

**PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN PARCO EOLICO E
DELLE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE ALLA RTN
POTENZA NOMINALE 56 MW**

**REGIONE
PUGLIA**



**PROVINCIA di
BRINDISI**



**COMUNE di
FRANCAVILLA FONTANA**



Località "Masseria Vizzo"

Scala:

Formato Stampa:

-

A4

PROGETTO DEFINITIVO

RELAZIONE

AM.02_SIA_2

*STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE
Quadro di riferimento Progettuale*

Progettazione:



R.S.V. Design Studio S.r.l.
Piazza Carmine, 5 | 84077 Torre Orsaia (SA)
P.IVA 05885970656
Tel./fax:+39 0974 985490 | e-mail: info@rsv-ds.it

Legale Rappresentante:

Geom. Savino Leonzio

R.S.V. Design Studio S.r.l.
Piazza Carmine 5/a
84077 - Torre Orsaia (SA)
P. IVA : 05885970656
PEC : rsv.sd@pec.it

Committenza:



ITW FRANCAVILLA S.r.l.
Via del Gallitello, 89
85100 Potenza (PZ)
P.IVA 02082790763

Responsabili Progetto:

Ing. Vassalli Quirino



Ing. Speranza Carmine Antonio



Catalogazione Elaborato

ITW_FVF_AM02_SIA_2_Q_PROGETTUALE.pdf

ITW_FVF_AM02_SIA_2_Q_PROGETTUALE.docx

Data	Motivo della revisione:	Redatto:	Controllato:	Approvato:
Agosto 2021	Prima emissione	RU	QV/IAS	RSV

✘ . . . ✘ . . . _____ . . . ✘ . . . ✘

SOMMARIO

<i>SOMMARIO</i>	1
<i>INDICE DELLE FIGURE</i>	3
<i>INDICE DELLE TABELLE</i>	4
<i>PREMESSA</i>	6
A <i>COERENZA DEL PROGETTO CON OBIETTIVI EUROPEI DI DIFFUSIONE DELLE FER</i>	8
B <i>NORMATIVA PER LA PROCEDURA DI VIA IN EUROPA, IN ITALIA E IN PUGLIA</i> 9	
C <i>STRUTTURA DEL SIA</i>	14
<i>DATI GENERALI INDICATIVI DELLA SOCIETA' PROPONENTE</i>	15
<i>INQUADRAMENTO TERRITORIALE</i>	15
<i>QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE</i>	21
A <i>MOTIVAZIONI ASSUNTE NELLA DEFINIZIONE DEL PROGETTO</i>	23
I. <i>NATURA DEI BENI E/O SERVIZI OFFERTI</i>	23
II. <i>GRADO DI COPERTURA DELLA DOMANDA E LIVELLI DI SODDISFACIMENTO DELLE DIVERSE IPOTESI PROGETTUALI E IN ASSENZA DELL'INTERVENTO</i>	26
A. <i>DOMANDA DI ENERGIA</i>	26
B. <i>OFFERTA DI ENERGIA</i>	32
C. <i>PREVEDIBILITÀ EVOLUZIONE</i>	35
III. <i>ATTIVITÀ NECESSARIE ALLA REALIZZAZIONE DELL'OPERA</i>	36
A. <i>ATTIVITÀ PROPEDEUTICHE ALLA COSTRUZIONE</i>	36
B. <i>ATTIVITÀ DI COSTRUZIONE</i>	37
C. <i>FASE DI ESERCIZIO</i>	40
D. <i>DISMISSIONE E RIPRISTINO DEI LUOGHI</i>	41
B <i>MOTIVAZIONI TECNICHE DELLE SCELTE PROGETTUALI</i>	42
I. <i>DESCRIZIONE DEL PROGETTO</i>	42

✘ . . . ✘ . . . _____ . . . ✘ . . . ✘

A.	DESCRIZIONE AEROGENERATORI.....	44
	TORRE 45	
	NAVICELLA	46
	ROTORE E PALE.....	47
	PITCH SYSTEM	49
	SISTEMA DI IMBARDATA	49
	SISTEMA DI ARRESTO	49
	GENERATORE	50
	CONVERTITORE.....	51
	TRASFORMATORE	51
	CAVO AD ALTO VOLTAGGIO	52
	QUADRI DI CONTROLLO	53
	SISTEMA DI CONTROLLO.....	54
	SISTEMI DI PROTEZIONE	54
	AUSILIARI 55	
B.	DESCRIZIONE OPERE CIVILI.....	55
	Opere di fondazione.....	55
	Piazzole 56	
	Viabilità 57	
	Stazione di trasformazione MT/AT.....	60
c.	DESCRIZIONE OPERE ELETTRICHE.....	61
	Cavidotto in MT	61
	Descrizione del tracciato	65
	Giunzioni 65	
	Terminazione ed attestazione cavi MT	66
	Giunti di isolamento cavi MT	67
	Terminazione ed attestazione cavi in fibra ottica.....	67
	Coesistenza tra cavi elettrici e altre condutture interrato	67
	Stazione elettrica di trasformazione MT/AT e Cavidotto AT	69
II.	CONDIZIONAMENTI E VINCOLI.....	71
III.	VOCAZIONE DEI LUOGHI	72
IV.	ANALISI DI MICROSITING E STIMA DI PRODUCIBILITÀ.....	73
A.	ANALISI DEI DATI ANEMOMETRICI.	73
B.	STIMA DI PRODUCIBILITÀ.....	74

☒ . . . ☒ . . . _____ . . . ☒ . . . ☒

C	<i>ANALISI DELLE ALTERNATIVE</i>	75
I.	<i>OPZIONE "0" ("DO NOTHING")</i>	75
II.	<i>ALTERNATIVE DI PROGETTO</i>	84
III.	<i>ALTERNATIVE DI LOCALIZZAZIONE</i>	86
IV.	<i>ALTERNATIVE AL PROGETTO</i>	87

INDICE DELLE FIGURE

Figura 1.	Inquadramento dell'area di realizzazione dell'impianto eolico.....	16
Figura 2.	Inquadramento generale dell'area di realizzazione dell'impianto eolico da 56 MW in agro del comune di Francavilla Fontana (BR) su Cartografia DeAgostini.	18
Figura 3.	Inquadramento degli aerogeneratori in progetto su base catastale (Fonte: WMS AdE).....	19
Figura 4.	Inquadramento degli aerogeneratori in progetto su ortofoto (Fonte: Google Satellite).....	20
Figura 5.	Consumi regionali servizi per classe merceologica - Anno 2018.....	28
Figura 6.	Consumi regionali industriali per classe merceologica - Anno 2018	28
Figura 7.	Evoluzione dei consumi energetici complessivi nella Regione Puglia (Fonte: Bilancio Energetico Regionale, Gennaio 2006)	29
Figura 8.	Consumi energetici per settore (Fonte: Bilancio Energetico Regionale, Gennaio 2006).....	30
Figura 9.	Quote di consumo per settore (Fonte: Bilancio Energetico Regionale, Gennaio 2006)	30
Figura 10.	Struttura della Domanda e della Produzione - Anno 2018 (Fonte: Statistiche regionali 2018-Regione Puglia)	31
Figura 11.	Bilancio Regionale - Anno 2018(Fonte: Statistiche regionali 2018-Regione Puglia)	31
Figura 12.	Produzione di energia elettrica per fonte - Anno 2018 (Fonte: Statistiche regionali 2018-Regione Puglia)	32
Figura 13.	Composizione della produzione lorda per fonte - Anno 2018 (Fonte: Statistiche regionali 2018-Regione Puglia)	32
Figura 14.	Produzione lorda rinnovabile per fonte e provincia - Anno 2018 (Fonte: Statistiche regionali 2018-Regione Puglia)	33
Figura 15.	Numero e potenza degli impianti eolici nelle regioni (Rapporto statistico 2019 GSE-Energia da fonti rinnovabili in Italia, Settori elettrico, termico e trasporti).....	34
Figura 16.	Illustrazione delle componenti principali di un aerogeneratore.....	45

☒ . . . ☒ . . . _____ . . . ☒ . . . ☒

Figura 17. Navicella della V150	46
Figura 18. Illustrazioni prese dal “Wind farm Roads Requirements” della Vestas, relative alla pendenza longitudinale (a) e alla pendenza laterale della carreggiata (b).....	59
Figura 19. Sezioni per la posa del cavidotto.....	62
Figura 20. Serie delle anomalie medie annuali della temperatura media sulla terraferma, globale e in Italia, rispetto ai valori climatologici normali 1961-1990 (AiC 2020-ISPRA)	76
Figura 21. Emissioni nazionali settoriali di gas serra in CO2 equivalente, secondo la classificazione IPCC (AiC 2020-ISPRA)	77
Figura 22. Principali tipologie di pressione a cui sono soggetti i gruppi faunistici valutati dalle Liste Rosse italiane (AiC 2020-ISPRA)	79
Figura 23. Copertura percentuale del territorio per classi di frammentazione (2019) (AiC 2020-ISPRA)	79
Figura 24. Aree in degrado tra il 2012 e il 2019 per una o più cause di degrado (AiC 2020-ISPRA)....	80
Figura 25. Uso del suolo per classi di primo livello CLC (2018) (AiC 2020-ISPRA)	81
Figura 26. Suolo consumato a livello provinciale (2019) (AiC 2020-ISPRA)	81
Figura 27. INDICATORE CON TREND DECRESCENTE: Definizione di impatto positivo per indicatori con trend decrescente	82
Figura 28. INDICATORE CON TREND CRESCENTE Definizione di impatto positivo per indicatori con trend crescente	83
Figura 29. Esempio di HAWT (a sinistra) e di VAWT (a destra)	85

INDICE DELLE TABELLE

Tabella 1: coordinate dell'impianto da progetto nel sistema di riferimento UTM WGS84	17
Tabella 2. Ubicazione catastale degli aerogeneratori.	19
Tabella 3. Sintesi caratteristiche impianto eolico Francavilla Fontana (BR)	44
Tabella 4. Colorazioni esterna e interna rispettivamente per la turbina V150 della Vestas.	45
Tabella 5. Colorazione scelta per la navicella della turbina V150	47
Tabella 6. Caratteristiche specifiche del rotore e delle pale ad esso connesse del modello Vestas V150.....	48
Tabella 7. Colorazione scelta per le pale della turbina V150.....	49
Tabella 8. Caratteristiche specifiche del generatore del modello Vestas V150	50

☒ ☒ _____ ☒ ☒

Tabella 9. Caratteristiche specifiche del convertitore del modello Vestas V150	51
Tabella 10. Caratteristiche specifiche del trasformatore del modello Vestas V150	52
Tabella 11. Caratteristiche specifiche dei cavi ad alto voltaggio del modello Vestas V150	53
Tabella 12. Caratteristiche tecniche cavidotto MT.....	64
Tabella 13. Caratteristiche tecniche del cavo in fibra ottica.....	65
Tabella 14. Risultati ottenuti dal modello di calcolo tramite software WindPro	74
Tabella 15. Risultati ottenuti dal modello di calcolo tramite software WindPro	75
Tabella 16. Confronto producibilità lorda (Gross) e netta (Net)	75
Tabella 17. riepilogo impatti su matrici ambientali contestualmente alle alternative di progetto possibili- NC: Non classificabile	88

PREMESSA

La presente relazione, redatta ai sensi dell'art. 22 del D.Lgs. 152/06 e ss.mm.ii., costituisce il Quadro di riferimento Programmatico dello Studio di Impatto Ambientale (S.I.A.) che è parte integrante della domanda di istruttoria tecnica per la verifica della compatibilità ambientale del progetto esposto, in relazione agli impatti che questo può avere sui vari comparti ambientali.

Tale studio mira alla Valutazione di Impatto Ambientale (V.I.A.) di un progetto, proposto dalla società *ITW FRANCAVILLA S.r.l.*, relativo alla realizzazione di un impianto di energia elettrica da fonte eolica sito in agro del comune di Francavilla Fontana (BR), alla località "Masseria Vizzo".

Poiché il suddetto progetto, nello specifico, prevede l'installazione di 10 aerogeneratori per una potenza complessiva di 56 MW, esso rientra nell'Al. II alla Parte Seconda del D.Lgs. 152/06 "Progetti di competenza Statale", pertanto deve esser sottoposto alla procedura di Valutazione di Impatto Ambientale e l'autorità competente risulta essere il Ministero della Transizione Ecologica (MiTe, ex MATTM, ovvero ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, come introdotto dal DL 22 del 1° marzo 2021)¹.

Data la competenza di livello statale, la Società *ITW FRANCAVILLA S.r.l.*, intende richiedere che il provvedimento di V.I.A. sia rilasciato nell'ambito di un Provvedimento Unico in materia ambientale, secondo quanto disposto dall'art. 27 del Testo Unico Ambientale (D.Lgs 152/2006), e dunque il rilascio dei necessari titoli di cui al comma 2 del suddetto articolo, ovvero:

- autorizzazione paesaggistica di cui all'articolo 146 del Codice dei beni culturali e del paesaggio di cui al decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42;
- autorizzazione culturale di cui all'articolo 21 del Codice dei beni culturali e del paesaggio di cui al decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42;
- autorizzazione riguardante il vincolo idrogeologico di cui al regio decreto 30 dicembre 1923, n. 3267, e al decreto del Presidente della Repubblica 24 luglio 1977, n. 616;

¹ Ai sensi dell'art. 7 bis comma 2 D.Lgs. 152/06 e ss.mm.ii. sono sottoposti a VIA in sede statale i progetti di cui all'Allegato II alla Parte Seconda del presente decreto, punto 2) dell'Allegato II alla Parte Seconda del D.Lgs. 152/06 "impianti eolici per la produzione di energia elettrica sulla terraferma con potenza complessiva superiore a 30 MW".

⌘ ⌘ _____ ⌘ ⌘

La proponente deve fornire all'autorità competente, quale il Ministero della Transizione Ecologica, tutte le informazioni utili all'espressione di un giudizio positivo di compatibilità dell'opera. Lo S.I.A., pertanto, si prefigge l'obiettivo di individuare, stimare e valutare l'impatto ambientale del proposto impianto eolico, di identificare e analizzare le possibili alternative e di indicare le misure di mitigazione o ridurre/eliminare gli eventuali impatti negativi, al fine di permettere all'Autorità competente la formulazione della determinazione in merito alla VIA di cui agli *artt. 25, 26, 27 del titolo III del D.Lgs. 152/2006 e ss.mm.ii.*

Oltre alla procedura di VIA, l'impianto è soggetto al rilascio di **Autorizzazione Unica**, da parte della Regione Puglia, nel rispetto delle normative vigenti in materia di tutela di ambiente, paesaggio e patrimonio storico-artistico.

In generale, lo S.I.A. e gli elaborati ad esso allegati affrontano compiutamente il tema degli impatti che l'impianto può avere sui diversi comparti ambientali. Nello specifico, ad esempio, affronta gli impatti sulla componente naturalistica, sul paesaggio, su suolo e sottosuolo, sul rapporto delle opere con la morfologia dei luoghi, sull'introduzione di rumore nell'ambiente, sul rischio di incidenti sulla salute pubblica in merito alle onde elettromagnetiche generate e sul pericolo derivante dall'eventuale distacco di una pala dal mozzo.

Inoltre, la progettazione ha posto una maggiore attenzione su quei fattori che tendono a mitigare gli impatti dell'impianto eolico e delle relative opere elettriche, quali ad esempio:

- ▲ l'utilizzo di aerogeneratori a basso numero di giri al minuto;
- ▲ colorazioni particolari per eliminare l'impatto sull'avifauna e attenuare la visibilità dalla media-lunga distanza;
- ▲ il ripristino morfologico dei luoghi impegnati dal cantiere (già in fase di esercizio dell'impianto eolico) e delle opere elettriche;
- ▲ il rispetto dell'orografia e del paesaggio riguardo alla scelta del sito dell'impianto eolico e della posizione e dei tracciati delle opere elettriche.

Per le opere di connessione alla rete elettrica, la proponente ha minimizzato gli impatti prevedendo la consegna dell'energia presso una stazione di utenza da realizzarsi nel comune di Taranto e da allocare nelle immediate vicinanze di una stazione elettrica di futura realizzazione proprietà di *TERNA S.p.a.*

✘ . . . ✘ . . . _____ . . . ✘ . . . ✘

|A| COERENZA DEL PROGETTO CON OBIETTIVI EUROPEI DI DIFFUSIONE DELLE FER

In eredità del Protocollo di Kyoto, *l'Accordo di Parigi* è il primo accordo universale e giuridicamente vincolante sui cambiamenti climatici, adottato alla conferenza di Parigi sul clima (COP21) nel dicembre 2015 per combattere l'emissione in atmosfera dei gas climalteranti ed il conseguente riscaldamento globale.

A livello europeo, il recepimento dell'*Accordo di Parigi* si ha con il *Quadro Clima-Energia*, il quale pone gli obiettivi chiave da perseguire entro il 2030, tra cui: una riduzione almeno del 40% delle emissioni di gas climalteranti (rispetto ai livelli del 1990); il raggiungimento di una quota almeno del 32% di energia rinnovabile; un miglioramento almeno del 32,5% dell'efficienza energetica.

In Italia il raggiungimento di tale obiettivo viene imposto dalla Strategia Energetica Nazionale (SEN 2017), la quale applica gli obiettivi strategici europei al contesto nazionale e che si pone l'obiettivo di rendere il sistema energetico nazionale più competitivo, sostenibile e sicuro.

Ruolo chiave nella riduzione dell'emissione dei gas climalteranti è affidato alla riduzione del consumo, fino alla totale rinuncia, delle fonti classiche di energia quali i combustibili fossili in favore di un'adozione sempre crescente delle fonti di energia rinnovabile (FER): si parla di una riduzione del consumo dei combustibili fossili pari al 30% e di un aumento delle FER di circa il 27% rispetto ai livelli registrati nel 1990.

La SEN 2017 prevede di intensificare il processo di decarbonizzazione secondo lo scenario *Roadmap2050* ponendo l'accento sull'obiettivo "non più di 2°C" che, accanto agli obiettivi per la riduzione dell'inquinamento atmosferico (con i conseguenti benefici per l'ambiente e per la salute) pone le basi per un'economia a basse emissioni di carbonio e alla base di un sistema che:

- ▲ assicuri energia a prezzi accessibili a tutti i consumatori;
- ▲ renda più sicuro l'approvvigionamento energetico dell'UE;
- ▲ riduca la dipendenza europea dalle importazioni di energia;
- ▲ crei nuove opportunità di crescita e posti di lavoro.

L'opera in oggetto, proposta dalla società *ITW FRANCAVILLA S.r.l.*, è perfettamente in linea con l'obiettivo di aumento al 27% delle FER entro il 2030 e questo in quanto le fonti di

✠ ✠ _____ ✠ ✠

energia derivanti dall'*eolico* e dal *fotovoltaico* sono riconosciute tra le FER più mature ed economicamente vantaggiose al giorno d'oggi.

| B | *NORMATIVA PER LA PROCEDURA DI VIA IN EUROPA, IN ITALIA E IN PUGLIA*

L'ambiente, visto come sistema di interscambio tra attività umane e risorse, sta vedendo una sempre più ingente antropizzazione con conseguente preoccupazione nei confronti dell'impoverimento dell'ambiente naturale e delle sue risorse e contemporaneo aumento della produzione di rifiuti. L'obiettivo globale da raggiungere consiste nel perseguimento di uno sviluppo sostenibile che consenta il miglioramento della qualità della vita senza eccedere la capacità di carico degli ecosistemi di supporto dai quali essa dipende.

Da qui prende piede il concetto di *Valutazione di Impatto Ambientale* che consente di esprimere un giudizio di compatibilità del progetto nei confronti dell'ambiente in quanto, con la realizzazione di qualsiasi tipo di opera, risulta essere quasi impossibile salvaguardare lo stato originario dell'ambiente stesso pur mantenendo ferma la volontà di ridurre o prevenire a monte il manifestarsi di impatti di qualsivoglia natura (diretti/indiretti; positivi/negativi; reversibili/irreversibili; cumulativi; globali/locali).

Il concetto di tutela, salvaguardia e valorizzazione ambientale, a livello di legge, si introduce per la prima volta negli USA, nel 1970, con la National Environmental Policy Act (NEPA); la procedura vera e propria di Valutazione di Impatto Ambientale viene introdotta in Europa con la *Direttiva CEE 85/337* che recita quanto segue: "*la valutazione dell'impatto ambientale individua, descrive e valuta, in modo appropriato per ciascun caso particolare gli effetti diretti ed indiretti di un progetto sui seguenti fattori: l'uomo, la fauna e la flora; il suolo, l'acqua, l'aria, il clima e il paesaggio; i beni materiali ed il patrimonio culturale; l'interazione tra i fattori sopra citati.*" (art. 3). Tale direttiva specifica inoltre quali progetti debbano essere obbligatoriamente soggetti a VIA da parte di tutti gli Stati membri (All. I) e quali invece solo nel caso in cui gli Stati membri stessi lo ritengano necessario (All. II).

La Comunità europea ha poi adottato in seguito:

- La *Direttiva CE 96/61* che introduce la prevenzione e la riduzione integrate dell'inquinamento proveniente da attività industriali (IPPC, Integrated Pollution Prevention and Control) e l'AIA (Autorizzazione Integrata Ambientale);

☒ ☒ _____ ☒ ☒

- La **Direttiva CE 97/11** che formula una proposta di direttiva sulla valutazione degli effetti sull'ambiente di determinati piani e programmi (aggiorna e integra la Direttiva CEE 337/85 sulla base dell'esperienza condotta dagli Stati membri); nel dettaglio:
 - amplia la portata della VIA aumentando il numero dei tipi di progetti da sottoporre a VIA (allegato I);
 - rafforza la base procedurale garantendo nuove disposizioni in materia di selezione, con nuovi criteri (allegato III) per i progetti dell'allegato II, insieme a requisiti minimi in materia di informazione che il committente deve fornire;
 - introduce le fasi di "screening" e "scoping".

N.B. la Direttiva 97/11, nel riformare la Direttiva 85/337, amplia l'AlI. Il con gli "impianti per la produzione di energia mediante lo sfruttamento del vento" per i quali la VIA non risulta essere obbligatoria.

- La **Direttiva CE 2003/35** che rafforza la partecipazione del pubblico nell'elaborazione di taluni piani e programmi in materia ambientale, migliora le indicazioni delle Direttive 85/337/CEE e 96/61/CE relative alle disposizioni sull'accesso alla giustizia e contribuisce all'attuazione degli obblighi derivanti dalla convenzione di Århus del 25 giugno 1998²;
- La **Direttiva 2011/92/UE** del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 dicembre 2011 concernente la valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati entra in vigore dal 17 febbraio 2012 con l'obiettivo di racchiudere in sé (testo unico) tutte le modifiche apportate nel corso degli anni alla direttiva 85/337/CEE che viene conseguentemente abrogata. Particolare rilievo viene dato alla *partecipazione del pubblico* ai processi decisionali, anche mediante mezzi di comunicazione elettronici, in una fase precoce della procedura garantendo l'accesso alla documentazione fornita dal proponente ed alle informazioni ambientali rilevanti ai fini della decisione;
- La **Direttiva 2014/52/UE**, entrata in vigore il 16 maggio 2014, apporta importanti cambiamenti in materia di valutazione di impatto ambientale (VIA) modificando la direttiva 2011/92/UE in vista di:
 - un maggiore coinvolgimento del pubblico e delle forze sociali;

² **Convenzione Internazionale** tenutasi il 25 giugno 1998 ad Aarhus "Convenzione sull'accesso alle informazioni, la partecipazione del pubblico ai processi decisionali e l'accesso alla giustizia in materia ambientale" Ratificata con Legge del 16 marzo 2001, n. 108 (Suppl. alla G.U. n.85 dell'11 aprile 2001)

⌘ ⌘ _____ ⌘ ⌘

- la semplificazione della procedura d'esame per stabilire la necessità o meno di una valutazione d'impatto ambientale;
- rapporti più chiari e comprensibili per il pubblico;
- obbligo da parte degli sviluppatori di cercare di prevenire o ridurre a monte gli eventuali effetti negativi dei progetti da realizzarsi.

A livello nazionale la direttiva europea viene recepita da:

- La **Legge 8 luglio 1986 n. 349**, la quale istituisce il Ministero dell'Ambiente, organo preposto alla procedura di VIA.;
- Il **Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri n. 377 del 1988** (10.8.88 e 27.12.88) che contiene le norme tecniche per la redazione dello Studio di Impatto Ambientale (SIA) e specificano quanto concerne le pronunce di compatibilità ambientale; in particolare rende obbligatoria la VIA per le opere descritte all'All. I (in cui però non sono inclusi gli impianti di produzione da fonte eolica);
- Il **Decreto del Presidente della Repubblica del 12 aprile 1996** atto di indirizzo e coordinamento alle Regioni che stabilisce in via generale i principi per la semplificazione e lo snellimento delle procedure amministrative in merito all'applicazione della procedura di VIA per i progetti all'All. B (All.II della **Direttiva CEE 337/85**);
- Il **Decreto del Presidente della Repubblica del 3 settembre 1999** che va a modificare le categorie da assoggettare alla VIA (indicate negli All. A e B del DPR del 12 aprile 1996): vengono infatti inseriti nell'All. B (progetti assoggettati a VIA se ricadenti anche parzialmente in aree naturali protette secondo la L.394/91) "gli impianti industriali per la produzione di energia mediante lo sfruttamento del vento";
- Il **Testo Unico per L'ambiente (Decreto Legislativo n. 152 del 3 aprile 2006) Parte II e ss.mm.ii.** (tra cui vanno segnalati il *D.Lgs. 4/2008*, il *D.Lgs. 128/2010*, il *D.Lgs. 46/2014* ed il *D. Lgs.104/2017*), che accanto alla descrizione della procedura di VIA (Tit. III), introduce anche disposizioni per:
 - La *Valutazione Strategica Ambientale* (VAS) di piani e programmi (Tit. II);
 - L'*Autorizzazione Integrata Ambientale* (AIA_ Tit. III-BIS) da portare avanti parallelamente alla VIA per la messa in esercizio di talune categorie di impianti (All. VIII D.Lgs. 152/06).

Al Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (attuale MiTe) in concertazione con il Ministero per i Beni e le attività culturali (MIBAC), l'art. 35 del

✠ ✠ _____ ✠ ✠

D.Lgs. 152/06 affida la competenza della VIA di progetti di opere e interventi rientranti nelle categorie di cui all'art. 23 nei casi in cui si tratti di:

- di opere o interventi sottoposti ad autorizzazione alla costruzione o all'esercizio da parte di organi dello Stato;
- di opere o interventi localizzati sul territorio di più regioni o che comunque possano avere impatti rilevanti su più regioni;
- di opere o interventi che possano avere effetti significativi sull'ambiente di un altro Stato membro dell'Unione europea.

Il D.Lgs. 4/2008 rende esplicita la differenza tra gli interventi da assoggettare a procedura di VIA Statale e Regionale (vengono sostituiti gli allegati dal I a V della Parte II del D.Lgs 152/2006).

Il D.Lgs. 104/2017 modifica la Parte II e i relativi allegati del D.Lgs. 152/2006 per adeguare la normativa nazionale alla Direttiva n. 2014/52/UE.

In regione Puglia:

La prima legge regionale in attuazione della direttiva CEE 85/377, così come modificata dalla direttiva 97/11/CE, e del decreto del Presidente della Repubblica 12 aprile 1996, integrato e modificato dal decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 3 settembre 1999, è la **L.R. n.11 del 12 aprile 2001 "Norme sulla valutazione dell'impatto ambientale"** in cui viene disciplinata la procedura di V.I.A. e le procedure di valutazione di incidenza ambientale di cui al decreto del Presidente della Repubblica 8 settembre 1997, n. 357, in regione Puglia. Come scopo della VIA viene definito quello *"di assicurare che nei processi decisionali relativi a piani, programmi di intervento e progetti di opere o di interventi, di iniziativa pubblica o privata, siano perseguiti la protezione e il miglioramento della qualità della vita umana, il mantenimento della capacità riproduttiva degli ecosistemi e delle risorse, la salvaguardia della molteplicità delle specie, l'impiego di risorse rinnovabili, l'uso razionale delle risorse"* (art. 1 comma 2). Obiettivi della LR 11/2001 sono quelli di garantire (art. 1 comma 3):

- l'informazione;
- la partecipazione dei cittadini ai processi decisionali;
- la semplificazione delle procedure;
- la trasparenza delle decisioni.

I progetti sono divisi in due gruppi di elenchi:

☒ ☒ _____ ☒ ☒

- Allegato A: Interventi soggetti a VIA;
- Allegato B: Interventi soggetti a procedura di verifica di assoggettabilità a VIA.

Questi sono a loro volta suddivisi in funzione dell'attribuzione della procedura di VIA a Regione (A1 e B1), Province (A2 e B2) e Comuni (A3 e B3), quali autorità competenti.

Con la L.R. 17/2007 *“Disposizioni in campo ambientale, anche in relazione al decentramento delle funzioni amministrative in materia ambientale”*, avviene il trasferimento delle funzioni conferite dalla legge n. 11/2001 alle Province, ai Comuni e agli Enti Parco regionali. Inoltre, alla luce del D.Lgs. 152/06 (Norme in materia ambientale), vengono emanate le prime disposizioni urgenti finalizzate sia a favorire il processo di decentramento di alcune funzioni amministrative in materia ambientale, sia ad apportare utili correttivi all'attuale normativa regionale vigente in varie materie.

Di seguito si riportano ulteriori norme regionali inerenti agli impianti di produzione di energia da fonte rinnovabile:

La DGR 3029 del 28 dicembre 2010: *Approvazione della Disciplina del procedimento unico di autorizzazione alla realizzazione ed all'esercizio di impianti di produzione di energia elettrica.*

Regolamento Regionale 30 dicembre 2010, n. 24: *Regolamento attuativo del Decreto del Ministero per lo Sviluppo Economico del 10 settembre 2010, “Linee Guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili”*, recante l'individuazione di aree e siti non idonei alla installazione di specifiche tipologie di impianti alimentati da fonti rinnovabili nel territorio della Regione Puglia”.

Regolamento Regionale 18 luglio 2008, n. 15: *“Regolamento recante misure di conservazione ai sensi delle direttive comunitarie 74/409 e 92/43 e del DPR 357/97 e s.m.i. così come modificato e integrato dal R.R. 22 dicembre 2008 n. 28 modifiche e integrazioni al regolamento regionale n. 15/08 in recepimento dei “Criteri minimi uniformi per la definizione di misure di conservazione relative a Zone Speciali di Conservazione (ZCS) e Zone di Protezione Speciale (ZPS)”* introdotti con D.M. 17 ottobre 2007, la Regione Puglia definisce le misure di conservazione e le indicazioni per la gestione delle ZPS che formano la RETE NATURA 2000, in attuazione delle direttive 74/409/CEE e 92/43/CEE.

| C | **STRUTTURA DEL SIA**

Lo studio di impatto ambientale, secondo le indicazioni di cui all'*art. 22 All. VII Parte II D.Lgs. 152/06 e ss.mm.ii.*, si articola in 3 macro-sezioni:

- ▲ **QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO** (secondo le indicazioni di cui all'*art. 3 DPCM 1988*): in cui si definisce il quadro di riferimento normativo e programmatico in cui si inserisce l'opera, con il dettaglio sulla conformità del progetto alle norme in materia energetica e ambientale e agli strumenti di programmazione e di pianificazione paesaggistica e urbanistica vigenti, nonché agli obiettivi che in essi sono individuati verificando la compatibilità dell'intervento con le prescrizioni di legge;
- ▲ **QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE** (secondo le indicazioni di cui all'*art. 4 DPCM 1988*): vengono motivate la scelta della tipologia d'intervento e del sito di installazione, viene descritto l'impianto eolico in tutte le sue componenti, riportando una sintesi degli studi progettuali, le caratteristiche fisiche e tecniche degli interventi e la descrizione della fase di realizzazione e di esercizio dell'impianto;
- ▲ **QUADRO DI RIFERIMENTO AMBIENTALE** (secondo le indicazioni di cui all'*art. 5 DPCM 1988*): in cui si individuano e valutano i possibili impatti, sia negativi che positivi, derivanti dalla realizzazione dell'opera in relazione ai diversi fattori ambientali, con diverso grado di approfondimento in funzione delle caratteristiche del progetto, della specificità del sito e della rilevanza, della probabilità, della durata e della reversibilità dell'impatto.

A corredo delle tre macro-sezioni vengono presentati i capitoli:

- le **PRINCIPALI LINEE DI IMPATTO E MISURE DI MITIGAZIONE** in cui sono riportati sinteticamente tutti gli impatti imputabili alla realizzazione dell'intero progetto (impianto eolico ed opere elettriche) e le misure di mitigazione previste per l'attenuazione di quelli negativi.
- le **RICADUTE ECONOMICHE E SOCIALI SUL TERRITORIO** in cui vengono mostrati i benefici, soprattutto di carattere economico, che la realizzazione del progetto favorisce sul territorio.

✠ ✠ _____ ✠ ✠

Il presente studio, infine, è integrato e completato da una serie di allegati e relazioni che entrano nello specifico di alcuni argomenti e li approfondiscono; ad essi si farà riferimento per una lettura esaustiva. Inoltre, accanto al SIA, agli elaborati grafici e alle Relazioni specialistiche, si prevede l'elaborazione di una *Sintesi non Tecnica* che riassume in sé tutti i contenuti di modo da offrire una descrizione semplice di carattere divulgativo delle caratteristiche del progetto, al fine di consentirne un'agevole comprensione da parte del pubblico.

DATI GENERALI INDICATIVI DELLA SOCIETA' PROPONENTE

ITW FRANCAVILLA S.r.l. è una società privata dedicata allo sviluppo, realizzazione e gestione di impianti per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile, i cui dati identificativi sono:

- ▲ sede legale dell'azienda: Via del Gallitello 89 - 85100 Potenza (PZ);
- ▲ P. IVA: 02082790763;
- ▲ Legale Rappresentante della società: dott. Emmanuel Macqueron domiciliato presso Nimes Chemin Guillaume Laforet 261 Francia;
- ▲ Referenti per il presente progetto: Ing. Quirino Vassalli e Ing. Carmine Antonio Speranza, domiciliati presso la sede della società.

INQUADRAMENTO TERRITORIALE

Il progetto di parco eolico, comprendente la realizzazione di 10 aerogeneratori, è localizzato in Puglia nel territorio comunale di Francavilla Fontana (provincia di Brindisi), in particolare in località "Masseria Vizzo". La zona interessata dall'opera si estende per circa 100 ettari e le minime distanze dai centri abitati limitrofi di Francavilla Fontana, Villa Castelli e Ceglie Messapica, nei confronti della macchina più vicina, risultano rispettivamente 3.7 km SE, 2.6 km O e 4.6 km N.

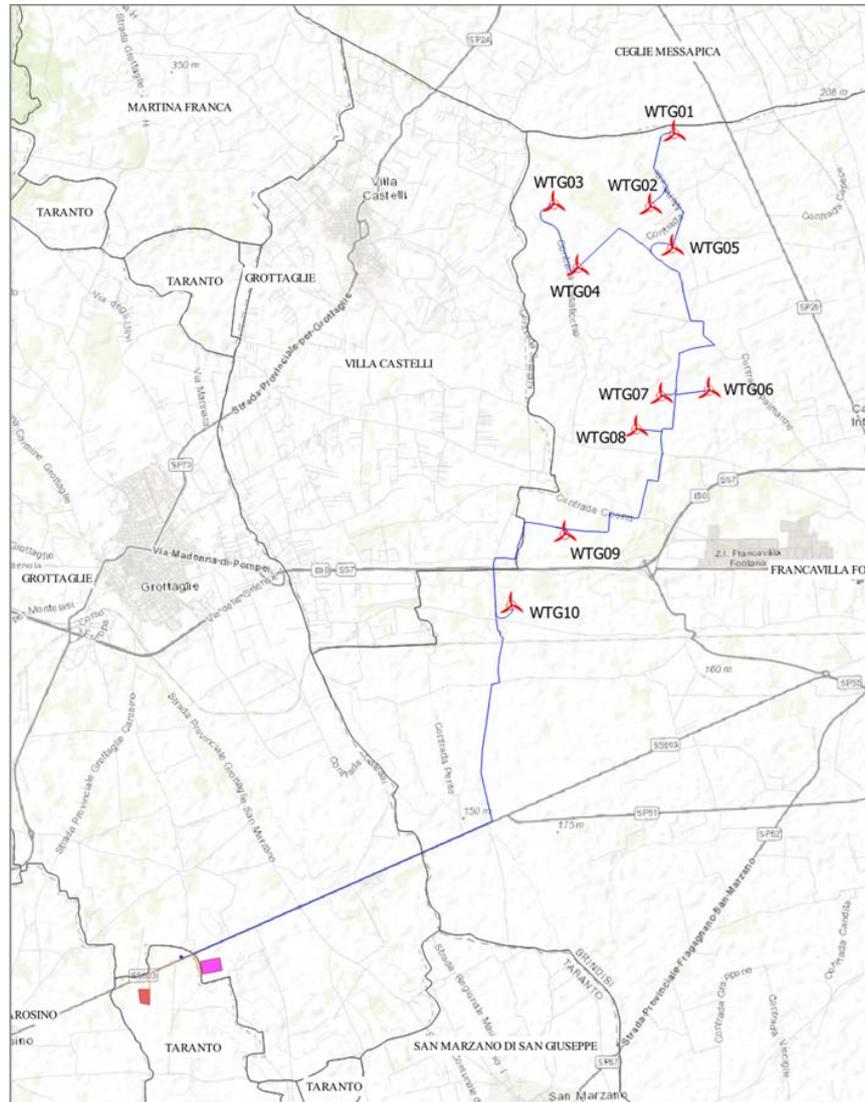


Figura 1. Inquadramento dell'area di realizzazione dell'impianto eolico

Le opere accessorie, quali cavidotti MT/AT, nonché la Stazione Elettrica di Utens, si estendono, invece, al territorio comunale di Taranto per consentire un'immediata connessione con la Stazione di Trasformazione proprietà di Terna S.p.a. di futura realizzazione. Per la futura stazione di smistamento sono state individuate, da altro produttore in qualità di capofila, due ipotesi di allocazione per le quali siamo in attesa della conclusione della procedura di valutazione da parte di Terna S.p.a..

Le coordinate geografiche di ciascun aerogeneratore (WTG) sono riportate nel sistema di coordinate UTM WGS84, nella Tabella 1 riportata di seguito.

✘ . . . ✘ . . . _____ . . . ✘ . . . ✘

	UTM WGS 84 Lon. Est [m]	UTM WGS84 Lat. Nord [m]	Comune
WTG_01	714529.835	4496926.844	Francavilla Fontana
WTG_02	714150.000	4495769.000	
WTG_03	712628.853	4495801.599	
WTG_04	713005.753	4494790.711	
WTG_05	714498.657	4495108.294	
WTG_06	715078.829	4492839.856	
WTG_07	714326.369	4492750.097	
WTG_08	713933.400	4492226.680	
WTG_09	712800.153	4490547.403	
WTG_10	711953.929	4489417.925	

Tabella 1: coordinate dell'impianto da progetto nel sistema di riferimento UTM WGS84

L'accesso all'impianto è facilitato dalla sviluppata rete stradale e dalla presenza di numerose strade comunali e poderali, alcune delle quali consentono il collegamento diretto con i punti di localizzazione degli aerogeneratori. Diverse, invece, sono le strade provinciali da cui è possibile raggiungere l'area di interesse e che la circondano, quali la SP26 che collega Ceglie Messapica a Francavilla Fontana, la SP24 che collega Ceglie Messapica a Villa Castelli, la SP50 e la SP ex SS603, arterie di collegamento alla Strada Statale 7 "Appia".

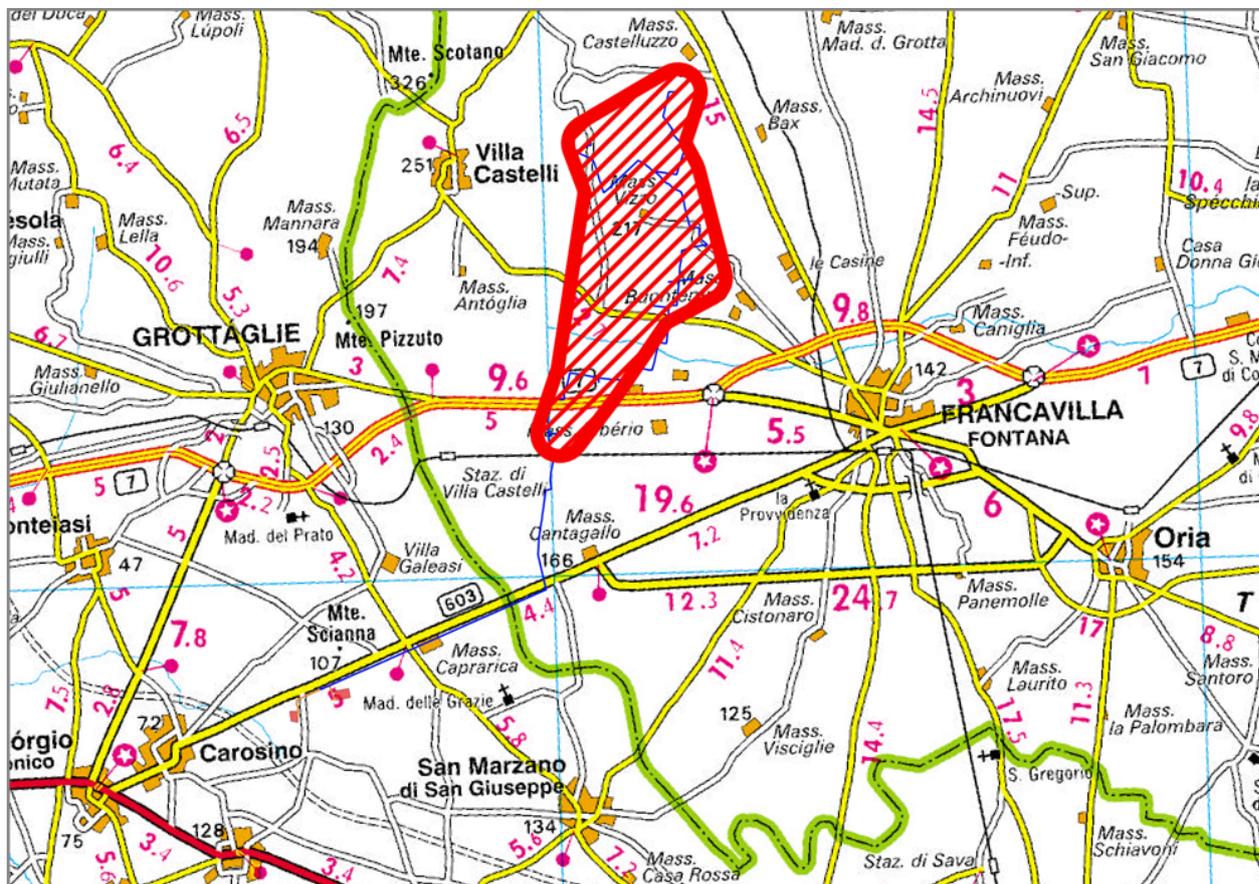


Figura 2. Inquadramento generale dell'area di realizzazione dell'impianto eolico da 56 MW in agro del comune di Francavilla Fontana (BR) su Cartografia DeAgostini.

I siti oggetto d'intervento su cui risiedono i cavidotti e gli aerogeneratori, nella Carta Tecnica Regionale (CTR) della regione Puglia risultano compresi nelle seguenti categorie:

- o FOGLIO 494 "FRANCAVILLA FONTANA", sezioni: 032, 033, 034, 061, 062, 073, 074, 101, 104.

Si riporta nella seguente tabella l'ubicazione degli aerogeneratori, ad esclusione delle relative piazzole, su base catastale, indicando il comune, il foglio e la particella.

✠ ✠ _____ ✠ ✠

	Comune	Foglio	Particella
WTG01	Francavilla Fontana	8	19
WTG02		9	5
WTG03		7	14
WTG04		24	10
WTG05		26	1
WTG06		69	35
WTG07		69	5
WTG08		68	21
WTG09		112	266
WTG10		129	19

Tabella 2. Ubicazione catastale degli aerogeneratori.

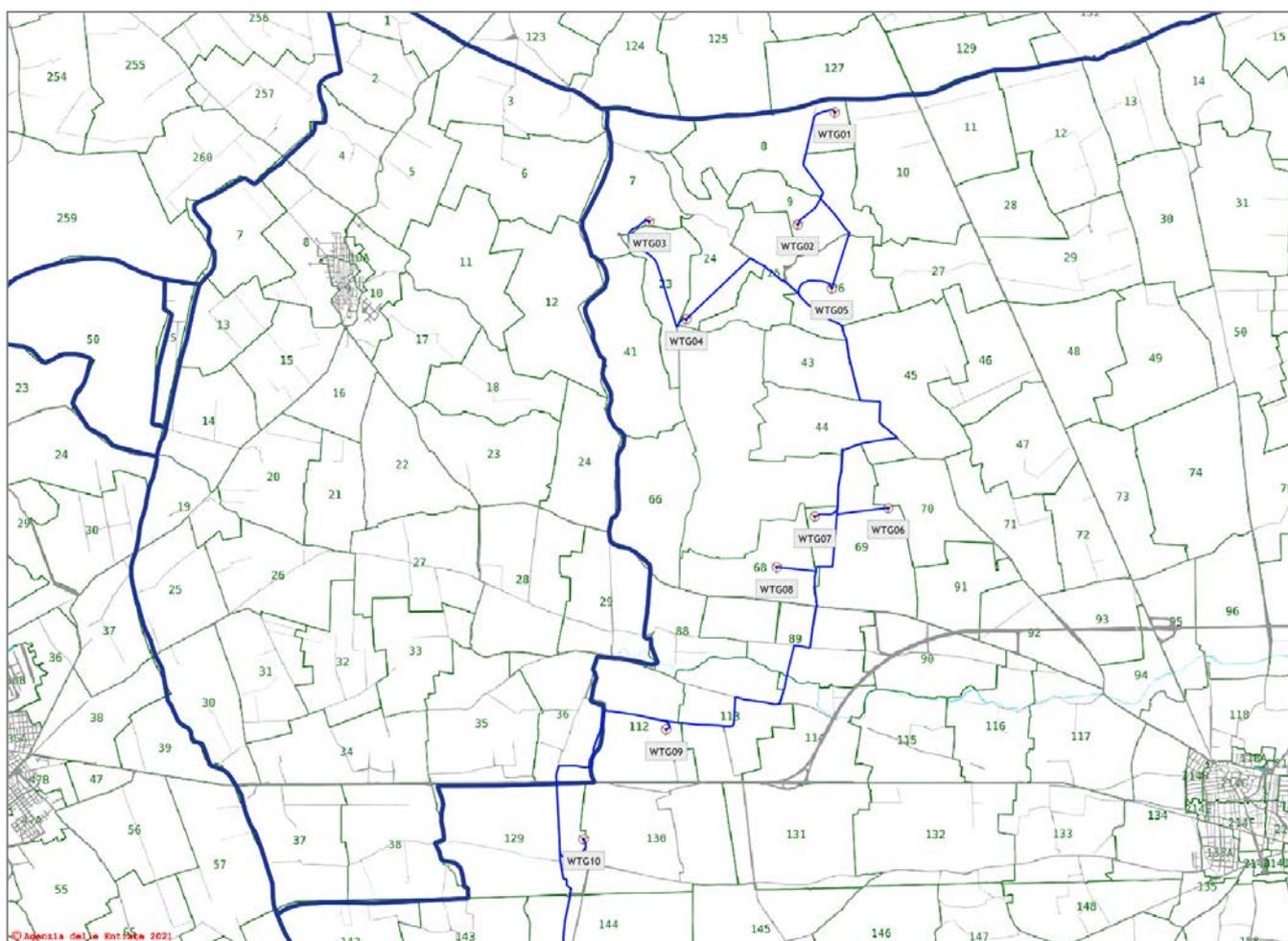


Figura 3. Inquadramento degli aerogeneratori in progetto su base catastale (Fonte: WMS AdE)

✠ ✠ _____ ✠ ✠

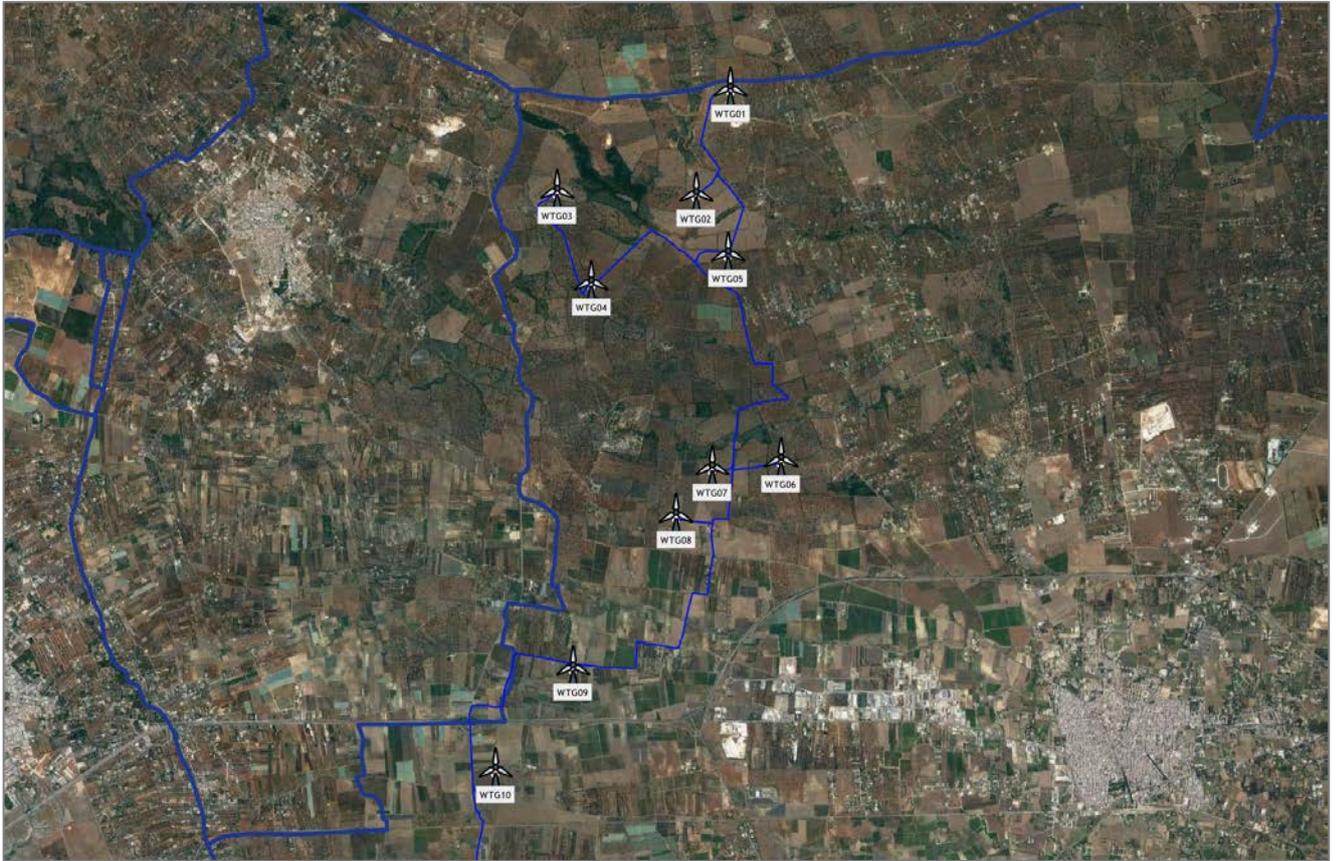


Figura 4. Inquadramento degli aerogeneratori in progetto su ortofoto (Fonte: Google Satellite)

La localizzazione dell'impianto è evidenziata graficamente e con maggiore dettaglio nelle tavole di inquadramento:

- AM.03_SIA1_1 Inquadramento area vasta;
- AM.03_SIA1_2 Inquadramento su CTR;
- AM.03_SIA1_3 Inquadramento su Ortofoto;
- AM.03_SIA1_4 Inquadramento su IGM 100.000;

QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE

Secondo quanto riportato dall'art. 4 del DPCM 1988, il quadro di riferimento progettuale "descrive il progetto e le soluzioni adottate a seguito degli studi effettuati, nonché l'inquadramento nel territorio, inteso come sito e come area vasta interessati.

Esso consta di due distinte parti, la prima esplicita le motivazioni assunte dal proponente nella definizione del progetto; la seconda concorre al giudizio di compatibilità ambientale e descrive le motivazioni tecniche delle scelte progettuali, nonché misure, provvedimenti ed interventi, anche non strettamente riferibili al progetto, che il proponente ritiene opportuno adottare ai fini del migliore inserimento dell'opera nell'ambiente, fermo restando che il giudizio di compatibilità ambientale non ha ad oggetto la conformità dell'opera agli strumenti di pianificazione, ai vincoli, alle servitù ed alla normativa tecnica che ne regola la realizzazione.

Il quadro di riferimento progettuale precisa le caratteristiche dell'opera progettata, con particolare riferimento a:

- ▲ La natura dei beni e/o servizi offerti;
- ▲ Il grado di copertura della domanda ed i suoi livelli di soddisfacimento in funzione delle diverse ipotesi progettuali esaminate, ciò anche con riferimento all'ipotesi di assenza dell'intervento;
- ▲ La prevedibile evoluzione qualitativa e quantitativa del rapporto domanda-offerta riferita alla presumibile vita tecnica ed economica dell'intervento;
- ▲ L'articolazione delle attività necessarie alla realizzazione dell'opera in fase di cantiere e di quelle che ne caratterizzano l'esercizio;
- ▲ I criteri che hanno guidato le scelte del progettista in relazione alle previsioni delle trasformazioni territoriali di breve e lungo periodo conseguenti alla localizzazione dell'intervento, delle infrastrutture di servizio e dell'eventuale indotto.

Per le opere pubbliche o a rilevanza pubblica si illustrano i risultati dell'analisi economica di costi e benefici, ove già richiesta dalla normativa vigente, e si evidenziano in particolare i seguenti elementi considerati, i valori unitari assunti dall'analisi, il tasso di redditività interna dell'investimento.

Nel quadro progettuale si descrivono inoltre:

» . . . » . . . _____ . . . » . . . »

- a. le caratteristiche tecniche e fisiche del progetto e le aree occupate durante la fase di costruzione e di esercizio;
- b. l'insieme dei condizionamenti e vincoli di cui si è dovuto tener conto nella redazione del progetto e in particolare:
 - 1) le norme tecniche che regolano la realizzazione dell'opera;
 - 2) le norme e prescrizioni di strumenti urbanistici, piani paesistici e territoriali e piani di settore;
 - 3) i vincoli paesaggistici, naturalistici, archi tettonici, archeologici, storico-culturali, demaniali ed idrogeologici, servitù ed altre limitazioni alla proprietà;
 - 4) i condizionamenti indotti dalla natura e vocazione dei luoghi e da particolari esigenze di tutela ambientale;
- c. le motivazioni tecniche della scelta progettuale e delle principali alternative prese in esame, opportunamente descritte, con particolare riferimento a:
 - 1) le scelte di processo per gli impianti industriali, per la produzione di energia elettrica e per lo smaltimento di rifiuti;
 - 2) le condizioni di utilizzazione di risorse naturali e di materie prime direttamente ed indirettamente utilizzate o interessate nelle diverse fasi di realizzazione del progetto e di esercizio dell'opera;
 - 3) le quantità e le caratteristiche degli scarichi idrici, dei rifiuti, delle emissioni nell'atmosfera, con riferimento alle diverse fasi di attuazione del progetto e di esercizio dell'opera;
 - 4) le necessità progettuali di livello esecutivo e le esigenze gestionali imposte o da ritenersi necessarie a seguito dell'analisi ambientale;
- d. le eventuali misure non strettamente riferibili al progetto o provvedimenti di carattere gestionale che si ritiene opportuno adottare per contenere gli impatti sia nel corso della fase di costruzione, che di esercizio;
- e. gli interventi di ottimizzazione dell'inserimento nel territorio e nell'ambiente;
- f. gli interventi tesi a riequilibrare eventuali scompensi indotti sull'ambiente.

Per gli impianti industriali sottoposti alla procedura di cui al D.P.R. 17 maggio 1988, n. 175, gli elementi richiesti ai commi precedenti che siano compresi nel rapporto di sicurezza di

✘ . . . ✘ . . . _____ . . . ✘ . . . ✘

cui all'art. 5 del citato decreto possono essere sostituiti dalla presentazione di copia del rapporto medesimo.”

| A | *MOTIVAZIONI ASSUNTE NELLA DEFINIZIONE DEL PROGETTO*

L'opera ha una sua giustificazione intrinseca per il fatto di promuovere e realizzare la produzione energetica da fonte rinnovabile, e quindi con il notevole vantaggio di non provocare emissioni (liquide o gassose) dannose per l'uomo e per l'ambiente.

Le turbine eoliche operano attuando un processo che converte in energia elettrica l'energia cinetica del vento: non essendo necessario alcun tipo di combustibile tale processo di generazione non provoca emissioni dannose per l'uomo o l'ambiente. Il rispetto per la natura e l'assenza totale di scorie o emissioni fanno, pertanto, dell'energia eolica la massima risposta al problema energetico in termini di tutela ambientale.

Inoltre, ai sensi della Legge n. 10 del 9 gennaio 1991, indicante “Norme in materia di uso razionale dell'energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia” e con particolare riferimento all' Art. 1 comma 4, l'utilizzazione delle fonti rinnovabili è considerata di pubblico interesse e di pubblica utilità e le opere relative sono equiparate alle opere dichiarate indifferibili ed urgenti ai fini dell'applicazione delle leggi sulle opere pubbliche.

I. Natura dei beni e/o Servizi offerti

Il progetto di impianto eolico presentato costituisce la sintesi del lavoro di un team di architetti, paesaggisti, esperti ambientali e ingegneri che ad esso hanno contribuito fino dalle prime fasi di impostazione del lavoro.

Appurata l'adesione alle norme vigenti in materia di tutela paesaggistica e ambientale, la proposta progettuale va ad indagare e ad approfondire i seguenti aspetti:

- ▲ *Scelta del sito raffrontando la soluzione prescelta con le alternative;*
- ▲ *Caratteristiche orografiche e geomorfologiche del sito, con particolare riguardo ai sistemi che compongono il paesaggio (acqua, vegetazione, uso del suolo, viabilità carrabile e percorsi pedonali, conformazione del terreno, colori),*
- ▲ *Disposizione degli aerogeneratori sul territorio, lo studio della loro percezione e dell'impatto visivo rispetto a punti di vista prioritari (insediamenti concentrati o*

⌘ ⌘ _____ ⌘ ⌘

isolati), a visioni in movimento (strade), con particolare riferimento alla geometria e distanza, al loro numero e disposizione;

- ▲ *Caratteri delle strutture*, le torri, con indicazioni riguardanti materiali, colori, forma, ecc. e con particolare attenzione alla manutenzione, durabilità e l'occupazione del suolo;
- ▲ *Qualità del paesaggio*, nel dettaglio i caratteri del territorio e le trasformazioni proposte (interventi di rimodellazione dei terreni, di ingegneria naturalistica, di inserimento delle nuove strade, strutture secondarie, ecc.), la gestione delle aree e degli impianti, i collegamenti tra le strutture;
- ▲ *Forme e sistemi di valorizzazione* e fruizione pubblica delle aree e dei beni paesaggistici (accessibilità, percorsi e aree di fruizione, servizi, ecc.);
- ▲ Indicazioni per l'uso di *materiali* nella realizzazione dei diversi interventi previsti dal progetto (percorsi e aree fruibili, strutture), degli impianti arborei e vegetazionali (con indicazione delle specie autoctone previste), eventuali illuminazioni delle aree e delle strutture per la loro valorizzazione nel paesaggio.

Con riferimento agli obiettivi e ai criteri di valutazione suddetti si richiamano alcuni criteri di base utilizzati nella scelta delle diverse soluzioni individuate, al fine di migliorare l'inserimento dell'infrastruttura nel territorio senza tuttavia trascurare i criteri di rendimento energetico determinati dalle migliori condizioni anemometriche:

- ▲ *rispetto dell'orografia* del terreno (limitazione delle opere di scavo/riporto);
- ▲ massimo *riutilizzo* della *viabilità esistente*; realizzazione della nuova viabilità rispettando l'orografia del terreno e secondo la tipologia esistente in zona o attraverso modalità di realizzazione che tengono conto delle caratteristiche percettive generali del sito;
- ▲ impiego di *materiali* che favoriscano l'integrazione con il paesaggio dell'area per tutti gli interventi che riguardino manufatti (strade, cabine, muri di contenimento, ecc.) e sistemi vegetazionali;
- ▲ attenzione alle condizioni determinate dai cantieri e ripristino della situazione "ante operam" con particolare riguardo alla reversibilità e rinaturalizzazione o rimboschimento delle aree occupate temporaneamente da camion e autogrù nella fase di montaggio degli aerogeneratori;
- ▲ analisi teoriche della distribuzione dei campi elettrici e magnetici e i livelli di rumore prodotti, anche nelle peggiori condizioni ambientali.

✘ . . . ✘ . . . _____ . . . ✘ . . . ✘

A tutti i punti esposti vanno aggiunte alcune considerazioni di carattere generale legate alla natura stessa del fenomeno ventoso e alla conseguente caratterizzazione dei siti idonei per lo sfruttamento di energia eolica. È possibile allora strutturare un impianto eolico riappropriandosi di un concetto più vasto di energia associata al vento, utilizzando le tracce topografiche, gli antichi percorsi, esaltando gli elementi paesaggistici, facendo emergere le caratteristiche percettive (visive e sonore) prodotte dagli stessi aerogeneratori. L'asse tecnologico e infrastrutturale dell'impianto eolico, ubicato nei punti con migliori condizioni anemometriche e geotecniche, incrociandosi con le altre trame, diventa occasione per far emergere e sottolineare le caratteristiche peculiari di un sito.

L'impianto da realizzare in agro del comune di Francavilla Fontana, su proposta della società *ITW FRANCAVILLA s.r.l.*, prevede la realizzazione di un parco eolico che sfrutti l'energia del vento per la produzione di energia elettrica, composto da 10 aerogeneratori completi delle relative torri di sostegno comprensive di cabine di trasformazione, di potenza nominale unitaria pari a circa 5,6 MW per una potenza nominale complessiva di impianto pari a 56 MW. Gli interventi necessari prevedono la realizzazione di:

- ▲ 10 fondazioni;
- ▲ 10 piazzole di montaggio e relative piazzole per lo stoccaggio delle componenti;
- ▲ Nuova viabilità per favorire il trasporto dei componenti eolici;
- ▲ Adeguamenti della viabilità esistente per favorire il trasporto dei componenti eolici;
- ▲ 1 aree di cantiere;
- ▲ Un elettrodotto interrato costituito da dorsali a 30 kV di collegamento tra gli aerogeneratori e la sottostazione elettrica MT/AT (30/150 kV);
- ▲ Una sottostazione elettrica MT/AT (30/150 kV) completa di relative apparecchiature ausiliarie (quadri, sistemi di controllo e protezione, trasformatore ausiliario);
- ▲ Un elettrodotto in antenna a 150 kV da collegare sulla sezione 150 kV di una nuova Stazione Elettrica (SE) di Trasformazione RTN a 380/150 kV da inserire in entra-esce alla linea 380 kV "Erchie 380 - Taranto N2".

Nel complesso, il progetto prevede l'utilizzo di aerogeneratori della più moderna tecnologia e di elevata potenza nominale unitaria, in modo da consentire la massimizzazione della potenza dell'impianto e dell'energia producibile, con la conseguente riduzione del numero di turbine necessarie. Tutto ciò permette di minimizzare l'impatto a parità di potenza installata.

⌘ ⌘ _____ ⌘ ⌘

Inoltre, è possibile differenziare le diverse opere ed infrastrutture in:

- *Opere civili*: plinti di fondazione delle macchine eoliche; realizzazione delle piazzole degli aerogeneratori, ampliamento e adeguamento della rete viaria esistente e realizzazione della viabilità interna all'impianto; realizzazione dei cavidotti interrati per la posa dei cavi elettrici; realizzazione della cabina di raccolta dell'energia elettrica prodotta e della sottostazione di trasformazione.
- *Opere impiantistiche*: installazione degli aerogeneratori con relative apparecchiature di elevazione/trasformazione dell'energia prodotta; esecuzione dei collegamenti elettrici, tramite cavidotti interrati, tra gli aerogeneratori la cabina e la stazione di trasformazione.

Il coefficiente di occupazione del territorio in fase di esercizio è basso, con valori notevolmente inferiori all'1 ‰ dell'area di riferimento: l'area circostante mantiene le funzioni precedenti all'installazione degli aerogeneratori, come, ad esempio l'utilizzo per il pascolo di animali. Infatti, a montaggio ultimato, la superficie occupata dalle piazzole in fase di cantiere verrà ripristinata come ante operam, prevedendo il riporto di terreno vegetale, la posa di geostuoia, la semina e l'eventuale piantumazione di cespugli ed essenze tipiche della flora locale. Solamente una limitata area attorno alle macchine verrà mantenuta piana e sgombra da piantumazione, prevedendo il solo ricoprimento con uno strato superficiale di stabilizzato di cava; tale area consentirà di effettuare le operazioni di controllo e/o manutenzione degli aerogeneratori.

In questa ottica si è rinunciato a qualsiasi tipo di recinzione dell'impianto per renderlo meno "ostile" e isolato dal territorio circostante e, soprattutto, per permettere la continuazione della pastorizia laddove è praticata.

II. *Grado di copertura della domanda e livelli di soddisfacimento delle diverse ipotesi progettuali e in assenza dell'intervento*

a. Domanda di energia

L'analisi della domanda di energia è finalizzata alla comprensione delle esigenze e delle modalità d'uso da parte dell'utenza ed alla individuazione di possibili politiche pubbliche per la loro ottimizzazione.

» . . . » . . . _____ . . . » . . . »

Il fruitore dell'opera è principalmente la Regione Puglia e la comunità del comune di Francavilla Fontana per i motivi che seguono:

- ▲ ritorno di immagine per il fatto di produrre energia pulita ed autosostentamento energetico basato per gran parte su fonti rinnovabili;
- ▲ presenza sul proprio territorio di un impianto eolico, che sarà oggetto della visita di turisti e visitatori interessati (scuole, università, centri di ricerca, ecc.);
- ▲ incremento dell'occupazione locale in fase di realizzazione ed esercizio dell'impianto dovuto alla necessità di effettuare con aziende e ditte locali alcune opere necessarie per l'impianto (miglioramento delle strade di accesso, opere civili, fondazioni, rete elettrica);
- ▲ sistemazione e valorizzazione dell'area attualmente utilizzata a soli fini agricoli, ricadute occupazionale per interventi di manutenzione dell'impianto.

All'interno del territorio italiano, sulla base degli ultimi dati disponibili, sono stati registrati consumi finali di energia pari a 114,42 MTEP (Milioni di Tonnellate Equivalenti di Petrolio). La Regione Puglia, invece, sulla base degli ultimi dati disponibili, ha fatto registrare consumi finali di energia pari a 5,578 MTEP pari al 4,9% dei consumi totali nazionali³.

- Il settore dei trasporti (34,6% dei consumi finali) si conferma il settore più «energivoro» ed è caratterizzato da un largo utilizzo di combustibili liquidi - questi coprono il 93,9% dei consumi del settore;
- il settore industriale pugliese si rivela più «energivoro» della media nazionale determinando il 25,7% dei consumi finali regionali. A differenza del contesto nazionale, emerge un notevole ricorso a combustibili solidi (i.e. carbone) che sono responsabili del 25,5% dei consumi del settore;
- il settore residenziale, grazie al clima più mite che caratterizza il territorio pugliese evidenzia minori consumi termici legati al riscaldamento se paragonati al contesto nazionale. Il settore domestico è comunque responsabile con circa 1,1 MTEP il 20% dei consumi finali regionali;
- infine, coerentemente con il quadro nazionale, l'ultimo settore rilevante a livello energetico è quello del Terziario e della Pubblica Amministrazione che determina, con 0,85 MTEP il 15,2% dei consumi finali regionali.

³ dati riferiti all'anno 2018, fonte MISE, Terna ed Enea

✘ ✘ _____ ✘ ✘

Tali consumi finali di energia determinano, con l'attuale mix di combustibile adottato dalla regione Puglia, emissioni di CO₂ pari a circa 16,2 milioni di tonnellate.

In base a dati elaborati dalle "Statistiche Regionali 2018" della Regione Puglia, si è osservato come la richiesta di energia in Puglia si attesti nell'intorno di complessivi 18.325 GWh, distribuiti secondo le voci identificate nei seguenti grafici:

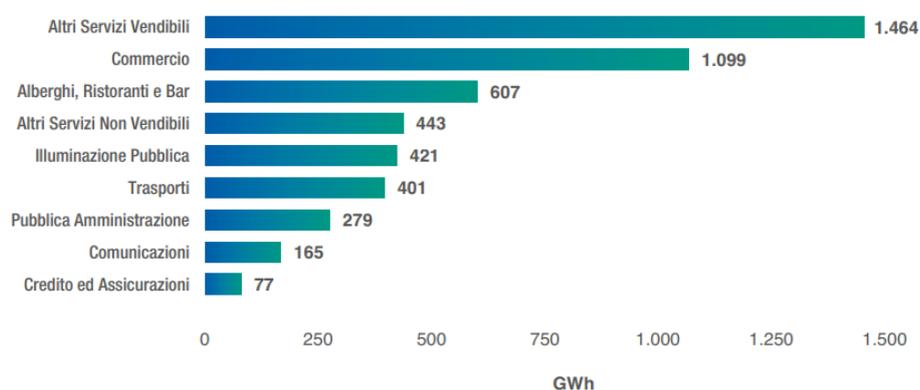


Figura 5. Consumi regionali servizi per classe merceologica - Anno 2018

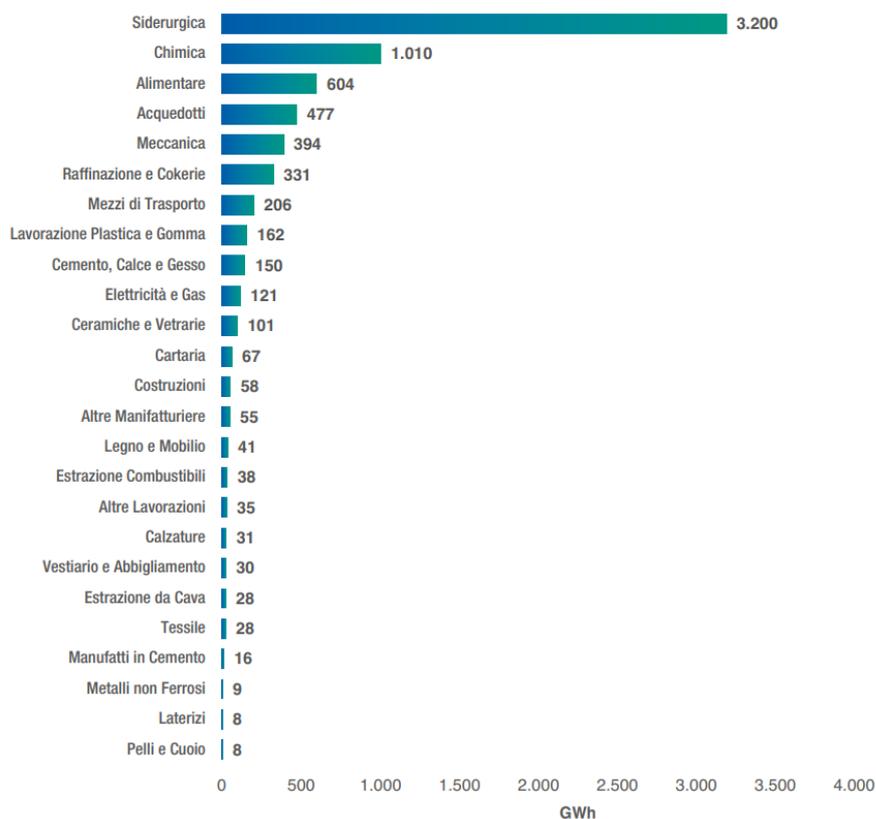


Figura 6. Consumi regionali industriali per classe merceologica - Anno 2018

⌘ ⌘ _____ ⌘ ⌘

Tenendo in considerazione il PIEAR, oggi in attesa di revisioni ed aggiornamento, esso fa riferimento ai consumi energetici finali complessivi stimati, al 2004, pari a 8.937 ktep espressi in energia finale. Nel 1990 erano pari a 7.491 ktep. Come si può notare dal grafico in Figura 7, i consumi in Regione conoscono un trend di crescita sostanzialmente costante; le fluttuazioni fatte registrare in alcuni anni sono la risultante di tendenze contrapposte da parte di alcuni dei settori di consumo. L'incremento registrato nel periodo è stato quindi del 19% (1,3% medio annuo).

I consumi per abitante sono passati da 1,87 tep nel 1990 a 2,21 tep nel 2004, contro un valore nazionale di 1,92 nel 1990 e di 2,29 nel 2004.

L'andamento complessivo ha risentito del forte peso dei consumi nel settore industriale che è caratterizzato da una certa stabilità nei consumi. Se si sottrae questo settore dalla valutazione complessiva, si nota che l'incremento dei consumi a livello regionale è stato superiore che a livello nazionale (+33% contro +27%). Ancora maggiori sono risultati essere gli incrementi nel settore civile (residenziale e terziario), con +38% contro +26% e dell'agricoltura e pesca, con +38% contro +9%. Identiche sono invece risultate le variazioni nel settore dei trasporti (+29%).

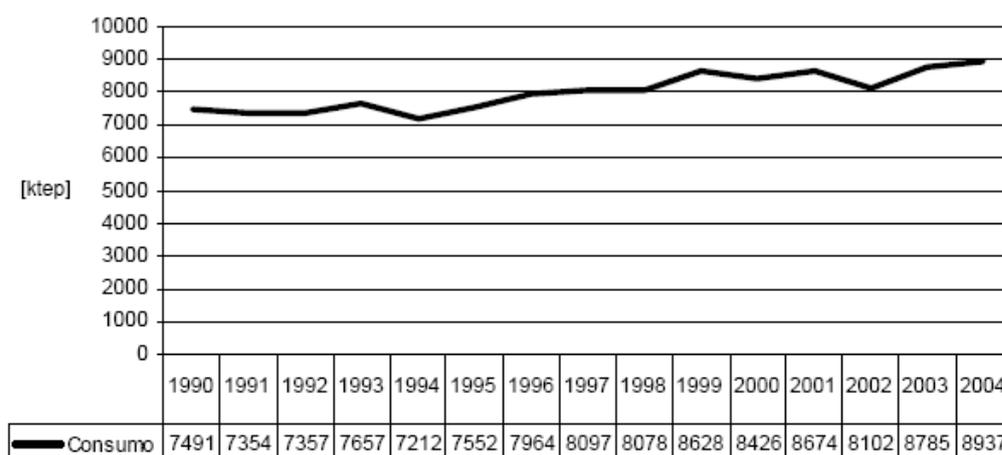


Figura 7. Evoluzione dei consumi energetici complessivi nella Regione Puglia (Fonte: Bilancio Energetico Regionale, Gennaio 2006)

Come risulta dai grafici seguenti, la ripartizione settoriale dei consumi si caratterizza per una prevalenza del settore industria, seguito da quello dei trasporti.

⌘ ⌘ _____ ⌘ ⌘

L'analisi delle variazioni intercorse evidenzia, invece, un notevole incremento del settore terziario, pari ad oltre il 66% tra il 1990 e il 2004. Di circa il 40% incrementano i consumi di agricoltura e pesca, mentre del 30% incrementano i consumi del residenziale e dei trasporti.

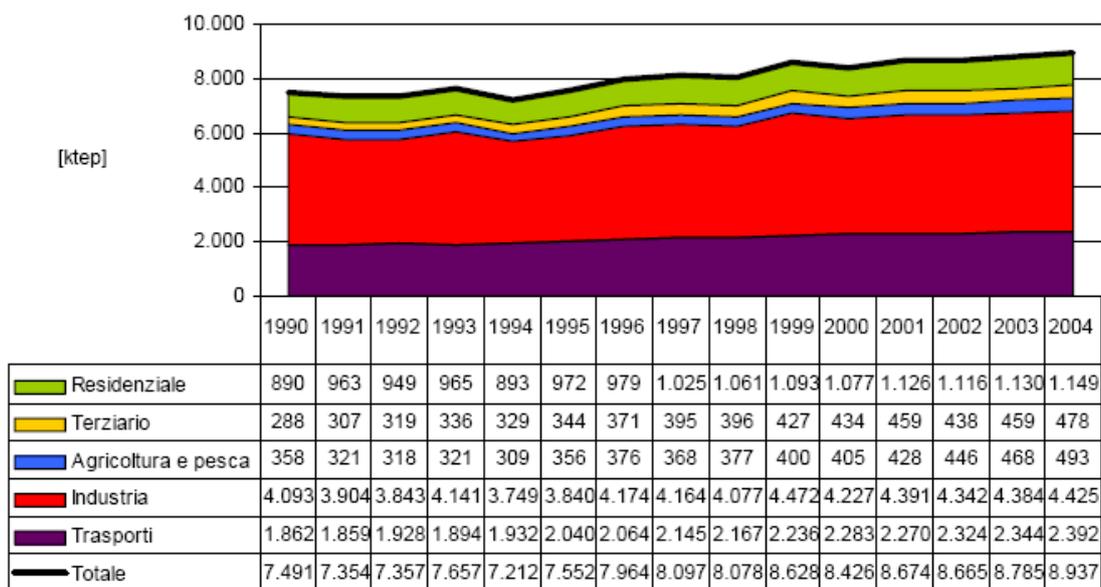


Figura 8. Consumi energetici per settore (Fonte: Bilancio Energetico Regionale, Gennaio 2006)

La ripartizione percentuale dei consumi complessivi fra i diversi settori viene rappresentata nel grafico seguente.

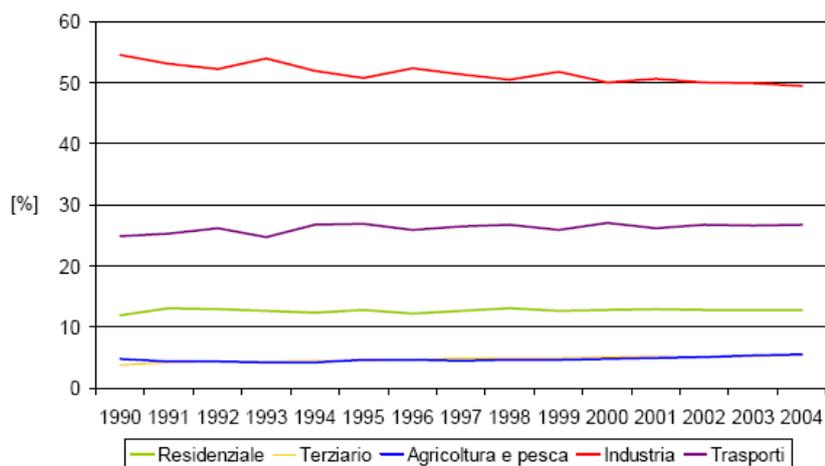


Figura 9. Quote di consumo per settore (Fonte: Bilancio Energetico Regionale, Gennaio 2006)

La situazione attuale non è variata in termini di richiesta di energia, trend per lo più crescente in parallelo con la crescita tecnologica cui sono soggetti i nostri tempi, né come

✘ ✘ _____ ✘ ✘

distribuzione dei consumi, come osservabile in Figura 10. Ciò che è variato negli anni è la produzione destinata al consumo, fortemente incrementata, che determina un surplus nei confronti della domanda. Tuttavia, la fonte con maggior produzione netta è ancora quella termica (produzione del 112.5%), mentre quella da eolico e fotovoltaico costituisce il 43.2%.



Figura 10. Struttura della Domanda e della Produzione - Anno 2018 (Fonte: Statistiche regionali 2018- Regione Puglia)

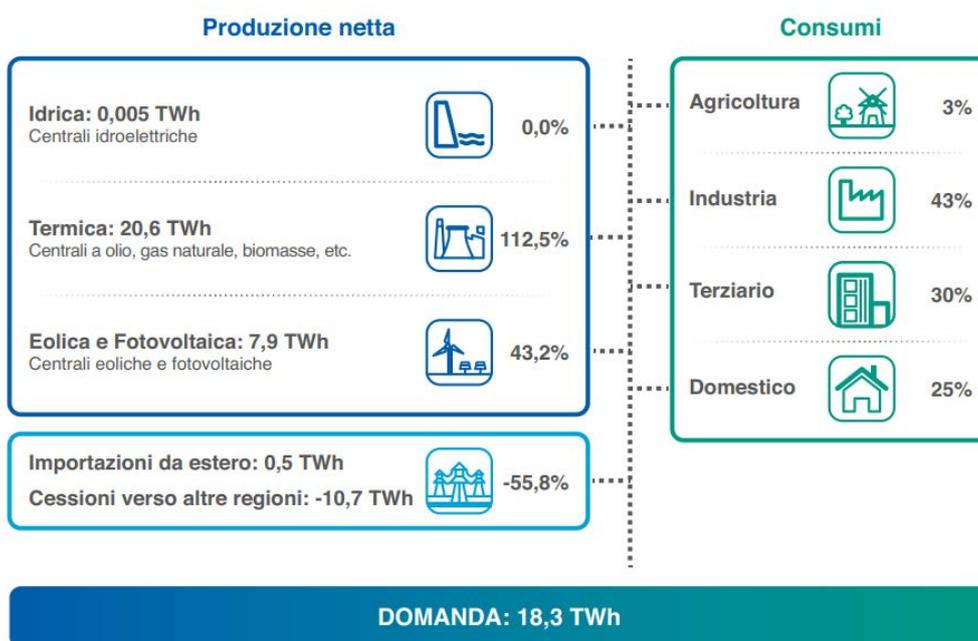


Figura 11. Bilancio Regionale - Anno 2018(Fonte: Statistiche regionali 2018-Regione Puglia)

✘ . . . ✘ . . . _____ . . . ✘ . . . ✘

b. Offerta di energia

L'obiettivo fondamentale di un sistema energetico sostenibile è quello di soddisfare i bisogni primari senza creare bisogni accessori e con il minor impiego possibile di energia. Negli ultimi venti anni, in Italia, mentre i consumi dell'industria sono rimasti stazionari, si è avuto un aumento dei consumi energetici, soprattutto elettrici, nel settore civile ed in quello dei trasporti. Questi sono proprio i due settori nell'ambito dei quali si concentrano una serie di bisogni che originariamente secondari hanno assunto carattere di primarietà e che quindi sono fortemente condizionati dalle scelte politiche.

Relativamente alla produzione di energia elettrica, il territorio della Regione Puglia è caratterizzato dalla presenza di numerosi impianti di produzione, funzionanti sia con fonti fossili che con fonti rinnovabili. La produzione lorda di energia elettrica al 2018 è stata di 29.889,8 GWh, suddivisa per tipologia di impianto come mostrato nelle seguenti tabelle.

GWh	Produzione Lorda			Produzione Netta		
	Fonte rinnovabile	Fonte tradizionale	Totale	Fonte rinnovabile	Fonte tradizionale	Totale
Idrica	4,6	-	4,6	4,5	-	4,5
Termoelettrica	1.503,8	20.348,9	21.852,7	1.421,3	19.197,6	20.618,9
Geotermoelettrica	-	-	-	-	-	-
Eolica	4.594,2	-	4.594,2	4.548,7	-	4.548,7
Fotovoltaica	3.438,2	-	3.438,2	3.369,1	-	3.369,1
TOTALE	9.540,8	20.348,9	29.889,8	9.343,7	19.197,6	28.541,2

Figura 12. Produzione di energia elettrica per fonte - Anno 2018 (Fonte: Statistiche regionali 2018- Regione Puglia)

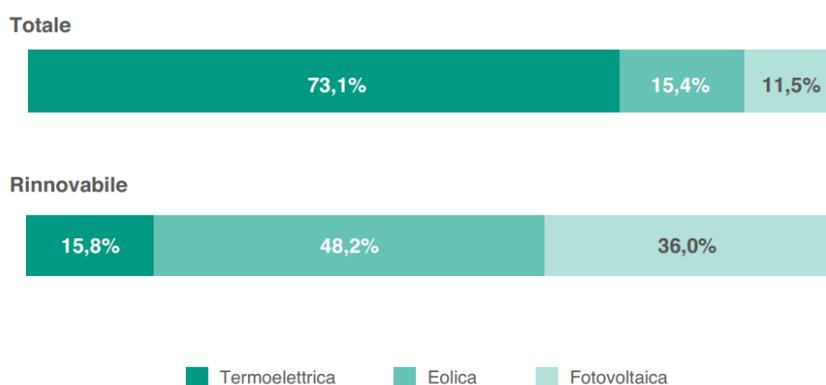


Figura 13. Composizione della produzione lorda per fonte - Anno 2018 (Fonte: Statistiche regionali 2018- Regione Puglia)

⌘ ⌘ _____ ⌘ ⌘

GWh	Idrica	Geotermica	Fotovoltaica	Eolica	Bioenergie	Totale
Province						
Bari	..	-	616,9	140,0	793,0	1.549,9
Barletta-Andria-Trani	1,5	-	221,9	180,8	8,3	412,5
Brindisi	0,8	-	676,8	99,9	272,4	1.049,9
Foggia	-	-	552,4	3.722,4	346,7	4.621,5
Lecce	-	-	893,1	166,7	20,6	1.080,5
Taranto	2,3	-	477,2	284,4	62,7	826,6
Puglia	4,6	-	3.438,2	4.594,2	1.503,8	9.540,8

Figura 14. Produzione lorda rinnovabile per fonte e provincia - Anno 2018 (Fonte: Statistiche regionali 2018-Regione Puglia)

Per quanto riguarda l'eolico, i dati riguardanti il 2019⁴ indicano una potenza totale italiana installata di 10.715 MW a cui si può associare una produzione di energia elettrica, per lo stesso anno, pari a circa 20.202 GWh, corrispondente al 17% della produzione elettrica totale da fonti rinnovabili. Negli anni recenti si è osservato uno sviluppo molto veloce dei parchi eolici in Italia: nel 2005 gli impianti installati erano 148, con una potenza pari a 1.639 MW, mentre alla fine del 2019 il parco nazionale risulta composto da quasi 5.644 impianti, con potenza pari a 10.715 MW.

Nel 2019 la potenza eolica installata rappresenta il 19,3% di quella relativa all'intero parco impianti rinnovabile.

La taglia media complessiva nazionale degli impianti eolici è diminuita progressivamente dal 2010; tuttavia nel 2019 la taglia media si è attestata intorno a 1,9 MW, in lieve controtendenza rispetto ai valori medi dei due anni precedenti.

Per la realizzazione e il funzionamento degli impianti eolici assumono particolare rilievo alcune caratteristiche ambientali e territoriali dei siti quali la ventosità, l'orografia, l'accessibilità. Per tali ragioni, la presenza di impianti eolici non è omogenea sul territorio nazionale: nel Sud Italia, in particolare, si concentra il 96,5% della potenza eolica complessiva del Paese e il 92,4% del parco impianti in termini di numerosità. La regione con la maggiore potenza installata è la Puglia, con 2.571,2 MW; seguono Sicilia e Campania,

⁴ Rapporto statistico 2019 GSE-Energia da fonti rinnovabili in Italia, Settori elettrico, termico e trasporti.

✂ ✂ _____ ✂ ✂

rispettivamente con 1.893,5 MW e 1.734,7 MW.

Regione	2018		2019		2019 / 2018 Variazione %	
	n°	MW	n°	MW	n°	MW
Piemonte	18	18,8	18	18,8	0,0	0,0
Valle d'Aosta	5	2,6	5	2,6	0,0	0,0
Lombardia	10	0,0	10	0,0	0,0	0,0
Provincia Autonoma di Trento	9	0,1	9	0,1	-	-
Provincia Autonoma di Bolzano	1	0,3	1	0,3	0,0	0,0
Veneto	15	13,4	15	13,4	0,0	0,0
Friuli Venezia Giulia	5	0,0	5	0,0	0,0	0,0
Liguria	33	56,5	33	56,5	0,0	0,0
Emilia Romagna	70	25,2	72	45,0	2,9	78,7
Toscana	125	123,5	123	143,3	-1,6	16,0
Umbria	25	2,1	25	2,1	0,0	0,0
Marche	51	19,5	51	19,5	0,0	0,0
Lazio	70	71,3	68	71,3	-2,9	-0,0
Abruzzo	47	255,1	45	255,1	-4,3	-0,0
Molise	79	375,9	79	375,9	0,0	0,0
Campania	608	1.443,2	616	1.734,7	1,3	20,2
Puglia	1.174	2.525,3	1.168	2.571,2	-0,5	1,8
Basilicata	1.412	1.293,0	1.413	1.293,0	0,1	0,0
Calabria	416	1.091,5	415	1.163,4	-0,2	6,6
Sicilia	876	1.892,5	880	1.893,5	0,5	0,1
Sardegna	593	1.054,8	593	1.054,9	0,0	0,0
ITALIA	5.642	10.264,7	5.644	10.714,8	0,0	4,4

Fonte: Terna

Figura 15. Numero e potenza degli impianti eolici nelle regioni (Rapporto statistico 2019 GSE-Energia da fonti rinnovabili in Italia, Settori elettrico, termico e trasporti).

La provincia di Foggia detiene invece il primato nazionale con il 19,7% della potenza eolica installata, seguita da Potenza (9,4%), Avellino (7,1%), Benevento (6,8%) e Catanzaro (6,3%). Tra il 2005 e il 2019 la produzione di energia elettrica da fonte eolica è quasi decuplicata, passando da 2.343 GWh a 20.202 GWh; nel 2019 il valore di produzione ha subito una forte accelerazione (+14% rispetto al 2018), principalmente per condizioni climatiche di ventosità molto favorevoli. Con 5.236 GWh di energia elettrica prodotta, la Puglia detiene il primato della produzione eolica, seguita da Sicilia (3.347 GWh) e Campania (2.964 GWh). Queste tre regioni insieme coprono il 57,2% del totale nazionale.

Escludendo gli impianti entrati in esercizio in corso d'anno, che non hanno avuto la possibilità di produrre per un anno intero, nel 2019 il 50% degli impianti eolici è riuscito a

✘ . . . ✘ . . . _____ . . . ✘ . . . ✘

produrre per almeno 1.699 ore equivalenti, in deciso aumento rispetto al dato del 2018 (1.531). Le ore di utilizzazione medie (ottenute come rapporto tra produzione e potenza installata) sono state nel 2019 pari a 1.928 (1795 nel 2018, 1.851 nel 2017 e 1.916 nel 2016).

In conclusione, la Puglia vanta di essere nella la top ten delle regioni per la produzione di energia da fonte eolica per le favorevoli caratteristiche del territorio che consentono di sfruttare a pieno la risorsa.

c. Prevedibilità evoluzione

Per quanto riguarda la prevedibilità dell'evoluzione qualitativa e quantitativa del rapporto domanda-offerta riferita alla presumibile vita tecnica ed economica dell'intervento, si intuisce come la realizzazione dell'opera, quale impianto di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile, possa contribuire al fondamentale passaggio alla transizione ecologica, in quanto in Europa, dal punto di vista economico, l'eolico riveste un ruolo di primaria importanza in quanto contribuisce, per **37 miliardi di euro**, al PIL dell'Unione Europea, generando **più di 300.000 posti di lavoro**.

Per il settore elettrico il PNIEC prevede al 2030 una quota FER del 55%, il cui contributo principale è atteso dallo sviluppo del fotovoltaico (52 GW al 2030, + 32 GW dagli attuali 20 GW) e dell'eolico (circa 19 GW al 2030, +9 GW rispetto agli attuali 10 GW)⁵.

Il futuro dell'energia eolica vede benefici sia in termini di ulteriore produzione di energia pulita, ovvero senza emissioni nocive per la salute e per l'ambiente, che in termini economici locali, ovvero creazione di posti di lavoro sia dal lato del produttore/investitore sia per fornitori. Infatti, vengono a definirsi delle trasformazioni territoriali a breve e lungo periodo:

- I vantaggi conseguibili con la realizzazione dell'intervento sotto i profili dello sviluppo socio-economico e della qualità della vita saranno, come suddetto, vantaggi occupazionali in quanto è previsto l'impiego, ove possibile, delle aziende locali ai fini della realizzazione delle opere civili e di quelle relative alla viabilità e del relativo indotto. Il progetto porterà vantaggi occupazionali anche nella fase di esercizio in quanto il proponente prevede l'impiego continuativo di alcuni operatori che verranno opportunamente formati e che si occuperanno della gestione degli

⁵ Camera dei deputati-XVIII LEGISLATURA-Documentazione e ricerche: Le fonti rinnovabili; Risultati, obiettivi, incentivi e progetti di sviluppo nel PNRR

⌘ ⌘ _____ ⌘ ⌘

aerogeneratori e delle attività di “primo intervento” durante la fase di funzionamento della centrale o di vigilanza. Inoltre, la risorsa eolica può anche essere una risorsa, sfruttabile a breve termine, capace di fornire alle casse del Comune un gettito annuale ragionevolmente costante e potrebbe costituire un reddito ulteriore per le zone svantaggiate, oltre a consentire una maggiore affidabilità della fornitura di energia.

- L'area interessata dall'opera in progetto avrà un differente ruolo territoriale in quanto costituirà una modifica consapevole di una porzione del paesaggio, arricchita di un nuovo elemento culturale antropico. La presenza sul territorio di un impianto eolico può considerarsi come emblema di “sviluppo sostenibile”, concretizzando una garanzia del rispetto delle risorse ambientali nel loro complesso. L'impiego di una tecnologia pulita di questo tipo, infatti, elimina l'inquinamento causato dall'utilizzo di combustibili fossili. L'area interessata dall'opera diventerà un simbolo forte e riconoscibile delle nuove tecnologie e della produzione sostenibile di elettricità: esempio di lavoro umano in armonia con la natura capace di offrire un beneficio pubblico (l'energia) utilizzando strumenti rinnovabili. Lo sviluppo dell'energia eolica può innescare processi virtuosi se i progetti sono capaci di legarsi alle risorse locali, se risultano attenti ai problemi del paesaggio e delle attività economiche. Serve per questo una chiave di attenzione locale capace di ragionare sui territori e le prospettive di riqualificazione, ma anche una forte attenzione al consenso, alla diffusione di informazioni e di partecipazione attiva alle scelte.

III. Attività necessarie alla realizzazione dell'opera

a. Attività propedeutiche alla costruzione

Le opere provvisorie comprendono, principalmente, la predisposizione sia delle aree da utilizzare durante la fase di cantiere sia delle piazzole per i montaggi meccanici in opera delle gru, con conseguente carico e trasporto del materiale in risulta. Per costruire le piazzole si dovrà predisporre l'area, eventualmente spianarla, occupandosi della compattazione della superficie. Ai piedi di ogni torre verrà, quindi, predisposta la piazzola necessaria per la gru di maggiori dimensioni; quella dedicata alla gru di minori dimensioni verrà realizzata solo nel caso in cui non sia possibile l'utilizzo del piano stradale. Il materiale riportato al di sopra della superficie predisposta è, indicativamente, costituito da piетrame

⌘ ⌘ _____ ⌘ ⌘

calcareo. In ogni caso, a montaggio ultimato, la superficie occupata dalle piazzole verrà ripristinata come ante operam, prevedendo il riporto di terreno vegetale, la posa di geostuoia, la semina e l'eventuale piantumazione di cespugli ed essenze tipiche della flora locale. Solamente una limitata area attorno alle macchine verrà mantenuta piana e sgombra da piantumazione, prevedendo il solo ricoprimento con uno strato superficiale di stabilizzato di cava; tale area consentirà di effettuare le operazioni di controllo e/o manutenzione degli aerogeneratori.

b. Attività di costruzione

Con riferimento all'esecuzione della fase di cantiere, le attività previste sono così riassumibili:

- Predisposizione aree di ausilio al montaggio degli aerogeneratori quali:
 - ▲ Piazzola di montaggio (50 m x 55 m);
 - ▲ Piazzola di stoccaggio delle pale (20 m x 75 m).Entrambe le piazzole verranno poi dismesse al termine delle attività di cantiere e la superficie verrà ripristinata alla condizione ante-operam con riporto della copertura vegetale e semina delle specie floristiche della zona.
- Scavi/sbancamenti, funzionali a:
 - ▲ Adeguamento viabilità/ nuova realizzazione per il raggiungimento delle turbine: per il passaggio degli automezzi adibiti al trasporto speciale vi è la necessità di realizzare delle strade con:
 - larghezza pari a 5 m;
 - raggi di curvatura all'imbocco delle strade di accesso al cantiere tali da favorire le manovre (risulta difficoltoso specie per i camion effettuare le manovre di 180° in curva);
 - lunghezza di almeno 50 m dei tratti lineari;
 - sottofondo stradale resistente alle sollecitazioni inferte dai carichi verticali al passaggio degli automezzi: per tale motivo viene fatto uno sbancamento della profondità di 55 cm che verrà riempito con inerti di dimensioni differenti e verrà adeguatamente costipato e rullato.
 - ▲ Predisposizione terreno per stazionamento autogrù;
 - ▲ Realizzazione fondazioni di sostegno delle turbine;

✂ ✂ _____ ✂ ✂

▲ Posa cavidotti.

Il materiale di risulta verrà utilizzato nello stesso cantiere per eseguire i ricoprimenti ma qualora dovesse essere in quantità maggiore sarà destinato a smaltimento in discarica autorizzata.

- Trasporti pezzi aerogeneratori: verranno trasportate ad una ad una le componenti costituenti l'aerogeneratore ossia il concio di fondazione, la navicella, le singole pale, i tronchi di torre e il mozzo (hub);
- Montaggio elementi meccanici ed elettrici.

Da non dimenticare la regimentazione e canalizzazione delle acque superficiali che prevede la realizzazione della viabilità con pendenze laterali pari almeno al 2% (Figura 16, b).

- Montaggio degli elementi costituenti l'aerogeneratore

Una volta costruito il plinto in c.a. della fondazione ed una volta che tutti gli elementi costituenti l'aerogeneratore siano stati trasportati, è possibile procedere con il montaggio.

Gli elementi essenziali costituenti l'aerogeneratore sono i seguenti:

- sezioni costituenti la torre;
- navicella completa (già munita di generatore, trasformatore, moltiplicatore di giri...);
- Set cavi di potenza;
- Mozzo pale (hub) e ogiva;
- Unità di controllo;
- Accessori (cavi di sicurezza, bulloni di assemblaggio, anemometri...).

Elemento chiave nella fase di montaggio è rappresentato dall'uso delle gru:

- Una gru tralicciata da 500 - 600 t con altezza sotto gancio pari a 100 m che verrà posizionata in prossimità della base della turbina sulla piazzola principale;
- Una gru di appoggio da 160 t;
- Un'altra gru di appoggio da 60 t.

Le gru di appoggio verranno ubicate in prossimità della piazzola principale.

Le fasi di montaggio sono così articolate:

- Una volta disposta l'unità di controllo sugli appoggi allocati sulla fondazione, il primo concio di torre viene sollevato e collegato al concio di fondazione annegato nel calcestruzzo;

⌘ . . . ⌘ . . . _____ . . . ⌘ . . . ⌘

- Sollevamento ed unione del secondo concio al primo e così via fino all'ultimo concio costituente la torre;
- Elevazione e collegamento della navicella in cima alla torre;
- Sollevamento e ancoraggio del rotore alla navicella;
- Calettamento delle pale al mozzo;
- Connessione del sistema di regolazione del passo delle pale;
- Posizionamento dei cavi della navicella all'interno della torre;
- Connessione dei cavi di potenza e di controllo ai cavi della navicella di modo che la turbina sia connessa in rete.

Le attività di montaggio di un singolo aerogeneratore prevede un tempo di circa 2-3 giorni: elemento fondamentale da valutare durante il montaggio è accertarsi che il valore del vento a 60 m sia minore a 8 m/sec affinché l'operazione di montaggio non risulti difficoltoso e avvenga a vantaggio di sicurezza.

Da considerare che le operazioni legate alla fase di cantiere saranno programmate di modo da arrecare meno impatto possibile:

- ▲ al di fuori del periodo riproduttivo delle specie faunistiche prioritarie presenti nell'area;
- ▲ lontano o comunque con riguardo a beni architettonici presenti;
- ▲ prevedendo un opportuno smaltimento:
 - degli inerti quali pietrisco, ghiaia, ciottoli... nelle cave autorizzate;
 - dei terreni non utilizzati (per eventuali ricoprimenti o compattazioni) nelle discariche autorizzate;
 - prevedendo adeguati servizi igienico- sanitari onde evitare di inquinare il suolo.

La matrice atmosfera verrà interessata da impatti negativi legati all'emissione di polveri, di sostanze inquinanti e di emissioni acustiche dovuti all'impiego dei mezzi di trasporto; impatto temporaneo e del tutto reversibile (vedasi paragrafo *"Misure di compensazione e mitigazione impatti sulle componenti aria e clima"* - Quadro di riferimento ambientale).

✘ . . . ✘ . . . _____ . . . ✘ . . . ✘

c. Fase di esercizio

Alla fine della fase di cantiere sono previste una serie di attività funzionali al ripristino dello stato dei luoghi in modo da preparare quelle che risultano essere le aree di cantiere alla fase di esercizio; in particolare si prevede:

- *Sistemazione delle strade* con adeguamento della carreggiata (restringimento nel caso in cui fossero state allargate a 5 m per consentire il passaggio dei mezzi speciali di trasporto); è previsto anche l'adeguamento laterale con rimozione di eventuale materiale inerte e sistemazione delle cunette;
- *Rimozione delle piazzole di stoccaggio e di montaggio*;
- *Adeguamento della piazzola* alle dimensioni necessarie ad adempiere all'attività di manutenzione ordinaria e straordinaria durante la fase di esercizio: restringimento dell'area a 2000 mq;
- *Sistema di drenaggio superficiale* per consentire il deflusso delle acque meteoriche.

Durante la fase di esercizio si deve tener conto dello smaltimento dell'olio (utilizzato come lubrificante per tutti gli organi meccanici) da conferire al "Consorzio Obbligatorio degli oli esausti" ⁶ costituitosi ai sensi del *D.lgs. 22/97 art. 47* il 1° ottobre 1998 e regolato secondo *D.lgs. 152/06 art. 233 e ss.mm.ii.*

Nel dettaglio gli organi che richiedono l'olio come lubrificante sono:

- *Cuscinetti pala*: lubrificazione automatica da un'unità elettrica. Ricarica ogni 12 mesi;
- *Cuscinetti generatore*: lubrificazione automatica mediante sistema idraulico del moltiplicatore di giri;
- *Moltiplicatore di giri*: l'olio viene raccolto in un apposito serbatoio da cui poi viene pompato verso uno scambiatore di calore, quindi di nuovo al moltiplicatore di giri. Le pompe distribuiscono l'olio alle ruote e ai cuscinetti del moltiplicatore. Il sistema di lubrificazione del moltiplicatore di giri è un sistema ad alimentazione forzata che non prevede l'impiego di una coppa dell'olio integrata.

⁶ Il CONOE è stato istituito con la funzione di organizzare, controllare e monitorare la filiera degli oli e dei grassi vegetali ed animali esausti a fini ambientali, a tutela della salute pubblica e, allo scopo di ridurre la dispersione del rifiuto trasformando un costo ambientale ed economico in una risorsa rinnovabile. ha iniziato la sua attività nel 2001.

✘ . . . ✘ . . . _____ . . . ✘ . . . ✘

- *Riduttori di imbardata*: lubrificazione in bagno d'olio a tenuta stagna, con controllo ogni 12 mesi;
- *Impianto idraulico*: controllo del livello dell'olio ogni 12 mesi.

In caso di blackout o perdite di alimentazione di rete, un sistema di accumulatori di riserva fornisce la pressione sufficiente all'attuazione del passo delle pale e all'arresto dell'aerogeneratore.

Un apposito sistema di raccolta evita la dispersione di eventuali perdite d'olio all'esterno del mozzo.

Le macchine sono generalmente provviste di un sistema che evita dispersioni al suolo di oli lubrificanti.

d. Dismissione e ripristino dei luoghi

La dismissione dell'impianto è fondamentale quando lo stesso giunge al termine della vita utile (stimata attorno ai 20-25 anni) così da riqualificare il sito interessato. La dismissione di un impianto eolico si presenta comunque di estrema facilità se confrontata con quella di centrali di tipologia diversa; si tratta tra l'altro, di operazioni sostanzialmente ripetitive. Il decommissioning dell'impianto prevede la disinstallazione di ognuna delle unità produttive con mezzi e utensili appropriati.

Lo smantellamento consiste nel:

- *smontare le torri*, separando tra loro tutte le macro-componenti (generatore, mozzo...). Verranno quindi selezionati i componenti riutilizzabili, riciclabili, da rottamare secondo le normative vigenti, materiali plastici da trattare secondo la natura dei materiali;
- *rimuovere il cavidotto MT interrato* con le opportune attività di scavo: si eseguirà uno scavo a sezione ristretta con rimozione di tutti i materiali presenti (nastro segnalatore, tubo in PVC contenente la fibra ottica, sabbia riempitiva...).
N.B.: Qualora si voglia salvaguardare la morfologia dell'area è possibile lasciare i cavi esattamente lì dove si trovano perché in realtà essendo interrati non danno alcun tipo di problema;
- *ripristino del manto stradale*. Le misure di ripristino dovranno interessare anche le strade e le piazzole che, a meno che nel corso del tempo non abbiano suscitato l'interesse da parte della comunità per eventuali usi diversi, dovranno essere lasciate

✘ . . . ✘ . . . _____ . . . ✘ . . . ✘

a ricoprirsi oppure a essere rilavorate con trattamenti addizionali per il riadattamento al terreno e l'adeguamento al paesaggio.

È chiaro che non sarà tassativamente possibile la dismissione della sottostazione e del cavidotto AT, opere che potrebbero servire per una futura altra connessione.

Per ulteriori approfondimenti a riguardo, si consulti la relazione "PR.06 Progetto di Dismissione dell'Impianto".

| B | *MOTIVAZIONI TECNICHE DELLE SCELTE PROGETTUALI*

I. Descrizione del progetto

La scelta dell'area in cui collocare l'impianto è stata effettuata a valle di alcuni aspetti imprescindibili citati nei precedenti paragrafi, quali:

- ▲ Caratteristiche orografiche/ geomorfologiche dell'area;
- ▲ Caratteristiche anemologiche dell'area;
- ▲ Scelta delle Strutture (materiali e colori);
- ▲ Viabilità esistente;
- ▲ Impatto paesaggistico.

A valle di tali accorgimenti, si è progettato nel comune di Francavilla Fontana (BR), un impianto costituito da:

- ▲ N° 10 *aerogeneratori* (modello Vestas V150, potenza nominale 5,6 kW);
- ▲ N°1 *Cabina di trasformazione* (all'interno della torre) e n°1 cabina di *raccolta*;
- ▲ *Opere civili* quali:
 - fondazioni delle torri in calcestruzzo armato (con relativo impianto di messa a terra);
 - piazzole provvisorie per il montaggio degli aerogeneratori e lo stoccaggio degli elementi;
 - piazzole definitive per l'esercizio dell'impianto;
 - strade per l'accesso alle piazzole e dunque alle turbine;
 - adeguamento della viabilità esistente.
- ▲ *Cavidotti interrati* in MT a 30 kV per l'interconnessione tra le macchine e per la connessione tra queste ultime e il punto di consegna;

⌘ ⌘ _____ ⌘ ⌘

- ▲ *Stazione elettrica di trasformazione* da MT ad AT (30/150 kV) di futura realizzazione con relativo ufficio di controllo, nel Comune di Taranto, denominata "*Stazione Utente*";
- ▲ Breve raccordo in antenna della suddetta stazione di trasformazione alla stazione RTN da realizzarsi nel comune di Taranto e da allacciar in "entra-esce" alla linea della RTN a 380 kV "Erchie 380 - Taranto N2", previa realizzazione degli interventi previsti nel Piano di Sviluppo Terna.

La produzione di energia elettrica da parte di ogni singolo aerogeneratore, a bassa tensione, viene trasmessa attraverso una linea in cavo alla cabina BT/MT posta alla base della torre stessa, dove è trasformata a 30kV. Diverse linee in cavo collegheranno fra loro i gruppi di cabine MT/BT e quindi proseguiranno alla volta della cabina di raccolta, tali linee costituiscono il cavidotto di collegamento interno, mentre la linea in cavo che collega la cabina di raccolta alla stazione di trasformazione 30/150 kV costituisce il cavidotto esterno.

Per la realizzazione dell'impianto sono previste le seguenti opere ed infrastrutture:

- *Opere civili*: plinti di fondazione delle macchine eoliche; realizzazione delle piazzole degli aerogeneratori, ampliamento ed adeguamento della rete viaria esistente e realizzazione della viabilità interna all'impianto; realizzazione dei cavidotti interrati per la posa dei cavi elettrici; realizzazione del punto di consegna dell'energia elettrica, costituito da una stazione di trasformazione 30/150 kV di utenza. Per la connessione dell'impianto alla RTN è prevista la realizzazione delle opere descritte nel paragrafo "*|D| Descrizione Opere Elettriche*".
- *Opere impiantistiche*: installazione degli aerogeneratori con relative apparecchiature di elevazione/trasformazione dell'energia prodotta; esecuzione dei collegamenti elettrici, tramite cavidotti interrati, tra gli aerogeneratori la cabina e la stazione di trasformazione. Installazioni, prove e collaudi delle apparecchiature elettriche (quadri, interruttori, trasformatori ecc.) nelle stazioni di trasformazione e smistamento. Realizzazione degli impianti di terra delle turbine, della cabina di raccolta e della stazione e realizzazione degli impianti relativi ai servizi ausiliari e ai servizi generali.

✘ ✘ _____ ✘ ✘

Scheda riassuntiva dati progettuali	
OGGETTO	Realizzazione di un parco eolico con n. 10 aerogeneratori di potenza unitaria 5.6 MW
COMMITTENTE	ITW FRANCAVILLA s.r.l.
LOCALIZZAZIONE AEROGENERATORI	Comune di Francavilla Fontana (BR)
LOCALIZZAZIONE OPERE CONNESSIONE UTENTE	Comune di Taranto
N° AEROGENERATORI	10
MODELLO AEROGENERATORE	V150 Vestas
POTENZA SINGOLA	5.6 MW
POTENZA COMPLESSIVA	56 MW
H media AEROGENERATORI s.l.m.	192 m s.l.m.
COLLEGAMENTO ALLA RETE	Cavidotto MT da 30, sottostazione elettrica di trasformazione 30/150 kV da ubicare nel Comune di Taranto
PRODUZIONE ANNUA ENERGIA STIMATA NETTA	190'043 MWh/anno
NUMERO DI ORE EQUIVALENTI	3284 h/anno

Tabella 3. Sintesi caratteristiche impianto eolico Francavilla Fontana (BR)

a. Descrizione Aerogeneratori

L'aerogeneratore ad asse orizzontale (*HAWT - Horizontal Axis Wind Turbines*) è la soluzione tecnologica attualmente più diffusa nella costruzione di impianti di energia da fonte eolica; esso si compone di una torre tubolare alta e snella in acciaio in cima alla quale viene posizionato il rotore tripala con navicella responsabile della captazione del vento e quindi della produzione di energia elettrica. L'energia elettrica si ottiene per trasformazione dell'energia meccanica ottenuta a sua volta dall'energia eolica.

Il vento colpendo in direzione ortogonale il rotore avvia il movimento delle pale ma solo se supera un valore minimo di soglia chiamato di *cut-in* (3 m/s); ovviamente ad esso per contrapposizione corrisponde un valore di velocità definito di *cut-out* (25 m/s) raggiunto il quale la turbina, a vantaggio di sicurezza, va ad arrestarsi.

Avviato il movimento delle pale l'energia cinetica del vento viene trasformata in energia meccanica grazie a componenti elettromeccanici collocati all'interno della navicella: il

✘ . . . ✘ . . . _____ . . . ✘ . . . ✘

rotore collegato all'albero di trasmissione lo fa girare e grazie alla presenza di un generatore elettrico trasforma l'energia rotazionale dell'albero di trasmissione in energia elettrica. L'aerogeneratore è dotato anche di un sistema di orientamento, di un sistema di arresto e di un sistema di controllo.

La società proponente, per il raggiungimento della potenza complessiva, ha ricorso al modello V150 da 5.6 MW prodotto dalla Vestas. Segue la descrizione dettagliata di ciascuna componente.

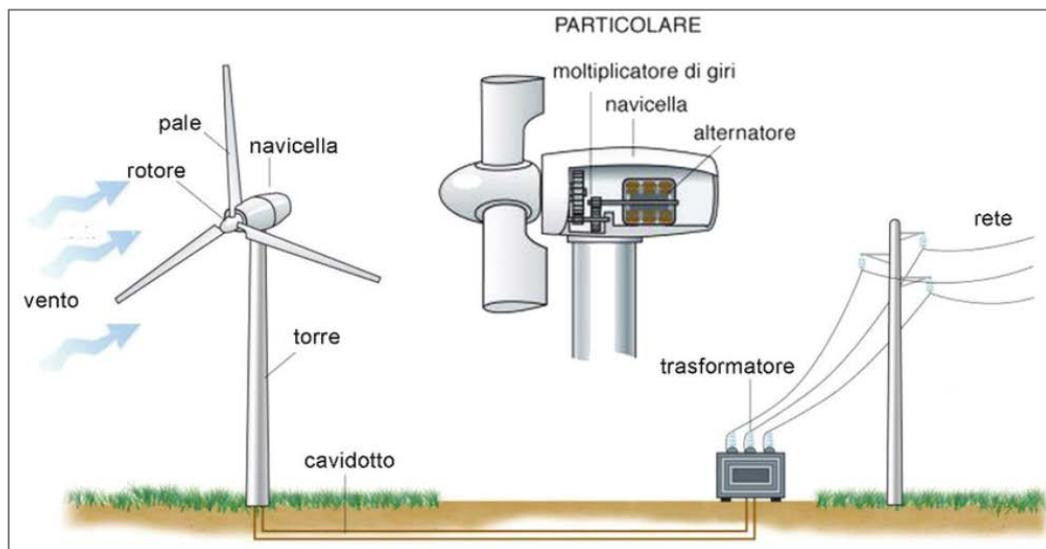


Figura 16. Illustrazione delle componenti principali di un aerogeneratore

TORRE

La torre è composta di acciaio ed è di forma tubolare troncoconica, zincata e verniciata. La scelta del colore della vernice è vincolata all'impatto paesaggistico, si opta per tonalità in grado di avere un inserimento "morbido" della turbina nel paesaggio, per cui in questo caso per il modello V150 della Vestas le colorazioni adottate sono illustrate in Tabella 15.

Colour of Vestas Tower Section		
	External:	Internal:
Standard Tower Colour	RAL 7035 (light grey)	RAL 9001 (cream white)

Tabella 4. Colorazioni esterna e interna rispettivamente per la turbina V150 della Vestas.

✘ ✘ _____ ✘ ✘

La torre, alta 105 m, funge da accesso alla turbina mediante apposita porta situata nella parte inferiore; alla base della torre sono presenti sistemi di illuminazione ausiliari, elementi dei cavi elettrici e una scala con sistemi di sicurezza anticaduta funzionale all'accesso alla navicella; nel caso è presente anche un ascensore montacarichi.

Oltre alla funzione di accesso, la torre sostiene la navicella (posta sulla sua sommità) nella quale sono ubicati tutti gli elementi che consentono la trasformazione dell'energia cinetica del vento in energia meccanica e in seguito in energia elettrica.

NAVICELLA

Alla navicella si ha accesso attraverso un foro che funge da collegamento con la torre. Nella navicella sono situati tutti gli elementi elettromeccanici per la produzione di energia elettrica, in primis qui vi è ubicato il trasformatore che possiede una potenza in ingresso di 800 V e restituisce in uscita una tensione variabile tra 19 e 36 kV.

La navicella è completamente chiusa così da proteggere gli elementi ivi presenti dalle intemperie delle condizioni meteorologiche che potrebbero accelerarne l'usura; il telaio di copertura è composto da fibra in vetro e poggia su una banda in gomma a sua volta posta sul sistema di imbardata funzionale all'orientamento della navicella.

Sulla parte superiore è presente una botola che favorisce l'ingresso al di sopra della navicella ai manutentori e l'accesso alla navicella è dotato anche di un paranco di per il sollevamento delle componenti principali.



Figura 17. Navicella della V150

✘ . . . ✘ . . . _____ . . . ✘ . . . ✘

Con riferimento all’impatto percettivo che si ha della navicella essa viene realizzata in colorazioni tali da rendere morbido il suo inserimento paesaggistico; per il colore scelto per il modello V150 Vestas consultare la tabella seguente.

Colour of Vestas Nacelles	
Standard Nacelle Colour	RAL 7035 (light grey)
Standard Logo	Vestas

Tabella 5. Colorazione scelta per la navicella della turbina V150

ROTORE E PALE

Il rotore è l’elemento collegato all’albero motore principale che a sua volta è collegato al generatore mediante un sistema di trasmissione; il sistema di trasmissione collegato al generatore svolge il compito di moltiplicare il numero di giri in quanto l’aerogeneratore funziona con un basso numero di giri oscillante tra 4.9 e 12.6 rpm.

In commercio sono disponibili diverse tipologie di turbine tra cui quelle ad asse orizzontale o verticale con monopala, bipala, tripala, multipala. L’adozione più comune, nella realizzazione di parchi eolici, è quella della tripala poiché, anche se a efficienza minore (in accezione di captazione del vento), risulta visivamente più piacevole (favorendo un inserimento armonico della turbina nel paesaggio) senza contare il fatto che, maggiore è il numero di pale, maggiore sarà il rumore da asse apportato.

Le pale affinché possano captare il vento devono disporsi in direzione dello stesso e opporre maggiore superficie possibile; non a caso vengono realizzate:

- Con materiali resistenti *quali fibra di vetro rinforzata con resina epossidica o fibra di carbonio*: le pale devono essere infatti resistenti ma, al tempo stesso, il più leggere possibile per minimizzare gli stress strutturali;
- Con *profilo aerodinamico*: il profilo delle pale viene realizzato in maniera del tutto simile alle ali di un aereo e grazie ad un sistema di controllo del passo a microprocessore *OptiTip* si ha l’ottimizzazione dell’angolo di pitch in base alle condizioni di vento prevalente. L’angolo di pitch può oscillare tra 0° e 90°. L’angolazione a 0° viene assunta in corrispondenza della *cut-in wind speed* (2-4

✘ . . . ✘ . . . _____ . . . ✘ . . . ✘

m/sec) di modo che, nell'innescò della rotazione delle pale, si opponga maggiore resistenza possibile al passaggio del vento.

Man mano che il valore della velocità procede verso quello della *cut-out wind speed* (24.5 m/sec) l'angolazione va a raggiungere i 90°, valore che corrisponde ad una posizione di taglio e che pertanto va a costituire un sistema di frenata aerodinamica riducendo il rischio di rottura di elementi elettromeccanici e/o strutturali della turbina.

Le pale sono direttamente calettate al mozzo (hub) il quale serve a trasferire i carichi di reazione e la coppia all'asse principale. La struttura del mozzo supporta anche i cuscinetti delle pale e i cilindri costituenti il pitch system. Segue schema riassuntivo delle caratteristiche specifiche del rotore installato sulla V150 (Tabella 6).

Rotore	
Diametro	150 m
Area spazzata	17.671 m ²
Velocità, intervallo di funzionamento dinamico	4.9 -12.6 rpm
Senso di rotazione (vista frontale)	In senso orario
Orientamento rotore	sopravento
Numero di pale	3
Freno aerodinamico	full blade feathering with 3 pitch cylinders
Pale	
Lunghezza	75 m
Corda max	4.3 m
Tipologia	Guscio strutturale alare
Materiale	Resina epossidica rinforzata con fibra di vetro, fibre di carbonio e Punta in metallo solido (SMT)
Connessione delle pale	Con punte di acciaio
Profili alari	Con elevato sollevamento

Tabella 6. Caratteristiche specifiche del rotore e delle pale ad esso connesse del modello Vestas V150

✘ . . . ✘ . . . _____ . . . ✘ . . . ✘

Proprio come avviene per la torre anche le pale, al fine di minimizzare la percezione visiva dell'aerogeneratore, vengono verniciate con determinati colori; per il modello V150 fare riferimento alla Tabella 7.

Blade Colour	
Standard Blade Colour	RAL 7035 (light grey). All lightning receptor surfaces on the blades are unpainted, excluding the Solid Metal Tips (SMT).
Tip-End Colour Variants	RAL 2009 (traffic orange), RAL 3020 (traffic red)
Gloss	< 30% ISO 2813

Tabella 7. Colorazione scelta per le pale della turbina V150

PITCH SYSTEM

Il pitch system è costituito da un cilindro idraulico montato sul mozzo e da un'asta del pistone montata ai cuscinetti delle pale.

La turbina è equipaggiata con sistema idraulico individuale per ogni lama; ciascun pitch system è collegato all'unità di trasferimento idraulico rotante.

SISTEMA DI IMBARDATA

Il sistema di imbardata è un sistema attivo che serve ad orientare la navicella (su di esso appoggiata), e di conseguenza il rotore, in direzione del vento; sistema attivo poiché dipende dal funzionamento di motori di orientamento attivati da una banderuola posta sulla copertura della navicella medesima.

SISTEMA DI ARRESTO

I sistemi di frenata di cui è dotato l'aerogeneratore sono due e sono indipendenti ma interconnessi fra loro; essi sono attivati idraulicamente e, nel dettaglio, sono:

- un sistema di frenata *aerodinamico*: è il sistema di regolazione delle pale che può esser utilizzato per frenare la turbina semplicemente variando l'angolazione delle pale (da 0° a 90°) rispetto al loro asse longitudinale facendo sì che il rotore esponga meno superficie al vento (già accennato nel paragrafo "Rotore e pale");

✘ . . . ✘ . . . _____ . . . ✘ . . . ✘

- un sistema di frenata *meccanico*: il quale incorpora un freno a disco idraulico fissato all'asse ad alta velocità ed integrato con un disco di frenata e 3 ganasce idrauliche con pastiglie. La frenata avviene in maniera controllata, al fine di tutelare il sistema (carichi ridotti al minimo) prolungandone la vita, e consiste nella regolazione del passo delle pale a bassa pressione idraulica. Al contrario, in casi di emergenza, la frenata può avvenire a pressione elevata attivando le ganasce idrauliche.

Il sistema idraulico connesso al sistema di frenatura è in grado di fornire sempre il fluido in pressione, a prescindere dalla fornitura elettrica, attraverso una riserva di energia permanente di cui è dotato.

GENERATORE

Il sistema composto dalle tre pale si innesta direttamente sull'albero principale che trasmette la potenza al moltiplicatore di giri.

Il moltiplicatore di giri a sua volta trasferisce la potenza al generatore elettrico.

Il generatore è un generatore a magneti permanenti trifase collegato alla rete mediante un convertitore in scala reale. L'alloggiamento del generatore consente la circolazione di aria di raffreddamento all'interno dello statore e del rotore.

Il calore prodotto dalle perdite viene ridotto da uno scambiatore di calore aria-acqua.

Segue una tabella che riassume le caratteristiche del generatore (Tabella 8).

Generatore	
Tipologia	Generatore sincrono a magneti permanenti
Potenza nominale	Fino a 5850 kW (in funzione del tipo di turbina)
Range di frequenza	0-138 Hz
Voltaggio	3 x 800 V (a velocità nominale)
N° poli	36
Tipo di avvolgimento	Forma con impregnazione pressurizzata sottovuoto
Velocità operativa	0- 460 rpm
Sensori temperatura	sensori PT100 posti nei punti caldi dello statore

Tabella 8. Caratteristiche specifiche del generatore del modello Vestas V150

✘ ✘ _____ ✘ ✘

CONVERTITORE

Il convertitore è un sistema di conversione in scala reale che controlla sia il generatore che la potenza consegnata alla rete. Il convertitore è formato da 4 unità di conversione lato macchina e 4 unità di conversione lato linea che funzionano in parallelo con un controller comune.

Il convertitore controlla la conversione della corrente alternata a frequenza variabile del generatore in corrente alternata a frequenza fissa con i livelli di potenza attiva e reattiva desiderati (e altri parametri di connessione alla rete) e adatti alla rete.

Il convertitore si trova nella navicella ed ha una tensione nominale di rete di 660 V.

La tensione nominale del generatore è nominalmente 800 V ma dipende dalla velocità del generatore.

Segue una tabella che riassume le caratteristiche del convertitore (Tabella 9).

Convertitore	
Potenza apparente nominale	6850 kVA
Tensione di rete nominale	3 x 720 V
Tensione nominale del generatore	3 x 800 V
Corrente nominale di griglia	5500 A

Tabella 9. Caratteristiche specifiche del convertitore del modello Vestas V150

TRASFORMATORE

Il trasformatore è un tre fasi, tre arti, due avvolgimenti e a liquido immerso. Il trasformatore è a respiro aperto e dotato di un circuito esterno di raffreddamento ad acqua. Il liquido isolante adoperato è rispettoso dell'ambiente e a bassa infiammabilità.

Il trasferimento di alta tensione si trova in una stanza chiusa a chiave nella parte posteriore della navicella; esso è progettato in base agli standard IEC ed è disponibile nella versione Ecodesign conforme al Tier 2 del regolamento europeo sulla progettazione ecocompatibile n°548/2014 stabilito dalla Commissione Europea.

Segue una tabella che riassume le caratteristiche del trasformatore (Tabella 10).

✘ . . . ✘ . . . _____ . . . ✘ . . . ✘

Trasformatore		
Tipologia	Trasformatore ad immersione con design ecocompatibile.	
Standards	IEC 60076-1, IEC 60076-16, IEC 61936-1	
Potenza nominale	5800 kVA	
Voltaggio nominale (Lato turbina)	U _m 1.1kV	0.720 kV
Voltaggio nominale (lato griglia)	U _m 24.0kV	19.1-22.0 kV
	U _m 36.0kV	22.1-33.0 kV
	U _m 40.5kV	33.1-36.0 kV
Frequenza	50 Hz / 60 Hz	
Sistema isolamento	Sistema di isolamento ibrido. Isolamento di avvolgimento: 120 (E), carta per aggiornamento termico 130 (B), isolamento ad alta temperatura Altri materiali possono avere classi diverse.	
Livello di potenza sonora	≤ 80 dB(A)	
Aumento della temperatura media degli avvolgimenti	Class 120 (E) ≤75 K 1 Class 130 (B) ≤85 K	
Liquido di isolamento, Tipologia/Punto di fuoco	Estere sintetico, biodegradabile / classe K (> 300°C)	
Liquido isolamento (quantitativo)	≤ 3000 kg	
Peso	≤11000 kg	

Tabella 10. Caratteristiche specifiche del trasformatore del modello Vestas V150

CAVO IN ALTA TENSIONE

Il cavo ad alta velocità scorre dal trasformatore, nella navicella, lungo la torre, verso il quadro HV situato nella parte inferiore della torre. Il cavo dell'alta tensione può essere di due diverse tipologie:

- a tre fili, isolato con isolamento in gomma, senza alogeni e con un conduttore di terra diviso in tre parti;
- a quattro fili, privo di alogeni e isolato in gomma.

Segue una tabella che riassume le caratteristiche dei Cavi ad alto voltaggio (Tabella 11).

✘ . . . ✘ . . . _____ . . . ✘ . . . ✘

Cavi ad alto voltaggio	
Composto di isolamento dei cavi ad alta tensione	Materiale EPR migliorato a base di etilene-propilene (EP) o gomma Etilene-propilene ad alto modulo o grado duro - HEPR
Pre-terminati	Connettore T di Tipo C a fine trasformatore. Connettore T di Tipo C a fine quadro.
Voltaggio Massimo	24 kV (per voltaggio nominale 19.1-22.0 kV) 42 kV (per voltaggio nominale 22.1-36.0 kV)
Sezioni trasversali del conduttore	3x70 + 70 mm ² (anima PE singola) 3x70 + 3x70/3 mm ² (nucleo in PE spezzato)

Tabella 11. Caratteristiche specifiche dei cavi ad alto voltaggio del modello Vestas V150

QUADRI DI CONTROLLO

Un quadro di comando isolato in gas è posto sul fondo della torre come parte integrante della turbina. I suoi comandi vengono integrati con il sistema di sicurezza della turbina che monitora le condizioni dei dispositivi di comando e di sicurezza oltretutto i quadri ad alta tensione della turbina.

Tale sistema prende il nome di "Ready to Protect" e assicura che tutti i dispositivi di protezione siano operativi ogni volta che i componenti ad alta tensione nella turbina vengono energizzati.

Allo scopo di assicurare che il quadro sia sempre pronto ad operare lo stesso è dotato di circuiti di intervento ridondanti composti da una bobina di sgancio attiva e da una bobina di sgancio sotto tensione.

Nel caso di interruzione della rete, l'interruttore automatico disconnetterà la turbina dalla rete dopo un tempo regolabile. Al ritorno della connessione alla rete tutti i dispositivi di protezione di protezione inerenti saranno automaticamente accesi mediante UPS⁷; quando questi risulteranno tutti operativi, l'interruttore si richiuderà dopo un tempo regolabile. Inoltre, si può utilizzare la funzionalità di richiusura implementando un'energizzazione sequenziale delle turbine del parco eolico così da evitare che la corrente fluisca simultaneamente in tutte le turbine al ritorno della rete a seguito dell'interruzione.

Nel caso in cui l'interruzione di circuito sia scattato a causa di un rilevamento di guasto, esso sarà bloccato e riconnesso solo attraverso ripristino manuale.

⁷ Uninterruptible Power Supply (UPS): garantisce l'alimentazione elettrica per il riavvio dopo la disconnessione dalla rete

✘ . . . ✘ . . . _____ . . . ✘ . . . ✘

Per evitare l'accesso non autorizzato nella stanza del trasformatore il sezionatore di terra dell'interruttore automatico contiene un sistema di interblocco sottochiave con la sua controparte installata sulla porta di accesso alla stanza del trasformatore.

Il quadro può essere configurato in base al numero di cavi di rete previsti da far entrare nella singola turbina. Il design viene ottimizzato in modo che i cavi della griglia possano essere collegati al quadro ancor prima che la torre venga installata e mantenga così la sua protezione dalle condizioni meteorologiche e dalla condensa interna dovute a un imballaggio a tenuta di gas.

Il quadro è disponibile in una versione IEC e in una versione IEEE; le caratteristiche dipendono dalla tipologia di cabina quadro scelta.

SISTEMA DI CONTROLLO

La turbina è controllata e monitorata da un sistema di controllo multiprocessore formato da controller principale, nodi di controllo distribuiti, nodi IO distribuiti, switch ethernet e altre apparecchiature di rete. Il controller principale è posizionato nella parte inferiore della torre della turbina.

Tale sistema gestisce gli algoritmi di controllo della turbina e tutte le comunicazioni IO.

SISTEMI DI PROTEZIONE

La turbina è dotata di alcuni sistemi di protezione che fungono da dispositivi di sicurezza e vanno ad arrestare la turbina in caso di malfunzionamento; tra questi il:

- Sistema di protezione *overspeed*: per evitare che la velocità eccessiva possa inficiare sull'incolumità strutturale della turbina; per tale motivo l'albero di trasmissione e il generatore rpm sono direttamente connessi a sensori induttivi per il successivo innesco del freno aerodinamico;
- *Freno aerodinamico*: come già accennato in "*Sistema di arresto*" tale tipologia di freno interviene specie nei casi di alta velocità del vento ossia quando si è prossimi al valore di cut out wind-speed;
- Sistema di illuminazione - *Lightning Protection System (LPS)*: per la protezione della turbina da danni fisici arrecati da un eventuale fulminazione; il sistema si compone di:

⌘ ⌘ _____ ⌘ ⌘

- ▲ parafulmini i quali, ad eccezione dei Solid Metal Tips (SMT), non sono mai verniciati;
- ▲ un sistema per condurre verso il basso la corrente;
- ▲ protezione da sovratensione o sovracorrente;
- ▲ protezione contro campi magnetici ed elettrici;
- ▲ sistema di messa a terra.

Oltre che al controllo globale della turbina il sistema di controllo permette il monitoraggio da remoto della stessa e l'analisi dei dati operativi tramite l'utilizzo del sistema SCADA.

AUSILIARI

Oltre alle componenti principali vi sono quelle ausiliari altrettanto fondamentali per il giusto funzionamento dell'aerogeneratore come ad esempio:

- ▲ *Dispositivo idraulico per la lubrificazione* delle parti meccaniche tra cui il moltiplicatore di giri;
- ▲ *scambiatori di calore* per il raffreddamento dell'olio e del generatore, ivi compresi pompe e ventilatori;
- ▲ *anemometri e banderuole* per il controllo della turbina (sulla sommità della navicella);
- ▲ *luci di segnalazione* per gli aerei;
- ▲ diversi *sensori* per monitorare lo stato dei vari componenti e segnalare eventuali malfunzionamenti che necessitano di operazioni di manutenzione.

b. Descrizione Opere Civili

Opere di fondazione

A valle delle indagini geologiche e geotecniche, è possibile optare tra le varie tipologie di fondazione così da poter impiantare le turbine nel terreno e fare in modo che le medesime possano resistere agli sforzi di ribaltamento e di slittamento cui sono sottoposte nonché peso proprio, spinta del vento ed azioni sismiche.

Si opta solitamente per fondazioni a pianta circolare su pala (per la tipologia si rinvia ad indagini geologiche che saranno effettuate in seguito): vengono realizzati dei plinti in calcestruzzo armato di idonee dimensioni poggiati su una serie di pali; la profondità a cui installare tali pali è funzione delle caratteristiche geotecniche del sito.

✘ . . . ✘ . . . _____ . . . ✘ . . . ✘

Ai plinti, dotati di piastre di ancoraggio, sarà possibile ancorare direttamente il concio della fondazione in acciaio delle torri attraverso l'utilizzo dei bulloni.

Nel dettaglio, l'iter di realizzazione dei plinti di fondazione risulta essere il seguente:

- Scotico e livellamento dell'area interessata per la rimozione della copertura vegetale (spessore di 50-80 cm). Il terreno rimosso può essere utilizzato nella fase di cantiere per ripristini e rinterri;
- Scavi fino alla quota di imposta delle fondazioni (2.40 - 2.60 m al di sotto del piano campagna rispetto all'asse verticale della torre);
- Posa della base circolare ed armatura in ferro, completamente interrata sotto il terreno di riporto, lasciando sporgenti in superficie solo i "dadi" tondi di appoggio nei quali sarà inghisata la virola di fondazione;
- Posa di una serie di conduit in plastica, opportunamente sagomati e posizionati (fuoriusciranno all'interno del palo metallico successivamente posato);
- Inserimento, nei conduit plastici, dei cavi elettrici di comando e controllo di interconnessione delle apparecchiature (tra aerogeneratori e quadri elettrici di controllo/trasformatori elevatori) e per i collegamenti di messa a terra.
- Installazione di una maglia di terra in rame, o materiale equivalente buon conduttore, opportunamente dimensionata. Tale maglia sarà idonea a disperdere nel terreno e a mantenere le tensioni di "passo" e di "contatto" entro i valori prescritti dalle normative, nonché a scaricare a terra eventuali scariche elettriche dovute ad eventi meteorici (fulmini);
- Interconnessione di tutte le masse metalliche costituenti l'impianto (apparecchiature esterne e tutte le masse metalliche che costituiranno le armature metalliche delle fondazioni) alla maglia;
- Collegamento della rete di terra al sistema di dispersione delle scariche atmosferiche;
- Livellamento del terreno intorno alle fondazioni con materiali idonei compattati (tessuto non tessuto e misto granulometrico di idoneo spessore).

Piazzole

Le piazzole che vengono realizzate sono:

- Di montaggio;

✘ . . . ✘ . . . _____ . . . ✘ . . . ✘

- Di stoccaggio;
- Temporanee.

Le piazzole di stoccaggio e temporanee sono funzionali alla sola fase di cantiere: quelle di stoccaggio servono alla posa degli elementi che compongono la turbina, mentre quelle temporanee sono volte al montaggio della gru o alla posa delle pale in attesa che queste vengano montate. Dopo che si è conclusa la fase di cantiere verranno eliminate con il ripristino dello stato dei luoghi e sarà effettuata la rinaturalizzazione del terreno così da riportarlo il più possibile allo stato precedente alla fase di cantiere.

La piazzola di montaggio avrà dimensioni basate su quelle della turbina; in questo caso le dimensioni previste sono di 40 m x 70 m per una superficie totale pari a 2800 mq.

Nella piazzola di montaggio viene posizionata la gru per il montaggio della turbina che sarà assemblata pezzo per pezzo.

Senza distinzione dalla tipologia di piazzola, vengono tuttavia create con lo stesso iter:

- Asportazione della copertura vegetale (spessore del terreno di 50 cm);
- Raggiungimento della quota del piano di posa della massicciata stradale (eventuale aggiunta di materiale da scavo se la quota del terreno scoticato risulta essere inferiore a quella del piano di posa);
- Geotessuto e/o geogriglia (solo per la piazzola di montaggio);
- Realizzazione massicciata stradale con terreno dalla pezzatura grossolana (spessore da realizzare di 40 cm);
- Strato di finitura con terreno a pezzatura fine (spessore da realizzare 10 cm).

Da considerare che la piazzola di montaggio persisterà durante la fase di esercizio in quanto funzionale all'ingresso della turbina, specie in fase di manutenzione; ovviamente sarà ridimensionata in base all'evenienza (riduzione della superficie da 2800 mq a 2000 mq).

Viabilità

L'accesso all'impianto è facilitato dalla sviluppata rete stradale e dalla presenza di numerose strade comunali e poderali, alcune delle quali consentono il collegamento diretto con i punti di localizzazione degli aerogeneratori.

Al fine di assicurare il passaggio di mezzi speciali utili al trasporto degli aerogeneratori si effettua una verifica della viabilità attraverso un sopralluogo e delle prove di portanza in

❏ ❏ _____ ❏ ❏

modo da stabilirne l' idoneità; se opportuno un adeguamento (limitato solo alla fase di cantiere) si eseguiranno interventi di consolidamento e adeguamento del fondo stradale, allargamento delle curve, abbattimento temporaneo e ripristino di qualche palizzata e/o recinzione in filo spinato (laddove e se esistenti), modifica di qualche argine stradale esistente ecc...

Gli interventi temporanei di adattamento appena elencati verranno ripristinati, conclusa la fase di cantiere, come "ante-operam".

Nel complesso dunque si prevede di realizzare l' adeguamento di alcuni tratti assieme alla realizzazione di tratti ex-novo.

La realizzazione di nuovi tratti della viabilità prevede le fasi che seguono:

- ▲ *tracciamento stradale*: consistente nello scorticamento superficiale per uno spessore complessivo di 50 cm;
- ▲ *formazione sezione stradale*: con opere di scavo, consolidamento scarpate e rilevati a maggior pendenza;
- ▲ *formazione sottofondo stradale*: posizionamento di terreno naturale o di riporto su cui viene posta la soprastruttura costituita da:
 - struttura fondazione: primo livello della soprastruttura costituito da terreno a grana grossolana (con diametro medio 15 cm) fino ad arrivare ad uno spessore di 40-50 cm;
 - struttura di finitura: secondo livello della soprastruttura posto più in superficie ed a contatto con le ruote degli automezzi; costituito da terreno a pezzatura fine (con diametro medio di circa 3 cm) fino a raggiungere uno spessore di 10 cm.

I nuovi tratti di viabilità, al contrario di quelli già esistenti, non prevedono una finitura con pavimentazione stradale bituminosa ma saranno realizzati con materiali drenanti.

Per garantire il passaggio agevole dei mezzi di trasporto speciale le strade devono attenersi ad alcuni standard, quali:

- *larghezza* delle sezioni lineari non inferiore a 4.5 m; in realtà andrebbe utilizzato un software di simulazione del passaggio mezzi per conoscere l' esatto valore di ampiezza richiesto;
- *Inclinazione o pendenza*, diversa in base al tipo di tratto interessato; per
 - ▲ Tratti lineari, il valore della pendenza tollerato è pari max al 10 %;

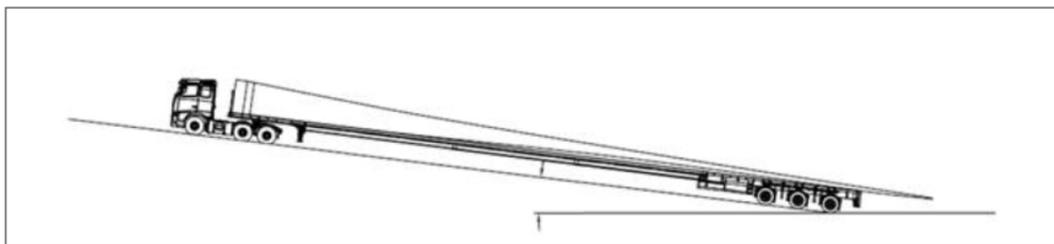
⌘ . . . ⌘ . . . _____ . . . ⌘ . . . ⌘

- ▲ Tratti in curva (stretto raggio, elevato angolo), il valore non dovrebbe superare il 7%.

Bisogna considerare che nelle zone di montagna caratterizzate da elevate pendenze è facile incorrere in tratti dove la pendenza sia superiore al 15%, motivo per cui si fa ricorso alla cementazione, limitatamente alla fase di cantiere, così da evitare di ricorrere poi ad eccessive alterazioni morfologiche nel momento in cui debba esser ristabilito il tratto.

- Pendenza laterale mai maggiore del 2% (Figura 16, b).

(a)



(b)



Figura 18. Illustrazioni prese dal "Wind farm Roads Requirements" della Vestas, relative alla pendenza longitudinale (a) e alla pendenza laterale della carreggiata (b).

Allo scopo di agevolare lo scorrimento superficiale delle acque meteoriche è prevista la predisposizione di una tubazione dal diametro di 1200 mm laddove la strada dovesse intercettare le linee di impluvio.

Naturalmente al termine della fase di cantiere, con il ripristino dello stato dei luoghi, si prevede l'adattamento della stessa viabilità con rimozione di eventuale materiale in eccesso, sistemazione delle cunette lateralmente a ciascun tratto (in quanto utile in fase di esercizio) e lavori di ripristino dei tratti originariamente asfaltati qualora si fossero usurati

✘ . . . ✘ . . . _____ . . . ✘ . . . ✘

durante le fasi di trasporto delle apparecchiature e dei materiali da costruzione e realizzazione delle opere.

La viabilità così realizzata, essendo permanente (nella fase di esercizio), potrà essere utilizzata anche dagli imprenditori agro-pastorali al fine di adempiere alle loro attività.

Stazione di trasformazione MT/AT

Al fine di realizzare la stazione di trasformazione elettrica MT/AT sono previste una serie di attività che vanno dalla preparazione e predisposizione dell'area alla realizzazione della recinzione e dell'illuminazione. Di seguito sono analizzate del dettaglio.

Preparazione del terreno della stazione e recinzioni

L'area sulla quale sarà realizzata la stazione dovrà essere nel complesso pianeggiante. Sarà dunque richiesto solo un minimo intervento di regolarizzazione attraverso movimenti di terra molto contenuti per preparare l'area.

L'area sarà sottoposta ad una serie di attività quali:

- scotico e livellamento con asportazione di un idoneo spessore di materiale vegetale (variabile dai 50 agli 80 cm);
- scavi e riporti fino alla quota di imposta delle fondazioni;
- regolarizzazione e messa in piano del terreno;
- realizzazione di opportune opere di contenimento (definite solo a valle dei rilievi plano-altimetrici definitivi e della campagna di indagini sui terreni, atta a stabilirne le caratteristiche fisiche e di portanza);
- realizzazione di muri esterni di recinzione realizzati "a gradini" seguendo l'attuale andamento naturale del terreno (lo stesso terreno pre-escavato) minimizzare le opere di contenimento e le movimentazioni dei terreni fino alle quote stabilite;
- realizzazione di sistemi drenanti (con l'utilizzo di materiali idonei, pietrame di varie dimensioni e densità) per convogliare le acque meteoriche in profondità sui fianchi della sottostazione.

Strade e piazzole

Le strade interne all'area della stazione avranno larghezza non minore di 4 m e verranno asfaltate; le piazzole per l'installazione delle apparecchiature verranno ricoperte con

✘ . . . ✘ . . . _____ . . . ✘ . . . ✘

adeguato strato di ghiaione stabilizzato (le finiture superficiali contribuiranno a ridurre i valori di tensione di contatto e di passo effettive in caso di guasto a terra sul sistema AT).

L'accesso alla stazione avrà una larghezza non inferiore ai 7 m.

Smaltimento acque meteoriche e fognarie

Al fine della raccolta delle acque meteoriche verrà realizzato un sistema di drenaggio superficiale che convoglierà la totalità delle acque accumulate e provenienti dalle strade e dai piazzali in appositi collettori (tubi, vasche di prima pioggia, pozzi perdenti, ecc.). lo smaltimento delle acque meteoriche è regolamentato dagli enti locali; quindi, a seconda delle norme in vigore, si dovrà realizzare il sistema di smaltimento più adatto, che potrà essere in semplice tubo, da collegare alla rete fognaria attraverso sifone o pozzetti ispezionabili, da un pozzo perdente, da un sistema di subirrigazione o altro.

Ingressi e recinzioni

Il collegamento dell'impianto alla viabilità ordinaria verrà assicurato dalla adiacente strada di accesso alla stazione elettrica esistente, avente caratteristiche consone a qualsiasi tipo di mezzo di trasporto su strada. Per l'accesso alla stazione, è previsto un cancello carrabile largo 7 m di tipo scorrevole ed un cancello pedonale, ambedue inseriti fra pilastri e pannellature in conglomerato cementizio armato. La recinzione perimetrale deve essere conforme alla norma CEI 11-1.

Illuminazione

L'illuminazione della stazione verrà posta in essere con torri faro a corona mobile, alte 35 m, con proiettori orientabili.

c. Descrizione Opere Elettriche

Le opere elettriche vedono un insieme di elementi che vanno dalla connessione in turbina medesima sino al cavidotto aereo in AT. Si riporta di seguito il dettaglio.

Cavidotto in MT

Il cavidotto in MT ha origine alla base dell'aerogeneratore dove vi sono:

- Arrivo del cavo BT proveniente dal generatore;

✘ . . . ✘ . . . _____ . . . ✘ . . . ✘

- Trasformatore elevatore BT/MT 0.720/300 kV;
- Cella MT, punto di innesto del cavidotto MT.

Il cavidotto in MT, collocato nel comune di Francavilla Fontana (BR), è funzionale a:

- ▲ interconnessione dei vari aerogeneratori grazie al sistema "entra-esce";
- ▲ collegamento aerogeneratori - stazione elettrica di trasformazione MT/AT.

Il cavidotto MT viene solitamente ubicato parallelamente alla rete viaria già esistente (così da non intervenire con modifiche eccessive della morfologia del terreno) e interrato annullando l'impatto percettivo che potrebbe generare. In casi particolari come l'intersezione con linee di impluvio o rete di tratturi o della medesima rete viaria, in modo da evitare di andare a modificarne la morfologia, si esegue l'interramento del cavidotto con la TOC (Trivellazione Orizzontale Controllata).

A seconda del numero di cavi da posare all'interno dello stesso scavo vi sono 4 diverse tipologie di posa come illustrato nella Figura 19.

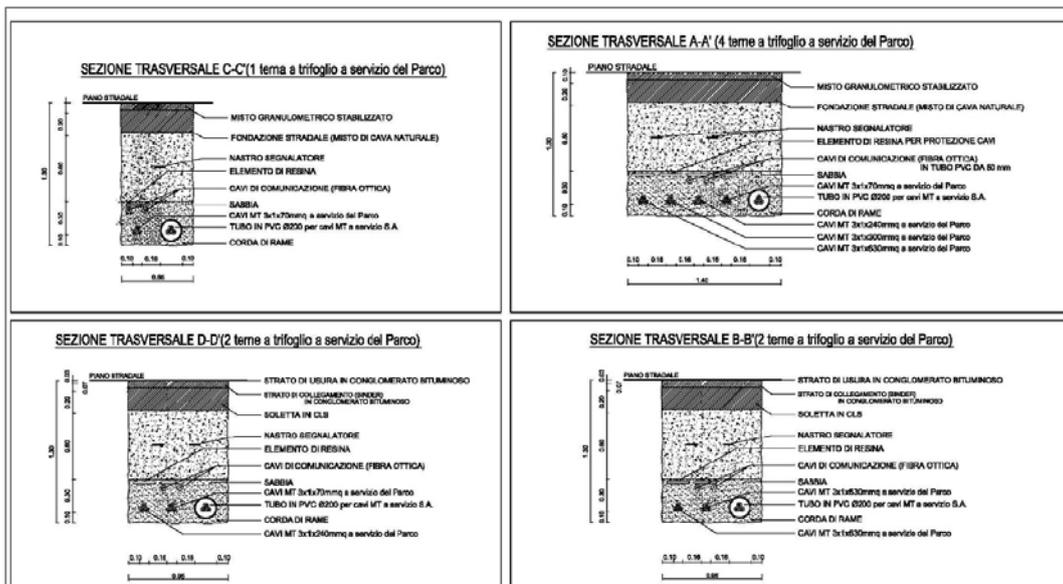


Figura 19. Sezioni per la posa del cavidotto

Il cavidotto solitamente viene interrato assieme alla fibra ottica e al dispersore di terra a corda di rame di sezione 35 mm²; mentre la fibra ottica serve per il monitoraggio e il telecontrollo degli aerogeneratori, il dispersore di terra a corda (che collega gli impianti di terra dei singoli aerogeneratori) serve a diminuire le tensioni di passo e di contatto e a disperdere le correnti dovute a fulminazioni.

⌘ . . . ⌘ . . . _____ . . . ⌘ . . . ⌘

Il procedimento relativo allo scavo e la posa del cavidotto, insieme alla fibra ottica e al dispersore di terra a corda di rame, in una sezione obbligata di profondità pari ad 1.20 m, prevede le seguenti fasi;

- posa di un sottile strato di sabbia;
- posa dei cavi a trifoglio;
- lastra di protezione;
- rinterro parziale con terriccio di scavo;
- posa di un tubo in PEAD/ PVC per allocazione del cavo in fibra ottica;
- rinterro parziale con terriccio di scavo;
- posa del nastro segnalatore;
- ripristino del manto stradale;
- apposizione dei paletti di segnalazione della presenza del cavo.

La posa del cavo deve essere preceduta dall'ispezione visiva delle tubazioni e dall'eventuale pulizia interna.

Da notare che le manovre di messa in posa del cavidotto devono essere attuate con cautela in quanto, per assicurare la conservazione delle caratteristiche della fibra, essa non deve essere sottoposta a lesione/deformazione alcuna e per questo motivo:

- L'imbocco delle tubazioni deve essere munito di idoneo dispositivo atto ad evitare lesioni del cavo;
- Nelle tratte di canalizzazioni comprensive di curve in tubo posato in sabbia, la tesatura del cavo deve essere realizzata con modalità di tiro che non produca lesioni al condotto di posa;
- Per limitare gli sforzi di trazione si può attuare la lubrificazione della guaina esterna del cavo con materiale non reagente con la stessa.

La medesima accortezza deve esser fatta durante la posa della fibra ottica, il rispetto dei limiti di piegatura e tiro è garanzia di inalterabilità delle caratteristiche meccaniche della fibra:

- lo sforzo di tiro che può essere applicato a lungo termine sarà al massimo di 3000 N;
- Il raggio di curvatura dei cavi durante le operazioni di installazione non dovrà essere inferiore a 20 cm.

✘ . . . ✘ . . . _____ . . . ✘ . . . ✘

Se inavvertitamente il cavo subisce deformazioni o schiacciamenti visibili, la posa deve essere interrotta e dovrà essere effettuata una misurazione con OTDR al fine di verificare eventuali rotture o attenuazioni eccessive causate dallo stress meccanico.

Se il cavo subisce degli sforzi di taglio pronunciati, con conseguente rottura della guaina esterna, deve essere segnalato il punto danneggiato e si potrà procedere alla posa del cavo dopo aver preventivamente isolato la parte di guaina lacerata con nastro gommato vulcanizzante tipo 3M:

L'isolamento del cavidotto è assicurato attraverso guaina termo-restringente.

Caratteristiche tecniche cavidotto e fibra ottica

Di seguito vengono riportate le caratteristiche tecniche del cavidotto MT (Tabella 12), della fibra ottica (Tabella 13).

N.B: Da tener presente che in fase esecutiva, in base alle disponibilità di approvvigionamenti, potrebbero essere scelti materiali differenti.

Designazione	ARG7H1RNR o ARG7H1RNRX
Conduttori	a corda rotonda compatta di alluminio
Grado di isolamento	18/30 kV
Sezione nominale	≥ 70 mm ²
Tensione nominale	30 kV
Corrente massima di esercizio	866 A
Frequenza Nominale	50 Hz

Tabella 12. Caratteristiche tecniche cavidotto MT

Numero delle fibre	12
Tipo di fibra multimodale	62.5/125
Diametro cavo	11,7 mm
Peso del cavo	130 kg/km circa
Massima trazione a lungo termine	3000 N
Massima trazione a breve termine	4000 N

⌘ ⌘ _____ ⌘ ⌘

Minimo raggio di curvatura in installazione	20 cm
Minimo raggio di curvatura in servizio	10 cm

Tabella 13. Caratteristiche tecniche del cavo in fibra ottica

Descrizione del tracciato

Il tracciato del cavidotto viene studiato in base a quanto previsto dall'art. 121 del T.U. 11/12/1933 n°1775, comparando le esigenze della pubblica utilità dell'opera con gli interessi sia pubblici che privati interessati.

Il tracciato dipenderà dal punto di connessione che verrà selezionato per il progetto, ma in ogni caso verranno adottati i criteri progettuali che seguono:

- contenere per quanto possibile la lunghezza del tracciato sia per occupare la minor porzione possibile di territorio, sia per non superare dei predefiniti limiti di convenienza tecnico economica;
- evitare di interessare nuclei e centri abitati, tenendo conto di eventuali trasformazioni ed espansioni urbane future;
- evitare per quanto possibile di interessare case sparse e isolate, rispettando le distanze minime prescritte dalla normativa vigente;
- minimizzare l'interferenza con le eventuali zone di pregio naturalistico, paesaggistico ed archeologico;
- transitare su aree di minore pregio interessando prevalentemente aree agricole e sfruttando la viabilità di progetto dell'impianto eolico.

Giunzioni

Per le tratte non coperte interamente dalle pezzature di cavo MT disponibile (lunghezza minima della pezzatura 600 m), si dovrà provvedere alla giunzione di due spezzoni. Le giunzioni elettriche verranno realizzate attraverso l'uso di connettori del tipo diritto, a compressione, adeguati alle caratteristiche e tipologie dei cavi utilizzati. Le giunzioni dovranno essere effettuate in accordo con la norma CEI 20-24 seconda edizione ed alle indicazioni riportate dal Costruttore dei giunti.

⌘ ⌘ _____ ⌘ ⌘

L'esecuzione delle giunzioni sarà effettuata in base alle seguenti indicazioni:

- prima di tagliare i cavi controllare l'integrità della confezione e l'eventuale presenza di umidità;
- non interrompere mai il montaggio del giunto o del terminale;
- utilizzare esclusivamente i materiali contenuti nella confezione.

Ad operazione conclusa devono essere applicate sul giunto delle targhe identificatrici per ciascun giunto così da poter individuare: l'esecutore, la data e le modalità di esecuzione.

Terminazione ed attestazione cavi MT

Tutti i cavi MT posati dovranno essere terminati da entrambe le estremità.

Nell'esercizio delle terminazioni all'interno delle celle dei quadri, si deve realizzare il collegamento di terra degli schermi dei cavi con trecce flessibili di rame stagnato, eventualmente prolungandole e dotandole di capocorda a compressione per l'ancoraggio alla presa di terra dello scomparto da entrambe le estremità.

Ogni terminazione deve essere dotata di una targa di riconoscimento in PVC volta ad identificare: esecutore, data e modalità di esecuzione nonché l'indicazione della fase (R, S o T).

I cavi per l'impianto di media tensione a 30 kV saranno in rame di tipo unipolare schermati armati quindi oltre alla messa a terra dello schermo sopra detta, si dovrà prevedere anche la messa a terra dell'armatura del cavo. Questa armatura, che rimane esterna rispetto al terminale, verrà collegata a terra secondo la modalità che segue:

- tramite la saldatura delle due bande di alluminio della codetta del cavo di rame;
- tramite una fascetta (di acciaio inossidabile o di rame) che stringa all'armatura la codetta di un cavo di rame;
- tramite morsetti a compressione in rame (previo attorcigliamento delle bande di alluminio componenti l'armatura ed unione alla codetta del cavo di rame).

La messa a terra dovrà essere eseguita da entrambe le parti del cavo. Tale messa a terra verrà connessa insieme alla messa a terra dello schermo. Il cavo di rame per la messa a terra sia dell'armatura che dello schermo deve avere una sezione di 35 mm².

⌘ ⌘ _____ ⌘ ⌘

Giunti di isolamento cavi MT

Sui cavi MT in uscita dall'impianto dovranno essere posti in essere i giunti di isolamento tra gli schermi dei due diversi impianti di terra (dispersione di terra della stazione elettrica e dispersione di terra dell'impianto eolico).

I giunti di isolamento dovranno assicurare la tenuta alla tensione che si può stabilire tra i due schermi dei cavi MT e dovranno essere realizzati in modo tale da ottenere una ottimale distribuzione del campo elettrico (campo tipo radiale) evitando pericolose concentrazioni di campo elettrico per spigolosità. Sui giunti realizzati dovranno essere incluse targhe identificative di esecuzione giunti su cui devono essere riportati (mediante incisione) il nominativo dell'esecutore e la data di esecuzione dei giunti stessi.

Terminazione ed attestazione cavi in fibra ottica

I cavi in fibra ottica dovranno essere terminati su appositi "cassetti ottici".

L'attestazione avverrà sulla base del seguente schema di massima:

- posa del cavo, da terra al relativo cassetto ottico, previa eliminazione della parte eccedente, con fissaggio del cavo o a parete o ad elementi verticali con apposite fascette, ogni 0,50 m circa;
- sbucciatura progressiva del cavo, da eseguire "a regola d'arte";
- fornitura ed applicazione, su ciascuna fibra ottica, di connettore;
- esecuzione della "lappatura" finale del terminale;
- fissaggio di ciascuna fibra ottica.

Coesistenza tra cavi elettrici e altre condutture interrato

▲ Parallelismo ed incroci tra cavi elettrici

I cavi che sono in possesso della medesima tensione possono essere ubicati alla stessa profondità, ad una distanza di circa 3 volte il loro diametro nel caso di posa diretta.

▲ Incroci tra cavi elettrici e cavi di telecomunicazione

Negli incroci il cavo elettrico, di regola, deve essere posto inferiormente al cavo di telecomunicazione. La distanza fra i due cavi non deve essere minore di 0,30 m ed inoltre il cavo posto sopra deve essere protetto, per una lunghezza maggiore o uguale ad 1 m, attraverso un dispositivo di protezione identico a quello previsto per i parallelismi.

Questi dispositivi devono essere situati in maniera simmetrica rispetto all'altro cavo.

⌘ . . . ⌘ . . . _____ . . . ⌘ . . . ⌘

Se, per giustificare esigenze tecniche, non possa essere rispettato il distanziamento minimo di cui sopra, anche sul cavo sottostante deve essere applicata una protezione analoga a quella prescritta per il cavo posto superiormente. Non si deve necessariamente osservare le prescrizioni sopraindicate quando almeno uno dei due cavi è posto dentro appositi manufatti che proteggono il cavo medesimo e ne rendono possibile la posa e la successiva manutenzione senza che sia necessario effettuare scavi.

▲ Parallelismo tra cavi elettrici e cavi di telecomunicazione

Nei parallelismi con i cavi di telecomunicazione i cavi elettrici devono di regola, essere posati alla maggiore distanza possibile fra loro e quando vengono posati lungo la stessa strada si devono posare possibilmente ai lati opposti di questa. Ove, per giustificate esigenze tecniche, non sia possibile attuare quanto sopra è concesso posare i cavi in vicinanza purché sia mantenuta tra i due cavi una distanza minima, in proiezione sul piano orizzontale, non minore a 0,30 m. nel momento in cui questa distanza non possa essere rispettata si deve applicare sui cavi uno dei seguenti dispositivi di protezione:

- Cassetta metallica zincata a caldo;
- Tubazione in acciaio zincato a caldo;
- Tubazione in PVC o fibrocemento, rivestite esternamente con uno spessore di calcestruzzo non inferiore a 10 cm.

I già menzionati dispositivi possono essere omessi sul cavo posato alla maggiore profondità quando la differenza di quota tra i due cavi è uguale o superiore a 0,15 m.

Le prescrizioni di cui sopra non si applicano quando almeno uno dei due cavi è posato, per tutta la parte interessata in appositi manufatti (tubazioni, cunicoli, ecc.) che proteggono il cavo medesimo rendendo possibile la posa e la successiva manutenzione senza la possibilità di effettuare scavi.

▲ Parallelismo ed incroci tra cavi elettrici e tubazioni o strutture metalliche interrato

La distanza in proiezione orizzontale tra cavi elettrici e tubazioni metalliche interrato parallelamente ad esse non deve essere minore a 0,30 m.

Tuttavia, è possibile derogare dalla prescrizione sopracitata previo accordo tra gli esercenti quando:

- la differenza di quota fra le superfici esterne delle strutture interessate è superiore a 0,50 m;

⌘ . . . ⌘ . . . _____ . . . ⌘ . . . ⌘

- tale differenza è compresa tra 0,30 m e 0,50 m, ma si interpongono fra le due strutture elementi separatori non metallici nei tratti in cui la tubazione non è contenuta in un manufatto di protezione non metallico.

Non devono mai essere disposti nel medesimo manufatto di protezione cavi di energia e tubi convoglianti fluidi infiammabili; con riferimento alle tubazioni per altro tipo di posa è invece permesso, previo accordo tra gli Enti interessati, purché il cavo elettrico e la tubazione non siano posti a diretto contatto fra loro.

Le superfici esterne di cavi d'energia e tubazioni metalliche interrato non deve essere eseguito sulla proiezione verticale di giunti non saldati delle tubazioni medesime.

Non si devono svolgere giunti sui cavi a distanza inferiore ad 1 m dal punto di incrocio.

Non è prevista nessuna prescrizione nel caso in cui la distanza minima, misurata fra le superfici esterne di cavi elettrici e di tubazioni metalliche o fra quelle di eventuali loro manufatti di protezione, è maggiore di 0,50 m.

La distanza in questione può essere ridotta fino ad un minimo di 0,30 m, quando una delle strutture di incrocio è contenuta in manufatto di protezione non metallico, prolungato per almeno 0,30 m per parte rispetto all'ingombro in pianta dell'altra struttura oppure quando fra le strutture che si incrociano si venga interposto un elemento separatore non metallico (ad esempio lastre di calcestruzzo o di materiale isolante rigido); tale elemento deve poter coprire, oltre alla superficie di sovrapposizione in pianta delle strutture che si incrociano, quella di una striscia di circa 0,30 m di larghezza ad essa periferica.

Le suddette distanze possono essere ridotte ulteriormente, previo accordo fra gli Enti proprietari o Concessionari, se entrambe le strutture vengono contenute in un manufatto di protezione non metallico. Analoghe prescrizioni devono essere rispettate quando non risulti possibile tenere l'incrocio a distanza uguale o superiore a 1 m dal giunto di un cavo oppure nei tratti che precedono o seguono immediatamente incroci eseguiti sotto angoli minori a 60° e per i quali non risulti possibile osservare prescrizioni sul distanziamento.

Stazione elettrica di trasformazione MT/AT e Cavidotto AT

Gli elementi chiave nella consegna di energia prodotta, in questo ultimo step, sono:

- Stazione elettrica di utenza di trasformazione a 150/30 kV;
- Cavidotto AT interrato di circa 100 m che funge da collegamento tra la sottostazione di trasformazione e la stazione di smistamento;

✘ . . . ✘ . . . _____ . . . ✘ . . . ✘

- Stallo AT condiviso con altri produttori.

L'ubicazione della stazione viene determinata a valle dell'individuazione del punto di connessione e realizzata in prossimità della strada esistente; inoltre verrà dotata di un ingresso di larghezza consona a garantire il transito agli automezzi (utili alla costruzione e alla manutenzione periodica) e di un accesso pedonale autonomo rispetto al locale di misura.

La sottostazione elettrica di trasformazione MT/AT in questo caso verrà realizzata e collocata nel comune di Taranto nei pressi della futura stazione di trasformazione e consegna RTN da 150 kV da inserire in "entra-esce" sulla sulla linea 380 kV "Erchie 380 - Taranto N2", previa realizzazione degli interventi previsti nel Piano di Sviluppo Terna.

L'impianto è sostanzialmente composto da:

- n°1 montante 150kV di collegamento all'elettrodotto in barra rigida costituito da sezionatore, trasformatori di misura e scaricatori di sovratensione;
- n°2 montanti 150kV di collegamento al trasformatore 30/150kV costituito da interruttore sezionatore, trasformatore di misura e scaricatore di sovratensione;
- n°2 trasformatori elevatore 30/150 kV;
- n°2 quadri elettrici 30kV, le apparecchiature di controllo e protezione della stazione e i servizi ausiliari, ubicati all'interno di un edificio in muratura.

Per ulteriori informazioni si rimanda all'elaborato "PR.02 Disciplinare descrittivo e prestazionale degli elementi tecnici".

Dentro la stazione verranno previste, a distanza di sicurezza dalle apparecchiature elettriche, aree di transito e di sosta asfaltate, mentre l'area destinata alle apparecchiature elettriche all'aperto verrà ricoperta in ghiaia.

La recinzione della stazione sarà di tipo aperto, composta da un muretto di base d'altezza circa 50 cm sulla quale verranno annegati dei manufatti distanziati tra loro come a formare i denti di un pettine. L'altezza totale della recinzione sarà di circa 3m.

I fabbricati ubicati dentro la recinzione, sono formati da un edificio promiscuo a pianta rettangolare e formato da:

- un locale comando - controllo - telecomunicazioni: il sistema di controllo permette, tra le tante cose, l'acquisizione/inoltro dati oltreché l'esecuzione di manovre di

✘ . . . ✘ . . . _____ . . . ✘ . . . ✘

riduzione di potenza o disconnessione imposti da TERNA gestibili da una o più postazioni da remoto;

- un locale controllo aerogeneratori;
- un vano misure all'interno del quale sono allocati i contatori adibiti alla misura commerciale e fiscale dell'energia elettrica.

I fabbricati saranno in muratura oppure in lamiera coibentata, in base alle scelte progettuali in fase esecutiva. Per concludere la sottostazione elettrica di trasformazione MT/AT si collega direttamente, attraverso cavidotto AT di lunghezza indicativa di 100 m circa, alla stazione di smistamento della RTN, da definirsi in fase esecutiva.

Il cavidotto AT viene interrato e allocato in uno scavo appositamente riempito in modo che sia posto ad una quota di circa 1,70 m sotto al piano di campagna.

II. Condizionamenti e vincoli

La disposizione degli aerogeneratori è stata definita sulla base di considerazioni tecniche supportate da modelli di simulazione di funzionamento simultaneo delle macchine e delle condizioni geomorfologiche e anemometriche del sito, allo scopo di ottenere la massima produttività dall'impianto eolico. Tale disposizione è scaturita anche dall'analisi delle limitazioni connesse al rispetto dei vincoli gravanti sull'area. Inoltre, la disposizione delle torri, risolta nell'ambito della progettazione di un parco eolico, deve conciliare due opposte esigenze:

- il funzionamento e la produttività dell'impianto;
- la salvaguardia dell'ambiente nel quale si inseriscono riducendo ovvero eliminando, le interferenze ambientali a carico del paesaggio e/o delle emergenze architettoniche/archeologiche o sui biotopi presenti attraverso effetti elettromagnetici, un maggiore rumore e altro ancora.

Le norme e le prescrizioni degli strumenti urbanistici di tutti i livelli e gradi e i vincoli dell'area sono stati analizzati dettagliatamente nel Quadro di Riferimento Programmatico.

Un altro condizionamento che riguarda il posizionamento delle macchine è la **gittata massima** degli elementi rotanti in caso di rottura accidentale. Tale distanza è stata definita all'interno di un'apposita relazione in allegato al presente studio, cui vi si rimanda (PR17

✘ . . . ✘ . . . _____ . . . ✘ . . . ✘

"*Relazione effetto rottura organi rotanti*"), calcolata in valore pari a circa 244.16 m, condizione più gravosa che si verificherebbe se l'angolo di lancio fosse pari a 22°. Si tenga presente che tale valore nella realtà risulta inferiore, difatti è giusto considerare agire simultaneamente le condizioni peggiori di velocità del vento, velocità di rotazione e azione di portanza sul profilo alare dopo il distacco, ma le cause che porterebbero ad un eventuale distacco della pala o parte di essa sono rappresentate da un colpo di fulmine o da un urto accidentale di notevole intensità agente alla base della torre. L'accadimento di tali fenomeni ha un valore di rischio molto basso, resi ancora più bassi dal fattore di contemporaneità. Si tenga conto che tutte le turbine eoliche sono dotate di un complesso sistema parafulmine ma che per quanto riguarda l'urto non è pensabile potersi tutelare da un incidente, quale un velivolo o altro, che impatta sul rotore di una turbina o alla base della torre.

È verificata la distanza minima di ogni aerogeneratore da ogni potenziale ricettore ai sensi del DM 10/09/2010 "*Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati dalle Fonti Rinnovabili*" pari a 200 m.

III. Vocazione dei luoghi

Durante la scelta del layout, è stata posta attenzione alle esigenze di tutela ambientale, di natura e vocazione dei luoghi, con particolare riferimento al progetto CORINE LAND COVER, varato dal Consiglio delle Comunità Europee nel 1985. La legenda si articola su 3 livelli:

- il primo comprende 5 livelli generali che abbracciano le maggiori categorie di copertura sul pianeta (Territori modellati artificialmente, territori agricoli, territori boscati e ambienti semi-naturali, zone umide, corpi idrici);
- il secondo comprende 15 livelli secondari, adatti ad una rappresentazione nelle scale di 1:500.000/1.000.000
- il terzo comprende 44 livelli specifici, con voci più dettagliate, adatte appunto ad una scala di 1:100.000.

L'aspetto del suolo verrà maggiormente approfondito all'interno del quadro di riferimento ambientale, in generale però può dirsi che l'area in oggetto è classificata prevalentemente come *Seminativi in aree non irrigue*:

✠ ✠ _____ ✠ ✠

Sono da considerare perimetri irrigui solo quelli individuabili per fotointerpretazione, satellitare o aerea, per la presenza di canali e impianti di pompaggio.

Cereali, leguminose in pieno campo, colture foraggere, coltivazioni industriali, radici commestibili e maggesi.

Vi sono compresi i vivai e le colture orticole, in pieno campo, in serra e sotto plastica, come anche gli impianti per la produzione di piante medicinali, aromatiche e culinarie.

Vi sono comprese le colture foraggere (prati artificiali) ma non i prati stabili.

IV. *Analisi di micrositing e stima di producibilità*

Le caratteristiche anemologiche dell'area in cui è prevista la realizzazione dell'impianto sono ovviamente determinanti per la scelta sulla localizzazione del sito. Per una trattazione esaustiva dell'argomento si faccia riferimento alla relazione PR05, "*Relazione Anemologica*".

I dati raccolti hanno consentito l'elaborazione della rosa di distribuzione direzionale delle velocità, nonché dei dati relativi alla velocità media oraria e della direzione media oraria.

a. *Analisi dei dati anemometrici.*

I dati elaborati hanno consentito la determinazione della distribuzione direzionale e il profilo del vento per il sito specifico.

La direzione prevalente del vento risultante dall'analisi in mesoscala è NNW (Nord-NordOvest), mentre all'altezza al mozzo delle turbine è superiore a 7 m/sec, inoltre dai grafici mensili cumulativi dei dati la velocità media è superiore ai 6,50 m/sec e per alcuni mesi è superiore a 7,50m/sec.

L'analisi dei dati in questione è importante per una corretta progettazione dell'impianto eolico dato che questi dati influiscono direttamente su parametri quali, ad esempio, la disposizione degli aerogeneratori sul terreno, la mutua distanza da tenere tra le macchine al fine di evitare perdita di produzione di energia o fenomeni di stress sulle componenti meccaniche degli aerogeneratori causati dall'effetto "scia".

✘ . . . ✘ . . . _____ . . . ✘ . . . ✘

b. Stima di producibilità

La producibilità lorda del parco eolico, oggetto del presente studio, è stata valutata in rapporto al modello di aerogeneratore previsto da progetto. I risultati ottenuti con il modello di calcolo, macchina per macchina e per l'insieme dell'impianto, sono riportati nella tabella sottostante. I risultati di producibilità sono al netto delle perdite per scia indotta tra le macchine.

	UTM WGS 84 Lon. Est [m]	UTM WGS84 Lat. Nord [m]	Gross AEP [MWh/anno]	Ore [Anno]	Efficienza [%]	U [m/s]
WTG01	714529.84	4496926.84	20829.8	3720	98	7.59
WTG02	714150.00	4495769.00	20555.5	3671	96.6	7.59
WTG03	712628.85	4495801.60	20998.8	3750	98.8	7.59
WTG04	713005.75	4494790.71	20742.1	3704	97.6	7.59
WTG05	714498.66	4495108.29	20312.9	3627	95.4	7.59
WTG06	715078.83	4492839.86	20662.7	3690	96.9	7.59
WTG07	714326.37	4492750.10	20509.9	3662	95.7	7.59
WTG08	713933.40	4492226.68	20540.5	3668	96.3	7.59
WTG09	712800.15	4490547.40	20923	3736	98.1	7.59
WTG10	711953.93	4489417.93	21076.4	3764	98.8	7.59

Tabella 14. Risultati ottenuti dal modello di calcolo tramite software WindPro

Le ore di funzionamento riportate nella tabella precedente, sono calcolate in funzione della potenza limitata a 5600kW e non della potenza nominale di 6200kW.

La producibilità lorda è ottenuta dal processo di calcolo che tiene conto unicamente delle perdite dovute all'effetto scia che si genera tra gli aerogeneratori, pertanto a tali producibilità lorde devono essere sottratte le perdite dovute all'impianto e cioè:

✘ . . . ✘ . . . _____ . . . ✘ . . . ✘

Perdite considerate	Incidenza %
Disponibilità aerogeneratori	-3
Disponibilità B.O.P.	-1
Disponibilità rete	-0.2
Perdite elettriche	-1.5
Prestazioni aerogeneratori	-2.8
Densità dell'aria	-2.5
Altre perdite	-0.2
TOTALE PERDITE	-11.2

Tabella 15. Risultati ottenuti dal modello di calcolo tramite software WindPro

Possiamo riassumere i valori di producibilità lorda e netta nella seguente tabella:

Gross AEP [MWh/anno]	Gross AEP [ore/anno]	Perdite totali %	NET AEP [MWh/anno]	NET AEP [ore/anno]
212991	3697	-11.2	189136	3377

Tabella 16. Confronto producibilità lorda (Gross) e netta (Net)

| C | ANALISI DELLE ALTERNATIVE

I. Opzione "0" ("Do Nothing")

L'alternativa "0" consiste nel valutare quale sarebbe la situazione dell'area di collocazione del progetto al tempo della realizzazione dell'opera, qualora questa non venisse realizzata. Ciò significa valutare il naturale trend delle matrici ambientali quali atmosfera, ambiente idrico, suolo e sottosuolo ecc. in assenza di trasformazioni indotte dal progetto.

Dall'annuario dei dati ambientali 2020 "Annuario in cifre" (95/2021), ad opera dell'ISPRA, sono stati definiti qualitativamente e in parte quantitativamente i trend suddetti dei soli indicatori utili all'attuale studio e di cui si riporta una sintesi.

☒ ☒ _____ ☒ ☒

Clima

Per valutare l'andamento del clima di una definita area geografica, è stata presa in considerazione la sua principale variabile, ovvero la temperatura. L'indicatore rappresenta la media, in un determinato intervallo di tempo, dei valori di temperatura dell'aria misurata a due metri dalla superficie. L'aumento della temperatura media registrato in Italia negli ultimi trenta anni (Figura 20) è stato quasi sempre superiore a quello medio globale sulla terraferma. L'aumento della temperatura media in Italia di circa 0,38 °C per decade, comporta sicuramente un trend negativo per gli standard imposti dalla comunità europea, che hanno come obiettivo quello di contrastare il riscaldamento in atto nel sistema climatico.

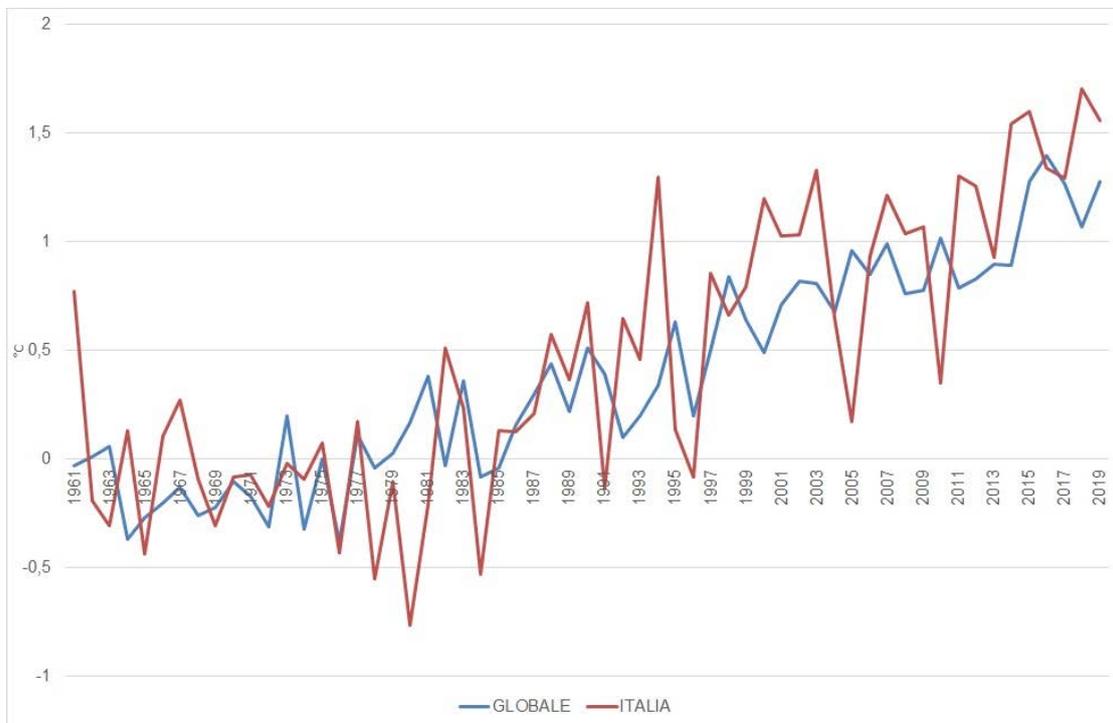


Figura 20. Serie delle anomalie medie annuali della temperatura media sulla terraferma, globale e in Italia, rispetto ai valori climatologici normali 1961-1990 (AiC 2020-ISPRA)

L'anomalia della temperatura media annuale è stata in media di +1,87°C al Nord, +1,74°C al Centro e +1,12°C al Sud e Isole. L'andamento nel corso dei mesi è stato analogo nelle tre macroaree geografiche;

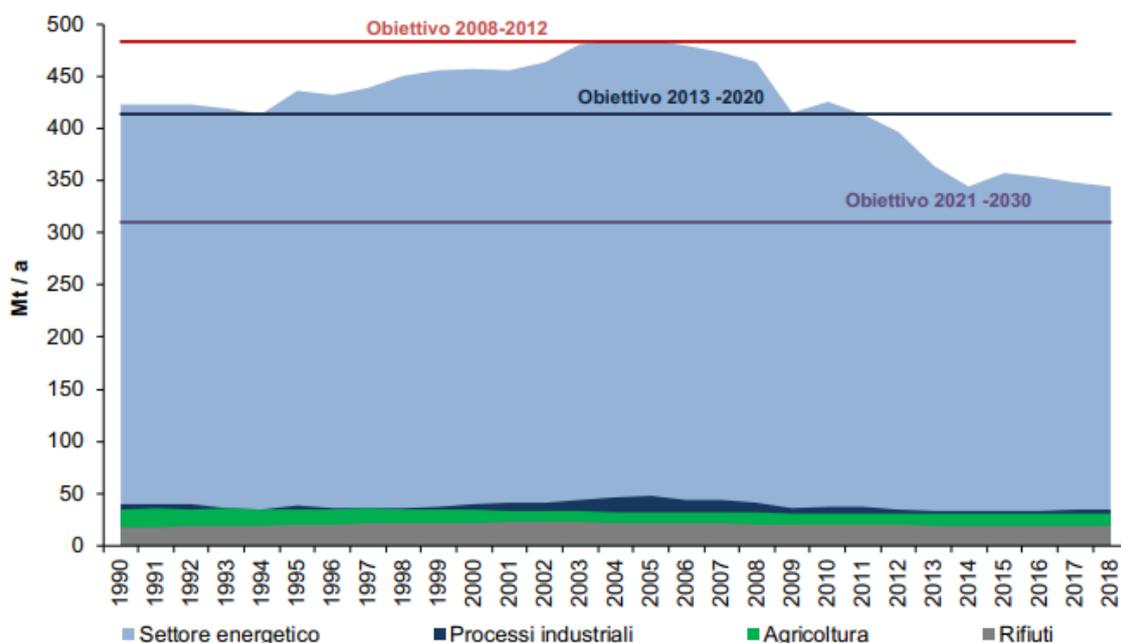
Atmosfera:

- Emissioni gas serra

⌘ ⌘ _____ ⌘ ⌘

Le emissioni sono espresse in termini di CO₂ equivalente.

Dall'analisi dei dati, nel 2018, si registra una riduzione sensibile delle emissioni rispetto al 1990 (-17,2%), spiegata dalla recessione economica che ha frenato i consumi negli ultimi anni ma anche da un maggiore utilizzo di energie rinnovabili, con conseguente riduzione delle emissioni di CO₂ (-20,5% rispetto al 1990).



Fonte : ISPRA

Figura 21. Emissioni nazionali settoriali di gas serra in CO₂ equivalente, secondo la classificazione IPCC (AiC 2020-ISPRA)

L'andamento complessivo dei gas serra, indicatore preso in considerazione, è dunque positivo con riferimento all'obiettivo europeo per il 2020 della riduzione del 20% delle emissioni di gas serra rispetto ai livelli del 1990, ed è determinato principalmente dal settore energetico.

- **Qualità dell'aria ambiente: particolato (PM10)**

Tra il 2010 e il 2019 è stato individuato un trend decrescente significativo (268 stazioni di monitoraggio su 370, pari al 72% dei casi), si osserva una riduzione media annuale del 2,5% indicativa dell'esistenza di una tendenza di fondo alla riduzione delle concentrazioni di PM10 in Italia. Nel 2019, il valore limite giornaliero del PM10 (50 µg/m³, da non superare più di 35 volte in un anno civile) è stato superato nel 22% delle stazioni di monitoraggio, la percentuale sale al 76% se si considera il valore di riferimento raccomandato dall'Organizzazione

☒ ☒ _____ ☒ ☒

Mondiale della Salute (OMS) per gli effetti a breve termine sulla salute umana ($50 \mu\text{g}/\text{m}^3$, da non superare più di 3 volte in un anno civile). I valori più elevati sono stati registrati nell'area del bacino padano e in alcune aree urbane del Centro Sud.

- **Qualità dell'aria ambiente: ozono troposferico (O_3)**

Tra il 2010 e il 2019, non è possibile individuare un trend statisticamente significativo in quanto la tendenza di fondo appare sostanzialmente monotona.

- **Qualità dell'aria ambiente: Biossido di azoto (NO_2)**

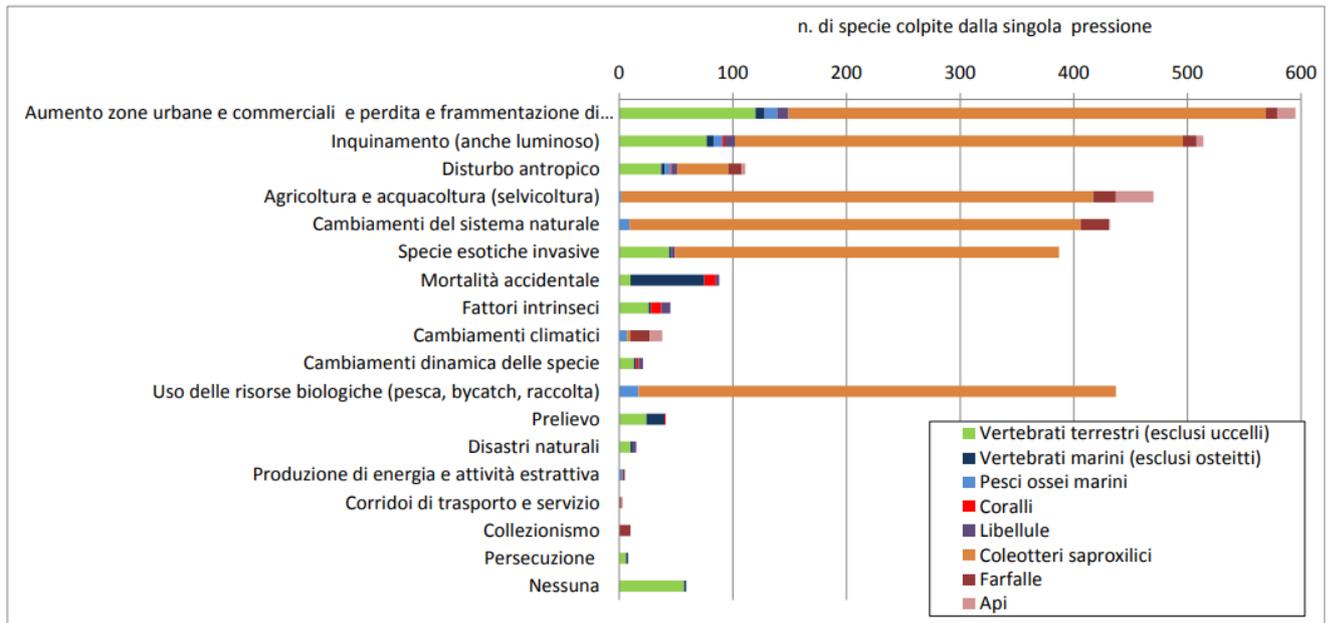
Tra il 2010 e il 2019, è stato individuato un trend decrescente statisticamente significativo (331 stazioni di monitoraggio su 421, pari al 79% dei casi), si osserva una riduzione media annuale del 3,2% ($-13\% \div -0,5\%$), indicativa dell'esistenza di una tendenza di fondo alla riduzione delle concentrazioni di NO_2 in Italia. Nel 2019, il Valore limite orario è rispettato ovunque, il valore di riferimento OMS, che non prevede superamenti dei $200 \mu\text{g}/\text{m}^3$, è superato in 13 stazioni (pari al 2% delle stazioni con copertura temporale sufficiente), il valore limite annuale paria a $40 \mu\text{g}/\text{m}^3$ come media annua, che coincide con il valore di riferimento OMS per gli effetti a lungo termine sulla salute umana, è superato in 30 stazioni (5%). La quasi totalità dei superamenti sono stati registrati in stazioni orientate al traffico, localizzate in importanti aree urbane.

Biosfera

- **Consistenza e livello di minaccia di specie animali**

Dalle Liste Rosse si evince che 6 specie si sono estinte e 161 sono minacciate di estinzione, con percentuali di rischio variabili in funzione delle famiglie di specie stesse. Le principali pressioni che agiscono sulla fauna sono l'aumento di zone urbane e commerciali e la perdita e frammentazione degli habitat (segnalate per 595 specie), l'inquinamento, compreso quello luminoso (514 specie), gli impatti dovuti all'agricoltura, selvicoltura e acquacoltura (470 specie), l'uso delle risorse biologiche (pesca, bycatch e raccolta, segnalate per 437 specie), i cambiamenti dei sistemi naturali (432 specie) e infine le specie esotiche invasive, che rappresentano una minaccia per 387 specie.

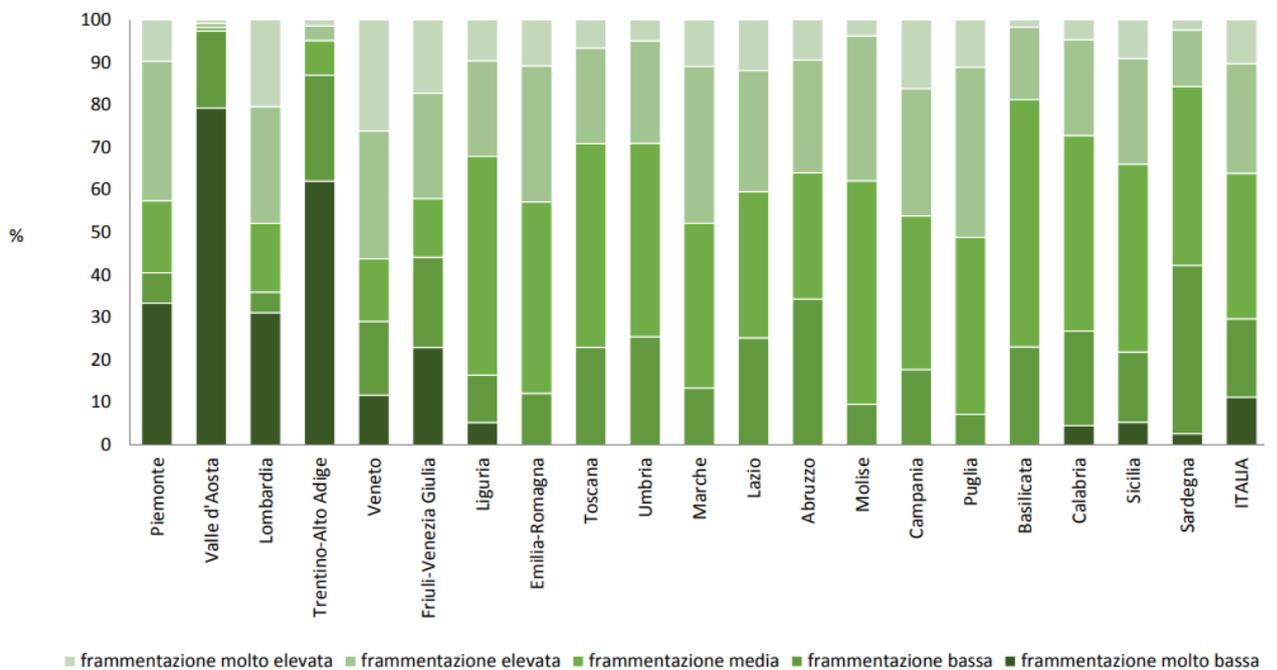
✂ ✂ _____ ✂ ✂



Fonte: Elaborazioni ISPRA su dati tratti dalle Liste Rosse Italiane. Comitato italiano IUCN e MATTM.

Figura 22. Principali tipologie di pressione a cui sono soggetti i gruppi faunistici valutati dalle Liste Rosse italiane (AiC 2020-ISPRA)

• Frammentazione del territorio naturale e agricolo



Fonte: Elaborazione ISPRA su cartografia SNPA

Figura 23. Copertura percentuale del territorio per classi di frammentazione (2019) (AiC 2020-ISPRA)

❏ ❏ _____ ❏ ❏

Il 36% del territorio nazionale è caratterizzato da frammentazione “molto elevata” ed “elevata”, in corrispondenza di una maggiore densità di urbanizzazione, infatti il grado di frammentazione è strettamente correlato al livello di consumo di suolo che interessa il territorio. A livello regionale la ripartizione del territorio nelle 5 classi di frammentazione presenta un quadro diversificato tra le regioni del Nord, con una ripartizione più omogenea tra le 5 classi, con valori percentuali leggermente maggiori per le classi estreme di frammentazione (alta e bassa frammentazione), e le regioni del Centro-Sud e Isole in cui, invece, le aree a media frammentazione risultano predominanti con valori che oscillano tra circa il 30% e il 60% del proprio territorio.

Idrosfera (non sono previste alterazioni dell'idrosfera)

Geosfera

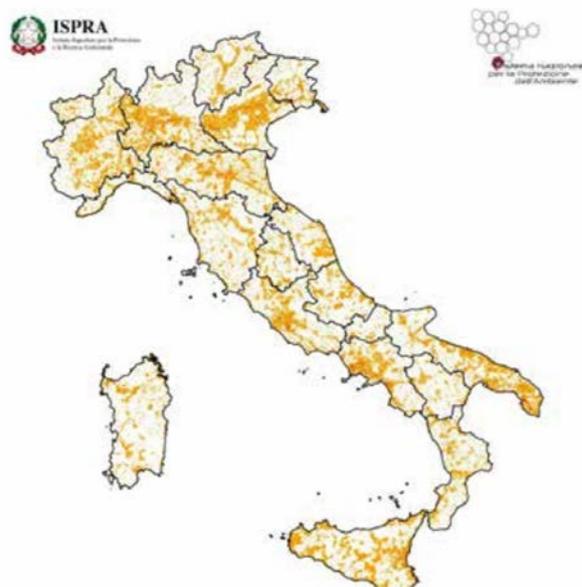
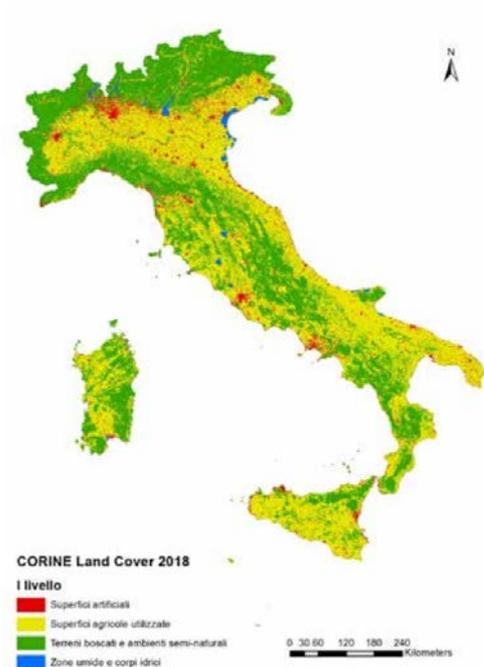


Figura 24. Aree in degrado tra il 2012 e il 2019 per una o più cause di degrado (AiC 2020-ISPRA)

- **Degrado del suolo**

Il degrado del suolo e del territorio è un fenomeno complesso su cui incidono molti fattori interdipendenti. I risultati mostrano che circa il 4,5% del territorio nazionale è stato degradato da più di un fattore ponendo questi territori tra le aree da tenere maggiormente sotto controllo. Complice anche l'estesa artificializzazione, le regioni che registrano il peggioramento più alto tra il 2012 e 2019 sono la Sicilia e il Veneto con oltre il 30% di territorio in degrado.

☒ ☒ _____ ☒ ☒

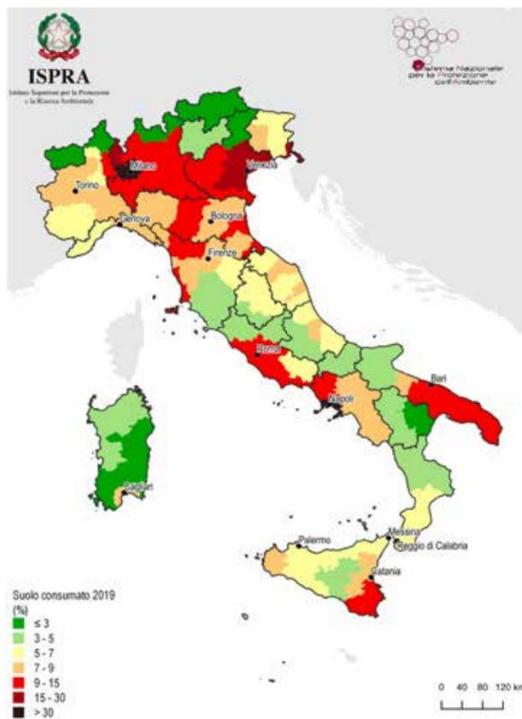


Fonte: ISPRA/SNPA

Figura 25. Uso del suolo per classi di primo livello CLC (2018) (AiC 2020-ISPRA)

- **Uso del suolo**

A scala nazionale si evidenzia, tra il 2012 e il 2018, un incremento generalizzato delle aree artificiali principalmente a scapito delle aree agricole e, in minor misura, delle aree boschive e seminaturali. In Italia, come nel resto d'Europa, le aree coltivate mostrano una contrazione legata ai processi di abbandono colturale o di urbanizzazione, mentre le aree urbane confermano il trend espansivo. Le regioni con la maggiore percentuale di aree artificiali sono Lombardia, Emilia-Romagna e Veneto.



Fonte: Elaborazione ISPRA su cartografia SNPA Elaborazione ISPRA su cartografia SNPA

Figura 26. Suolo consumato a livello provinciale (2019) (AiC 2020-ISPRA)

- **Impermeabilizzazione e consumo di suolo**

Il consumo di suolo continua a trasformare il territorio con velocità elevate. Nel corso del 2019 l'impermeabilizzazione complessiva è arrivata a 21.000 km². I valori percentuali più elevati si registrano al Nord, in 15 regioni il suolo consumato supera il 5%, con i valori più elevati in Lombardia, Veneto e Campania che vanno oltre il 10% di superficie regionale consumata.

⌘ ⌘ _____ ⌘ ⌘

Nel confrontare la proposta del proponente con l'alternativa di non realizzazione pare evidente come, seppur in assenza di alterazione delle matrici ambientali, le stesse perseguono un proprio andamento caratterizzato da una moltitudine di fattori.

Mentre gli indicatori rappresentativi di biosfera, geosfera e soprattutto clima hanno un trend decrescente, quelli relativi all'atmosfera riscontrano andamento positivo per via di azioni programmatiche, tra cui l'incentivazione di fonti energetiche rinnovabili, che hanno contribuito al miglioramento di qualità della risorsa.

Per gli indicatori con trend decrescente, si assume che i valori siano pari a quelli attuali, a vantaggio di sicurezza, in quanto se la qualità della risorsa peggiora nel tempo, considerando la qualità attuale significherebbe considerare una qualità migliore rispetto a quella che realmente si avrebbe in un prossimo futuro. Per quelli con trend crescente, invece, la realizzazione del progetto deve contribuire al miglioramento di qualità, portando i valori che si avrebbero in un prossimo futuro a livelli più alti. Di seguito due schemi esemplificativi di quanto detto.

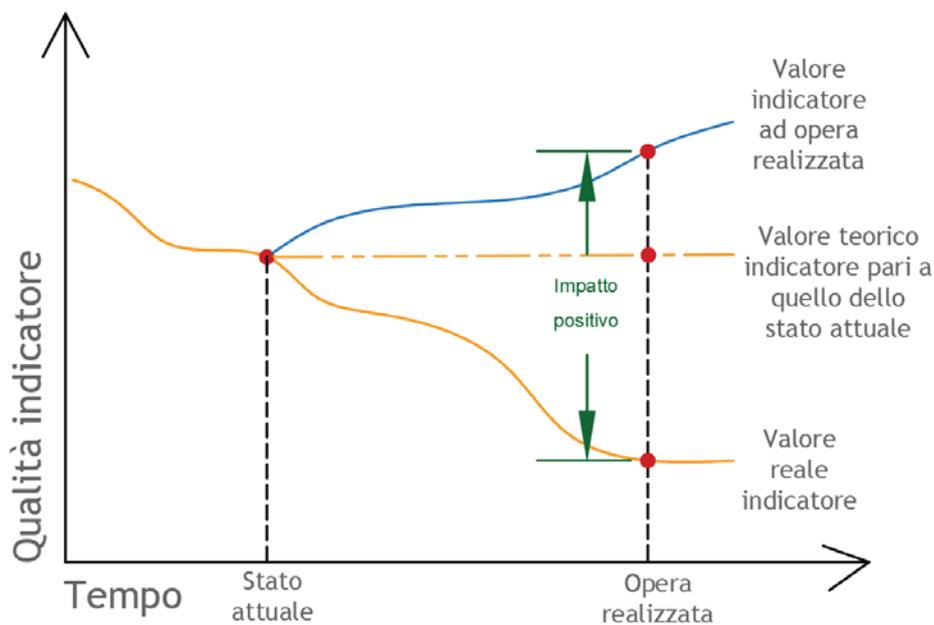


Figura 27. INDICATORE CON TREND DECRESCENTE: Definizione di impatto positivo per indicatori con trend decrescente

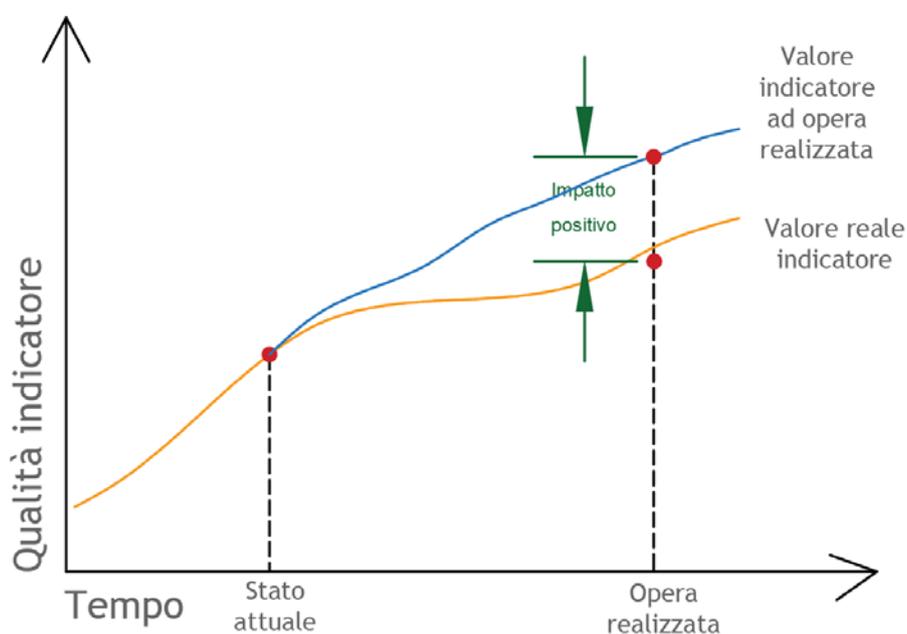


Figura 28. INDICATORE CON TREND CRESCENTE Definizione di impatto positivo per indicatori con trend crescente

Per cui nel complesso, l'opera, rispetto alla baseline ha degli impatti che nel complesso vengono giudicati come bassi e trascurabili tra cui l'occupazione e il consumo del suolo ma che in questo caso è di carattere puntuale e senza contare che normalmente la realizzazione di impianti eolici viene eseguita in aree a destinazione agro-silvo-pastorale, attività totalmente compatibili con l'impianto di energia da fonte eolica.

Può dirsi, in generale, che la non realizzazione del progetto avrebbe diverse conseguenze negative quali:

- il ricorso a fonti fossili e l'aumento dell'emissione dei gas climalteranti entrambi legati alla problematica di inquinamento atmosferico che si ha intenzione di risolvere, senza contare ovviamente che in tal modo si andrebbe contro gli obiettivi nazionali e comunitari che esplicitamente domandano un incremento delle percentuali di energia da FER.
- non andrebbe a favore lo sfruttamento a pieno del potenziale eolico dell'area;
- si avrebbe una mancata offerta di nuova fonte di occupazione, sia a livello locale che nazionale, sia durante la fase di cantiere che di gestione durante l'esercizio.

L'opzione "0" è inclusa tra le alternative confrontate nell'analisi delle alternative "AL" progetto.

✘ . . . ✘ . . . _____ . . . ✘ . . . ✘

II. Alternative di progetto

Le alternative di progetto consistono nell'analizzare i possibili cambiamenti apportabili nell'ambito dello stesso progetto per poter perseguire l'obiettivo finale, ovvero la produzione di energia.

Per quanto riguarda dunque gli aerogeneratori, le principali alternative tecniche possono riguardare:

1. *Potenza delle turbine eoliche:*

Non avrebbe senso considerare una potenza inferiore, ma al contrario la scelta di una potenza maggiore sarebbe vincolata alle condizioni di ventosità presenti sull'area. La scelta del modello *Vestas V150 da 5.6 MW* è stata scelta in quanto garantisce la massima producibilità con un minore numero di macchine installate. Inoltre, la tipologia scelta rappresenta la più avanzata della gamma in termini di efficienza, affidabilità e sistemi di collegamento;

2. *Numero delle turbine eoliche:*

Chiaramente, esso potrebbe aumentare o diminuire. Per il parco in oggetto sono previsti *10 aerogeneratori* per una potenza complessiva di circa 56 MW. La diminuzione comporterebbe una potenza inferiore, a svantaggio della produzione di energia. Considerare un aumento del numero di turbine andrebbe a vantaggio dell'economia (in quanto avrebbero un costo più contenuto) ma a svantaggio dell'ambiente poiché implicherebbe una maggiore sottrazione del suolo, si rischierebbe di non rispettare le distanze minime tra loro dovendo effettuare la disposizione sulla stessa superficie, si incrementerebbe l'effetto di affastellamento per cui andrebbe ad inficiare sull'impatto percettivo del parco stesso e comporterebbe un valore di potenza tale da non giustificare più la sostenibilità economica che tanto spinge il ricorso agli impianti di macro-generazione.;

3. *Numero di eliche per singolo aerogeneratore:*

L'ottimizzazione del profilo alare e l'aerodinamicità della pala sono fondamentali nella riduzione delle perdite aerodinamiche, meccaniche ed elettriche e nell'incremento del rapporto tra la potenza effettiva di uscita e la potenza massima estraibile dal vento. Il progetto prevede un sistema *tripala* in quanto sono preferibili, almeno nel grande eolico. Questo perché aumentando il numero di pale del rotore

⌘ ⌘ _____ ⌘ ⌘

aumenta la sua efficienza aerodinamica, ma bisogna tener in conto anche considerazioni relative soprattutto alla rumorosità del rotore e di tipo estetico (nel senso di dare l'idea di un movimento continuo delle pale), oltre che alla superiore affidabilità data dal maggiore bilanciamento del rotore, che si traduce in minori costi di gestione e manutenzione;

4. Posizione dell'asse di rotazione:

Rispetto alla direzione del vento, sono confrontabili due alternative:

- Aerogeneratore ad asse orizzontale (HAWT, ovvero Horizontal Axis Wind Turbine) per i quali il rotore va orientato, attivamente o passivamente, parallelamente alla direzione di provenienza del vento
- Aerogeneratore ad asse verticale (VAWT, ovvero Vertical Axis Wind Turbine) per i quali l'orientamento del rotore è indipendente dalla direzione di provenienza del vento

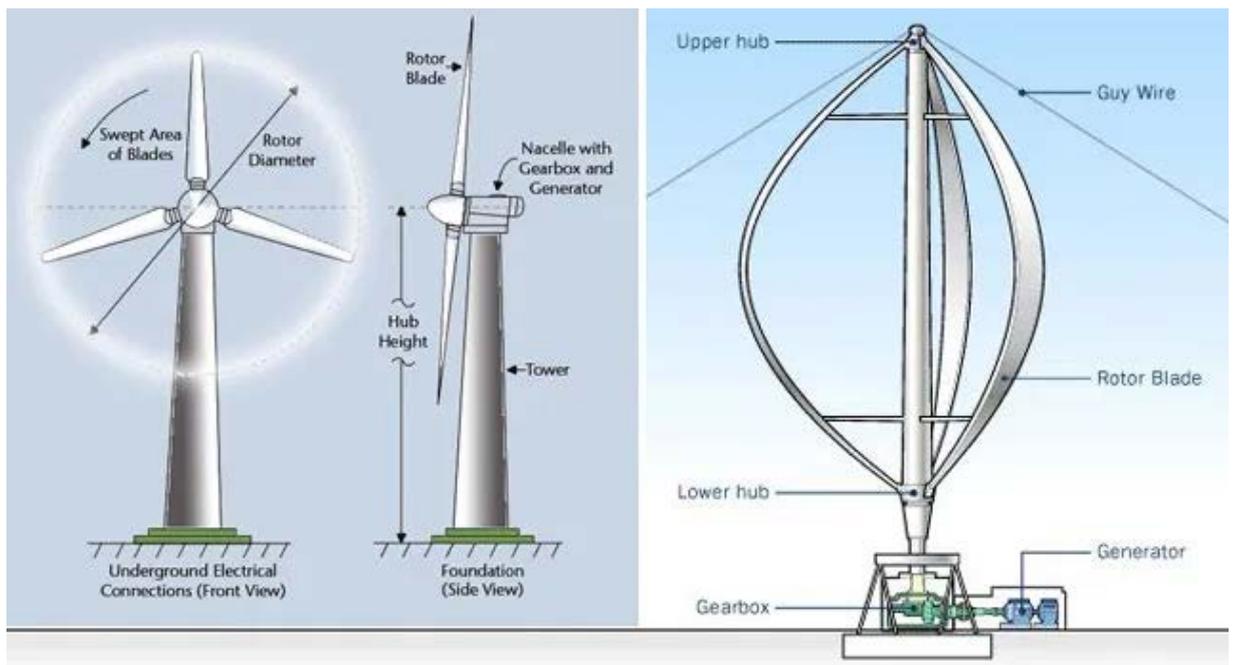


Figura 29. Esempio di HAWT (a sinistra) e di VAWT (a destra)

Per il progetto il sistema scelto è quello **HAWT** in quanto sono più efficienti rispetto a quelli con asse verticale perché questi ultimi, nonostante non necessitano di un sistema di orientamento delle pale, sono caratterizzati dal fatto che tutta la superficie è esposta al vento: la coppia sulle pale durante la rotazione provoca una maggiore fatica, riducendo il rendimento.

❏ ❏ _____ ❏ ❏

5. Disposizione planimetrica delle macchine:

Diverse possono essere le opzioni di layout impianto che può seguire, ad esempio, un reticolo quadrato o romboidale, può essere disposto su una singola fila o su file parallele, a croce di S. Andrea, può essere la combinazione delle precedenti avere disposizione apparentemente casuale. Quest'ultimo, definito per il progetto corrente, in funzione soprattutto di orografia, vincoli presenti nell'area, producibilità dell'impianto, riduzione di perdite per effetto scia ecc.;

6. "Estetica" delle macchine:

L'impatto visivo legato all'inserimento nel territorio degli aerogeneratori può essere modificato anche tramite il colore delle torri eoliche, che ha una forte influenza riguardo alla visibilità dell'impianto e al suo inserimento nel paesaggio, visto che alcuni colori possono aumentare le caratteristiche di contrasto della torre eolica rispetto allo sfondo. Il colore più utilizzato dai costruttori per le torri tubolari è il bianco, in varie tonalità. Alcuni propongono un colore verde per la parte basale delle torri, per integrarli con la vegetazione circostante e per le pale la maggior parte dei costruttori utilizza lo stesso colore delle torri, ma è comunque necessario impiegare vernici antiriflesso che assicurino l'assenza di tale fenomeno che potrebbe aumentare moltissimo la visibilità delle pale. Per il progetto in questione si opta per tonalità in grado di avere un inserimento "morbido" della turbina nel paesaggio, ovvero un *bianco crema*.

Per maggiori dettagli sulle scelte effettuate per il progetto, si faccia riferimento ai precedenti capitoli.

III. *Alternative di localizzazione*

Nell'ambito delle FER, la regione Puglia ha predisposto il P.P.T.R. (descritto all'interno del Quadro di Riferimento Programmatico), in cui sono state definite "linee guida sulla progettazione e localizzazione di impianti di energia rinnovabile", le quali mirano alla valorizzazione dei potenziali mix energetici peculiari della regione. La produzione di energia viene intesa come un'occasione per *convertire risorse nel miglioramento delle aree produttive, delle periferie, della campagna urbanizzata creando le giuste sinergie tra crescita del settore energetico, valorizzazione dei paesaggi e salvaguardia dei suoi caratteri identitari. [...] la questione non è tanto legata a come localizzare l'eolico per evitare che si*

✘ . . . ✘ . . . _____ . . . ✘ . . . ✘

veda, ma a come localizzarlo producendo dei bei paesaggi. Obiettivo deve necessariamente essere creare attraverso l'eolico un nuovo paesaggio o restaurare un paesaggio esistente.

Non è possibile prendere in esame un'alternativa di localizzazione perché non potrebbe prescindere da alcune caratteristiche che variano di volta in volta e sulle quali bisogna svolgere un'indagine preliminare prima di inquadrarvi il progetto; le caratteristiche in questione sono:

- Ventosità dell'area da cui dipende la producibilità dell'impianto senza la quale non si potrebbe avviare neanche la progettazione;
- Sviluppo infrastrutturale e sottostazione elettrica disponibile nelle vicinanze per l'allaccio;
- Vincoli dell'area.

Per i motivi sopra esposti la scelta di localizzazione dell'impianto non può essere diversa da quella considerata.

IV. *Alternative al progetto*

Le alternative al progetto, oltre all'alternativa "0", sono rappresentate dal ricorso ad altri impianti da FER, escludendo a priori gli impianti di produzione di energia non sostenibili soprattutto da un punto di vista ambientale.

- ☉ La prima ipotesi consiste nel ricorso alla produzione di energia elettrica da impianto fotovoltaico; ipotizzando di avere una stessa produzione totale chiaramente è da mettere in conto una maggiore occupazione di suolo da parte dei pannelli fotovoltaici. La porzione di suolo occupata dai pannelli va a sottrarre superficie che normalmente è destinata all'uso agricolo andando contro l'economia locale, perché contro gli interessi degli imprenditori agricoli locali, oltretutto sconveniente per l'ambiente perché l'uso agricolo del terreno va a ridurre in parte il rischio di dissesto idrogeologico.
- ☉ La seconda ipotesi contempla invece il ricorso ad un impianto a biomassa, in tal caso il problema più grande sarebbe rappresentato dall'approvvigionamento di materia prima: non potendo fornirsi all'interno di una certa area e dovendosi dunque allontanare ciò comporterebbe uno svantaggio economico del quale però non si potrebbe fare a meno non bastando, per l'alimentazione dell'impianto, i sottoprodotti da attività agricola.

⌘ ⌘ _____ ⌘ ⌘

L'aumento del traffico e del movimento dei mezzi porterebbe inevitabilmente ad un aumento dell'inquinamento atmosferico a causa dell'emissione di sostanze inquinanti e/o gas climalteranti.

	Alternative	Atmosfera	Acqua	Suolo	Biodiversità	Salute pubblica	Rumore
	"0"	/	/	/	/	/	/
Alternative dimensionali	Riduzione turbine	0	0	0	0	0	0
	Aumento turbine	0	0	0	0	-	-
Alternative progettuali	Fotovoltaico	0	0	-	-	-	+
	Biomasse	-	-	-	0	-	-

Tabella 17. riepilogo impatti su matrici ambientali contestualmente alle alternative di progetto possibili-
NC: Non classificabile

Da come illustrato nella Tabella 17, l'unico impatto positivo sarebbe l'assenza di rumore nel caso di ricorso ad un impianto fotovoltaico al posto di uno eolico.

L'alternativa "0" non comporta nessun impatto, sia esso positivo o negativo, ma bisogna tener conto che nella non realizzazione si va contro il principio per cui si è ricorsi all'utilizzo delle FER.

Il giudizio complessivo risulta essere negativo poiché nella non realizzazione del progetto non si ha il raggiungimento degli obiettivi prefissati a livello nazionale ed europeo.

L'alternativa che prevede l'incremento del numero di turbine implica un impatto negativo su:

- ☉ salute umana: predisporre un numero maggiore di turbine è piuttosto difficoltoso in quanto verrebbe meno il rispetto della distanza minima tra di esse;
- ☉ rumore: per il motivo sopracitato, la difficoltà di predisporre le turbine potrebbe implicare anche che non vi sia una sufficiente distanza da abitazioni e/o edifici e che per tale motivo non vengano abbattute adeguatamente le emissioni rumorose.

⌘ ⌘ _____ ⌘ ⌘

L'alternativa che prevede la realizzazione di un *impianto fotovoltaico* implica degli impatti negativi su:

- ⌘ suolo: con una maggiore occupazione e conseguente sottrazione di superficie utile all'agricoltura visto il maggior ingombro di un pannello fotovoltaico rispetto ad una pala eolica;
- ⌘ biodiversità: alla sottrazione di suolo corrisponde un impoverimento delle specie floristiche;
- ⌘ salute umana: a parità di destinazione d'uso del suolo i fabbisogni occupazionali legati al fotovoltaico sono inferiori rispetto a quelli legati all'attività agricola e/o zootecnica.

Si ha invece un impatto positivo dovuto all'azzeramento delle emissioni rumorose con l'impiego del fotovoltaico.

L'opzione che comporta maggiori impatti negativi è di sicuro *quella legata alla realizzazione di un impianto a biomasse che, in riferimento a:*

- ⌘ atmosfera: comporta un aumento della concentrazione di emissione di polveri sottili di anidride carbonica;
- ⌘ acqua: determina uno sfruttamento maggiore dovuto alle esigenze di lavaggio;
- ⌘ suolo: determina un maggior quantitativo di suolo sottratto all'agricoli;
- ⌘ salute pubblica: la richiesta di sottoprodotti dell'attività agro-silvo-pastorale va a sbilanciare gli equilibri del mercato locale perché l'utilizzo ad esempio della legna che normalmente viene utilizzata per il riscaldamento domestico fa sì che l'utilizzo al fine di alimentare l'impianto a biomasse porti ad un aumento di richiesta e dunque del prezzo di mercato;
- ⌘ rumore: comporta un rumore maggiore di quello che implicherebbe un impianto eolico motivo per cui sarebbe conforme ad un'area industriale piuttosto che ad un'area agricola.

In conclusione, a seguito di quanto appena esposto, la proposta della proponente *ITW FRANCAVILLA S.r.l.* rappresenta la migliore tra le alternative possibili.