina, 4 – 00184 Roma (1[^] reparto - Servizio bonifica ordini esplosivi)
geniodife@postacert.difesa.it
32. AGENZIA DEL DEMANIO - Direzione Regionale Puglia e Basilicata-Via Amendola 164/D - BARI
dre_PugliaBasilicata@pce.agenziademanio.it
33. Comando Militare Esercito "Puglia" – Bari
Cme_puglia@postacert.difesa.it
34. Ispettorato delle Infrastrutture dell'Esercito – 8° Reparto Infrastrutture – Ufficio Demani e Servitù Militari – Sezione Servitù Militari – Bari
infrastrutture_roma@postacert.difesa.it
infrastrutture_bari@postacert.difesa.it
35. Aeronautica Militare Scuole A.M./ 3° Regione Aerea – Reparto Territorio e Patrimonio – Bari
aeroscuoleaeroregione3.qg@postacert.difesa.it
36. Comando in Capo del Dipartimento Militare Marittimo dello Jonio e del Canale d'Otranto – Taranto
marina.sud@postacert.difesa.it
37. Ente Nazionale per l'Aviazione Civile (ENAC)
protocollo@pec.enac.gov.it.
Procedura gestione pec
http://www.enac.gov.it/sites/default/files/allegati/2018-Set/ENAC_Procedura_gestione_PEC_160811.pdf
38. Ente nazionale Assistenza al Volo (ENAV)
protocollogenerale@pec.enav.it
39. AERONAUTICA MILITARE – CIGA (segnalazione ostacoli al volo)
aeroscuoleaeroregione3@postacert.difesa.it
aerogeo@postacert.difesa.it
gestione documentazione :
<http://www.aeronautica.difesa.it/comunicazione/CIGA/Pagine/Segnalazioneostacoliavolo.aspx>
40. AQP S.p.A.
Via S. Cognetti, 36 - 70121 Bari (BA)
acquedotto.pugliese@pec.aqp.it

41. ENEL E-Distribuzione SpA
e-distribuzione@pec.e-distribuzione.it
eneldistribuzione@pec.enel.it

42. TERNA S.p.A.
info@pec.terna.it

43. TIM - TELECOM ITALIA S.p.A.
telecomitalia@pec.telecomitalia.it

44. FASTWEB S.p.a.
fastweb@pec.fastweb.it

45. COMUNE DI MESAGNE
Via Roma, 2 - 72023 Mesagne (BR)
info@pec.comune.mesagne.br.it
urbanistica@pec.comune.mesagne.br.it

46. COMUNE DI BRINDISI
Piazza Matteotti, 1 - 72100 Brindisi (BR)
ufficioprotocollo@pec.comune.brindisi.it
ufficiourbanistica@pec.comune.brindisi.it

47. COMUNE DI SAN DONACI (BR)
Piazza Pompilio Faggiano, 1 - 72025 San Donaci (BR)
info@pec.sandonaci.net
suap@pec.sandonaci.net

48. COMUNE DI SAN PANCRAZIO SALENTINO (BR)
Piazza Umberto I, 5 - 72026 San Pancrazio Salentino (BR)
protocollo.comunesanpancraziosalentino@pec.rupar.puglia.it

49. COMUNE DI CELLINO SAN MARCO
Via Napoli, 2 - 72020 Cellino San Marco (BR)
protocollo.comune.cellinosanmarco@pec.rupar.puglia.it