

MINISTERO DEL'AMBIENTE E DELLA SICUREZZA ENERGETICA

Procedura di Valutazione di Impatto Ambientale ex D.Lgs 152/2006

DOCUMENTAZIONE INTEGRATIVA PER LA VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE

HUB ENERGETICO AGNES ROMAGNA 1&2 UBICATO NEL TRATTO DI MARE
ANTISTANTE ALLA COSTA EMILIANO-ROMAGNOLA E NEL COMUNE DI RAVENNA

Titolo:

**ANALISI COMPARATIVA DI UN PARCO EOLICO ONSHORE DI UGUALE POTENZA
INSTALLATA**

Codice identificativo:

AGNROM_INT-R_EOLICO-ONSHORE

Proponente:



Agnes S.r.l.

P. IVA: 02637320397

Autore del documento:



Qint'x S.r.l.

P. IVA: 01445520396



DETTAGLI DEL DOCUMENTO

Titolo documento	Analisi comparativa di un parco eolico onshore di uguale potenza installata
Codice documento	AGNROM_INT-R_EOLICO-ONSHORE
Titolo progetto	Hub energetico Agnes Romagna 1&2
Codice progetto	AGNROM
Data	08/11/2023
Versione	1.0
Autore/i	L. Rossi; F. Melandri; P. Solaroli
Tipologia elaborato	Relazione
Cartella	16
Sezione	Documentazione integrativa
Formato	A4

VERSIONI

1.0	00	L. Rossi; F. Melandri; P. Solaroli	A. Bernabini	AGNES	Emissione finale
Ver.	Rev.	Redazione	Controllo	Emissione	Commenti

FIRMA DIGITALE



Agnes S.r.l.

Via del Fringuello 28, 48124 Ravenna

*Questo documento è di proprietà Agnes S.r.l.
Qualunque riproduzione, anche parziale, è vietata senza la sua preventiva autorizzazione.
Ogni violazione sarà perseguita a termini di legge.*



Sommario

PREMESSA	8
1. GENERALE	9
1.1 ABBREVIAZIONI	9
1.2 RIFERIMENTI	9
2. SCOPO DEL DOCUMENTO	10
3. METODOLOGIE E ASSUNZIONI ADOTTATE PER LA PROGETTAZIONE DELLA SOLUZIONE ALTERNATIVA	11
3.1 VALUTAZIONE DELLE AREE POTENZIALI IDONEE	13
3.1.1 PROFILO ANEMOLOGICO DELLA REGIONE EMILIA-ROMAGNA	14
3.1.2 BENI PAESAGGISTICI E RETE NATURA 2000 EMILIA-ROMAGNA	15
3.2 METODOLOGIA E SOFTWARE UTILIZZATO	17
4. PROGETTO OFFSHORE	19
5. PROGETTO ONSHORE COMPARATIVO	23
5.1 DEFINIZIONE DEI LAYOUT	23
5.2 SCHEDA TECNICA AEROGENERATORI	25
5.3 OPERE DI CONNESSIONE	28
5.4 OPERE CIVILI	29
5.5 CLUSTER	30
5.5.1 CLUSTER 1	30
5.5.2 CLUSTER 2	30
5.5.3 CLUSTER 3	32
5.5.4 CLUSTER 4	33
5.5.5 CLUSTER 5	34
5.5.6 CLUSTER 6	35
5.5.7 CLUSTER 7	36
5.5.8 CLUSTER 8	37
5.5.9 CLUSTER 9	38
5.5.10 CLUSTER 10	39
6. VALUTAZIONI COMPARATIVE	40
6.1 CALCOLO PRODUCIBILITÀ	40
6.1.1 RISULTATI OTTENUTI E CONFRONTO CON ROMAGNA 1 & 2	40
6.2 FOOTPRINT SUL FONDALE E/O TERRENO	42
6.2.1 SOLUZIONE ONSHORE	43
6.2.2 SOLUZIONE OFFSHORE	48
6.2.3 CONFRONTO	51



6.3	IMPATTO PAESAGGISTICO E VISIVO	52
6.3.1	SOLUZIONE ONSHORE.....	53
6.3.2	SOLUZIONE OFFSHORE.....	54
6.3.3	CONFRONTO	57
6.4	SUPERFICIE INTERDETTA AD ALTRI USI	58
6.4.1	SOLUZIONE ONSHORE.....	58
6.4.2	SOLUZIONE OFFSHORE.....	59
6.4.3	CONFRONTO	60
7.	CONCLUSIONI.....	62
APPENDICE A	64	
FOTO PAESAGGISTICHE E FOTOINSERIMENTI.....	64	
CONFRONTO CON ROMAGNA 1 & 2.....	81	
APPENDICE B	86	
REPORT DI PRODUCIBILITÀ DEI CLUSTER EOLICI ONSHORE.....	86	



Indice delle figure

FIGURA 1: DISTANZA TRA AEROGENERATORI.....	12
FIGURA 2: ROSA DEI VENTI RAPPRESENTATIVA DI TUTTI I CLUSTER	13
FIGURA 3: DATI VENTO REGIONE EMILIA-ROMAGNA	15
FIGURA 4: BENI PAESAGGISTICI E RETE NATURA 2000 EMILIA-ROMAGNA	16
FIGURA 5: BENI PAESAGGISTICI EMILIA-ROMAGNA (COLORE ROSA) E RELATIVO BUFFER DI 3 KM (COLORE VIOLA)	16
FIGURA 6 : PLANIMETRIA OPERE A MARE	20
FIGURA 7: PLANIMETRIA OPERE A TERRA	21
FIGURA 8: LAYOUT CLUSTER SU ORTOFOTO	24
FIGURA 9: UBICAZIONE DEI CLUSTER DI EOLICO ONSHORE NELLA REGIONE EMILIA-ROMAGNA.....	24
FIGURA 10: AEROGENERATORE VESTAS V162-6 MW	26
FIGURA 11: CURVA DI POTENZA A SX, E COEFFICIENTI C_p E C_T A DX	27
FIGURA 12: MAPPA CABINE ELETTRICHE REGIONE EMILIA-ROMAGNA.....	28
FIGURA 13 : POSIZIONAMENTO AEROGENERATORI CLUSTER 1.....	30
FIGURA 14: POSIZIONAMENTO AEROGENERATORI CLUSTER 2.....	31
FIGURA 15: POSIZIONAMENTO AEROGENERATORI CLUSTER 3.....	32
FIGURA 16: POSIZIONAMENTO AEROGENERATORI CLUSTER 4.....	33
FIGURA 17: POSIZIONAMENTO AEROGENERATORI CLUSTER 5.....	34
FIGURA 18: POSIZIONAMENTO AEROGENERATORI CLUSTER 6.....	35
FIGURA 19: POSIZIONAMENTO AEROGENERATORI CLUSTER 7.....	36
FIGURA 20: POSIZIONAMENTO AEROGENERATORI CLUSTER 8.....	37
FIGURA 21: POSIZIONAMENTO AEROGENERATORI CLUSTER 9.....	38
FIGURA 22: POSIZIONAMENTO AEROGENERATORI CLUSTER 10.....	39
FIGURA 23: SITI DI STUDIO SU CARTA GEO-LITOLOGICA (FONTE: GEOPORTALE NAZIONALE)	43
FIGURA 24: SITI DI STUDIO SU CARTA DEL PAESAGGIO GEOLOGICO (FONTE: REGIONE EMILIA-ROMAGNA).....	44
FIGURA 25: MAPPA GRANULOMETRICA DEI SEDIMENTI LUNGO L'IMPRONTA DEL PROGETTO.	49
FIGURA 26: MAPPA DI DISTRIBUZIONE DEGLI HABITAT BENTONICI.....	50
FIGURA 27: MAPPA DELL'INTERVISIBILITÀ DEGLI IMPIANTI OFFSHORE IN FUNZIONE DELLA DISTANZA DAL PUNTO DI OSSERVAZIONE	56
FIGURA 28: REGOLAZIONE DELLA CAMERA CON IL SOFTWARE WINDPRO	64
FIGURA 29: CLUSTER 1-2-3-4 – MAPPA CON UBICAZIONE PUNTO DI RIPRESA FOTOGRAFICA (44,266252° 11,358471°), CONO OTTICO, LINEA DI ORIZZONTE E LAYOUT D'IMPIANTO	65
FIGURA 30: CLUSTER 1-2- 3-4 – PUNTO DI RIPRESA FOTOGRAFICA 44,266252° 11,358471°, ANTE OPERAM, FONTE GOOGLE	65
FIGURA 31: CLUSTER 1-2-3-4 – PUNTO DI RIPRESA FOTOGRAFICA 44,266252° 11,358471°, POST OPERAM, FONTE GOOGLE	66
FIGURA 32: CLUSTER 1-2- 3-4 – FOTO AEREA, FONTE GOOGLE EARTH	66
FIGURA 33 : CLUSTER 1-2-3-4 – MAPPA CON UBICAZIONE PUNTO DI RIPRESA FOTOGRAFICA (44,290663° 11,338559°), CONO OTTICO, LINEA DI ORIZZONTE E LAYOUT D'IMPIANTO	67
FIGURA 34: CLUSTER 1-2-3-4 – PUNTO DI RIPRESA FOTOGRAFICA 44,290663° 11,338559°, ANTE OPERAM, FONTE GOOGLE.....	67
FIGURA 35: CLUSTER 1-2-3-4 – PUNTO DI RIPRESA FOTOGRAFICA 44,290663° 11,338559°, POST OPERAM, FONTE GOOGLE	68
FIGURA 36: CLUSTER 1-2-3-4 – FOTO AEREA, FONTE GOOGLE EARTH.....	68
FIGURA 37: CLUSTER 5– MAPPA CON UBICAZIONE PUNTO DI RIPRESA FOTOGRAFICA (44,197164° 11,470634°), CONO OTTICO, LINEA DI ORIZZONTE E LAYOUT D'IMPIANTO.....	69



FIGURA 38: CLUSTER 5 – PUNTO DI RIPRESA FOTOGRAFICA 44,197164° 11,470634°, ANTE OPERAM, FONTE GOOGLE	69
FIGURA 39: CLUSTER 5 – PUNTO DI RIPRESA FOTOGRAFICA 44,197164° 11,470634°, ANTE OPERAM, FONTE GOOGLE	70
FIGURA 40: CLUSTER 5 – FOTO AEREA, FONTE GOOGLE EARTH	70
FIGURA 41: CLUSTER 6 – MAPPA CON UBICAZIONE PUNTO DI RIPRESA FOTOGRAFICA (44,194140° 11,102772°), CONO OTTICO, LINEA DI ORIZZONTE E LAYOUT D’IMPIANTO.....	71
FIGURA 42: CLUSTER 6 – PUNTO DI RIPRESA FOTOGRAFICA 44,194140° 11,102772°, ANTE OPERAM, FONTE GOOGLE	71
FIGURA 43: CLUSTER 6 – PUNTO DI RIPRESA FOTOGRAFICA 44,194140° 11,102772°, POST OPERAM, FONTE GOOGLE	72
FIGURA 44: CLUSTER 6 – FOTO AEREA, FONTE GOOGLE EARTH	72
FIGURA 45: CLUSTER 7 – MAPPA CON UBICAZIONE PUNTO DI RIPRESA FOTOGRAFICA (44,063530° 11,818759°), CONO OTTICO, LINEA DI ORIZZONTE E LAYOUT D’IMPIANTO.....	73
FIGURA 46: CLUSTER 7 – PUNTO DI RIPRESA FOTOGRAFICA 44,063530° 11,818759°, ANTE OPERAM, FONTE GOOGLE	73
FIGURA 47: CLUSTER 7 – PUNTO DI RIPRESA FOTOGRAFICA 44,063530° 11,818759°, POST OPERAM, FONTE GOOGLE.....	74
FIGURA 48: CLUSTER 7 – FOTO AEREA, FONTE GOOGLE EARTH	74
FIGURA 49: CLUSTER 8 – MAPPA CON UBICAZIONE PUNTO DI RIPRESA FOTOGRAFICA (43,98153° 11,819939°), CONO OTTICO, LINEA DI ORIZZONTE E LAYOUT D’IMPIANTO.....	75
FIGURA 50: CLUSTER 8 – PUNTO DI RIPRESA FOTOGRAFICA 43,98153° 11,819939°, ANTE OPERAM, FONTE GOOGLE	75
FIGURA 51: CLUSTER 8 – PUNTO DI RIPRESA FOTOGRAFICA 43,98153° 11,819939°, POST OPERAM, FONTE GOOGLE.....	76
FIGURA 52: CLUSTER 8 – FOTO AEREA, FONTE GOOGLE EARTH	76
FIGURA 53: CLUSTER 9 – MAPPA CON UBICAZIONE PUNTO DI RIPRESA FOTOGRAFICA (43,857570° 12,161271°), CONO OTTICO, LINEA DI ORIZZONTE E LAYOUT D’IMPIANTO.....	77
FIGURA 54: CLUSTER 9 – PUNTO DI RIPRESA FOTOGRAFICA 43,857570° 12,161271°, ANTE OPERAM, FONTE GOOGLE	77
FIGURA 55: CLUSTER 9 – PUNTO DI RIPRESA FOTOGRAFICA 43,857570° 12,161271°, POST OPERAM, FONTE GOOGLE.....	78
FIGURA 56: CLUSTER 9 – FOTO AEREA, FONTE GOOGLE EARTH	78
FIGURA 57: CLUSTER 10 – MAPPA CON UBICAZIONE PUNTO DI RIPRESA FOTOGRAFICA (44,176970° 11,862097°), CONO OTTICO, LINEA DI ORIZZONTE E LAYOUT D’IMPIANTO.....	79
FIGURA 58: FIGURA 59: CLUSTER 10 – PUNTO DI RIPRESA FOTOGRAFICA 44,176970° 11,862097°, ANTE OPERAM, FONTE GOOGLE	79
FIGURA 60: FIGURA 61: CLUSTER 10 – PUNTO DI RIPRESA FOTOGRAFICA 44,176970° 11,862097°, POST OPERAM, FONTE GOOGLE	80
FIGURA 62: CLUSTER 10 – FOTO AEREA, FONTE GOOGLE EARTH	80
FIGURA 63: COMACCHIO ANTE OPERAM	81
FIGURA 64: COMACCHIO POST OPERAM	81
FIGURA 65: CASALBORSETTI ANTE OPERAM	82
FIGURA 66: CASALBORSETTI POST OPERAM	82
FIGURA 67: LIDO DI CLASSE ANTE OPERAM.....	83
FIGURA 68: LIDO DI CLASSE POST OPERAM	83
FIGURA 69: CESENATICO ANTE OPERAM	84
FIGURA 70: CESENATICO POST OPERAM.....	84
FIGURA 71: RIMINI ANTE OPERAM	85
FIGURA 72: RIMINI POST OPERAM.....	85



Indice delle tabelle

TABELLA 1: CARATTERISTICHE TECNICHE DEGLI AEROGENERATORI IPOTETICI DEL PROGETTO AGNES ROMAGNA	21
TABELLA 2: SPECIFICHE TECNICHE AEROGENERATORE.....	25
TABELLA 3: VALORI DI POTENZA, COEFFICIENTE DI POTENZA (C_p), COEFFICIENTE DI SPINTA AERODINAMICA (C_t) IN FUNZIONE DELLA VELOCITÀ DEL VENTO	26
TABELLA 4: COORDINATE (WG S84 UTM-33N) DEGLI AEROGENERATORI DEL CLUSTER 1.....	30
TABELLA 5: COORDINATE (WG S84 UTM-33N) DEGLI AEROGENERATORI DEL CLUSTER 2.....	31
TABELLA 6: COORDINATE (WG S84 UTM-33N) DEGLI AEROGENERATORI DEL CLUSTER 3.....	32
TABELLA 7: COORDINATE (WG S84 UTM-33N) DEGLI AEROGENERATORI DEL CLUSTER 4.....	33
TABELLA 8: COORDINATE (WG S84 UTM-33N) DEGLI AEROGENERATORI DEL CLUSTER 5.....	34
TABELLA 9: COORDINATE (WG S84 UTM-33N) DEGLI AEROGENERATORI DEL CLUSTER 6.....	35
TABELLA 10: COORDINATE (WG S84 UTM-33N) DEGLI AEROGENERATORI DEL CLUSTER 7.....	36
TABELLA 11: COORDINATE (WG S84 UTM-33N) DEGLI AEROGENERATORI DEL CLUSTER 8.....	37
TABELLA 12: COORDINATE (WG S84 UTM-33N) DEGLI AEROGENERATORI DEL CLUSTER 9.....	38
TABELLA 13: COORDINATE (WG S84 UTM-33N) DEGLI AEROGENERATORI DEL CLUSTER 10.....	39
TABELLA 14: SCHEDA TECNICA DONGFANG 8 MW-242M.....	40
TABELLA 15: RISULTATI PRODUCIBILITÀ DEI VARI CLUSTER	41
TABELLA 16: CONFRONTO ROMAGNA 1&2	41
TABELLA 17: CATEGORIE D'USO DEL SUOLO PER I SITI INDIVIDUATI (FONTE: DATABASE CORINNE LAND COVER	45
TABELLA 18: OPERE DA REALIZZARE E POTENZIALE FOOTPRINT SUL TERRENO	47
TABELLA 19: TABELLA RIEPILOGATIVA DI CONFRONTO.....	52
TABELLA 20: IMPATTO PAESAGGISTICO E VISIVO - CONFRONTO	57
TABELLA 21: SUPERFICI OCCUPATE DALLA SOLUZIONE ONSHORE IN RIFERIMENTO AGLI USI DEL SUOLO	59
TABELLA 22: CONFRONTO DELLE DUE SOLUZIONI IN TERMINI DI SUPERFICIE SOTTRATTA AD ALTRI USI	60
TABELLA 23: CARATTERISTICHE PRINCIPALI DELLE ALTERNATIVE OFFSHORE E ONSHORE	63



PREMESSA

*Il progetto **Agnes Romagna 1&2** è stato ideato nel 2017 dall'Ingegnere Alberto Bernabini, in un mondo assai diverso da quello di oggi, segnato profondamente dalla pandemia di covid-19 e la crisi geopolitica causata dalla guerra nell'Europa orientale.*

*L'obiettivo del Progetto, oggi più che allora, risulta in linea con quelle che sono le priorità del nostro tempo: **sicurezza energetica, a basse emissioni.***

Agnes sarà il primo progetto in Italia a proporre la coesistenza di impianti eolici e fotovoltaici marini, con a terra sistemi sia per l'immagazzinamento dell'elettricità con batterie che per la produzione e lo stoccaggio di idrogeno verde.

*La **simbiosi industriale** proposta da Agnes ha come principio cardine l'integrazione di diversi sistemi di produzione e stoccaggio di energia, creando sinergie vincenti per aumentare il contributo che le energie rinnovabili offrono contro il **cambiamento climatico antropogenico.***

*Soluzioni di questo genere consentiranno di **contrastare il pericolo del cambiamento climatico** con innovazioni tecnologiche e di processo, e contribuiranno in maniera sostanziale a ridurre le emissioni in atmosfera di gas a effetto serra. Nel caso specifico del progetto Agnes Romagna 1&2, sarà prodotta una quantità di **elettricità a basse emissioni superiore al fabbisogno energetico di mezzo milione di famiglie.***

*La scelta dell'**area di Ravenna** non è casuale. Dagli anni 50 dello scorso secolo, la città e il suo porto hanno rivestito un ruolo fondamentale nello sviluppo energetico del Paese. Ravenna diventò così la **capitale italiana del gas metano** grazie alla costruzione e installazione di numerose piattaforme estrattive al largo delle sue coste. Le implicazioni sulla filiera produttiva furono profonde e si assistette alla nascita di numerose aziende che rivestirono e rivestono tutt'ora un **ruolo importante nel settore offshore ed energetico**, anche a livello internazionale.*

*Oggi, tuttavia, è sempre più **necessaria una transizione ecologica** che vede come protagonisti impianti energetici che producono elettricità a basse emissioni, in combinazione con sistemi innovativi di stoccaggio dell'energia. Il progetto proposto, quindi, ha una **visione olistica di trasformazione del distretto energetico ravennate**, che da anni ormai vede la propria economia in declino.*

*In seguito all'istanza di VIA avanzata a febbraio 2023, la **Commissione Tecnica PNRR-PNIEC ed altri enti hanno formulato una serie di richieste di integrazioni**, al quale la scrivente ha **riscontrato redigendo un pacchetto di documentazione integrativa**, di cui il presente elaborato fa parte.*

*I riscontri sono stati redatti da ingegneri, scienziati in campo ambientale ed altre figure professionali, sia interni ad Agnes che appartenenti a società leader di settore: il contributo valoroso di questi esperti sta alla base di una **buona progettazione degna di un Progetto di grande ambizione e impatto.***



1. GENERALE

1.1 Abbreviazioni

Agnes o Proponente	Agnes S.r.l.
BESS	Battery Energy Storage System
CPRA	Capitaneria di Porto di Ravenna
CT	Commissione Tecnica PNNR-PNIEC
MASE	Ministero dell’Ambiente e della Sicurezza Energetica
OFPV	Impianto fotovoltaico galleggiante
P2Hy	Impianto di produzione, compressione, stoccaggio e distribuzione di idrogeno
Progetto	Hub Energetico Agnes Romagna 1&2
R1	Romagna 1
R2	Romagna 2
Regione ER	Regione Emilia-Romagna
RTN	Rete di Trasmissione Nazionale
STMG	Soluzione Tecnica Minima Generale
Terna	Terna S.p.A
VIA	Procedura di VIA ex D.Lgs 152/2006

1.2 Riferimenti

- a. “Studio sulla producibilità degli impianti eolici con dati rilevati in sito” codice “AGNROM_INT-R_EOLICO-PROD”
- b. “Studio di impatto ambientale – Volume 2” codice “AGNROM_SIA-R_VOLUME2”
- c. “Studio di impatto ambientale – Volume 3” codice “AGNROM_SIA-R_SIA-VOLUME3”
- d. “Relazione paesaggistica” codice “AGNROM-RP-R-REL-PAESAGGISTICA”
- e. “Relazione sulle interferenze delle opere a mare” codice “AGNROM_EP-R_REL-INT-MARE”
- f. [“Validation of Photomontages from WindPRO”](#)



2. SCOPO DEL DOCUMENTO

Il presente documento ha l'obiettivo di riscontrare alla seguente richiesta di integrazione ricevuta dalla Commissione Tecnica PNRR-PNIEC nell'ambito della procedura di VIA (ID 9505):

“Presentare alternative progettuali che paragonino il parco eolico in progetto, in termini di producibilità, impatto visivo, footprint sul fondale e/o terreno, superficie interdetta ad altri usi, con un cluster di parchi eolici onshore con potenza nominale equivalente”

Nei capitoli 3 e 5 quindi, verrà illustrata rispettivamente la metodologia utilizzata e il relativo progetto onshore, il quale nel capitolo 6 verrà comparato all'hub energetico Agnes Romagna 1&2, oggetto della procedura di VIA.

È importante premettere che per conferire solidità a questa analisi comparativa si è cercato, se pure con un grado di approfondimento limitato, per evidenti motivi, di realizzare un progetto onshore teorico che rispecchiasse il più fedelmente possibile gli aspetti tecnici e vincolistici di un progetto reale.

L'individuazione delle potenziali aree di ubicazione dei cluster, infatti, ha richiesto un considerevole impegno progettuale al fine di soddisfare vincoli fondamentali, come il rispetto delle distanze dalle zone SIC (Siti di Interesse Comunitario), dai beni paesaggistici e delle aree urbane. Inoltre, per ricreare condizioni realistiche, le località sono state selezionate anche in base alla presenza di risorsa eolica. A tal proposito, in linea generale sono state selezionate località in cui sono già presenti impianti o ve ne sono in fase di autorizzazione, ritenute particolarmente idonee per l'analisi. Per contro, non è stata presa in considerazione la distanza specifica tra le turbine e le singole abitazioni, al fine di evitare la formazione di numerosi piccoli cluster con una conseguente maggiore occupazione di suolo per raggiungere l'obiettivo di installare 600 MW di potenza; ciò nondimeno, solo un numero esiguo di turbine non rispetta tale vincolo, che comunque sarebbe superabile mediante esproprio, essendo gli impianti eolici classificati come opere di pubblica utilità “indifferibili ed urgenti” secondo l'Art. 12 del D.lgs. n. 387/2003.

Lo scopo di questo documento, quindi, è offrire una panoramica degli impatti potenziali che impianti di notevole potenza, come appunto 600 MW, potrebbero avere sul territorio della Regione Emilia-Romagna se fossero realizzati onshore anziché offshore, e delle relative conseguenze in termini ambientali e paesaggistici.

Nelle appendici del presente documento sono presenti tutti i fotoinserimenti dei cluster di impianti eolici onshore, nonché tutti i report di producibilità effettuati per l'analisi comparativa.

Si riporta di seguito per semplicità l'elenco delle appendici:

- **Appendice A** – Foto paesaggistiche e Fotoinserimenti, Confronto con Romagna 1&2
- **Appendice B** – Report di producibilità dei Cluster eolici onshore



3. METODOLOGIE E ASSUNZIONI ADOTTATE PER LA PROGETTAZIONE DELLA SOLUZIONE ALTERNATIVA

In primo luogo, si è deciso arbitrariamente di ubicare l'ipotetico progetto onshore nella Regione Emilia-Romagna in analogia con l'Hub energetico Agnes Romagna 1&2.

Al fine di presentare al Ministero un'alternativa realistica dell'equivalente impianto offshore, si è esclusa l'ipotesi di installare un singolo parco da 600 MW. Tale opzione sarebbe impossibile da approvare in Emilia-Romagna, un territorio caratterizzato da aree di grande valore ambientale e paesaggistico, in particolare nelle aree ad alta ventosità. In aggiunta, si è deciso di non considerare l'utilizzo di 75 turbine da 8 MW a causa delle imponenti dimensioni degli aerogeneratori. La soluzione più idonea sarebbe di montare turbine da 4 MW, che in Italia vedono un iter autorizzativo relativamente più semplice, ma ciò richiederebbe un numero eccessivo di turbine e conseguentemente di cluster, oltre a una serie di sfide operative e impatti ambientali e paesaggistici inaccettabili.

Si considerano, pertanto, 600 MW di potenza delocalizzati in 10 cluster eolici onshore da 10 aerogeneratori di 6 MW di potenza, una decisione che riflette la direzione indicata dalla Strategia Energetica Nazionale del 2017. Tale strategia incoraggia l'utilizzo di aerogeneratori di taglia maggiore e più efficienti, allo scopo di contenere il numero totale di aerogeneratori necessari per raggiungere la stessa potenza installata, oltre a migliorare l'integrazione paesaggistica e ridurre l'impatto visivo complessivo.

In particolare, i progetti più recenti per impianti onshore ottimizzati considerano aerogeneratori con potenze comprese tra 5,5 e 7,2 MW (nello studio proposto verrà considerato un aerogeneratore da 6 MW), caratterizzati da un diametro del rotore variabile tra 140 e 170 metri. L'altezza totale, che include sia la torre che le pale, varia da 200 a 250 metri. Queste specifiche tecnologiche rendono gli aerogeneratori più efficienti in termini di generazione energetica e riducono la necessità di un elevato numero di strutture. Per informazioni dettagliate sulla tipologia di aerogeneratori scelta, si rimanda al paragrafo 5.2.

Per quanto riguarda la configurazione del "cluster," si prevede che ogni impianto abbia lo stesso numero di aerogeneratori (10 per ogni cluster), tutti nel rispetto delle specifiche sopra menzionate. L'obiettivo è bilanciare la potenza installata con una distribuzione adeguata degli aerogeneratori, tenendo conto sia delle performance energetiche che degli impatti ambientali e paesaggistici.



Per una rappresentazione realistica, l'arrangiamento spaziale delle turbine eoliche deve essere ottimizzato al fine di minimizzare le perdite dovute all'effetto di "scia". È fondamentale considerare che, a differenza delle condizioni offshore in cui tutte le turbine sono posizionate alla stessa altezza, nelle situazioni onshore, specialmente in contesti collinari o montuosi, la variazione nella disposizione delle turbine contribuisce già a ridurre questo fenomeno.

La scelta progettuale, in accordo con gli standard delle recenti realizzazioni, prevede che le turbine siano posizionate a una distanza tra di loro di 5/6 diametri lungo l'asse principale della direzione del vento e di 3/4 diametri rispetto alle direzioni secondarie.

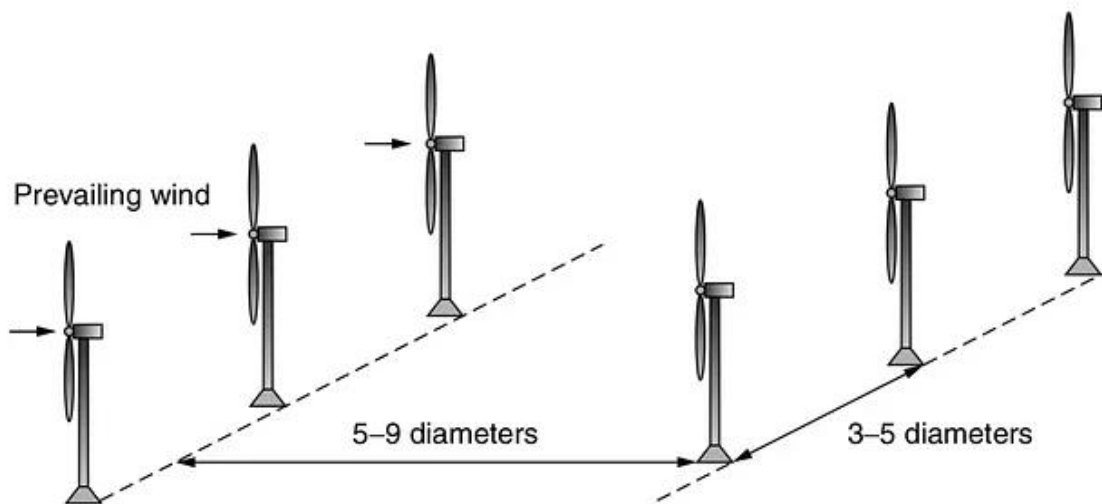


Figura 1: Distanza tra aerogeneratori

L'orientamento predominante del vento in tutta l'area interessata dai cluster è Sud-Ovest, sia per intensità che per frequenza.

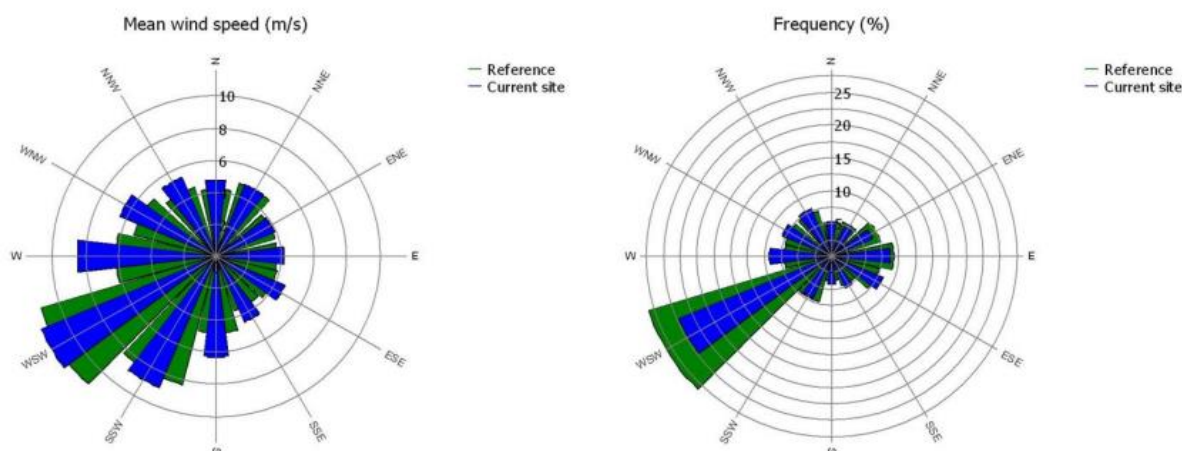


Figura 2: Rosa dei venti rappresentativa di tutti i cluster

Nella progettazione del layout di un "cluster" di 10 aerogeneratori, è inoltre necessario considerare le aree destinate alle singole postazioni di montaggio di ciascun aerogeneratore.

Queste misure influenzano l'occupazione del suolo, l'accessibilità alle varie componenti dell'impianto e l'aspetto paesaggistico dell'area circostante.

Le superfici impiegate per le singole postazioni di montaggio di ciascun aerogeneratore solitamente assumono dimensioni standard; queste includono:

- approssimativamente 2500/3000 m² per le piazzole di montaggio;
- circa 1500 m² per le aree destinate allo stoccaggio delle pale e dei componenti;
- ulteriori 1000 m² per il montaggio del braccio della gru;
- circa 2500/3000 m² di viabilità di servizio.

Sommando tali superfici, si ottiene una superficie totale di 7500/8500 m² per ciascun aerogeneratore.

3.1 Valutazione delle aree potenziali idonee

L'ostacolo principale per la realizzazione di un teorico progetto onshore di potenza equivalente riguarda la ricerca di aree idonee per ospitare i "cluster" di impianti eolici onshore. Questa fase necessita di una valutazione dettagliata delle possibilità di localizzazione, prendendo in considerazione aspetti chiave come l'accessibilità, l'adeguatezza delle infrastrutture, gli impatti ambientali/paesaggistici e il coinvolgimento delle comunità locali.



È stato condotto uno studio che comprende due aspetti fondamentali: l'identificazione delle aree caratterizzate da elevata ventosità e la valutazione delle aree in base a vincoli paesaggistici e alla presenza di siti appartenenti alla Rete Natura 2000.

Nella fase iniziale dello studio, è stata effettuata un'analisi dettagliata dei siti all'interno della regione Emilia-Romagna che presentano buone condizioni di velocità del vento. Durante questo processo, sono stati presi in considerazione i parametri di velocità e di direzione del vento, al fine di determinare la idoneità del luogo per l'installazione delle turbine. L'acquisizione di tali dati è di fondamentale importanza per garantire un'elevata e stabile produzione energetica.

La seconda fase dello studio ha riguardato una valutazione delle aree interessate da possibili vincoli paesaggistici e la presenza di siti inclusi nella Rete Natura 2000. Questi vincoli sono fondamentali per assicurare che l'installazione degli aerogeneratori sia in conformità con le esigenze di tutela dell'ambiente circostante e rispetti le direttive relative alla conservazione della biodiversità. Si è esaminato attentamente il potenziale impatto paesaggistico e la presenza di habitat sensibili all'interno dell'area di progetto, in modo da identificare le zone in cui la costruzione degli impianti potrebbe essere limitata o richiedere specifiche misure di mitigazione.

3.1.1 Profilo anemologico della regione Emilia-Romagna

La Figura 3 illustra i dati relativi ai venti nella regione Emilia-Romagna, ottenuti tramite l'utilizzo del software "Atlas Global Wind". Questo software, ampiamente utilizzato per le analisi eoliche, offre una visualizzazione delle caratteristiche del vento in una specifica area geografica. I dati presentati nella Figura 3 tengono conto di una vasta gamma di parametri meteorologici, tra cui la velocità del vento, le direzioni predominanti, le variazioni stagionali e altre informazioni rilevanti. Dall'immagine è evidente che la zona più ventosa (colore rosso) sia localizzata proprio al confine tra l'Emilia-Romagna e la regione Toscana.

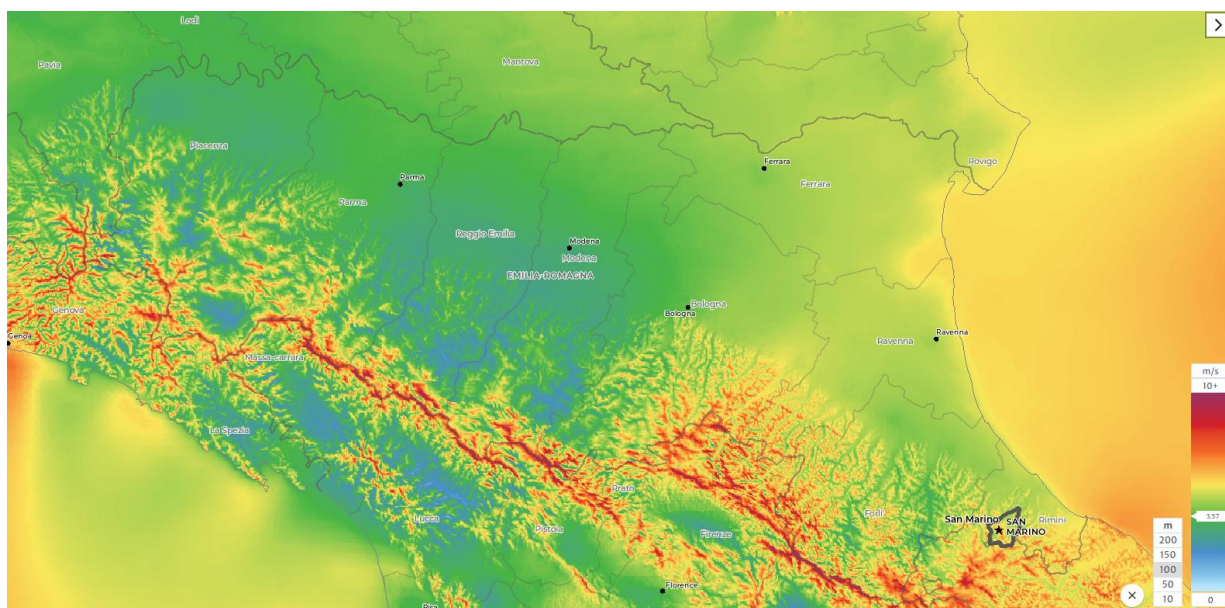


Figura 3: Dati vento Regione Emilia-Romagna

3.1.2 Beni paesaggistici e Rete Natura 2000 Emilia-Romagna

La Figura 4 mostra le aree appartenenti alla “Rete Natura 2000” e quelle con valore paesaggistico (D.Lgs 42/2004). Da questa rappresentazione, emerge in maniera evidente la complessità nel cercare delle località idonee per l'installazione di impianti che siano in conformità con i vincoli di tutela ambientale e che, allo stesso tempo, considerino le caratteristiche del vento prevalenti nella regione Emilia-Romagna. In questo contesto, si potrebbero prendere in considerazione principalmente i rilievi appenninici. Queste aree, tuttavia, sono particolarmente delicate a causa della loro conformazione orografica e sono soggette a vincoli e tutele ambientali e paesaggistiche.

Considerando i beni paesaggistici (D.lgs 42/2004) e rispettando una distanza di almeno 3 km da essi (Figura 5), la scelta di posizionamento è stata orientata verso questa specifica zona per minimizzare per quanto possibile l'impatto visivo e ottimizzare l'efficienza energetica.

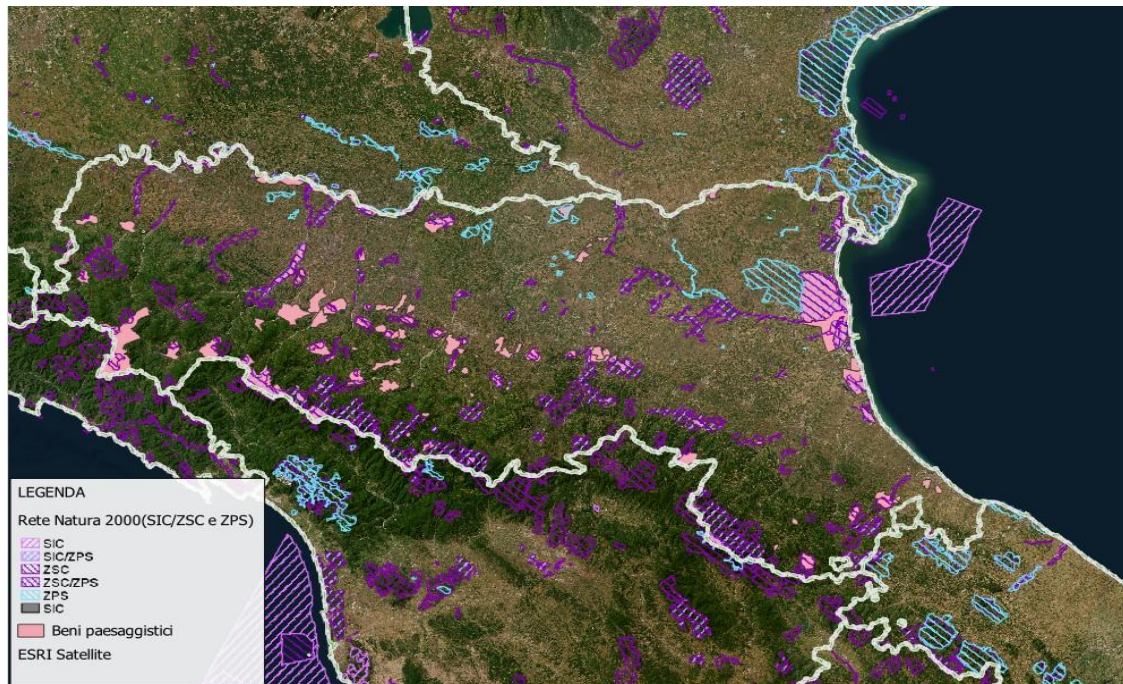


Figura 4: Beni paesaggistici e Rete Natura 2000 Emilia-Romagna

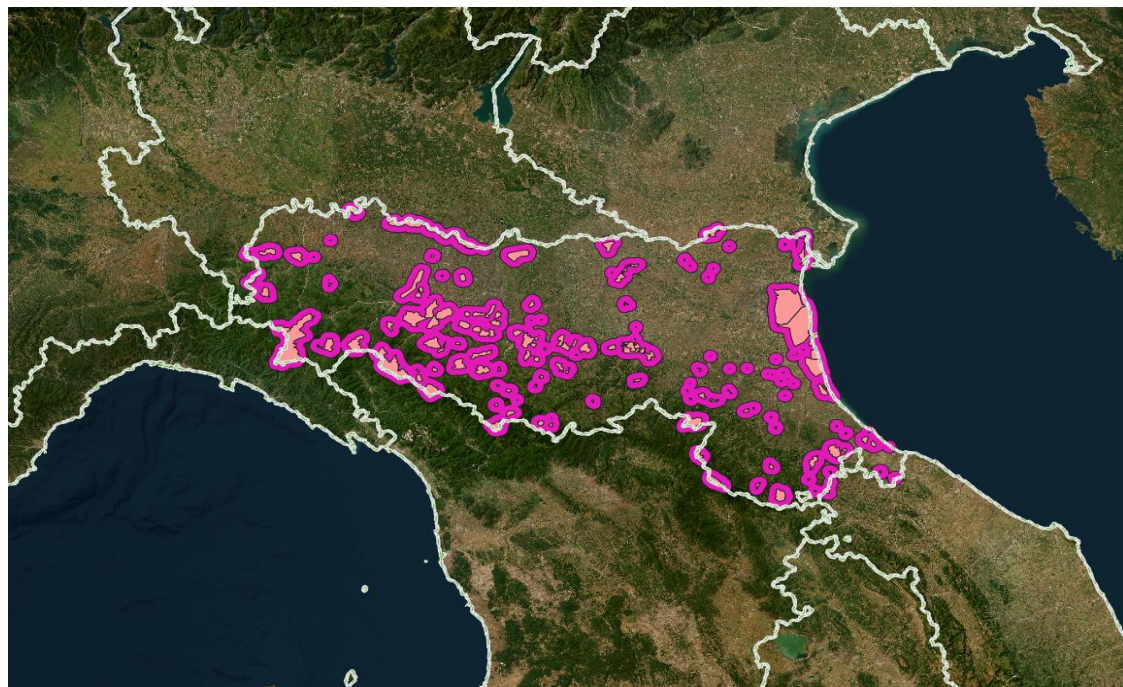


Figura 5: Beni paesaggistici Emilia-Romagna (colore rosa) e relativo buffer di 3 km (colore viola)



Le limitazioni imposte dalle Linee Guida nazionali e regionali rendono la maggior parte delle aree inadatte per l'installazione di impianti eolici. Questa situazione si riflette nell'esiguo numero di impianti eolici installati non solo nella regione Emilia-Romagna, ma anche nelle regioni limitrofe, con un totale circa di soli 50 MW di capacità eolica installata in Emilia-Romagna. Pertanto, l'ipotesi di cluster di impianti eolici onshore di equivalente potenza (600MW) appare difficilmente praticabile visto anche quanto riportato dallo stesso Piano Energetico Regionale (PER) dove si precisa:

“La crescita dell'eolico in Emilia-Romagna si scontra con le limitazioni fisiche e ambientali del territorio regionale. Inoltre, l'attuale disciplina regionale in materia di localizzazione di impianti eolici non favorisce la realizzazione di nuovi impianti, visti i limiti così stringenti legati alla producibilità minima richiesta per le nuove installazioni.”

3.2 Metodologia e software utilizzato

Per condurre le analisi richieste, è stato impiegato il software WindPRO, ampiamente adottato nell'ambito dell'industria eolica. WindPRO offre una vasta gamma di funzionalità fondamentali per la valutazione, la pianificazione e la gestione dei progetti legati all'energia eolica.

Queste funzionalità includono la valutazione del potenziale eolico, utilizzando dati vento satellitari e/o misurazioni reali per stimare l'energia annua prodotta degli impianti, le perdite di scia e il numero di ore equivalenti annue. Inoltre, WindPRO consente la progettazione e l'ottimizzazione di parchi eolici, determinando la disposizione ottimale delle turbine per massimizzare la produzione di energia e minimizzare gli effetti ambientali. Tale analisi sono rese possibili anche grazie all'implementazione del software WAsP all'interno di WindPRO.

Il software offre anche la possibilità di modellare dettagliatamente le turbine eoliche, valutando il loro rendimento in base a vari parametri, come la velocità del vento, l'angolo di orientamento e altri fattori influenti. Inoltre, è stato utilizzato per condurre stime precise sulla producibilità dell'energia (paragrafo 6.1), fondamentali per la pianificazione dei progetti e per i foto-inserimenti (0), integrando in modo accurato immagini fotorealistiche nei progetti.

Infine, WindPRO offre la funzionalità di posizionare direttamente le turbine nelle coordinate desiderate su Google Earth, semplificando la visualizzazione delle alterazioni ambientali in cui sono collocati gli aerogeneratori, aiutando nella progettazione e nella valutazione degli impatti ambientali.



In sintesi, WindPRO è uno strumento completo che fornisce dati precisi e strumenti di analisi avanzati per supportare la pianificazione e l'implementazione efficace dei progetti legati all'energia eolica e per l'integrazione di foto-inserimenti nei progetti.



4. PROGETTO OFFSHORE

Il Progetto Romagna 1&2 è relativo all'installazione e messa in esercizio di un hub energetico localizzato in parte nel tratto di mare antistante la costa emiliano-romagnola e in parte nell'area del Comune di Ravenna (RA).

L'hub presenta caratteristiche altamente innovative, in primis l'integrazione di impianti a mare di produzione di energia da fonte solare ed eolica, la cui elettricità viene trasmessa a terra per 3 diverse finalità:

- Immissione nella Rete di Trasmissione Nazionale;
- Stoccaggio in sistemi di immagazzinamento con batterie agli ioni di litio;
- Produzione di idrogeno verde tramite elettrolizzatori.

Le opere del Progetto sono nello specifico:

- Un impianto eolico offshore composto da 25 aerogeneratori da 8 MWp cadauno, per una capacità complessiva installata di 200 MWp ("Romagna 1")
- Un impianto eolico offshore composto da 50 aerogeneratori da 8 MWp cadauno, per una capacità complessiva di 400 MWp ("Romana 2")
- Un impianto fotovoltaico da 100 MWp di tipologia galleggiante

E relative opere di connessione costituite da:

- Due stazioni elettriche di trasformazione 66/220 kV offshore;
- Una stazione elettrica di trasformazione 380/220/30/0,4 kV onshore (SSE Agnes Ravenna Porto) con opere connesse tra cui un impianto BESS di accumulo di energia, di potenza fino a 50 MWp ed un impianto di produzione di idrogeno per mezzo di elettrolizzatori;
- Elettrodotti marini di inter-array da 66 kV ed export da 220 kV, una buca giunti terra-mare per cavi export da 220 kV, cavi export terrestri a 220 kV per la trasmissione dell'energia generata dagli impianti eolici e fotovoltaico alla SSE Agnes Ravenna Porto;
- Connessione alla Stazione Elettrica Terna "La Canala", individuata come punto di connessione alla RTN, tramite cavo export terrestre da 380 kV.

Il comparto marino del Progetto Agnes Romagna è suddiviso in due aree distinte, denominate appunto "AGNES Romagna 1 (AR1)" e "AGNES Romagna 2 (AR2)", entrambe posizionate nella frazione del Mare Mediterraneo classificata come Mare Adriatico settentrionale italiano.

Romagna 1 possiede le seguenti caratteristiche generali:

- Area SAR: Capitaneria di Ravenna; Guardia Costiera di Cesenatico; Capitaneria di Rimini
- Municipalità a terra: Provincia di Ravenna, Provincia di Rimini



Analisi comparativa di un parco eolico onshore di uguale potenza installata
AGNROM_INT-R_EOLICO-ONSHORE

- Area: 123.670.627 m²
- Minima distanza dalla costa: 12 mn
- Massima distanza dalla costa: 24 mn
- Minima profondità del fondale marino: -27 m
- Massima profondità del fondale marino: -43.5 m

Romagna 2 possiede le seguenti caratteristiche generali:

- Area SAR: Capitaneria di Ravenna
- Municipalità a terra: Provincia di Ravenna
- Area: 251.521.441 m²
- Minima distanza dalla costa: 12 mn
- Massima distanza dalla costa: 25 mn
- Minima profondità del fondale marino: -28 m
- Massima profondità del fondale marino: -41 m

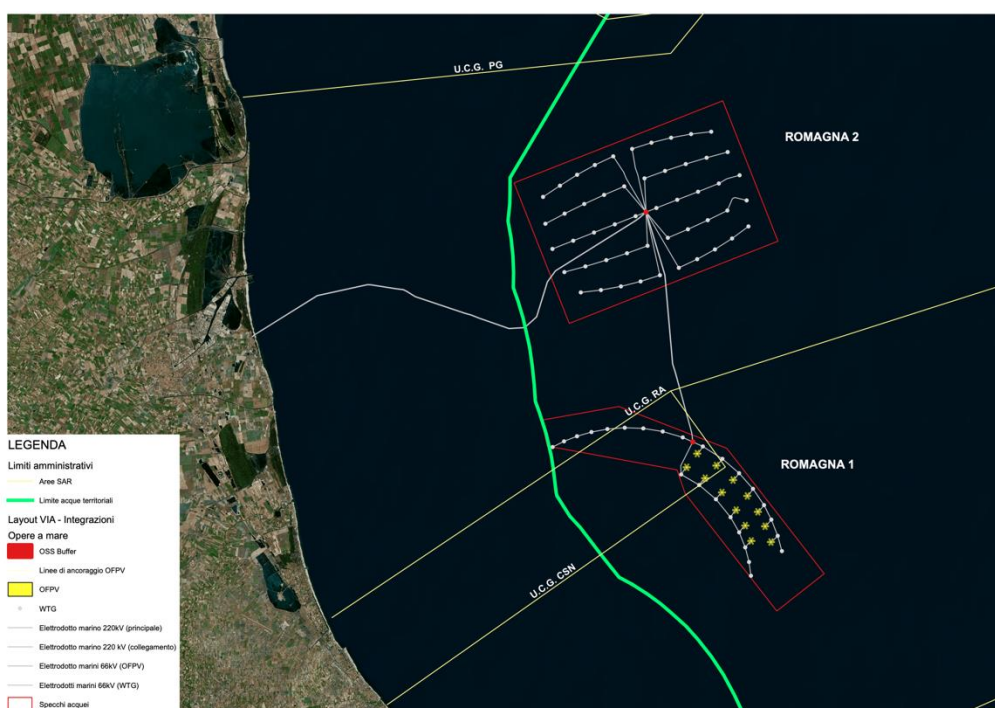


Figura 6 : Planimetria opere a mare



Analisi comparativa di un parco eolico onshore di uguale potenza installata
AGNROM_INT-R_EOLICO-ONSHORE

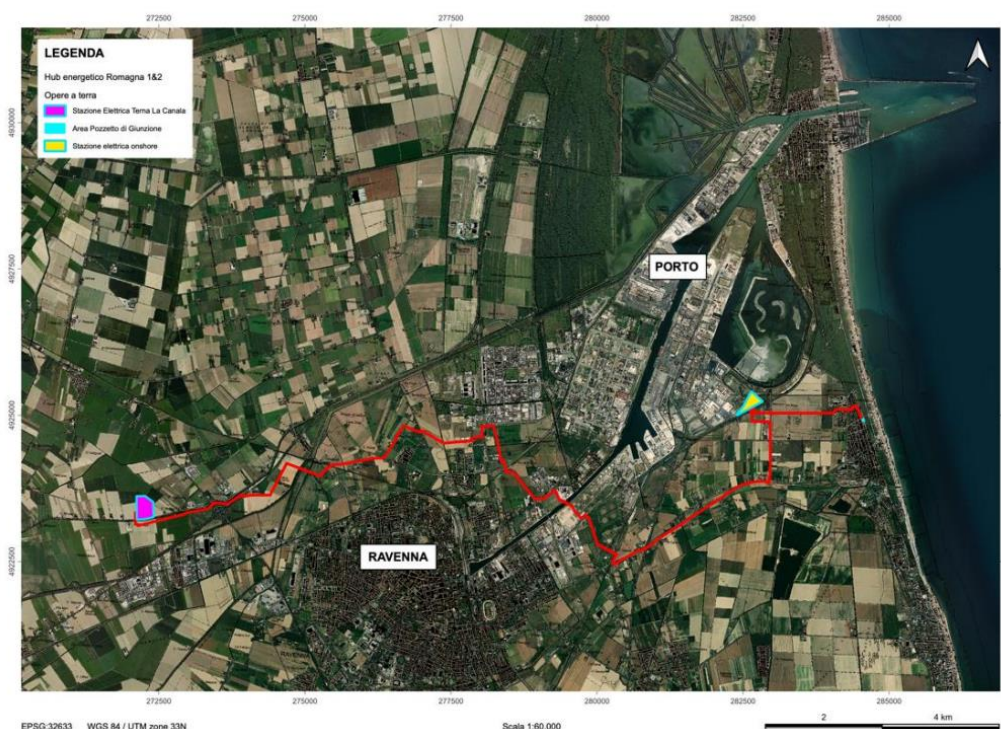


Figura 7: Planimetria opere a terra

Per maggiori informazioni tecniche relative al progetto Agnes Romagna si rimanda alla documentazione progettuale trasmessa in sede di istanza di VIA e al pacchetto di documentazione integrazione di cui questo elaborato fa parte.

Di seguito ci si limiterà a fornire le caratteristiche degli aerogeneratori considerate nell'analisi comparativa in questo documento. Risulta opportuno sottolineare che l'aerogeneratore proposto risulta di tipo ipotetico e con caratteristiche nominali. Questo poiché l'effettiva scelta del modello avverrà a valle della gara d'appalto in fase esecutiva del Progetto. Nel paragrafo 5.2 verrà mostrata la scheda tecnica della turbina utilizzata per il confronto sulla producibilità.

Tabella 1: Caratteristiche tecniche degli aerogeneratori ipotetici del progetto Agnes Romagna

Parametri	Unità	Valori
Lunghezza pale	m	130 (max)
Altezza mozzo	m s.l.m.	170 (max)
Diametro rotore	m	260 (max)
Area spazzata	m ²	53.100
Altezza di tip	m	300
Potenza singola macchina	MW	8
Numero macchine	#	75
Potenza totale installata	MVA	600



Analisi comparativa di un parco eolico onshore di uguale potenza installata
AGNROM_INT-R_EOLICO-ONSHORE

Velocità cut-in	m/s	2
Velocità nominale	m/s	9
Velocità cut-off m/s	m/s	23
Classe di ventosità (IEC)	-	Ib-IIIb / S
Vita delle macchine	anni	32
Sistema di controllo	-	pitch
Distanza di clearance	m	22



5. PROGETTO ONSHORE COMPARATIVO

In questo confronto tra l'impianto eolico offshore proposto e un cluster di impianti eolici onshore, verranno esaminati con attenzione una serie di aspetti tecnici e ambientali. Nei paragrafi seguenti verranno elencati i diversi aspetti progettuali del cluster di impianti eolici onshore:

- **La definizione dei layout;**
- **La scheda tecnica dell'aerogeneratore selezionato;**
- **Le opere di connessione;**
- **Le opere civili.**

5.1 Definizione dei layout

È importante menzionare che nella pianificazione del posizionamento dei cluster di impianti eolici onshore, tali aggregazioni sono state deliberatamente localizzate nella zona sud-ovest dell'Emilia-Romagna. Questa decisione è stata guidata da una valutazione accurata delle condizioni locali, sia dal punto di vista paesaggistico che delle risorse energetiche (vedi paragrafo 3.1). L'analisi dei dati vento ha inoltre rivelato che la zona sud-ovest dell'Emilia-Romagna presenta condizioni energetiche migliori. Come si può dedurre dalla Figura 8, l'implementazione di 10 cluster di impianti eolici onshore avrebbe un impatto significativo sull'aspetto paesaggistico dell'Emilia-Romagna. La presenza diffusa di aerogeneratori, pur rispettando la distanza di 3 km dai beni paesaggistici, potrebbe alterare la percezione visiva dell'ambiente circostante.

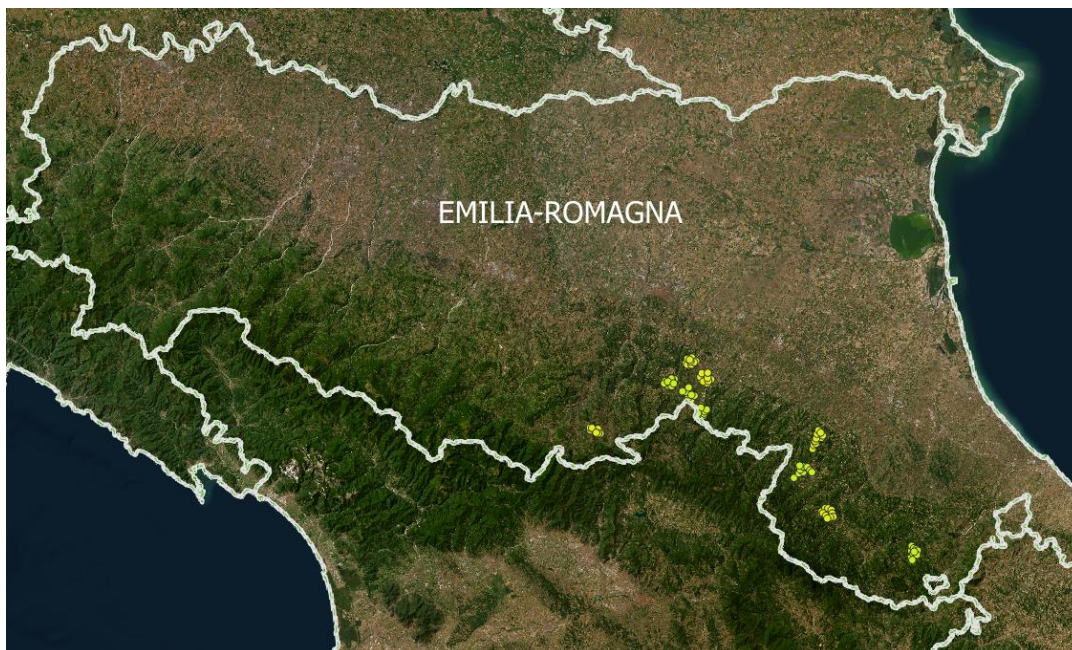


Figura 8: Layout cluster su ortofoto

La configurazione dei cluster risultanti è rappresentata in dettaglio nella Figura 9. La distribuzione dei cluster si estende su un'ampia superficie geografica, evidenziando il coinvolgimento di una vasta area territoriale nel piano di implementazione. La superficie totale occupata dai parchi è di **44 km²**.

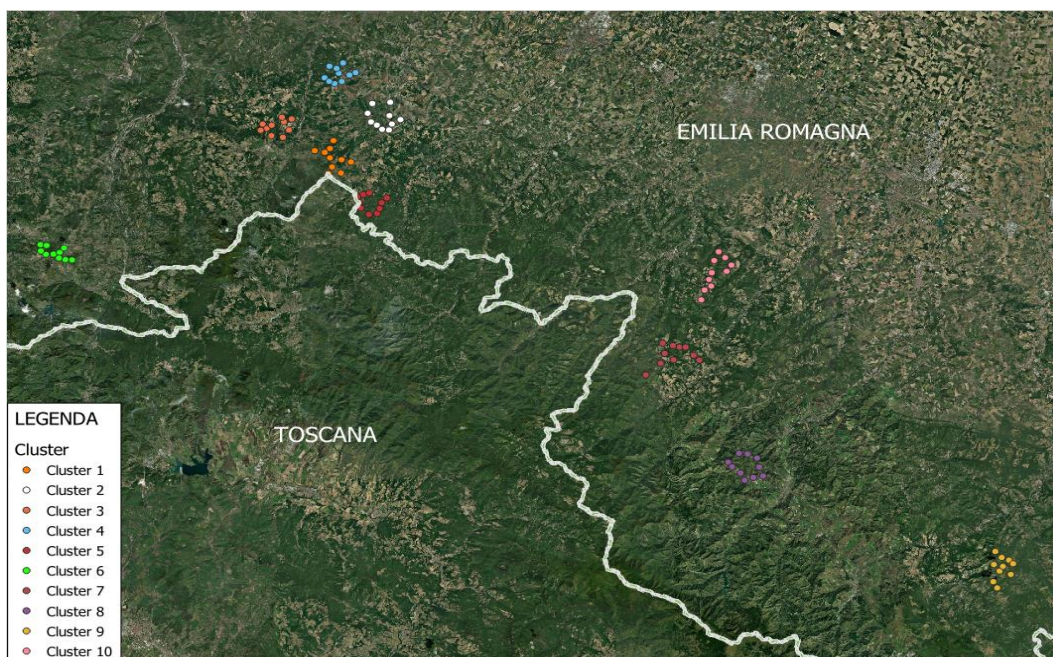


Figura 9: Ubicazione dei cluster di eolico onshore nella Regione Emilia-Romagna



I cluster andrebbero ad occupare i territori dei comuni di Monterenzio, Casalfiumanese, Castel del Rio, Loiano, Camugnano, Tredozio, Santa Sofia, Sarsina, Sant'Agata Feltria e Modigliana. Questi luoghi, caratterizzati anche da peculiarità paesaggistiche e culturali, subirebbero una trasformazione notevole. Sebbene l'attenzione sia stata posta sulla distanza dai beni paesaggistici e dalle aree protette, e sull'analisi dei dati vento per ottimizzare la produzione energetica, è bene considerare anche l'impatto che il progetto, se realizzato, avrebbe sulle comunità locali. Gli aerogeneratori potrebbero diventare parte integrante del panorama, influenzando il modo in cui i residenti e i visitatori percepiscono il territorio. Pertanto, la pianificazione e la gestione dei cluster dovrebbero tener conto non solo degli obiettivi energetici, ma anche della conservazione dell'identità e dell'attrattiva dei comuni coinvolti.

5.2 Scheda tecnica aerogeneratori

Le principali caratteristiche tecniche dell'aerogeneratore selezionato, Vestas V162-6 MW, in condizioni standard al livello del mare, sono riportate nella Tabella 2.

La curva di potenza considerata fa riferimento alla densità standard dell'aria, pari a 1.225 kg/m³.

Tabella 2: Specifiche tecniche aerogeneratore

Potenza nominale	6000 kW
n° pale	3
Diametro rotore	162 m
Altezza mozzo rotore	119 m
Area spazzata turbina	20612 m ²
Tipologia torre	Tubolare
Velocità di cut-in	3 m/s
Velocità di cut-out	24 m/s



Figura 10: Aerogeneratore Vestas V162-6 MW

Tabella 3: Valori di Potenza, Coefficiente di potenza (C_p), Coefficiente di spinta aerodinamica (C_t) in funzione della velocità del vento

Wind speed [m/s]	Power [kW]	C_p	C_t
3,00	32	0,094	0,908
3,5	150	0,227	0,882
4	292	0,361	0,853
4,5	467	0,406	0,837
5	676	0,428	0,82
5,5	927	0,441	0,814
6	1229	0,451	0,812
6,5	1584	0,457	0,81
7	2000	0,462	0,807
7,5	2476	0,465	0,804
8	3017	0,467	0,8
8,5	3624	0,467	0,793
9	4264	0,463	0,763
9,5	4859	0,449	0,701
10	5380	0,426	0,635
10,5	5734	0,392	0,559



Analisi comparativa di un parco eolico onshore di uguale potenza installata
AGNROM_INT-R_EOLICO-ONSHORE

11	5932	0,353	0,484
11,5	5983	0,312	0,413
12	5998	0,275	0,356
12,5	6000	0,243	0,31
13	6000	0,216	0,273
13,5	6000	0,193	0,242
14	6000	0,173	0,216
14,5	6000	0,156	0,193
15	6000	0,141	0,174
15,5	6000	0,128	0,158
16	6000	0,116	0,144
16,5	6000	0,106	0,131
17	6000	0,097	0,12
17,5	6000	0,089	0,111
18	5846	0,079	0,1
18,5	5581	0,07	0,089
19	5360	0,062	0,079
19,5	5128	0,055	0,07
20	4844	0,048	0,062
20,5	4555	0,042	0,055
21	4268	0,037	0,048
21,5	3985	0,032	0,043
22	3690	0,027	0,038
22,5	3383	0,024	0,033
23	3102	0,02	0,029
23,5	2801	0,017	0,025
24	2479	0,014	0,022

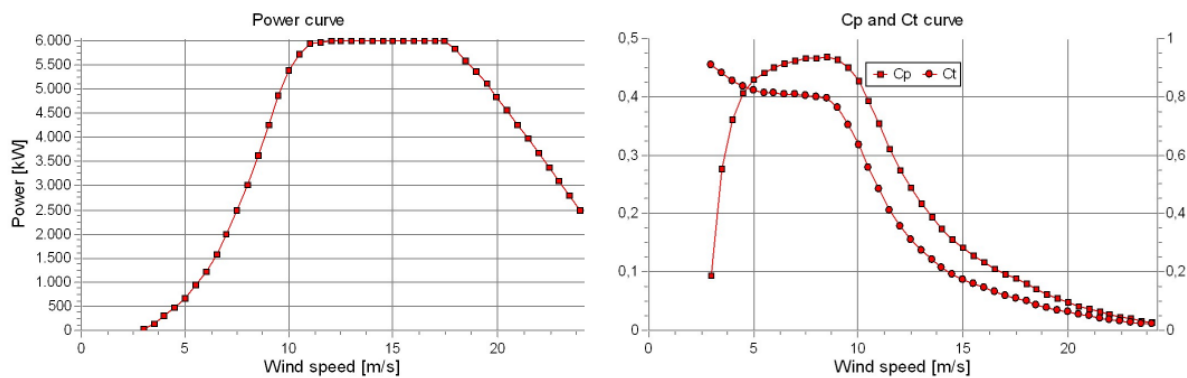


Figura 11: Curva di potenza a sx, e Coefficienti C_p e C_t a dx



5.3 Opere di connessione

Nella selezione dei siti per l'installazione dei cluster di impianti eolici, si è prestata particolare attenzione alla presenza di cabine primarie nelle vicinanze. Questo approccio è stato adottato per garantire che le soluzioni proposte fossero realistiche e praticabili dal punto di vista della connessione alla rete elettrica nazionale. La Figura 12 illustra chiaramente i 10 cluster (rappresentati da cerchi gialli) sovrapposti alla mappa delle cabine elettriche di media e alta tensione: si può osservare come tutti i parchi eolici abbiano cabine primarie a una distanza non superiore ai 10 km dai rispettivi cluster.

Gli aerogeneratori si collegano mediante cavi interrati in una configurazione di connessione "entra-esce". Ciascun aerogeneratore è equipaggiato con quadri MT posizionati al suo interno.

L'energia prodotta dagli aerogeneratori verrebbe quindi trasportata attraverso cavi a media tensione (ad esempio, a 30 kV) per raggiungere una cabina di trasformazione ad alta tensione (ad esempio, 30/150 kV). Da questa cabina di trasformazione, l'energia è trasportata ulteriormente tramite cavi ad alta tensione (ad esempio, a 150 kV) fino alla stazione elettrica, dove verrà consegnata alla rete di trasmissione nazionale (RTN).

Tutte queste operazioni si intendono replicate per ciascuno dei 10 cluster considerati nella presente relazione.

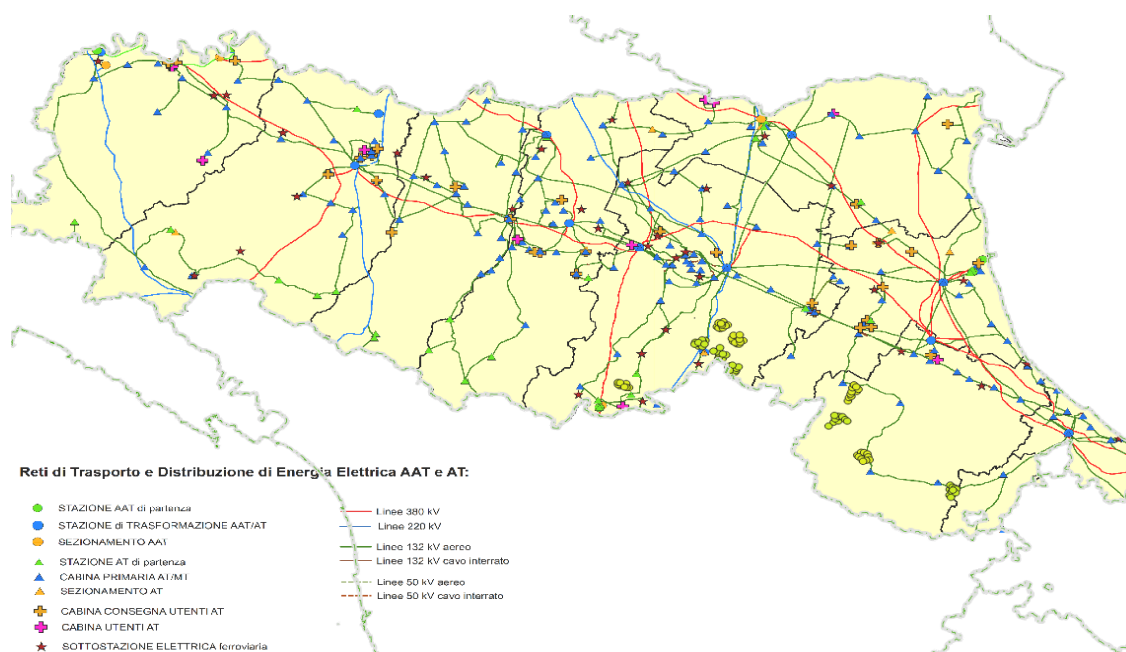


Figura 12: Mappa cabine elettriche Regione Emilia-Romagna



5.4 Opere civili

Le opere civili riguardano principalmente la preparazione del terreno per la realizzazione delle strade e delle piazzole necessarie per la consegna e l'installazione degli aerogeneratori. Queste strade dovrebbero avere una larghezza di circa 5 metri e le piazzole destinate all'installazione e allo stoccaggio dei componenti, come già descritto, presentano dimensioni approssimative di 7500/8.500 metri quadrati. Inoltre, per la consegna degli aerogeneratori è previsto l'utilizzo di mezzi di trasporto eccezionali, il che richiederebbe interventi di adeguamento alla viabilità esistente. Una volta completate queste operazioni, la viabilità dovrebbe essere ripristinata nella sua condizione originale.

Per quanto riguarda le fondazioni degli aerogeneratori, queste sono generalmente realizzate in cemento armato, sia di tipo diretto che indiretto su pali. La progettazione preliminare delle fondazioni dovrebbe essere basata su una valutazione geologica del sito per risultare in piena conformità con le normative vigenti. In particolare, deve essere considerata la combinazione di carichi dovuti al peso della struttura, alle forze sismiche e al vento, tenendo conto delle caratteristiche specifiche di amplificazione sismica nel luogo e delle condizioni geotecniche del terreno. Questa progettazione consente di assicurare che le fondazioni siano in grado di sostenere i carichi imposti dalla struttura degli aerogeneratori. Non è possibile scendere ulteriormente nei dettagli tecnici delle fondazioni poiché questi possono essere elaborati in modo preciso solo a valle di studi geologici e geotecnici sui siti.

Le medesime operazioni si intendono replicate per ciascuno dei 10 cluster considerati nella presente relazione.



5.5 Cluster

5.5.1 Cluster 1

Il Cluster 1 coinvolgerebbe i comuni di Monterenzio (BO), Casalfiumanese (BO) e Castel del Rio (BO)

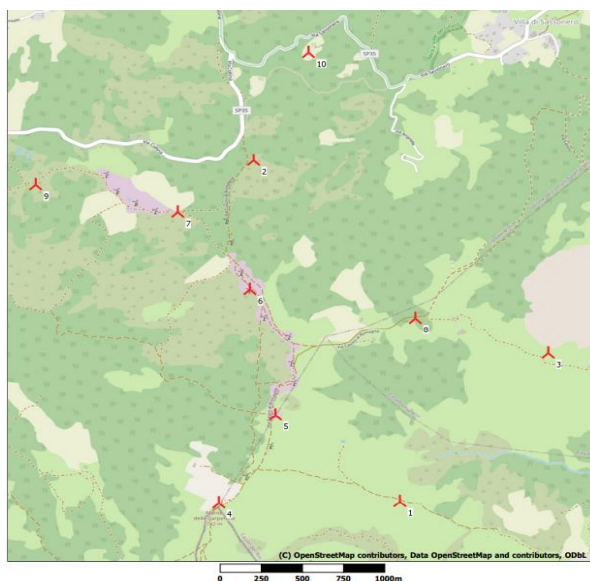


Figura 13 : Posizionamento aerogeneratori Cluster 1

Tabella 4: Coordinate (WG S84 UTM-33N) degli aerogeneratori del Cluster 1

Cluster 1	X	Y
WTG1	694501,06	4901444
WTG2	693541,75	4903887,01
WTG3	695372,05	4902543,96
WTG4	693401,53	4901399,3
WTG5	693726,07	4902043,63
WTG6	693543,49	4902952,47
WTG7	693089,48	4903500,84
WTG8	694557,87	4902773,65
WTG9	692219,65	4903670,25
WTG10	693850,31	4904679

5.5.2 Cluster 2

Il Cluster 2 coinvolgerebbe i comuni di Casalfiumanese (BO) e Monterenzio (BO)

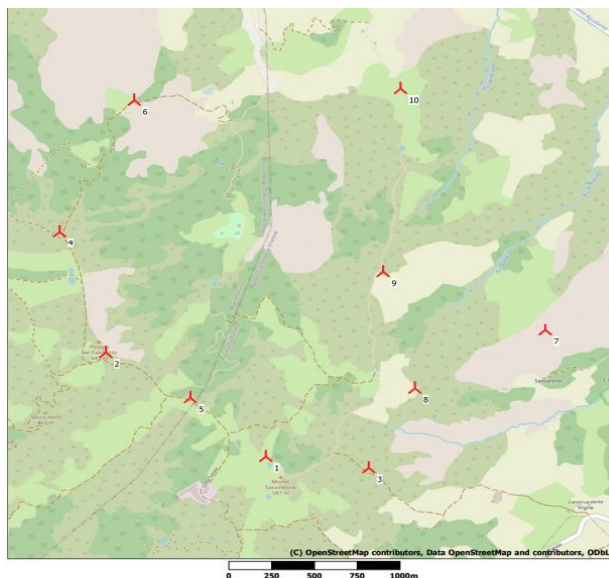


Figura 14: Posizionamento aerogeneratori Cluster 2

Tabella 5: Coordinate (WG S84 UTM-33N) degli aerogeneratori del Cluster 2

Cluster 2	X	Y
WTG1	698087,16	4905801,16
WTG2	697129,63	4906531,92
WTG3	698688,87	4905735,53
WTG4	696832,18	4907400,89
WTG5	697631,62	4906218,78
WTG6	697239,99	4908375,04
WTG7	699692,03	4906772,16
WTG8	698943,03	4906325,08
WTG9	698730,63	4907166,51
WTG10	698795,4	4908502,03



5.5.3 Cluster 3

Il Cluster 3 coinvolgerebbe il comune di Monterenzio (BO) e Loiano

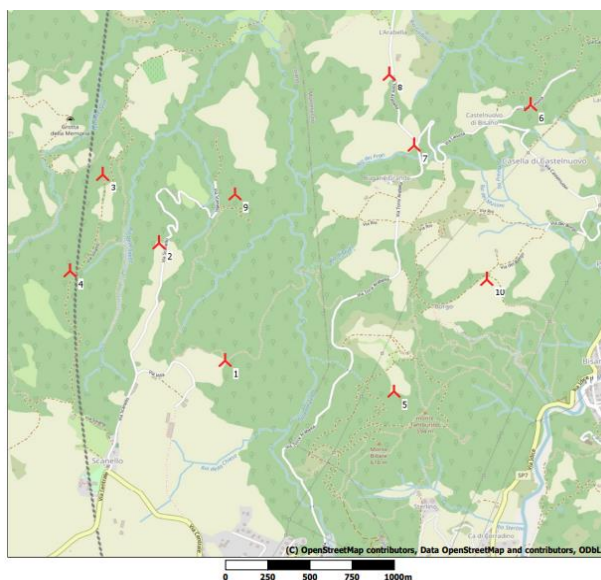


Figura 15: Posizionamento aerogeneratori Cluster 3

Tabella 6: Coordinate (WG S84 UTM-33N) degli aerogeneratori del Cluster 3

Cluster 3	X	Y
WTG1	688440,41	4905168,70
WTG2	688024,94	4905896,40
WTG3	687679,34	4906319,98
WTG4	687501,75	4905706,03
WTG5	689447,45	4905000,17
WTG6	690204,97	4906831,78
WTG7	689521,86	4906554,79
WTG8	689361,32	4907000,53
WTG9	688469,04	4906212,96
WTG10	689978,02	4905729,47



5.5.4 Cluster 4

Il Cluster 4 coinvolgerebbe il comune di Monterenzio (BO)

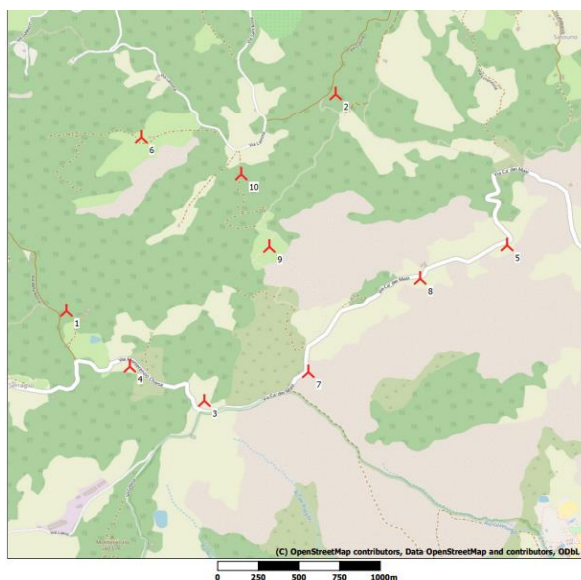


Figura 16: Posizionamento aerogeneratori Cluster 4

Tabella 7: Coordinate (WG S84 UTM-33N) degli aerogeneratori del Cluster 4

Cluster 4	X	Y
WTG1	693076.19	4910935.92
WTG2	694690.28	4912421.6
WTG3	693942.1	4910363.19
WTG4	693478.46	4910581.38
WTG5	695774.42	4911451.72
WTG6	693504.5	4912096.1
WTG7	694576.2	4910576.69
WTG8	695246.51	4911215.9
WTG9	694310.8	4911397.84
WTG10	694124.05	4911873.22



5.5.5 Cluster 5

Il Cluster 5 coinvolgerebbe il comune di Castel del Rio (BO)

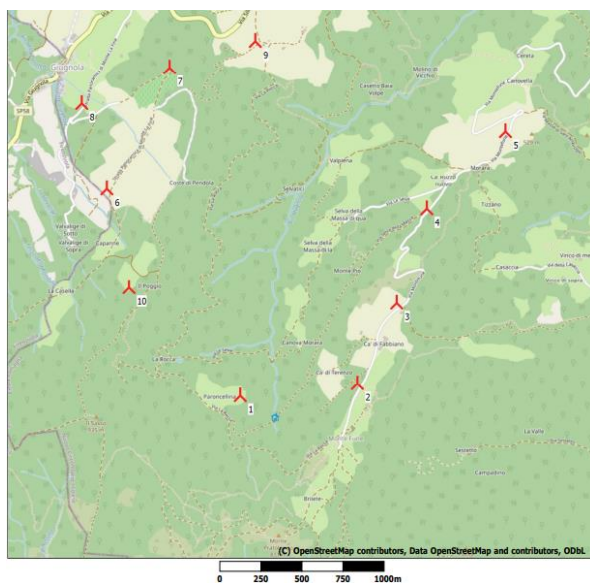


Figura 17: Posizionamento aerogeneratori Cluster 5

Tabella 8: Coordinate (WG S84 UTM-33N) degli aerogeneratori del Cluster 5

Cluster 5	X	Y
WTG1	696940.1	4897309.73
WTG2	697651.84	4897401.45
WTG3	697877.07	4897902.67
WTG4	698045.2	4898480.03
WTG5	698508.35	4898962.21
WTG6	696091.08	4898537.92
WTG7	696453.91	4899290.54
WTG8	695925.72	4899055.8
WTG9	696969.4	4899465.81
WTG10	696247.73	4897944.4



5.5.6 Cluster 6

Il Cluster 6 coinvolgerebbe il comune di Camugnano (FC)

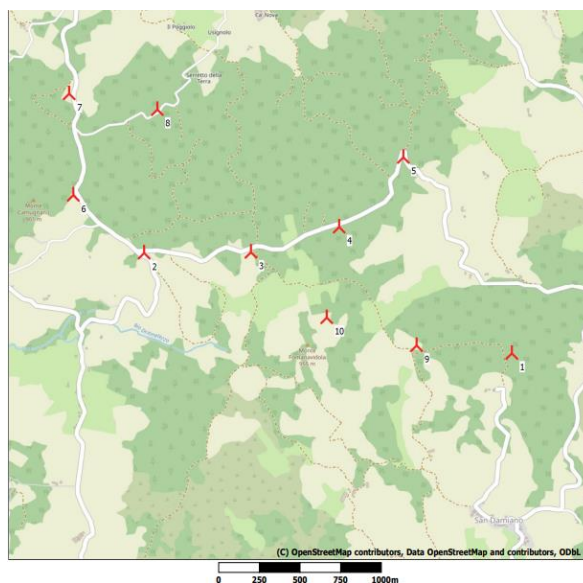


Figura 18: Posizionamento aerogeneratori Cluster 6

Tabella 9: Coordinate (WG S84 UTM-33N) degli aerogeneratori del Cluster 6

Cluster 6	X	Y
WTG1	671067.83	4892773.06
WTG2	668787.19	4893332.62
WTG3	669447.65	4893354.17
WTG4	669986.25	4893520.89
WTG5	670368.82	4893961.79
WTG6	668344.03	4893672.44
WTG7	668302.3	4894298.37
WTG8	668847.52	4894214.91
WTG9	670479.11	4892808.1
WTG10	669923.26	4892962.41



5.5.7 Cluster 7

Il Cluster 7 coinvolgerebbe il comune di Tredozio (FC)

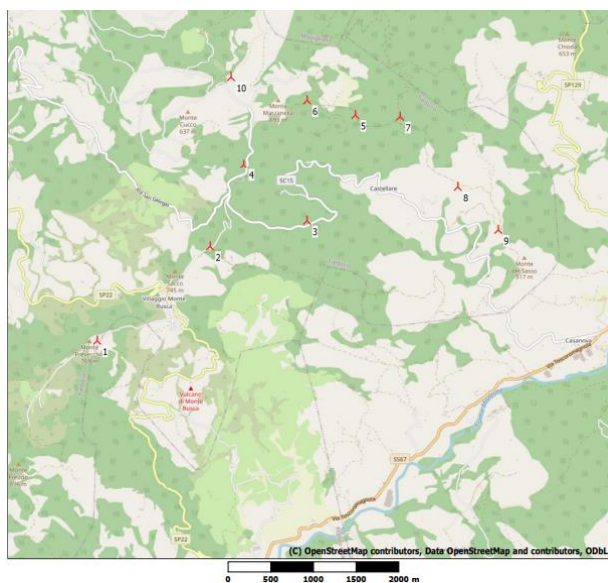


Figura 19: Posizionamento aerogeneratori Cluster 7

Tabella 10: Coordinate (WG S84 UTM-33N) degli aerogeneratori del Cluster 7

Cluster 7	X	Y
WTG1	721078.85	4881303.25
WTG2	722365.11	4882470.06
WTG3	723494.36	4882810.4
WTG4	722725.53	4883453.01
WTG5	724015.18	4884083.09
WTG6	723441.94	4884233.84
WTG7	724545.64	4884083.62
WTG8	725242.49	4883269.93
WTG9	725736.44	4882780.67
WTG10	722540.62	4884481.59



5.5.8 Cluster 8

Il Cluster 8 coinvolgerebbe il comune di Santa Sofia

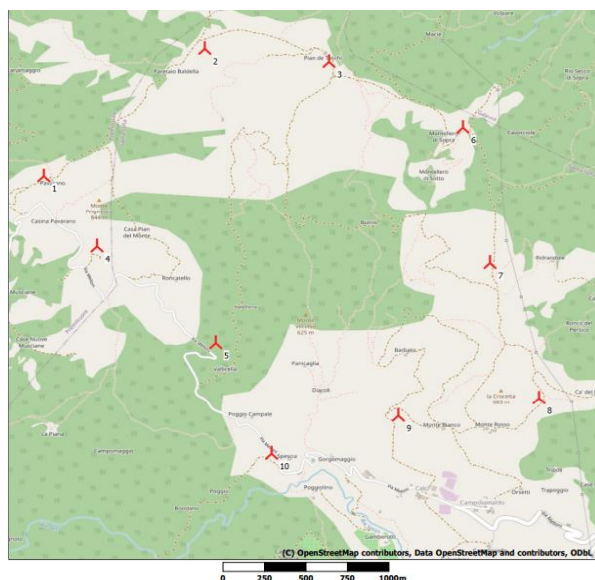


Figura 20: Posizionamento aerogeneratori Cluster 8

Tabella 11: Coordinate (WG S84 UTM-33N) degli aerogeneratori del Cluster 8

Cluster 8	X	Y
WTG1	728255.23	4872603.8
WTG2	729198.8	4873486.34
WTG3	729946.77	4873423.75
WTG4	728593.23	4872147.67
WTG5	729331.81	4871529.58
WTG6	730772.98	4873014.56
WTG7	730965.45	4872121.07
WTG8	731293.66	4871227.18
WTG9	730448.67	4871080.09
WTG10	729692.88	4870802.6



5.5.9 Cluster 9

Il Cluster 9 coinvolgerebbe i comuni di Sarsina e Sant'Agata Feltria

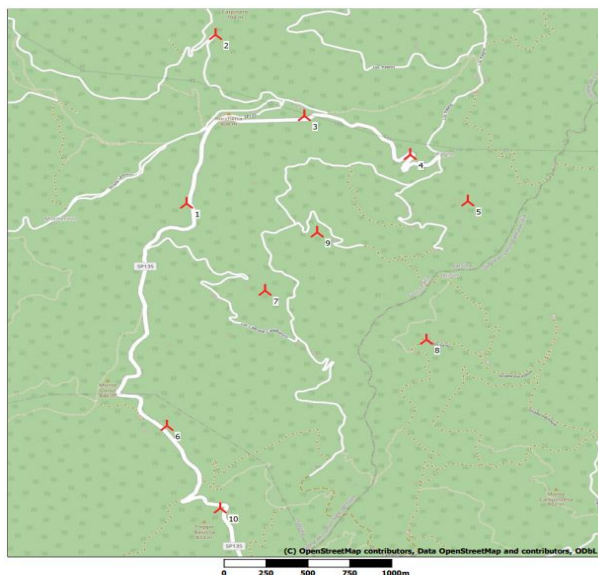


Figura 21: Posizionamento aerogeneratori Cluster 9

Tabella 12: Coordinate (WG S84 UTM-33N) degli aerogeneratori del Cluster 9

Cluster 9	X	Y
WTG1	751412.15	4862398.64
WTG2	751536.64	4863701.76
WTG3	752090.92	4863099.49
WTG4	752731.21	4862829.04
WTG5	753089.53	4862482.24
WTG6	751361.3	4860681.45
WTG7	751905.72	4861746.28
WTG8	752884.67	4861405.81
WTG9	752198.95	4862210.54
WTG10	751700.48	4860059.04



5.5.10 Cluster 10

Il Cluster 10 coinvolgerebbe il comune di Modigliana

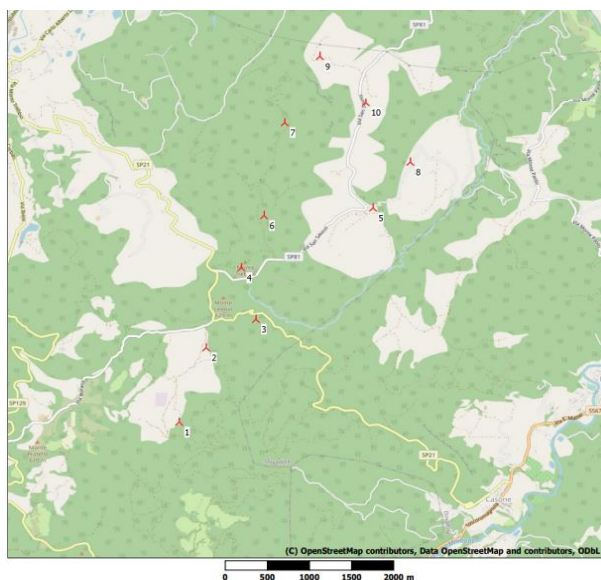


Figura 22: Posizionamento aerogeneratori Cluster 10

Tabella 13: Coordinate (WG S84 UTM-33N) degli aerogeneratori del Cluster 10

Cluster 10	X	Y
WTG1	725910.13	4888794.9
WTG2	726195.87	4889770.81
WTG3	726773.21	4890163.52
WTG4	726579.79	4890828.78
WTG5	728121.32	4891640.58
WTG6	726823.03	4891499.91
WTG7	727034.04	4892713.2
WTG8	728537.48	4892255.29
WTG9	727421.62	4893592.4
WTG10	727986.51	4893005.54



6. VALUTAZIONI COMPARATIVE

Per dare riscontro alla richiesta di integrazione, una volta delineata la soluzione alternativa dei cluster di impianti eolici onshore di pari potenza a quella del Progetto Agnes Romagna 1&2 (600 MW), nelle seguenti sezioni si riporta un'analisi comparativa tra le due opzioni.

Come richiesto dalla Commissione Tecnica PNRR-PNIEC, gli ambiti tematici di riferimento per il confronto sono:

- **Producibilità energetica;**
- **Footprint sul fondale e/o terreno;**
- **Impatto visivo;**
- **Superficie interdetta ad altri usi.**

6.1 Calcolo producibilità

L'analisi della producibilità è stata eseguita tramite l'utilizzo del software di analisi WindPRO. Le stime di produzione sono elaborate separatamente per ciascun cluster, poiché la considerevole distanza tra i parchi onshore rende ampiamente trascurabile la formazione di perdite di scia tra i vari cluster. Tuttavia, questa logica non si applica ai Cluster 1-2-3-4, i quali, data la loro vicinanza, subiscono gli effetti delle interazioni aerodinamiche tra di loro.

I risultati ottenuti per i vari cluster sono stati aggregati e comparati con i progetti offshore Romagna 1&2. L'analisi è stata condotta esclusivamente utilizzando dati satellitari, a differenza dei parchi offshore in cui i dati satellitari sono integrati con misurazioni effettuate direttamente in loco, grazie ad una campagna anemometrica effettuata da Agnes. I dati satellitari utilizzati provengono dal NEWA (New European Wind Atlas) e coprono il periodo dal 01/01/2009 al 01/01/2019 con intervalli di 30 minuti.

6.1.1 Risultati ottenuti e confronto con Romagna 1 & 2

Di seguito vengono riassunti i risultati chiave derivanti dalle simulazioni effettuate utilizzando il software. Per una panoramica più dettagliata, si rimanda ai report sulla producibilità in allegato.

Per i parchi offshore, i dati utilizzati per il confronto si riferiscono alla turbina di Dongfang da 8 MW con un diametro di 242 metri. Tale turbina è stata selezionata poiché già disponibile sul mercato. Di seguito sono riportati da scheda tecnica i parametri più importanti:

Tabella 14: Scheda tecnica Dongfang 8 MW-242m

Potenza nominale	8000 kW
n° pale	3



Diametro rotore	242 m
Altezza mozzo rotore	150 m
Area spazzata turbina	45996 m ²
Tipologia torre	Tubolare
Velocità di cut-in	3 m/s
Velocità di cut-out	25 m/s

In Tabella 15 sono riportati i risultati tramite il software WindPRO, la tabella mostra come la produzione totale ottenuta dai 10 Cluster è pari a 1616 GWh/anno per un totale di 2694 ore equivalenti.

Tabella 15: Risultati producibilità dei vari Cluster

Cluster	Result Park (no loss) [GWh/y]*	Wake loss [%]	Result Park [GW/h]**	Full load hours [h]	Mean wind speed [m/s]
1-2-3-4	673.4	6.5	629.3	2622	6.4
5	169.	6.9	158.0	2634	6.3
6	173.9	4.2	166.6	2776	6.4
7	195.2	3.3	188.8	3146	7.2
8	173.6	3.2	168.0	2801	6.9
9	113.9	5.3	107.9	1798	4.9
10	204.0	3.1	197.6	3293	7.5

*il valore non tiene conto delle perdite per effetto scia (wake loss) né delle perdite elettriche e tecniche

** il valore tiene conto delle perdite per effetto scia (wake loss) ma non delle perdite elettriche e tecniche

Tabella 16: Confronto Romagna 1&2

PROJECT	Result Park [GWh/y]*	Wake loss [%]	Full load hours [h]	Mean wind speed [m/s]
Cluster 1-10	1616.2	4.6	2694	6.5
Romagna 1 &2	1684.0	6.9	2807	5.6

*il valore tiene conto delle perdite per effetto scia (wake loss) ma non delle perdite elettriche e tecniche

Per una panoramica più dettagliata sulla produzione dei parchi offshore, è possibile fare riferimento al report di producibilità denominato “Studio sulla producibilità degli impianti eolici con dati rilevati in sito” con il codice AGNROM_INT-R_EOLICO-PROD.

Dall'analisi comparativa tra gli impianti eolici offshore Romagna 1 & 2 e i 10 cluster onshore emerge che la produzione annuale di energia e, di conseguenza, il numero di ore equivalenti di funzionamento dei cluster onshore sono leggermente inferiori rispetto ai parchi offshore. Ciò nondimeno, è opportuno sottolineare diversi aspetti che tendono a favorire l'alternativa offshore:



- nonostante le aree onshore presentino una velocità media del vento notevolmente più elevata, soprattutto grazie alle altitudini elevate degli impianti, le prestazioni di tali impianti sono penalizzate dall'impossibilità di installare turbine delle stesse dimensioni delle tecnologie offshore, in termini di diametro e altezza del mozzo.
- Nonostante siano presenti aree geografiche onshore che presentano caratteristiche di ventosità migliori rispetto ai siti selezionati e al sito offshore di riferimento, tali zone non possono ospitare turbine eoliche a causa dei vincoli ambientali e paesaggistici.
- i dati satellitari utilizzati per la simulazione dei cluster onshore, a differenza dei dati misurati per la stima di produzione dei parchi offshore, tendono sistematicamente a sovrastimare la velocità del vento.
- la stima della produzione dei parchi eolici offshore Romagna 1 & 2 è stata effettuata con la turbina Dongfang da 8 MW e 242 metri di diametro, quindi con un rapporto area spazzata/potenza nominale di 5,74 mq/kW; tuttavia, la turbina presentata da Agnes in Progetto ha caratteristiche dimensionali di rotore fino a 260 metri, con un rapporto in tal caso superiore a 6 mq/kW; la decisione di utilizzare la Dongfang in questa analisi è stata dettata dal fatto che fosse una turbina già effettivamente disponibile nel mercato, tuttavia la turbina che verrà scelta in progetto esecutivo sarà senz'altro di presentare fattori di capacità maggiori e aumentare la differenza di producibilità rispetto ai parchi eolici onshore.

In conclusione, la comparazione della produzione non evidenzia differenze significative tra le due alternative; anzi, suggerisce che con gli avanzamenti tecnologici dell'industria eolica offshore si potrà ottenere una producibilità nettamente maggiore.

6.2 Footprint sul fondale e/o terreno

Relativamente al footprint sul terreno, è utile richiamare brevemente alcune caratteristiche rilevanti delle due soluzioni:

- La componente eolica di Romagna 1&2 raggiunge 600 MW di potenza generativa attraverso due impianti ubicati a 9 km di distanza tra loro, per un totale di 75 aerogeneratori. Le opere di connessione previste sono un totale di 213 km di cavi marini interrati e due sottostazioni elettriche di trasformazione offshore, più 18 km di cavi terrestri interrati e una sottostazione elettrica di trasformazione onshore.
- La soluzione alternativa onshore invece, raggiunge i 600 MW di potenza generativa attraverso 100 aerogeneratori suddivisi in 10 cluster, ognuno di essi dotato delle proprie opere di connessione, verosimilmente comprensive di una sottostazione elettrica di trasformazione per cluster.



Considerato quanto sopra, i seguenti capitoli forniscono una valutazione indicativa del footprint che le due soluzioni potrebbero avere sul terreno/fondale.

6.2.1 Soluzione onshore

Gli impianti onshore ipotizzati per la presente analisi si collocano tutti nel fronte Emiliano-Romagnolo degli Appennini Tosco-Emiliani, ad altitudini comprese tra i 500 e gli 800 m slmm. Al fine di comprendere gli impatti che i cluster di impianti eolici onshore avrebbero in termini di footprint sul terreno, è opportuno in primo luogo definire la tipologia, la destinazione d'uso e il valore naturalistico dei terreni su cui, teoricamente, tali impianti insisterebbero.

Tipologia del terreno

Attraverso la consultazione della carta geo-litologica disponibile presso il sito web del Geoportale Nazionale, è stato possibile ottenere dati sulla conformazione geologica dell'area di interesse. Di seguito sono riportati i profili geo-litologici dominanti per i 10 cluster di aerogeneratori.



Figura 23: Siti di studio su carta geo-litologica (fonte: Geoportale nazionale)

- **Cluster 1:** complessi sedimentari caotici; alcune turbine in unità prevalentemente flyschoidi, torbidi.



- **Cluster 2:** complessi sedimentari caotici
- **Cluster 3:** formazioni prevalentemente arenacee
- **Cluster 4:** marne e marne calcaree; sabbie e conglomerati; argille.
- **Cluster 5:** formazioni prevalentemente arenacee.
- **Cluster 6:** complessi sedimentari caotici; unità prevalentemente fischoidi, torbiditi.
- **Cluster 7:** formazioni prevalentemente arenacee.
- **Cluster 8:** formazioni prevalentemente arenacee.
- **Cluster 9:** formazioni prevalentemente arenacee.
- **Cluster 10:** formazioni prevalentemente arenacee.

Oltre la classificazione geo-litologica, è utile analizzare il paesaggio geologico su cui insisterebbero i teorici cluster di aerogeneratori. Il concetto di "paesaggio geologico" si riferisce all'aspetto visuale e alla struttura del terreno, dei rilievi e delle formazioni rocciose in un'area specifica. Di seguito vengono riportati i paesaggi geologici dominanti per i 10 cluster di aerogeneratori.

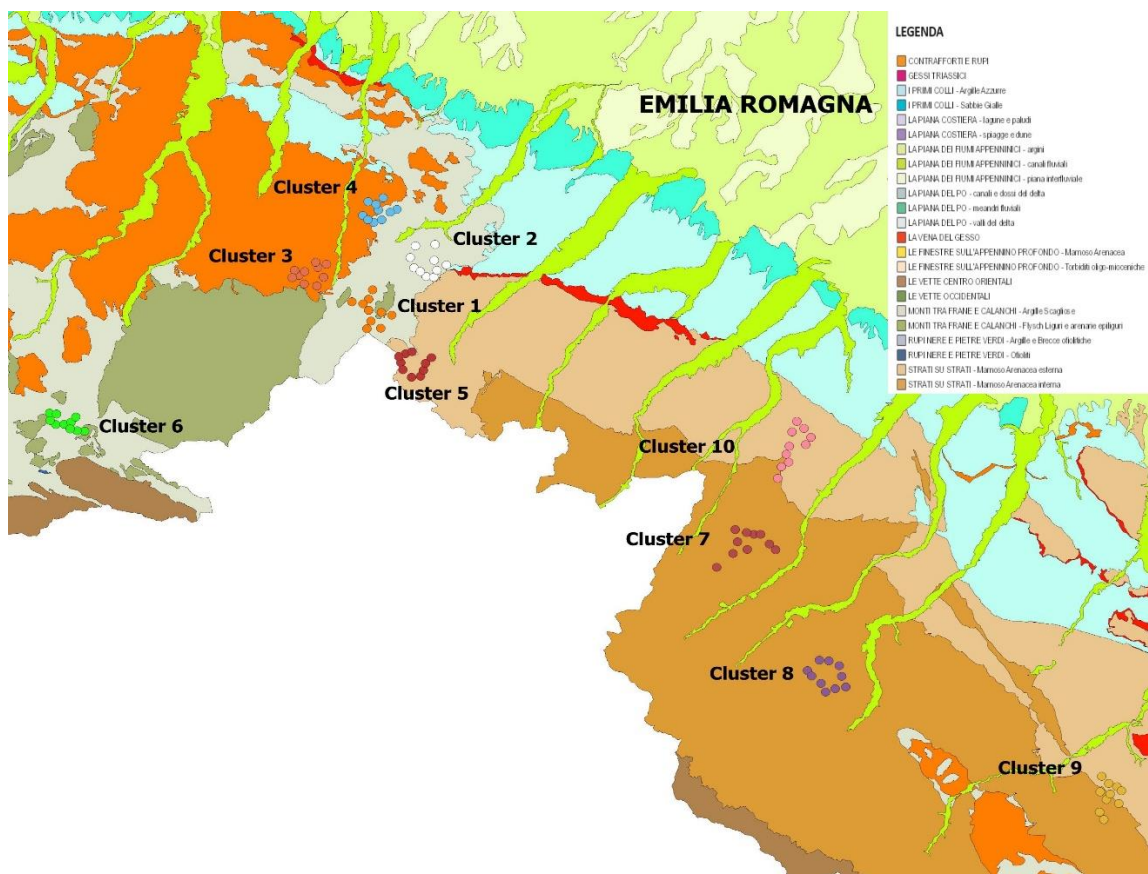


Figura 24: Siti di studio su carta del paesaggio geologico (fonte: Regione Emilia-Romagna)



- **Cluster 1:** monti tra frane e calanchi – argille scagliose.
- **Cluster 2:** monti tra frane e calanchi – argille scagliose.
- **Cluster 3:** contrafforti e rupi.
- **Cluster 4:** contrafforti e rupi; monti tra frane e calanchi – argille scagliose.
- **Cluster 5:** finestre sull'appennino profondo – torbiditi oligomioceniche
- **Cluster 6:** monti tra frane e calanchi – argille scagliose.
- **Cluster 7:** strati su strati – marnoso arenacea interna.
- **Cluster 8:** strati su strati – marnoso arenacea interna.
- **Cluster 9:** strati su strati – marnoso arenacea interna.
- **Cluster 10:** strati su strati – marnoso arenacea interna ed esterna.

Copertura e uso del suolo

Per comprendere il potenziale footprint sul terreno di un cluster di impianti eolici onshore, è necessario conoscere quale sia la copertura e quali siano gli usi di destinazione dei suoli su cui insistono le opere. A questo scopo è stata consultato il database del progetto europeo Corinne Land Cover. Di seguito vengono riportate le classi di copertura e uso del suolo dominanti per i 10 cluster di aerogeneratori.

Tabella 17: Categorie d'uso del suolo per i siti individuati (fonte: database Corinne Land Cover)

#	USO DEL SUOLO	COPERTURA DEL SUOLO
Cluster 1	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Aree a pascolo naturale e praterie d'alta quota ▪ Territori agricoli ▪ Zone boscate e semi-naturali ▪ Zone boscate e semi-naturali 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Vegetazione Arbustiva e/o erbacea; ambienti semi-naturali ▪ Aree occupate da colture agrarie con spazi naturali ▪ Boschi di latifoglie ▪ Aree a vegetazione boschiva e arbustiva in evoluzione
Cluster 2	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Aree a pascolo naturale e praterie d'alta quota ▪ Territori agricoli ▪ Zone boscate e semi-naturali ▪ Zone boscate e semi-naturali 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Vegetazione Arbustiva e/o erbacea; ambienti semi-naturali ▪ Aree occupate da colture agrarie con spazi naturali ▪ Boschi di latifoglie ▪ Aree a vegetazione boschiva e arbustiva in evoluzione
Cluster 3	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Territori agricoli ▪ Zone boscate e semi-naturali ▪ Territori agricoli 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Aree occupate da colture agrarie con spazi naturali ▪ Boschi di latifoglie ▪ Seminativi in aree non irrigue
Cluster 4	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Aree a pascolo naturale e praterie d'alta quota ▪ Territori agricoli ▪ Zone boscate e semi-naturali ▪ Zone boscate e semi-naturali 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Vegetazione Arbustiva e/o erbacea; ambienti semi-naturali ▪ Aree occupate da colture agrarie con spazi naturali



	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Territori agricoli 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Boschi di latifoglie ▪ Aree a vegetazione boschiva e arbustiva in evoluzione ▪ Seminativi in aree non irrigue
Cluster 5	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Territori agricoli ▪ Zone boscate e semi-naturali ▪ Territori agricoli 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Aree occupate da colture agrarie con spazi naturali ▪ Boschi di latifoglie ▪ Seminativi in aree non irrigue
Cluster 6	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Territori agricoli ▪ Zone boscate e semi-naturali 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Aree occupate da colture agrarie con spazi naturali ▪ Boschi di latifoglie
Cluster 7	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Territori agricoli ▪ Zone boscate e semi-naturali ▪ Territori agricoli ▪ Zone boscate e semi-naturali 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Aree occupate da colture agrarie con spazi naturali ▪ Boschi di latifoglie ▪ Seminativi in aree non irrigue ▪ Boschi misti
Cluster 8	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Aree a pascolo naturale e praterie d'alta quota ▪ Territori agricoli ▪ Zone boscate e semi-naturali ▪ Zone boscate e semi-naturali ▪ Territori agricoli 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Vegetazione Arbustiva e/o erbacea; ambienti semi-naturali ▪ Aree occupate da colture agrarie con spazi naturali ▪ Boschi di latifoglie ▪ Aree a vegetazione boschiva e arbustiva in evoluzione ▪ Seminativi in aree non irrigue
Cluster 9	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Territori agricoli ▪ Zone boscate e semi-naturali ▪ Territori agricoli 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Aree occupate da colture agrarie con spazi naturali ▪ Boschi di latifoglie ▪ Seminativi in aree non irrigue
Cluster 10	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Territori agricoli ▪ Zone boscate e semi-naturali ▪ Territori agricoli ▪ Zone boscate e semi-naturali 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Aree occupate da colture agrarie con spazi naturali ▪ Boschi di latifoglie ▪ Seminativi in aree non irrigue ▪ Boschi misti

Footprint della soluzione onshore

Il carattere appenninico dei siti di interesse, l'accentuata acclività, il variegato paesaggio geologico e la presenza di numerose aree boscate e semi-naturali conferisce loro una sensibilità molto alta agli impatti legati al footprint sul terreno.

Per determinare il footprint che la soluzione alternativa di 10 cluster di impianti eolici onshore avrebbero sul terreno, occorre richiamare alcune informazioni in merito alle opere da realizzare e le operazioni da eseguire.

La seguente tabella riporta in maniera schematica le opere da realizzare, i fattori di potenziale impatto sulla matrice "terreno", e un'indicazione dei presumibili impatti ad essi associati.



Tabella 18: Opere da realizzare e potenziale footprint sul terreno

OPERE	QUANTITA'	FATTORI DI IMPATTO	IMPATTI SU TERRENO
Viabilità e accessi	-	<ul style="list-style-type: none"> ▪ eventuali abbattimenti alberi; ▪ scavi & rimaneggiamenti suolo; ▪ copertura con manto stradale; 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ riduzione solidità strutturale terreno; ▪ alterazione paesaggio geologico; ▪ impermeabilizzazione e consumo di suolo
Piazzola di installazione	Una per turbina	<ul style="list-style-type: none"> ▪ eventuali abbattimenti alberi; ▪ scavi & rimaneggiamenti suolo; ▪ copertura con calcestruzzo armato; 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ riduzione solidità strutturale terreno; ▪ alterazione paesaggio geologico; ▪ impermeabilizzazione e consumo di suolo
Aerogeneratori	-	<ul style="list-style-type: none"> ▪ infissione opere di fondazione 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ vibrazioni e riduzione solidità strutturale del terreno; ▪ alterazione paesaggio geologico
Linee elettriche di trasmissione	Una per turbina fino a SSE; una per cluster da SSE a cabina primaria	<ul style="list-style-type: none"> ▪ scavo trincee cavi o installazione linee aeree 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ vibrazioni e riduzione solidità strutturale del terreno
Stazione di trasformazione BT/MT	Una per cluster	<ul style="list-style-type: none"> ▪ eventuali scavi & rimaneggiamenti suolo; ▪ installazione; 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ alterazione paesaggio geologico; ▪ consumo di suolo

Ciascun potenziale impatto indicato nella tabella soprastante assume un'intensità direttamente proporzionale al numero di aerogeneratori da installare, in particolare il consumo di suolo. Per quest'ultimo è possibile effettuare una quantificazione approssimativa della superficie che verrebbe occupata dalla realizzazione di 10 cluster da 10 aerogeneratori l'uno: come già ripetuto, il valore medio di occupazione di suolo di un generico aerogeneratore da 6 MW (comprensivo di viabilità, montaggio e stoccaggio componenti), si aggira intorno ai 7500/8500 m²; volendo fare una stima approssimativa, quindi, per 100 aerogeneratori, l'occupazione totale di suolo si aggira intorno a 750000/850000 m², cioè 85 ettari; questo, peraltro, senza considerare le opere di connessione associate all'impianto (elettrrodotti, sottostazioni, cabine).

A prescindere dall'occupazione di suolo che l'opera onshore comporterebbe, è doveroso considerare anche una serie di operazioni al contorno che interesserebbero il terreno in maniera non trascurabile, come:

- Movimentazione di terra per la preparazione morfologica/strutturale dei punti adibiti all'installazione delle fondazioni;
- Adeguamenti della viabilità, con importanti allargamenti delle strade di montagna per consentire il passaggio a mezzi pesanti;
- Realizzazione della viabilità di cantiere sul sito di lavoro;



- Eventuali interventi su corsi d'acqua e canali per l'adeguamento idrogeomorfologico del sito di installazione

Considerata la sensibilità alta dei siti di interesse, l'impatto atteso sarebbe certamente da medio ad alto.

6.2.2 Soluzione offshore

Il Progetto Agnes Romagna 1&2 risulta ubicato nell'Adriatico nord-occidentale, oltre le 12 miglia a largo delle coste romagnole comprese tra Ravenna e Cesenatico. Per descrivere le caratteristiche del fondale interessato dal si riporta di seguito una sintesi delle informazioni raccolte nel volume 2 dello SIA (Rif. AGNROM_SIA-R_SIA-VOLUME2), a cui si rimanda per eventuali approfondimenti.

La morfologia dell'Adriatico nord-occidentale risulta collegata all'evoluzione deposizionale dell'avanfossa Padano-Adriatica, di cui la pianura Padana costituisce la parte emersa. I siti di realizzazione degli impianti presentano una profondità compresa tra i -27 e i -42 metri; il fondale presenta una batimetria molto regolare e una bassa acclività, senza singolarità morfologiche. Dall'analisi dei dati batimetrici acquisiti, infatti, l'area risulta caratterizzata da una morfologia regolare senza rotture di pendenza o strutture morfologiche che interrompano la monotonia dei fondali. L'interpretazione dei dati Side Scan Sonar (SSS) mette in evidenza la tessitura fine ed omogenea su tutta l'area di progetto, tipica del substrato sabbioso a granulometria medio-fine; né l'analisi morfo-batimetrica né quella SSS hanno rilevato la presenza di vegetazione sul fondale. L'omogeneità dei materiali costituenti il fondale è ulteriormente confermata dall'analisi stratigrafica, che individua uno o due orizzonti a granulometria più grossolana ricoperti da uno strato limoso superficiale. Unica peculiarità che emerge dalle analisi è la presenza di possibili risalite gassose, che, sottoforma di bolle, sono rilevate dagli strumenti come interruzioni o curvature degli orizzonti stratigrafici; tali risalite sono state rilevate lungo la maggior parte dei profili indagati. Da menzionare la presenza, in alcuni punti, di tubazioni interrato riconducibili alle numerose piattaforme estrattive presenti in prossimità dell'area di sviluppo.

Per quanto riguarda i sedimenti, l'area di sito ricade in una zona caratterizzata da sedimenti mobili, con una successione in senso terra-largo di sedimenti a granulometria decrescente: da sabbie, a sabbie pelitiche, a peliti molto sabbiose a peliti sabbiose fino a peliti. Queste ultime costituiscono la componente più rappresentativa dell'area di sito (Figura 25).



Analisi comparativa di un parco eolico onshore di uguale potenza installata
AGNROM_INT-R_EOLICO-ONSHORE

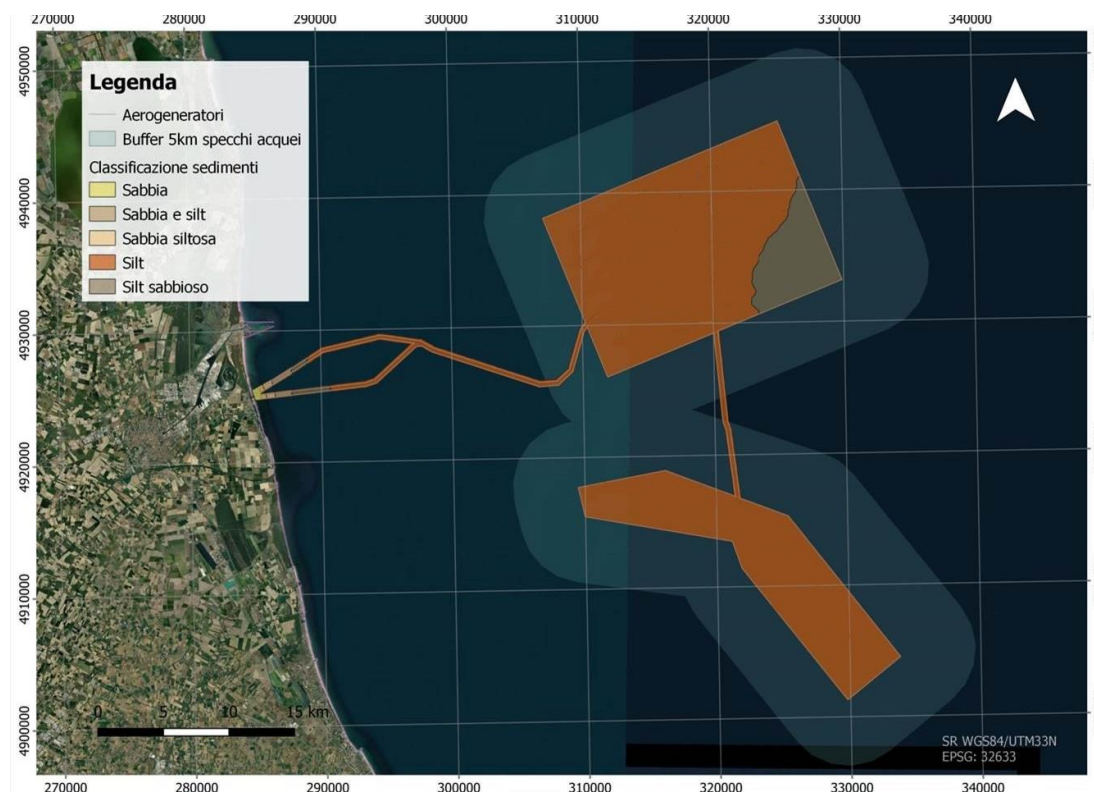


Figura 25: Mappa granulometrica dei sedimenti lungo l'impronta del Progetto.

Per quanto riguarda la popolazione bentonica che caratterizza l'area di sito offshore, gli studi bibliografici e le indagini di campo mostrano due principali tipi di habitat bentonici:

- Sabbie fini ben calibrate;
- Biocenosi del fango terrigeno costiero.

Vi sono anche ristrette zone di substrato duro e roccioso, dovute alla presenza di relitti, e una facies costiera a *T. tricarinata* (Figura 26).

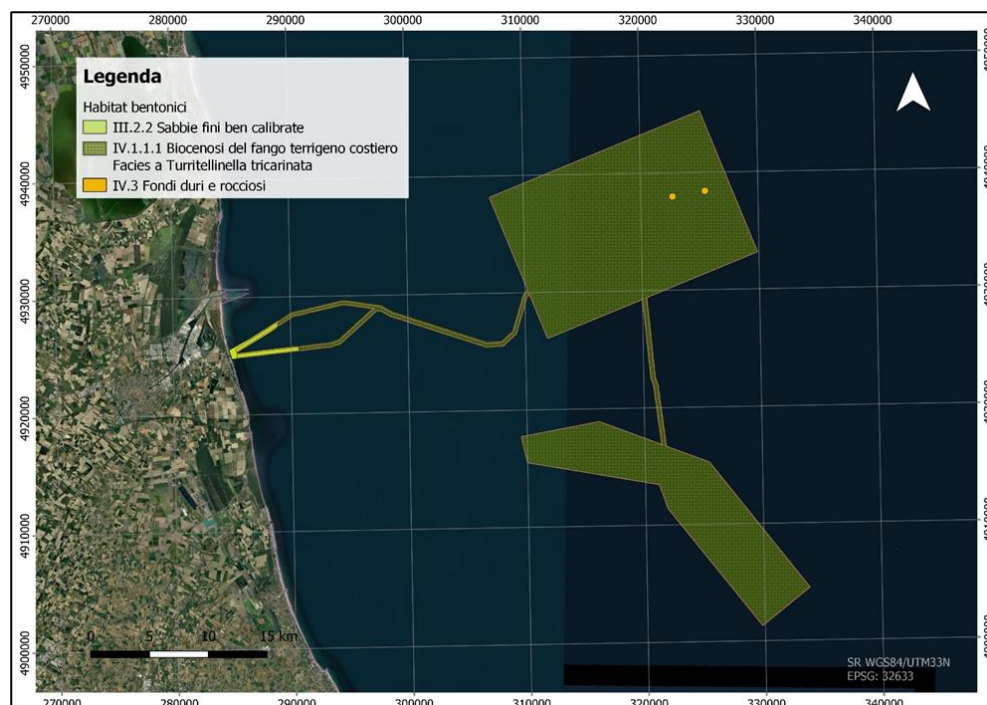


Figura 26: Mappa di distribuzione degli habitat bentonici.

Stando alle valutazioni effettuate, la componente bentonica interessata dal Progetto offshore presenta un grado di sensibilità medio-basso; si rimanda al Cap. 6.18 del Volume 2 dello SIA per eventuali approfondimenti sul tema.

Footprint sul fondale

A causa della sua monotonia strutturale, dell'assenza di strutture morfologiche e di vegetazione marina, il fondale dell'area di progetto ha un basso livello di pregio; tuttavia, essendo stati rilevati alcuni superamenti di valori di attenzione di alcuni inquinanti nei campioni di sedimento, la sensibilità del sito è definita alta a causa della loro potenziale messa in sospensione durante le operazioni di installazione di elettrodotti e fondazioni.

Il Progetto Agnes Romagna 1&2 prevede tre diverse possibili alternative di fondazione, da adoperare a seconda del profilo geotecnico del fondale: fondazione a monopalo, jacket a tre gambe e multipalo a pali inclinati con sovrastruttura in calcestruzzo. Le stesse fondazioni vengono impiegate, con minime differenze, anche per le due sottostazioni elettriche offshore.

Per quanto riguarda il monopalo, il diametro della fondazione a livello del fondale è di 10 metri, mentre il diametro dei pali di jacket e soluzione multipalo è di 2590.8 mm ciascuno. In ogni caso, tutti i tipi di fondazione raggiungono una profondità di infissione compresa tra i 40 e i 50 m sotto al livello del suolo.



Le fondazioni di turbine e sottostazioni possono essere soggette, a seconda delle caratteristiche oceanografiche (correnti e ondità) del sito, al fenomeno dello scouring, vale a dire la rimozione di sedimenti del fondale marino o di altro materiale ad opera delle correnti e delle onde. Incontrando una fondazione monopalo, ad esempio, l'acqua che scorre spinta da correnti, onde o entrambi, accelera e crea un vortice intorno alla struttura rimuovendo i sedimenti attorno alla stessa e formando una cavità. Poiché i monopali supportano le turbine attraverso il trasferimento laterale del carico, la formazione di una cavità può compromettere la stabilità. Inoltre, i cavi sottomarini associati alle turbine eoliche potrebbero necessitare di protezione da simili forze erosive sul fondo marino. Per quanto riguarda i pali di fondazione, la forma più comunemente utilizzata per la protezione dalle mareggiate negli impianti eolici è quella mediante armatura in roccia, utilizzando ghiaia, pietrame di cava e rocce frantumate (di solito calcaree o granitiche) per coprire una particolare area del fondale marino a una determinata altezza.

Si stima che l'estensione totale della protezione circolare contro l'erosione sia pari a circa cinque volte il diametro dei pali di fondazione; prendendo in via conservativa il caso del monopalo (maggiore in termini di ampiezza rispetto alle altre due soluzioni), si stima che l'area occupata dalle fondazioni e relativa protezione sia di: $77 \cdot (78,53 \cdot 5) = 30234 \text{mq}$, ovvero circa 3 Ha. In aggiunta, risulta opportuno considerare le operazioni di posa degli elettrodotti, che prevedono l'interramento di 213 km di elettrodotti in trincee profonde 1.5/2 metri; tuttavia, essendo interrati in profondità, una volta conclusa l'installazione, gli elettrodotti rappresentano un disturbo trascurabile per il fondale con una occupazione di suolo pressoché nulla.

Date le sue caratteristiche, la preparazione del fondale non necessita di particolari operazioni; ciò nonostante potrebbe, a seconda degli specifici casi, includere l'uso di strumentazione per spostare o rimuovere eventuali ostruzioni, o operazioni di dragaggio per livellare il fondale e rimuovere i sedimenti in eccesso o le ostruzioni più piccole. L'installazione verrà eseguita con martello battipalo e non comporterà operazioni di scavo; fatta eccezione per l'eventuale necessità di rimuovere elementi di intralcio interrati nel fondale, infatti, si tratta di operazioni di infissione che comportano scarsa movimentazione dei sedimenti marini.

6.2.3 Confronto

Ponendo a confronto le due soluzioni, emerge che la soluzione onshore teorica di 10 cluster da 10 aerogeneratori l'uno si colloca in un contesto di fragilità idrogeologica e morfologica, su terreni di elevato pregio naturalistico, paesaggistico e agronomico, con un'occupazione totale di almeno 85 ettari. La realizzazione degli impianti inoltre necessiterebbe di operazioni di scavo, rimaneggiamento di rocce e terre ed eventuali abbattimenti di vegetazione con conseguente rischio di impoverimento morfologico/paesaggistico e dell'assetto idrogeologico. Inoltre, pur essendo state evitate le aree urbane, i siti Rete Natura 2000 e i beni paesaggistici ai sensi dell'Art. 136 - d.lgs 42/2004, non si escludono sovrapposizioni con aree sottoposte a strumenti di tutela diversi non considerati nell'analisi.



Per contro, la soluzione offshore presentata in VIA di due impianti da 50 e 25 aerogeneratori, si colloca in un tratto di mare caratterizzato da un fondale privo di strutture geomorfologiche, in un'area fortemente antropizzata e non soggetta a tutele, con un'occupazione totale di poco più di 3 ettari. L'installazione delle fondazioni offshore, inoltre, non causerebbe alterazioni di assetti idrogeologici e non comporterebbe abbattimenti di vegetazione o scavi e movimentazione di terre e rocce, eccezion fatta per la posa dei cavi, che vede l'immediato ricoprimento della trincea con il materiale di scavo.

Ad ogni modo, è da menzionare la deposizione di materiale inerte a protezione delle fondazioni, che certamente causa un'interruzione della uniformità morfologica del fondale, dando origine a zone di substrato duro assimilabili a "isole" nella matrice sabbiosa circostante. Gli effetti di questi "reef" artificiali sull'ambiente e l'ecologia sono ampiamente studiati, e si prevede che la loro colonizzazione da parte degli organismi marini possa causare un graduale incremento nella biodiversità del sito di interesse. Si rimanda al Volume 3 dello SIA per ulteriori approfondimenti.

Per quanto riguarda l'uso del suolo, l'area offshore non è coperta dal database Corinne Land Cover; tuttavia, si può facilmente restringere la destinazione d'uso dei fondali di interesse a due attività economiche: coltivazione di idrocarburi e pesca a strascico. Mentre per la prima, il Progetto non causa interferenze sul fondale, se non alcuni *crossing* elettrodotto/condotte gas, la pesca a strascico viene maggiormente interferita. Per una trattazione più approfondita su questo argomento si rimanda alla sezione 6.4 del presente documento, nonché al Cap. 7.22 del Volume 3 dello SIA.

In conclusione, per quanto riguarda gli impatti legati al footprint sul fondale/terreno, la soluzione offshore risulta nettamente preferibile rispetto ai cluster di impianti eolici onshore.

Tabella 19: Tabella riepilogativa di confronto

	Soluzione Offshore	Soluzione Onshore
Numero aerogeneratori	75	100
Quota Hub	170 m	150 m
Superficie occupata per turbina	392,65 m ²	8500 m ²
Superficie totale occupata	30234 m ²	850000 m ²
Sensibilità fondale/terreno	Medio-bassa	Molto alta
Intensità impatto	Trascurabile, sotto alcuni aspetti positiva	Medio-alta

6.3 Impatto paesaggistico e visivo

Trattandosi di impianti eolici, entrambe le alternative (onshore e offshore) comportano delle modifiche nel paesaggio in cui si inseriscono. Ancora una volta, ai fini dell'analisi è utile richiamare alcune caratteristiche distintive delle due soluzioni:



- Il Progetto offshore di Romagna 1 & 2 prevede due impianti eolici ubicati oltre le 12 miglia nautiche dalla costa Romagnola; uno da 25 e l'altro da 50 turbine, per un totale di 75 aerogeneratori. Le torri degli aerogeneratori si ergono a 170 metri slmm; l'altezza totale, considerando il *tip* della pala in posizione parallela alla torre e perpendicolare al suolo raggiunge i 300 metri slmm.
- La soluzione alternativa onshore invece, prevede 10 cluster da 10 turbine l'uno, per un totale di 100 aerogeneratori da ubicarsi in diversi siti nelle località montuose dell'Appennino Tosco-Emiliano. Le torri degli aerogeneratori selezionati per l'analisi hanno un'altezza di 119 metri che, aggiungendovi il raggio della pala in parallelo, raggiunge i 200 metri. A questi parametri, va aggiunta inoltre l'altitudine a cui gli aerogeneratori sono installati, che varia tra i 400-700 metri slmm.

Tra tutti gli elementi di progetto, sono gli aerogeneratori a determinare le potenziali interferenze con il paesaggio sia a livello di sito che a livello di area vasta, pertanto devono essere questi l'oggetto della valutazione. Dal punto di vista paesaggistico, le opere di connessione (elettrodotti e sottostazioni) hanno un impatto pressoché nullo e risultano non rilevabili da punti di interesse. Inoltre, poiché in entrambi i casi la fase di costruzione risulta di durata limitata, si è scelto di escludere dall'analisi la perdita di naturalità dell'area e di qualità visiva dovuta alla presenza dei macchinari.

La visibilità di un elemento dipende dalle caratteristiche fisiche dell'oggetto osservato, dalla conformazione dell'area in cui si colloca, e dal campo visivo dell'osservatore. Tenendo in considerazione le caratteristiche geografiche e dimensionali delle due alternative, si fornisce nei seguenti capitoli una valutazione comparativa sui rispettivi impatti visivi e paesaggistici.

6.3.1 Soluzione onshore

Poiché per produrre un'ipotesi di alternativa onshore realistica si è dovuto tenere in considerazione in primo luogo la producibilità, la selezione dei siti è ricaduta, al netto dei vincoli osservati, sui siti più ventosi dell'entroterra, vale a dire diverse zone sommitali della catena appenninica.

La netta opposizione riscontrabile nei confronti delle diverse iniziative di eolico onshore proposte negli ultimi anni ha come obiezione ricorrente l'impatto visivo e paesaggistico degli impianti. Questo, infatti, è un tema estremamente delicato poiché gli impianti onshore sono spesso ubicati in siti montuosi di elevato pregio naturalistico e paesaggistico, e la loro posizione sopraelevata li rende spesso protagonisti della quinta paesaggistica anche da punti di vista molto lontani.

L'alternativa onshore in esame coinvolge una porzione di territorio eccezionalmente vasta, in particolare a confronto con i progetti onshore attualmente esistenti, che in media contano 7-10 turbine (l'alternativa in esame propone 100 turbine suddivise in 10 cluster).



Date le grandi dimensioni delle turbine (200 m pala + torre), l'imponente estensione dell'area di sito, il pregio naturalistico e paesaggistico del contesto appenninico in cui i cluster si articolano, e dato il range di altitudine in cui gli aerogeneratori sono installati (400-700 m slmm), gli impatti paesaggistici che si possono prevedere sono numerosi e di intensità molto elevata.

- In primo luogo, per quanto si sia evitato di sovrapporre i cluster e le opere di connessione ai centri abitati, non è stato sempre possibile impedirne una certa prossimità, o comunque una linea di visuale pulita tra questi e gli impianti. Di conseguenza, alcuni impianti risulterebbero una presenza artificiale costante e imponente nella quotidianità di alcune comunità locali.
- Così come sopra, per quanto siano stati evitati i beni paesaggistici (ai sensi del D.L 42/2004), non si può escludere che gli impianti risultino visibili da alcuni (o, più probabilmente, molti) di questi siti.
- A seconda del punto di osservazione, la presenza di più cluster non sempre lontani tra loro fa sì che il paesaggio risulti "invaso" da più direzioni, e l'effetto visivo risultante, in alcuni casi, sarebbe di una serie di aerogeneratori o gruppi di essi disseminati sul territorio.
- Gli impianti, anche se al di fuori da siti Rete Natura 2000, centri abitati e beni paesaggistici, insistono comunque su percorsi panoramici ad alta frequentazione, da cui sarebbero inevitabilmente percepiti.
- Essendo così numerosi, non sempre e non da tutti i punti di osservazione i layout dei cluster riuscirebbero ad assecondare le geometrie del territorio, frammentando così le strutture paesaggistiche ormai consolidate.
- Oltre l'ingombro visivo degli aerogeneratori, è necessario tenere conto delle soluzioni cromatiche adottate: se da una parte potranno essere utilizzate vernici antiriflesso e toni compatibili con la gamma cromatica circostante, dovranno comunque essere rispettati i cromatismi di segnalazione necessari, che per ovvie ragioni devono risaltare sul paesaggio e rendere ben visibili le strutture. Questo aumenterebbe considerevolmente l'impatto visivo degli impianti.

6.3.2 Soluzione offshore

I potenziali impatti sul paesaggio del progetto Agnes Romagna sono stati ampiamente trattati nei documenti di SIA e di relazione paesaggistica (AGNR0M-RP-R-REL-PAESAGGISTICA), ai quali si rimanda per approfondimento. Di seguito si riporta una sintesi delle valutazioni effettuate in tal senso.

Il paesaggio marino è determinato dalle caratteristiche geografiche e morfologiche della costa da cui lo si percepisce e dalla presenza in mare di isole, penisole o altri elementi emergenti. Il tratto di costa prospiciente l'area di Progetto si estende indicativamente a nord dal comune di Ravenna fino al comune di Rimini a sud e ricomprende quindi le province di Ravenna, Forlì-Cesena e Rimini.

Il contesto morfologico è rappresentato da una costa bassa, sostanzialmente rettilinea, priva di rilievi, insenature o elementi emergenti in mare (ad es. isole). L'orizzonte guardando verso il mare si presenta quindi



in gran parte libero e non sono presenti elementi focali in grado di attirare lo sguardo e connotare il paesaggio marino. Non essendo presenti elementi morfologici elevati, quali colline o promontori, la visione del paesaggio marino dalla costa avviene da punti a livello mare o poco più alti (rappresentati principalmente da abitazioni ed edifici) e non è possibile quindi avere uno sguardo d'insieme su ampi tratti di mare o di costa. La vista libera e aperta del mare è possibile generalmente solo dalla spiaggia e da una fascia retrostante limitata. Sulla costa, sono solitamente presenti numerosi elementi antropici come case, stabilimenti, strutture turistiche che rappresentano un ostacolo visivo e che permettono di vedere solo scorci di mare non appena ci si allontana dalla costa. Osservando più nel dettaglio le condizioni del litorale, si nota che molti tratti prospicienti la costa presentano opere di difesa a mare, realizzate nei tratti urbanizzati della costa per contrastare l'arretramento della linea di battigia, costituendo un'ulteriore ostruzione alla percezione dell'orizzonte.

Terraferma e mare sono un ambito paesaggistico con una forte interrelazione e modifiche al contesto marino determinano modifiche alla percezione che si ha del mare dalla costa; tuttavia, rispetto a questo aspetto va evidenziato che visuali ampie dell'orizzonte marino, e quindi dell'area in cui verranno collocati gli aerogeneratori, si hanno essenzialmente sulla spiaggia. L'effettiva visibilità dell'orizzonte nella sua interezza, quindi, varia sensibilmente lungo la costa a seconda della posizione specifica del punto di visuale ed è massima solo nei tratti di arenile privo di ostruzioni visive.

Infine, a conclusione dell'analisi del contesto, va detto che il tratto di Mare Adriatico interessato vede già la presenza di infrastrutture che hanno introdotto elementi antropici proprio nel paesaggio marino. A largo del tratto di costa tra Ravenna e Rimini sono presenti, infatti, più di 30 strutture tra piattaforme e terminali, localizzate ad una distanza variabile di 1,5 km fino a 28 km al largo e in parte visibili dall'arenile. Si tratta chiaramente di opere diverse dagli aerogeneratori, essendo elementi puntuali di altezza molto più ridotta; tuttavia, in alcuni casi queste piattaforme sono localizzate anche a soli 1.5 km dalla costa e risultano quindi chiaramente visibili dalla terraferma. A differenza di altri ambiti marini, in questo caso sono presenti già da alcuni decenni elementi antropici in mare che hanno modificato la percezione di questo paesaggio dalla terraferma.

Per quanto riguarda la visibilità degli aerogeneratori, pur avendo dimensioni maggiori rispetto alla soluzione onshore (rispettivamente 300 m e 200 m di altezza al tip), possono essere percepiti da un osservatore stanziale solo da terra, cioè a una distanza minima di circa 13 miglia nautiche (c.ca 24 km). A simili distanze la visibilità è governata, oltre che dalla prospettiva, anche da due importanti fenomeni:

- La foschia marina, che offusca l'orizzonte con una coltre di vapore acqueo riducendo notevolmente la visibilità. Occorre dire che tale fenomeno non è permanente, ma si verifica in giornate molto calde, tipicamente nel periodo estivo (cioè, come noto, quelle di maggiore fruizione della riviera).
- La curvatura terrestre, che da un'altezza di osservazione di 2 metri, a 12 miglia nautiche nasconde dietro l'orizzonte i primi 22-23 metri in altezza dell'oggetto osservato.



La percezione ridotta degli elementi verticali dovuta alla grande distanza, combinata con i due fenomeni sopra descritti, fa sì che la visibilità degli aerogeneratori offshore dalla costa sia molto ridotta. Di seguito si ripropone una mappa dell'intervisibilità teorica estratta dalla analisi di intervisibilità di progetto, alla quale si rimanda per approfondimenti (AGNROM_RP-R_REL-PAESAGGISTICA, APPENDICE A).

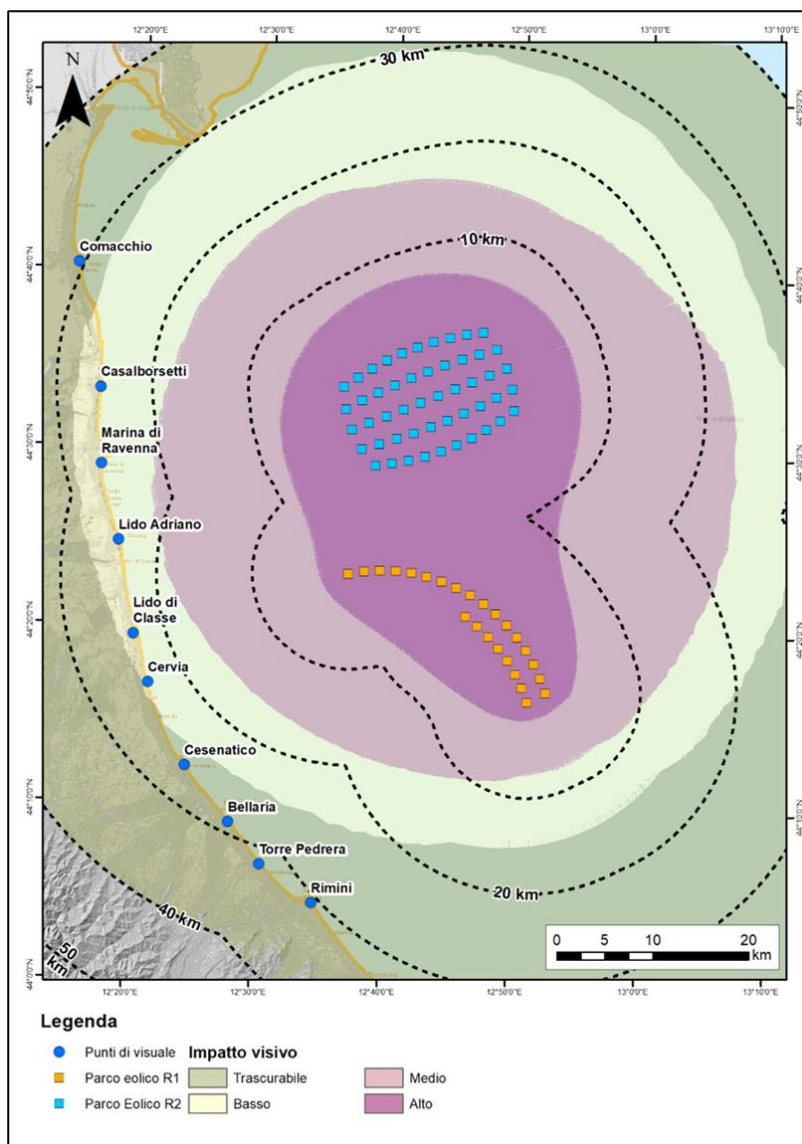


Figura 27: Mappa dell'intervisibilità degli impianti offshore in funzione della distanza dal punto di osservazione

Considerando quanto riportato nei precedenti capoversi, in sintesi, è possibile prevedere che il Progetto offshore non determinerà impatti diretti sulla costa o su aree sottoposte a vincolo paesaggistico, e il livello di percezione delle strutture dalla costa è previsto tra "basso" e "trascurabile". Resta inteso che la presenza degli impianti modificherà la relazione visiva tra queste aree e il paesaggio marino.



6.3.3 Confronto

Le due soluzioni alternative presentano profonde differenze, che si riflettono nella rispettiva interazione con il paesaggio circostante e la loro percezione da un osservatore. La seguente tabella aiuta la lettura di queste differenze e facilita il confronto delle due soluzioni.

Tabella 20: Impatto paesaggistico e visivo - confronto

	SOLUZIONE OFFSHORE	SOLUZIONE ONSHORE
N° turbine	75	100
Dim. Turbine	300 m	200 m
Altezza Slmm	0 m	400-700 m
Dist. oss. stanziale	~24 – 40 km	0 – 40 km
Contesto Paesagg.	Paesaggio marino ad orizzonte libero, fortemente antropizzato;	Paesaggio complesso, ricco di strutture ed elementi morfologici di pregio; frequenti siti scarsamente antropizzati; Beni paesaggistici nelle vicinanze.
Fruizione paesaggio	Litorale dalla elevatissima frequentazione turistica stagionale (estate)	Siti altamente frequentati da escursionisti.

In sintesi, la soluzione offshore presenta un numero minore di turbine, ma di dimensioni maggiori; tuttavia, gli aerogeneratori offshore sono tutti collocati a 0 metri slmm, mentre quelli onshore sono nella maggior parte dei casi in zone sommitali elevate, perciò percepibili da un orizzonte molto più ampio. In più, gli impianti sulla terraferma sono molto più facilmente avvicinabili da un osservatore stanziale, che potrà trovarsi a brevissime distanze e percepire un impatto visivo considerevole. Per quanto riguarda il paesaggio, pur essendo il paesaggio marino costituito da un orizzonte libero (anch'esso certamente di pregio), a differenza dei paesaggi che ospiterebbero gli impianti onshore, non presenta elementi strutturali e morfologici complessi con cui le macchine interferirebbero, e risulta fortemente antropizzato a causa dell'intensa attività mineraria che ha caratterizzato gli ultimi decenni. In conclusione, risulta evidente che una soluzione onshore di potenza equivalente determina in maniera inevitabile impatti visivi e paesaggistici maggiori rispetto alla soluzione offshore oggetto dell'attuale procedura autorizzativa.

A completamento dell'analisi, l'APPENDICE A del presente documento propone una serie di foto-simulazioni delle due soluzioni con cui è possibile effettuare un confronto visuale immediato.



6.4 Superficie interdetta ad altri usi

Come ultimo aspetto, la spettabile Commissione Tecnica PNRR-PNIEC richiede un confronto sull'estensione di superficie interdetta ad altri usi delle due alternative, offshore e onshore.

Sia la terraferma che il mare, infatti, sono da sempre risorse indispensabili per le attività umane: la terraferma è la sede dell'agricoltura, del pascolo, dell'edificazione, dell'industria e di molte altre attività, mentre il mare è teatro di attività come la navigazione e il trasporto, la pesca e l'estrazione mineraria. In entrambi i casi, la realizzazione di un progetto eolico da 600 MW di capacità andrebbe inevitabilmente a sovrapporsi con parte degli spazi dedicati a queste attività che, in alcuni casi, non potrebbero più essere svolte. È importante, perciò, determinare quale sia l'effettiva incidenza delle due soluzioni in termini di superficie interdetta ad altri usi.

6.4.1 Soluzione onshore

Con riferimento agli usi dei suoli su cui insisterebbe la soluzione alternativa onshore, è opportuno riprendere quanto specificato in par. 6.2.1; secondo il database Corinne Land Cover, gli usi più ricorrenti sono i seguenti, elencati in ordine di frequenza decrescente:

- Territori agricoli;
- Zone boscate e semi-naturali;
- Aree a pascolo naturale e praterie d'alta quota.

In sostanza, dal database emerge la vocazione agricola, naturalistica e agro-zoologica del territorio su cui insisterebbero gli impianti.

L'ipotesi in esame richiederebbe una serie di interventi su vasta scala, tra cui la costruzione di nuove strade e l'adeguamento di quelle esistenti per consentire il passaggio di mezzi eccezionali, come quelli utilizzati per il trasporto delle componenti degli aerogeneratori e le gru ad alta capacità. In aggiunta, sarebbero necessari lavori considerevoli di movimento terra per adattare la conformazione del terreno alle dimensioni e alle specifiche tecniche dei piazzali di montaggio, il che può essere particolarmente complesso in alcune aree con caratteristiche topografiche avverse. Tutte queste modifiche, moltiplicate per i 100 aerogeneratori ipotizzati, potrebbero comportare un impatto significativo sull'uso del suolo, limitando le opportunità economiche nelle zone coinvolte, e interferendo con la naturalità dei siti.

Inoltre, è previsto l'installazione di lunghe reti di cavi interrati per collegare gli aerogeneratori alle stazioni elettriche, distribuite all'interno della Regione Emilia-Romagna. Queste linee di cavi potrebbero dover attraversare aree complesse, come zone forestali e corsi d'acqua, con conseguenti possibili interferenze sui servizi ambientali che forniscono.



Alla luce di quanto sopra, risulterebbe fondamentale pianificare e attuare misure di mitigazione mirate per ridurre al minimo l'occupazione di suolo, l'interdizione di usi consolidati dei siti e, in generale, l'impatto ambientale complessivo di questi lavori, sfida che per i 10 cluster in questione pare difficilmente superabile.

In sintesi, considerando una stima di 8500 m² di superficie occupata per aerogeneratore, si riporta nella seguente tabella il valore della superficie occupata per ogni categoria d'uso del suolo.

Tabella 21: Superfici occupate dalla soluzione onshore in riferimento agli usi del suolo

CATEGORIA D'USO	N° TURBINE	SUPERFICIE OCCUPATA
<i>Territori agricoli</i>	52	442000 m ²
<i>Zone boscate e semi-naturali</i>	34	289000 m ²
<i>Aree a pascolo naturale e praterie d'alta quota</i>	14	119000 m ²

6.4.2 Soluzione offshore

L'area marittima in cui si inserisce il Progetto Agnes Romagna 1&2 è da lungo tempo ambito di numerose attività umane, come pesca, navigazione, attività minerarie, attività ricreative e scientifiche, aree protette e molto altro. La progettazione degli impianti ha tenuto conto di tutte queste attività, e là dove si verificava una possibile interferenza, ha eseguito modifiche o proposto misure di mitigazione (si suggerisce la consultazione del documento "Relazione sulle interferenze delle opere a mare", Codice AGNROM_EP-R_REL-INT-MARE, per ulteriori approfondimenti). Questo ha consentito di circoscrivere il rischio di interferenza principalmente a due attività, comunque di grandissima importanza, che sono:

- Navigazione
- Pesca

Per quanto riguarda la navigazione, gli impianti sono stati posti a debita distanza dalle principali rotte marittime nazionali e internazionali e dai corridoi nazionali più battuti, inoltre sono stati lasciati liberi i canali di entrata e uscita del Porto di Ravenna e le rispettive proiezioni verso il largo; di conseguenza, la loro presenza dovrebbe interferire in maniera trascurabile con la maggior parte del traffico pesante. Per quanto riguarda il traffico più leggero invece, cioè quello diportistico, dei pescatori e degli operatori delle piattaforme di estrazione idrocarburi offshore, le distanze adottate tra gli aerogeneratori consentirebbero alle imbarcazioni di stazza uguale o inferiore ai 24 metri (o comunque non superiori alle 500 t di stazza lorda per pescherecci e CTV) di attraversare agilmente gli impianti, mantenendo, naturalmente, le opportune distanze di sicurezza da aerogeneratori e sottostazioni. Resta pacifico, infatti, che la realizzazione del Progetto comporta l'inserimento



di 91 elementi di attenzione dai quali è necessario mantenere adeguate distanze di sicurezza (150m dagli aerogeneratori; 500m dalle sottostazioni; 500m dalle piattaforme di fotovoltaico galleggiante); inoltre, l'ancoraggio non dovrebbe essere consentito in corrispondenza degli elettrodotti.

In merito alla pesca, i principali elementi di interferenza risultano essere gli elettrodotti e le linee di ancoraggio delle piattaforme dell'impianto fotovoltaico galleggiante; in corrispondenza dei primi, non sarà possibile praticare la pesca con sistemi di strascico pesante, cioè sistemi di strascico che scavano in profondità nel fondale (ad es. reti con i ramponi), in prossimità delle seconde, non sarà possibile alcun tipo di pesca con sistemi di traino.

Va chiarito, tuttavia, che questo non significa l'interdizione della pesca all'interno di tutto il parco, ma solo alcune limitazioni sulle aree di buffer attorno a elettrodotti, e interdizioni in corrispondenza di fondazioni e ormeggi degli elementi offshore; il resto dell'area, pure se all'interno del parco, potrà essere fruibile dalla pesca.

In sintesi, la superficie interdetta ad altri usi a causa del progetto Agnes Romagna 1&2 è di:

- 258 km² per la navigazione dei mezzi oltre i 24 m di lunghezza fuori tutta e le 500 tonnellate di stazza lorda;
- 17 km² per la navigazione dei mezzi entro i 24 m di lunghezza;
- 93 km² per l'attività di pesca a strascico con attrezzatura pesante e ancoraggio;
- 32 km² per l'attività di pesca a mezz'acqua, strascico leggero e ancoraggio.

Considerate le ragionevoli misure di precauzione adottate dalla proponente e data la grande disponibilità di superficie circostante navigabile e pescabile, è possibile ipotizzare un'intensità di impatto potenziale "Medio-bassa" alla soluzione offshore per quanto riguarda il fattore "superficie interdetta ad altri usi".

6.4.3 Confronto

Per facilitare il confronto tra le due soluzioni in termini di superficie interdetta ad altri usi, si propone di seguito una tabella riassuntiva dei risultati dell'analisi:

Tabella 22: Confronto delle due soluzioni in termini di superficie sottratta ad altri usi

USI	SUPERFICIE SOTTRATTA OFFSHORE	SUPERFICIE SOTTRATTA ONSHORE
Navigazione imbarcazioni >24m	258 km ²	-
Pesca con sistemi di strascico pesante	93 km ²	-
Navigazione imbarcazioni < 24m	17 km ²	-



Analisi comparativa di un parco eolico onshore di uguale potenza installata
AGNROM_INT-R_EOLICO-ONSHORE

Pesca mezz'acqua e strascico leggero	32 km ²	-
Agricoltura	-	0,442 km ²
Aree boscate e semi-naturali	-	0,289km ²
Pascolo	-	0,119 km ²

Dalla tabella di confronto emerge una netta superiorità della soluzione offshore in termini di aree interdette ad altri usi, tuttavia, mentre i dati relativi alla soluzione offshore tengono conto già delle misure e distanze di sicurezza ipotizzate, tali misure non sono state ipotizzate per il progetto onshore, che quindi riporta esclusivamente le superfici occupate, senza l'effettiva misura delle aree di interdizione al contorno. Inoltre, è opportuno considerare anche il rapporto presente tra le superfici di area interdetta e area libera, che in mare è molto inferiore rispetto a terra: a parità di area interdetta, infatti, in mare rimane un'area libera enormemente più grande rispetto a terra, con alternative di passaggio e di uso ampiamente disponibili; di conseguenza, l'impatto in mare sarà di gran lunga inferiore rispetto all'impatto a terra.



CONCLUSIONI

Per dare seguito alla richiesta della Commissione Tecnica PNIEC-PNRR di confrontare la componente eolica del Progetto Agnes Romagna 1&2 con un cluster di parchi eolici onshore di equivalente potenza, la Proponente ha simulato una progettazione onshore più realistica possibile sotto tutti gli aspetti più rilevanti, quali la producibilità, la dimensione e la disposizione degli aerogeneratori, e il rispetto delle distanze da aree sottoposte a tutela. Questo esercizio teorico ha portato alla luce 10 cluster onshore ipotetici da 10 aerogeneratori l'uno, ciascuno con una potenza da 6 MW e un diametro del rotore di 162 m, ubicati in diverse zone dell'Appennino Tosco-Emiliano; il Capitolo 4 fornisce tutti i dettagli riguardo la metodologia di lavoro e le assunzioni adottate, nonché i layout e le informazioni tecniche dei cluster e delle opere al contorno.

Nel successivo Capitolo 6 sono state effettuate valutazioni comparative tra il Progetto Agnes Romagna 1&2, oggetto del presente Procedimento di VIA, e il progetto onshore teorico, sulla base delle rispettive *performance* in termini di:

1. Producibilità (Cap 6.1);
2. Footprint sul fondale/terreno (Cap 6.1.1);
3. Impatto paesaggistico e visivo (Cap 6.3);
4. Superficie interdotta ad altri usi (Cap 6.4).

Per quanto riguarda la **producibilità**, la soluzione onshore presenta prestazioni leggermente inferiori rispetto a quella offshore; infatti, nonostante la soluzione onshore goda di venti in media più energetici, è penalizzata da limiti tecnici e tecnologici dovuti alla collocazione in zone montuose interne.

In riferimento al **footprint sul fondale/terreno**, la soluzione onshore mostra impatti nettamente maggiori rispetto a quella offshore. La soluzione onshore, infatti, andrebbe inserita in un contesto morfologico, geologico e pedologico di pregio, e l'occupazione totale di suolo sarebbe di 85 ettari, contro circa 3 ettari della soluzione offshore. Quest'ultima, peraltro, si inserisce in un contesto morfologico uniforme e privo di elementi strutturali di pregio, di conseguenza comporta un minore impatto dal punto di vista del footprint sul fondale.

Relativamente all'impatto **paesaggistico e visivo**, ancora una volta ad essere sfavorita risulta la soluzione onshore la quale, con particolare riferimento a questo ambito, produce considerevoli effetti negativi. I cluster onshore, infatti, sono ubicati in un paesaggio geologico e naturalistico di grande pregio e complessità strutturale, e a causa dell'altitudine dei siti, possono essere percepiti facilmente sia da vicino che da molto lontano. Inoltre, pur rispettando le disposizioni normative sulle distanze dalle aree sottoposte a tutela, alcuni impianti potrebbero essere facilmente percepiti da queste ultime. Per contro, gli impianti offshore sono ubicati a grande distanza dalla costa, dalla quale saranno visibili solo parzialmente anche grazie alla curvatura terrestre e agli episodi di foschia tipicamente estivi.



Riguardo all'ultimo ambito di confronto, cioè la **superficie interdetta ad altri usi**, tra le due soluzioni è quella offshore a rivelarsi leggermente meno performante. Per quanto la superficie occupata dagli impianti onshore sia maggiore, le aree coinvolte sono riconducibili a colture e seminativi, pascoli e zone boscate semi-naturali, cioè attività che risentono meno di eventuali interdizioni. Il progetto offshore, d'altra parte, pur rispettando il più possibile gli spazi dedicati a molte attività esercitate nella zona, non può evitare l'istituzione di alcune zone interdette ad attività di grandissima importanza come la navigazione e la pesca a strascico.

In conclusione, le considerazioni effettuate nella presente relazione dimostrano che un'alternativa di eolico onshore di potenza equivalente non sia praticabile, né auspicabile. L'analisi preliminare effettuata infatti ha evidenziato una scarsa disponibilità di aree idonee, sia dal punto di vista della ventosità, sia per quanto riguarda la loro delicatezza in termini paesaggistici e naturalistici. Le poche aree disponibili sono ritenute inadatte per progetti di tali dimensioni; pertanto, risulta che l'opzione migliore sia quella di realizzare gli impianti in area offshore.

Questa scelta infatti offre diversi vantaggi, tra cui la posizione al largo della costa che riduce l'impatto visivo, l'assenza di interferenze con aree tutelate e sensibili e la possibilità di impiegare un numero minore di aerogeneratori con dimensioni e potenza maggiori.

Tabella 23: Caratteristiche principali delle alternative offshore e onshore

PARAMETRI TECNICI	SOLUZIONE OFFSHORE	ALTERNATIVA ONSHORE
Potenza totale impianto [MW]	600	600
Numero aerogeneratori	75	100
Numero di impianti	2	10
Potenza nominale aerogeneratore [MW]	8	6
Diametro aerogeneratore [m]	230	162
Quota hub [m]	150	119
Inter-distanza minima tra aerogeneratori [m]	1200	900
Tipo di fondazione	Monopalo/jacket	Fondazione in cls armato
Copertura di suolo [ha]	3	85
Produttività [GWh]	1684.0	1616.2
Footprint sul terreno/fondale	Trascurabile/positivo	Medio - alto
Impatto paesaggistico e visivo	Medio-basso	Molto alto



APPENDICE A

Foto paesaggistiche e Fotoinserimenti

L'utilizzo del software WindPRO ha consentito la creazione dei fotoinserimenti, anche quando non si aveva accesso a fotografie sul campo. In questo caso, è stata sfruttata la funzione "Street View" di Google Earth per acquisire le immagini necessarie. Una volta ottenute le foto, sono state integrate in WindPRO, inserendo le informazioni spaziali, tra cui latitudine, longitudine e altimetria.

Un elemento fondamentale di WindPRO è il suo strumento di regolazione della fotocamera. Questo strumento offre la possibilità di regolare vari parametri, tra cui:

1. Focal length: La lunghezza focale dell'obiettivo della fotocamera, che influenza lo zoom dell'immagine.
2. Pan Angle: L'angolo di panoramica, che permette di cambiare l'orientamento orizzontale dell'immagine.
3. Tilt Angle: L'angolo di inclinazione, che consente di modificare l'orientamento verticale dell'immagine.
4. Rotation Angle: L'angolo di rotazione, che permette di ruotare l'immagine per allinearla correttamente con la vista desiderata.

Questi parametri sono essenziali per calcolare con precisione il profilo dell'orizzonte e le distanze corrette delle turbine eoliche rispetto alla posizione della fotocamera. Questo processo assicura che il fotoinserimento generato da WindPRO sia il più accurato possibile e fornisce una rappresentazione realistica del progetto del parco eolico rispetto all'ambiente circostante. Per la validazione del modello, si faccia riferimento al punto f. nella sezione riferimenti. Di seguito sono mostrati i fotoinserimenti ottenuti con il software WindPRO.

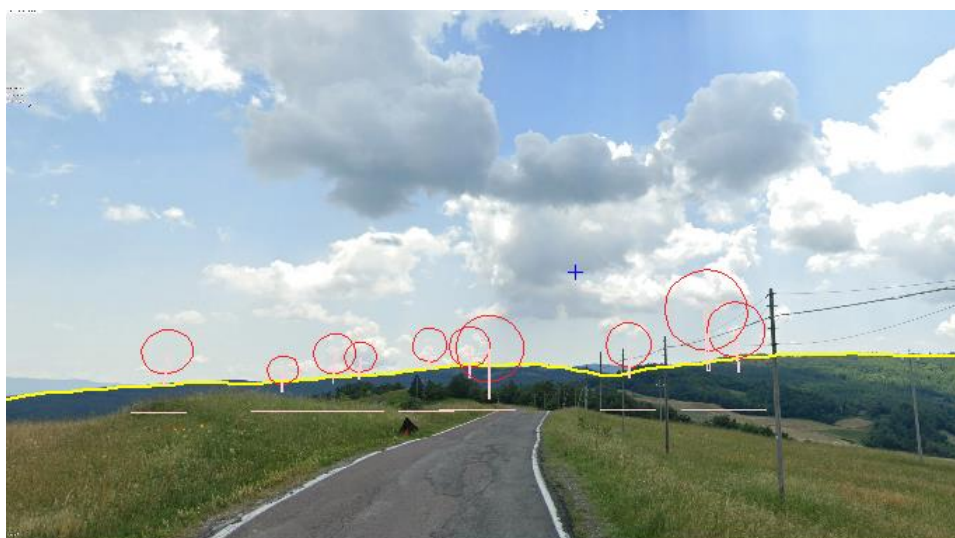


Figura 28: Regolazione della camera con il software WindPRO



Analisi comparativa di un parco eolico onshore di uguale potenza installata
AGNR0M_INT-R_EOLICO-ONSHORE

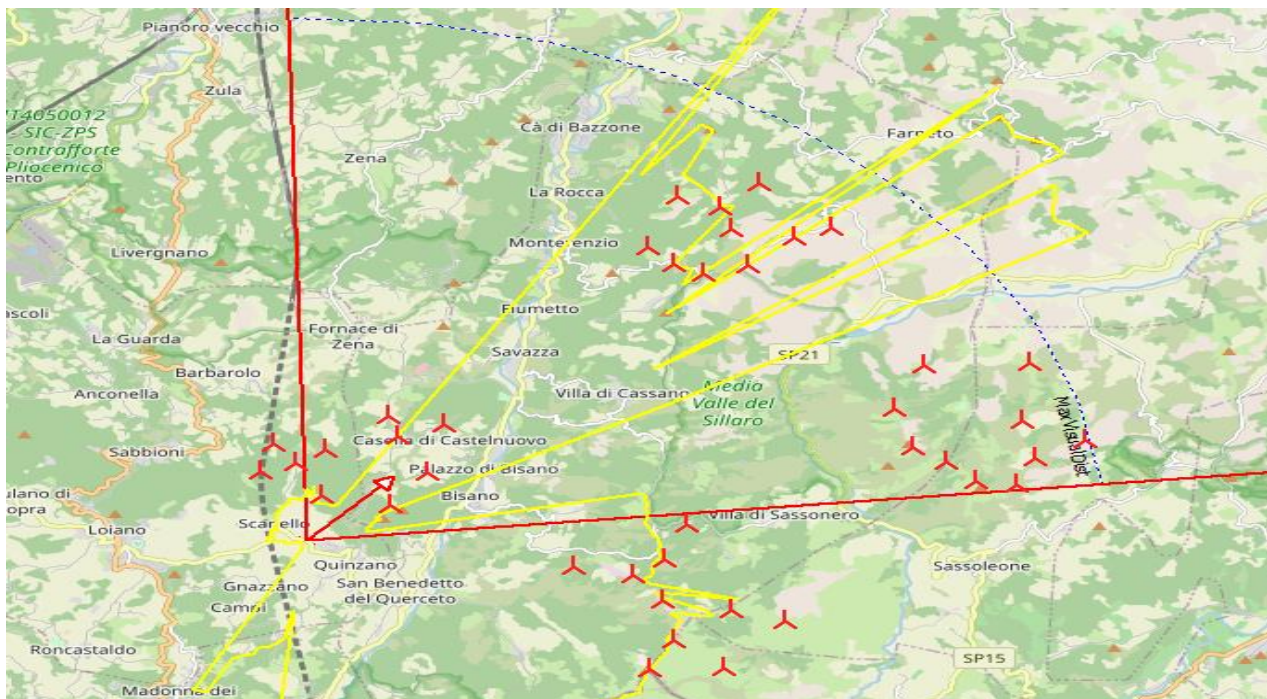


Figura 29: Cluster 1-2-3-4 – mappa con ubicazione punto di ripresa fotografica ($44,266252^{\circ}$ $11,358471^{\circ}$), con ottico, linea di orizzonte e layout d’impianto



Figura 30: Cluster 1-2-3-4 – Punto di ripresa fotografica $44,266252^{\circ}$ $11,358471^{\circ}$, ante operam, fonte Google



Analisi comparativa di un parco eolico onshore di uguale potenza installata
AGNROM_INT-R_EOLICO-ONSHORE



Figura 31: Cluster 1-2-3-4 – Punto di ripresa fotografica 44,266252° 11,358471°, **post operam**, fonte Google

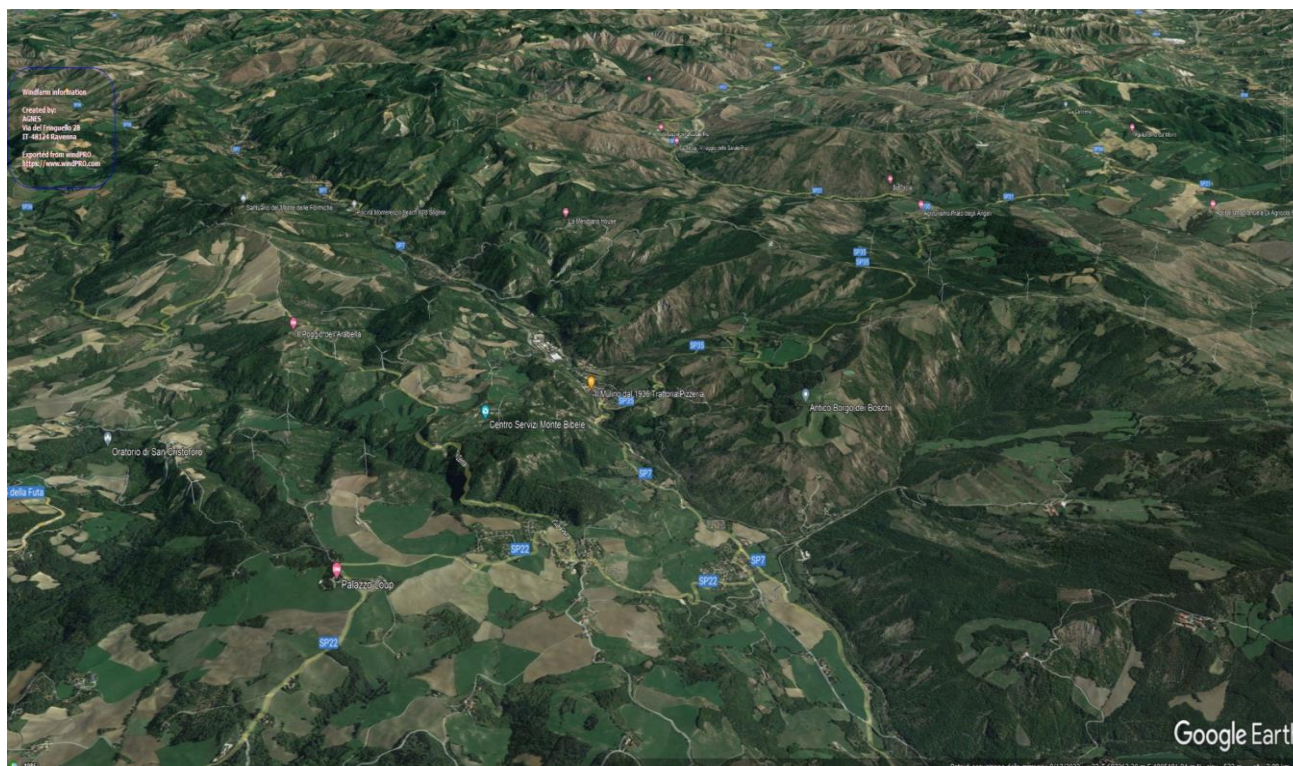


Figura 32: Cluster 1-2-3-4 – foto aerea, fonte Google Earth

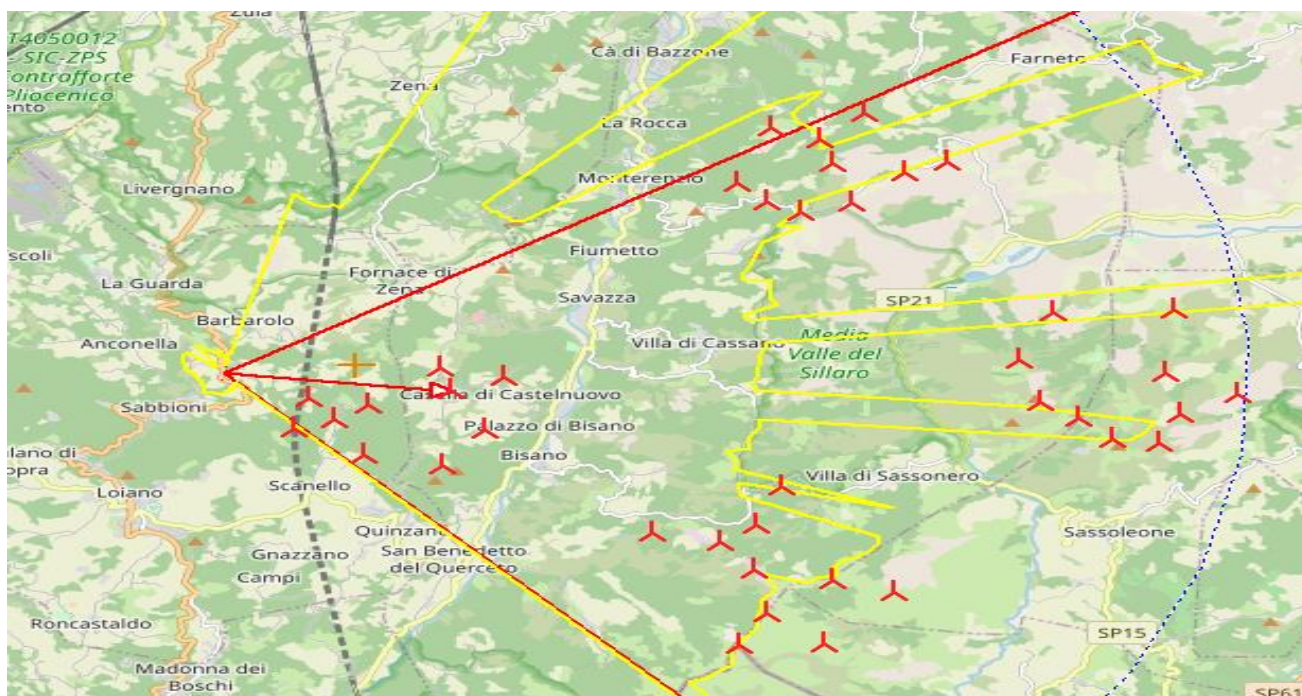


Figura 33 : Cluster 1-2-3-4 – mappa con ubicazione punto di ripresa fotografica ($44,290663^{\circ}$ $11,338559^{\circ}$), cono ottico, linea di orizzonte e layout d'impianto



Figura 34: Cluster 1-2-3-4 – Punto di ripresa fotografica $44,290663^{\circ}$ $11,338559^{\circ}$, **ante operam**, fonte Google



Analisi comparativa di un parco eolico onshore di uguale potenza installata
AGNROM_INT-R_EOLICO-ONSHORE



Figura 35: Cluster 1-2-3-4 – Punto di ripresa fotografica 44,290663° 11,338559°, **post operam**, fonte Google

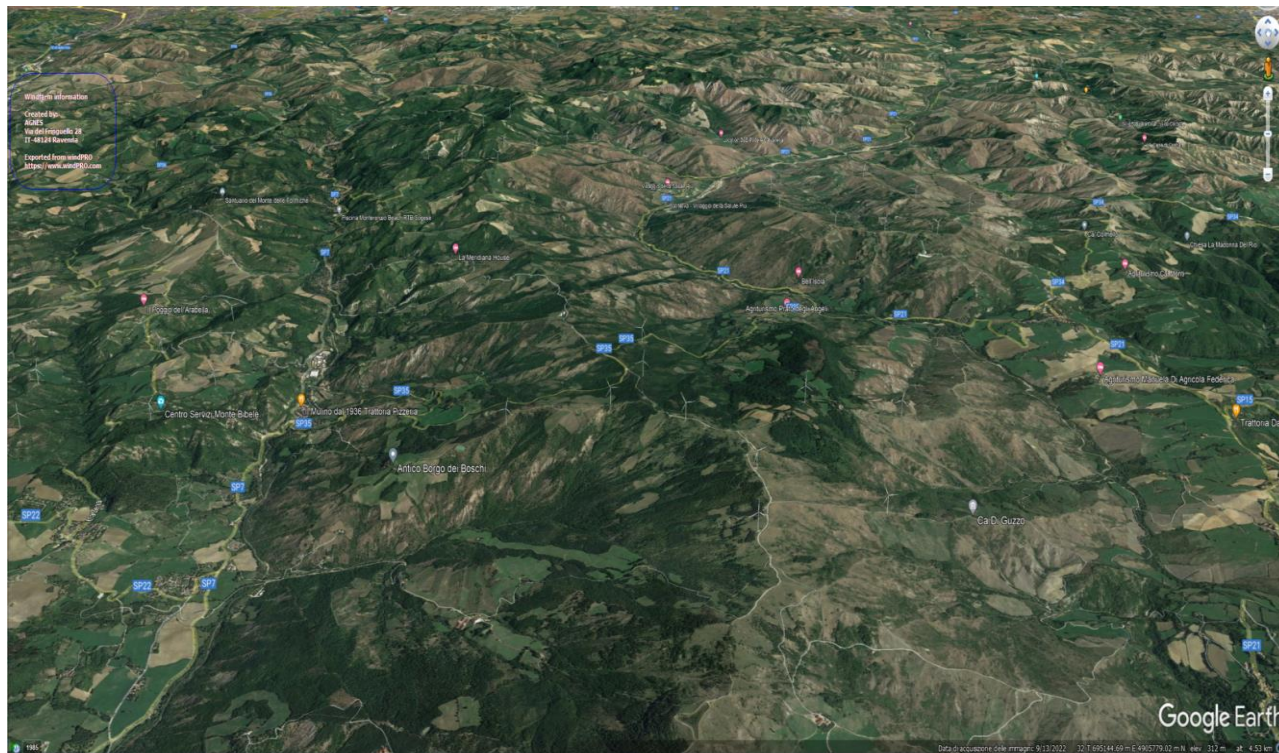


Figura 36: Cluster 1-2-3-4 – foto aerea, fonte Google Earth

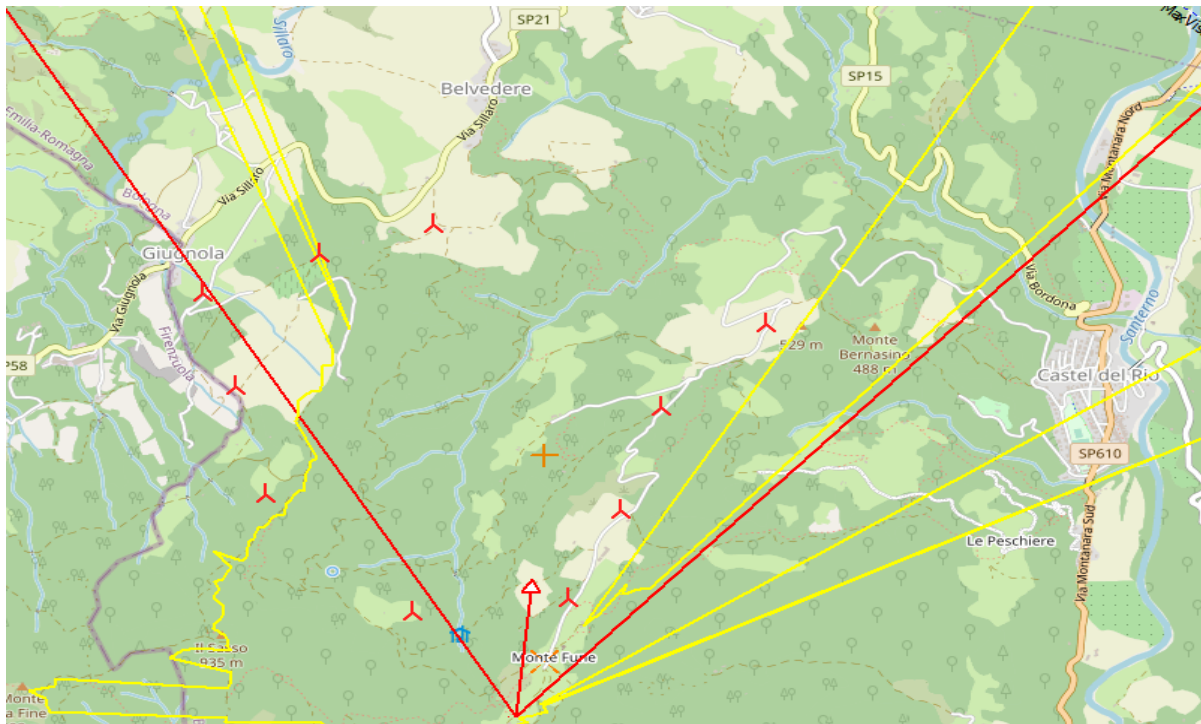


Figura 37: Cluster 5– mappa con ubicazione punto di ripresa fotografica ($44,197164^{\circ}$ $11,470634^{\circ}$), cono ottico, linea di orizzonte e layout d’impianto

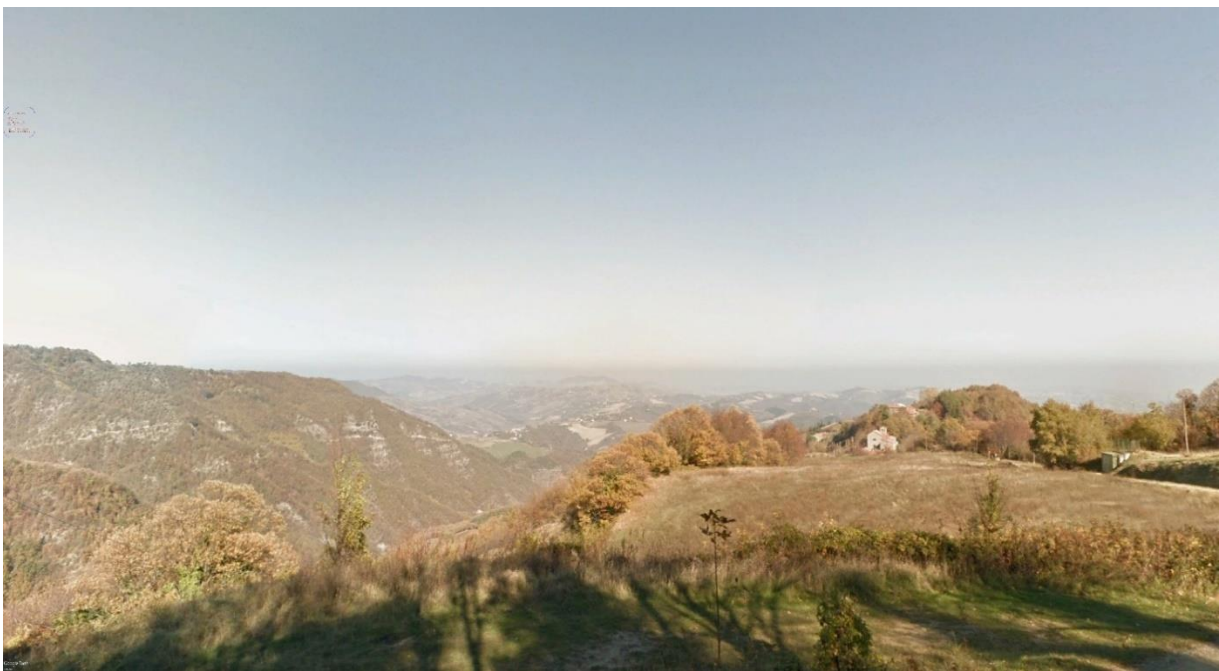


Figura 38: Cluster 5 – Punto di ripresa fotografica $44,197164^{\circ}$ $11,470634^{\circ}$, ante operam, fonte Google

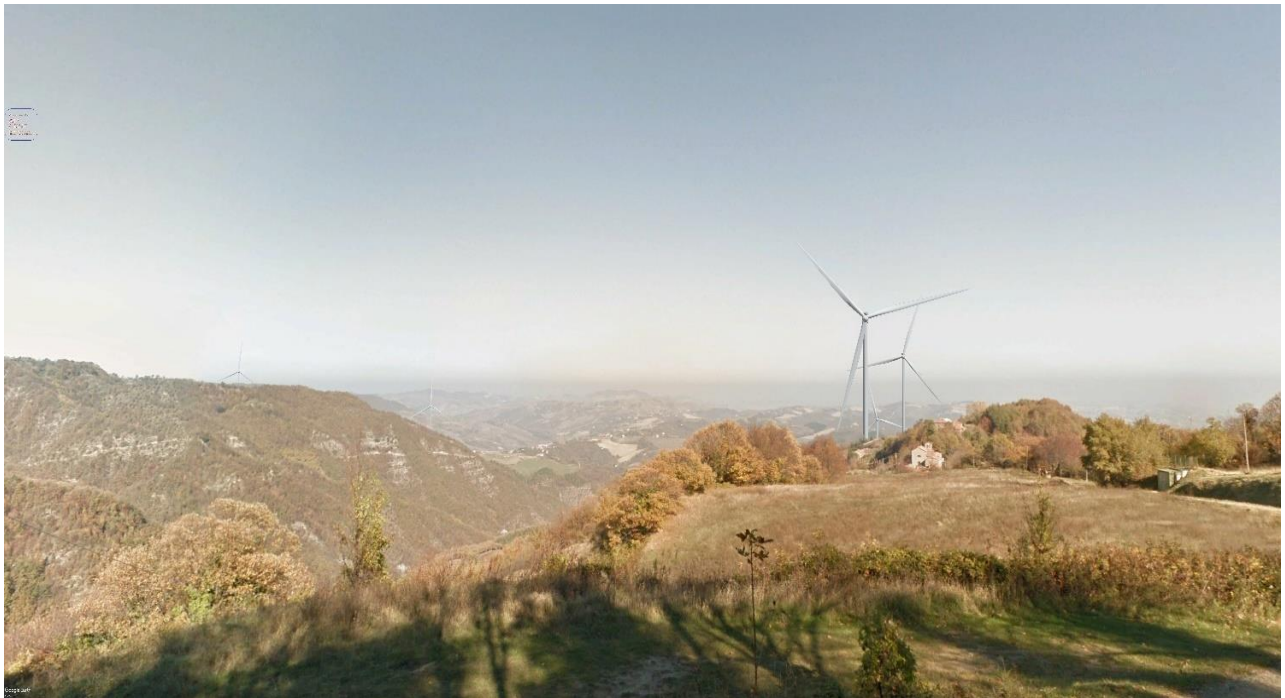


Figura 39: Cluster 5 – Punto di ripresa fotografica 44,197164° 11,470634°, **ante operam**, fonte Google

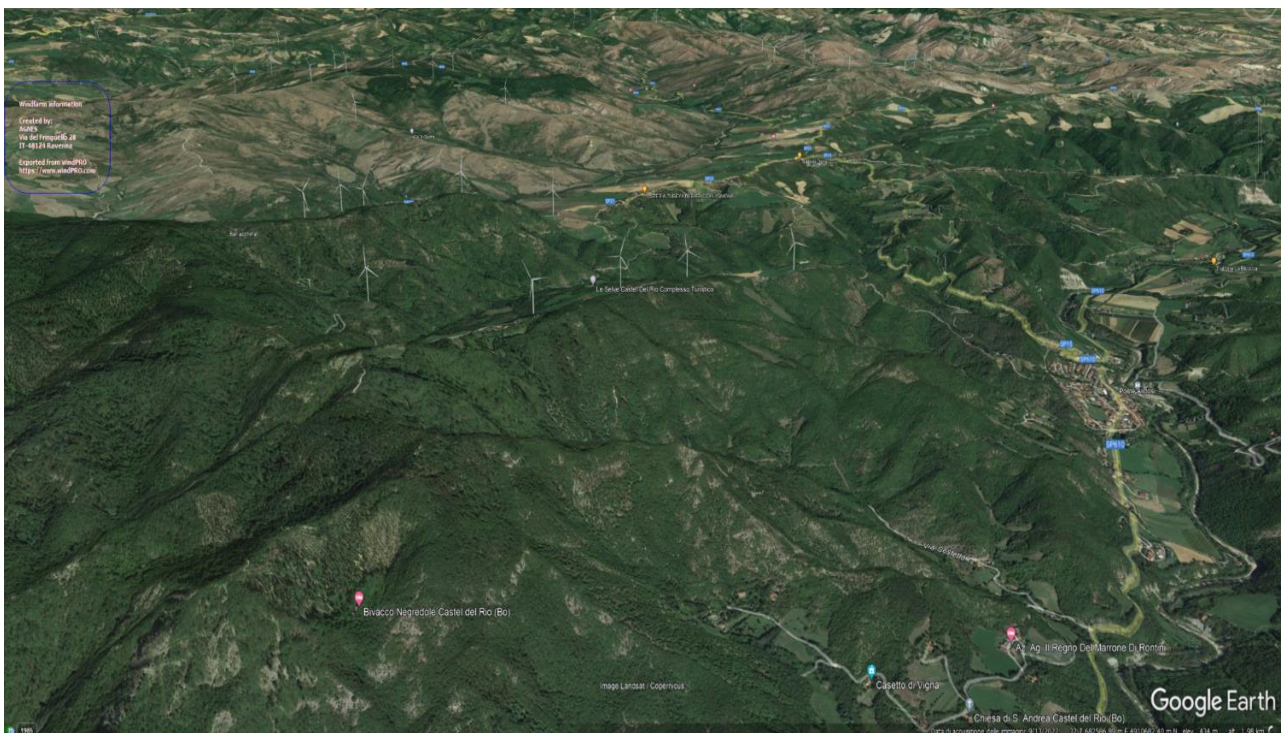


Figura 40: Cluster 5 – foto aerea, fonte Google Earth

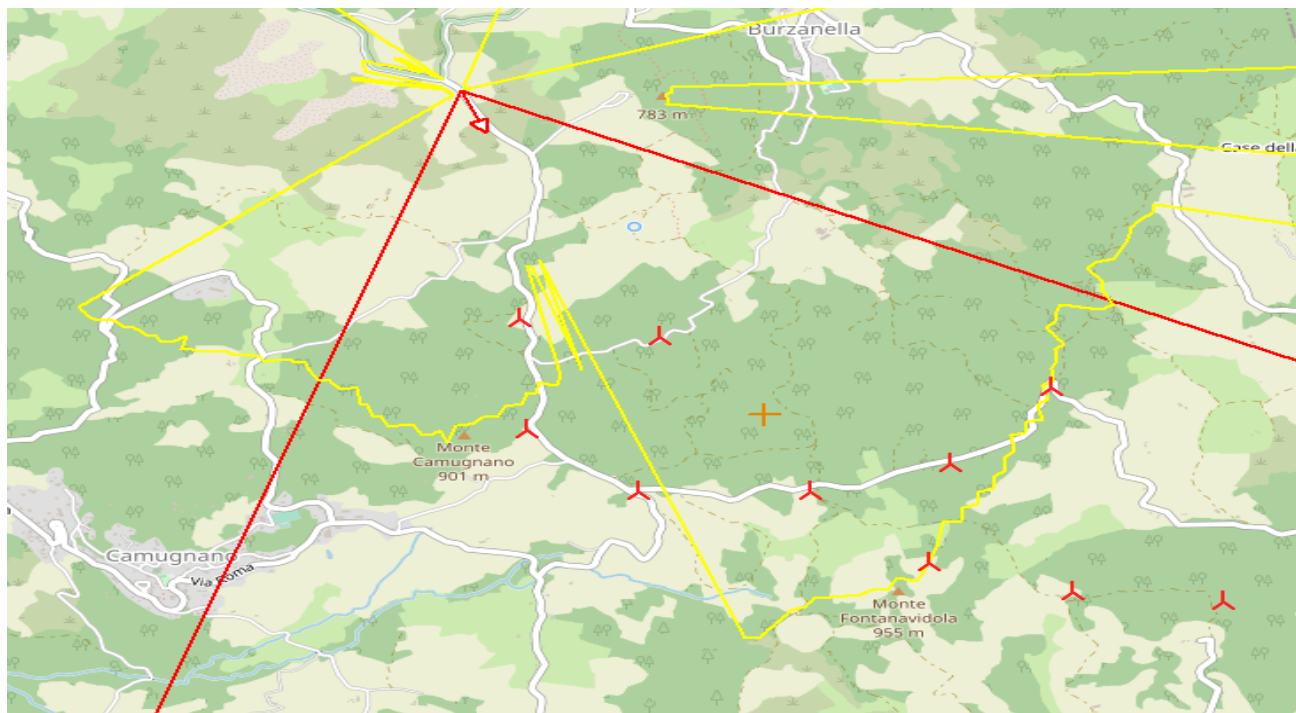


Figura 41: Cluster 6 – mappa con ubicazione punto di ripresa fotografica ($44,194140^{\circ} 11,102772^{\circ}$), cono ottico, linea di orizzonte e layout d’impianto



Figura 42: Cluster 6 – Punto di ripresa fotografica $44,194140^{\circ} 11,102772^{\circ}$, ante operam, fonte Google



Figura 43: Cluster 6 – Punto di ripresa fotografica 44,194140° 11,102772°, **post operam**, fonte Google



Figura 44: Cluster 6 – foto aerea, fonte Google Earth

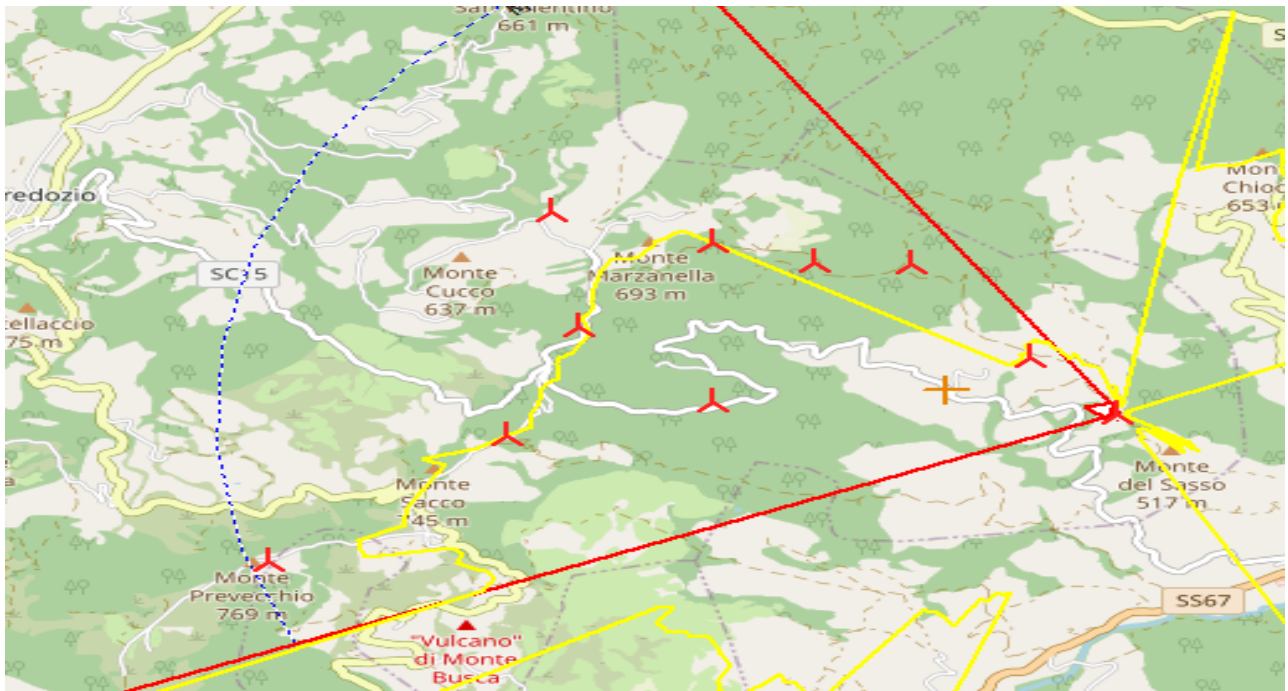


Figura 45: Cluster 7 – mappa con ubicazione punto di ripresa fotografica ($44,063530^{\circ}$ $11,818759^{\circ}$), cono ottico, linea di orizzonte e layout d’impianto



Figura 46: Cluster 7 – Punto di ripresa fotografica $44,063530^{\circ}$ $11,818759^{\circ}$, ante operam, fonte Google



Figura 47: Cluster 7 – Punto di ripresa fotografica 44,063530° 11,818759°, **post operam**, fonte Google



Figura 48: Cluster 7 – Foto aerea, fonte Google Earth

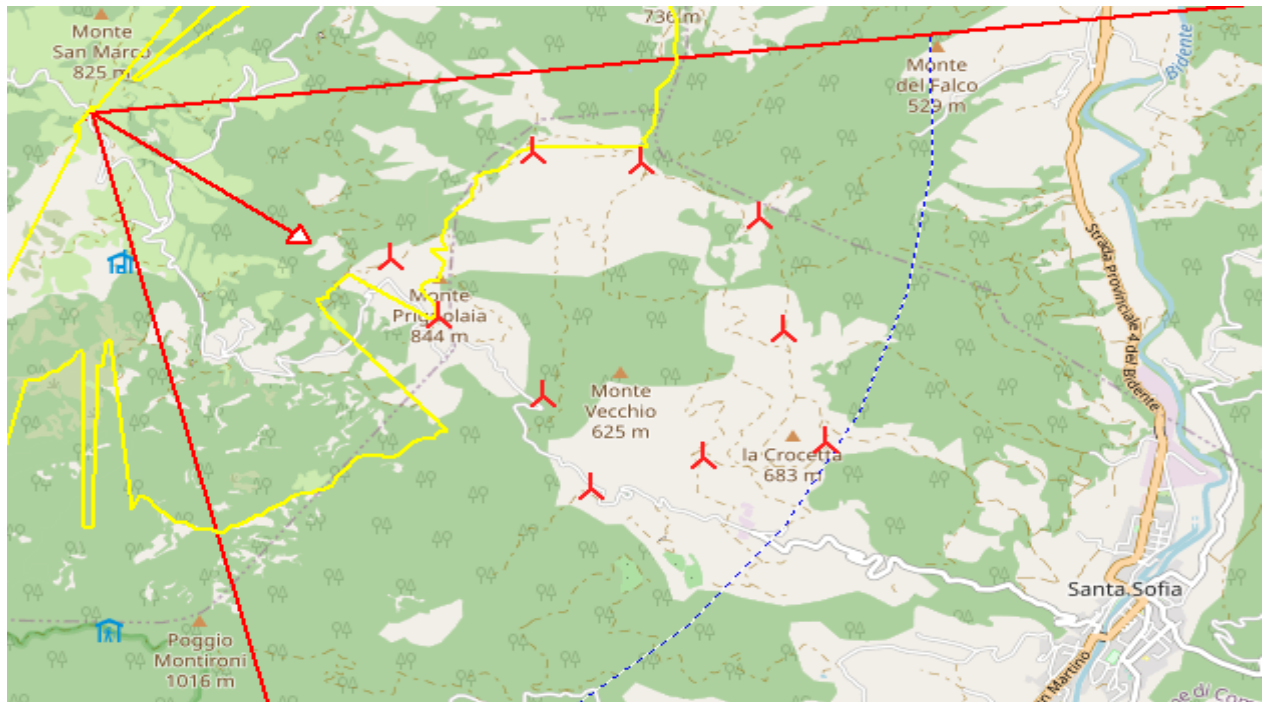


Figura 49: Cluster 8 – mappa con ubicazione punto di ripresa fotografica ($43,98153^{\circ}$ $11,819939^{\circ}$), cono ottico, linea di orizzonte e layout d’impianto



Figura 50: Cluster 8 – Punto di ripresa fotografica $43,98153^{\circ}$ $11,819939^{\circ}$, ante operam, fonte Google



Figura 51: Cluster 8 – Punto di ripresa fotografica 43,98153° 11,819939°, **post operam**, fonte Google

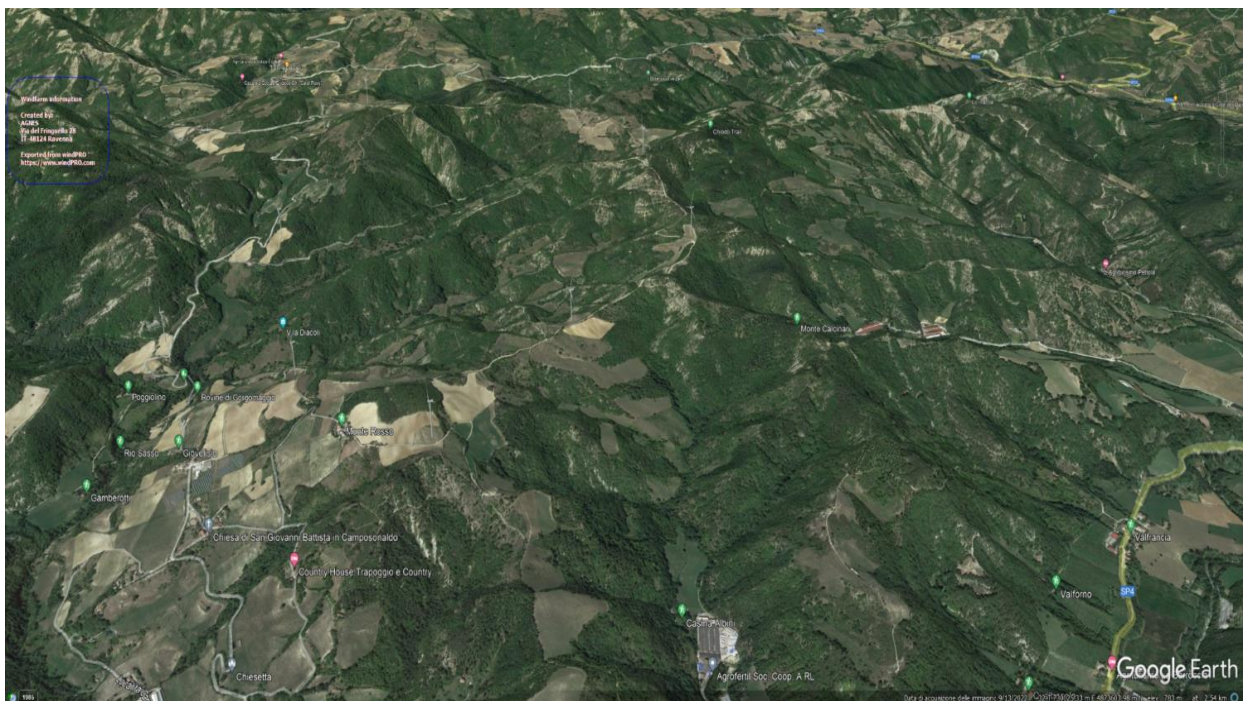


Figura 52: Cluster 8 – Foto aerea, fonte Google Earth



Analisi comparativa di un parco eolico onshore di uguale potenza installata
AGNROM_INT-R_EOLICO-ONSHORE

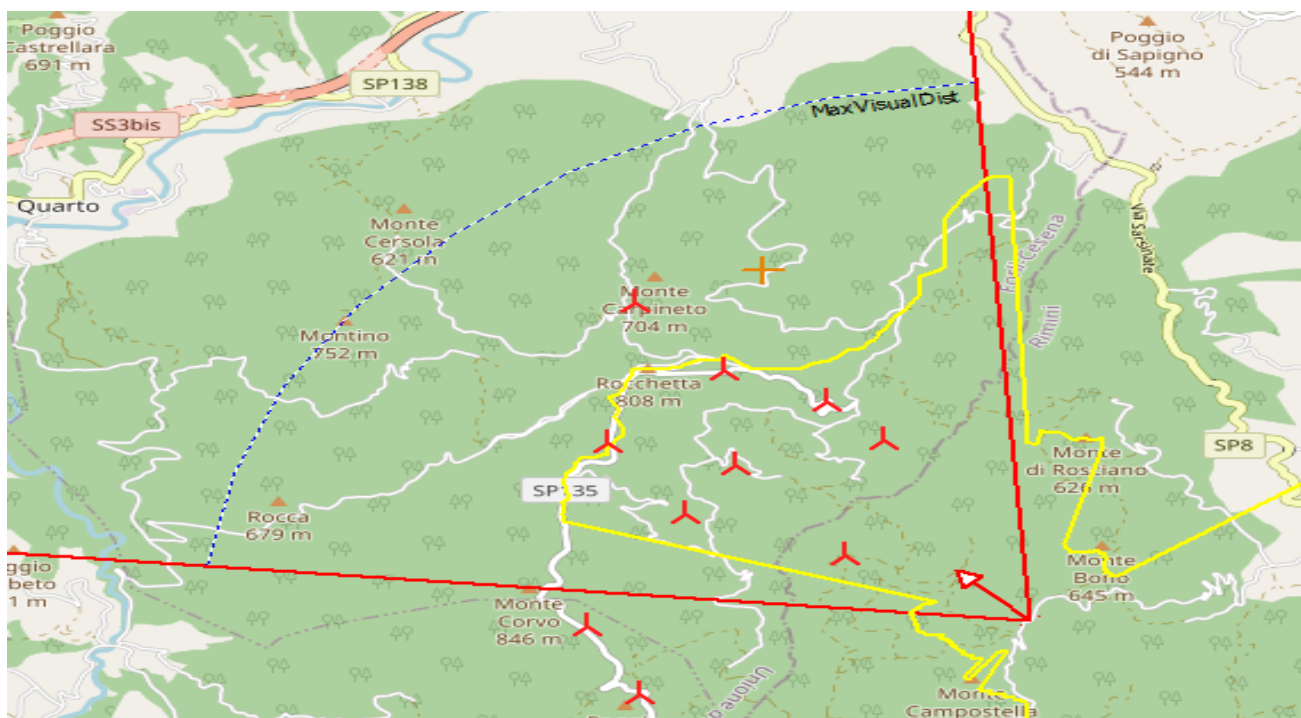


Figura 53: Cluster 9 – mappa con ubicazione punto di ripresa fotografica (43,857570° 12,161271°), con ottico, linea di orizzonte e layout d’impianto



Figura 54: Cluster 9 – Punto di ripresa fotografica 43,857570° 12,161271°, ante operam, fonte Google



Analisi comparativa di un parco eolico onshore di uguale potenza installata
AGNROM_INT-R_EOLICO-ONSHORE

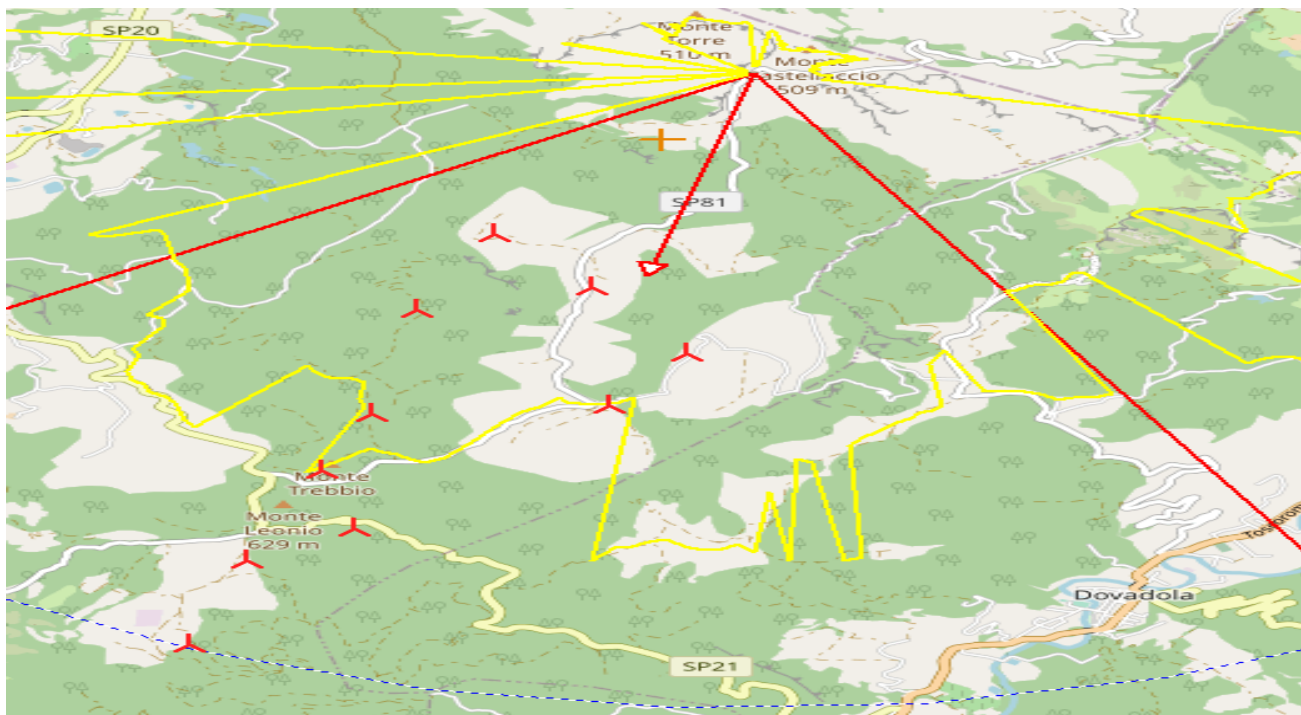


Figura 57: Cluster 10 – mappa con ubicazione punto di ripresa fotografica ($44,176970^{\circ}$ $11,862097^{\circ}$), cono ottico, linea di orizzonte e layout d’impianto



Figura 58: Figura 59: Cluster 10 – Punto di ripresa fotografica $44,176970^{\circ}$ $11,862097^{\circ}$, **ante operam**, fonte Google



Analisi comparativa di un parco eolico onshore di uguale potenza installata
AGNROM_INT-R_EOLICO-ONSHORE



Figura 60: Figura 61: Cluster 10 – Punto di ripresa fotografica 44,176970° 11,862097°, **post operam**, fonte Google



Figura 62: Cluster 10 – Foto aerea, fonte Google Earth



Confronto con Romagna 1 & 2



Figura 63: Comacchio *ante operam*



Figura 64: Comacchio *post operam*



Figura 65: Casalborsetti *ante operam*



Figura 66: Casalborsetti *post operam*



Figura 67: Lido di Classe ante operam



Figura 68: Lido di Classe post operam



Figura 69: Cesenatico ante operam



Figura 70: Cesenatico post operam



Figura 71: Rimini ante operam



Figura 72: Rimini post operam



APPENDICE B

Report di producibilità dei Cluster eolici onshore

In questa sezione, verranno forniti i report di producibilità relativi ai 10 cluster di impianti eolici onshore analizzati nel presente elaborato, i quali sono stati ottenuti utilizzando il software WindPro.

PARK - Main Result

Calculation: Cluster 1-2-3-4

Wake Model

N.O. Jensen (RISØ/EMD) Park 2 2018

Calculation performed in UTM (north)-WGS84 Zone: 32

At the site centre the difference between grid north and true north is: 1,7°

Power curve correction method

New windPRO method (adjusted IEC method, improved to match turbine control) <RECOMMENDED>

Air density calculation method

Height dependent, temperature from climate station

Station: RIFREDO MUGELLO V3 2014

Base temperature: 8,6 °C at 887,0 m

Base pressure: 1013,3 hPa at 0,0 m

Air density for Site center in key hub height: 0,0 m + 119,0 m = 1,214 kg/m³ -> 99,1 % of Std

Relative humidity: 0,0 %

Wake Model Parameters

Terrain type Wake decay constant

Open farmland 0,078 Hub height dependent

Omnidirectional displacement height from objects

Wake calculation settings

Angle [°] Wind speed [m/s]

start end step start end step

0,5 360,0 1,0 0,5 30,5 1,0

Wind data

Wind statistics

IT New European Wind Atlas (NEWA)_N44,27525_E011,37024 (Cluster 4) - C Synth 119.00 m.wws

IT New European Wind Atlas (NEWA)_N44,2765_E011,40924 (Cluster 1) - C Synth 119.00 m.wws

IT New European Wind Atlas (NEWA)_N44,30689_E011,48547 (Cluster 2) - D Synth 119.00 m.wws

IT New European Wind Atlas (NEWA)_N44,33357_E011,44473 (Cluster 6) - C Synth 119.00 m.wws

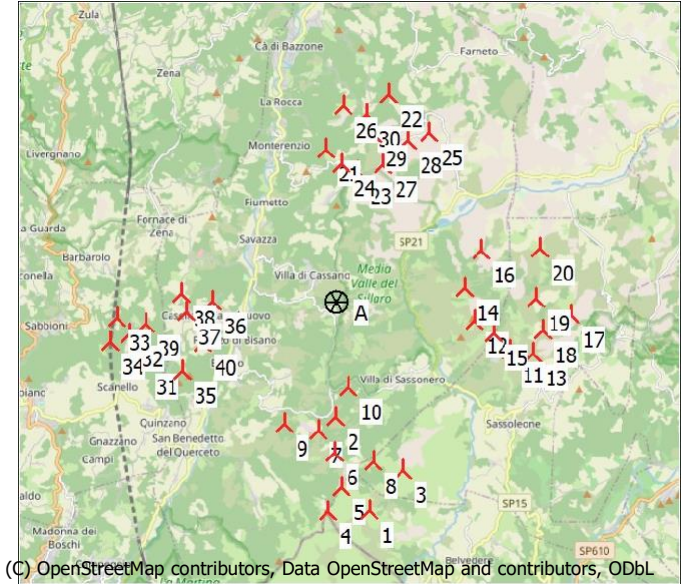
Weight [%]

19

46

17

17



(C) OpenStreetMap contributors, Data OpenStreetMap and contributors, ODbL

WAsP version WAsP 12 Version 12.08.0032

Key results for height 119,0 m above ground level

Terrain UTM (north)-WGS84 Zone: 32

Easting	Northing	Name of wind distribution	Type	Wind energy [kWh/m²]	Mean wind speed [m/s]	Equivalent roughness
A 693.483	4.906.910	Site data: WAsP (Cluster 1-2-4-6)	WAsP (WAsP 12 Version 12.08.0032)	3.988	6,7	-0,6

Calculated Annual Energy for Wind Farm

WTG combination	Result [MWh/y]	GROSS (no loss) Free WTGs [MWh/y]	Wake loss [%]	Specific results			
				Capacity factor [%]	Mean WTG result [MWh/y]	Full load hours [Hours/year]	Mean wind speed @hub height [m/s]
Wind farm	629.304,4	673.378,3	6,5	29,9	15.732,6	2.622	6,4

* Based on wake reduced results and any curtailments.

Calculated Annual Energy for each of 40 new WTGs with total 240,0 MW rated power

WTG type	Links	Valid	Manufact.	Type-generator	Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Power curve Creator Name	Annual Energy		
									Result [MWh/y]	Wake loss [%]	Free mean wind speed [m/s]
1 A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	15.308,2	3,2	6,23
2 A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	15.788,8	8,1	6,44
3 A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	15.465,6	4,9	6,53
4 A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	17.565,7	2,3	6,56
5 A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	17.424,0	6,2	6,75
6 A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	17.558,2	4,1	6,98
7 A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	16.762,0	4,7	6,85
8 A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	17.182,2	6,7	6,90
9 A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	15.996,2	3,1	6,45
10 A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	14.668,6	7,4	6,05
11 A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	17.094,2	6,0	7,01
12 A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	17.397,0	4,9	7,16
13 A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	17.011,1	5,3	6,95
14 A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	17.863,3	3,8	7,04
15 A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	16.106,1	5,7	6,82
16 A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	14.047,4	6,9	5,79
17 A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	14.181,8	7,8	6,00
18 A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	15.944,1	9,2	6,63
19 A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	16.031,3	7,4	6,44

To be continued on next page...

PARK - Main Result

Calculation: Cluster 1-2-3-4

...continued from previous page

Links	WTG type			Power, rated	Rotor diameter	Hub height	Power curve		Annual Energy			
	Valid	Manufact.	Type-generator				Creator	Name	Result	Wake	Energy	loss
				[kW]	[m]	[m]			[MWh/y]	[%]		[m/s]
20 A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	15.684,3	4,8	6,18	
21 A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	17.103,1	5,0	6,79	
22 A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	15.650,3	9,5	6,33	
23 A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	16.667,2	6,7	6,62	
24 A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	16.651,7	7,0	6,73	
25 A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	12.599,8	9,7	5,55	
26 A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	16.828,7	6,5	6,65	
27 A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	16.037,1	7,6	6,40	
28 A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	13.506,3	9,7	5,80	
29 A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	14.341,6	10,1	6,09	
30 A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	18.271,4	7,6	7,15	
31 A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	16.377,1	4,0	6,58	
32 A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	15.605,0	8,7	6,39	
33 A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	14.571,5	6,4	6,01	
34 A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	16.086,0	3,9	6,38	
35 A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	16.162,1	4,3	6,35	
36 A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	15.779,3	8,1	6,40	
37 A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	13.129,6	8,8	5,68	
38 A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	13.659,3	8,8	5,80	
39 A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	12.833,7	11,3	5,69	
40 A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	12.363,3	8,9	5,46	

Annual Energy result includes shown losses. Additional losses and uncertainty must be considered for an investment decision.

WTG siting

UTM (north)-WGS84 Zone: 32

	Eastings	Northing	Z	Row data/Description
			[m]	
1 New	694.501	4.901.444	598,3	VESTAS V162-6.0 6000 162,0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (427)
2 New	693.542	4.903.887	630,0	VESTAS V162-6.0 6000 162,0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (428)
3 New	695.372	4.902.544	572,7	VESTAS V162-6.0 6000 162,0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (429)
4 New	693.402	4.901.399	740,0	VESTAS V162-6.0 6000 162,0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (430)
5 New	693.726	4.902.044	740,0	VESTAS V162-6.0 6000 162,0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (431)
6 New	693.543	4.902.952	702,7	VESTAS V162-6.0 6000 162,0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (432)
7 New	693.089	4.903.501	660,0	VESTAS V162-6.0 6000 162,0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (433)
8 New	694.558	4.902.774	720,0	VESTAS V162-6.0 6000 162,0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (434)
9 New	692.220	4.903.670	585,4	VESTAS V162-6.0 6000 162,0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (435)
10 New	693.850	4.904.679	546,5	VESTAS V162-6.0 6000 162,0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (436)
11 New	698.087	4.905.801	564,3	VESTAS V162-6.0 6000 162,0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (447)
12 New	697.130	4.906.532	534,5	VESTAS V162-6.0 6000 162,0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (448)
13 New	698.689	4.905.736	540,1	VESTAS V162-6.0 6000 162,0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (449)
14 New	696.832	4.907.401	516,5	VESTAS V162-6.0 6000 162,0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (450)
15 New	697.632	4.906.219	510,0	VESTAS V162-6.0 6000 162,0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (451)
16 New	697.240	4.908.375	350,6	VESTAS V162-6.0 6000 162,0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (452)
17 New	699.692	4.906.772	382,8	VESTAS V162-6.0 6000 162,0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (453)
18 New	698.943	4.906.325	510,0	VESTAS V162-6.0 6000 162,0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (454)
19 New	698.731	4.907.167	448,9	VESTAS V162-6.0 6000 162,0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (455)
20 New	698.795	4.908.502	334,6	VESTAS V162-6.0 6000 162,0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (456)
21 New	693.076	4.910.936	499,2	VESTAS V162-6.0 6000 162,0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (467)
22 New	694.690	4.912.422	538,5	VESTAS V162-6.0 6000 162,0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (468)
23 New	693.942	4.910.363	530,8	VESTAS V162-6.0 6000 162,0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (469)
24 New	693.478	4.910.581	535,5	VESTAS V162-6.0 6000 162,0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (470)
25 New	695.774	4.911.452	340,0	VESTAS V162-6.0 6000 162,0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (471)
26 New	693.504	4.912.096	536,8	VESTAS V162-6.0 6000 162,0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (472)
27 New	694.576	4.910.577	503,0	VESTAS V162-6.0 6000 162,0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (473)
28 New	695.247	4.911.216	402,6	VESTAS V162-6.0 6000 162,0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (474)
29 New	694.311	4.911.398	440,7	VESTAS V162-6.0 6000 162,0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (475)
30 New	694.124	4.911.873	573,6	VESTAS V162-6.0 6000 162,0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (476)
31 New	688.440	4.905.169	565,6	VESTAS V162-6.0 6000 162,0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (537)
32 New	688.025	4.905.896	552,5	VESTAS V162-6.0 6000 162,0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (538)
33 New	687.679	4.906.320	500,0	VESTAS V162-6.0 6000 162,0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (539)

To be continued on next page...

PARK - Main Result

Calculation: Cluster 1-2-3-4

...continued from previous page

UTM (north)-WGS84 Zone: 32

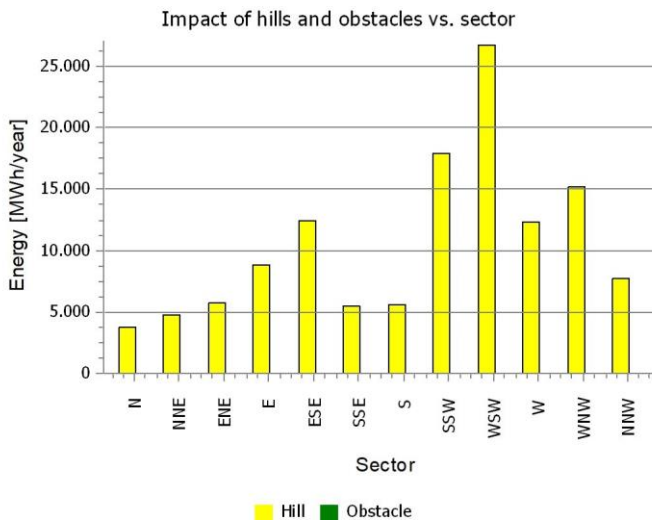
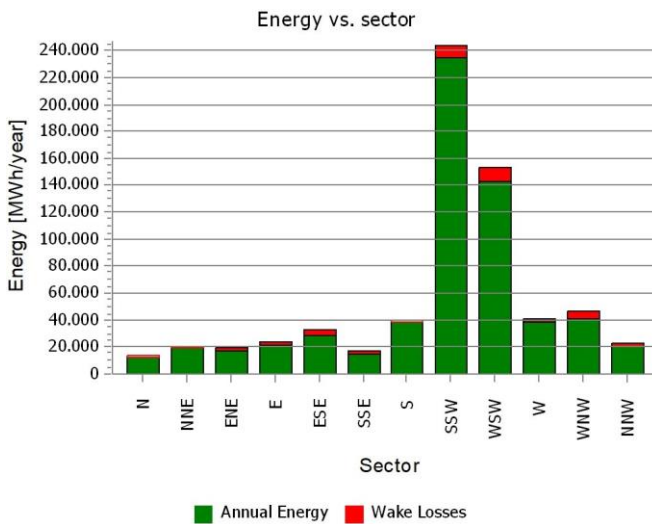
	Easting	Northing	Z	Row data/Description
			[m]	
34 New	687.502	4.905.706	570,0	VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (540)
35 New	689.447	4.905.000	530,7	VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (541)
36 New	690.205	4.906.832	494,3	VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (542)
37 New	689.522	4.906.555	417,0	VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (543)
38 New	689.361	4.907.001	410,0	VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (544)
39 New	688.469	4.906.213	467,5	VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (545)
40 New	689.978	4.905.729	405,5	VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (546)

PARK - Production Analysis

Calculation: Cluster 1-2-3-4 **WTG:** All new WTGs, Air density varies with WTG position 1,129 kg/m³ - 1,175 kg/m³

Directional Analysis

Sector	0 N	1 NNE	2 ENE	3 E	4 ESE	5 SSE	6 S	7 SSW	8 WSW	9 W	10 WNW	11 NNW	Total
Roughness based energy [MWh]	9.695,4	16.007,7	14.001,2	14.835,8	19.986,1	11.363,9	34.452,9	225.734,3	125.712,0	29.078,6	30.977,4	15.168,7	547.014,1
+Increase due to hills [MWh]	3.687,7	4.683,5	5.710,1	8.879,9	12.445,7	5.456,1	5.574,0	17.923,9	26.753,5	12.274,7	15.236,6	7.738,5	126.364,4
-Decrease due to wake losses [MWh]	1.070,1	1.725,1	2.255,1	2.370,5	4.158,6	1.624,8	1.726,5	8.711,2	10.214,2	2.816,4	4.904,9	2.496,6	44.073,8
Resulting energy [MWh]	12.313,0	18.966,2	17.456,2	21.345,2	28.273,2	15.195,2	38.300,5	234.947,1	142.251,3	38.536,9	41.309,1	20.410,6	629.304,2
Specific energy [kWh/m ²]													763
Specific energy [kWh/kW]													2.622
Increase due to hills [%]	38,0	29,3	40,8	59,9	62,3	48,0	16,2	7,9	21,3	42,2	49,2	51,0	23,10
Decrease due to wake losses [%]	8,0	8,3	11,4	10,0	12,8	9,7	4,3	3,6	6,7	6,8	10,6	10,9	6,55
Utilization [%]	31,5	25,5	26,5	32,2	33,0	30,6	16,5	14,5	20,3	25,1	28,1	32,8	19,1
Operational [Hours/year]	377	449	512	578	579	346	397	1.366	1.051	537	674	494	7.359
Full Load Equivalent [Hours/year]	51	79	73	89	118	63	160	979	593	161	172	85	2.622



PARK - Power Curve Analysis

Calculation: Cluster 1-2-3-4 **WTG:** 1 - VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O!, Hub height: 119,0 m

Name: Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020

Source: Manufacturer

Source/Date	Created by	Created	Edited	Stop wind speed [m/s]	Power control	CT curve type	Generator type	Specific power kW/m ²
07/12/2020	EMD	23/02/2021	01/03/2021	24,0	Pitch	User defined	Variable	0,29

Document n. 0098-0840 V03.

HP curve comparison - Note: For standard air density

Vmean	[m/s]	5	6	7	8	9	10
HP value Pitch, variable speed (2013)	[MWh]	10.395	15.731	20.840	25.359	29.148	32.163
VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	[MWh]	10.576	16.010	21.143	25.537	29.000	31.485
Check value	[%]	-2	-2	-1	-1	1	2

The table shows comparison between annual energy production calculated on basis of simplified "HP-curves" which assume that all WTGs performs quite similar - only specific power loading (kW/m²) and single/dual speed or stall/pitch decides the calculated values. Productions are without wake losses.
For further details, ask at the Danish Energy Agency for project J.nr. 51171/00-0016 or see the windPRO manual.
The method is refined in EMD report "20 Detailed Case Studies comparing Project Design Calculations and actual Energy Productions for Wind Energy Projects worldwide", jan 2003.
Use the table to evaluate if the given power curve is reasonable - if the check value are lower than -5%, the power curve probably is too optimistic due to uncertainty in power curve measurement.

Power curve

Original data, Air density: 1,225 kg/m³

Wind speed Power Cp Wind speed Ct curve

[m/s]	[kW]	[m/s]	[m/s]	
3,0	32,0	0,09	3,0	0,91
3,5	150,0	0,28	3,5	0,88
4,0	292,0	0,36	4,0	0,85
4,5	467,0	0,41	4,5	0,84
5,0	676,0	0,43	5,0	0,82
5,5	927,0	0,44	5,5	0,81
6,0	1.229,0	0,45	6,0	0,81
6,5	1.584,0	0,46	6,5	0,81
7,0	2.000,0	0,46	7,0	0,81
7,5	2.476,0	0,46	7,5	0,80
8,0	3.017,0	0,47	8,0	0,80
8,5	3.624,0	0,47	8,5	0,79
9,0	4.264,0	0,46	9,0	0,76
9,5	4.859,0	0,45	9,5	0,70
10,0	5.380,0	0,43	10,0	0,64
10,5	5.734,0	0,39	10,5	0,56
11,0	5.932,0	0,35	11,0	0,48
11,5	5.983,0	0,31	11,5	0,41
12,0	5.998,0	0,27	12,0	0,36
12,5	6.000,0	0,24	12,5	0,31
13,0	6.000,0	0,22	13,0	0,27
13,5	6.000,0	0,19	13,5	0,24
14,0	6.000,0	0,17	14,0	0,22
14,5	6.000,0	0,16	14,5	0,19
15,0	6.000,0	0,14	15,0	0,17
15,5	6.000,0	0,13	15,5	0,16
16,0	6.000,0	0,12	16,0	0,14
16,5	6.000,0	0,11	16,5	0,13
17,0	6.000,0	0,10	17,0	0,12
17,5	6.000,0	0,09	17,5	0,11
18,0	5.846,0	0,08	18,0	0,10
18,5	5.581,0	0,07	18,5	0,09
19,0	5.360,0	0,06	19,0	0,08
19,5	5.128,0	0,05	19,5	0,07
20,0	4.844,0	0,05	20,0	0,06
20,5	4.555,0	0,04	20,5	0,06
21,0	4.268,0	0,04	21,0	0,05
21,5	3.985,0	0,03	21,5	0,04
22,0	3.690,0	0,03	22,0	0,04
22,5	3.383,0	0,02	22,5	0,03
23,0	3.102,0	0,02	23,0	0,03
23,5	2.801,0	0,02	23,5	0,03
24,0	2.479,0	0,01	24,0	0,02

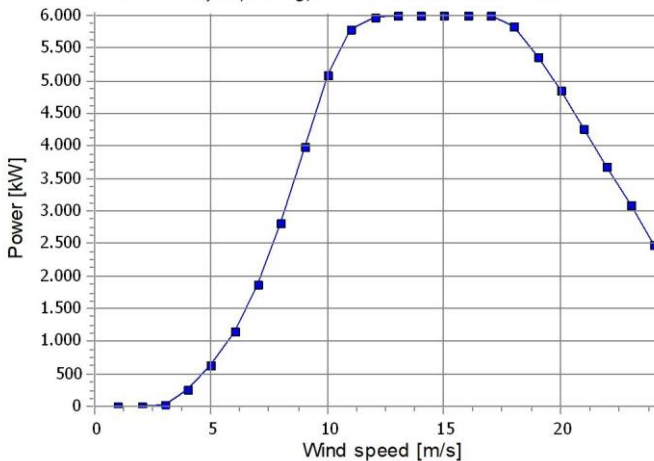
Power, Efficiency and energy vs. wind speed

Data used in calculation, Air density: 1,145 kg/m³ New windPRO method (adjusted IEC method, improved to match turbine control) <RECOMMENDED>

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Cp	Interval [m/s]	Energy [MWh]	Acc. Energy [MWh]	Relative [%]
1,0	0,0	0,00	0,50- 1,50	0,0	0,0	0,0
2,0	0,0	0,00	1,50- 2,50	0,0	0,0	0,0
3,0	15,7	0,05	2,50- 3,50	61,4	61,4	0,4
4,0	265,9	0,35	3,50- 4,50	245,2	306,6	2,0
5,0	628,0	0,43	4,50- 5,50	505,1	811,7	5,3
6,0	1.145,8	0,45	5,50- 6,50	787,2	1.599,0	10,4
7,0	1.866,2	0,46	6,50- 7,50	1.073,9	2.672,9	17,5
8,0	2.816,8	0,47	7,50- 8,50	1.345,0	4.017,9	26,2
9,0	3.979,3	0,46	8,50- 9,50	1.562,3	5.580,2	36,5
10,0	5.086,3	0,43	9,50-10,50	1.653,9	7.234,1	47,3
11,0	5.787,4	0,37	10,50-11,50	1.573,6	8.807,7	57,5
12,0	5.984,1	0,29	11,50-12,50	1.371,3	10.179,1	66,5
13,0	5.999,9	0,23	12,50-13,50	1.145,9	11.324,9	74,0
14,0	6.000,0	0,19	13,50-14,50	947,0	12.271,9	80,2
15,0	6.000,0	0,15	14,50-15,50	775,6	13.047,6	85,2
16,0	6.000,0	0,12	15,50-16,50	628,2	13.675,8	89,3
17,0	6.000,0	0,10	16,50-17,50	502,4	14.178,2	92,6
18,0	5.846,0	0,08	17,50-18,50	384,0	14.562,2	95,1
19,0	5.360,0	0,07	18,50-19,50	276,2	14.838,4	96,9
20,0	4.844,0	0,05	19,50-20,50	191,6	15.030,0	98,2
21,0	4.268,0	0,04	20,50-21,50	127,5	15.157,5	99,0
22,0	3.690,0	0,03	21,50-22,50	81,8	15.239,2	99,5
23,0	3.102,0	0,02	22,50-23,50	50,2	15.289,4	99,9
24,0	2.479,0	0,02	23,50-24,50	18,8	15.308,2	100,0

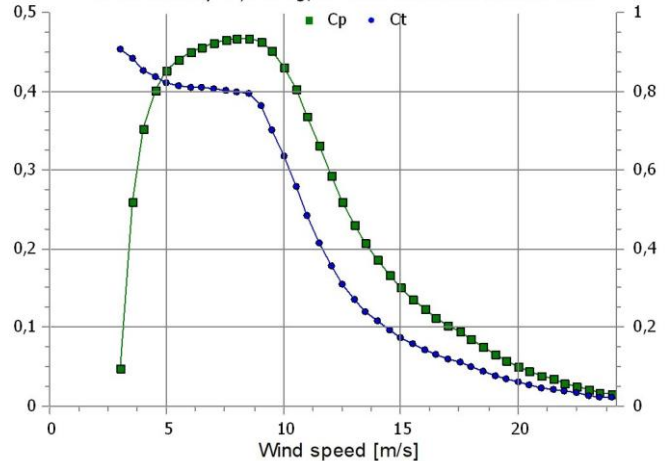
Power curve

For air density: 1,145 kg/m³ and reference climate data



Cp and Ct curve

For air density: 1,145 kg/m³ and reference climate data



Project:

Progetto Onshore

Licensed user:

AGNES

Via del Fringuello 28

IT-48124 Ravenna

+39 0544460712

Francesco / info@agnespower.com

Calculated:

11/08/2023 16:37/3.6.366



PARK - Terrain

Calculation: Cluster 1-2-3-4 **Site Data:** A - Site data: WAsP (Cluster 1-2-3-4)

Obstacles:

0 Obstacles used

Roughness:

Terrain data files used in calculation:

C:\...\AGNES S.R.L. - Documenti\WindPRO\WindPRO Data\Projects\Progetto Onshore\Roughness\ROUGHNESSLINE_Progetto Onshore_30.wpo

Min X: 683.638, Max X: 703.531, Min Y: 4.898.172, Max Y: 4.919.286, Width: 19.893 m, Height: 21.114 m

Orography:

Terrain data files used in calculation:

C:\...\franc\AGNES S.r.l. società unipersonale\AGNES S.R.L. - Documenti\WindPRO\WindPRO Data\Projects\Progetto Onshore\Heigh Contour\Heigh Contour3

Min X: 678.460, Max X: 708.371, Min Y: 4.891.105, Max Y: 4.922.874, Width: 29.911 m, Height: 31.770 m

PARK - Wind Data Analysis

Calculation: Cluster 1-2-3-4 **Wind data:** A - Site data: WASP (Cluster 1-2-3-4); Hub height: 119,0

Site coordinates

UTM (north)-WGS84 Zone: 32

East: 693.483 North: 4.906.910

Wind data

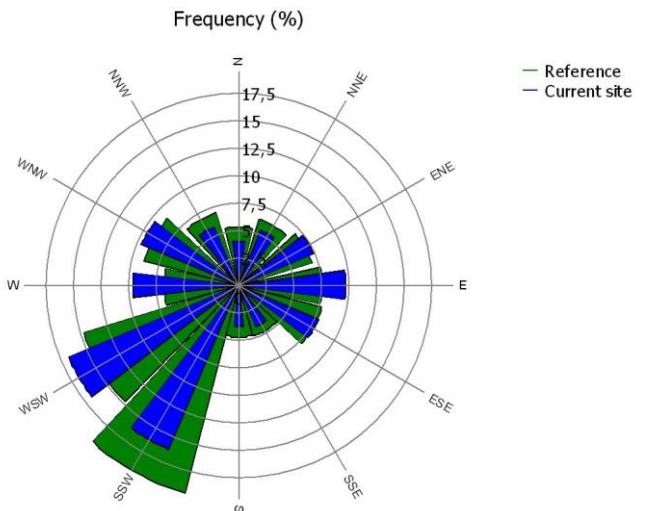
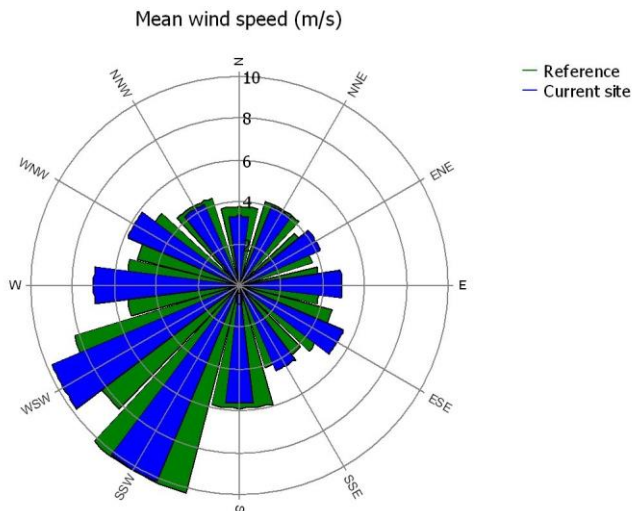
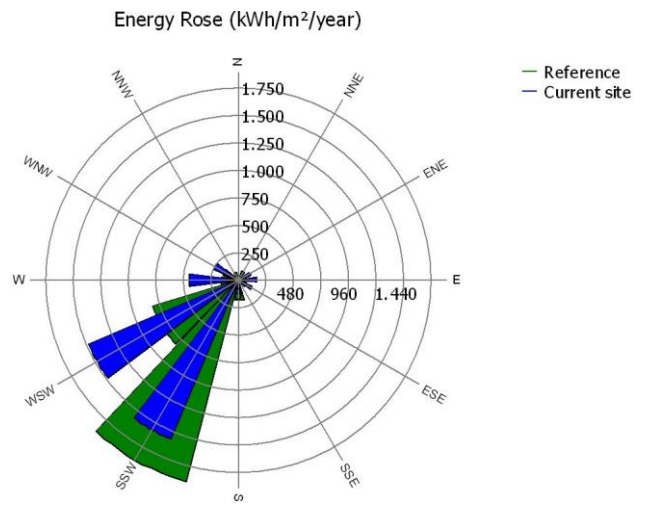
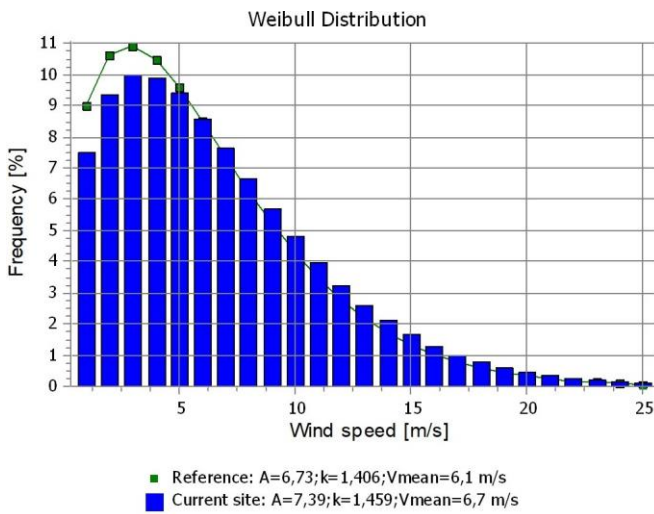
Wind statistics

IT New European Wind Atlas (NEWA)_N44,27525_E011,37024 (Cluster 4) - C Synth 119.00 m.wws
 IT New European Wind Atlas (NEWA)_N44,2765_E011,40924 (Cluster 1) - C Synth 119.00 m.wws
 IT New European Wind Atlas (NEWA)_N44,30689_E011,48547 (Cluster 2) - D Synth 119.00 m.wws
 IT New European Wind Atlas (NEWA)_N44,33357_E011,44473 (Cluster 6) - C Synth 119.00 m.wws

Distance [km]	Weight [%]
4,7	19
1,9	46
5,2	17
5,1	17

Weibull Data

Sector	Current site				Reference: Roughness class 1			
	A- parameter [m/s]	Wind speed [m/s]	k- parameter	Frequency [%]	A- parameter [m/s]	k- parameter	Frequency [%]	
0 N	3,61	3,32	1,326	4,0	4,11	1,381	5,3	
1 NNE	4,34	4,06	1,221	5,4	4,45	1,242	6,3	
2 ENE	4,49	4,22	1,197	7,4	3,86	1,200	6,9	
3 E	5,41	4,88	1,506	9,7	4,20	1,493	7,6	
4 ESE	6,09	5,41	1,893	7,8	5,13	1,923	7,8	
5 SSE	4,90	4,43	1,482	4,1	4,63	1,789	4,8	
6 S	6,04	5,61	1,260	3,7	6,28	1,232	4,7	
7 SSW	11,46	10,15	2,186	16,2	11,51	2,217	19,4	
8 WSW	11,00	9,75	2,119	16,7	9,32	2,071	14,7	
9 W	7,75	6,97	1,549	9,6	5,96	1,498	6,8	
10 WNW	6,48	5,81	1,604	9,6	5,63	1,649	8,8	
11 NNW	4,71	4,22	1,627	5,8	4,89	1,685	6,9	
All	7,39	6,69	1,459	100,0	6,73	1,406	100,0	



PARK - Park power curve

Calculation: Cluster 1-2-3-4

Power		Park Free WTGs [kW]	N [kW]	NNE [kW]	ENE [kW]	E [kW]	ESE [kW]	SSE [kW]	S [kW]	SSW [kW]	WSW [kW]	W [kW]	WNW [kW]	NNW [kW]
Wind speed [m/s]	Free WTGs [kW]													
0,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3,5	5.321	3.660	3.955	3.765	3.439	3.721	3.358	3.637	3.931	3.753	3.475	3.711	3.312	3.626
4,5	17.385	14.237	14.916	14.546	13.631	14.496	13.536	14.097	14.900	14.521	13.618	14.493	13.502	14.081
5,5	34.810	29.638	30.749	30.141	28.646	30.059	28.485	29.417	30.724	30.096	28.640	30.045	28.444	29.386
6,5	59.566	51.177	52.958	51.962	49.621	51.835	49.335	50.837	52.913	51.889	49.610	51.814	49.263	50.787
7,5	93.171	80.426	83.134	81.614	78.058	81.423	77.629	79.913	83.058	81.504	78.045	81.392	77.529	79.834
8,5	136.203	118.266	122.113	119.975	114.892	119.698	114.289	117.522	121.999	119.807	114.842	119.659	114.165	117.429
9,5	183.719	164.459	168.865	166.568	160.136	166.429	159.662	163.425	168.792	166.549	160.056	166.433	159.596	163.433
10,5	221.190	208.315	211.652	210.213	204.267	210.296	204.429	207.328	211.790	210.427	204.162	210.344	204.505	207.363
11,5	237.801	233.894	235.048	234.650	231.891	234.830	232.299	233.429	235.281	234.916	232.094	234.923	232.503	233.543
12,5	239.914	239.587	239.709	239.678	239.290	239.701	239.395	239.521	239.737	239.706	239.413	239.713	239.450	239.582
13,5	240.000	239.995	239.998	239.998	239.986	239.998	239.990	239.994	239.999	239.998	239.992	239.999	239.992	239.996
14,5	240.000	240.000	240.000	240.000	240.000	240.000	240.000	240.000	240.000	240.000	240.000	240.000	240.000	240.000
15,5	240.000	240.000	240.000	240.000	240.000	240.000	240.000	240.000	240.000	240.000	240.000	240.000	240.000	240.000
16,5	240.000	240.000	240.000	240.000	240.000	240.000	240.000	240.000	240.000	240.000	240.000	240.000	240.000	240.000
17,5	240.000	240.000	240.000	240.000	240.000	240.000	240.000	240.000	240.000	240.000	240.000	240.000	240.000	240.000
18,5	223.240	224.949	224.550	224.749	225.355	224.758	225.380	225.044	224.550	224.749	225.366	224.758	225.389	225.051
19,5	205.120	206.356	206.065	206.209	206.659	206.216	206.674	206.426	206.065	206.209	206.659	206.216	206.674	206.426
20,5	182.200	183.464	183.167	183.315	183.773	183.322	183.789	183.536	183.167	183.315	183.773	183.322	183.789	183.536
21,5	159.400	160.410	160.173	160.291	160.655	160.297	160.669	160.467	160.173	160.291	160.655	160.297	160.669	160.467
22,5	135.320	136.198	135.992	136.095	136.412	136.100	136.423	136.248	135.992	136.095	136.412	136.100	136.423	136.248
23,5	112.040	112.719	112.560	112.639	112.884	112.644	112.893	112.758	112.560	112.639	112.884	112.644	112.893	112.758
24,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Description:

The park power curve is similar to a WTG power curve, meaning that when a given wind speed appears in front of the park with same speed in the entire wind farm area (before influence from the park), the output from the park can be found in the park power curve. Another way to say this: The park power curve includes wake losses, but do NOT include terrain given variations in the wind speed over the park area.

Measuring a park power curve is not as simple as measuring a WTG power curve due to the fact that the park power curve depends on the wind direction and that the same wind speed normally will not appear for the entire park area at the same time (only in very flat non-complex terrain). The idea with this version of the park power curve is not to use it for validation based on measurements. This would require at least 2 measurement masts at two sides of the park, unless only a few direction sectors should be tested, AND non complex terrain (normally only useable off shore). Another park power curve version for complex terrain is available in windPRO.

The park power curve can be used for:

- Forecast systems, based on more rough (approximated) wind data, the park power curve would be an efficient way to make the connection from wind speed (and direction) to power.
- Construction of duration curves, telling how often a given power output will appear, the park power curve can be used together with the average wind distribution for the Wind farm area in hub height. The average wind distribution can eventually be obtained based on the Weibull parameters for each WTG position. These are found at print menu: >Result to file< in the >Park result< which can be saved to file or copied to clipboard and pasted in Excel.
- Calculation of wind energy index based on the PARK production (see below).
- Estimation of the expected PARK production for an existing wind farm based on wind measurements at minimum 2 measurement masts at two sides of wind farm. The masts must be used for obtaining the free wind speed. The free wind speed is used in the simulation of expected energy production with the PARK power curve. This procedure will only work suitable in non complex terrains. For complex terrain another park power curve calculation is available in windPRO (PPV-model).

Note:

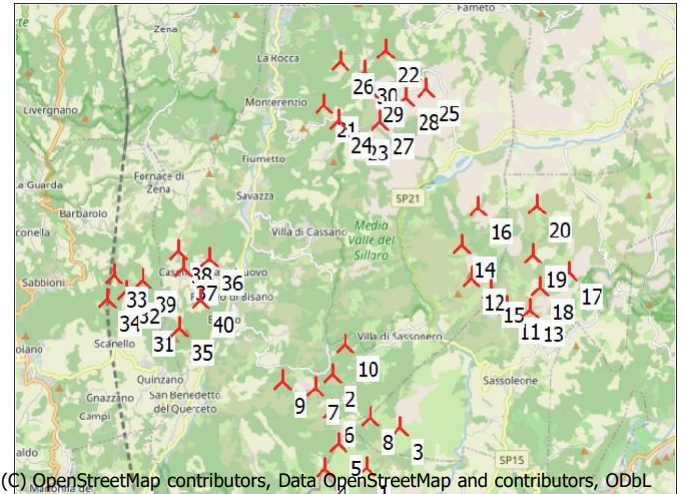
From the >Result to file< the >Wind Speeds Inside Wind farm< is also available. These can (e.g. via Excel) be used for extracting the wake induced reductions in measured wind speed.

PARK - WTG distances

Calculation: Cluster 1-2-3-4

WTG distances

	Z	Nearest WTG	Z	Horizontal distance	Distance in rotor diameters
	[m]		[m]	[m]	
1	598,3	5	740,0	980	6,0
2	630,0	7	660,0	595	3,7
3	572,7	8	720,0	846	5,2
4	740,0	5	740,0	721	4,5
5	740,0	4	740,0	721	4,5
6	702,7	7	660,0	712	4,4
7	660,0	2	630,0	595	3,7
8	720,0	3	572,7	846	5,2
9	585,4	7	660,0	886	5,5
10	546,5	2	630,0	850	5,2
11	564,3	13	540,1	605	3,7
12	534,5	15	510,0	592	3,7
13	540,1	11	564,3	605	3,7
14	516,5	12	534,5	918	5,7
15	510,0	12	534,5	592	3,7
16	350,6	14	516,5	1.056	6,5
17	382,8	18	510,0	872	5,4
18	510,0	13	540,1	642	4,0
19	448,9	18	510,0	868	5,4
20	334,6	19	448,9	1.337	8,3
21	499,2	24	535,5	536	3,3
22	538,5	30	573,6	788	4,9
23	530,8	24	535,5	512	3,2
24	535,5	23	530,8	512	3,2
25	340,0	28	402,6	578	3,6
26	536,8	30	573,6	658	4,1
27	503,0	23	530,8	669	4,1
28	402,6	25	340,0	578	3,6
29	440,7	30	573,6	511	3,2
30	573,6	29	440,7	511	3,2
31	565,6	32	552,5	838	5,2
32	552,5	39	467,5	545	3,4
33	500,0	32	552,5	547	3,4
34	570,0	32	552,5	557	3,4
35	530,7	40	405,5	902	5,6
36	494,3	37	417,0	737	4,6
37	417,0	38	410,0	474	2,9
38	410,0	37	417,0	474	2,9
39	467,5	32	552,5	545	3,4
40	405,5	35	530,7	902	5,6
Min	334,6	340,0	474	2,9	
Max	740,0	740,0	1.337	8,3	



 New WTG

Project:

Progetto Onshore

Licensed user:

AGNES

Via del Fringuello 28

IT-48124 Ravenna

+39 0544460712

Francesco / info@agnespower.com

Calculated:

11/08/2023 16:37/3.6.366



PARK - Wind statistics info

Calculation: Cluster 1-2-3-4

Main data for wind statistic

File C:\...\WindPRO Data\Projects\Progetto Onshore\Wind Statistic\IT New European Wind Atlas (NEWA)_N44,27525_E011,37024 (Cluster 4) - C Synth 119.00 m.wws
Name New European Wind Atlas (NEWA)_N44,27525_E011,37024 (Cluster 4) - C Synth 119.00 m
Country Italy
Source USER
Mast coordinates UTM (north)-WGS84 Zone: 32 East: 689.153 North: 4.905.177
Created 10/08/2023
Edited 11/08/2023
Sectors 12
WAsP version WAsP 12 Version 12.08.0032
Coordinate system UTM (north)-WGS84 Zone: 32
Displacement height None

Additional info for wind statistic

Source data New European Wind Atlas (NEWA)_N44,27525_E011,37024 (Cluster 3)
Data from 01/01/2009
Data to 01/01/2019
Measurement length 120,0 Months
Recovery rate 100,0 %
Effective measurement length 120,0 Months

Note

To get the most correct calculation results, wind statistics shall be calculated with the SAME model and model parameters, as currently chosen in calculation. For WAsP versions before 10.0, the model is unchanged, but thereafter more model changes affecting the wind statistic is seen. Likewise WAsP CFD should always use WAsP CFD calculated wind statistics.

Project:

Progetto Onshore

Licensed user:

AGNES

Via del Fringuello 28

IT-48124 Ravenna

+39 0544460712

Francesco / info@agnespower.com

Calculated:

11/08/2023 16:37/3.6.366



PARK - Wind statistics info

Calculation: Cluster 1-2-3-4

Main data for wind statistic

File	C:\...\WindPRO Data\Projects\Progetto Onshore\Wind Statistic\IT New European Wind Atlas (NEWA)_N44,2765_E011,40924 (Cluster 1) - C Synth 119.00 m.wws
Name	New European Wind Atlas (NEWA)_N44,2765_E011,40924 (Cluster 1) - C Synth 119.00 m
Country	Italy
Source	USER
Mast coordinates	UTM (north)-WGS84 Zone: 32 East: 692.261 North: 4.905.407
Created	10/08/2023
Edited	11/08/2023
Sectors	12
WAsP version	WAsP 12 Version 12.08.0032
Coordinate system	UTM (north)-WGS84 Zone: 32
Displacement height	None

Additional info for wind statistic

Source data	New European Wind Atlas (NEWA)_N44,2765_E011,40924 (Cluster 1)
Data from	01/01/2009
Data to	01/01/2019
Measurement length	120,0 Months
Recovery rate	100,0 %
Effective measurement length	120,0 Months

Note

To get the most correct calculation results, wind statistics shall be calculated with the SAME model and model parameters, as currently chosen in calculation. For WAsP versions before 10.0, the model is unchanged, but thereafter more model changes affecting the wind statistic is seen. Likewise WAsP CFD should always use WAsP CFD calculated wind statistics.

PARK - Wind statistics info

Calculation: Cluster 1-2-3-4

Main data for wind statistic

File C:\...\WindPRO Data\Projects\Progetto Onshore\Wind Statistic\IT New European Wind Atlas (NEWA)_N44,30689_E011,48547 (Cluster 2) - D Synth 119.00 m.wvs
Name New European Wind Atlas (NEWA)_N44,30689_E011,48547 (Cluster 2) - D Synth 119.00 m
Country Italy
Source USER
Mast coordinates UTM (north)-WGS84 Zone: 32 East: 698.242 North: 4.908.964
Created 10/08/2023
Edited 11/08/2023
Sectors 12
WAsP version WAsP 12 Version 12.08.0032
Coordinate system UTM (north)-WGS84 Zone: 32
Displacement height None

Additional info for wind statistic

Source data New European Wind Atlas (NEWA)_N44,30689_E011,48547 (Cluster 2)
Data from 01/01/2009
Data to 01/01/2019
Measurement length 120,0 Months
Recovery rate 100,0 %
Effective measurement length 120,0 Months

Note

To get the most correct calculation results, wind statistics shall be calculated with the SAME model and model parameters, as currently chosen in calculation. For WAsP versions before 10.0, the model is unchanged, but thereafter more model changes affecting the wind statistic is seen. Likewise WAsP CFD should always use WAsP CFD calculated wind statistics.

PARK - Wind statistics info

Calculation: Cluster 1-2-3-4

Main data for wind statistic

File C:\...\WindPRO Data\Projects\Progetto Onshore\Wind Statistic\IT New European Wind Atlas (NEWA)_N44,33357_E011,44473 (Cluster 6) - C Synth 119.00 m.wws
Name New European Wind Atlas (NEWA)_N44,33357_E011,44473 (Cluster 6) - C Synth 119.00 m
Country Italy
Source USER
Mast coordinates UTM (north)-WGS84 Zone: 32 East: 694.904 North: 4.911.830
Created 10/08/2023
Edited 11/08/2023
Sectors 12
WAsP version WAsP 12 Version 12.08.0032
Coordinate system UTM (north)-WGS84 Zone: 32
Displacement height None

Additional info for wind statistic

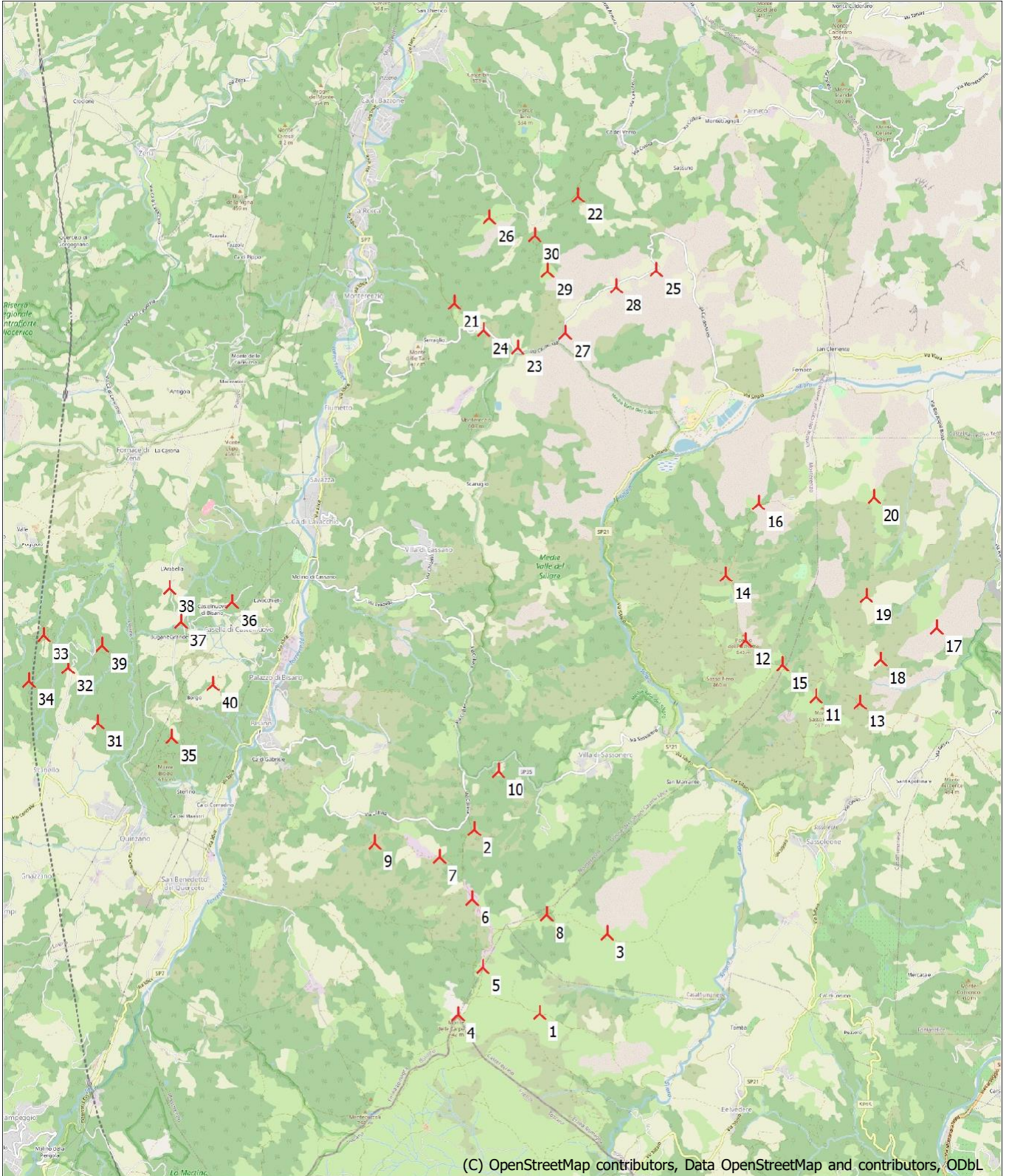
Source data New European Wind Atlas (NEWA)_N44,33357_E011,44473 (Cluster 4)
Data from 01/01/2009
Data to 01/01/2019
Measurement length 120,0 Months
Recovery rate 100,0 %
Effective measurement length 120,0 Months

Note

To get the most correct calculation results, wind statistics shall be calculated with the SAME model and model parameters, as currently chosen in calculation. For WAsP versions before 10.0, the model is unchanged, but thereafter more model changes affecting the wind statistic is seen. Likewise WAsP CFD should always use WAsP CFD calculated wind statistics.

PARK - Map

Calculation: Cluster 1-2-3-4



Map: EMD OpenStreetMap , Print scale 1:75.000, Map center UTM (north)-WGS84 Zone: 32 East: 693.597 North: 4.906.910

New WTG

Wake Model

N.O. Jensen (RISØ/EMD) Park 2 2018

Calculation performed in UTM (north)-WGS84 Zone: 32

At the site centre the difference between grid north and true north is: 1,7°

Power curve correction method

New windPRO method (adjusted IEC method, improved to match turbine control) <RECOMMENDED>

Air density calculation method

Height dependent, temperature from climate station

Station: RIFREDO MUGELLO V3 2014

Base temperature: 8,6 °C at 887,0 m

Base pressure: 1013,3 hPa at 0,0 m

Air density for Site center in key hub height: 0,0 m + 119,0 m = 1,214 kg/m³ -> 99,1 % of Std

Relative humidity: 0,0 %

Wake Model Parameters

Terrain type Wake decay constant

Open farmland 0,078 Hub height dependent

Omnidirectional displacement height from objects

Wake calculation settings

Angle [°] Wind speed [m/s]

start	end	step	start	end	step
0,5	360,0	1,0	0,5	30,5	1,0

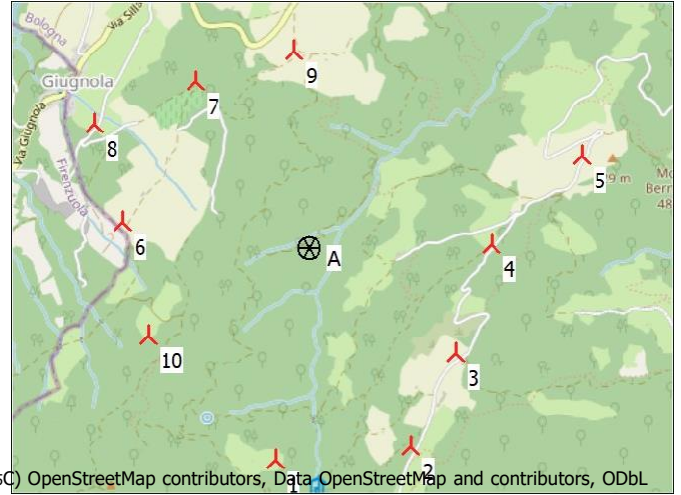
0,5 360,0 1,0 0,5 30,5 1,0

Wind statistics

IT New European Wind Atlas (NEWA)_N44,24984_E011,4499(5C)

WASP version

WASP 12 Version 12.08.0032



New WTG

Site Data

Key results for height 119,0 m above ground level

Terrain UTM (north)-WGS84 Zone: 32

Easting	Northing	Name of wind distribution	Type
A 697.082	4.898.432	Site data: WASP (Cluster 5)	WASP (WASP 12 Version 12.08.0032)

Wind energy	Mean wind speed	Equivalent roughness
[kWh/m²]	[m/s]	
1.398	4,7	3,3

Calculated Annual Energy for Wind Farm

WTG combination	Result [MWh/y]	GROSS (no loss) Free WTGs [MWh/y]	Wake loss [%]	Capacity factor [%]	Mean WTG result [MWh/y]	Full load hours [Hours/year]	Mean wind speed @hub height [m/s]	Specific results*)		
								Wind energy [kWh/m²]	Mean wind speed [m/s]	Equivalent roughness
Wind farm	158.041,4	169.822,8	6,9	30,0	15.804,1	2.634	6,3	1.398	4,7	3,3

*) Based on wake reduced results and any curtailments.

Calculated Annual Energy for each of 10 new WTGs with total 60,0 MW rated power

Links	WTG type		Type-generator	Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Power curve		Creator	Name	Annual Energy		
	Valid	Manufact.					Result [MWh/y]	Wake loss [%]			Free mean wind speed [m/s]		
1 A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0 - -	Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	14.782,1	3,3	5,91	
2 A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0 - -	Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	16.680,8	4,2	6,37	
3 A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0 - -	Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	17.135,1	9,2	6,73	
4 A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0 - -	Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	14.363,1	10,9	6,04	
5 A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0 - -	Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	14.925,7	10,6	6,17	
6 A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0 - -	Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	16.876,6	3,4	6,41	
7 A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0 - -	Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	16.863,4	10,2	6,77	
8 A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0 - -	Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	15.217,8	3,0	5,96	
9 A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0 - -	Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	12.807,1	11,4	5,71	
10 A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0 - -	Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	18.389,8	3,3	6,82	

Annual Energy result includes shown losses. Additional losses and uncertainty must be considered for an investment decision.

WTG siting

UTM (north)-WGS84 Zone: 32

Easting	Northing	Z [m]	Row data/Description
---------	----------	-------	----------------------

1 New	696.940	4.897.310	683,8 VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (417)
2 New	697.652	4.897.401	669,2 VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (418)
3 New	697.877	4.897.903	646,7 VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (419)
4 New	698.045	4.898.480	538,8 VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (420)

To be continued on next page...

PARK - Main Result

Calculation: Cluster 5

...continued from previous page

UTM (north)-WGS84 Zone: 32

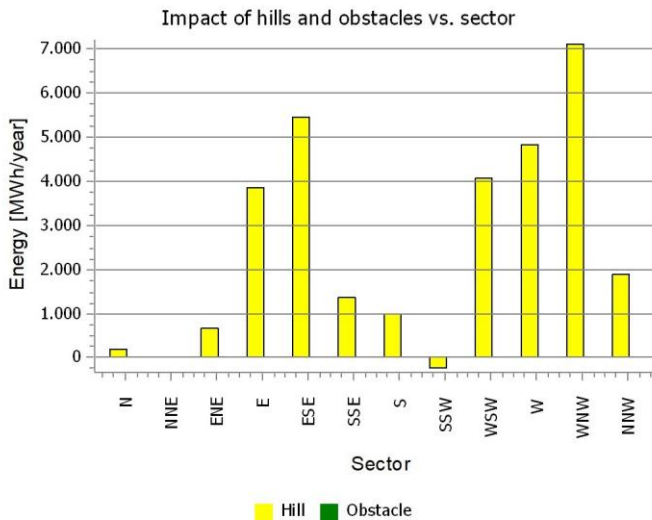
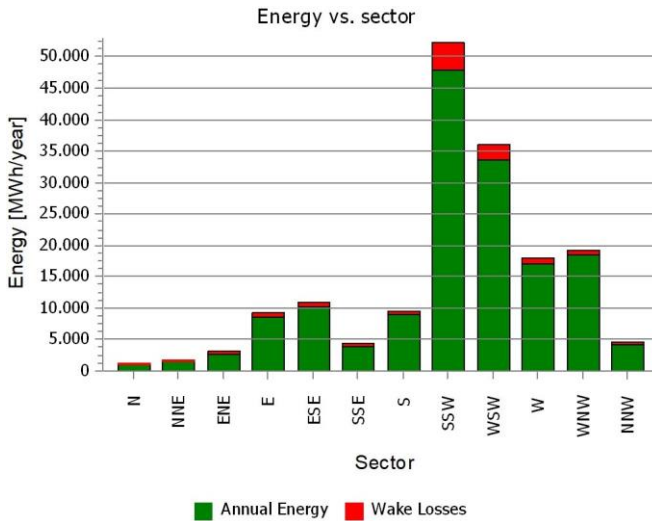
	Easting	Northing	Z [m]	Row data/Description
5 New	698.508	4.898.962	491,6	VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (421)
6 New	696.091	4.898.538	686,2	VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (422)
7 New	696.454	4.899.291	623,2	VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (423)
8 New	695.926	4.899.056	557,4	VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (424)
9 New	696.969	4.899.466	527,5	VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (425)
10 New	696.248	4.897.944	783,0	VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (426)

PARK - Production Analysis

Calculation: Cluster 5 **WTG:** All new WTGs, Air density varies with WTG position 1,125 kg/m³ - 1,157 kg/m³

Directional Analysis

Sector	0 N	1 NNE	2 ENE	3 E	4 ESE	5 SSE	6 S	7 SSW	8 WSW	9 W	10 WNW	11 NNW	Total
Roughness based energy [MWh]	895,5	1.620,8	2.388,4	5.326,1	5.630,5	2.907,4	8.435,7	52.530,4	31.817,3	13.137,6	12.221,8	2.768,4	139.679,7
+Increase due to hills [MWh]	201,2	27,5	658,1	3.844,8	5.419,1	1.361,0	992,9	-224,8	4.067,4	4.817,1	7.089,9	1.888,7	30.143,1
-Decrease due to wake losses [MWh]	120,1	252,4	409,1	719,8	728,2	260,6	390,4	4.327,9	2.285,3	860,4	898,1	528,9	11.781,4
Resulting energy [MWh]	976,7	1.395,8	2.637,4	8.451,1	10.321,4	4.007,7	9.038,2	47.977,6	33.599,4	17.094,4	18.413,6	4.128,1	158.041,4
Specific energy [kWh/m ²]													767
Specific energy [kWh/kW]													2.634
Increase due to hills [%]	22,5	1,7	27,6	72,2	96,2	46,8	11,8	-0,4	12,8	36,7	58,0	68,2	21,58
Decrease due to wake losses [%]	10,9	15,3	13,4	7,8	6,6	6,1	4,1	8,3	6,4	4,8	4,7	11,4	6,94
Utilization [%]	34,7	32,4	30,5	31,9	33,6	25,6	24,4	25,0	21,4	19,8	24,5	34,8	24,4
Operational [Hours/year]	248	287	427	785	732	316	417	1.463	1.043	614	821	472	7.624
Full Load Equivalent [Hours/year]	16	23	44	141	172	67	151	800	560	285	307	69	2.634



PARK - Power Curve Analysis

Calculation: Cluster 5 **WTG:** 1 - VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O!, Hub height: 119,0 m

Name: Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020

Source: Manufacturer

Source/Date	Created by	Created	Edited	Stop wind speed [m/s]	Power control	CT curve type	Generator type	Specific power kW/m ²
07/12/2020	EMD	23/02/2021	01/03/2021	24,0	Pitch	User defined	Variable	0,29

Document n. 0098-0840 V03.

HP curve comparison - Note: For standard air density

Vmean	[m/s]	5	6	7	8	9	10
HP value Pitch, variable speed (2013)	[MWh]	10.395	15.731	20.840	25.359	29.148	32.163
VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	[MWh]	10.576	16.010	21.143	25.537	29.000	31.485
Check value	[%]	-2	-2	-1	-1	1	2

The table shows comparison between annual energy production calculated on basis of simplified "HP-curves" which assume that all WTGs performs quite similar - only specific power loading (kW/m²) and single/dual speed or stall/pitch decides the calculated values. Productions are without wake losses.
For further details, ask at the Danish Energy Agency for project report J.nr. 51171/00-0016 or see the windPRO manual.
The method is refined in EMD report "20 Detailed Case Studies comparing Project Design Calculations and actual Energy Productions for Wind Energy Projects worldwide", jan 2003.
Use the table to evaluate if the given power curve is reasonable - if the check value are lower than -5%, the power curve probably is too optimistic due to uncertainty in power curve measurement.

Power curve

Original data, Air density: 1,225 kg/m³

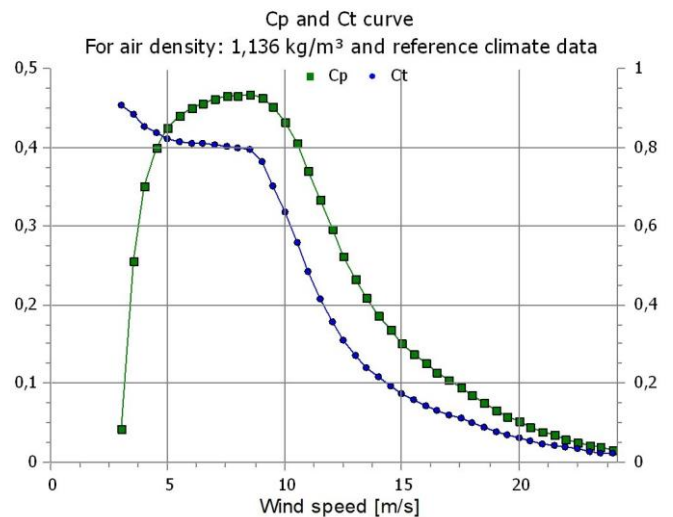
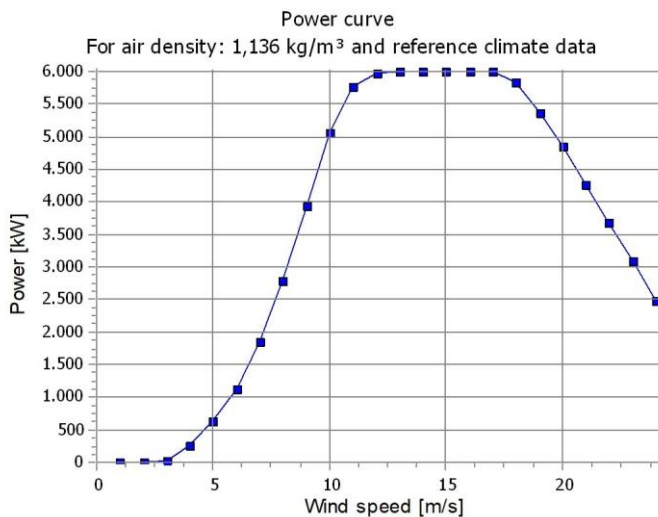
Wind speed Power Cp Wind speed Ct curve

[m/s]	[kW]	[m/s]	[m/s]	
3,0	32,0	0,09	3,0	0,91
3,5	150,0	0,28	3,5	0,88
4,0	292,0	0,36	4,0	0,85
4,5	467,0	0,41	4,5	0,84
5,0	676,0	0,43	5,0	0,82
5,5	927,0	0,44	5,5	0,81
6,0	1.229,0	0,45	6,0	0,81
6,5	1.584,0	0,46	6,5	0,81
7,0	2.000,0	0,46	7,0	0,81
7,5	2.476,0	0,46	7,5	0,80
8,0	3.017,0	0,47	8,0	0,80
8,5	3.624,0	0,47	8,5	0,79
9,0	4.264,0	0,46	9,0	0,76
9,5	4.859,0	0,45	9,5	0,70
10,0	5.380,0	0,43	10,0	0,64
10,5	5.734,0	0,39	10,5	0,56
11,0	5.932,0	0,35	11,0	0,48
11,5	5.983,0	0,31	11,5	0,41
12,0	5.998,0	0,27	12,0	0,36
12,5	6.000,0	0,24	12,5	0,31
13,0	6.000,0	0,22	13,0	0,27
13,5	6.000,0	0,19	13,5	0,24
14,0	6.000,0	0,17	14,0	0,22
14,5	6.000,0	0,16	14,5	0,19
15,0	6.000,0	0,14	15,0	0,17
15,5	6.000,0	0,13	15,5	0,16
16,0	6.000,0	0,12	16,0	0,14
16,5	6.000,0	0,11	16,5	0,13
17,0	6.000,0	0,10	17,0	0,12
17,5	6.000,0	0,09	17,5	0,11
18,0	5.846,0	0,08	18,0	0,10
18,5	5.581,0	0,07	18,5	0,09
19,0	5.360,0	0,06	19,0	0,08
19,5	5.128,0	0,05	19,5	0,07
20,0	4.844,0	0,05	20,0	0,06
20,5	4.555,0	0,04	20,5	0,06
21,0	4.268,0	0,04	21,0	0,05
21,5	3.985,0	0,03	21,5	0,04
22,0	3.690,0	0,03	22,0	0,04
22,5	3.383,0	0,02	22,5	0,03
23,0	3.102,0	0,02	23,0	0,03
23,5	2.801,0	0,02	23,5	0,03
24,0	2.479,0	0,01	24,0	0,02

Power, Efficiency and energy vs. wind speed

Data used in calculation, Air density: 1,136 kg/m³ New windPRO method (adjusted IEC method, improved to match turbine control) <RECOMMENDED>

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Cp	Interval [m/s]	Energy [MWh]	Acc. Energy [MWh]	Relative [%]
1,0	0,0	0,00	0,50- 1,50	0,0	0,0	0,0
2,0	0,0	0,00	1,50- 2,50	0,0	0,0	0,0
3,0	13,7	0,04	2,50- 3,50	62,0	62,0	0,4
4,0	262,7	0,35	3,50- 4,50	252,2	314,2	2,1
5,0	622,1	0,43	4,50- 5,50	529,0	843,2	5,7
6,0	1.135,6	0,45	5,50- 6,50	839,6	1.682,9	11,4
7,0	1.849,8	0,46	6,50- 7,50	1.166,1	2.849,0	19,3
8,0	2.792,3	0,47	7,50- 8,50	1.480,8	4.329,8	29,3
9,0	3.945,3	0,46	8,50- 9,50	1.729,7	6.059,5	41,0
10,0	5.052,2	0,43	9,50-10,50	1.819,8	7.879,4	53,3
11,0	5.771,0	0,37	10,50-11,50	1.694,9	9.574,2	64,8
12,0	5.981,1	0,30	11,50-12,50	1.417,1	10.991,3	74,4
13,0	5.999,6	0,23	12,50-13,50	1.110,7	12.102,1	81,9
14,0	6.000,0	0,19	13,50-14,50	843,5	12.945,6	87,6
15,0	6.000,0	0,15	14,50-15,50	622,1	13.567,7	91,8
16,0	6.000,0	0,13	15,50-16,50	445,0	14.012,7	94,8
17,0	6.000,0	0,10	16,50-17,50	308,3	14.321,0	96,9
18,0	5.846,0	0,09	17,50-18,50	201,1	14.522,2	98,2
19,0	5.360,0	0,07	18,50-19,50	121,1	14.643,3	99,1
20,0	4.844,0	0,05	19,50-20,50	69,3	14.712,6	99,5
21,0	4.268,0	0,04	20,50-21,50	37,5	14.750,1	99,8
22,0	3.690,0	0,03	21,50-22,50	19,4	14.769,5	99,9
23,0	3.102,0	0,02	22,50-23,50	9,6	14.779,0	100,0
24,0	2.479,0	0,02	23,50-24,50	3,1	14.782,1	100,0



Project:

Progetto Onshore

Licensed user:

AGNES

Via del Fringuello 28

IT-48124 Ravenna

+39 0544460712

Francesco / info@agnespower.com

Calculated:

11/08/2023 17:53/3.6.366



PARK - Terrain

Calculation: Cluster 5 **Site Data:** A - Site data: WASP (Cluster 5)

Obstacles:

0 Obstacles used

Roughness:

Terrain data files used in calculation:

C:\...\AGNES S.R.L. - Documenti\WindPRO\WindPRO Data\Projects\Progetto Onshore\Roughness\ROUGHNESSLINE_Progetto Onshore_32.wpo

Min X: 693.944, Max X: 701.907, Min Y: 4.895.396, Max Y: 4.904.913, Width: 7.963 m, Height: 9.518 m

Orography:

Terrain data files used in calculation:

C:\...\franc\AGNES S.r.l. società unipersonale\AGNES S.R.L. - Documenti\WindPRO\WindPRO Data\Projects\Progetto Onshore\Heigh Contour\Heigh Contour3

Min X: 694.853, Max X: 701.838, Min Y: 4.895.644, Max Y: 4.905.067, Width: 6.985 m, Height: 9.423 m

PARK - Wind Data Analysis

Calculation: Cluster 5 **Wind data:** A - Site data: WAsP (Cluster 5); Hub height: 119,0

Site coordinates

UTM (north)-WGS84 Zone: 32

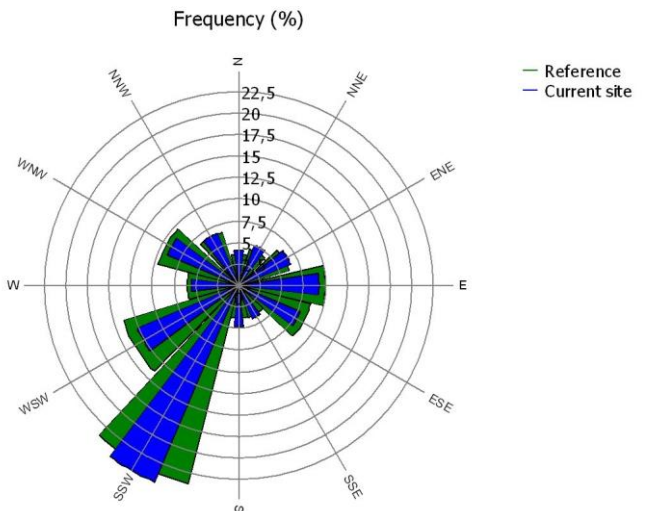
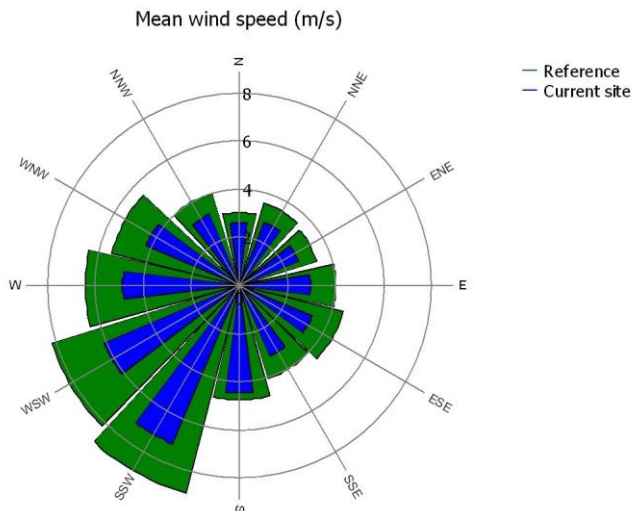
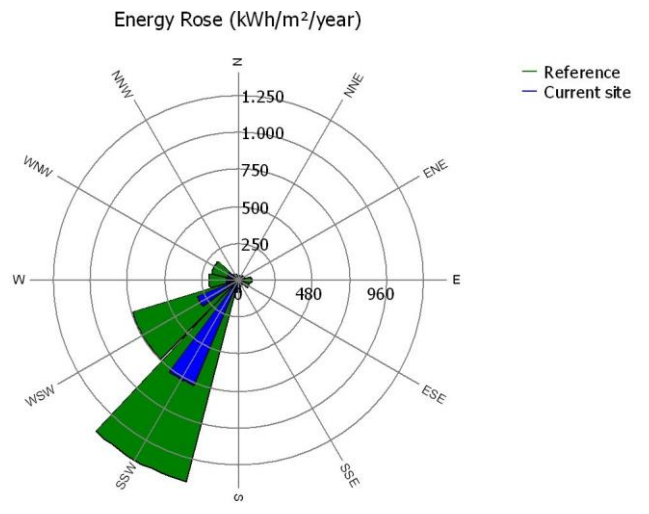
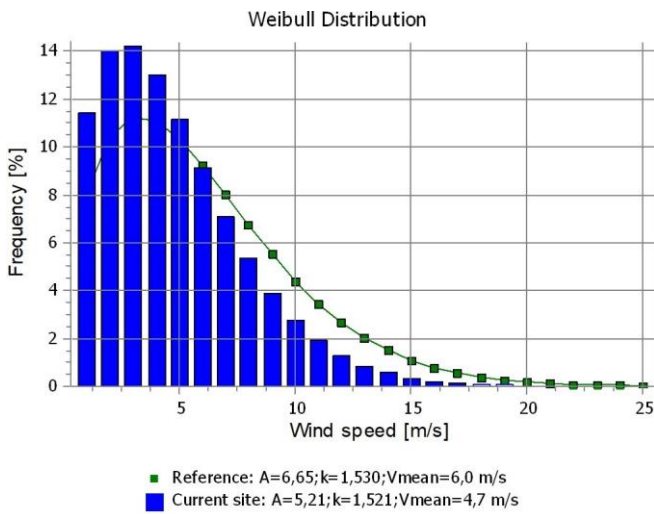
East: 697.082 North: 4.898.432

Wind statistics

IT New European Wind Atlas (NEWA)_N44,24984_E011,44995 (Cluster 5B) - C Synth

Weibull Data

Sector	Current site			Frequency [%]	Reference: Roughness class 1		
	A- parameter	Wind speed	k- parameter		A- parameter	k- parameter	Frequency [%]
0 N	2,86	2,58	1,486	4,0	3,35	1,475	3,6
1 NNE	3,09	2,82	1,393	5,0	3,90	1,424	4,4
2 ENE	2,89	2,66	1,314	6,5	3,65	1,285	6,1
3 E	3,29	2,96	1,561	9,3	4,45	1,552	10,0
4 ESE	3,71	3,29	1,908	7,8	5,01	1,923	8,6
5 SSE	3,47	3,18	1,354	4,1	4,36	1,331	3,9
6 S	4,85	4,45	1,342	4,8	5,07	1,220	3,7
7 SSW	8,04	7,13	2,412	24,8	9,99	2,447	23,7
8 WSW	6,92	6,13	2,002	12,7	9,21	2,053	13,9
9 W	5,42	4,85	1,635	5,5	7,17	1,651	6,0
10 WNW	4,74	4,22	1,732	9,0	6,14	1,744	9,6
11 NNW	3,59	3,20	1,736	6,5	4,49	1,807	6,5
All	5,21	4,69	1,521	100,0	6,65	1,530	100,0



PARK - Park power curve

Calculation: Cluster 5

Wind speed [m/s]	Power													
	Free WTGs [kW]	Park WTGs [kW]	N [kW]	NNE [kW]	ENE [kW]	E [kW]	ESE [kW]	SSE [kW]	S [kW]	SSW [kW]	WSW [kW]	W [kW]	WNW [kW]	NNW [kW]
0,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3,5	1.304	937	1.010	840	896	973	1.004	959	1.009	836	897	972	1.003	963
4,5	4.297	3.563	3.703	3.306	3.450	3.681	3.778	3.603	3.701	3.282	3.445	3.682	3.780	3.605
5,5	8.616	7.415	7.646	6.986	7.235	7.602	7.759	7.481	7.641	6.962	7.225	7.605	7.764	7.481
6,5	14.746	12.807	13.183	12.129	12.522	13.098	13.352	12.915	13.172	12.091	12.505	13.102	13.362	12.918
7,5	23.067	20.127	20.695	19.099	19.694	20.571	20.956	20.293	20.679	19.035	19.666	20.573	20.972	20.297
8,5	33.719	29.583	30.381	28.115	28.963	30.229	30.776	29.816	30.354	28.018	28.925	30.227	30.792	29.825
9,5	45.535	41.070	41.874	39.234	40.250	41.956	42.642	41.307	41.846	39.127	40.249	41.927	42.622	41.315
10,5	55.002	51.844	52.328	50.164	51.046	52.714	53.296	51.970	52.347	50.158	51.098	52.711	53.265	51.962
11,5	59.391	58.294	58.403	57.462	57.911	58.690	58.920	58.288	58.451	57.631	57.965	58.713	58.917	58.273
12,5	59.969	59.862	59.866	59.728	59.811	59.915	59.935	59.849	59.874	59.799	59.816	59.914	59.936	59.850
13,5	60.000	59.998	59.997	59.993	59.996	59.999	60.000	59.997	59.998	59.997	59.996	59.999	60.000	59.997
14,5	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000
15,5	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000
16,5	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000
17,5	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000
18,5	55.810	56.214	56.144	56.387	56.292	56.131	56.067	56.193	56.144	56.395	56.291	56.131	56.067	56.196
19,5	51.280	51.573	51.522	51.703	51.631	51.512	51.466	51.559	51.522	51.704	51.631	51.512	51.466	51.559
20,5	45.550	45.850	45.797	45.983	45.909	45.787	45.740	45.836	45.797	45.983	45.909	45.787	45.740	45.836
21,5	39.850	40.089	40.048	40.196	40.136	40.040	40.002	40.078	40.048	40.196	40.136	40.040	40.002	40.078
22,5	33.830	34.038	34.002	34.131	34.079	33.995	33.962	34.028	34.002	34.131	34.079	33.995	33.962	34.028
23,5	28.010	28.171	28.143	28.242	28.202	28.138	28.113	28.163	28.143	28.242	28.202	28.138	28.113	28.163
24,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Description:

The park power curve is similar to a WTG power curve, meaning that when a given wind speed appears in front of the park with same speed in the entire wind farm area (before influence from the park), the output from the park can be found in the park power curve. Another way to say this: The park power curve includes wake losses, but do NOT include terrain given variations in the wind speed over the park area.

Measuring a park power curve is not as simple as measuring a WTG power curve due to the fact that the park power curve depends on the wind direction and that the same wind speed normally will not appear for the entire park area at the same time (only in very flat non-complex terrain). The idea with this version of the park power curve is not to use it for validation based on measurements. This would require at least 2 measurement masts at two sides of the park, unless only a few direction sectors should be tested, AND non complex terrain (normally only useable off shore). Another park power curve version for complex terrain is available in windPRO.

The park power curve can be used for:

- Forecast systems, based on more rough (approximated) wind data, the park power curve would be an efficient way to make the connection from wind speed (and direction) to power.
- Construction of duration curves, telling how often a given power output will appear, the park power curve can be used together with the average wind distribution for the Wind farm area in hub height. The average wind distribution can eventually be obtained based on the Weibull parameters for each WTG position. These are found at print menu: >Result to file< in the >Park result< which can be saved to file or copied to clipboard and pasted in Excel.
- Calculation of wind energy index based on the PARK production (see below).
- Estimation of the expected PARK production for an existing wind farm based on wind measurements at minimum 2 measurement masts at two sides of wind farm. The masts must be used for obtaining the free wind speed. The free wind speed is used in the simulation of expected energy production with the PARK power curve. This procedure will only work suitable in non complex terrains. For complex terrain another park power curve calculation is available in windPRO (PPV-model).

Note:

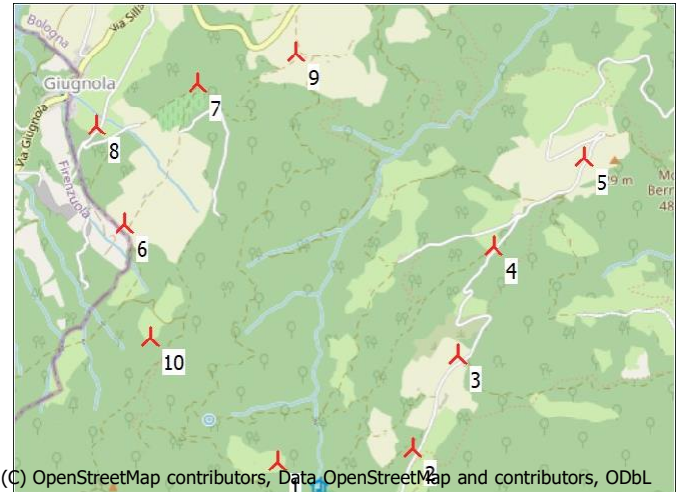
From the >Result to file< the >Wind Speeds Inside Wind farm< is also available. These can (e.g. via Excel) be used for extracting the wake induced reductions in measured wind speed.

PARK - WTG distances

Calculation: Cluster 5

WTG distances

	Z	Nearest WTG	Z	Horizontal distance	Distance in rotor diameters
	[m]		[m]	[m]	
1	683,8	2	669,2	718	4,4
2	669,2	3	646,7	549	3,4
3	646,7	2	669,2	549	3,4
4	538,8	3	646,7	601	3,7
5	491,6	4	538,8	669	4,1
6	686,2	8	557,4	544	3,4
7	623,2	9	527,5	544	3,4
8	557,4	6	686,2	544	3,4
9	527,5	7	623,2	544	3,4
10	783,0	6	686,2	614	3,8
Min	491,6	527,5	544	544	3,4
Max	783,0	686,2	718	718	4,4



Scale 1:40.000

 New WTG

Project:

Progetto Onshore

Licensed user:

AGNES

Via del Fringuello 28

IT-48124 Ravenna

+39 0544460712

Francesco / info@agnespower.com

Calculated:

11/08/2023 17:53/3.6.366



PARK - Wind statistics info

Calculation: Cluster 5

Main data for wind statistic

File C:\...\Projects\Progetto Onshore\Wind Statistic\IT New European Wind Atlas (NEWA)_N44,24984_E011,44995 (Cluster 5B) - C Synth 119.00 m.wws
Name New European Wind Atlas (NEWA)_N44,24984_E011,44995 (Cluster 5B) - C Synth 119.00 m
Country Italy
Source USER
Mast coordinates UTM (north)-WGS84 Zone: 32 East: 695.598 North: 4.902.542
Created 10/08/2023
Edited 11/08/2023
Sectors 12
WASP version WASP 12 Version 12.08.0032
Coordinate system UTM (north)-WGS84 Zone: 32
Displacement height None

Additional info for wind statistic

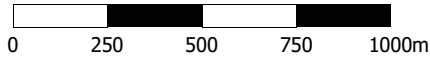
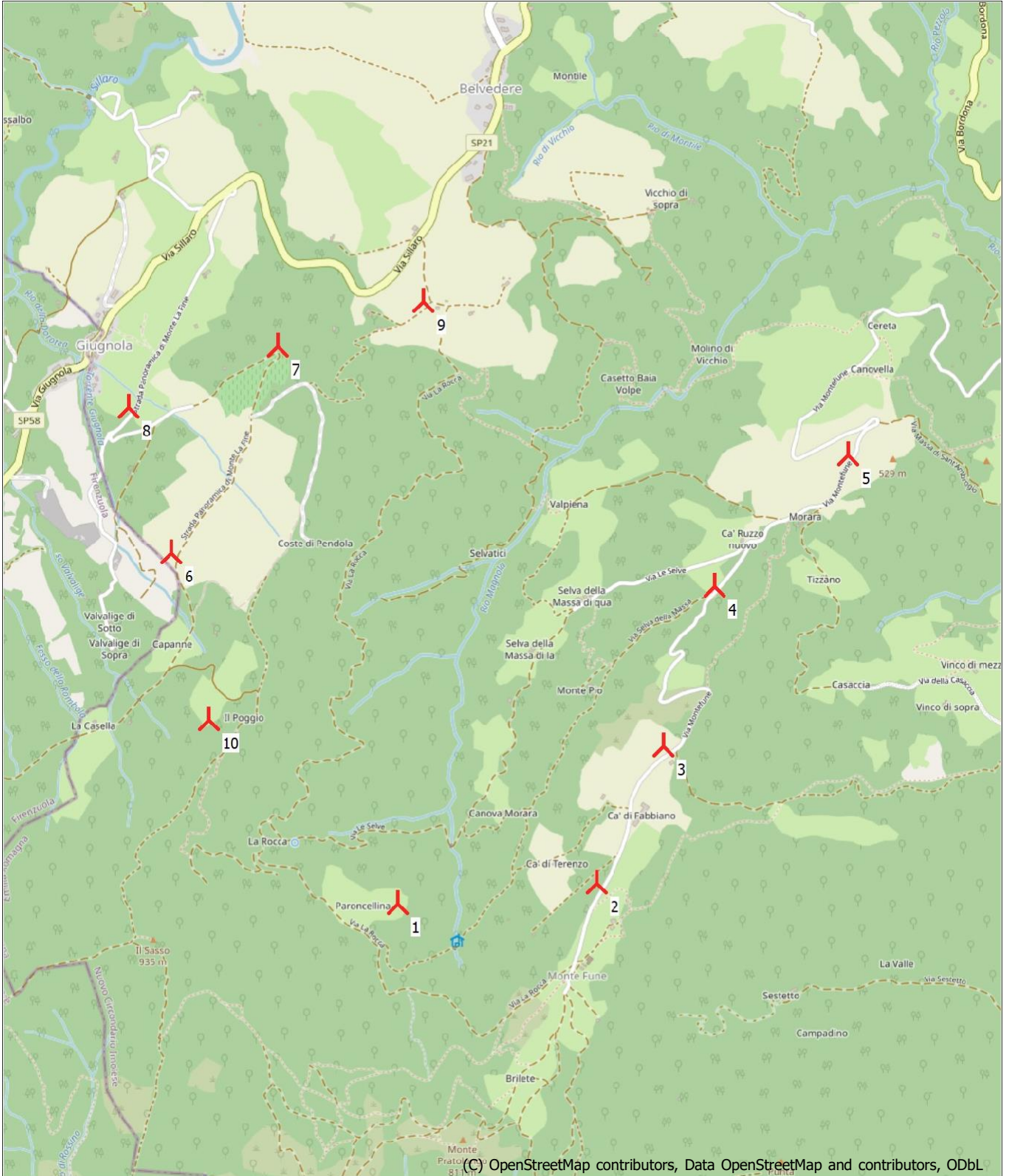
Source data New European Wind Atlas (NEWA)_N44,24984_E011,44995 (Cluster 5B)
Data from 01/01/2009
Data to 01/01/2019
Measurement length 120,0 Months
Recovery rate 100,0 %
Effective measurement length 120,0 Months

Note

To get the most correct calculation results, wind statistics shall be calculated with the SAME model and model parameters, as currently chosen in calculation. For WASP versions before 10.0, the model is unchanged, but thereafter more model changes affecting the wind statistic is seen. Likewise WASP CFD should always use WASP CFD calculated wind statistics.

PARK - Map

Calculation: Cluster 5



Map: EMD OpenStreetMap , Print scale 1:20.000, Map center UTM (north)-WGS84 Zone: 32 East: 697.217 North: 4.898.388

New WTG

Wake Model

N.O. Jensen (RISØ/EMD) Park 2 2018

Calculation performed in UTM (north)-WGS84 Zone: 32
At the site centre the difference between grid north and true north is: 1,7°

Power curve correction method

New windPRO method (adjusted IEC method, improved to match turbine control) <RECOMMENDED>
Air density calculation method
Height dependent, temperature from climate station
Station: RIFREDO MUGELLO V3 2014
Base temperature: 8,6 °C at 887,0 m
Base pressure: 1013,3 hPa at 0,0 m
Air density for Site center in key hub height: 0,0 m + 119,0 m = 1,214 kg/m³ -> 99,1 % of Std
Relative humidity: 0,0 %

Wake Model Parameters

Terrain type Wake decay constant
Open farmland 0,078 Hub height dependent

Omnidirectional displacement height from objects

Wake calculation settings

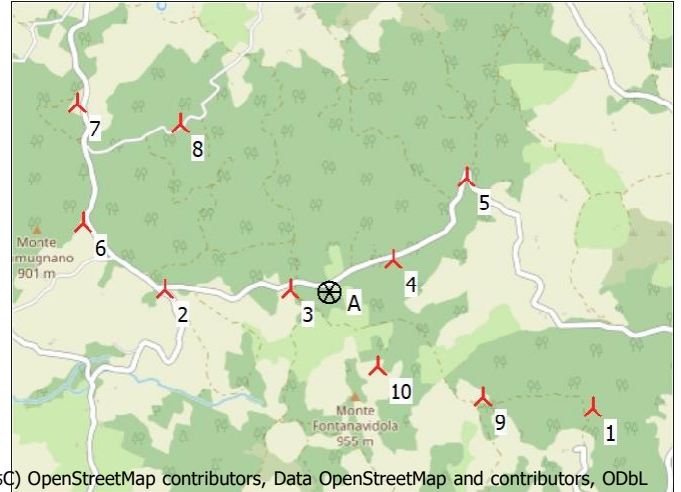
Angle [°] Wind speed [m/s]
start end step start end step
0,5 360,0 1,0 0,5 30,5 1,0

Wind statistics

IT New European Wind Atlas (NEWA)_N44,18235_E011,1031(5C)

WASP version

WASP 12 Version 12.08.0032



Scale 1:40.000
New WTG Site Data

Key results for height 119,0 m above ground level

Terrain UTM (north)-WGS84 Zone: 32

Easting	Northing	Name of wind distribution	Type	Wind energy [kWh/m²]	Mean wind speed [m/s]	Equivalent roughness
A	669.657	4.893.343	Site data: WASP (Cluster 6)	WASP (WASP 12 Version 12.08.0032)	3,325	6,1 -0,6

Calculated Annual Energy for Wind Farm

WTG combination	Result [MWh/y]	GROSS (no loss) Free WTGs [MWh/y]	Wake loss [%]	Specific results			
				Capacity factor [%]	Mean WTG result [MWh/y]	Full load hours [Hours/year]	Mean wind speed @hub height [m/s]
Wind farm	166.584,7	173.881,5	4,2	31,7	16.658,5	2.776	6,4

* Based on wake reduced results and any curtailments.

Calculated Annual Energy for each of 10 new WTGs with total 60,0 MW rated power

Links	WTG type		Type-generator	Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Creator	Name	Annual Energy			
	Valid	Manufact.							Result [MWh/y]	Wake loss [%]	Free mean wind speed [m/s]	
1	A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	18.361,0	0,5	6,75
2	A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	18.443,7	1,4	6,85
3	A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	17.130,2	1,4	6,35
4	A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	14.442,8	8,0	5,89
5	A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	12.823,8	15,5	5,79
6	A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	18.271,5	2,8	6,89
7	A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	15.354,7	2,6	5,93
8	A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	15.058,4	7,5	6,00
9	A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	19.058,4	1,4	7,14
10	A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	17.640,2	3,6	6,68

Annual Energy result includes shown losses. Additional losses and uncertainty must be considered for an investment decision.

WTG siting

UTM (north)-WGS84 Zone: 32

	Easting	Northing	Z [m]	Row data/Description
1	New	671.068	4.892.773	829,6 VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (497)
2	New	668.787	4.893.333	850,0 VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (498)
3	New	669.448	4.893.354	863,1 VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (499)
4	New	669.986	4.893.521	842,3 VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (500)

To be continued on next page...

Project:

Progetto Onshore

Licensed user:

AGNES

Via del Fringuello 28

IT-48124 Ravenna

+39 0544460712

Francesco / info@agnespower.com

Calculated:

11/08/2023 16:46/3.6.366



PARK - Main Result

Calculation: Cluster 6

...continued from previous page

UTM (north)-WGS84 Zone: 32

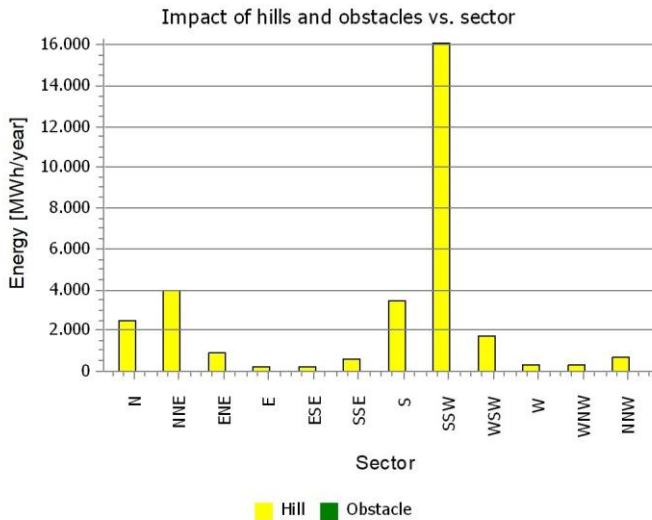
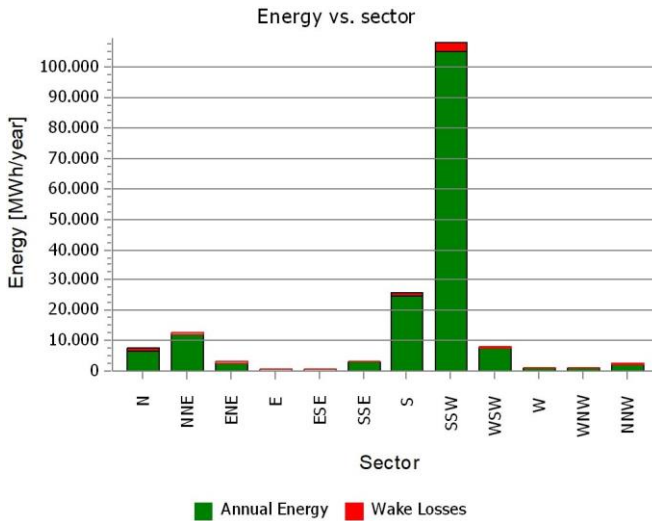
	Easting	Northing	Z	Row data/Description
			[m]	
5 New	670.369	4.893.962	834,5	VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (501)
6 New	668.344	4.893.672	856,2	VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (502)
7 New	668.302	4.894.298	828,8	VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (503)
8 New	668.848	4.894.215	778,2	VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (504)
9 New	670.479	4.892.808	885,1	VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (505)
10 New	669.923	4.892.962	923,1	VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (506)

PARK - Production Analysis

Calculation: Cluster 6 **WTG:** All new WTGs, Air density varies with WTG position 1,109 kg/m³ - 1,125 kg/m³

Directional Analysis

Sector	0 N	1 NNE	2 ENE	3 E	4 ESE	5 SSE	6 S	7 SSW	8 WSW	9 W	10 WNW	11 NNW	Total
Roughness based energy [MWh]	4.917,7	8.640,0	1.960,6	386,2	459,8	2.605,2	22.153,1	92.198,9	6.368,6	752,3	902,0	1.646,2	142.990,6
+Increase due to hills [MWh]	2.446,6	3.970,8	916,4	189,5	193,7	627,3	3.418,4	16.104,1	1.696,3	303,2	329,1	695,4	30.890,9
-Decrease due to wake losses [MWh]	777,7	683,9	203,0	105,4	121,4	218,2	1.105,6	2.943,5	531,5	180,0	220,4	206,0	7.296,7
Resulting energy [MWh]	6.586,6	11.926,9	2.674,1	470,3	532,1	3.014,2	24.465,9	105.359,5	7.533,4	875,5	1.010,7	2.135,5	166.584,7
Specific energy [kWh/m ²]													808
Specific energy [kWh/kW]													2.776
Increase due to hills [%]	49,8	46,0	46,7	49,1	42,1	24,1	15,4	17,5	26,6	40,3	36,5	42,2	21,60
Decrease due to wake losses [%]	10,6	5,4	7,1	18,3	18,6	6,8	4,3	2,7	6,6	17,1	17,9	8,8	4,20
Utilization [%]	30,4	31,1	35,2	30,6	27,8	20,0	15,0	18,9	21,0	25,4	24,7	29,6	19,4
Operational [Hours/year]	830	1.086	299	105	101	185	700	2.467	596	247	247	388	7.252
Full Load Equivalent [Hours/year]	110	199	45	8	9	50	408	1.756	126	15	17	36	2.776



PARK - Power Curve Analysis

Calculation: Cluster 6 **WTG:** 1 - VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O!, Hub height: 119,0 m

Name: Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020

Source: Manufacturer

Source/Date	Created by	Created	Edited	Stop wind speed [m/s]	Power control	CT curve type	Generator type	Specific power kW/m ²
07/12/2020	EMD	23/02/2021	01/03/2021	24,0	Pitch	User defined	Variable	0,29

Document n. 0098-0840 V03.

HP curve comparison - Note: For standard air density

Vmean	[m/s]	5	6	7	8	9	10
HP value Pitch, variable speed (2013)	[MWh]	10.395	15.731	20.840	25.359	29.148	32.163
VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	[MWh]	10.576	16.010	21.143	25.537	29.000	31.485
Check value	[%]	-2	-2	-1	-1	1	2

The table shows comparison between annual energy production calculated on basis of simplified "HP-curves" which assume that all WTGs performs quite similar - only specific power loading (kW/m²) and single/dual speed or stall/pitch decides the calculated values. Productions are without wake losses.
For further details, ask at the Danish Energy Agency for project J.nr. 51171/00-0016 or see the windPRO manual.
The method is refined in EMD report "20 Detailed Case Studies comparing Project Design Calculations and actual Energy Productions for Wind Energy Projects worldwide", jan 2003.
Use the table to evaluate if the given power curve is reasonable - if the check value are lower than -5%, the power curve probably is too optimistic due to uncertainty in power curve measurement.

Power curve

Original data, Air density: 1,225 kg/m³

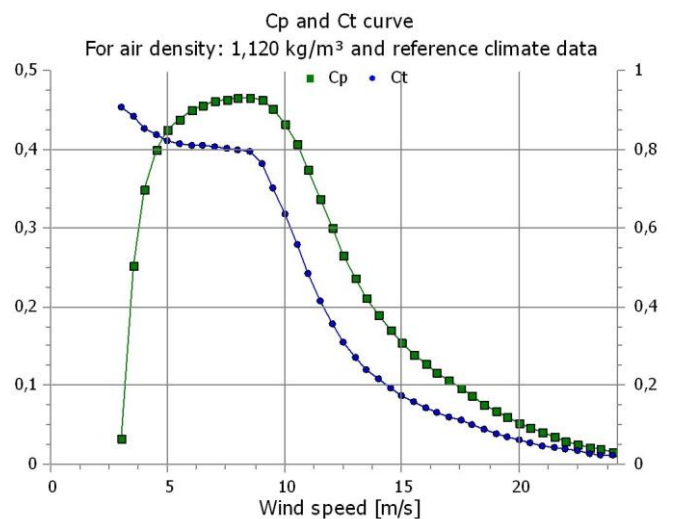
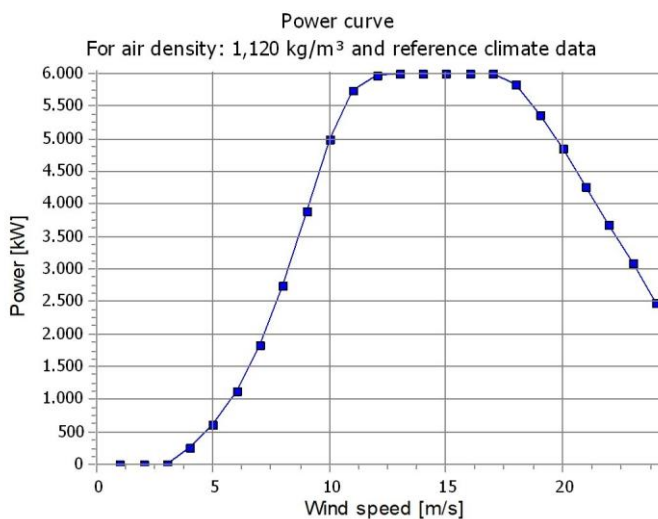
Wind speed Power Cp Wind speed Ct curve

[m/s]	[kW]	[m/s]	[m/s]	
3,0	32,0	0,09	3,0	0,91
3,5	150,0	0,28	3,5	0,88
4,0	292,0	0,36	4,0	0,85
4,5	467,0	0,41	4,5	0,84
5,0	676,0	0,43	5,0	0,82
5,5	927,0	0,44	5,5	0,81
6,0	1.229,0	0,45	6,0	0,81
6,5	1.584,0	0,46	6,5	0,81
7,0	2.000,0	0,46	7,0	0,81
7,5	2.476,0	0,46	7,5	0,80
8,0	3.017,0	0,47	8,0	0,80
8,5	3.624,0	0,47	8,5	0,79
9,0	4.264,0	0,46	9,0	0,76
9,5	4.859,0	0,45	9,5	0,70
10,0	5.380,0	0,43	10,0	0,64
10,5	5.734,0	0,39	10,5	0,56
11,0	5.932,0	0,35	11,0	0,48
11,5	5.983,0	0,31	11,5	0,41
12,0	5.998,0	0,27	12,0	0,36
12,5	6.000,0	0,24	12,5	0,31
13,0	6.000,0	0,22	13,0	0,27
13,5	6.000,0	0,19	13,5	0,24
14,0	6.000,0	0,17	14,0	0,22
14,5	6.000,0	0,16	14,5	0,19
15,0	6.000,0	0,14	15,0	0,17
15,5	6.000,0	0,13	15,5	0,16
16,0	6.000,0	0,12	16,0	0,14
16,5	6.000,0	0,11	16,5	0,13
17,0	6.000,0	0,10	17,0	0,12
17,5	6.000,0	0,09	17,5	0,11
18,0	5.846,0	0,08	18,0	0,10
18,5	5.581,0	0,07	18,5	0,09
19,0	5.360,0	0,06	19,0	0,08
19,5	5.128,0	0,05	19,5	0,07
20,0	4.844,0	0,05	20,0	0,06
20,5	4.555,0	0,04	20,5	0,06
21,0	4.268,0	0,04	21,0	0,05
21,5	3.985,0	0,03	21,5	0,04
22,0	3.690,0	0,03	22,0	0,04
22,5	3.383,0	0,02	22,5	0,03
23,0	3.102,0	0,02	23,0	0,03
23,5	2.801,0	0,02	23,5	0,03
24,0	2.479,0	0,01	24,0	0,02

Power, Efficiency and energy vs. wind speed

Data used in calculation, Air density: 1,120 kg/m³ New windPRO method (adjusted IEC method, improved to match turbine control) <RECOMMENDED>

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Cp	Interval [m/s]	Energy [MWh]	Acc.Energy [MWh]	Relative [%]
1,0	0,0	0,00	0,50- 1,50	0,0	0,0	0,0
2,0	0,0	0,00	1,50- 2,50	0,0	0,0	0,0
3,0	10,4	0,03	2,50- 3,50	47,3	47,3	0,3
4,0	257,3	0,35	3,50- 4,50	191,4	238,7	1,3
5,0	612,1	0,42	4,50- 5,50	406,3	645,0	3,5
6,0	1.118,2	0,45	5,50- 6,50	669,3	1.314,3	7,2
7,0	1.821,9	0,46	6,50- 7,50	985,2	2.299,5	12,5
8,0	2.750,8	0,47	7,50- 8,50	1.344,4	3.644,0	19,8
9,0	3.887,8	0,46	8,50- 9,50	1.702,5	5.346,4	29,1
10,0	4.995,1	0,43	9,50-10,50	1.954,7	7.301,1	39,8
11,0	5.743,6	0,37	10,50-11,50	1.996,7	9.297,8	50,6
12,0	5.972,6	0,30	11,50-12,50	1.838,9	11.136,7	60,7
13,0	5.999,2	0,24	12,50-13,50	1.595,7	12.732,4	69,3
14,0	6.000,0	0,19	13,50-14,50	1.349,5	14.081,9	76,7
15,0	6.000,0	0,15	14,50-15,50	1.117,6	15.199,6	82,8
16,0	6.000,0	0,13	15,50-16,50	906,2	16.105,8	87,7
17,0	6.000,0	0,11	16,50-17,50	719,2	16.825,0	91,6
18,0	5.846,0	0,09	17,50-18,50	541,7	17.366,6	94,6
19,0	5.360,0	0,07	18,50-19,50	381,5	17.748,1	96,7
20,0	4.844,0	0,05	19,50-20,50	257,9	18.006,0	98,1
21,0	4.268,0	0,04	20,50-21,50	166,7	18.172,7	99,0
22,0	3.690,0	0,03	21,50-22,50	103,7	18.276,4	99,5
23,0	3.102,0	0,02	22,50-23,50	61,8	18.338,2	99,9
24,0	2.479,0	0,02	23,50-24,50	22,7	18.361,0	100,0



Project:

Progetto Onshore

Licensed user:

AGNES

Via del Fringuello 28

IT-48124 Ravenna

+39 0544460712

Francesco / info@agnespower.com

Calculated:

11/08/2023 16:46/3.6.366



PARK - Terrain

Calculation: Cluster 6 **Site Data:** A - Site data: WASP (Cluster 6)

Obstacles:

0 Obstacles used

Roughness:

Terrain data files used in calculation:

C:\...\AGNES S.R.L. - Documenti\WindPRO\WindPRO Data\Projects\Progetto Onshore\Roughness\ROUGHNESSLINE_Progetto Onshore_23.wpo

Min X: 667.643, Max X: 671.583, Min Y: 4.891.306, Max Y: 4.895.476, Width: 3.940 m, Height: 4.170 m

Orography:

Terrain data files used in calculation:

C:\...\franc\AGNES S.r.l. società unipersonale\AGNES S.R.L. - Documenti\WindPRO\WindPRO Data\Projects\Progetto Onshore\Heigh Contour\Heigh Contour2

Min X: 667.508, Max X: 671.501, Min Y: 4.890.983, Max Y: 4.895.187, Width: 3.994 m, Height: 4.204 m

PARK - Wind Data Analysis

Calculation: Cluster 6 **Wind data:** A - Site data: WAsP (Cluster 6); Hub height: 119,0

Site coordinates

UTM (north)-WGS84 Zone: 32

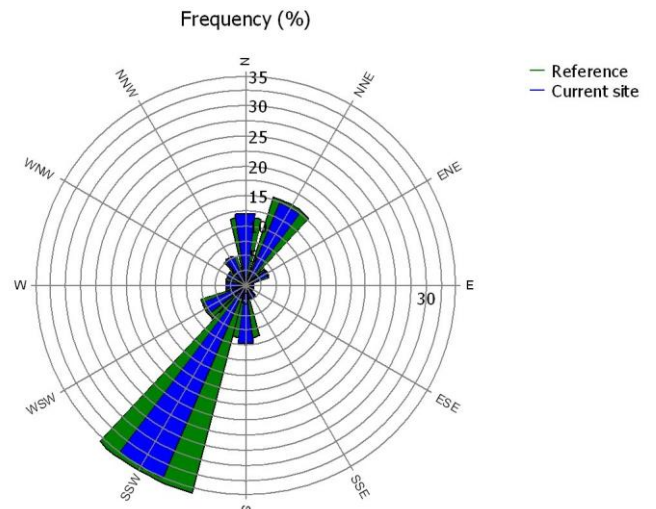
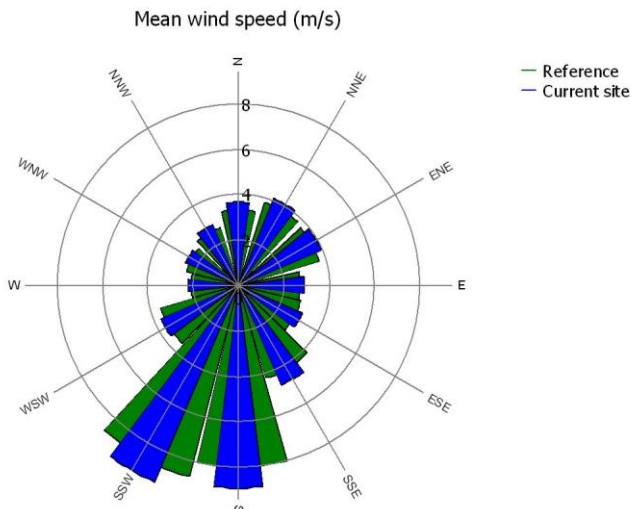
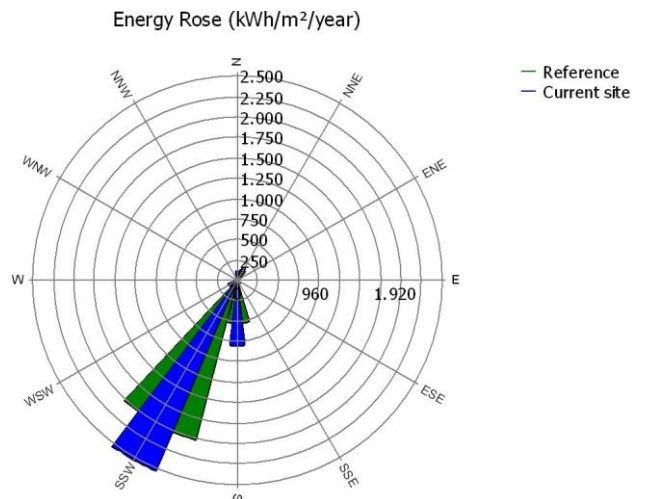
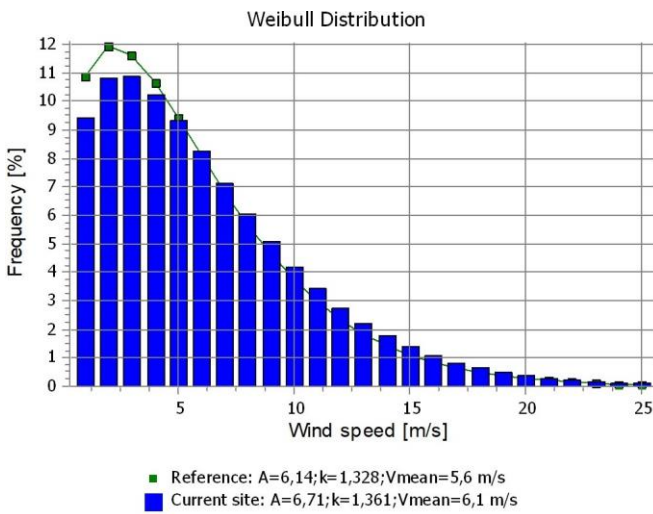
East: 669.657 North: 4.893.343

Wind statistics

IT New European Wind Atlas (NEWA)_N44,18235_E011,10315 (Cluster 6) - C Synth 119,00 m

Weibull Data

Sector	Current site			Frequency [%]	Reference: Roughness class 1		
	A- parameter	Wind speed [m/s]	k- parameter		A- parameter	k- parameter	Frequency [%]
0 N	3,98	3,66	1,326	11,9	3,61	1,328	11,4
1 NNE	4,52	4,12	1,396	14,9	4,18	1,400	15,5
2 ENE	4,42	3,97	1,580	3,9	4,14	1,582	4,1
3 E	3,12	2,89	1,291	1,3	2,96	1,301	1,4
4 ESE	3,30	3,06	1,268	1,4	3,06	1,297	1,4
5 SSE	5,06	4,76	1,193	2,4	4,51	1,192	2,3
6 S	10,01	8,91	1,752	9,8	8,96	1,707	8,7
7 SSW	10,61	9,40	2,357	34,9	9,79	2,392	35,7
8 WSW	3,73	3,72	1,006	7,5	3,57	1,015	7,8
9 W	2,19	2,21	0,979	3,2	2,07	0,980	3,3
10 WNW	2,49	2,53	0,967	3,4	2,34	0,965	3,4
11 NNW	2,99	2,90	1,084	5,4	2,72	1,077	5,1
All	6,71	6,15	1,361	100,0	6,14	1,328	100,0



PARK - Wind Data Analysis

Calculation: Cluster 6 **Wind data:** A - Site data: WAsP (Cluster 6); Hub height: 119,0

Site coordinates

UTM (north)-WGS84 Zone: 32

East: 671.068 North: 4.892.773

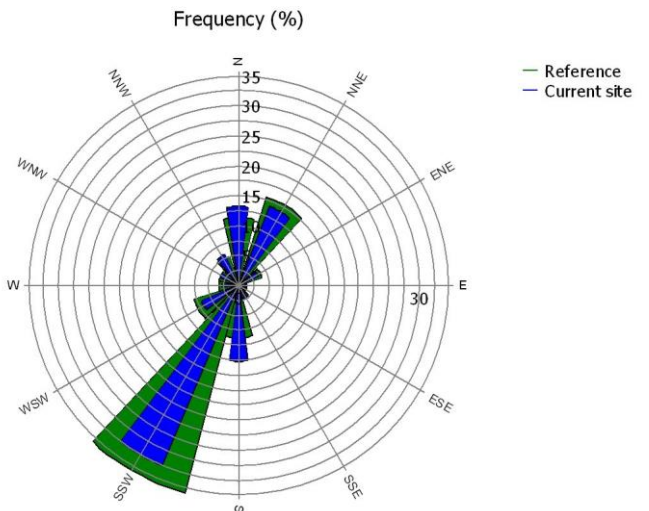
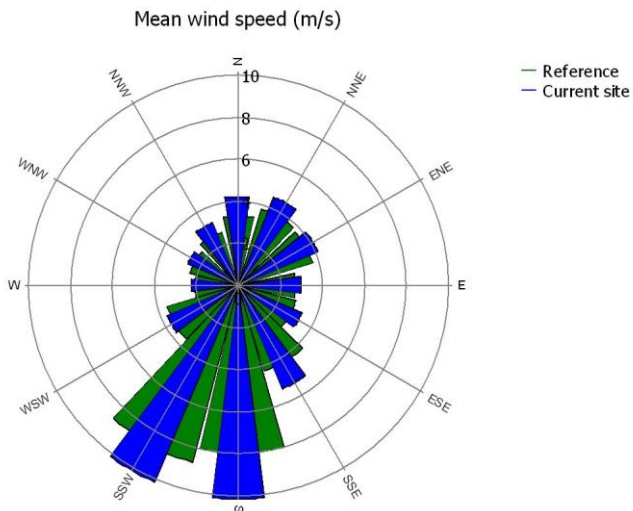
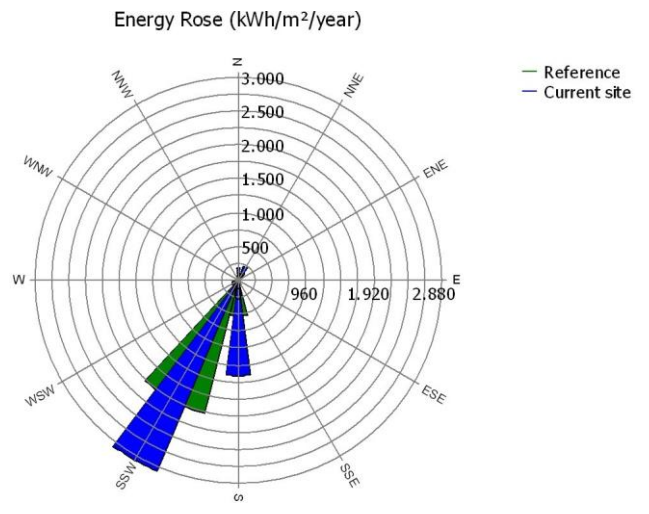
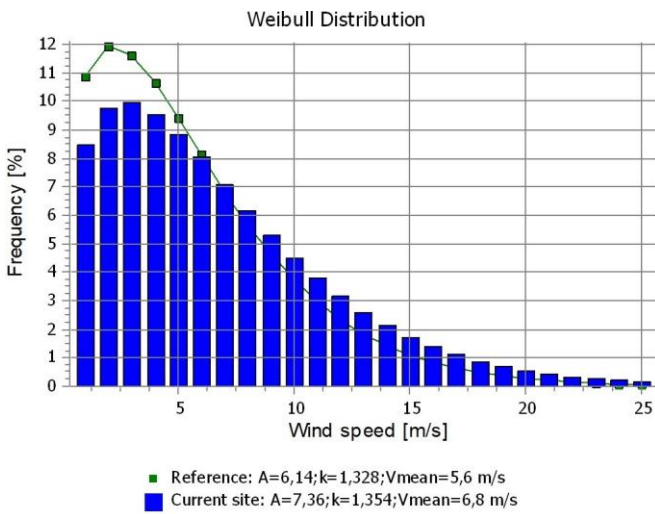
VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (497)

Wind statistics

IT New European Wind Atlas (NEWA)_N44,18235_E011,10315 (Cluster 6)

Weibull Data

Sector	Current site		k-	Frequency	Reference: Roughness class 1		Frequency
	A- parameter	Wind speed			A- parameter	k-	
- C Synth	119,00	6,8	1,354	100,0	3,61	1,328	11,4
1 NNE	4,97	4,53	1,400	14,1	4,18	1,400	15,5
2 ENE	4,58	4,11	1,576	3,6	4,14	1,582	4,1
3 E	3,25	3,00	1,295	1,2	2,96	1,301	1,4
4 ESE	3,57	3,30	1,287	1,4	3,06	1,297	1,4
5 SSE	5,66	5,35	1,182	2,5	4,51	1,192	2,3
6 S	11,44	10,16	1,850	12,6	8,96	1,707	8,7
7 SSW	11,47	10,16	2,299	32,7	9,79	2,392	35,7
8 WSW	3,69	3,69	0,998	6,8	3,57	1,015	7,8
9 W	2,22	2,24	0,979	2,9	2,07	0,980	3,3
10 WNW	2,59	2,62	0,967	3,4	2,34	0,965	3,4
11 NNW	3,33	3,24	1,080	5,7	2,72	1,077	5,1
All	7,36	6,75	1,354	100,0	6,14	1,328	100,0



PARK - Park power curve

Calculation: Cluster 6

Wind speed [m/s]	Power													
	Free WTGs [kW]	Park WTGs [kW]	N [kW]	NNE [kW]	ENE [kW]	E [kW]	ESE [kW]	SSE [kW]	S [kW]	SSW [kW]	WSW [kW]	W [kW]	WNW [kW]	NNW [kW]
0,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3,5	1.242	955	897	1.032	1.004	676	606	873	891	1.034	1.013	667	602	868
4,5	4.178	3.584	3.481	3.737	3.678	2.876	2.762	3.511	3.476	3.737	3.682	2.883	2.781	3.513
5,5	8.408	7.434	7.263	7.684	7.589	6.292	6.103	7.313	7.255	7.684	7.596	6.292	6.115	7.317
6,5	14.399	12.828	12.549	13.231	13.079	11.009	10.704	12.622	12.534	13.231	13.092	11.008	10.719	12.629
7,5	22.531	20.147	19.725	20.758	20.526	17.388	16.920	19.834	19.703	20.757	20.546	17.392	16.949	19.845
8,5	32.933	29.580	28.991	30.441	30.116	25.663	25.005	29.154	28.959	30.439	30.140	25.672	25.049	29.172
9,5	44.611	40.955	40.377	41.919	41.567	36.311	35.515	40.592	40.361	41.915	41.569	36.342	35.586	40.606
10,5	54.319	51.694	51.353	52.417	52.157	47.791	47.240	51.604	51.382	52.421	52.141	47.825	47.285	51.589
11,5	59.128	58.173	58.094	58.456	58.357	56.457	56.334	58.229	58.117	58.459	58.333	56.447	56.235	58.206
12,5	59.928	59.832	59.833	59.865	59.857	59.597	59.616	59.855	59.839	59.868	59.850	59.579	59.543	59.844
13,5	60.000	59.997	59.997	59.998	59.998	59.987	59.989	59.998	59.998	59.998	59.998	59.987	59.984	59.997
14,5	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000
15,5	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000
16,5	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000
17,5	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000
18,5	55.810	56.142	56.193	56.054	56.087	56.582	56.649	56.169	56.193	56.054	56.087	56.575	56.639	56.169
19,5	51.280	51.520	51.557	51.456	51.480	51.838	51.885	51.539	51.557	51.456	51.480	51.838	51.885	51.539
20,5	45.550	45.796	45.834	45.731	45.755	46.121	46.169	45.815	45.834	45.731	45.755	46.121	46.169	45.815
21,5	39.850	40.047	40.077	39.995	40.014	40.306	40.344	40.062	40.077	39.995	40.014	40.306	40.344	40.062
22,5	33.830	34.001	34.027	33.956	33.973	34.226	34.259	34.014	34.027	33.956	33.973	34.226	34.260	34.014
23,5	28.010	28.142	28.163	28.107	28.120	28.316	28.342	28.153	28.163	28.107	28.120	28.316	28.342	28.153
24,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Description:

The park power curve is similar to a WTG power curve, meaning that when a given wind speed appears in front of the park with same speed in the entire wind farm area (before influence from the park), the output from the park can be found in the park power curve. Another way to say this: The park power curve includes wake losses, but do NOT include terrain given variations in the wind speed over the park area.

Measuring a park power curve is not as simple as measuring a WTG power curve due to the fact that the park power curve depends on the wind direction and that the same wind speed normally will not appear for the entire park area at the same time (only in very flat non-complex terrain). The idea with this version of the park power curve is not to use it for validation based on measurements. This would require at least 2 measurement masts at two sides of the park, unless only a few direction sectors should be tested, AND non complex terrain (normally only useable off shore). Another park power curve version for complex terrain is available in windPRO.

The park power curve can be used for:

- Forecast systems, based on more rough (approximated) wind data, the park power curve would be an efficient way to make the connection from wind speed (and direction) to power.
- Construction of duration curves, telling how often a given power output will appear, the park power curve can be used together with the average wind distribution for the Wind farm area in hub height. The average wind distribution can eventually be obtained based on the Weibull parameters for each WTG position. These are found at print menu: >Result to file< in the >Park result< which can be saved to file or copied to clipboard and pasted in Excel.
- Calculation of wind energy index based on the PARK production (see below).
- Estimation of the expected PARK production for an existing wind farm based on wind measurements at minimum 2 measurement masts at two sides of wind farm. The masts must be used for obtaining the free wind speed. The free wind speed is used in the simulation of expected energy production with the PARK power curve. This procedure will only work suitable in non complex terrains. For complex terrain another park power curve calculation is available in windPRO (PPV-model).

Note:

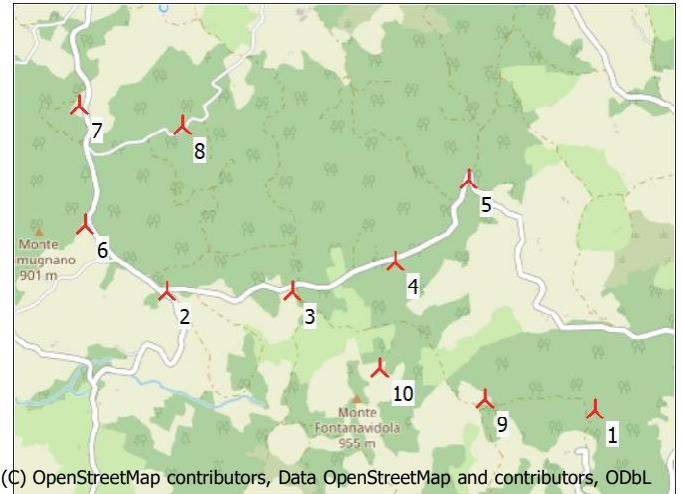
From the >Result to file< the >Wind Speeds Inside Wind farm< is also available. These can (e.g. via Excel) be used for extracting the wake induced reductions in measured wind speed.

PARK - WTG distances

Calculation: Cluster 6

WTG distances

	Z	Nearest WTG	Z	Horizontal distance	Distance in
	[m]		[m]	[m]	rotor diameters
1	829,6	9	885,1	590	3,6
2	850,0	6	856,2	558	3,4
3	863,1	4	842,3	564	3,5
4	842,3	10	923,1	562	3,5
5	834,5	4	842,3	584	3,6
6	856,2	2	850,0	558	3,4
7	828,8	8	778,2	552	3,4
8	778,2	7	828,8	552	3,4
9	885,1	10	923,1	577	3,6
10	923,1	4	842,3	562	3,5
Min	778,2	778,2	552	3,4	
Max	923,1	923,1	590	3,6	



Scale 1:40.000

 New WTG

Project:

Progetto Onshore

Licensed user:

AGNES

Via del Fringuello 28

IT-48124 Ravenna

+39 0544460712

Francesco / info@agnespower.com

Calculated:

11/08/2023 16:46/3.6.366



PARK - Wind statistics info

Calculation: Cluster 6

Main data for wind statistic

File C:\...\WindPRO Data\Projects\Progetto Onshore\Wind Statistic\IT New European Wind Atlas (NEWA)_N44,18235_E011,10315 (Cluster 6) - C Synth 119.00 m.wws
Name New European Wind Atlas (NEWA)_N44,18235_E011,10315 (Cluster 6) - C Synth 119.00 m
Country Italy
Source USER
Mast coordinates UTM (north)-WGS84 Zone: 32 East: 668.102 North: 4.894.277
Created 10/08/2023
Edited 11/08/2023
Sectors 12
WAsP version WAsP 12 Version 12.08.0032
Coordinate system UTM (north)-WGS84 Zone: 32
Displacement height None

Additional info for wind statistic

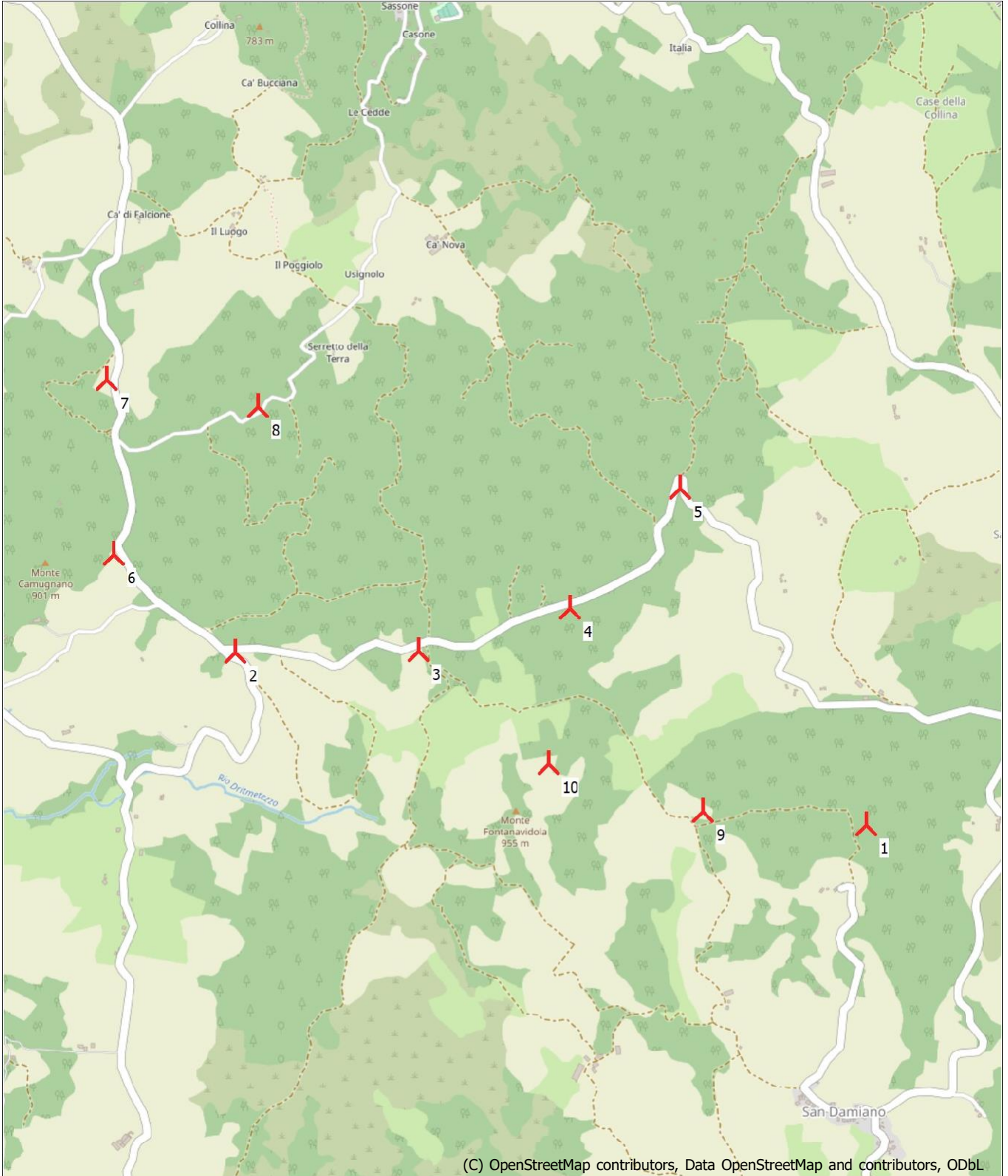
Source data New European Wind Atlas (NEWA)_N44,18235_E011,10315 (Cluster 6)
Data from 01/01/2009
Data to 01/01/2019
Measurement length 120,0 Months
Recovery rate 100,0 %
Effective measurement length 120,0 Months

Note

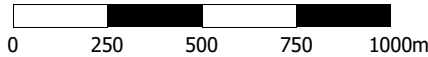
To get the most correct calculation results, wind statistics shall be calculated with the SAME model and model parameters, as currently chosen in calculation. For WAsP versions before 10.0, the model is unchanged, but thereafter more model changes affecting the wind statistic is seen. Likewise WAsP CFD should always use WAsP CFD calculated wind statistics.

PARK - Map

Calculation: Cluster 6



(C) OpenStreetMap contributors, Data OpenStreetMap and contributors, ODbL



Map: EMD OpenStreetMap , Print scale 1:20.000, Map center UTM (north)-WGS84 Zone: 32 East: 669.685 North: 4.893.536

New WTG

Wake Model

N.O. Jensen (RISØ/EMD) Park 2 2018

Calculation performed in UTM (north)-WGS84 Zone: 32

At the site centre the difference between grid north and true north is: 1,7°

Power curve correction method

New windPRO method (adjusted IEC method, improved to match turbine control) <RECOMMENDED>

Air density calculation method

Height dependent, temperature from climate station

Station: RIFREDO MUGELLO V3 2014

Base temperature: 8,6 °C at 887,0 m

Base pressure: 1013,3 hPa at 0,0 m

Air density for Site center in key hub height: 0,0 m + 119,0 m = 1,214 kg/m³ -> 99,1 % of Std

Relative humidity: 0,0 %

Wake Model Parameters

Terrain type Wake decay constant

Open farmland 0,078 Hub height dependent

Omnidirectional displacement height from objects

Wake calculation settings

Angle [°] Wind speed [m/s]

start end step start end step

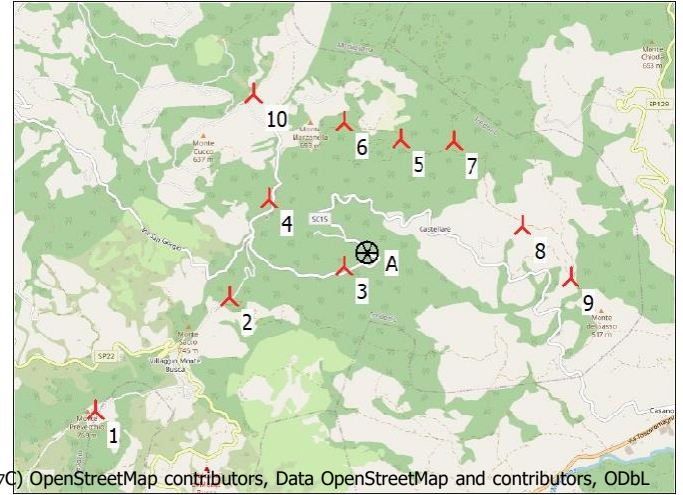
0,5 360,0 1,0 0,5 30,5 1,0

Wind statistics

IT New European Wind Atlas (NEWA)_N44,09296_E011,8099(7C)

WASP version

WASP 12 Version 12.08.0032



New WTG

Site Data

Scale 1:75.000

Key results for height 119,0 m above ground level

Terrain UTM (north)-WGS84 Zone: 32

Easting Northing Name of wind distribution Type

Wind energy Mean wind speed Equivalent roughness

A 723.721 4.882.957 Site data: WASP (Cluster 7) WASP (WASP 12 Version 12.08.0032)

[kWh/m²]

[m/s]

3,480 6,3 1,1

Calculated Annual Energy for Wind Farm

Specific results*)

WTG combination	Result	GROSS (no loss)	Wake loss	Capacity	Mean WTG	Full load	Mean wind speed
	PARK	Free WTGs		factor	result	hours	@hub height
	[MWh/y]	[MWh/y]	[%]	[%]	[MWh/y]	[Hours/year]	[m/s]
Wind farm	188.762,3	195.208,0	3,3	35,9	18.876,2	3.146	7,2

*) Based on wake reduced results and any curtailments.

Calculated Annual Energy for each of 10 new WTGs with total 60,0 MW rated power

Links	WTG type		Type-generator	Power, rated	Rotor diameter	Hub height	Power curve		Annual Energy			
	Valid	Manufact.					Creator	Name	Result	Wake	Free	
				[kW]	[m]	[m]			[MWh/y]	[%]	mean wind speed	
											[m/s]	
1	A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	19.821,9	0,5	7,14
2	A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	19.035,3	2,0	7,00
3	A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	17.147,9	4,8	6,63
4	A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	20.035,2	2,6	7,78
5	A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	18.126,7	6,2	7,25
6	A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	17.249,2	5,0	6,64
7	A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	18.988,3	5,7	7,43
8	A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	19.448,6	3,0	7,47
9	A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	19.485,2	1,9	7,80
10	A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	19.423,8	1,7	7,24

Annual Energy result includes shown losses. Additional losses and uncertainty must be considered for an investment decision.

WTG siting

UTM (north)-WGS84 Zone: 32

Easting Northing Z Row data/Description

1	New	721.079	4.881.303	766,9	VESTAS V162-6.0	6000	162.0	!O!	hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (557)
2	New	722.365	4.882.470	670,0	VESTAS V162-6.0	6000	162.0	!O!	hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (558)
3	New	723.494	4.882.810	550,0	VESTAS V162-6.0	6000	162.0	!O!	hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (559)
4	New	722.726	4.883.453	650,0	VESTAS V162-6.0	6000	162.0	!O!	hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (560)

To be continued on next page...

PARK - Main Result

Calculation: Cluster 7

...continued from previous page

UTM (north)-WGS84 Zone: 32

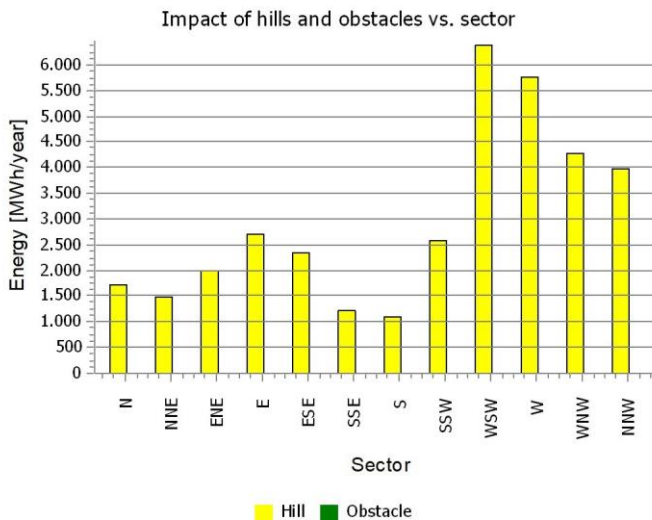
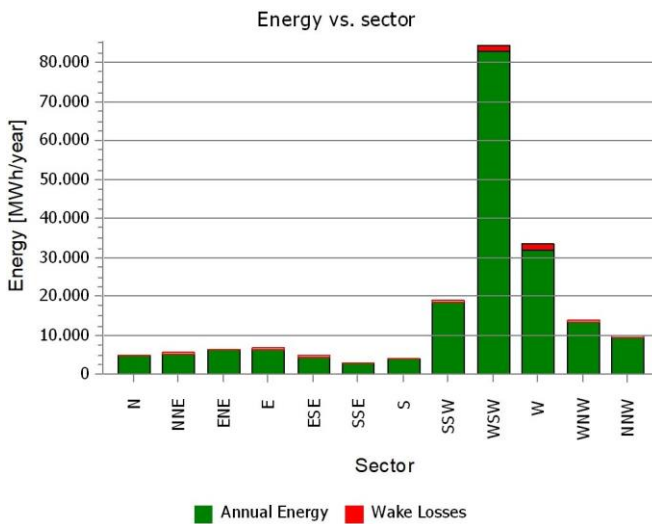
	Easting	Northing	Z	Row data/Description
			[m]	
5 New	724.015	4.884.083	608,6	VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (561)
6 New	723.442	4.884.234	613,9	VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (562)
7 New	724.546	4.884.084	620,0	VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (563)
8 New	725.242	4.883.270	560,0	VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (564)
9 New	725.736	4.882.781	497,3	VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (565)
10 New	722.541	4.884.482	644,5	VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (566)

PARK - Production Analysis

Calculation: Cluster 7 **WTG:** All new WTGs, Air density varies with WTG position 1,126 kg/m³ - 1,157 kg/m³

Directional Analysis

Sector		0 N	1 NNE	2 ENE	3 E	4 ESE	5 SSE	6 S	7 SSW	8 WSW	9 W	10 WNW	11 NNW	Total
Roughness based energy	[MWh]	3.026,1	3.928,0	4.429,5	4.116,8	2.432,5	1.554,9	2.984,1	16.453,6	78.021,0	27.450,4	9.621,5	5.678,1	159.696,5
+Increase due to hills	[MWh]	1.715,7	1.487,9	1.979,3	2.704,2	2.339,9	1.218,6	1.092,6	2.575,3	6.380,2	5.766,2	4.263,4	3.987,9	35.511,4
-Decrease due to wake losses	[MWh]	125,0	214,3	275,7	686,1	465,9	115,7	98,2	585,5	1.659,0	1.292,4	646,3	281,5	6.445,7
Resulting energy	[MWh]	4.616,8	5.201,7	6.133,0	6.135,0	4.306,5	2.657,8	3.978,4	18.443,4	82.742,2	31.924,3	13.238,6	9.384,5	188.762,3
Specific energy	[kWh/m ²]													916
Specific energy	[kWh/kW]													3.146
Increase due to hills	[%]	56,7	37,9	44,7	65,7	96,2	78,4	36,6	15,7	8,2	21,0	44,3	70,2	22,24
Decrease due to wake losses	[%]	2,6	4,0	4,3	10,1	9,8	4,2	2,4	3,1	2,0	3,9	4,7	2,9	3,30
Utilization	[%]	35,1	30,1	31,8	32,6	33,5	31,6	22,5	16,5	13,7	14,6	19,9	32,6	16,6
Operational	[Hours/year]	382	412	615	650	517	335	282	597	1.802	909	534	520	7.556
Full Load Equivalent	[Hours/year]	77	87	102	102	72	44	66	307	1.379	532	221	156	3.146



PARK - Power Curve Analysis

Calculation: Cluster 7 **WTG:** 1 - VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O!, Hub height: 119,0 m

Name: Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020
Source: Manufacturer

Source/Date	Created by	Created	Edited	Stop wind speed [m/s]	Power control	CT curve type	Generator type	Specific power kW/m ²
07/12/2020	EMD	23/02/2021	01/03/2021	24,0	Pitch	User defined	Variable	0,29

Document n. 0098-0840 V03.

HP curve comparison - Note: For standard air density

Vmean	[m/s]	5	6	7	8	9	10
HP value Pitch, variable speed (2013)	[MWh]	10.395	15.731	20.840	25.359	29.148	32.163
VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	[MWh]	10.576	16.010	21.143	25.537	29.000	31.485
Check value	[%]	-2	-2	-1	-1	1	2

The table shows comparison between annual energy production calculated on basis of simplified "HP-curves" which assume that all WTGs performs quite similar - only specific power loading (kW/m²) and single/dual speed or stall/pitch decides the calculated values. Productions are without wake losses.
For further details, ask at the Danish Energy Agency for project report J.nr. 51171/00-0016 or see the windPRO manual.
The method is refined in EMD report "20 Detailed Case Studies comparing Project Design Calculations and actual Energy Productions for Wind Energy Projects worldwide", jan 2003.
Use the table to evaluate if the given power curve is reasonable - if the check value are lower than -5%, the power curve probably is too optimistic due to uncertainty in power curve measurement.

Power curve

Original data, Air density: 1,225 kg/m³

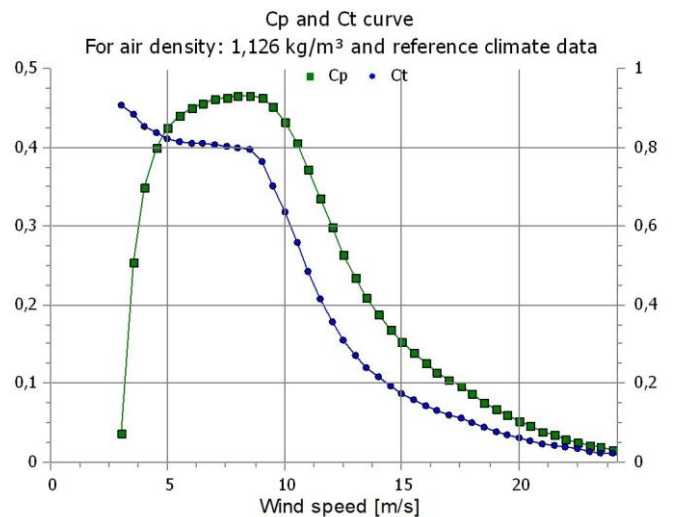
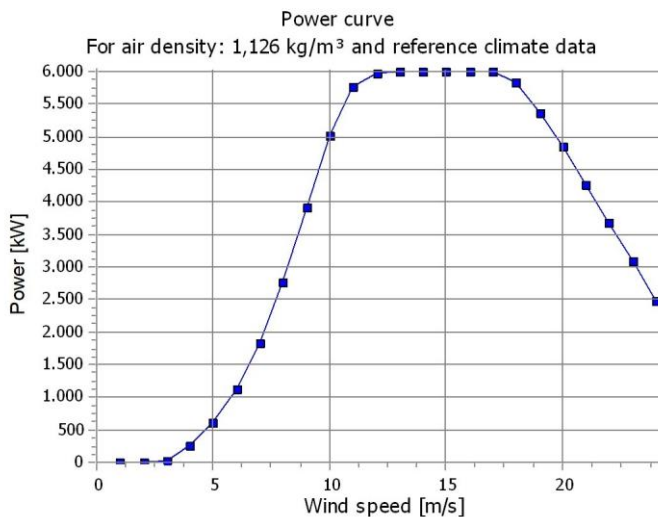
Wind speed Power Cp Wind speed Ct curve

[m/s]	[kW]	[m/s]	[m/s]	
3,0	32,0	0,09	3,0	0,91
3,5	150,0	0,28	3,5	0,88
4,0	292,0	0,36	4,0	0,85
4,5	467,0	0,41	4,5	0,84
5,0	676,0	0,43	5,0	0,82
5,5	927,0	0,44	5,5	0,81
6,0	1.229,0	0,45	6,0	0,81
6,5	1.584,0	0,46	6,5	0,81
7,0	2.000,0	0,46	7,0	0,81
7,5	2.476,0	0,46	7,5	0,80
8,0	3.017,0	0,47	8,0	0,80
8,5	3.624,0	0,47	8,5	0,79
9,0	4.264,0	0,46	9,0	0,76
9,5	4.859,0	0,45	9,5	0,70
10,0	5.380,0	0,43	10,0	0,64
10,5	5.734,0	0,39	10,5	0,56
11,0	5.932,0	0,35	11,0	0,48
11,5	5.983,0	0,31	11,5	0,41
12,0	5.998,0	0,27	12,0	0,36
12,5	6.000,0	0,24	12,5	0,31
13,0	6.000,0	0,22	13,0	0,27
13,5	6.000,0	0,19	13,5	0,24
14,0	6.000,0	0,17	14,0	0,22
14,5	6.000,0	0,16	14,5	0,19
15,0	6.000,0	0,14	15,0	0,17
15,5	6.000,0	0,13	15,5	0,16
16,0	6.000,0	0,12	16,0	0,14
16,5	6.000,0	0,11	16,5	0,13
17,0	6.000,0	0,10	17,0	0,12
17,5	6.000,0	0,09	17,5	0,11
18,0	5.846,0	0,08	18,0	0,10
18,5	5.581,0	0,07	18,5	0,09
19,0	5.360,0	0,06	19,0	0,08
19,5	5.128,0	0,05	19,5	0,07
20,0	4.844,0	0,05	20,0	0,06
20,5	4.555,0	0,04	20,5	0,06
21,0	4.268,0	0,04	21,0	0,05
21,5	3.985,0	0,03	21,5	0,04
22,0	3.690,0	0,03	22,0	0,04
22,5	3.383,0	0,02	22,5	0,03
23,0	3.102,0	0,02	23,0	0,03
23,5	2.801,0	0,02	23,5	0,03
24,0	2.479,0	0,01	24,0	0,02

Power, Efficiency and energy vs. wind speed

Data used in calculation, Air density: 1,126 kg/m³ New windPRO method (adjusted IEC method, improved to match turbine control) <RECOMMENDED>

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Cp	Interval [m/s]	Energy [MWh]	Acc. Energy [MWh]	Relative [%]
1,0	0,0	0,00	0,50- 1,50	0,0	0,0	0,0
2,0	0,0	0,00	1,50- 2,50	0,0	0,0	0,0
3,0	11,8	0,04	2,50- 3,50	51,0	51,0	0,3
4,0	259,6	0,35	3,50- 4,50	215,9	267,0	1,3
5,0	616,4	0,42	4,50- 5,50	475,6	742,6	3,7
6,0	1.125,6	0,45	5,50- 6,50	799,2	1.541,8	7,8
7,0	1.833,9	0,46	6,50- 7,50	1.180,2	2.721,9	13,7
8,0	2.768,6	0,47	7,50- 8,50	1.595,2	4.317,1	21,8
9,0	3.912,4	0,46	8,50- 9,50	1.983,2	6.300,3	31,8
10,0	5.019,5	0,43	9,50-10,50	2.222,6	8.522,9	43,0
11,0	5.755,4	0,37	10,50-11,50	2.210,2	10.733,1	54,1
12,0	5.976,4	0,30	11,50-12,50	1.980,0	12.713,1	64,1
13,0	5.999,4	0,24	12,50-13,50	1.671,8	14.384,9	72,6
14,0	6.000,0	0,19	13,50-14,50	1.377,8	15.762,7	79,5
15,0	6.000,0	0,15	14,50-15,50	1.112,9	16.875,6	85,1
16,0	6.000,0	0,13	15,50-16,50	880,9	17.756,5	89,6
17,0	6.000,0	0,11	16,50-17,50	682,9	18.439,4	93,0
18,0	5.846,0	0,09	17,50-18,50	503,0	18.942,4	95,6
19,0	5.360,0	0,07	18,50-19,50	346,4	19.288,8	97,3
20,0	4.844,0	0,05	19,50-20,50	229,2	19.518,0	98,5
21,0	4.268,0	0,04	20,50-21,50	145,1	19.663,1	99,2
22,0	3.690,0	0,03	21,50-22,50	88,4	19.751,5	99,6
23,0	3.102,0	0,02	22,50-23,50	51,7	19.803,2	99,9
24,0	2.479,0	0,02	23,50-24,50	18,8	19.821,9	100,0



Project:

Progetto Onshore

Licensed user:

AGNES

Via del Fringuello 28

IT-48124 Ravenna

+39 0544460712

Francesco / info@agnespower.com

Calculated:

11/08/2023 17:15/3.6.366



PARK - Terrain

Calculation: Cluster 7 **Site Data:** A - Site data: WASP (Cluster 7)

Obstacles:

0 Obstacles used

Roughness:

Terrain data files used in calculation:

C:\...\AGNES S.R.L. - Documenti\WindPRO\WindPRO Data\Projects\Progetto Onshore\Roughness\ROUGHNESSLINE_Progetto Onshore_31.wpo

Min X: 720.078, Max X: 727.100, Min Y: 4.879.213, Max Y: 4.892.651, Width: 7.022 m, Height: 13.438 m

Orography:

Terrain data files used in calculation:

C:\...\franc\AGNES S.r.l. società unipersonale\AGNES S.R.L. - Documenti\WindPRO\WindPRO Data\Projects\Progetto Onshore\Heigh Contour\Heigh Contour3

Min X: 720.185, Max X: 727.165, Min Y: 4.879.228, Max Y: 4.892.703, Width: 6.981 m, Height: 13.474 m

PARK - Wind Data Analysis

Calculation: Cluster 7 **Wind data:** A - Site data: WAsP (Cluster 7); Hub height: 119,0

Site coordinates

UTM (north)-WGS84 Zone: 32

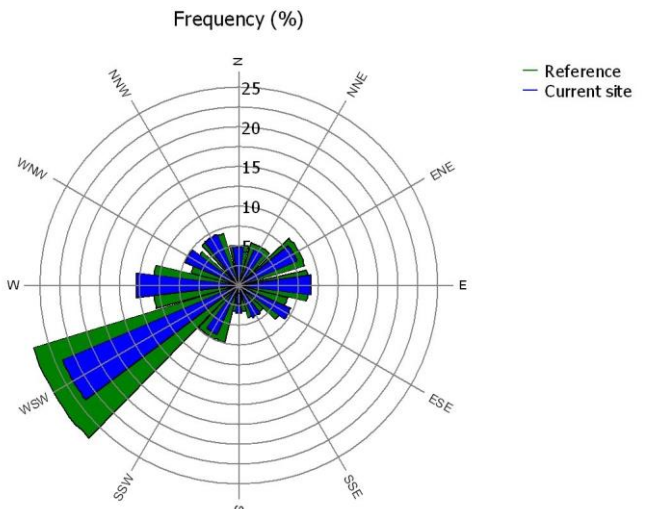
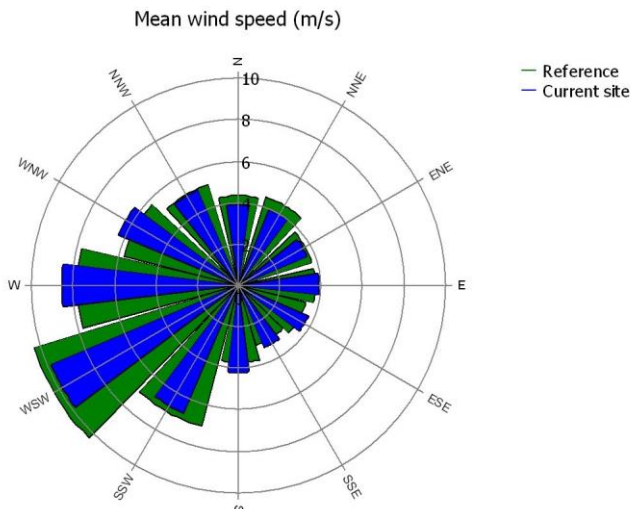
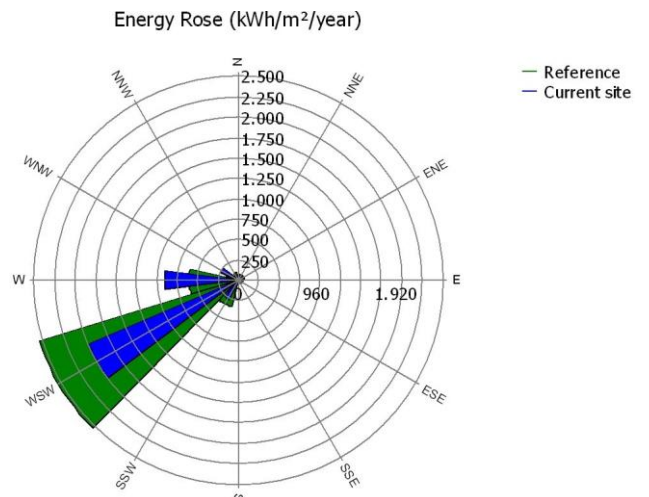
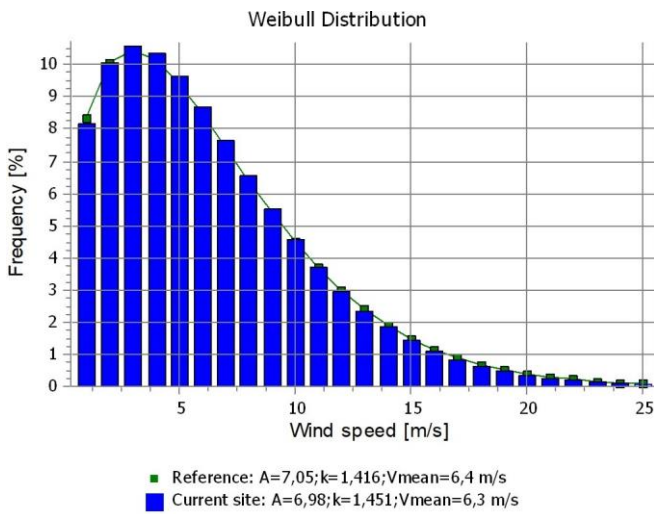
East: 723.721 North: 4.882.957

Wind statistics

IT New European Wind Atlas (NEWA)_N44,09296_E011,80997 (Cluster 7) - C Synth 119,00 m/s

Weibull Data

Sector	Current site		k-	Frequency	Reference: Roughness class 1		Frequency
	A-	Wind			A-	k-	
	parameter	speed	parameter	[%]	parameter	parameter	[%]
0 N	4,40	3,94	1,615	4,8	4,85	1,668	5,1
1 NNE	4,38	3,96	1,467	5,0	4,94	1,489	5,5
2 ENE	3,96	3,61	1,393	8,0	4,09	1,393	8,7
3 E	4,35	3,91	1,549	9,1	4,17	1,575	8,7
4 ESE	4,10	3,68	1,568	7,2	3,74	1,587	6,3
5 SSE	3,51	3,25	1,275	4,4	3,25	1,328	4,3
6 S	4,42	4,19	1,166	3,5	3,89	1,135	3,4
7 SSW	7,50	6,72	1,619	6,7	7,83	1,601	7,4
8 WSW	11,12	9,85	2,389	24,1	11,64	2,417	27,0
9 W	9,64	8,57	1,834	13,0	8,72	1,718	10,7
10 WNW	7,03	6,29	1,627	7,3	6,40	1,648	6,2
11 NNW	5,65	5,01	1,939	7,0	5,72	1,992	6,8
All	6,98	6,33	1,451	100,0	7,05	1,416	100,0



PARK - Park power curve

Calculation: Cluster 7

Wind speed [m/s]	Power													
	Free WTGs [kW]	Park WTGs [kW]	N [kW]	NNE [kW]	ENE [kW]	E [kW]	ESE [kW]	SSE [kW]	S [kW]	SSW [kW]	WSW [kW]	W [kW]	WNW [kW]	NNW [kW]
0,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3,5	1.305	1.049	1.154	1.039	1.054	948	941	1.132	1.154	1.045	1.046	960	944	1.131
4,5	4.298	3.817	4.044	3.847	3.869	3.521	3.585	3.972	4.045	3.847	3.859	3.537	3.587	3.974
5,5	8.618	7.828	8.200	7.875	7.911	7.346	7.450	8.084	8.200	7.875	7.895	7.367	7.455	8.084
6,5	14.750	13.470	14.068	13.539	13.598	12.708	12.866	13.886	14.068	13.539	13.570	12.739	12.873	13.885
7,5	23.074	21.132	22.039	21.238	21.325	19.977	20.214	21.761	22.040	21.235	21.282	20.023	20.222	21.761
8,5	33.728	31.000	32.282	31.160	31.283	29.359	29.694	31.884	32.283	31.156	31.225	29.413	29.702	31.883
9,5	45.545	42.635	44.095	42.922	43.026	40.665	41.073	43.559	44.095	42.921	43.027	40.668	41.043	43.551
10,5	55.010	53.038	54.136	53.390	53.447	51.297	51.799	53.657	54.135	53.402	53.524	51.256	51.779	53.659
11,5	59.394	58.743	59.157	58.930	58.936	57.952	58.304	58.971	59.154	58.938	59.010	57.879	58.308	58.978
12,5	59.971	59.909	59.954	59.938	59.938	59.812	59.874	59.938	59.954	59.937	59.943	59.779	59.875	59.940
13,5	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000
14,5	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000
15,5	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000
16,5	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000
17,5	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000
18,5	55.810	56.071	55.938	56.041	56.031	56.263	56.213	55.987	55.938	56.041	56.031	56.258	56.213	55.987
19,5	51.280	51.469	51.372	51.447	51.440	51.608	51.570	51.408	51.372	51.447	51.440	51.608	51.570	51.408
20,5	45.550	45.743	45.645	45.721	45.714	45.885	45.847	45.681	45.645	45.721	45.714	45.885	45.847	45.681
21,5	39.850	40.004	39.926	39.987	39.981	40.117	40.087	39.954	39.926	39.987	39.981	40.117	40.087	39.954
22,5	33.830	33.964	33.896	33.949	33.944	34.062	34.036	33.921	33.896	33.949	33.944	34.062	34.036	33.921
23,5	28.010	28.114	28.061	28.102	28.098	28.190	28.169	28.080	28.061	28.102	28.098	28.190	28.169	28.080
24,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Description:

The park power curve is similar to a WTG power curve, meaning that when a given wind speed appears in front of the park with same speed in the entire wind farm area (before influence from the park), the output from the park can be found in the park power curve. Another way to say this: The park power curve includes wake losses, but do NOT include terrain given variations in the wind speed over the park area.

Measuring a park power curve is not as simple as measuring a WTG power curve due to the fact that the park power curve depends on the wind direction and that the same wind speed normally will not appear for the entire park area at the same time (only in very flat non-complex terrain). The idea with this version of the park power curve is not to use it for validation based on measurements. This would require at least 2 measurement masts at two sides of the park, unless only a few direction sectors should be tested, AND non complex terrain (normally only useable off shore). Another park power curve version for complex terrain is available in windPRO.

The park power curve can be used for:

- Forecast systems, based on more rough (approximated) wind data, the park power curve would be an efficient way to make the connection from wind speed (and direction) to power.
- Construction of duration curves, telling how often a given power output will appear, the park power curve can be used together with the average wind distribution for the Wind farm area in hub height. The average wind distribution can eventually be obtained based on the Weibull parameters for each WTG position. These are found at print menu: >Result to file< in the >Park result< which can be saved to file or copied to clipboard and pasted in Excel.
- Calculation of wind energy index based on the PARK production (see below).
- Estimation of the expected PARK production for an existing wind farm based on wind measurements at minimum 2 measurement masts at two sides of wind farm. The masts must be used for obtaining the free wind speed. The free wind speed is used in the simulation of expected energy production with the PARK power curve. This procedure will only work suitable in non complex terrains. For complex terrain another park power curve calculation is available in windPRO (PPV-model).

Note:

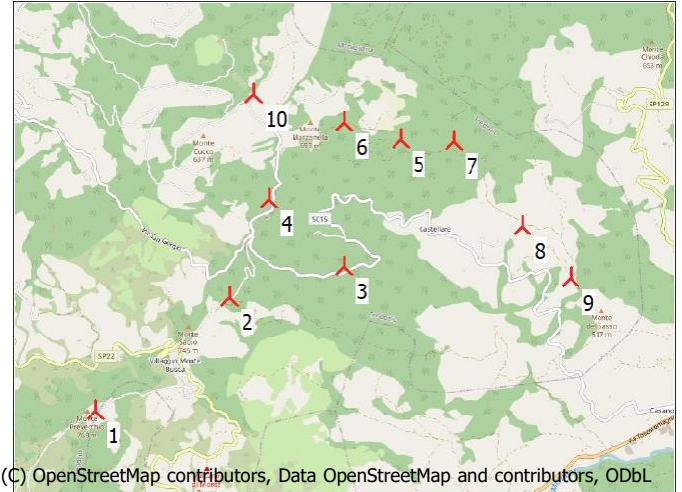
From the >Result to file< the >Wind Speeds Inside Wind farm< is also available. These can (e.g. via Excel) be used for extracting the wake induced reductions in measured wind speed.

PARK - WTG distances

Calculation: Cluster 7

WTG distances

	Z	Nearest WTG	Z	Horizontal distance	Distance in rotor diameters
	[m]		[m]	[m]	
1	766,9	2	670,0	1.737	10,7
2	670,0	4	650,0	1.047	6,5
3	550,0	4	650,0	1.002	6,2
4	650,0	3	550,0	1.002	6,2
5	608,6	7	620,0	530	3,3
6	613,9	5	608,6	593	3,7
7	620,0	5	608,6	530	3,3
8	560,0	9	497,3	695	4,3
9	497,3	8	560,0	695	4,3
10	644,5	6	613,9	935	5,8
Min	497,3	497,3	530	3,3	
Max	766,9	670,0	1.737	10,7	



(C) OpenStreetMap contributors, Data OpenStreetMap and contributors, ODbL

Scale 1:75.000

 New WTG

PARK - Wind statistics info

Calculation: Cluster 7

Main data for wind statistic

File C:\...\WindPRO Data\Projects\Progetto Onshore\Wind Statistic\IT New European Wind Atlas (NEWA)_N44,09296_E011,80997 (Cluster 7) - C Synth 119.00 m.wws
Name New European Wind Atlas (NEWA)_N44,09296_E011,80997 (Cluster 7) - C Synth 119.00 m
Country Italy
Source USER
Mast coordinates UTM (north)-WGS84 Zone: 32 East: 724.938 North: 4.886.037
Created 10/08/2023
Edited 11/08/2023
Sectors 12
WAsP version WAsP 12 Version 12.08.0032
Coordinate system UTM (north)-WGS84 Zone: 32
Displacement height None

Additional info for wind statistic

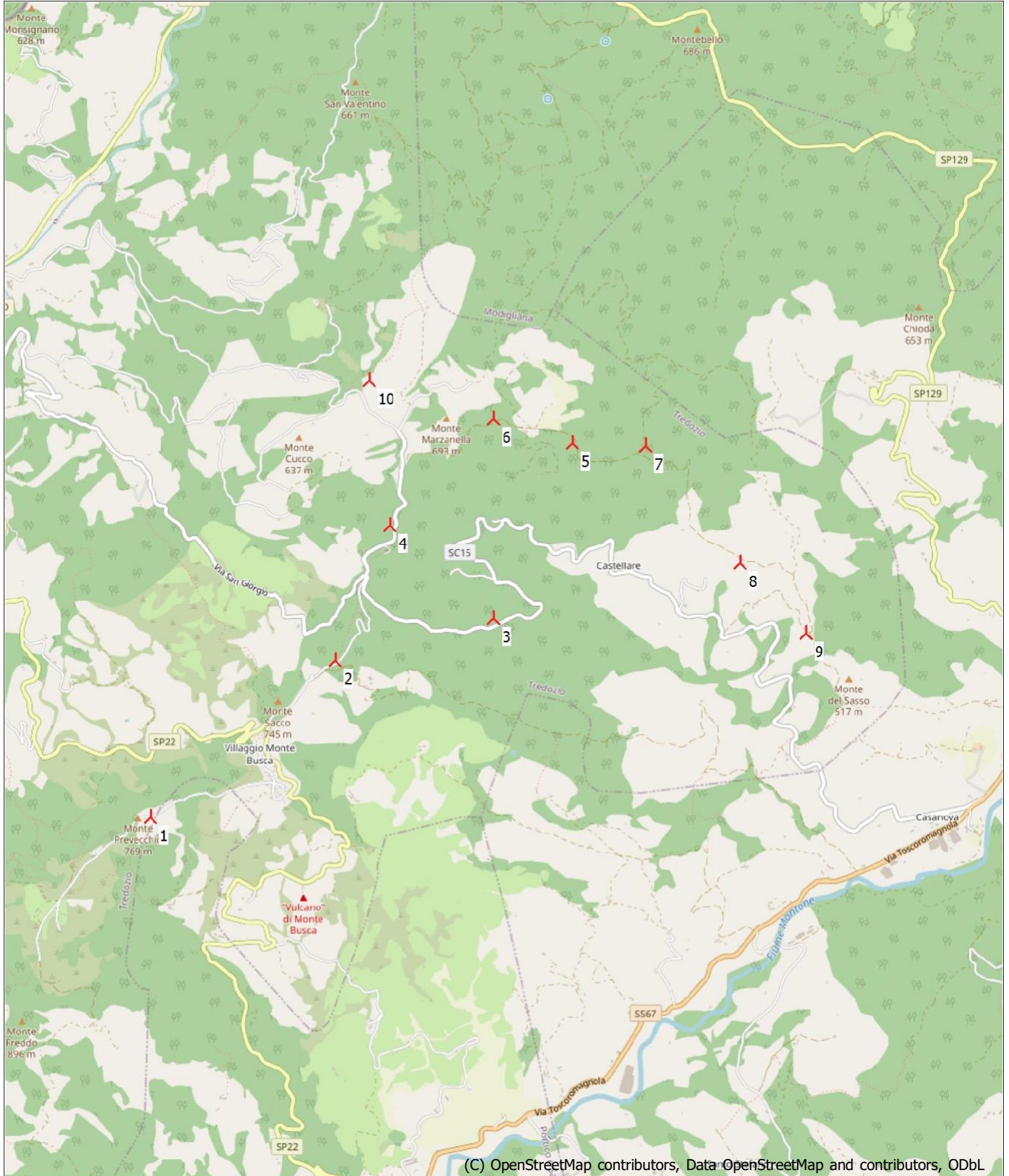
Source data New European Wind Atlas (NEWA)_N44,09296_E011,80997 (Cluster 7)
Data from 01/01/2009
Data to 01/01/2019
Measurement length 120,0 Months
Recovery rate 100,0 %
Effective measurement length 120,0 Months

Note

To get the most correct calculation results, wind statistics shall be calculated with the SAME model and model parameters, as currently chosen in calculation. For WAsP versions before 10.0, the model is unchanged, but thereafter more model changes affecting the wind statistic is seen. Likewise WAsP CFD should always use WAsP CFD calculated wind statistics.

PARK - Map

Calculation: Cluster 7



(C) OpenStreetMap contributors, Data OpenStreetMap and contributors, ODbL

0 500 1000 1500 2000 m

Map: EMD OpenStreetMap , Print scale 1:40.000, Map center UTM (north)-WGS84 Zone: 32 East: 723.408 North: 4.882.892

New WTG

PARK - Main Result

Calculation: Cluster 8

Wake Model

N.O. Jensen (RISØ/EMD) Park 2 2018

Calculation performed in UTM (north)-WGS84 Zone: 32

At the site centre the difference between grid north and true north is: 1,7°

Power curve correction method

New windPRO method (adjusted IEC method, improved to match turbine control) <RECOMMENDED>

Air density calculation method

Height dependent, temperature from climate station

Station: RIFREDO MUGELLO V3 2014

Base temperature: 8,6 °C at 887,0 m

Base pressure: 1013,3 hPa at 0,0 m

Air density for Site center in key hub height: 0,0 m + 119,0 m = 1,214 kg/m³ -> 99,1 % of Std

Relative humidity: 0,0 %

Wake Model Parameters

Terrain type Wake decay constant

Open farmland 0,078 Hub height dependent

Omnidirectional displacement height from objects

Wake calculation settings

Angle [°] Wind speed [m/s]

start end step start end step

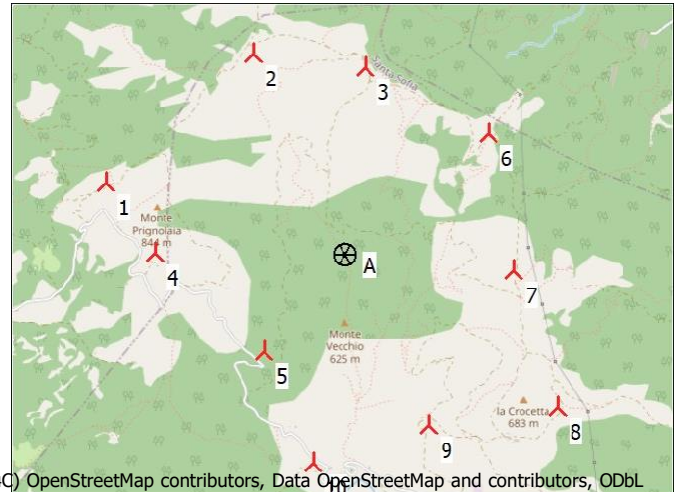
0,5 360,0 1,0 0,5 30,5 1,0

Wind statistics

IT New European Wind Atlas (NEWA)_N43,98352_E011,8937(4C) OpenStreetMap contributors, Data OpenStreetMap and contributors, ODbL

WASP version

WASP 12 Version 12.08.0032



New WTG

Site Data

Scale 1:50.000

Key results for height 119,0 m above ground level

Terrain UTM (north)-WGS84 Zone: 32

Easting Northing Name of wind distribution Type

Wind energy Mean wind speed Equivalent roughness

[kWh/m²]

[m/s]

[m]

A 729.849 4.872.185 Site data: WASP (Cluster 8) WASP (WASP 12 Version 12.08.0032) 4.026 6,4 1,1

Calculated Annual Energy for Wind Farm

Specific results^{a)}

WTG combination	Result	GROSS (no loss)	Wake loss	Capacity	Mean WTG	Full load	Mean wind speed
	PARK	Free WTGs		factor	result	hours	@hub height
	[MWh/y]	[MWh/y]	[%]	[%]	[MWh/y]	[Hours/year]	[m/s]
Wind farm	168.036,4	173.566,8	3,2	31,9	16.803,6	2.801	6,9

^{a)} Based on wake reduced results and any curtailments.

Calculated Annual Energy for each of 10 new WTGs with total 60,0 MW rated power

Links	WTG type			Power, rated	Rotor diameter	Hub height	Power curve		Annual Energy			
	Valid	Manufact.	Type-generator				Creator	Name	Result	Wake loss	Free mean wind speed	
				[kW]	[m]	[m]			[MWh/y]	[%]	[m/s]	
1	A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	17.733,8	1,2	6,96
2	A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	16.866,8	3,4	6,70
3	A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	17.535,1	3,9	7,27
4	A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	17.492,4	2,7	7,21
5	A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	15.346,9	2,1	6,27
6	A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	18.241,0	3,2	7,69
7	A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	16.686,1	4,6	7,18
8	A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	18.336,1	3,2	7,77
9	A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	15.857,5	4,8	6,54
10	A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	13.940,7	2,6	5,84

Annual Energy result includes shown losses. Additional losses and uncertainty must be considered for an investment decision.

WTG siting

UTM (north)-WGS84 Zone: 32

Easting Northing Z Row data/Description

1	New	728.255	4.872.604	780,0	VESTAS V162-6.0	6000	162.0	!O!	hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m)	(567)
2	New	729.199	4.873.486	766,5	VESTAS V162-6.0	6000	162.0	!O!	hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m)	(568)
3	New	729.947	4.873.424	740,0	VESTAS V162-6.0	6000	162.0	!O!	hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m)	(569)
4	New	728.593	4.872.148	790,0	VESTAS V162-6.0	6000	162.0	!O!	hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m)	(570)

To be continued on next page...

PARK - Main Result

Calculation: Cluster 8

...continued from previous page

UTM (north)-WGS84 Zone: 32

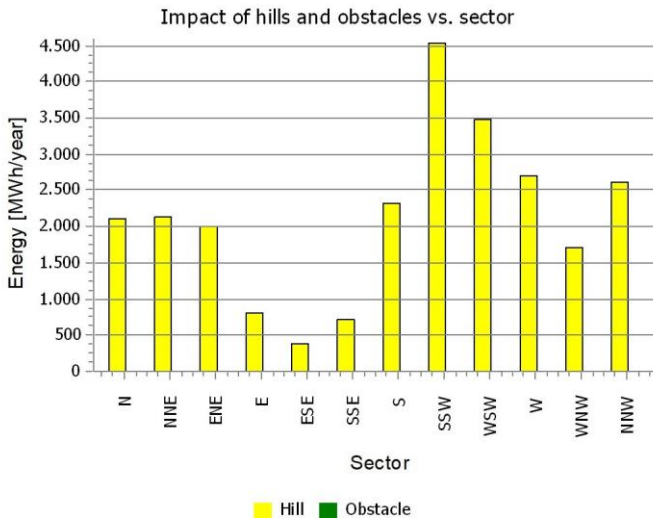
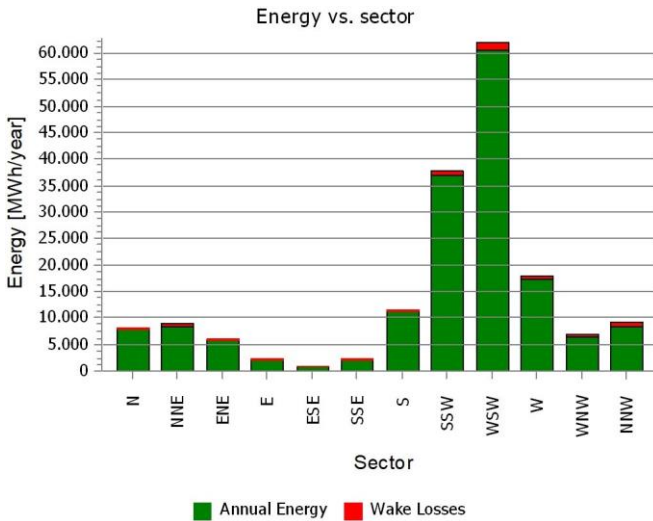
	Easting	Northing	Z [m]	Row data/Description
5 New	729.332	4.871.530	620,8	VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (571)
6 New	730.773	4.873.015	691,9	VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (572)
7 New	730.965	4.872.121	620,0	VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (573)
8 New	731.294	4.871.227	628,2	VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (574)
9 New	730.449	4.871.080	567,1	VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (575)
10 New	729.693	4.870.803	492,6	VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (576)

PARK - Production Analysis

Calculation: Cluster 8 **WTG:** All new WTGs, Air density varies with WTG position 1,124 kg/m³ - 1,157 kg/m³

Directional Analysis

Sector		0 N	1 NNE	2 ENE	3 E	4 ESE	5 SSE	6 S	7 SSW	8 WSW	9 W	10 WNW	11 NNW	Total
Roughness based energy	[MWh]	5.903,2	6.712,6	3.952,8	1.442,2	578,3	1.632,7	9.128,6	33.252,7	58.550,7	15.183,7	5.126,3	6.597,8	148.061,7
+Increase due to hills	[MWh]	2.098,5	2.122,8	2.004,7	811,2	388,2	717,0	2.310,7	4.533,3	3.485,1	2.706,2	1.718,0	2.609,5	25.505,2
-Decrease due to wake losses	[MWh]	270,2	326,0	297,2	160,7	117,8	228,9	311,1	774,5	1.355,1	634,2	354,6	700,2	5.530,5
Resulting energy	[MWh]	7.731,5	8.509,3	5.660,3	2.092,7	848,7	2.120,8	11.128,2	37.011,5	60.680,7	17.255,7	6.489,8	8.507,2	168.036,3
Specific energy	[kWh/m ²]													815
Specific energy	[kWh/kW]													2.801
Increase due to hills	[%]	35,5	31,6	50,7	56,2	67,1	43,9	25,3	13,6	6,0	17,8	33,5	39,6	17,23
Decrease due to wake losses	[%]	3,4	3,7	5,0	7,1	12,2	9,7	2,7	2,0	2,2	3,5	5,2	7,6	3,19
Utilization	[%]	27,4	24,8	34,4	33,7	31,4	20,9	18,1	14,7	10,7	14,9	20,9	26,1	14,5
Operational	[Hours/year]	460	669	676	264	162	238	625	1.181	1.495	591	334	419	7.112
Full Load Equivalent	[Hours/year]	129	142	94	35	14	35	185	617	1.011	288	108	142	2.801



PARK - Power Curve Analysis

Calculation: Cluster 8 **WTG:** 1 - VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O!, Hub height: 119,0 m

Name: Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020

Source: Manufacturer

Source/Date	Created by	Created	Edited	Stop wind speed [m/s]	Power control	CT curve type	Generator type	Specific power kW/m ²
07/12/2020	EMD	23/02/2021	01/03/2021	24,0	Pitch	User defined	Variable	0,29

Document n. 0098-0840 V03.

HP curve comparison - Note: For standard air density

Vmean	[m/s]	5	6	7	8	9	10
HP value Pitch, variable speed (2013)	[MWh]	10.395	15.731	20.840	25.359	29.148	32.163
VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	[MWh]	10.576	16.010	21.143	25.537	29.000	31.485
Check value	[%]	-2	-2	-1	-1	1	2

The table shows comparison between annual energy production calculated on basis of simplified "HP-curves" which assume that all WTGs performs quite similar - only specific power loading (kW/m²) and single/dual speed or stall/pitch decides the calculated values. Productions are without wake losses.
For further details, ask at the Danish Energy Agency for project report J.nr. 51171/00-0016 or see the windPRO manual.
The method is refined in EMD report "20 Detailed Case Studies comparing Project Design Calculations and actual Energy Productions for Wind Energy Projects worldwide", jan 2003.
Use the table to evaluate if the given power curve is reasonable - if the check value are lower than -5%, the power curve probably is too optimistic due to uncertainty in power curve measurement.

Power curve

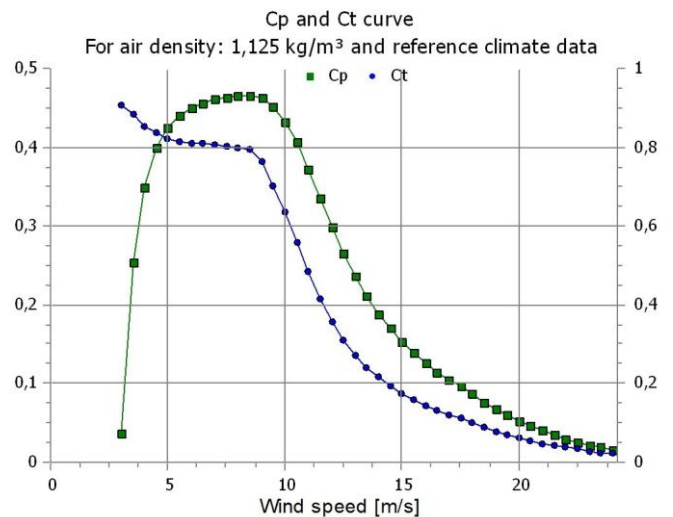
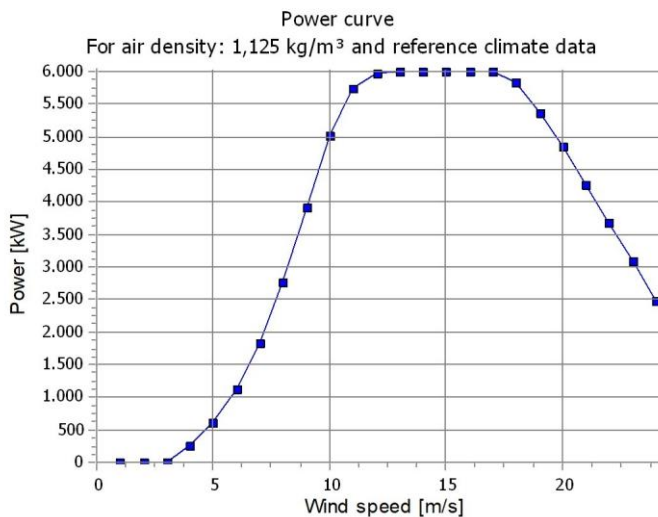
Original data, Air density: 1,225 kg/m³

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Cp	Wind speed [m/s]	Ct curve
3,0	32,0	0,09	3,0	0,91
3,5	150,0	0,28	3,5	0,88
4,0	292,0	0,36	4,0	0,85
4,5	467,0	0,41	4,5	0,84
5,0	676,0	0,43	5,0	0,82
5,5	927,0	0,44	5,5	0,81
6,0	1.229,0	0,45	6,0	0,81
6,5	1.584,0	0,46	6,5	0,81
7,0	2.000,0	0,46	7,0	0,81
7,5	2.476,0	0,46	7,5	0,80
8,0	3.017,0	0,47	8,0	0,80
8,5	3.624,0	0,47	8,5	0,79
9,0	4.264,0	0,46	9,0	0,76
9,5	4.859,0	0,45	9,5	0,70
10,0	5.380,0	0,43	10,0	0,64
10,5	5.734,0	0,39	10,5	0,56
11,0	5.932,0	0,35	11,0	0,48
11,5	5.983,0	0,31	11,5	0,41
12,0	5.998,0	0,27	12,0	0,36
12,5	6.000,0	0,24	12,5	0,31
13,0	6.000,0	0,22	13,0	0,27
13,5	6.000,0	0,19	13,5	0,24
14,0	6.000,0	0,17	14,0	0,22
14,5	6.000,0	0,16	14,5	0,19
15,0	6.000,0	0,14	15,0	0,17
15,5	6.000,0	0,13	15,5	0,16
16,0	6.000,0	0,12	16,0	0,14
16,5	6.000,0	0,11	16,5	0,13
17,0	6.000,0	0,10	17,0	0,12
17,5	6.000,0	0,09	17,5	0,11
18,0	5.846,0	0,08	18,0	0,10
18,5	5.581,0	0,07	18,5	0,09
19,0	5.360,0	0,06	19,0	0,08
19,5	5.128,0	0,05	19,5	0,07
20,0	4.844,0	0,05	20,0	0,06
20,5	4.555,0	0,04	20,5	0,06
21,0	4.268,0	0,04	21,0	0,05
21,5	3.985,0	0,03	21,5	0,04
22,0	3.690,0	0,03	22,0	0,04
22,5	3.383,0	0,02	22,5	0,03
23,0	3.102,0	0,02	23,0	0,03
23,5	2.801,0	0,02	23,5	0,03
24,0	2.479,0	0,01	24,0	0,02

Power, Efficiency and energy vs. wind speed

Data used in calculation, Air density: 1,125 kg/m³ New windPRO method (adjusted IEC method, improved to match turbine control) <RECOMMENDED>

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Cp	Interval [m/s]	Energy [MWh]	Acc. Energy [MWh]	Relative [%]
1,0	0,0	0,00	0,50- 1,50	0,0	0,0	0,0
2,0	0,0	0,00	1,50- 2,50	0,0	0,0	0,0
3,0	11,5	0,04	2,50- 3,50	52,2	52,2	0,3
4,0	259,1	0,35	3,50- 4,50	212,7	264,9	1,5
5,0	615,5	0,42	4,50- 5,50	450,7	715,5	4,0
6,0	1.124,1	0,45	5,50- 6,50	730,9	1.446,5	8,2
7,0	1.831,4	0,46	6,50- 7,50	1.047,3	2.493,7	14,1
8,0	2.764,9	0,47	7,50- 8,50	1.380,8	3.874,6	21,8
9,0	3.907,3	0,46	8,50- 9,50	1.684,3	5.558,9	31,3
10,0	5.014,4	0,43	9,50-10,50	1.863,7	7.422,6	41,9
11,0	5.753,0	0,37	10,50-11,50	1.842,5	9.265,1	52,2
12,0	5.975,6	0,30	11,50-12,50	1.654,0	10.919,0	61,6
13,0	5.999,3	0,24	12,50-13,50	1.412,7	12.331,7	69,5
14,0	6.000,0	0,19	13,50-14,50	1.190,3	13.522,0	76,2
15,0	6.000,0	0,15	14,50-15,50	994,8	14.516,8	81,9
16,0	6.000,0	0,13	15,50-16,50	825,0	15.341,7	86,5
17,0	6.000,0	0,11	16,50-17,50	678,9	16.020,7	90,3
18,0	5.846,0	0,09	17,50-18,50	537,1	16.557,8	93,4
19,0	5.360,0	0,07	18,50-19,50	402,9	16.960,6	95,6
20,0	4.844,0	0,05	19,50-20,50	293,6	17.254,2	97,3
21,0	4.268,0	0,04	20,50-21,50	207,0	17.461,2	98,5
22,0	3.690,0	0,03	21,50-22,50	141,8	17.603,1	99,3
23,0	3.102,0	0,02	22,50-23,50	93,8	17.696,9	99,8
24,0	2.479,0	0,02	23,50-24,50	36,9	17.733,8	100,0



Project:

Progetto Onshore

Licensed user:

AGNES

Via del Fringuello 28

IT-48124 Ravenna

+39 0544460712

Francesco / info@agnespower.com

Calculated:

11/08/2023 17:21/3.6.366



PARK - Terrain

Calculation: Cluster 8 **Site Data:** A - Site data: WAsP (Cluster 8)

Obstacles:

0 Obstacles used

Roughness:

Terrain data files used in calculation:

C:\...\AGNES S.R.L. - Documenti\WindPRO\WindPRO Data\Projects\Progetto Onshore\Roughness\ROUGHNESSLINE_Progetto Onshore_27b.wpo

Min X: 717.696, Max X: 732.662, Min Y: 4.869.870, Max Y: 4.876.858, Width: 14.967 m, Height: 6.988 m

Orography:

Terrain data files used in calculation:

C:\...\franc\AGNES S.r.l. società unipersonale\AGNES S.R.L. - Documenti\WindPRO\WindPRO Data\Projects\Progetto Onshore\Heigh Contour\Heigh Contour3

Min X: 717.752, Max X: 732.716, Min Y: 4.869.855, Max Y: 4.876.873, Width: 14.964 m, Height: 7.018 m

PARK - Wind Data Analysis

Calculation: Cluster 8 **Wind data:** A - Site data: WASP (Cluster 8); Hub height: 119,0

Site coordinates

UTM (north)-WGS84 Zone: 32

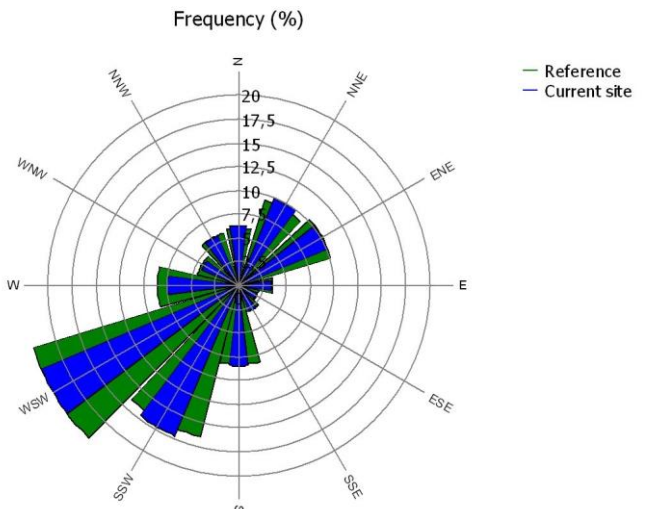
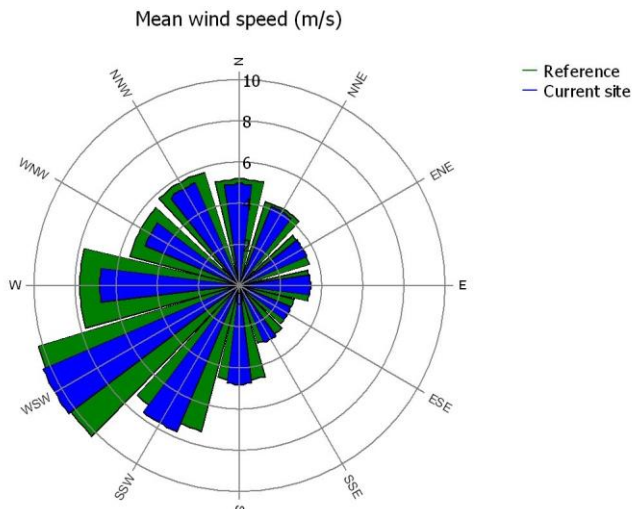
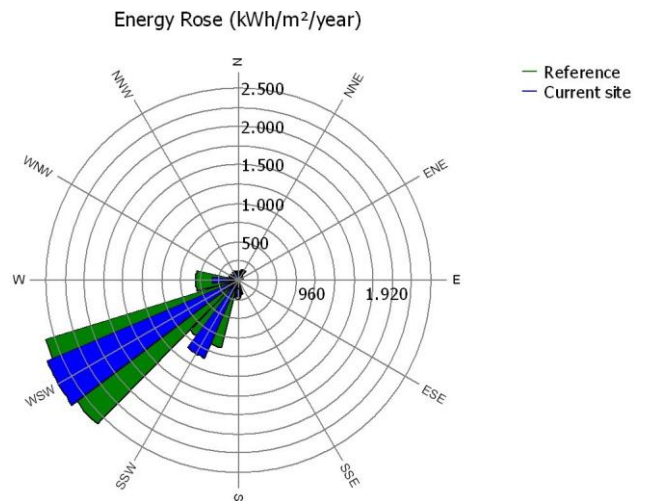
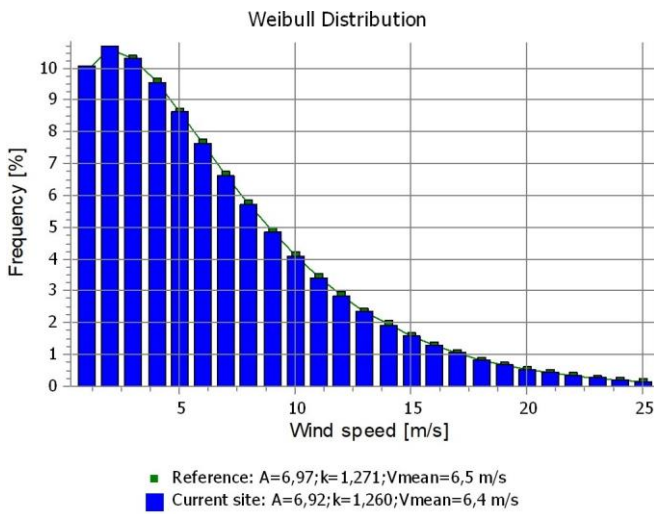
East: 729.849 North: 4.872.185

Wind statistics

IT New European Wind Atlas (NEWA)_N43,98352_E011,89374 (Cluster 8) - C Synth 1 [m/s]

Weibull Data

Sector	Current site		k	Frequency [%]	Reference: Roughness class 1		Frequency [%]
	A- parameter	Wind speed parameter			A- parameter	k- parameter	
0 N	5,47	4,94	1,502	6,3	5,74	1,532	6,0
1 NNE	4,40	4,13	1,209	9,9	4,56	1,216	9,3
2 ENE	3,96	3,57	1,510	10,1	3,92	1,501	10,1
3 E	3,80	3,46	1,424	3,3	3,78	1,439	3,6
4 ESE	2,94	2,72	1,299	2,1	2,96	1,319	2,1
5 SSE	3,04	3,02	1,014	2,9	2,96	1,022	2,9
6 S	5,02	4,80	1,131	8,5	4,82	1,131	8,3
7 SSW	8,56	7,73	1,498	17,2	8,10	1,498	16,4
8 WSW	11,68	10,39	1,799	22,5	11,55	1,803	22,5
9 W	7,52	6,80	1,479	7,5	8,63	1,519	8,6
10 WNW	5,47	5,00	1,385	4,2	6,05	1,367	4,5
11 NNW	6,10	5,43	1,775	5,7	6,49	1,791	5,7
All	6,92	6,43	1,260	100,0	6,97	1,271	100,0



PARK - Park power curve

Calculation: Cluster 8

Wind speed [m/s]	Power													
	Free WTGs [kW]	Park WTGs [kW]	N [kW]	NNE [kW]	ENE [kW]	E [kW]	ESE [kW]	SSE [kW]	S [kW]	SSW [kW]	WSW [kW]	W [kW]	WNW [kW]	NNW [kW]
0,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3,5	1.291	1.036	1.099	1.074	1.037	1.002	943	872	1.106	1.074	1.030	998	953	860
4,5	4.271	3.807	3.933	3.903	3.805	3.721	3.641	3.435	3.938	3.904	3.803	3.718	3.642	3.419
5,5	8.571	7.805	8.010	7.962	7.804	7.666	7.533	7.199	8.021	7.964	7.799	7.661	7.535	7.174
6,5	14.672	13.428	13.759	13.677	13.426	13.202	12.988	12.455	13.777	13.680	13.419	13.195	12.990	12.414
7,5	22.952	21.066	21.568	21.444	21.065	20.723	20.399	19.588	21.598	21.452	21.053	20.711	20.401	19.523
8,5	33.550	30.913	31.616	31.451	30.912	30.428	29.973	28.818	31.661	31.463	30.898	30.411	29.968	28.721
9,5	45.336	42.620	43.402	43.272	42.616	42.065	41.582	40.176	43.402	43.275	42.618	42.056	41.557	40.104
10,5	54.854	53.114	53.692	53.645	53.112	52.695	52.367	51.175	53.625	53.626	53.133	52.711	52.381	51.229
11,5	59.353	58.817	59.043	59.032	58.828	58.665	58.538	58.008	58.964	58.999	58.835	58.672	58.588	58.192
12,5	59.961	59.920	59.938	59.939	59.924	59.908	59.897	59.819	59.933	59.938	59.924	59.907	59.902	59.868
13,5	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000
14,5	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000
15,5	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000
16,5	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000
17,5	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000
18,5	55.810	56.052	55.982	55.993	56.052	56.103	56.145	56.276	55.982	55.993	56.052	56.103	56.145	56.279
19,5	51.280	51.455	51.404	51.412	51.455	51.491	51.522	51.618	51.404	51.412	51.455	51.491	51.522	51.618
20,5	45.550	45.729	45.677	45.686	45.729	45.766	45.798	45.896	45.677	45.686	45.729	45.766	45.798	45.896
21,5	39.850	39.993	39.952	39.959	39.993	40.023	40.048	40.127	39.952	39.959	39.993	40.023	40.048	40.127
22,5	33.830	33.955	33.919	33.924	33.954	33.980	34.002	34.070	33.919	33.924	33.954	33.980	34.002	34.070
23,5	28.010	28.106	28.079	28.083	28.106	28.126	28.143	28.196	28.079	28.083	28.106	28.126	28.143	28.196
24,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Description:

The park power curve is similar to a WTG power curve, meaning that when a given wind speed appears in front of the park with same speed in the entire wind farm area (before influence from the park), the output from the park can be found in the park power curve. Another way to say this: The park power curve includes wake losses, but do NOT include terrain given variations in the wind speed over the park area.

Measuring a park power curve is not as simple as measuring a WTG power curve due to the fact that the park power curve depends on the wind direction and that the same wind speed normally will not appear for the entire park area at the same time (only in very flat non-complex terrain). The idea with this version of the park power curve is not to use it for validation based on measurements. This would require at least 2 measurement masts at two sides of the park, unless only a few direction sectors should be tested, AND non complex terrain (normally only useable off shore). Another park power curve version for complex terrain is available in windPRO.

The park power curve can be used for:

1. Forecast systems, based on more rough (approximated) wind data, the park power curve would be an efficient way to make the connection from wind speed (and direction) to power.
2. Construction of duration curves, telling how often a given power output will appear, the park power curve can be used together with the average wind distribution for the Wind farm area in hub height. The average wind distribution can eventually be obtained based on the Weibull parameters for each WTG position. These are found at print menu: >Result to file< in the >Park result< which can be saved to file or copied to clipboard and pasted in Excel.
3. Calculation of wind energy index based on the PARK production (see below).
4. Estimation of the expected PARK production for an existing wind farm based on wind measurements at minimum 2 measurement masts at two sides of wind farm. The masts must be used for obtaining the free wind speed. The free wind speed is used in the simulation of expected energy production with the PARK power curve. This procedure will only work suitable in non complex terrains. For complex terrain another park power curve calculation is available in windPRO (PPV-model).

Note:

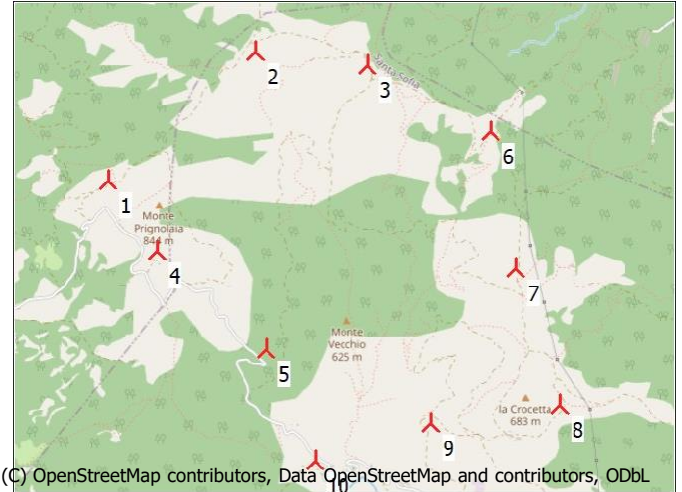
From the >Result to file< the >Wind Speeds Inside Wind farm< is also available. These can (e.g. via Excel) be used for extracting the wake induced reductions in measured wind speed.

PARK - WTG distances

Calculation: Cluster 8

WTG distances

	Z	Nearest WTG	Z	Horizontal distance	Distance in
	[m]		[m]	[m]	rotor diameters
1	780,0	4	790,0	568	3,5
2	766,5	3	740,0	751	4,6
3	740,0	2	766,5	751	4,6
4	790,0	1	780,0	568	3,5
5	620,8	10	492,6	812	5,0
6	691,9	7	620,0	914	5,6
7	620,0	6	691,9	914	5,6
8	628,2	9	567,1	858	5,3
9	567,1	10	492,6	805	5,0
10	492,6	9	567,1	805	5,0
Min	492,6		492,6	568	3,5
Max	790,0		790,0	914	5,6



(C) OpenStreetMap contributors, Data OpenStreetMap and contributors, ODbL

Scale 1:50.000

 New WTG

PARK - Wind statistics info

Calculation: Cluster 8

Main data for wind statistic

File C:\... \WindPRO Data\Projects\Progetto Onshore\Wind Statistic\IT New European Wind Atlas (NEWA)_N43,98352_E011,89374 (Cluster 8) - C Synth 119.00 m.wvs
Name New European Wind Atlas (NEWA)_N43,98352_E011,89374 (Cluster 8) - C Synth 119.00 m
Country Italy
Source USER
Mast coordinates UTM (north)-WGS84 Zone: 32 East: 732.071 North: 4.874.114
Created 10/08/2023
Edited 11/08/2023
Sectors 12
WAsP version WAsP 12 Version 12.08.0032
Coordinate system UTM (north)-WGS84 Zone: 32
Displacement height None

Additional info for wind statistic

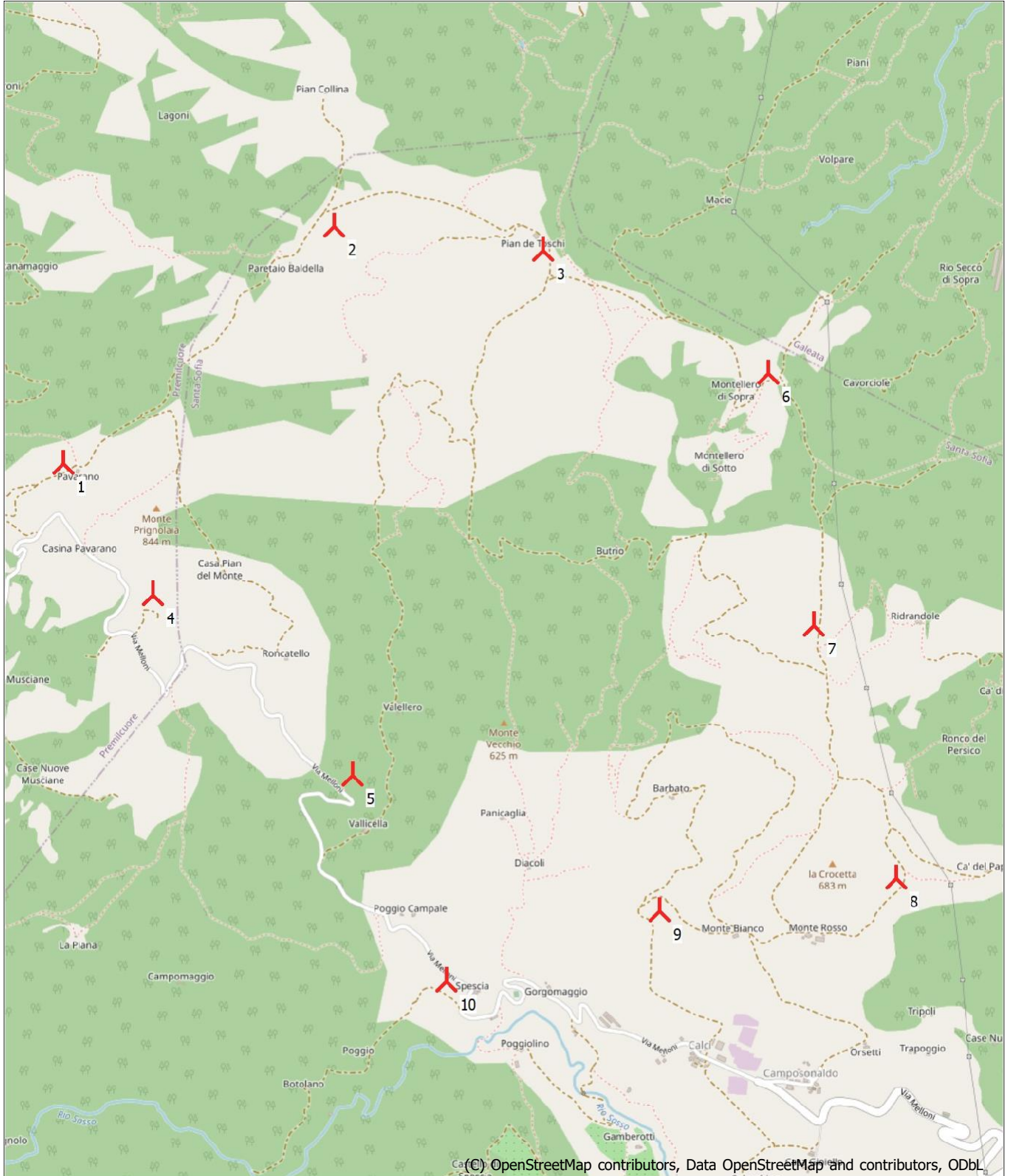
Source data New European Wind Atlas (NEWA)_N43,98352_E011,89374 (Cluster 8)
Data from 01/01/2009
Data to 01/01/2019
Measurement length 120,0 Months
Recovery rate 100,0 %
Effective measurement length 120,0 Months

Note

To get the most correct calculation results, wind statistics shall be calculated with the SAME model and model parameters, as currently chosen in calculation. For WAsP versions before 10.0, the model is unchanged, but thereafter more model changes affecting the wind statistic is seen. Likewise WAsP CFD should always use WAsP CFD calculated wind statistics.

PARK - Map

Calculation: Cluster 8



(C) OpenStreetMap contributors, Data OpenStreetMap and contributors, ODbL

0 250 500 750 1000m

Map: EMD OpenStreetMap , Print scale 1:20.000, Map center UTM (north)-WGS84 Zone: 32 East: 729.774 North: 4.872.144

New WTG

Wake Model

N.O. Jensen (RISØ/EMD) Park 2 2018

Calculation performed in UTM (north)-WGS84 Zone: 32

At the site centre the difference between grid north and true north is: 1,7°

Power curve correction method

New windPRO method (adjusted IEC method, improved to match turbine control) <RECOMMENDED>

Air density calculation method

Height dependent, temperature from climate station

Station: RIFREDO MUGELLO V3 2014

Base temperature: 8,6 °C at 887,0 m

Base pressure: 1013,3 hPa at 0,0 m

Air density for Site center in key hub height: 0,0 m + 119,0 m = 1,214 kg/m³ -> 99,1 % of Std

Relative humidity: 0,0 %

Wake Model Parameters

Terrain type Wake decay constant

Open farmland 0,078 Hub height dependent

Omnidirectional displacement height from objects

Wake calculation settings

Angle [°] Wind speed [m/s]

start end step start end step

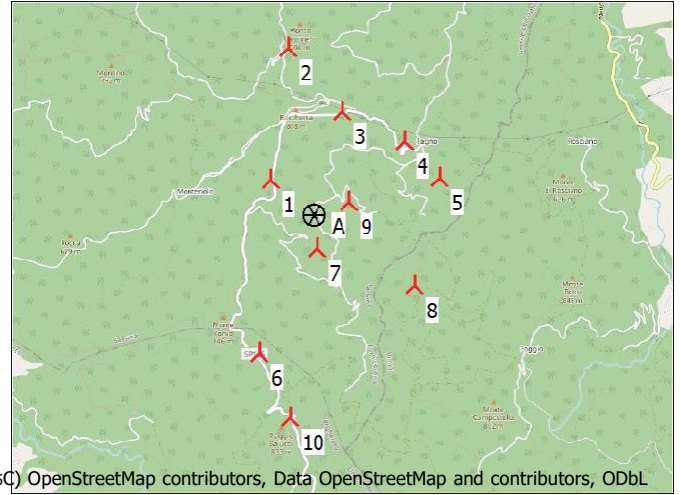
0,5 360,0 1,0 0,5 30,5 1,0

Wind statistics

IT New European Wind Atlas (NEWA)_N43,87812_E012,1320(5C)

WASP version

WASP 12 Version 12.08.0032



Scale 1:75.000

New WTG

Site Data

Key results for height 119,0 m above ground level

Terrain UTM (north)-WGS84 Zone: 32

Easting Northing Name of wind distribution Type

Wind energy Mean wind speed Equivalent roughness

A 751.856 4.862.066 Site data: WASP (Cluster 9) WASP (WASP 12 Version 12.08.0032)

[kWh/m²]

1.507

[m/s]

4,2

1,7

Calculated Annual Energy for Wind Farm

WTG combination	Result PARK [MWh/y]	GROSS (no loss) Free WTGs [MWh/y]	Wake loss [%]	Specific results*			
				Capacity factor [%]	Mean WTG result [MWh/y]	Full load hours [Hours/year]	Mean wind speed @hub height [m/s]
Wind farm	107.900,9	113.899,0	5,3	20,5	10.790,1	1.798	4,9

* Based on wake reduced results and any curtailments.

Calculated Annual Energy for each of 10 new WTGs with total 60,0 MW rated power

Links	WTG type		Type-generator	Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Power curve Creator Name	Annual Energy		
	Valid	Manufact.						Result	Wake loss [%]	Free mean wind speed [m/s]
1 A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	12.312,9	2,5	5,32
2 A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	10.495,4	0,9	4,71
3 A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	11.590,0	6,2	5,22
4 A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	11.099,0	9,0	5,15
5 A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	9.102,2	11,0	4,54
6 A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	12.922,9	2,4	5,58
7 A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	11.208,3	5,4	5,05
8 A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	9.822,6	5,2	4,59
9 A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	7.186,2	11,2	3,99
10 A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	12.161,4	1,5	5,25

Annual Energy result includes shown losses. Additional losses and uncertainty must be considered for an investment decision.

WTG siting

UTM (north)-WGS84 Zone: 32

Easting Northing Z Row data/Description [m]

1 New	751.412	4.862.399	809,6	VESTAS V162-6.0	6000	162.0	!O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (577)
2 New	751.537	4.863.702	675,2	VESTAS V162-6.0	6000	162.0	!O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (578)
3 New	752.091	4.863.099	724,2	VESTAS V162-6.0	6000	162.0	!O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (579)
4 New	752.731	4.862.829	640,0	VESTAS V162-6.0	6000	162.0	!O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (580)

To be continued on next page...

PARK - Main Result

Calculation: Cluster 9

...continued from previous page

UTM (north)-WGS84 Zone: 32

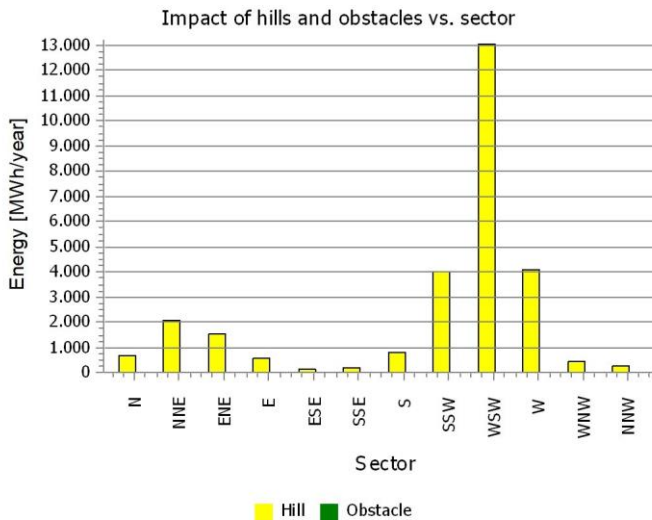
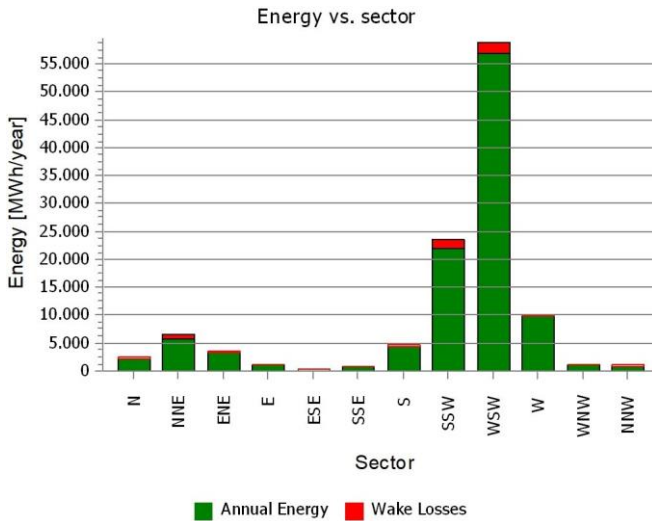
	Easting	Northing	Z	Row data/Description
			[m]	
5 New	753.090	4.862.482	509,6	VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (581)
6 New	751.361	4.860.681	750,0	VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (582)
7 New	751.906	4.861.746	673,7	VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (583)
8 New	752.885	4.861.406	529,7	VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (584)
9 New	752.199	4.862.211	547,9	VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (585)
10 New	751.700	4.860.059	805,7	VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (586)

PARK - Production Analysis

Calculation: Cluster 9 **WTG:** All new WTGs, Air density varies with WTG position 1,122 kg/m³ - 1,155 kg/m³

Directional Analysis

Sector	0 N	1 NNE	2 ENE	3 E	4 ESE	5 SSE	6 S	7 SSW	8 WSW	9 W	10 WNW	11 NNW	Total
Roughness based energy [MWh]	1.784,4	4.400,3	2.025,2	537,6	175,9	730,7	3.906,4	19.512,5	45.780,2	5.870,8	689,5	777,7	86.191,3
+Increase due to hills [MWh]	643,4	2.062,7	1.537,3	544,0	145,1	203,2	777,2	3.978,0	13.050,0	4.070,5	439,7	256,6	27.707,7
-Decrease due to wake losses [MWh]	258,2	752,3	241,3	74,5	67,0	146,9	425,9	1.645,5	2.008,9	158,2	88,3	131,2	5.998,1
Resulting energy [MWh]	2.169,6	5.710,7	3.321,2	1.007,1	254,0	787,1	4.257,7	21.845,0	56.821,3	9.783,1	1.040,8	903,1	107.900,9
Specific energy [kWh/m ²]													523
Specific energy [kWh/kW]													1.798
Increase due to hills [%]	36,1	46,9	75,9	101,2	82,5	27,8	19,9	20,4	28,5	69,3	63,8	33,0	32,15
Decrease due to wake losses [%]	10,6	11,6	6,8	6,9	20,9	15,7	9,1	7,0	3,4	1,6	7,8	12,7	5,27
Utilization [%]	32,4	27,5	33,5	33,7	28,0	29,2	22,7	15,8	19,0	22,7	33,0	32,6	19,7
Operational [Hours/year]	404	886	512	207	122	175	321	778	1.585	687	273	249	6.198
Full Load Equivalent [Hours/year]	36	95	55	17	4	13	71	364	947	163	17	15	1.798



PARK - Power Curve Analysis

Calculation: Cluster 9 **WTG:** 1 - VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O!, Hub height: 119,0 m

Name: Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020

Source: Manufacturer

Source/Date	Created by	Created	Edited	Stop wind speed	Power control	CT curve type	Generator type	Specific power
07/12/2020	EMD	23/02/2021	01/03/2021	[m/s] 24,0	Pitch	User defined	Variable	kW/m ² 0,29

Document n. 0098-0840 V03.

HP curve comparison - Note: For standard air density

Vmean	[m/s]	5	6	7	8	9	10
HP value Pitch, variable speed (2013)	[MWh]	10.395	15.731	20.840	25.359	29.148	32.163
VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	[MWh]	10.576	16.010	21.143	25.537	29.000	31.485
Check value	[%]	-2	-2	-1	-1	1	2

The table shows comparison between annual energy production calculated on basis of simplified "HP-curves" which assume that all WTGs performs quite similar - only specific power loading (kW/m²) and single/dual speed or stall/pitch decides the calculated values. Productions are without wake losses.
For further details, ask at the Danish Energy Agency for project report J.nr. 51171/00-0016 or see the windPRO manual.
The method is refined in EMD report "20 Detailed Case Studies comparing Project Design Calculations and actual Energy Productions for Wind Energy Projects worldwide", jan 2003.
Use the table to evaluate if the given power curve is reasonable - if the check value are lower than -5%, the power curve probably is too optimistic due to uncertainty in power curve measurement.

Power curve

Original data, Air density: 1,225 kg/m³

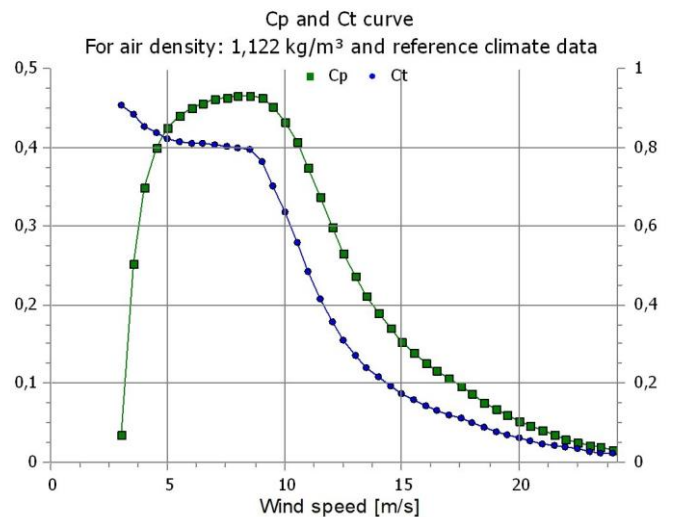
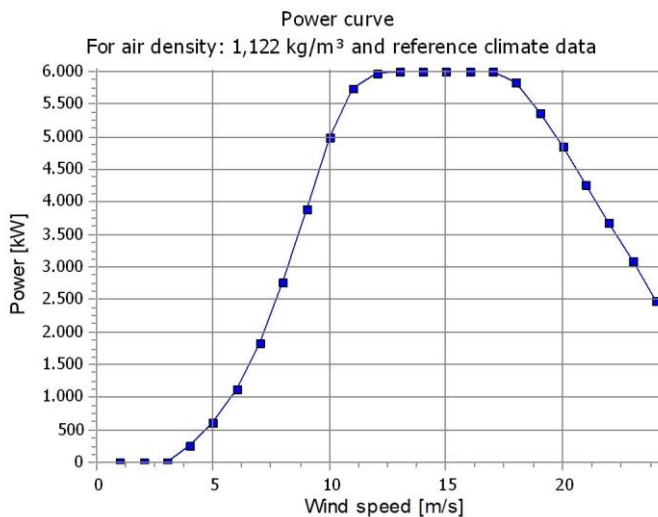
Wind speed Power Cp Wind speed Ct curve

[m/s]	[kW]	[m/s]	[m/s]	
3,0	32,0	0,09	3,0	0,91
3,5	150,0	0,28	3,5	0,88
4,0	292,0	0,36	4,0	0,85
4,5	467,0	0,41	4,5	0,84
5,0	676,0	0,43	5,0	0,82
5,5	927,0	0,44	5,5	0,81
6,0	1.229,0	0,45	6,0	0,81
6,5	1.584,0	0,46	6,5	0,81
7,0	2.000,0	0,46	7,0	0,81
7,5	2.476,0	0,46	7,5	0,80
8,0	3.017,0	0,47	8,0	0,80
8,5	3.624,0	0,47	8,5	0,79
9,0	4.264,0	0,46	9,0	0,76
9,5	4.859,0	0,45	9,5	0,70
10,0	5.380,0	0,43	10,0	0,64
10,5	5.734,0	0,39	10,5	0,56
11,0	5.932,0	0,35	11,0	0,48
11,5	5.983,0	0,31	11,5	0,41
12,0	5.998,0	0,27	12,0	0,36
12,5	6.000,0	0,24	12,5	0,31
13,0	6.000,0	0,22	13,0	0,27
13,5	6.000,0	0,19	13,5	0,24
14,0	6.000,0	0,17	14,0	0,22
14,5	6.000,0	0,16	14,5	0,19
15,0	6.000,0	0,14	15,0	0,17
15,5	6.000,0	0,13	15,5	0,16
16,0	6.000,0	0,12	16,0	0,14
16,5	6.000,0	0,11	16,5	0,13
17,0	6.000,0	0,10	17,0	0,12
17,5	6.000,0	0,09	17,5	0,11
18,0	5.846,0	0,08	18,0	0,10
18,5	5.581,0	0,07	18,5	0,09
19,0	5.360,0	0,06	19,0	0,08
19,5	5.128,0	0,05	19,5	0,07
20,0	4.844,0	0,05	20,0	0,06
20,5	4.555,0	0,04	20,5	0,06
21,0	4.268,0	0,04	21,0	0,05
21,5	3.985,0	0,03	21,5	0,04
22,0	3.690,0	0,03	22,0	0,04
22,5	3.383,0	0,02	22,5	0,03
23,0	3.102,0	0,02	23,0	0,03
23,5	2.801,0	0,02	23,5	0,03
24,0	2.479,0	0,01	24,0	0,02

Power, Efficiency and energy vs. wind speed

Data used in calculation, Air density: 1,122 kg/m³ New windPRO method (adjusted IEC method, improved to match turbine control) <RECOMMENDED>

Wind speed	Power	Cp	Interval	Energy	Acc. Energy	Relative
[m/s]	[kW]		[m/s]	[MWh]	[MWh]	[%]
1,0	0,0	0,00	0,50- 1,50	0,0	0,0	0,0
2,0	0,0	0,00	1,50- 2,50	0,0	0,0	0,0
3,0	10,8	0,03	2,50- 3,50	56,6	56,6	0,5
4,0	258,0	0,35	3,50- 4,50	215,5	272,2	2,2
5,0	613,5	0,42	4,50- 5,50	425,0	697,1	5,7
6,0	1.120,6	0,45	5,50- 6,50	644,6	1.341,8	10,9
7,0	1.825,7	0,46	6,50- 7,50	870,9	2.212,6	18,0
8,0	2.756,5	0,47	7,50- 8,50	1.090,5	3.303,1	26,8
9,0	3.895,7	0,46	8,50- 9,50	1.271,0	4.574,1	37,1
10,0	5.002,9	0,43	9,50-10,50	1.350,7	5.924,8	48,1
11,0	5.747,5	0,37	10,50-11,50	1.286,6	7.211,4	58,6
12,0	5.973,8	0,30	11,50-12,50	1.114,5	8.325,9	67,6
13,0	5.999,2	0,24	12,50-13,50	918,7	9.244,6	75,1
14,0	6.000,0	0,19	13,50-14,50	746,9	9.991,5	81,1
15,0	6.000,0	0,15	14,50-15,50	601,9	10.593,4	86,0
16,0	6.000,0	0,13	15,50-16,50	480,8	11.074,2	89,9
17,0	6.000,0	0,11	16,50-17,50	380,5	11.454,8	93,0
18,0	5.846,0	0,09	17,50-18,50	289,2	11.744,0	95,4
19,0	5.360,0	0,07	18,50-19,50	207,8	11.951,8	97,1
20,0	4.844,0	0,05	19,50-20,50	144,8	12.096,6	98,2
21,0	4.268,0	0,04	20,50-21,50	97,4	12.194,1	99,0
22,0	3.690,0	0,03	21,50-22,50	63,6	12.257,6	99,6
23,0	3.102,0	0,02	22,50-23,50	40,0	12.297,6	99,9
24,0	2.479,0	0,02	23,50-24,50	15,2	12.312,9	100,0



Project:

Progetto Onshore

Licensed user:

AGNES

Via del Fringuello 28

IT-48124 Ravenna

+39 0544460712

Francesco / info@agnespower.com

Calculated:

11/08/2023 17:26/3.6.366



PARK - Terrain

Calculation: Cluster 9 **Site Data:** A - Site data: WASP (Cluster 9)

Obstacles:

0 Obstacles used

Roughness:

Terrain data files used in calculation:

C:\...\AGNES S.R.L. - Documenti\WindPRO\WindPRO Data\Projects\Progetto Onshore\Roughness\ROUGHNESSLINE_Progetto Onshore_28.wpo

Min X: 749.339, Max X: 754.345, Min Y: 4.857.870, Max Y: 4.866.289, Width: 5.006 m, Height: 8.419 m

Orography:

Terrain data files used in calculation:

C:\...\franc\AGNES S.r.l. società unipersonale\AGNES S.R.L. - Documenti\WindPRO\WindPRO Data\Projects\Progetto Onshore\Heigh Contour\Heigh Contour2

Min X: 749.901, Max X: 753.889, Min Y: 4.859.854, Max Y: 4.864.154, Width: 3.988 m, Height: 4.300 m

PARK - Wind Data Analysis

Calculation: Cluster 9 **Wind data:** A - Site data: WAsP (Cluster 9); Hub height: 119,0

Site coordinates

UTM (north)-WGS84 Zone: 32

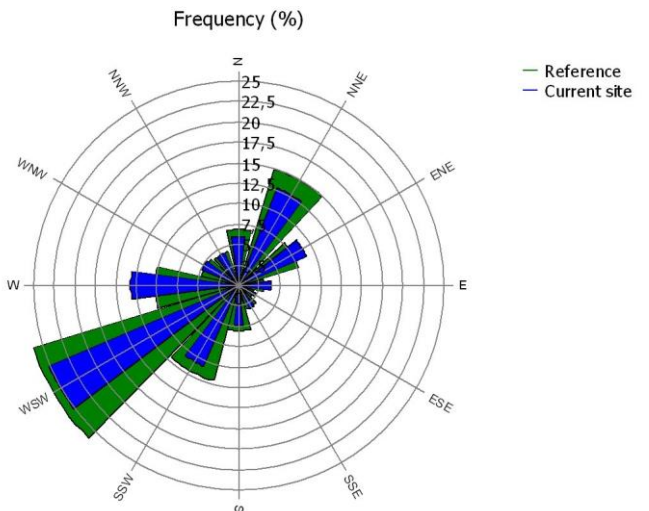
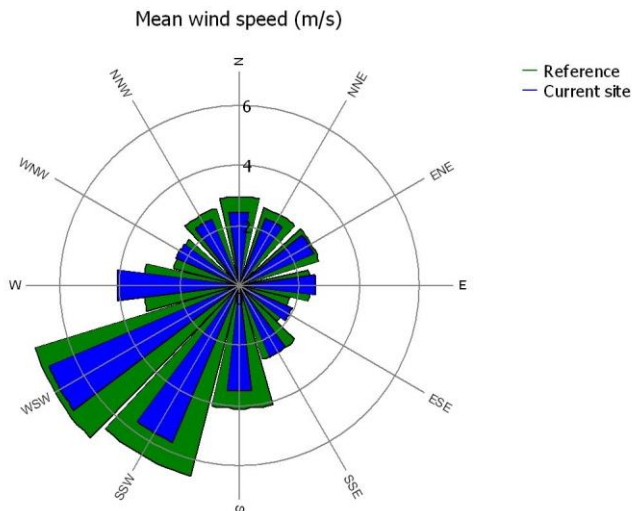
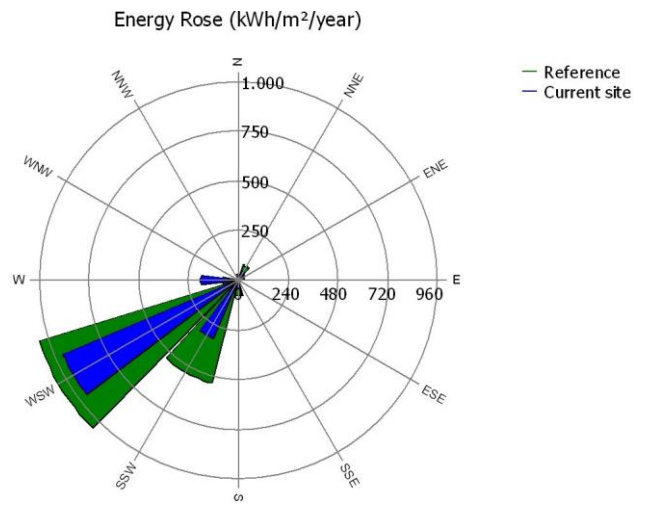
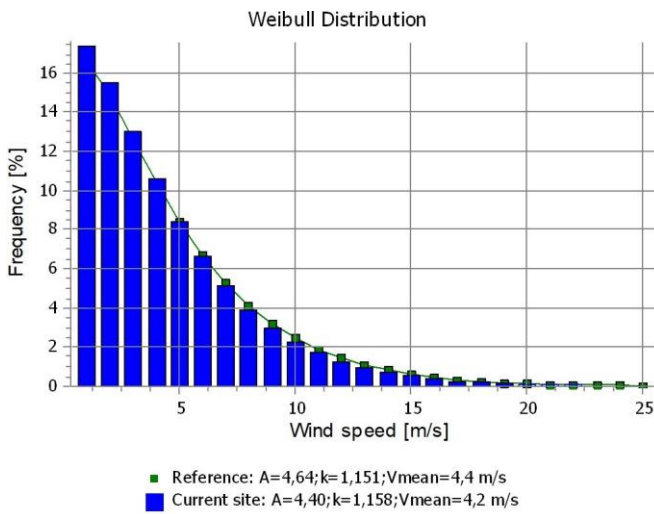
East: 751.856 North: 4.862.066

Wind statistics

IT New European Wind Atlas (NEWA)_N43,87812_E012,13205 (Cluster 9) - C Synth 119,00 m/s

Weibull Data

Sector	Current site		k-	Frequency	Reference: Roughness class 1		Frequency
	A-	Wind speed parameter			A-	k-	
0 N	2,66	2,45	1,314	6,0	3,23	1,344	6,8
1 NNE	2,46	2,40	1,072	12,8	2,78	1,069	14,8
2 ENE	2,88	2,69	1,236	8,9	3,00	1,301	7,6
3 E	2,71	2,53	1,232	3,9	2,52	1,231	3,0
4 ESE	1,98	1,91	1,104	2,3	1,78	1,104	1,9
5 SSE	2,70	2,57	1,146	3,1	2,74	1,212	3,0
6 S	3,75	3,51	1,217	4,8	4,39	1,227	5,6
7 SSW	6,21	5,67	1,385	10,8	7,16	1,385	12,0
8 WSW	7,76	6,91	1,775	25,1	8,00	1,833	26,1
9 W	4,33	4,07	1,197	13,2	3,36	1,154	10,2
10 WNW	2,44	2,29	1,197	4,9	2,40	1,178	4,7
11 NNW	2,60	2,39	1,330	4,3	2,91	1,336	4,3
All	4,40	4,18	1,158	100,0	4,64	1,151	100,0



PARK - Park power curve

Calculation: Cluster 9

Wind speed [m/s]	Power													
	Free WTGs [kW]	Park WTGs [kW]	N [kW]	NNE [kW]	ENE [kW]	E [kW]	ESE [kW]	SSE [kW]	S [kW]	SSW [kW]	WSW [kW]	W [kW]	WNW [kW]	NNW [kW]
0,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3,5	1.292	954	846	882	1.029	1.116	883	832	861	881	1.032	1.114	880	829
4,5	4.273	3.637	3.515	3.429	3.822	3.965	3.414	3.405	3.521	3.428	3.823	3.961	3.421	3.402
5,5	8.574	7.531	7.329	7.199	7.834	8.068	7.172	7.150	7.339	7.191	7.833	8.060	7.174	7.144
6,5	14.676	12.988	12.650	12.466	13.472	13.855	12.419	12.367	12.669	12.446	13.471	13.841	12.417	12.356
7,5	22.960	20.397	19.880	19.606	21.131	21.712	19.533	19.455	19.915	19.574	21.130	21.691	19.533	19.436
8,5	33.561	29.960	29.253	28.833	31.004	31.815	28.730	28.646	29.292	28.785	30.995	31.783	28.727	28.616
9,5	45.349	41.499	40.867	40.062	42.745	43.545	40.010	40.161	40.872	40.044	42.728	43.530	40.019	40.145
10,5	54.864	52.239	52.042	50.893	53.249	53.711	50.974	51.429	52.005	50.945	53.259	53.745	51.008	51.458
11,5	59.352	58.484	58.537	57.848	58.882	58.999	57.954	58.252	58.488	57.914	58.918	59.053	57.973	58.305
12,5	59.961	59.885	59.905	59.809	59.930	59.935	59.830	59.873	59.898	59.818	59.931	59.941	59.818	59.879
13,5	60.000	59.999	60.000	59.996	60.000	60.000	59.997	59.998	59.999	59.997	60.000	60.000	59.997	59.999
14,5	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000
15,5	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000
16,5	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000
17,5	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000
18,5	55.810	56.155	56.203	56.294	56.040	55.970	56.295	56.272	56.203	56.295	56.040	55.970	56.289	56.272
19,5	51.280	51.529	51.564	51.630	51.446	51.396	51.630	51.614	51.564	51.630	51.446	51.396	51.630	51.614
20,5	45.550	45.805	45.841	45.907	45.720	45.668	45.908	45.892	45.841	45.907	45.720	45.668	45.908	45.892
21,5	39.850	40.054	40.082	40.135	39.986	39.945	40.136	40.124	40.082	40.135	39.986	39.945	40.136	40.124
22,5	33.830	34.007	34.032	34.078	33.948	33.912	34.079	34.068	34.032	34.078	33.948	33.912	34.079	34.068
23,5	28.010	28.147	28.166	28.202	28.102	28.074	28.203	28.194	28.166	28.202	28.102	28.074	28.203	28.194
24,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Description:

The park power curve is similar to a WTG power curve, meaning that when a given wind speed appears in front of the park with same speed in the entire wind farm area (before influence from the park), the output from the park can be found in the park power curve. Another way to say this: The park power curve includes wake losses, but do NOT include terrain given variations in the wind speed over the park area.

Measuring a park power curve is not as simple as measuring a WTG power curve due to the fact that the park power curve depends on the wind direction and that the same wind speed normally will not appear for the entire park area at the same time (only in very flat non-complex terrain). The idea with this version of the park power curve is not to use it for validation based on measurements. This would require at least 2 measurement masts at two sides of the park, unless only a few direction sectors should be tested, AND non complex terrain (normally only useable off shore). Another park power curve version for complex terrain is available in windPRO.

The park power curve can be used for:

- Forecast systems, based on more rough (approximated) wind data, the park power curve would be an efficient way to make the connection from wind speed (and direction) to power.
- Construction of duration curves, telling how often a given power output will appear, the park power curve can be used together with the average wind distribution for the Wind farm area in hub height. The average wind distribution can eventually be obtained based on the Weibull parameters for each WTG position. These are found at print menu: >Result to file< in the >Park result< which can be saved to file or copied to clipboard and pasted in Excel.
- Calculation of wind energy index based on the PARK production (see below).
- Estimation of the expected PARK production for an existing wind farm based on wind measurements at minimum 2 measurement masts at two sides of wind farm. The masts must be used for obtaining the free wind speed. The free wind speed is used in the simulation of expected energy production with the PARK power curve. This procedure will only work suitable in non complex terrains. For complex terrain another park power curve calculation is available in windPRO (PPV-model).

Note:

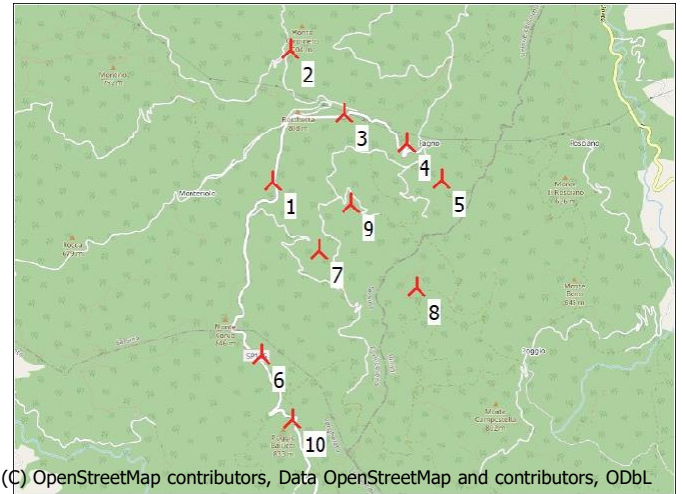
From the >Result to file< the >Wind Speeds Inside Wind farm< is also available. These can (e.g. via Excel) be used for extracting the wake induced reductions in measured wind speed.

PARK - WTG distances

Calculation: Cluster 9

WTG distances

	Z	Nearest WTG	Z	Horizontal distance	Distance in rotor diameters
	[m]		[m]	[m]	
1	809,6	9	547,9	809	5,0
2	675,2	3	724,2	818	5,1
3	724,2	4	640,0	695	4,3
4	640,0	5	509,6	499	3,1
5	509,6	4	640,0	499	3,1
6	750,0	10	805,7	709	4,4
7	673,7	9	547,9	549	3,4
8	529,7	7	673,7	1.036	6,4
9	547,9	7	673,7	549	3,4
10	805,7	6	750,0	709	4,4
Min	509,6		509,6	499	3,1
Max	809,6		805,7	1.036	6,4



Scale 1:75.000

 New WTG

PARK - Wind statistics info

Calculation: Cluster 9

Main data for wind statistic

File C:\... \WindPRO Data\Projects\Progetto Onshore\Wind Statistic\IT New European Wind Atlas (NEWA)_N43,87812_E012,13205 (Cluster 9) - C Synth 119.00 m.wvs
Name New European Wind Atlas (NEWA)_N43,87812_E012,13205 (Cluster 9) - C Synth 119.00 m
Country Italy
Source USER
Mast coordinates UTM (north)-WGS84 Zone: 32 East: 751.628 North: 4.863.106
Created 10/08/2023
Edited 11/08/2023
Sectors 12
WAsP version WAsP 12 Version 12.08.0032
Coordinate system UTM (north)-WGS84 Zone: 32
Displacement height None

Additional info for wind statistic

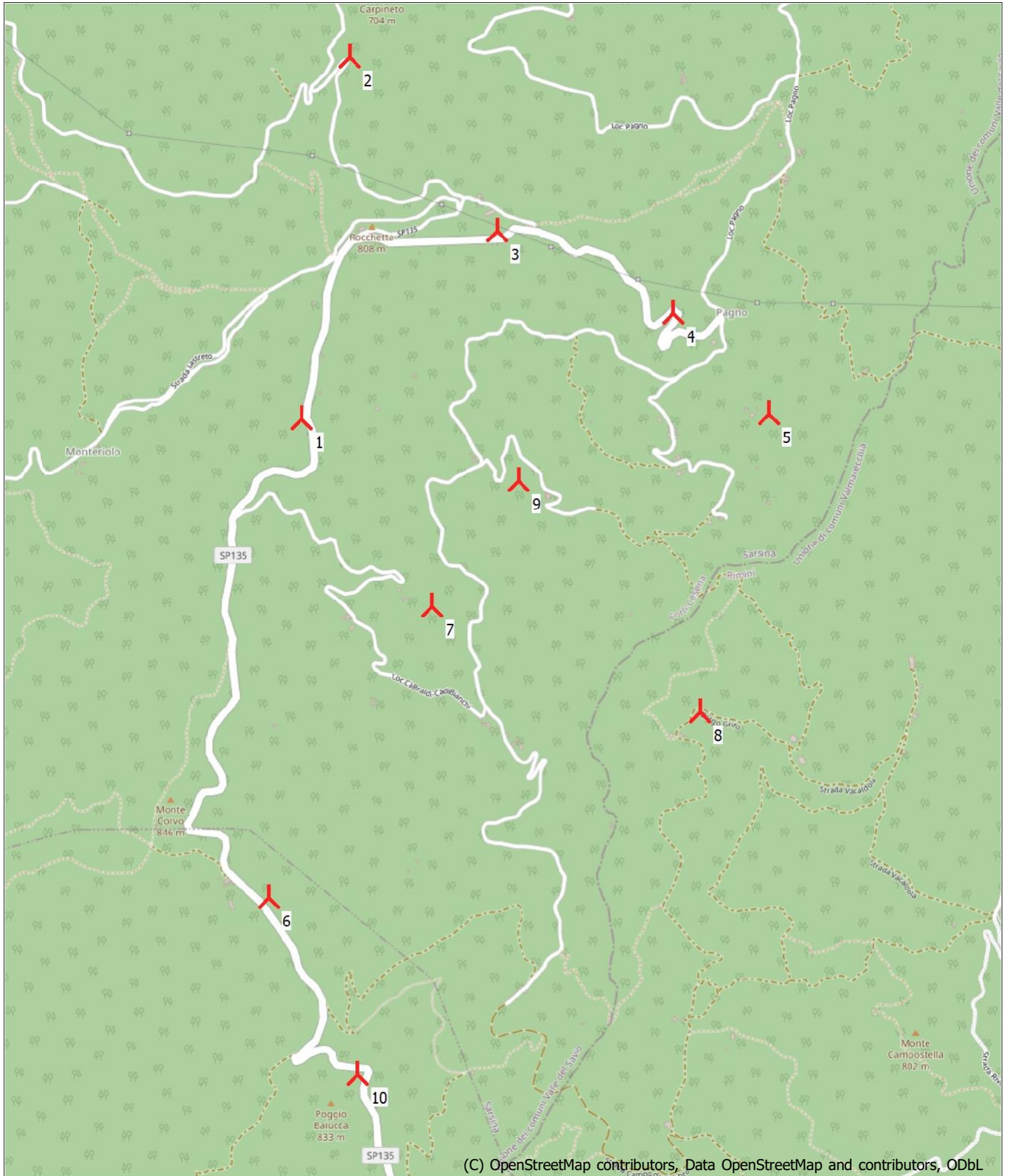
Source data New European Wind Atlas (NEWA)_N43,87812_E012,13205 (Cluster 9)
Data from 01/01/2009
Data to 01/01/2019
Measurement length 120,0 Months
Recovery rate 100,0 %
Effective measurement length 120,0 Months

Note

To get the most correct calculation results, wind statistics shall be calculated with the SAME model and model parameters, as currently chosen in calculation. For WAsP versions before 10.0, the model is unchanged, but thereafter more model changes affecting the wind statistic is seen. Likewise WAsP CFD should always use WAsP CFD calculated wind statistics.

PARK - Map

Calculation: Cluster 9



(C) OpenStreetMap contributors, Data OpenStreetMap and contributors, ODbL

0 250 500 750 1000m

Map: EMD OpenStreetMap , Print scale 1:20.000, Map center UTM (north)-WGS84 Zone: 32 East: 752.225 North: 4.861.880

New WTG

Wake Model

N.O. Jensen (RISØ/EMD) Park 2 2018

Calculation performed in UTM (north)-WGS84 Zone: 32

At the site centre the difference between grid north and true north is: 1,7°

Power curve correction method

New windPRO method (adjusted IEC method, improved to match turbine control) <RECOMMENDED>

Air density calculation method

Height dependent, temperature from climate station

Station: RIFREDO MUGELLO V3 2014

Base temperature: 8,6 °C at 887,0 m

Base pressure: 1013,3 hPa at 0,0 m

Air density for Site center in key hub height: 0,0 m + 119,0 m = 1,214 kg/m³ -> 99,1 % of Std

Relative humidity: 0,0 %

Wake Model Parameters

Terrain type Wake decay constant

Open farmland 0,078 Hub height dependent

Omnidirectional displacement height from objects

Wake calculation settings

Angle [°] Wind speed [m/s]

start end step start end step

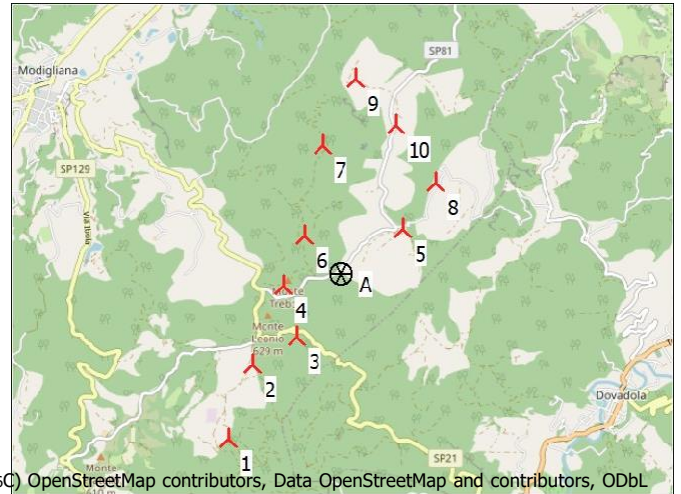
0,5 360,0 1,0 0,5 30,5 1,0

Wind statistics

IT New European Wind Atlas (NEWA)_N44,14989_E011,8457(60)

WASP version

WASP 12 Version 12.08.0032



OpenStreetMap contributors, Data OpenStreetMap and contributors, ODbL

Scale 1:100.000

New WTG

Site Data

Key results for height 119,0 m above ground level

Terrain UTM (north)-WGS84 Zone: 32

Easting Northing Name of wind distribution Type

Wind energy Mean wind speed Equivalent roughness

A	727.324	4.891.004	Site data: WASP (Cluster 10)	WASP (WASP 12 Version 12.08.0032)	4.644 [kWh/m²]	7,2 [m/s]	-0,3
---	---------	-----------	------------------------------	-----------------------------------	----------------	-----------	------

Calculated Annual Energy for Wind Farm

WTG combination	Result [MWh/y]	GROSS (no loss) Free WTGs [MWh/y]	Wake loss [%]	Capacity factor [%]	Mean WTG result [MWh/y]	Full load hours [Hours/year]	Mean wind speed @hub height [m/s]	Specific results*	
								Wake loss [%]	Mean wind speed [m/s]
Wind farm	197.571,9	203.980,2	3,1	37,6	19.757,2	3.293	7,5		

* Based on wake reduced results and any curtailments.

Calculated Annual Energy for each of 10 new WTGs with total 60,0 MW rated power

Links	WTG type		Type-generator	Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Power curve		Annual Energy		
	Valid	Manufact.					Creator	Name	Result [MWh/y]	Wake loss [%]	Free mean wind speed [m/s]
1 A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	19.864,6	0,8	7,53
2 A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	20.310,8	1,7	7,45
3 A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	17.358,4	7,0	6,87
4 A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	21.310,7	2,3	7,87
5 A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	19.657,1	4,1	7,39
6 A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	20.754,3	2,6	8,19
7 A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	20.868,3	2,2	7,91
8 A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	18.236,8	5,2	6,90
9 A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	19.665,3	2,0	7,29
10 A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	19.545,7	3,9	7,45

Annual Energy result includes shown losses. Additional losses and uncertainty must be considered for an investment decision.

WTG siting

UTM (north)-WGS84 Zone: 32

Easting Northing Z Row data/Description [m]

1 New	725.910	4.888.795	486,8	VESTAS V162-6.0 6000	162.0	!O!	hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (587)
2 New	726.196	4.889.771	556,2	VESTAS V162-6.0 6000	162.0	!O!	hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (588)
3 New	726.773	4.890.164	482,6	VESTAS V162-6.0 6000	162.0	!O!	hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (589)
4 New	726.580	4.890.829	610,0	VESTAS V162-6.0 6000	162.0	!O!	hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (590)

To be continued on next page...

Project:

Progetto Onshore

Licensed user:

AGNES

Via del Fringuello 28

IT-48124 Ravenna

+39 0544460712

Francesco / info@agnespower.com

Calculated:

11/08/2023 17:30/3.6.366



PARK - Main Result

Calculation: Cluster 10

...continued from previous page

UTM (north)-WGS84 Zone: 32

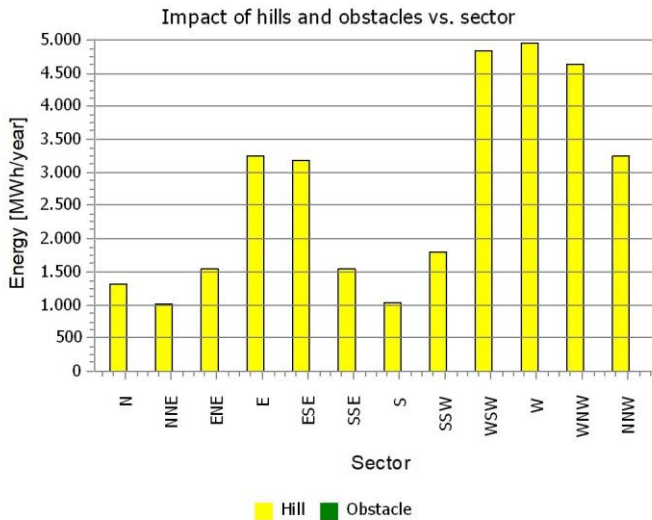
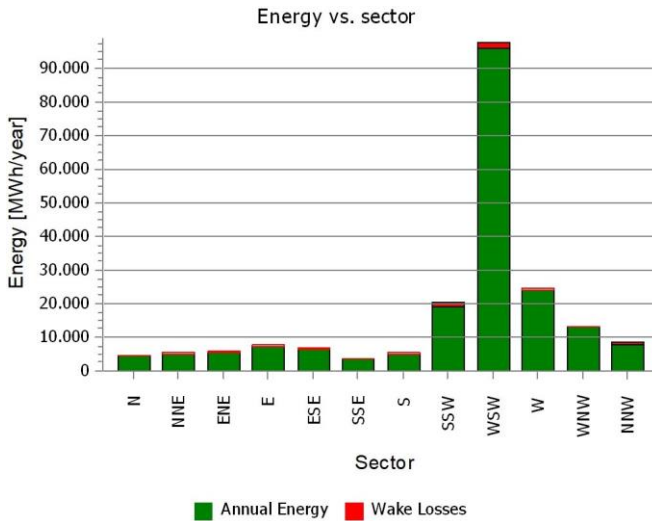
	Easting	Northing	Z	Row data/Description
			[m]	
5 New	728.121	4.891.641	507,7	VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (591)
6 New	726.823	4.891.500	575,1	VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (592)
7 New	727.034	4.892.713	497,6	VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (593)
8 New	728.537	4.892.255	420,0	VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (594)
9 New	727.422	4.893.592	417,2	VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (595)
10 New	727.987	4.893.006	436,1	VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (596)

PARK - Production Analysis

Calculation: Cluster 10 **WTG:** All new WTGs, Air density varies with WTG position 1,144 kg/m³ - 1,166 kg/m³

Directional Analysis

Sector		0 N	1 NNE	2 ENE	3 E	4 ESE	5 SSE	6 S	7 SSW	8 WSW	9 W	10 WNW	11 NNW	Total
Roughness based energy	[MWh]	3.469,9	4.624,7	4.222,8	4.321,3	3.525,9	2.272,2	4.469,7	18.566,3	92.980,4	19.440,3	8.594,5	5.196,5	171.684,5
+Increase due to hills	[MWh]	1.303,8	1.002,2	1.542,6	3.256,0	3.187,3	1.535,0	1.024,4	1.789,7	4.833,6	4.949,0	4.628,1	3.244,0	32.295,7
-Decrease due to wake losses	[MWh]	394,7	674,4	327,1	219,6	169,5	234,2	270,8	1.342,5	1.825,4	231,7	229,5	488,9	6.408,3
Resulting energy	[MWh]	4.379,0	4.952,4	5.438,4	7.357,7	6.543,7	3.573,0	5.223,3	19.013,5	95.988,6	24.157,6	12.993,2	7.951,6	197.571,9
Specific energy	[kWh/m ²]													959
Specific energy	[kWh/kW]													3.293
Increase due to hills	[%]	37,6	21,7	36,5	75,3	90,4	67,6	22,9	9,6	5,2	25,5	53,8	62,4	18,81
Decrease due to wake losses	[%]	8,3	12,0	5,7	2,9	2,5	6,2	4,9	6,6	1,9	0,9	1,7	5,8	3,14
Utilization	[%]	31,4	25,7	30,6	37,0	37,9	33,8	19,4	15,5	12,5	16,2	27,3	34,2	16,0
Operational	[Hours/year]	378	385	543	726	594	364	289	558	1.932	724	599	550	7.641
Full Load Equivalent	[Hours/year]	73	83	91	123	109	60	87	317	1.600	403	217	133	3.293



PARK - Power Curve Analysis

Calculation: Cluster 10 **WTG:** 1 - VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O!, Hub height: 119,0 m

Name: Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020

Source: Manufacturer

Source/Date	Created by	Created	Edited	Stop wind speed	Power control	CT curve type	Generator type	Specific power
07/12/2020	EMD	23/02/2021	01/03/2021	[m/s] 24,0	Pitch	User defined	Variable	kW/m ² 0,29

Document n. 0098-0840 V03.

HP curve comparison - Note: For standard air density

Vmean	[m/s]	5	6	7	8	9	10
HP value Pitch, variable speed (2013)	[MWh]	10.395	15.731	20.840	25.359	29.148	32.163
VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	[MWh]	10.576	16.010	21.143	25.537	29.000	31.485
Check value	[%]	-2	-2	-1	-1	1	2

The table shows comparison between annual energy production calculated on basis of simplified "HP-curves" which assume that all WTGs performs quite similar - only specific power loading (kW/m²) and single/dual speed or stall/pitch decides the calculated values. Productions are without wake losses.
For further details, ask at the Danish Energy Agency for project report J.nr. 51171/00-0016 or see the windPRO manual.
The method is refined in EMD report "20 Detailed Case Studies comparing Project Design Calculations and actual Energy Productions for Wind Energy Projects worldwide", jan 2003.
Use the table to evaluate if the given power curve is reasonable - if the check value are lower than -5%, the power curve probably is too optimistic due to uncertainty in power curve measurement.

Power curve

Original data, Air density: 1,225 kg/m³

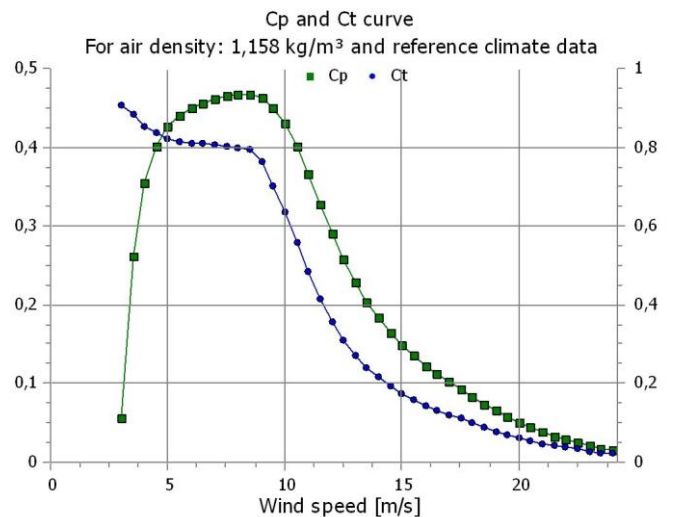
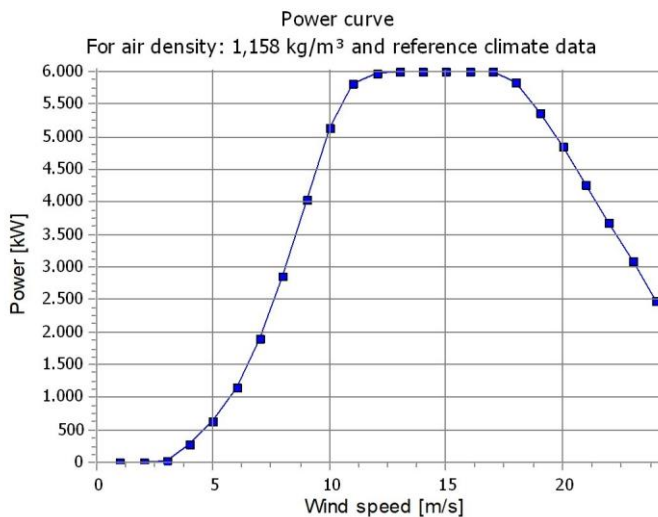
Wind speed Power Cp Wind speed Ct curve

[m/s]	[kW]	[m/s]	[m/s]	
3,0	32,0	0,09	3,0	0,91
3,5	150,0	0,28	3,5	0,88
4,0	292,0	0,36	4,0	0,85
4,5	467,0	0,41	4,5	0,84
5,0	676,0	0,43	5,0	0,82
5,5	927,0	0,44	5,5	0,81
6,0	1.229,0	0,45	6,0	0,81
6,5	1.584,0	0,46	6,5	0,81
7,0	2.000,0	0,46	7,0	0,81
7,5	2.476,0	0,46	7,5	0,80
8,0	3.017,0	0,47	8,0	0,80
8,5	3.624,0	0,47	8,5	0,79
9,0	4.264,0	0,46	9,0	0,76
9,5	4.859,0	0,45	9,5	0,70
10,0	5.380,0	0,43	10,0	0,64
10,5	5.734,0	0,39	10,5	0,56
11,0	5.932,0	0,35	11,0	0,48
11,5	5.983,0	0,31	11,5	0,41
12,0	5.998,0	0,27	12,0	0,36
12,5	6.000,0	0,24	12,5	0,31
13,0	6.000,0	0,22	13,0	0,27
13,5	6.000,0	0,19	13,5	0,24
14,0	6.000,0	0,17	14,0	0,22
14,5	6.000,0	0,16	14,5	0,19
15,0	6.000,0	0,14	15,0	0,17
15,5	6.000,0	0,13	15,5	0,16
16,0	6.000,0	0,12	16,0	0,14
16,5	6.000,0	0,11	16,5	0,13
17,0	6.000,0	0,10	17,0	0,12
17,5	6.000,0	0,09	17,5	0,11
18,0	5.846,0	0,08	18,0	0,10
18,5	5.581,0	0,07	18,5	0,09
19,0	5.360,0	0,06	19,0	0,08
19,5	5.128,0	0,05	19,5	0,07
20,0	4.844,0	0,05	20,0	0,06
20,5	4.555,0	0,04	20,5	0,06
21,0	4.268,0	0,04	21,0	0,05
21,5	3.985,0	0,03	21,5	0,04
22,0	3.690,0	0,03	22,0	0,04
22,5	3.383,0	0,02	22,5	0,03
23,0	3.102,0	0,02	23,0	0,03
23,5	2.801,0	0,02	23,5	0,03
24,0	2.479,0	0,01	24,0	0,02

Power, Efficiency and energy vs. wind speed

Data used in calculation, Air density: 1,158 kg/m³ New windPRO method (adjusted IEC method, improved to match turbine control) <RECOMMENDED>

Wind speed	Power	Cp	Interval	Energy	Acc. Energy	Relative
[m/s]	[kW]		[m/s]	[MWh]	[MWh]	[%]
1,0	0,0	0,00	0,50- 1,50	0,0	0,0	0,0
2,0	0,0	0,00	1,50- 2,50	0,0	0,0	0,0
3,0	18,3	0,06	2,50- 3,50	56,4	56,4	0,3
4,0	270,1	0,35	3,50- 4,50	228,9	285,4	1,4
5,0	635,7	0,43	4,50- 5,50	481,6	766,9	3,9
6,0	1.159,1	0,45	5,50- 6,50	769,9	1.536,8	7,7
7,0	1.887,7	0,46	6,50- 7,50	1.081,5	2.618,3	13,2
8,0	2.848,7	0,47	7,50- 8,50	1.402,8	4.021,1	20,2
9,0	4.024,0	0,46	8,50- 9,50	1.698,5	5.719,6	28,8
10,0	5.131,4	0,43	9,50-10,50	1.885,5	7.605,0	38,3
11,0	5.809,2	0,37	10,50-11,50	1.892,8	9.497,8	47,8
12,0	5.986,3	0,29	11,50-12,50	1.755,8	11.253,7	56,7
13,0	6.000,0	0,23	12,50-13,50	1.575,0	12.828,6	64,6
14,0	6.000,0	0,18	13,50-14,50	1.401,9	14.230,5	71,6
15,0	6.000,0	0,15	14,50-15,50	1.237,0	15.467,5	77,9
16,0	6.000,0	0,12	15,50-16,50	1.077,5	16.545,0	83,3
17,0	6.000,0	0,10	16,50-17,50	923,3	17.468,3	87,9
18,0	5.846,0	0,08	17,50-18,50	751,8	18.220,1	91,7
19,0	5.360,0	0,07	18,50-19,50	573,2	18.793,2	94,6
20,0	4.844,0	0,05	19,50-20,50	418,5	19.211,7	96,7
21,0	4.268,0	0,04	20,50-21,50	291,0	19.502,7	98,2
22,0	3.690,0	0,03	21,50-22,50	193,5	19.696,2	99,2
23,0	3.102,0	0,02	22,50-23,50	122,1	19.818,3	99,8
24,0	2.479,0	0,02	23,50-24,50	46,4	19.864,6	100,0



Project:

Progetto Onshore

Licensed user:

AGNES

Via del Fringuello 28

IT-48124 Ravenna

+39 0544460712

Francesco / info@agnespower.com

Calculated:

11/08/2023 17:30/3.6.366



PARK - Terrain

Calculation: Cluster 10 **Site Data:** A - Site data: WAsP (Cluster 10)

Obstacles:

0 Obstacles used

Roughness:

Terrain data files used in calculation:

C:\...\AGNES S.R.L. - Documenti\WindPRO\WindPRO Data\Projects\Progetto Onshore\Roughness\ROUGHNESSLINE_Progetto Onshore_29.wpo

Min X: 724.779, Max X: 729.768, Min Y: 4.887.023, Max Y: 4.895.336, Width: 4.989 m, Height: 8.313 m

Orography:

Terrain data files used in calculation:

C:\...\franc\AGNES S.r.l. società unipersonale\AGNES S.R.L. - Documenti\WindPRO\WindPRO Data\Projects\Progetto Onshore\Heigh Contour\Heigh Contour3

Min X: 724.223, Max X: 730.207, Min Y: 4.887.009, Max Y: 4.895.422, Width: 5.984 m, Height: 8.413 m

PARK - Wind Data Analysis

Calculation: Cluster 10 **Wind data:** A - Site data: WASP (Cluster 10); Hub height: 119,0

Site coordinates

UTM (north)-WGS84 Zone: 32

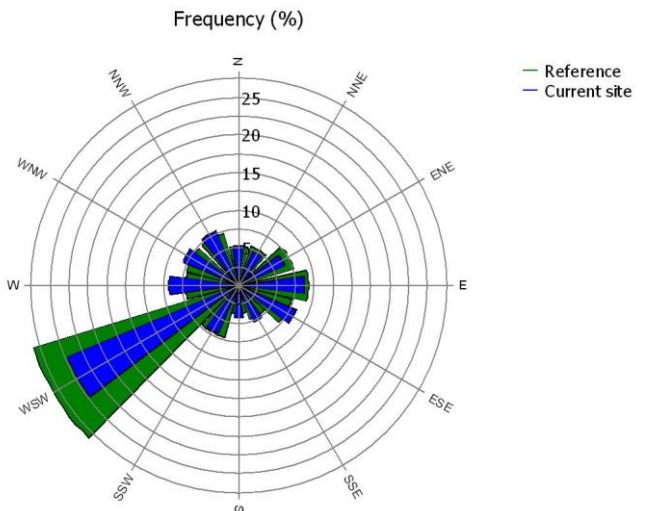
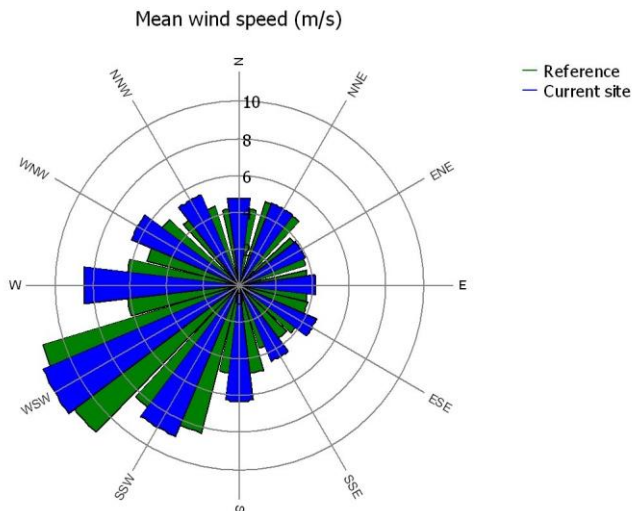
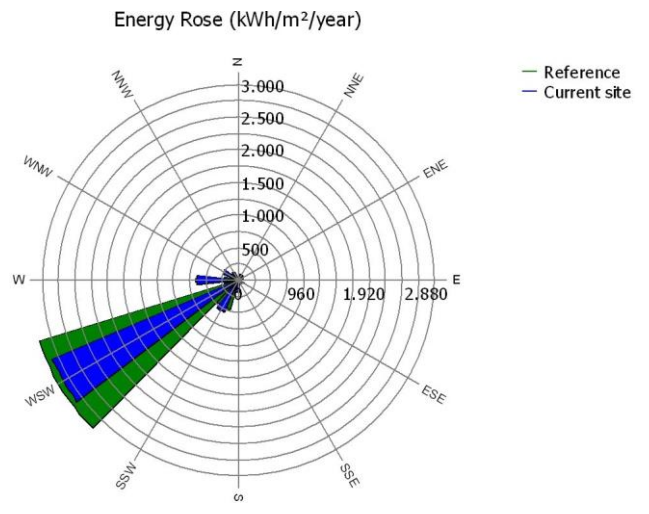
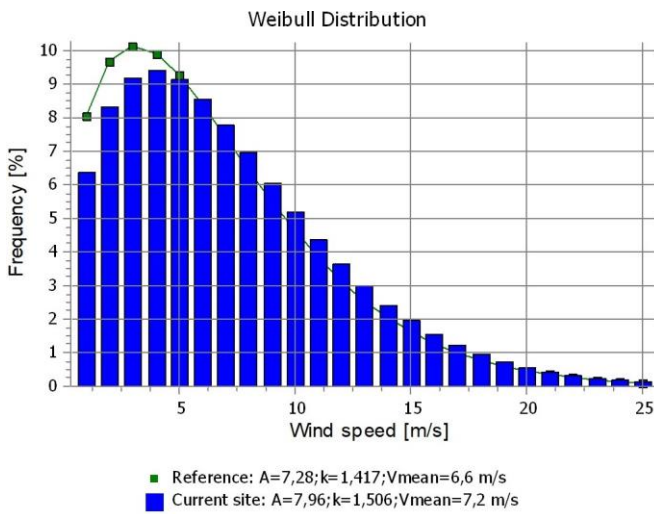
East: 727.324 North: 4.891.004

Wind statistics

IT New European Wind Atlas (NEWA)_N44,14989_E011,84576 (Cluster 10) - C Synth

Weibull Data

Sector	Current site			Frequency [%]	Reference: Roughness class 1		
	A- parameter	Wind speed	k- parameter		A- parameter	k- parameter	Frequency [%]
0 N	5,26	4,74	1,529	5,2	4,69	1,575	5,2
1 NNE	5,25	4,79	1,400	4,9	5,22	1,421	5,4
2 ENE	4,23	3,88	1,346	6,6	4,10	1,344	7,6
3 E	4,64	4,15	1,662	8,8	4,15	1,710	9,3
4 ESE	5,15	4,58	1,783	8,3	4,31	1,809	7,2
5 SSE	4,95	4,47	1,506	5,2	4,01	1,659	4,7
6 S	6,85	6,29	1,342	4,2	5,14	1,251	3,7
7 SSW	10,02	8,90	1,838	6,9	9,30	1,772	7,1
8 WSW	13,06	11,61	2,666	24,6	12,58	2,674	28,4
9 W	9,55	8,49	1,791	9,3	6,86	1,613	7,1
10 WNW	7,17	6,40	1,697	8,0	5,87	1,722	7,2
11 NNW	6,03	5,36	1,807	7,8	5,05	1,849	7,1
All	7,96	7,18	1,506	100,0	7,28	1,417	100,0



PARK - Park power curve

Calculation: Cluster 10

Wind speed [m/s]	Power													
	Free WTGs [kW]	Park WTGs [kW]	N [kW]	NNE [kW]	ENE [kW]	E [kW]	ESE [kW]	SSE [kW]	S [kW]	SSW [kW]	WSW [kW]	W [kW]	WNW [kW]	NNW [kW]
0,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3,5	1.337	1.093	1.013	782	1.083	1.239	1.239	1.096	1.014	791	1.070	1.238	1.235	1.098
4,5	4.360	3.907	3.758	3.285	3.886	4.193	4.182	3.901	3.756	3.288	3.878	4.193	4.181	3.899
5,5	8.726	7.983	7.740	6.968	7.947	8.453	8.435	7.973	7.738	6.974	7.932	8.451	8.432	7.971
6,5	14.931	13.726	13.337	12.094	13.664	14.483	14.457	13.709	13.332	12.105	13.638	14.481	14.453	13.707
7,5	23.354	21.523	20.930	19.043	21.432	22.673	22.633	21.500	20.922	19.057	21.393	22.670	22.627	21.495
8,5	34.141	31.566	30.721	28.055	31.445	33.190	33.129	31.528	30.712	28.071	31.392	33.184	33.121	31.522
9,5	46.036	43.298	42.282	39.269	43.238	45.086	45.001	43.227	42.291	39.212	43.224	45.083	45.003	43.216
10,5	55.377	53.570	52.770	50.468	53.607	54.817	54.749	53.499	52.778	50.404	53.666	54.824	54.760	53.499
11,5	59.465	58.937	58.647	57.793	58.964	59.326	59.308	58.923	58.651	57.784	59.037	59.336	59.320	58.932
12,5	59.982	59.942	59.919	59.838	59.944	59.972	59.971	59.943	59.922	59.839	59.953	59.973	59.973	59.945
13,5	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000
14,5	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000
15,5	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000
16,5	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000
17,5	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000
18,5	55.810	56.052	56.143	56.420	56.057	55.894	55.901	56.058	56.143	56.420	56.057	55.894	55.901	56.058
19,5	51.280	51.455	51.520	51.720	51.459	51.340	51.345	51.459	51.520	51.720	51.459	51.340	51.345	51.459
20,5	45.550	45.729	45.795	45.999	45.733	45.612	45.617	45.733	45.795	45.999	45.733	45.612	45.617	45.733
21,5	39.850	39.993	40.046	40.208	39.996	39.899	39.904	39.996	40.046	40.208	39.996	39.899	39.904	39.996
22,5	33.830	33.954	34.000	34.142	33.957	33.873	33.877	33.957	34.000	34.142	33.957	33.873	33.877	33.957
23,5	28.010	28.106	28.142	28.251	28.108	28.043	28.046	28.108	28.142	28.251	28.108	28.043	28.046	28.108
24,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Description:

The park power curve is similar to a WTG power curve, meaning that when a given wind speed appears in front of the park with same speed in the entire wind farm area (before influence from the park), the output from the park can be found in the park power curve. Another way to say this: The park power curve includes wake losses, but do NOT include terrain given variations in the wind speed over the park area.

Measuring a park power curve is not as simple as measuring a WTG power curve due to the fact that the park power curve depends on the wind direction and that the same wind speed normally will not appear for the entire park area at the same time (only in very flat non-complex terrain). The idea with this version of the park power curve is not to use it for validation based on measurements. This would require at least 2 measurement masts at two sides of the park, unless only a few direction sectors should be tested, AND non complex terrain (normally only useable off shore). Another park power curve version for complex terrain is available in windPRO.

The park power curve can be used for:

- Forecast systems, based on more rough (approximated) wind data, the park power curve would be an efficient way to make the connection from wind speed (and direction) to power.
- Construction of duration curves, telling how often a given power output will appear, the park power curve can be used together with the average wind distribution for the Wind farm area in hub height. The average wind distribution can eventually be obtained based on the Weibull parameters for each WTG position. These are found at print menu: >Result to file< in the >Park result< which can be saved to file or copied to clipboard and pasted in Excel.
- Calculation of wind energy index based on the PARK production (see below).
- Estimation of the expected PARK production for an existing wind farm based on wind measurements at minimum 2 measurement masts at two sides of wind farm. The masts must be used for obtaining the free wind speed. The free wind speed is used in the simulation of expected energy production with the PARK power curve. This procedure will only work suitable in non complex terrains. For complex terrain another park power curve calculation is available in windPRO (PPV-model).

Note:

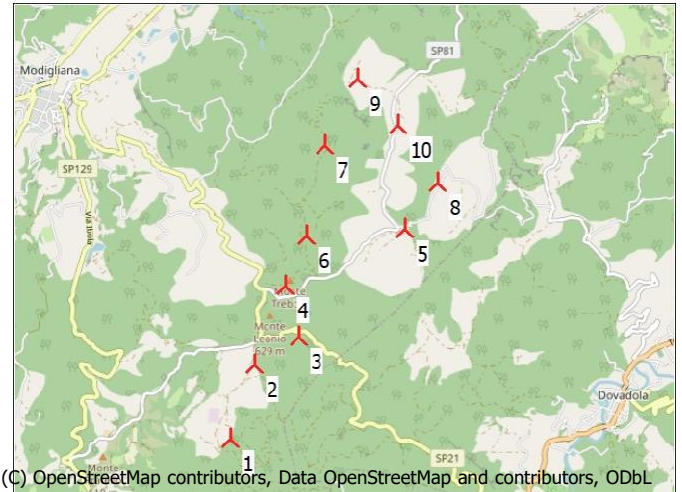
From the >Result to file< the >Wind Speeds Inside Wind farm< is also available. These can (e.g. via Excel) be used for extracting the wake induced reductions in measured wind speed.

PARK - WTG distances

Calculation: Cluster 10

WTG distances

	Z	Nearest WTG	Z	Horizontal distance	Distance in rotor diameters
	[m]		[m]	[m]	
1	486,8	2	556,2	1.017	6,3
2	556,2	3	482,6	698	4,3
3	482,6	4	610,0	693	4,3
4	610,0	3	482,6	693	4,3
5	507,7	8	420,0	742	4,6
6	575,1	4	610,0	714	4,4
7	497,6	9	417,2	961	5,9
8	420,0	5	507,7	742	4,6
9	417,2	10	436,1	815	5,0
10	436,1	9	417,2	815	5,0
Min	417,2		417,2	693	4,3
Max	610,0		610,0	1.017	6,3



(C) OpenStreetMap contributors, Data OpenStreetMap and contributors, ODbL

Scale 1:100.000

 New WTG

PARK - Wind statistics info

Calculation: Cluster 10

Main data for wind statistic

File C:\... \WindPRO Data\Projects\Progetto Onshore\Wind Statistic\IT New European Wind Atlas (NEWA)_N44,14989_E011,84576 (Cluster 10) - C Synth 115.00 m.wws
Name New European Wind Atlas (NEWA)_N44,14989_E011,84576 (Cluster 10) - C Synth 115.00 m
Country Italy
Source USER
Mast coordinates UTM (north)-WGS84 Zone: 32 East: 727.584 North: 4.892.459
Created 10/08/2023
Edited 10/08/2023
Sectors 12
WAsP version WAsP 12 Version 12.08.0032
Coordinate system UTM (north)-WGS84 Zone: 32
Displacement height None

Additional info for wind statistic

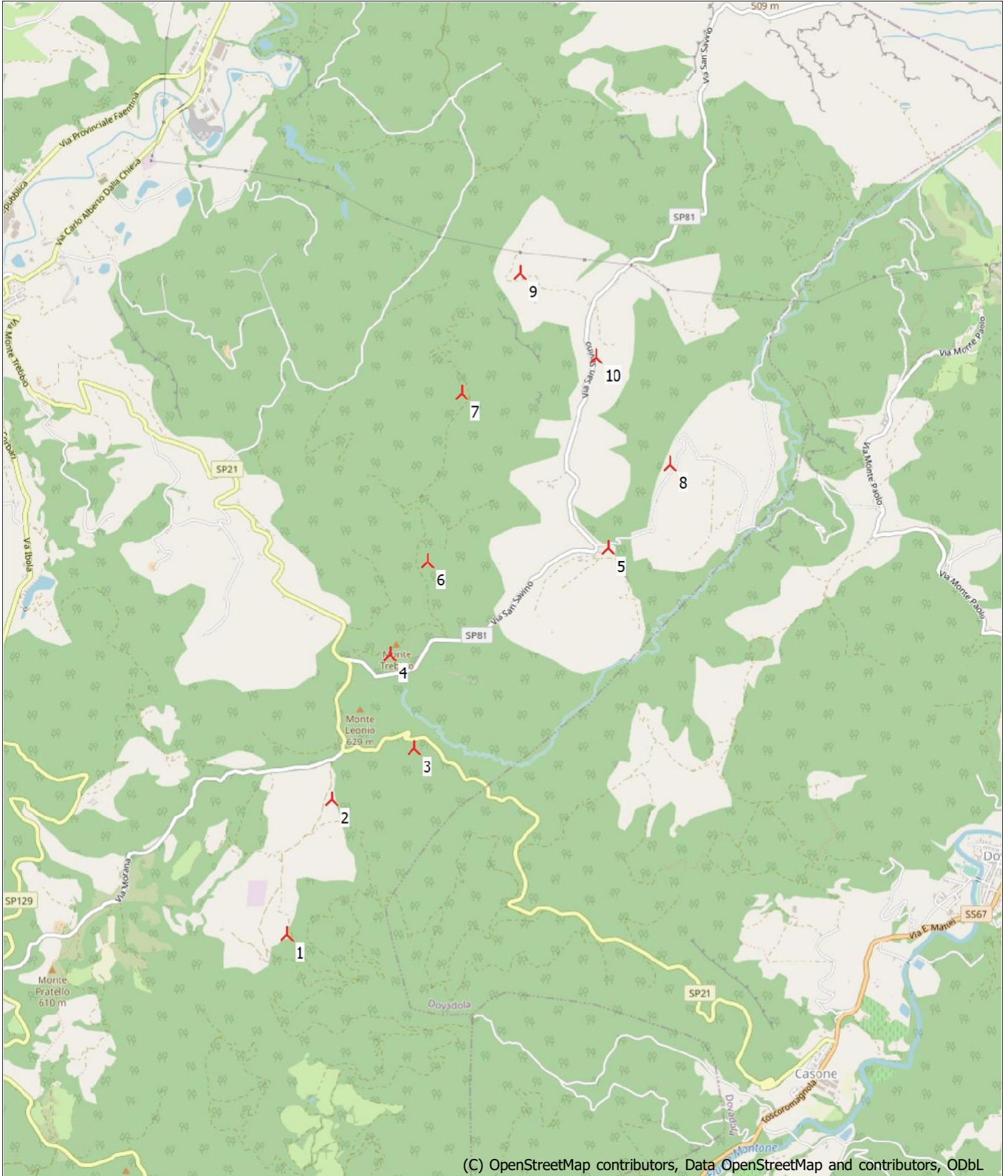
Source data New European Wind Atlas (NEWA)_N44,14989_E011,84576 (Cluster 10)
Data from 01/01/2009
Data to 01/01/2019
Measurement length 120,0 Months
Recovery rate 100,0 %
Effective measurement length 120,0 Months

Note

To get the most correct calculation results, wind statistics shall be calculated with the SAME model and model parameters, as currently chosen in calculation. For WAsP versions before 10.0, the model is unchanged, but thereafter more model changes affecting the wind statistic is seen. Likewise WAsP CFD should always use WAsP CFD calculated wind statistics.

PARK - Map

Calculation: Cluster 10



0 500 1000 1500 2000 m

Map: EMD OpenStreetMap , Print scale 1:40.000, Map center UTM (north)-WGS84 Zone: 32 East: 727.224 North: 4.891.194

New WTG