

<div><div><div>agsm</div><div>aim</div><div>Power</div></div><div><div>agsm</div><div>aim</div></div></div>			<div>Progettazione:</div> <div><div><div>agsm</div><div>aim</div></div></div> <div>MARCO GIUSTI</div> <div><div><div><div><div></div><div>ORDINE INGEGNERI VERONA E PROVINCIA</div><div>Dot. Ing. MARCO GIUSTI</div><div>A1994</div></div></div></div></div>			<div>Assistenza alla Progettazione:</div> <div><div><div><div><div></div><div>iDea</div><div></div></div><div>INFRASTRUCTURE DESIGN, ENERGY AND ARCHITECTURE</div><div>www.idea-eng.it - info@idea-eng.it</div></div></div><div>ANDREA BRUNELLI</div><div>MASSIMO RAGNO</div><div>MARCO SIGNORINI</div><div>MAURIZIO SIMONINI</div></div>		
<div>ATTIVITA'</div> <div>IMPIANTO EOLICO "CASONI DI ROMAGNA"</div> <div>COMUNI MONTERENZIO E CASTEL DEL RIO</div> <div>PROVINCIA DI BOLOGNA - REGIONE EMILIA ROMAGNA</div> <div>PROGETTO A CORREDO DELLO STUDIO PRELIMINARE AMBIENTALE</div>			<div>GRUPPO DI LAVORO:</div> <div>NICOLA LONARDI</div> <div>LORENZO MASINI</div> <div>ANDREA PATUZZO</div> <div>FRANCESCO POSENATO</div> <div>ALBERTO RIZZI</div> <div>ANDREA SCALA</div> <div>ALESSANDRO TRINCO</div> <div>ALBERTO VENTURI</div>			<div>Geologia, geotecnica e sismica:</div> <div><div><div><div></div><div>LUCA</div><div>MONTI</div></div></div><div>LUCA MONTI</div></div>		
<div>CONTENUTO</div> <div>RELAZIONI</div> <div>RELAZIONE ANEMOLOGICA</div>						<div>Numero Attività</div> <div>2023_W_067</div>		
						<div>Tipo Progetto</div> <div>-</div>		
						<div>Tavola</div> <div>RTG002-00</div>		
Revisione	Data	Oggetto revisione	Redatto	Verificato	Approvato	Scala		
00	Luglio 2024	Emissione Progetto	POSENATO	SCALA	GIUSTI		-	
01						Località	Casoni di Romagna	
02						Comune	Monterenzio - Castel del Rio	
03								
04								
<div>Questo disegno non può essere copiato o riprodotto senza autorizzazione, ogni violazione verrà perseguita a norma di legge.</div>								

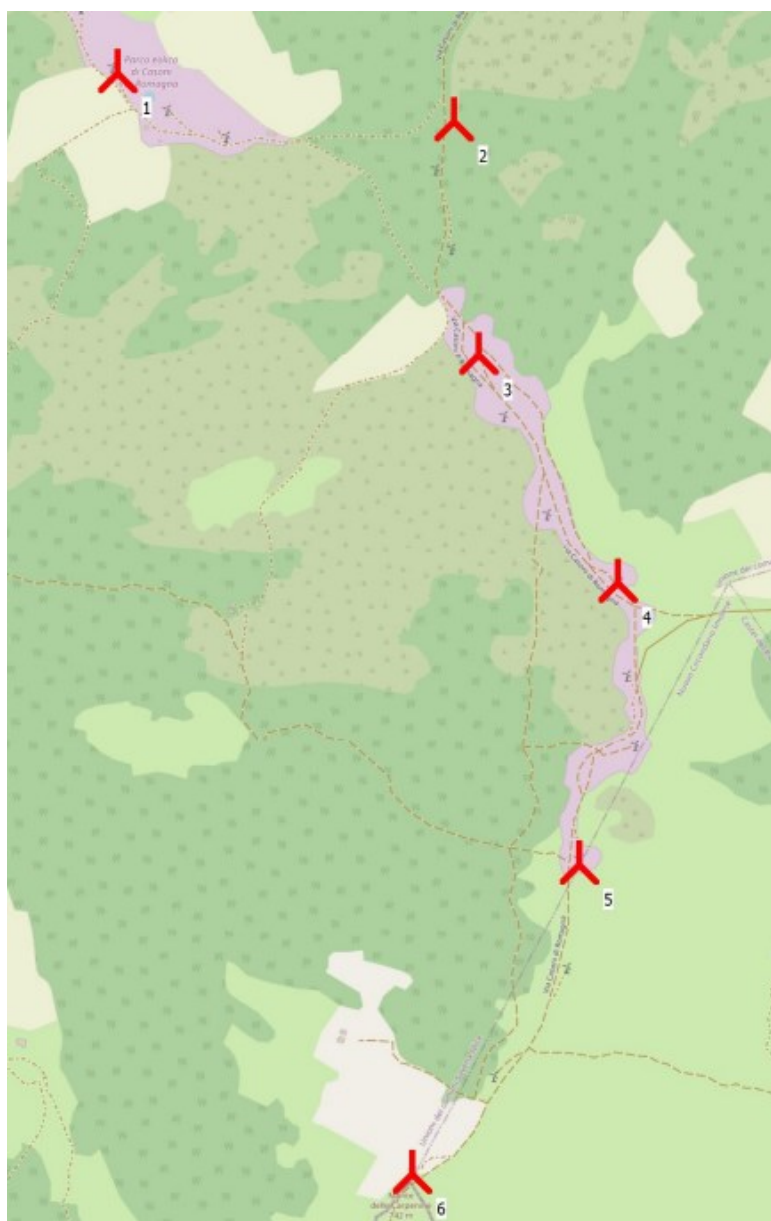
RELAZIONE ANEMOLOGICA

STIMA PRODUCIBILITA' IMPIANTO:

“CASONI DI ROMAGNA (REPOWERING)”

COMUNI DI MONTERENZIO E CASTEL DEL RIO

PROVINCIA DI BOLOGNA – REGIONE EMILIA-ROMAGNA



Sommario

1. OBIETTIVI	3
2. DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO EOLICO	4
3. ANALISI DI PRODUCIBILITÀ: METODOLOGIA E ASSUNZIONI	6
Metodologia di analisi.....	6
Dati anemometrici	6
Caratterizzazione del sito – orografia e rugosità.....	9
4. STIMA DELLA PRODUZIONE ATTESA	11
Calcolo Park della Produzione Attesa	11
Calcolo della Produzione attesa al netto delle perdite (P50)	11
Analisi delle incertezze e stima della producibilità attesa superata per diversi livelli di confidenza (P75 e P90)	12
5. CONCLUSIONI	14

1. OBIETTIVI

Lo scopo del presente documento è la valutazione della produzione attesa dal progetto di repowering dell'impianto eolico di Casoni di Romagna.

La modellizzazione del vento si basa sulla determinazione del vento geostrofico a partire da rilievi anemometrici e da informazioni puntuali sulla specificità (orografia e rugosità) del sito in osservazione.

Con l'utilizzo di opportuni modelli di calcolo, è possibile stimare la velocità del vento a livello geostrofico e successivamente, in funzione dei livelli di rugosità superficiale e dell'orografia del terreno, determinare la distribuzione di velocità al suolo o a quote diverse, in relazione all'effettiva posizione ed all'altezza dal suolo dell'hub degli aerogeneratori.

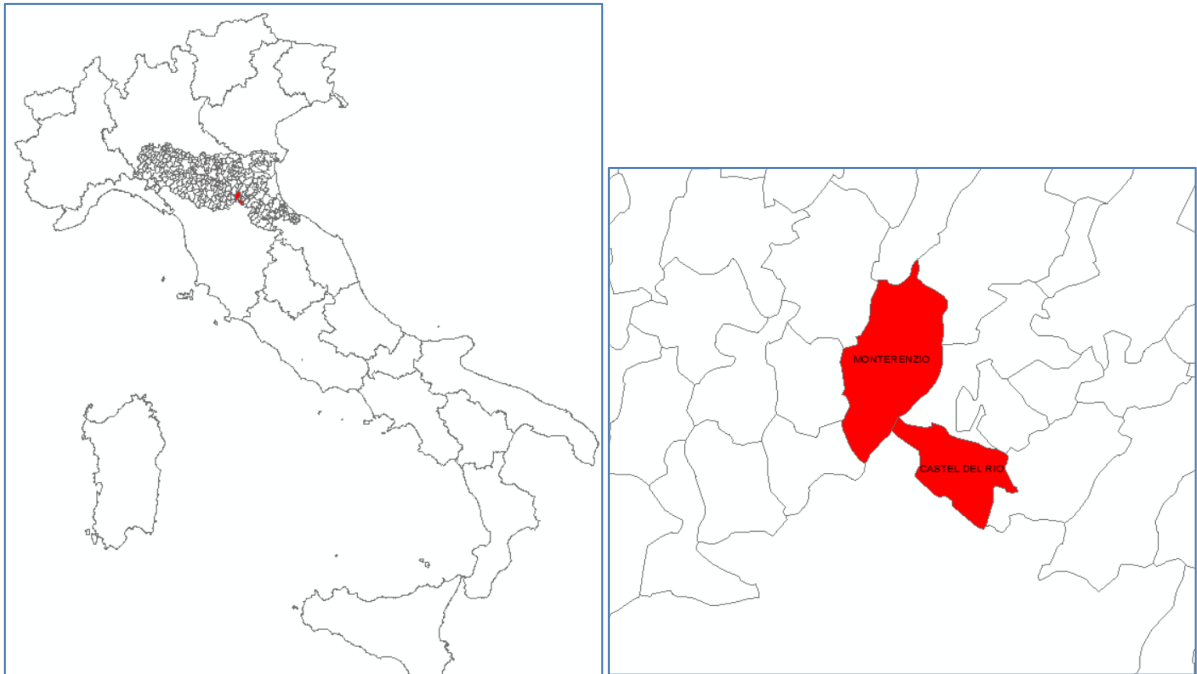
Per la modellizzazione del vento è stato impiegato il software WindPRO 3.6 di EMD, che utilizza come motore di calcolo per la determinazione del vento a livello geostrofico e il "riporto" a livello del suolo, il software WAsp 11 di RISØ.

Il presente lavoro si articola pertanto nei seguenti passaggi essenziali:

- la valutazione della risorsa eolica disponibile in sito;
- il calcolo della produzione energetica del progetto, al netto degli effetti topografici, delle interferenze aerodinamiche tra gli aerogeneratori e delle perdite tecniche generali;
- la valutazione delle incertezze di misura del vento e di calcolo energetico, ai fini della determinazione della produzione con una probabilità di eccedenza del 75% e del 90%, denominate rispettivamente P75 e P90.

2. DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO EOLICO

L'impianto in esame s'inserisce all'interno del territorio dei comuni di Monterenzio e Castel del Rio, in provincia di Bologna nella regione Emilia-Romagna, e costituisce il progetto di repowering dell'esistente impianto di "Casoni di Romagna", costituito da 16 WTGs Enercon E53.



Il sito è baricentrico alla coordinata 44°15' 4" N 11°25'37" E (WGS84).

Il terreno dal punto di vista anemologico è a orografia "complessa" con quota variabile tra 620 m e 740 m con densità dell'aria pari a 1.145 kg/m³ (centro sito, altezza riferimento 664.8m + 50m).

L'Area di Impianto è costituita da un crinale che si sviluppa in direzione prevalente N-S, in prossimità del confine tra i Comuni di Monterenzio e Castel del Rio.

Il Lay Out del progetto di repowering prevede l'installazione di 6 aerogeneratori al posto degli attuali 16.

L'immagine di seguito riportata descrive la posizione degli aerogeneratori di progetto (con la lettera "A" è indicata la posizione del Mast di misura); in tabella sono riportate le coordinate.



	UTM (north)-WGS84 Zona: 32		QUOTA
	EST	NORD	[m slm]
WTG01	692725,24	4903629,97	633,80
WTG02	693422,43	4903553,71	664,20
WTG03	693485,95	4903072,22	699,40
WTG04	693787,83	4902616,49	731,90
WTG05	693725,31	4902036,36	744,60
WTG06	693399,09	4901387,02	736,90

3. ANALISI DI PRODUCIBILITÀ: METODOLOGIA E ASSUNZIONI

Metodologia di analisi

Come premesso, la modellizzazione del vento si basa sulla determinazione del vento geostrofico a partire da rilievi anemometrici e successivamente, in funzione dei livelli di rugosità superficiale e dell'orografia del terreno, sulla determinazione della distribuzione della velocità al suolo o a quote diverse, in relazione all'effettiva posizione ed all'altezza dal suolo dell'hub degli aerogeneratori.

Di seguito è sinteticamente descritta la metodologia di studio adottata per la determinazione della produzione attesa:

1. Acquisizione nel codice di calcolo dei dati anemometrici
2. Analisi e validazione dei dati anemometrici
3. Correlazione di lungo periodo con Dati di Rianalisi ad alta risoluzione EMD-ConWx; costruzione della "statistica di vento" da utilizzarsi per la stima della producibilità
4. Acquisizione nel codice di calcolo dell'orografia
5. Definizione della rugosità superficiale del terreno
6. Stima di produzione dell'impianto eolico (calcolo Park)
7. Calcolo Loss & Uncertainty

Dati anemometrici

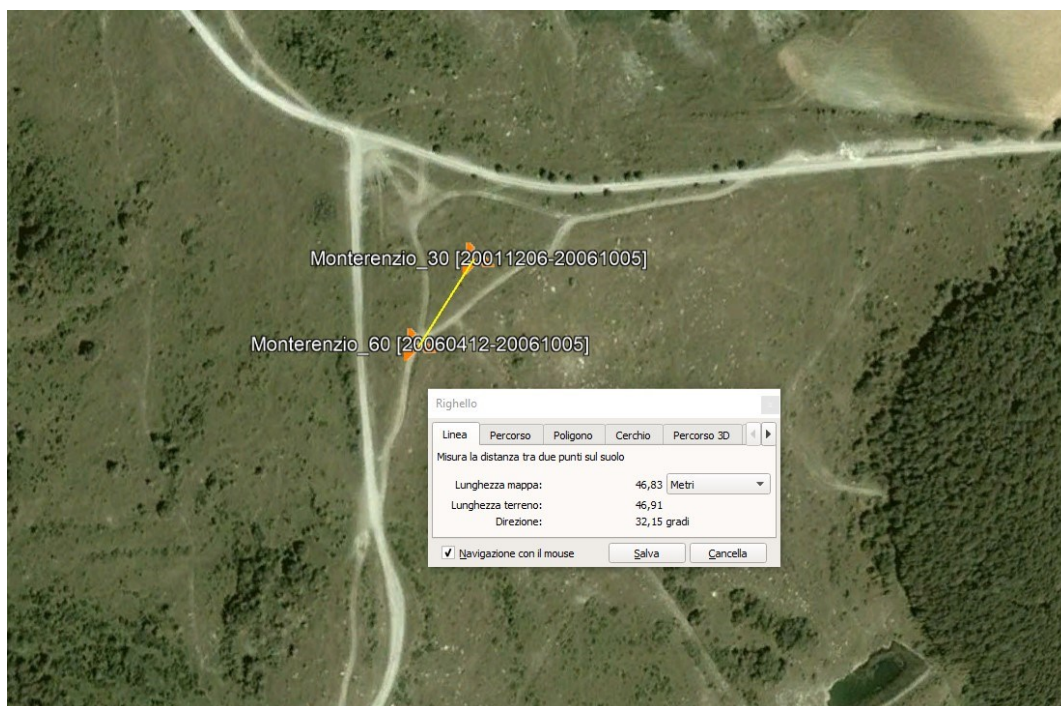
Le stazioni di misura anemometrica

Trattandosi di un progetto di repowering, il potenziale eolico del sito è ben noto ad Agsm Aim, che dal 2009 esercisce sul medesimo crinale un impianto eolico costituito da 16 aereogeneratori Enercon E53.

La caratterizzazione anemologica è stata effettuata sulla base di campagne di misure dedicate, antecedenti alla realizzazione dell'attuale parco eolico, e condotte tramite:

- Palo di misura di altezza 30 m, dal 06/12/2001 al 05/10/2006
- Palo di misura di altezza 60 m, dal 12/04/2006 al 05/10/2006.

L'immagine seguente mostra la posizione delle due stazioni di misura.



Come verrà descritto nel seguito, l'affidabilità delle misure di vento così ottenute è stata "validata" utilizzando come riferimento comparativo l'effettiva produzione dell'impianto eolico esistente ed attualmente in esercizio.

Analisi dati anemometrici

I dati anemometrici sono stati acquisiti nel software di calcolo e si è proceduto alla ri-analisi e ri-validazione degli stessi, attraverso un processo che prevede le seguenti fasi:

1. verifica dell'altezza dei sensori di misura
2. verifica dell'azimut dei sensori di misura
3. verifica della corretta calibrazione dei singoli anemometri (verifica funzione trasferimento)
4. filtraggio e "pulizia" dei dati di misura

La stima della producibilità attesa con il progetto di repowering è stata effettuata:

- considerando la disponibilità delle misure sopra citate, effettuate con il palo di 30 m e con il palo di 60 m (con un periodo di sovrapposizione di circa 5 mesi);
- analizzando lo "storico" di produzione dell'impianto esistente (in servizio dal 2009)

L'analisi è stata condotta come sinteticamente descritto nel seguito:

- 1) Sfruttando il periodo di sovrapposizione di 5 mesi e l'ottima correlazione tra le misure storiche (palo 30 m, quasi 5 anni, e palo 60 m, circa 6 mesi) si è eseguita una prima correlazione MCP tra le due serie di misure disponibili, ottenendo in questo modo una "misura virtuale" ad altezza 60 m, per tutto il periodo dal 06/12/2001 al 05/10/2006.
La tabella seguente evidenzia l'elevata correlazione della sessione MCP appena descritta, e la conseguente "affidabilità" della "misura virtuale" così ottenuta.

Dettagli sessione MCP session (1)

No	Model	Method	Local Mean - concurrent [m/s]	Local LT Mean [m/s]	Mean Bias Error [%]	Mean Absolute Error [%]	Root Mean Square Error [%]	Correlation	KS Test [%]
1		Simple Speed Scaling	5.38	5.51	-0.2	2.6	3.2	0.995	2.5
2		Regression	5.38	5.43	0.5	1.4	2.0	0.998	1.3
3		Neural Network	5.38	5.48	0.5	1.3	2.0	0.998	2.0

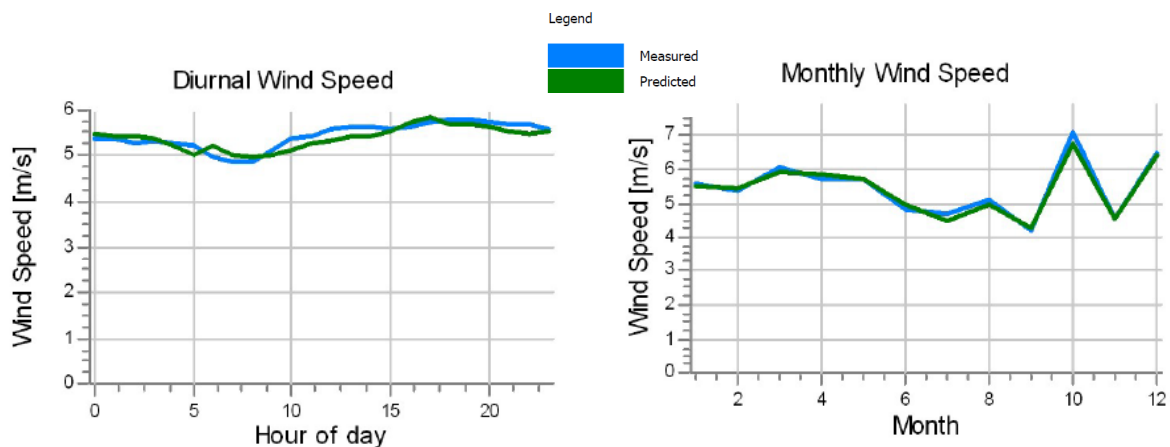
- 2) Come noto, per una caratterizzazione di lungo periodo del potenziale eolico di un sito, è opportuno stabilire un confronto e una correlazione tra i dati rilevati in sito dalla campagna anemometrica dedicata e quelli di una serie di lungo periodo, ottenuta o da stazioni meteo storiche (il più possibile prossime al sito) oppure da dati di Rianalisi (o mesodata).

Nel caso in esame, si è effettuata una correlazione di lungo periodo tra i valori della “misura virtuale” ottenuta come descritto in precedenza, e la serie di Rianalisi EMD-WRF Europe+ (ERA5)_N44.238403_E011.409149 (18).100.00m, relativa al periodo 01/01/1999 - 01/09/2023.

Le verifiche effettuate hanno evidenziato una buona correlazione tra la serie misurata e quella di Rianalisi (0.98 su base mese), come evidenziato dalle tabelle e dai grafici di seguito riportati.

Dettagli sessione MCP session (3)

No	Model	Method	Local Mean - concurrent [m/s]	Local LT Mean [m/s]	Mean Bias Error [%]	Mean Absolute Error [%]	Root Mean Square Error [%]	Correlation	KS Test [%]
1		Regression	5.43	5.55	-0.4	5.9	7.8	0.975	2.6
2		Neural Network	5.43	5.55	0.5	6.0	7.9	0.975	5.5
3		Regression	5.43	5.54	-0.5	5.0	6.6	0.983	2.6
4		Neural Network	5.43	5.55	-0.3	6.2	7.8	0.974	3.7
5		Regression	5.43	5.55	0.1	5.0	6.6	0.982	2.2



- 3) L'affidabilità della serie di lungo periodo ottenuta con la sessione MCP appena descritta è stata testata confrontando, su base annua, la stima di producibilità (effettuata proprio con la serie di lungo periodo) con la produzione effettiva dell'impianto esistente (16 E53 da 800 kW nominali). Più precisamente: dal 2010 al 2022 dal “palo virtuale di lungo periodo” per ogni singolo anno sono stati generati una statistica, è stato eseguito il calcolo Park e il calcolo Loss&Uncertainty, e si è confrontata la stima P50 con l'effettivo immesso in rete dall'impianto esistente. Come evidenzia la tabella seguente, su base annua la concordanza tra la stima P50 e la produzione effettiva è molto buona (come media sui 13 anni monitorati, la producibilità attesa P50 calcolata con la “serie di lungo periodo” porta ad una sovrastima del 2.51% rispetto alla produzione effettiva immessa in rete dall'impianto esistente).

Anno	Produzione effettiva [kWh]	Stima P50 [kWh]	Delta%
2010	20 979 055	21 477 200	2.37
2011	16 766 556	17 976 100	7.21
2012	24 636 652	24 959 400	1.31
2013	20 276 444	20 612 300	1.66
2014	20 320 565	20 815 600	2.44
2015	19 856 676	21 000 100	5.76
2016	22 332 474	21 823 300	-2.28
2017	23 529 849	23 800 500	1.15
2018	16 465 853	17 716 100	7.59
2019	22 252 187	22 015 100	-1.07
2020	21 746 542	22 749 200	4.61
2021	24 236 235	24 171 600	-0.27
2022	19 137 793	20 249 200	5.81
MEDIA	20 964 375	21 999 038	2.51

L'analisi condotta evidenzia l'affidabilità della serie di lungo periodo ottenuta tramite MCP: si è pertanto proceduto, mediante il codice di calcolo WindPro, alla costruzione di una statistica di vento di lungo periodo, che è stata utilizzata per la stima della produzione attesa (calcolo Park e successivo calcolo Loss&Uncertainty) del progetto di repowering.

NOTA

Ad ulteriore prova della "robustezza" della statistica di vento così ottenuta, la stessa è stata utilizzata per eseguire il calcolo Park e il calcolo Loss&Uncertainty sull'impianto attuale, ottenendo i seguenti risultati, che mostrano un'ottima coerenza con il dato di produzione storica (media ultimi 13 anni)

Stima P50	Stima P75	Media produzione effettiva
<i>MWh/anno</i>	<i>MWh/anno</i>	<i>MWh/anno</i>
21 086	19 128	20 964

Caratterizzazione del sito – orografia e rugosità

Si è caratterizzato il sito dal punto di vista dell'orografia e della rugosità superficiale del terreno.

Il sito relativo al progetto eolico in esame ha un'estensione territoriale pari a circa 2.5 km lungo l'asse N-S e 1 km lungo l'asse W-E.

In relazione all'estensione e alle caratteristiche orografiche del territorio, si è implementato un modello digitale del terreno esteso per circa 30 km da ovest verso est e 30 km da sud verso nord, avendo cura in particolare di includere nel modello i principali rilievi orografici circostanti il sito.

In questo modo si intende rappresentare al meglio nel modello le caratteristiche orografiche della zona

circostante il sito, per risolvere in modo accurato il problema fluidodinamico mediante il software di computazione.

Il modello digitale del terreno è stato realizzato utilizzando le curve di livello della CTR, aventi risoluzione spaziale di 10 x 10 m.

La rugosità del terreno è stata invece determinata per un'area di 60 x 60 km appoggiandosi al data set Corin Land cover 2018 (griglia 100m).

4. STIMA DELLA PRODUZIONE ATTESA

La stima della produzione annua di energia elettrica (AEP) è calcolata con la curva di potenza del modello di aerogeneratore esaminato, riferita all'effettiva densità dell'aria all'altezza del mozzo.

Per il calcolo Park l'orografia è stata limitata ad un'area di 7x7 km attorno al sito, mentre la rugosità del terreno è stata limitata ad un'area di 20x20 km.

La stima di producibilità è stata effettuata con riferimento al seguente lay-out

ID lay-out	Costruttore	Modello	n WTG	Altezza HUB	Potenza WTG	Potenza Impianto
				[m]	[kW]	[MW]
W634-04 20231017 6xV136-4200 kW h91.5	Vestas	V136	6	91.5	4200	25.2

Con riferimento alla statistica di vento, costruita come illustrato nei precedenti paragrafi, si è proceduto alle seguenti analisi:

- 1) Calcolo Park della produzione stimata, al netto delle sole perdite di scia
- 2) Calcolo della Produzione attesa al netto delle perdite fisiche (P50)
- 3) Analisi delle incertezze e stima della producibilità attesa superata per diversi livelli di confidenza (P75 e P90)

Calcolo Park della Produzione Attesa

Produzione annuale stimata del parco eolico

Combinazione di WTG	Risultato PARK [MWh/anno]	Risultato-10.0% [MWh/anno]	Lordo (senza perdite) [MWh/anno]	Perdite di scia [%]	Risultati*) Fattore di capacità [%]	Media per WTG [MWh/anno]	Ore equivalenti [Ore/anno]	Velocità media al mozzo [m/s]
Parco eolico								

*) Basato su Risultato-10.0%

Energia annuale calcolata per ciascuna delle 6 nuove WTG, per un totale di 25.2 MW nominali installati

Statistica	Valida	Tipo di WTG	Prodotto	Tipo generatore	Potenza nominale	Diametro rotore	Altezza mozzo	Altezza di dislocamento	Curva di potenza Creata da	Nome	Produzione annuale			
											Risultato	Risultato-10.0%	Perdite di scia	Velocità del vento imperturbato
					[kW]	[m]	[m]	[m]			[MWh/anno]	[MWh/anno]	[%]	[m/s]
1 A	Si	VESTAS	V136-4.2-4	200	4 200	136.0	91.5	Settoriale	EMD	Level 0 - Calculated - Modes PO1 & PO1-OS - 24-07-2017				
2 A	Si	VESTAS	V136-4.2-4	200	4 200	136.0	91.5	Settoriale	EMD	Level 0 - Calculated - Modes PO1 & PO1-OS - 24-07-2017				
3 A	Si	VESTAS	V136-4.2-4	200	4 200	136.0	91.5	Settoriale	EMD	Level 0 - Calculated - Modes PO1 & PO1-OS - 24-07-2017				
4 A	Si	VESTAS	V136-4.2-4	200	4 200	136.0	91.5	Settoriale	EMD	Level 0 - Calculated - Modes PO1 & PO1-OS - 24-07-2017				
5 A	Si	VESTAS	V136-4.2-4	200	4 200	136.0	91.5	Settoriale	EMD	Level 0 - Calculated - Modes PO1 & PO1-OS - 24-07-2017				
6 A	Si	VESTAS	V136-4.2-4	200	4 200	136.0	91.5	Settoriale	EMD	Level 0 - Calculated - Modes PO1 & PO1-OS - 24-07-2017				

Calcolo della Produzione attesa al netto delle perdite (P50)

Il valore di produzione lorda attesa, riepilogato nel precedente paragrafo, è quello stimato ai morsetti dei generatori, poiché tiene conto delle perdite dovute sia alla densità dell'aria della quota al mozzo che alla scia degli aerogeneratori.

Per determinare il valore effettivo di produzione attesa, la produzione teorica lorda va decurtata oltre che delle perdite di scia di tutte le perdite tecniche.

Si ottiene in questo modo la cosiddetta stima **P50**, ovvero la produzione attesa tale che la produzione reale sia superiore o uguale ad essa con una probabilità del 50%.

Le tabelle seguenti riepilogano i principali valori di perdita considerati e i risultati ottenuti.

	Tipologia	Metodo	Perdite in %
1	Scie	Calcolo	
2	Disponibilità turbine	Stima	3
3	Disponibilità rete elettrica e sottostazione	Stima	0.6
4	Altre disponibilità	Stima	1
5	Isteresi da vento forte	Calcolo	
6	Altre prestazioni turbine	Stima	0.5
7	Perdite elettriche	Stima	3.6
8	Autoconsumo parco	Stima	0.5
9	Degrado delle prestazioni dovute alla formazione di ghiaccio	Stima	0.5
10	Interruzioni dovute alla formazione di ghiaccio, a fulmini, grandine, etc.	Stima	2
11	Accesso al sito ed altri eventi di forza maggiore	Stima	0.2
12	Decurtazioni	Stima	0
13	Altro	Stima	0

Codice Lay-out MS	Gross	P50
	GWh	GWh
W634-04 20231017 6xV136-4200 kW h91.5	58.3	48.9

Analisi delle incertezze e stima della producibilità attesa superata per diversi livelli di confidenza (P75 e P90)

La stima di produzione a **P50** non tiene conto di nessuna incertezza di misura e di calcolo; per determinare la produzione attesa a diversi livelli di confidenza è stato effettuato oltre al calcolo “Park” anche il calcolo “Loss&Uncertainty”, che consente di determinare le produzioni attese che presentano rispettivamente una confidenza del 75% (**P75**), dell’84% (**P84**) e del 90% (**P90**) di essere superate.

Si riportano di seguito gli esiti delle analisi di incertezza e la stima della produzione attesa per i diversi livelli di confidenza.

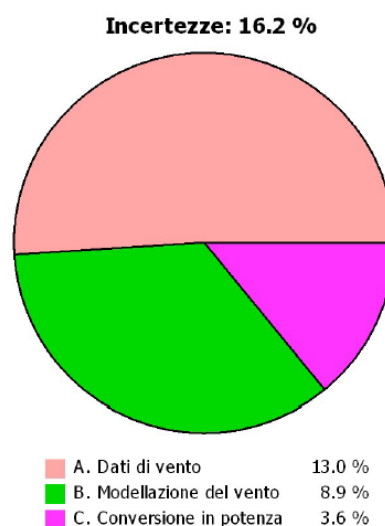
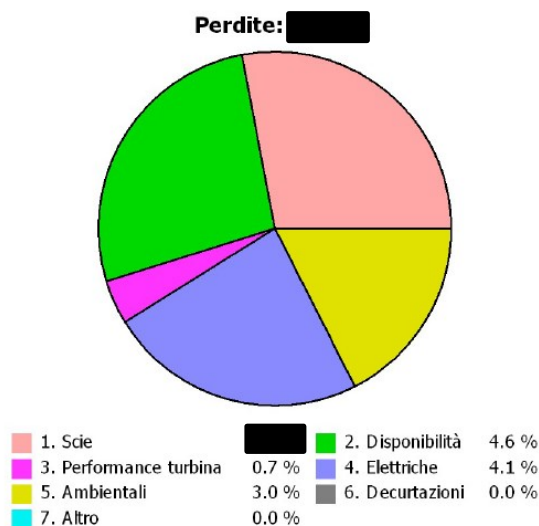
INCERTEZZE

	Metodo *)	Dev std, velocità vento [%]	Dev std, AEP [%]
A. Dati di vento			
Misurazione del vento / Dati di vento	Stima	6.0	10.4
Correzione di lungo termine	Stima	3.0	5.2
Variabilità interannuale	Stima	6.1	10.5
Clima futuro	Stima	3.0	5.2
WTGs di riferimento			
Altre, relative al vento	Stima	1.0	1.7
B. Modellazione del vento			
Estrapolazione verticale	Calcolo	4.2	7.0
Estrapolazione orizzontale	Calcolo	0.9	1.5
Dati terreno	Stima	0.5	0.9
Altre, relative alla modellazione	Stima	3.0	5.2
C. Conversione in potenza			
Incertezza sulla curva di potenza	Calcolo		3.4
Precisione del contatore	Stima		0.5
Effetti specifici di sito sulla curva di potenza			
Comportamento operativo differente			
Altre, legate all'AEP	Stima		1.0
D. Bias, incertezza totale			0.0
E. Perdite, incertezza totale			0.0
INCERTEZZE, totale (1anni media)			19.2
INCERTEZZE, totale (20anni media)			16.2

AEP vs. livelli di confidenza/orizzonte temporale

PXX [%]	1 anni [MWh/anno]	5 anni [MWh/anno]	10 anni [MWh/anno]	20 anni [MWh/anno]
50	48 874	48 874	48 874	48 874
75	42 555	43 371	43 482	43 538
84	39 557	40 761	40 924	41 007
90	36 867	38 418	38 629	38 736
95	33 463	35 454	35 724	35 861

Considerando:



5. CONCLUSIONI

Le analisi anemologiche descritte nella presente relazione hanno consentito di caratterizzare il potenziale di risorsa eolica del sito in esame e di stimare la producibilità del progetto di repowering dell'impianto eolico di Casoni di Romagna.

La tabella seguente riepiloga la producibilità attesa per diversi livelli di confidenza:

Codice Lay-out MS	Gross	P50	P75	P84	P90
	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh
W634-04 20231017 6xV136-4200 kW h91.5	58.3	48.9	43.5	41.0	38.7

Il beneficio dell'esercizio pluriennale dell'impianto esistente e la possibilità di poter ricorrere a dati effettivi sin dal 2010 ha fatto sì che si potessero confrontare le produzioni effettive con le stime di producibilità effettuate in sede di autorizzazione dell'impianto esistente e con gli aerogeneratori effettivamente installati, dimostrando l'ottima qualità della modellazione. Se ne riporta di seguito un estratto con le stime di producibilità a diversi livelli di confidenza e il dettaglio delle produzioni registrate dall'impianto esistente a partire dal 2010.

AEP vs. livelli di confidenza/orizzonte temporale

PXX [%]	1 anni [MWh/anno]	5 anni [MWh/anno]	10 anni [MWh/anno]	20 anni [MWh/anno]
50	21 086	21 086	21 086	21 086
75	19 128	19 128	19 128	19 128
84	18 198	18 198	18 198	18 198
90	17 365	17 365	17 365	17 365
95	16 309	16 309	16 309	16 309

Anno	Energia immessa in rete (esclusi autoconsumi) [kWh]	Produzione effettiva [kWh]
2010	20 465 000	20 979 055
2011	16 329 000	16 766 556
2012	24 019 000	24 636 652
2013	19 769 000	20 276 444
2014	19 822 000	20 320 565
2015	19 357 000	19 856 676
2016	21 778 000	22 332 474
2017	22 954 000	23 529 849
2018	16 007 000	16 465 853
2019	21 695 000	22 252 187
2020	21 205 000	21 746 542
2021	23 627 000	24 236 235
2022	18 648 000	19 137 793
MEDIA	20 437 000	20 964 375

Lo storico dei dati dell'impianto esistente denota come l'energia media immessa in rete (20,437 GWh/anno) sia decisamente più vicina alla producibilità attesa P50 rispetto a P75. Se ne è ricavato un coefficiente pesato al fine di collocarne la posizione tra i due livelli di produzione attesa. Si ricava:

$$\text{Energia media immessa in rete} = P75 + x \cdot (P50 - P75)$$

$$20,437 = 19,128 + x \cdot (21,086 - 19,128)$$

$$20,437 = 19,128 + x \cdot 1,958$$

$$x = 66,85 \%$$

Tale coefficiente è stato coerentemente applicato alla valutazione della produzione attesa del nuovo impianto ottenuto a seguito dell'intervento di repowering.

Di conseguenza, la produzione attesa dell'impianto è stimata pari a:

P50: 48,874 GWh/anno

P75: 43,538 GWh/anno

$$\text{Produzione attesa} = 43,538 + 0,6685 \cdot (48,874 - 43,538) = 47,105 \text{ GWh/anno}$$

nel caso di potenza di impianto pari a 25,2 MW (6 WTG da 4,2 MW).