

PROGETTO EOLICO RAMACCA
CITTÀ METROPOLITANA DI CATANIA
ITALIA

VALUTAZIONE DELLA PRODUZIONE PRELIMINARE
DELL'IPOTESI DI RICOSTRUZIONE INTEGRALE DELL'IMPIANTO
EOLICO ESISTENTE

LIBERATORIA

I dati e le prescrizioni contenuti nel presente rapporto sono stati redatti secondo le norme della Buona Tecnica e controllati con la massima accuratezza possibile. WINDFOR s.r.l. in ogni caso non può essere ritenuta responsabile per le conseguenze che possano derivare, danni o la perdita di profitti, da un uso non corretto delle informazioni riportate o da possibili errori di interpretazione da parte di Terzi.

DIFFUSIONE DEL DOCUMENTO

Il presente documento viene consegnato esclusivamente al Cliente.

Revisione	Descrizione	Data	Preparata da	Approvata da
00	Relazione	15/12/2020	Nell Franchi	Marco Guarneroli
01	Nuova Ottimizzazione Layout	01/10/2021		
02	Nuova Ottimizzazione Layout e modello WTG	03/03/2022		
03	Nuovo Layout	30/06/2022		

INDICE

1.	PREMESSA	4
2.	Dati disponibili.....	5
2.1.	Stazione Anemometrica	5
2.2.	Dati SCADA.....	6
2.3.	Curva di potenza.....	7
2.4.	Modello CFD	7
3.	Descrizione metodo di calcolo della velocita' del vento al mozzo	13
3.1.	Applicazione del metodo	13
4.	Produzione teorica di lungo termine.....	18
4.1.	Definizione del vento di riferimento di lungo periodo – RW	18
4.2.	Valutazione della produzione Teorica d'impianto - TP.....	18
4.3.	Dataset: RW E TP - confronto e analisi di regressione	18
4.4.	Stima della produzione teorica di lungo termine - LTP	19
5.	Valutazione della produzione attesa.....	20
5.1.	Dati Stazione Anemometrica	20
5.2.	Dati SCADA.....	21
5.1.	Micro-siting.....	23
5.2.	Validazione del modello di calcolo	25
6.	Layout e aerogeneratori.....	26
6.1.	Layout d'impianto.....	26
6.2.	Modello aerogeneratore	29
7.	Valutazione preliminare della produzione Lorda attesa	30
8.	Valutazione preliminare della produzione Netta attesa	32
9.	Conclusioni	35

1. PREMESSA

La Società **Alpiq Wind Italia S.r.l.** (il “**Committente**”) ha incaricato la Società **Windfor S.r.l.** (“**Windfor**” o il “**Consulente**”) di svolgere tutte le attività necessarie alla valutazione dell’ipotesi di ricostruzione integrale (repowering) di un impianto in esercizio, Ramacca, situato nei territori dei Comuni di Ramacca, Castel di Iudica e Raddusa, appartenenti alla città metropolitana di Catania, ubicati nella Regione Sicilia. L’impianto operativo è costituito attualmente da un totale di 47 aerogeneratori Ecotecnia ECO80 in esercizio dall’agosto 2008, con altezza di mozzo pari a 70 m e per una potenza complessiva di 70.5 MW.

Comune	Potenza [MW]	Numero Turbine	Modello Turbina	Potenza [kW]	Diametro [m]	Altezza mozzo [m]
Ramacca	30.0	20	ECOTECNIA ECO80	1500	80	70
Castel di Iudica	13.5	9				
Raddusa	27.0	18				

La figura sottostante mostra la posizione degli aerogeneratori sul territorio:

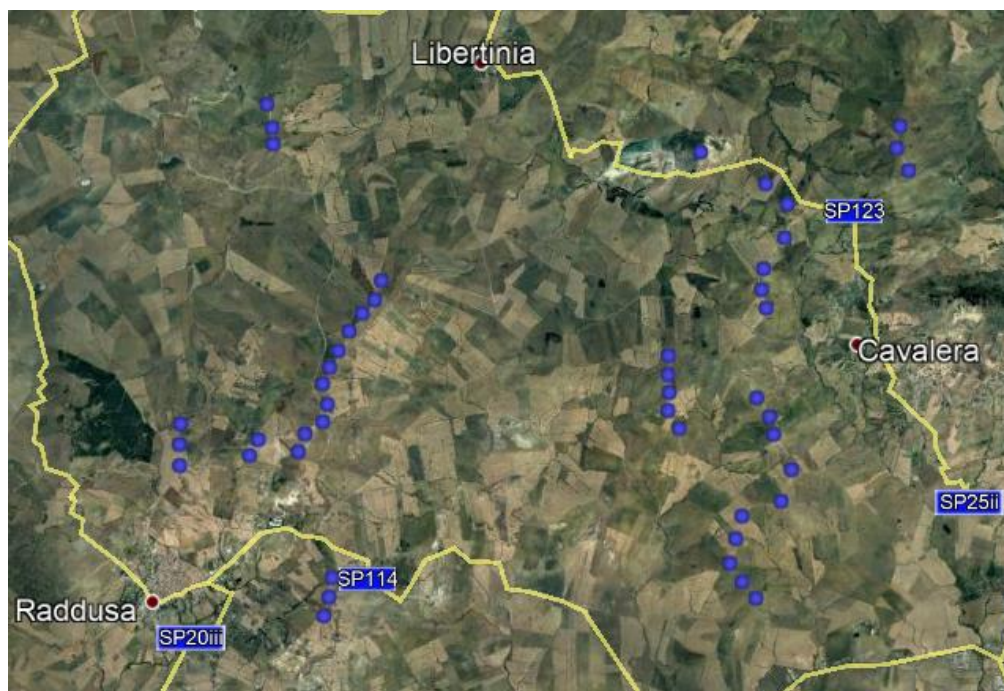


Figura 1: Posizionamento dell’impianto operativo

Il presente studio consiste nella valutazione in via preliminare della produzione attesa dell’integrale ricostruzione dell’impianto ipotizzando l’utilizzo di un modello di turbina con rotore allargato a partire dai dati della stazione anemometrica in sito e dai dati di navicella delle turbine in esercizio.

Al fine di caratterizzare in maniera completa il sito eolico, è stato deciso di utilizzare il software WindSim basato su tecnologia CFD.

Tutta l’attività è stata svolta con approccio e strumenti professionali, secondo quanto previsto dalle metodologie internazionali per la valutazione preventiva della produzione attesa degli impianti eolici.

2. DATI DISPONIBILI

Ai fini della presente valutazione di produzione attesa dell'impianto, a seguito dell'integrale ricostruzione ipotizzando l'utilizzo di modelli di turbina con rotore allargato, il **Committente** ha reso disponibile i dati di una stazione anemometrica ubicata nell'area di impianto e i dati SCADA dell'attuale impianto in esercizio.

2.1. STAZIONE ANEMOMETRICA

Nella tabella sottostante sono riportate le caratteristiche principali della stazione di misura in sito.

Tabella 2: Stazione anemometrica

Nome	Altezza [m]	UTM WGS84 Zone 33		Quota [m]	Periodo di misura		N° di mesi
		Longitudine [m]	Latitudine [m]		Data inizio	Data fine	
RADDUSA (CT)	70	458849	4149156	476	18/06/2010	28/09/2020	123

La stazione anemometrica è stata installata il 26/02/2009, tuttavia per il primo periodo di misura con acquirente EOL 2020 non sono disponibili i relativi dati. Si segnala inoltre la mancanza di dati nei seguenti periodi:

- circa un anno da giugno 2011 a giugno 2012
- circa 17 giorni tra luglio e agosto 2012
- circa 22 giorni dal 14/03/2013 al 04/04/2013
- circa 4.5 mesi dal 20/08/2013 al 06/01/2014
- circa 18 giorni dal 27/10/2015 al 13/11/2015
- circa 50 giorni dal 14/02/2017 al 05/04/2017
- circa 32 giorni dal 09/12/2019 al 10/01/2020

Per questo motivo ai fini della presente analisi si è scelto di utilizzare i dati per un periodo consecutivo da febbraio 2014 a settembre 2020 compreso. In generale, la documentazione a corredo della stazione non è esaustiva durante l'intero periodo di misura, tuttavia sono disponibili tutti i certificati di calibrazione degli anemometri installati come da tabella sottostante. È stato verificato il corretto inserimento dei parametri di calibrazione degli anemometri installati e onde necessario sono stati applicati gli opportuni correttivi.

Tabella 3: Configurazione stazione anemometrica

Sensore	Altezza	n° Serie	Modello	Calibrati	Inizio	Fine	Acquisitore
Velocità	66 (30°)	88781	NRG #40C	Otech	26/02/2009	12/08/2012	26.02.2009 - 18.06.2010 EOL 2020 SN 3918662 18.06.2010 - 12.08.2012 SecondWind Nomad2 SN 9935 12.08.2012 – 28/09/2020 SecondWind Nomad2 SN 14811
		00166	NRG Class 1	Svend Ole Hansen	12/08/2012	28/09/2020	
Velocità	30 (30°)	88682	NRG #40C	Otech	26/02/2009	12/08/2012	
		00167	NRG Class 1	Svend Ole Hansen	12/08/2012	28/09/2020	
Velocità	70 (A1 - 30°)	5573	Vector A100LM	Svend Ole Hansen	26/02/2009	12/08/2012	
		00169	NRG Class 1	Svend Ole Hansen	12/08/2012	06/04/2017	
		205686	NRG #40C	Windguard	06/04/2017	28/09/2020	
Velocità	70 (A2 - 210°)	5574	Vector A100LM	Svend Ole Hansen	26/02/2009	12/08/2012	
		00165	NRG Class 1	Svend Ole Hansen	12/08/2012	19/12/2018	
		47026	NRG #40C	Windguard	19/12/2018	28/09/2020	
Direzione	68	-	NRG #200P	-	26/02/2009	28/09/2020	
Direzione	68	-	NRG #200P	-	26/02/2009	28/09/2020	
Direzione	28	-	NRG #200P	-	26/02/2009	28/09/2020	

2.2. DATI SCADA

Il Committente ha reso disponibili i seguenti dati per l'impianto:

- A. Dati generali e caratteristiche del parco eolico.
- B. Dati SCADA registrati durante il periodo di operatività, da ottobre 2015 a settembre 2020, in particolare:
 - Produzione delle singole turbine (produzione media in 10 minuti)
 - Misure della velocità del vento registrate dagli anemometri di navicella (velocità media in 10 minuti)
 - Misure della direzione della navicella (direzione media in 10 minuti)

Si sottolinea che le misure della direzione della navicella sono soggette a un elevato livello di incertezza.

2.3. CURVA DI POTENZA

Ai fini dell'analisi dei dati SCADA è stata fornita la curva di potenza garantita dell'attuale impianto alla densità dell'aria di 1.66 kg/m^3 , ovvero il modello di turbina ECOTECNIA 80 con limitazione di potenza a 1500 kW.

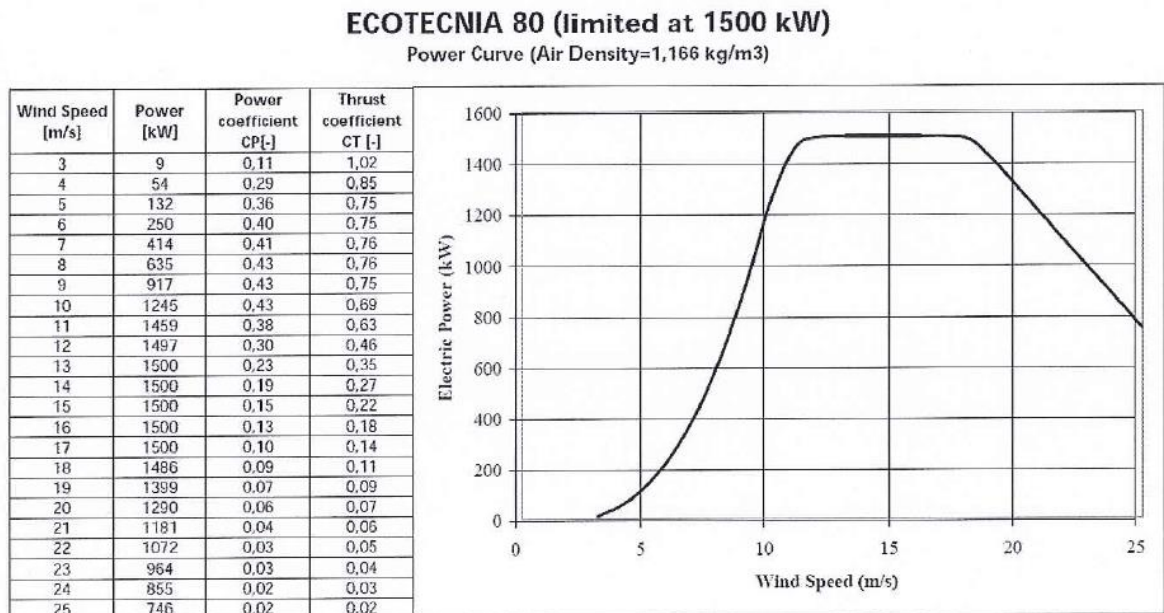


Figura 2: Curva di potenza ECOTECNIA 80 (limited at 1500 kW)

2.4. MODELLO CFD

La valutazione di produzione attesa è stata effettuata con il codice di calcolo WindSim, revisione 10.0, messo a punto dalla WindSim AS norvegese e basato sull'analisi CFD del flusso del vento, ovvero sulla risoluzione delle equazioni di Navier-Stokes mediante un processo iterativo.

Nel seguito si riportano alcune informazioni sul modello CFD adottato.

2.4.1. MODELLO DIGITALE DEL TERRENO

Al fine di implementare correttamente l'analisi CFD, è stato utilizzato un modello tridimensionale con i seguenti parametri dimensionali:

Tabella 4: Estensione modello digitale terreno

	Min (m)	Max (m)	Extension (m)	Resolution Terrain Data (m)
Easting (m)	448000.0	478000.0	30000.0	20.0
Northing (m)	4137000.0	4164000.0	27000.0	20.0

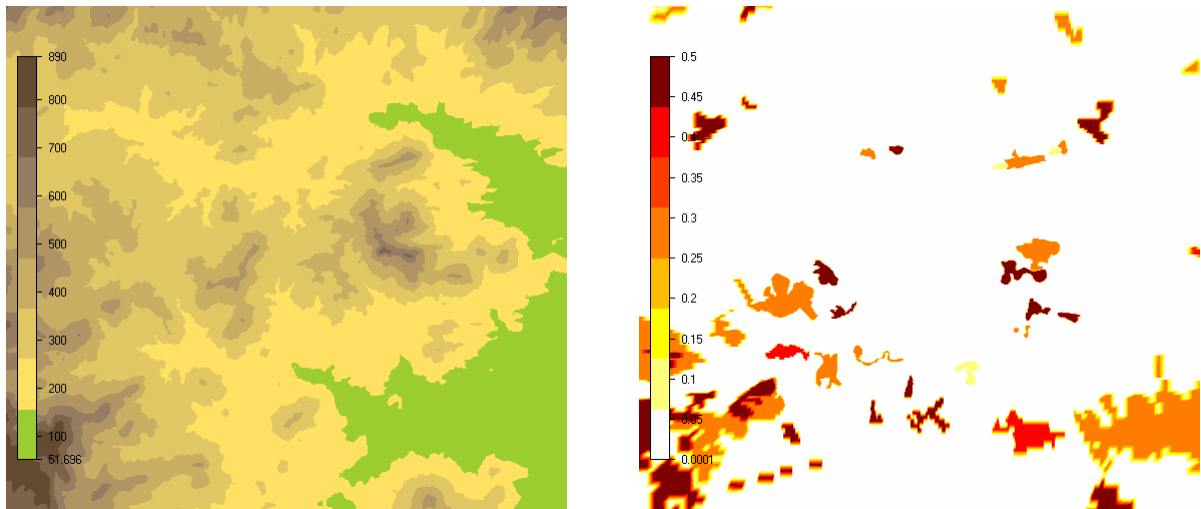


Figura 3: Elevazione del terreno (m) (sinistra) e rugosità (m) (destra)

2.4.2. MODELLAZIONE DELLA VENA FLUIDA

Al fine di pervenire ad una corretta modellazione della vena fluida, è stata adottata la tecnica del “Refinement”. I dettagli del modello vengono riportati nel seguito.

I dati di orografia e rugosità del terreno sono utilizzati per definire un dominio tridimensionale al livello del suolo diviso in celle con una risoluzione variabile orizzontale e verticale.

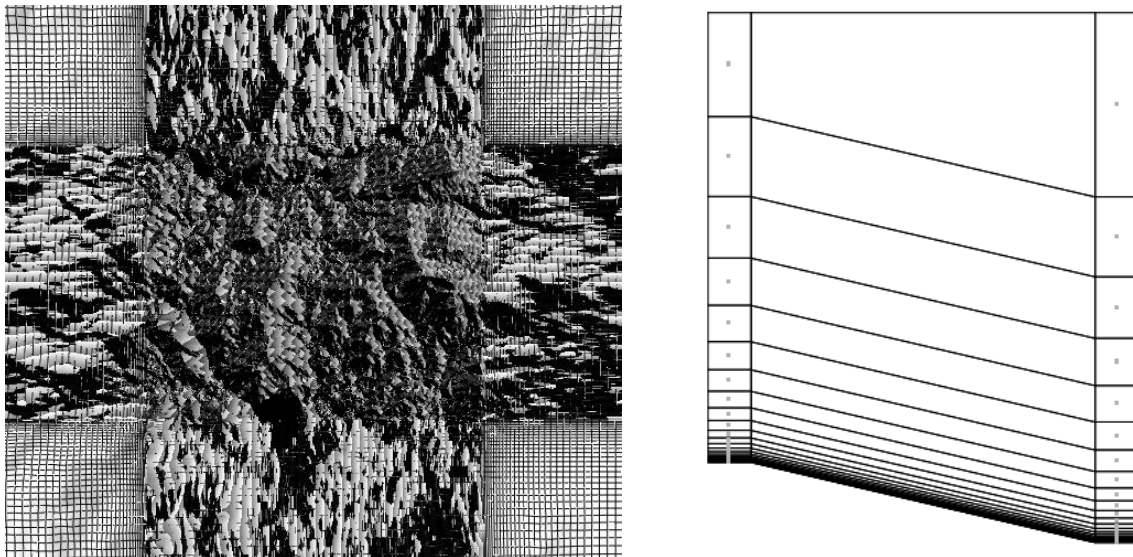


Figura 4: Risoluzione orizzontale (a sinistra) e visione schematica della risoluzione verticale (destra)

Tabella 5: Risoluzione del modello

	Direzione E-O	Direzione N-S	z	Totale
Risoluzione Griglia (m)	25.0-412.5	25.0-412.5	Variable	-
Numero di celle	704	584	25	10278400

La griglia si estende sino a 4697 m sopra il punto del terreno con la massima elevazione. La griglia è stata raffinata partendo da tale quota verso il suolo. Nella seguente tabella si riporta la distribuzione verticale delle prime dieci celle in termini di minima e massima quota, in prossimità del terreno. I nodi, in cui sono disponibili i risultati delle simulazioni, sono situati al centro di ciascuna cella e indicati da punti in Figura 4.

Tabella 6: Distribuzione primi 10 nodi in direzione verticale, nelle posizioni di massima e minima elevazione

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
z-dist. max (m)	1.0	3.3	6.3	10.2	15.2	21.8	30.3	41.5	55.8	74.6
z-dist. min (m)	1.0	3.3	6.3	10.2	15.2	21.8	30.4	41.5	55.9	74.6

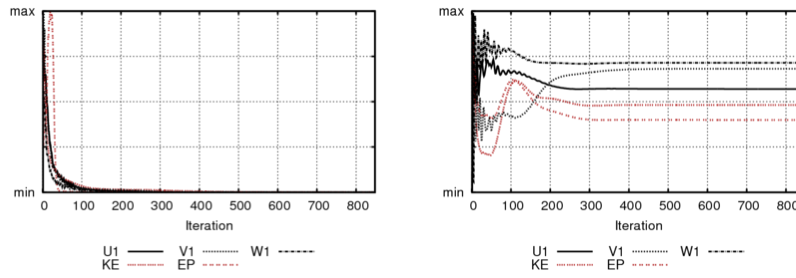
La vena fluida è stata analizzata considerando tutti i settori di direzione di provenienza del vento, attraverso un risolutore del tipo “GCV (General Collocated Velocity method)”, i cui parametri di input sono descritti nel seguito:

Tabella 1: Parametri di input

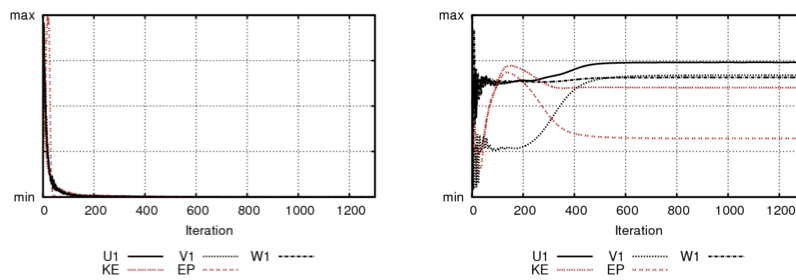
Height of boundary layer (m)	500.0
Speed above boundary layer (m/s)	10.0
Boundary condition at the top	fix pres.
Potential temperature	No
Turbulence model	RNG k-e
Solver	GCV
Maximum iterations	2500
Convergence Criteria	0.0001

A seguito della simulazione con i parametri indicati sopra, si ottiene la soluzione del modello fluidodinamico che può essere considerata stabile a seguito dell’ispezione dei valori spot e dei residui. La convergenza delle simulazioni del campo eolico viene valutata esaminando i valori spot e i residui per le componenti di velocità (U1, V1, W1), l’energia cinetica turbolenta (KE) e la sua velocità di dissipazione (EP). Tutte le variabili sono scalate in base ai valori minimo e massimo ottenuti durante la simulazione.

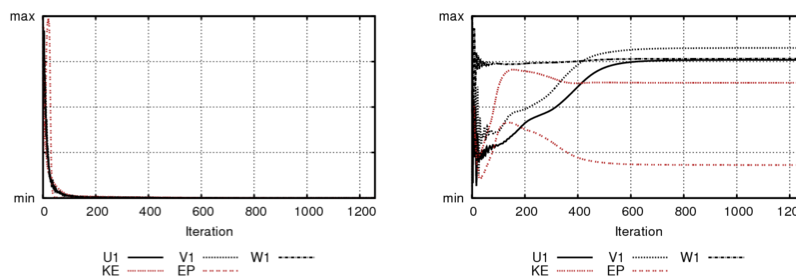
Sector 0°



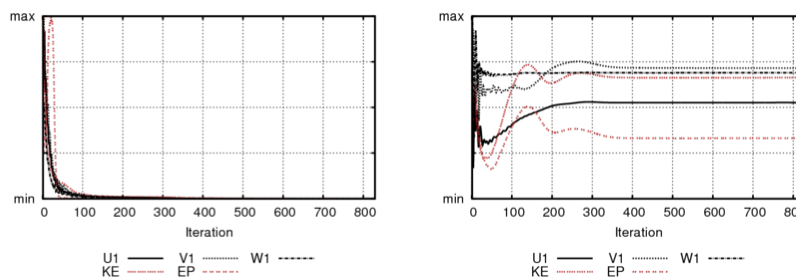
Sector 30°



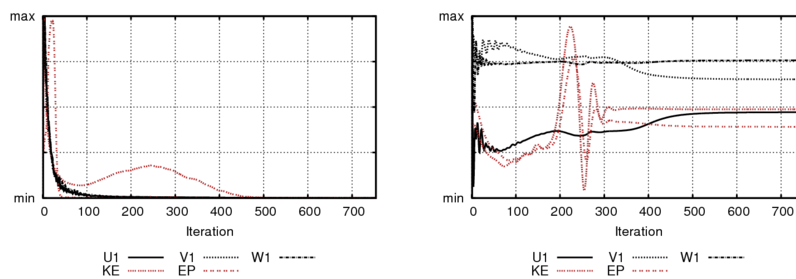
Sector 60°



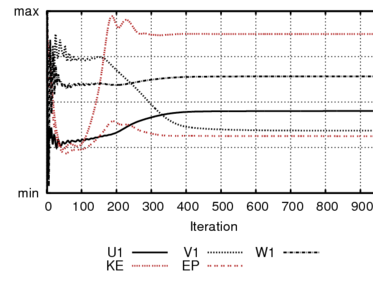
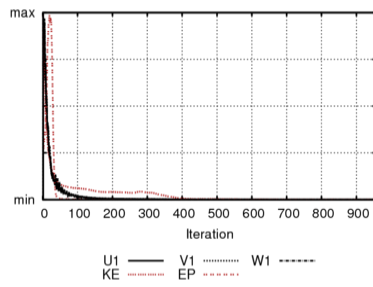
Sector 90°



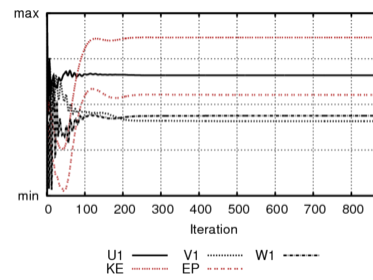
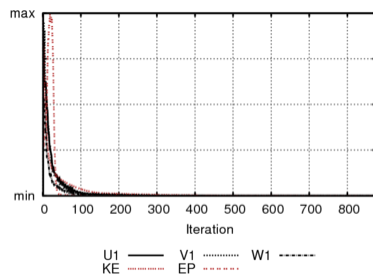
Sector 120°



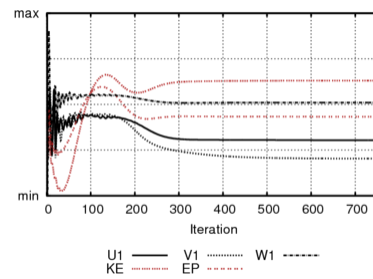
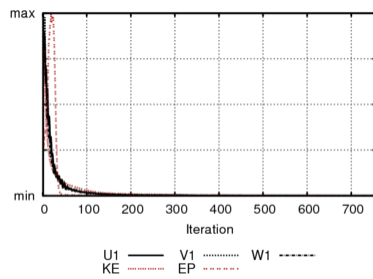
Sector 150°



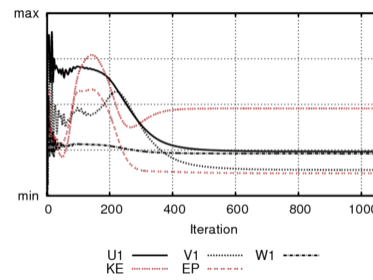
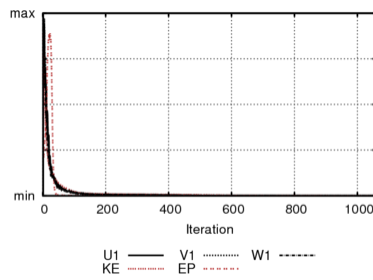
Sector 180°



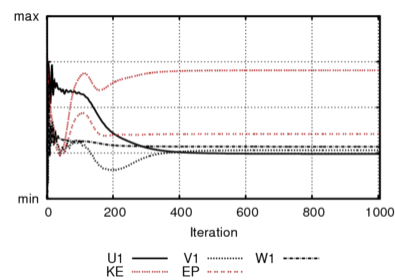
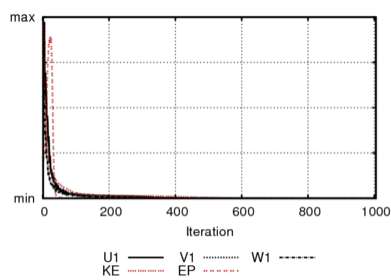
Sector 210°



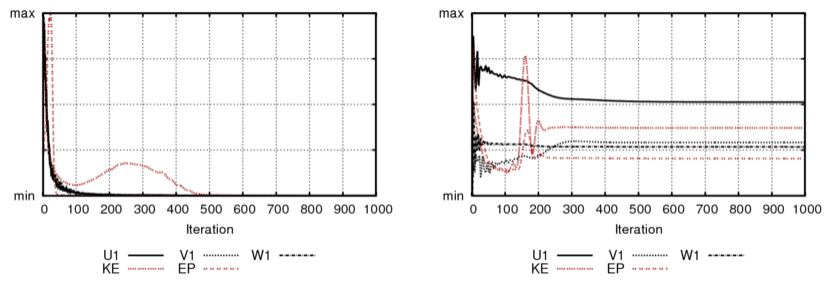
Sector 240°



Sector 270°



Sector 300°



Sector 330°

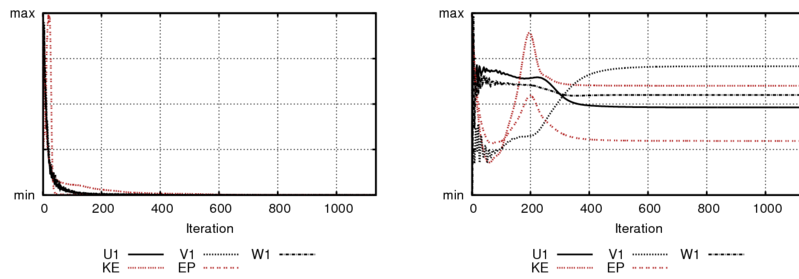


Figura 5: Residui e valori spot per settori di direzione

3. DESCRIZIONE METODO DI CALCOLO DELLA VELOCITA' DEL VENTO AL MOZZO

Come precedentemente riportato, per ciascuna delle turbine in funzione sono disponibili, tra i valori registrati dallo SCADA, i dati di velocità del vento misurato dall'anemometro di navicella e la potenza prodotta dall'aerogeneratore, medi in 10'.

Poiché è noto che l'anemometro di navicella non misura correttamente il vento che si presenta al mozzo di ciascuna macchina, è stato messo a punto il metodo qui appresso descritto che consente di determinare, con buona approssimazione, la velocità del vento al mozzo di ciascuna delle turbine dell'impianto.

L'ipotesi che si assume a priori, quale base per l'approccio di calcolo, è la seguente:

La risposta in potenza della turbina al vento al mozzo è quella predetta dalla curva di potenza garantita, fornita dal Committente.

Pertanto, dato un certo periodo di tempo T_{eff} in cui la turbina ha funzionato al 100% di efficienza (senza interruzioni di sorta), il vento al mozzo calcolato per la turbina è corretto se, quando è applicato alla curva di potenza garantita, fornisce la potenza (e l'energia) prodotte dalla turbina nel tempo T_{eff} .

Tale definizione suggerisce un valido metodo di verifica della correttezza del calcolo del vento al mozzo. È infatti sufficiente selezionare i periodi in cui la turbina ha funzionato senza alcuna interruzione per qualsiasi causa, applicare la correzione calcolata al vento misurato dall'anemometro di turbina e infine, con la nuova serie di dati, effettuare il calcolo dell'energia prodotta che, a meno di inevitabili approssimazioni, dovrebbe risultare molto prossima a quella misurata sempre nel periodo in questione.

Quindi il problema si traduce nella ricerca di un correttivo da applicare al vento misurato dall'anemometro di navicella per riportarlo al suo più probabile valore al mozzo. In altri termini si può affermare che si tratta di determinare la funzione di trasferimento vento mozzo – vento navicella sulla base dei dati registrati in esercizio.

3.1. APPLICAZIONE DEL METODO

Si illustrano ora concretamente le fasi del lavoro. In funzione della disponibilità dati è stato selezionato un periodo corrispondente a 4 annualità, da Ottobre 2016 al Settembre 2020 per un numero iniziale di turbine pari a 12, distribuite in punti rappresentativi dell'impianto ai fini della copertura spaziale dell'area di impianto, successivamente ridotto a 6.

Per ciascuna turbina si considera l'insieme delle coppie velocità del vento-potenza generata (medie in 10 minuti). La rappresentazione grafica è, tipicamente, come segue:

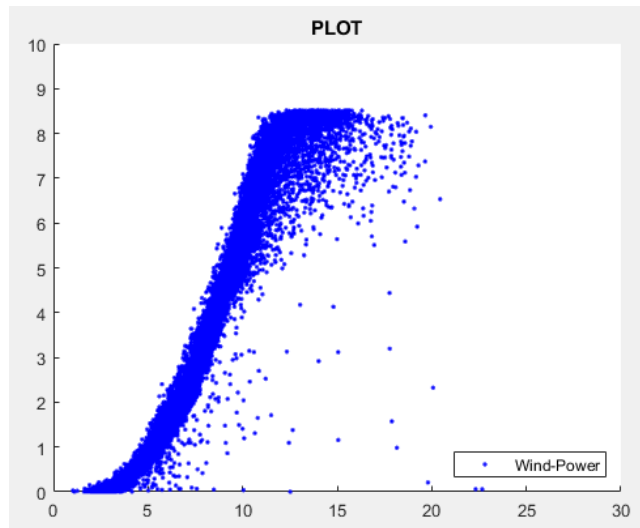


Figura 6: Rappresentazione dei dati grezzi delle coppie vento-potenza per una turbina

È evidente che non è possibile utilizzare direttamente un tale insieme di punti per interpolare una “Curva di Potenza di Esercizio”. Per fare ciò è necessario “filtrare” i punti eliminando tutti quelli che non ricadono in una certa area, scelta con un criterio in grado di discriminare sufficientemente i punti di regolare funzionamento da quelli che appartengono ad intervalli di tempo in cui si è verificato un evento che ha determinato un non regolare funzionamento. Questo avviene all’interno di un processo di calcolo messo a punto da Windfor.

Con un opportuno codice di calcolo, si effettua la selezione di un sottoinsieme di tutte le coppie che appartengono ad aree del grafico “ad alta densità”. Il termine “densità” significa il numero medio di punti per unità di superficie; si scelgono pertanto i punti per cui la densità è maggiore o uguale ad un minimo convenientemente stabilito (numero limite).

In altre parole, si individua nell’insieme dei dati “grezzi” come illustrato più sotto, un sottoinsieme di punti Q (“Core Subset”) la cui caratteristica è quella di essere tutti il centro di un intorno circolare, di opportuno raggio, contenente un numero di punti maggiore o uguale al numero limite.

Nella figura seguente il concetto è illustrato graficamente.

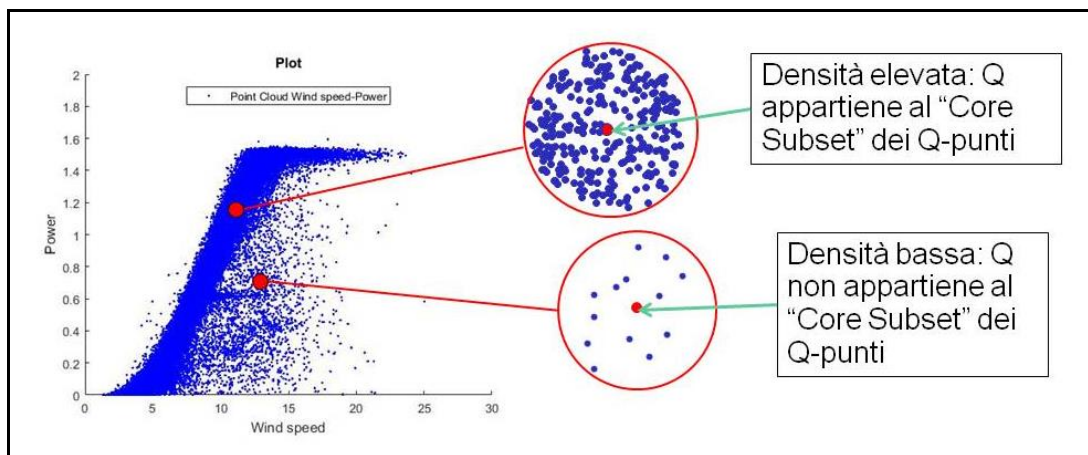


Figura 7: Esempio di densità punti

Si ottiene ad esempio:

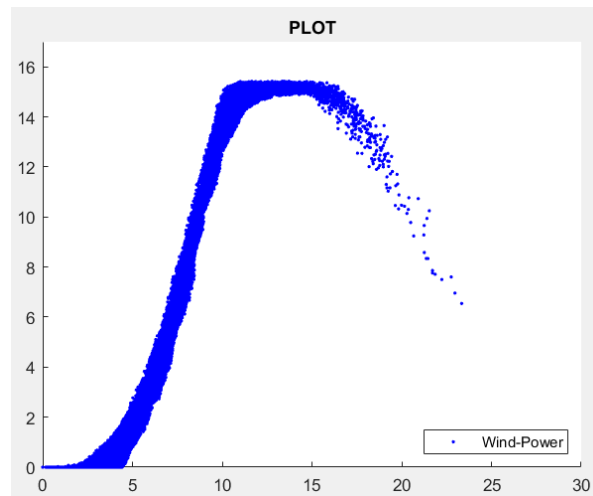


Figura 8: Sottoinsieme delle coppie (velocità – potenza) del “Core Subset”

Una volta effettuate la selezione dei punti, il codice di calcolo provvede ad interpolare il sottoinsieme delle coppie (velocità – potenza) del “Core Subset” con una adatta curva, ottenuta applicando il metodo dei minimi quadrati. Il risultato tipico è rappresentato nella seguente Figura 9:

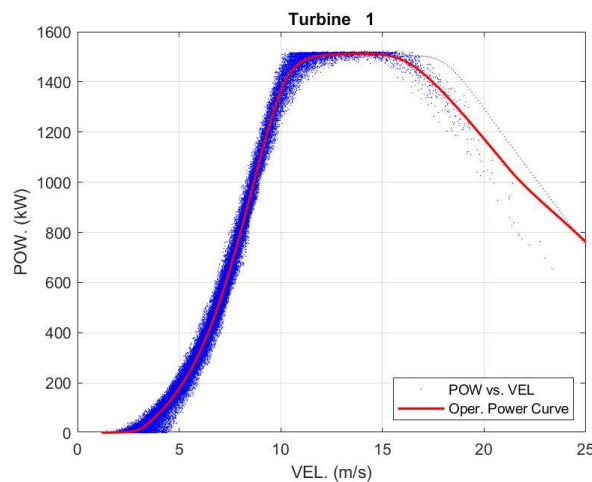


Figura 9: Esempio di un tipico output di calcolo della curva di potenza di esercizio

La linea rossa viene assunta quale “curva di potenza di esercizio” o “curva operativa” **PO** della turbina data e rappresenta la **PO** = Potenza media in 10’ (Vento di navicella medio in 10’).

Ottenuta la “curva operativa” di ciascuna turbina, si procede nel confrontare la curva ottenuta con la curva di potenza garantita.

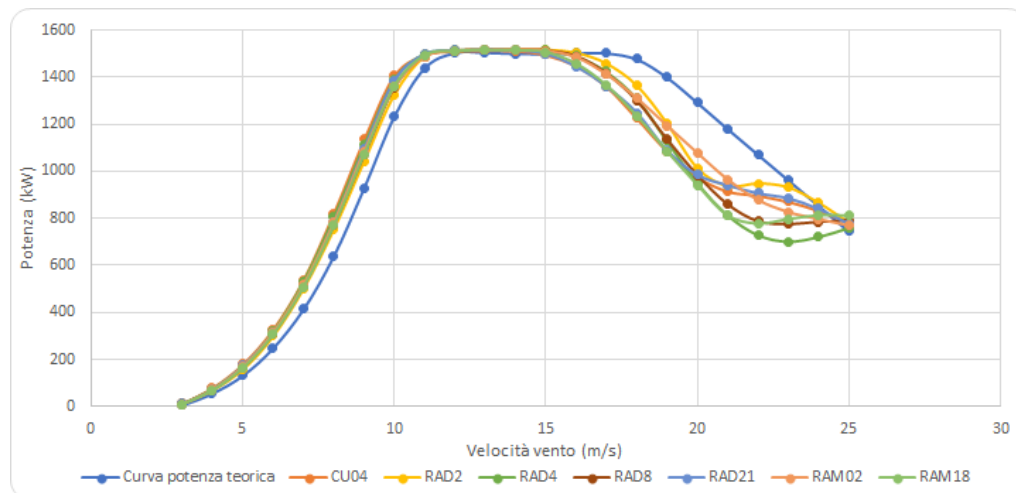


Figura 10: Confronto tra curva operativa e curva teorica

In generale, nei diversi anni, si osserva che la posizione delle curve operative non coincide con quella teorica e ovviamente questo dipende dal “bias” introdotto dalla misura in navicella e in questo caso da un controllo di passo della turbina differente in seguito al raggiungimento della potenza nominale da quello della curva garantita fornita.

Si indichi con C_{pg} la curva di potenza garantita e con C_{po} la curva di potenza operativa prima descritta. Con la situazione rappresentata nella figura sopra, fissata una velocità del vento V_k , si ha che:

$$C_{pg}(V_k) < C_{po}(V_k).$$

Si fissi ora una determinata potenza P_0 e si determinino le velocità del vento V_a e V_b tali che:

$$C_{pg}(V_a) = C_{po}(V_b)$$

è immediato constatare che, in generale, per il caso in esame si ha

$$V_b > V_a$$

ossia, per ottenere la stessa potenza con la curva garantita si deve considerare una velocità maggiore di quella che fornisce la medesima potenza con la curva operativa. È immediato concludere che la correzione C da applicare alla velocità fissata V_b (di navicella) è data dal rapporto:

$$C = V_a / V_b$$

È evidente che il rapporto dipende dalla velocità; sempre con riferimento alle turbine selezionate per tutti gli anni del periodo di funzionamento si ottiene un andamento del rapporto C illustrato come segue:

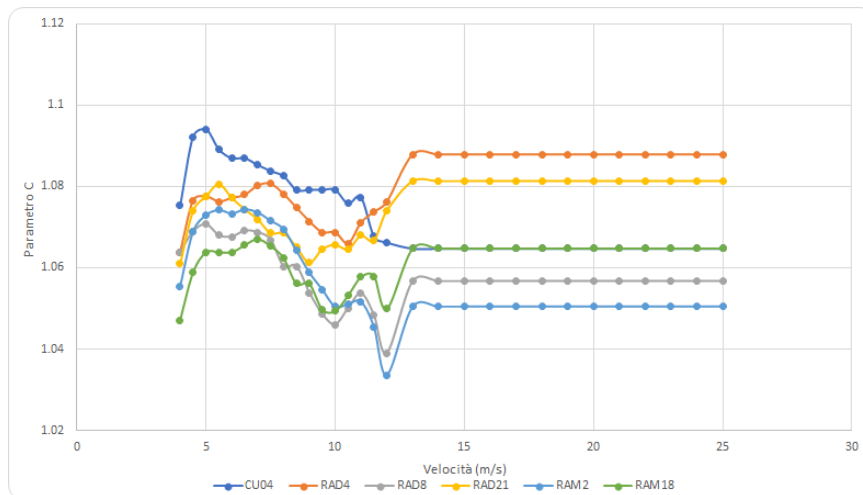


Figura 11: Parametro C in funzione della velocità vento

I punti sono interpolati con uno “smoothing” di tipo esponenziale, limitato da un valore costante al di sopra del vento nominale. A questo punto, utilizzando la legge ottenuta per il correttivo **C**, si è proceduto alla correzione delle velocità di navicella riportate dallo SCADA.

L’ultimo passo è consistito nella selezione di tutti gli intervalli di 10 minuti in cui si è accertato che la turbina fosse completamente operativa e, con il vento corretto relativo a tali intervalli, si è calcolata la produzione applicando il vento corretto alla curva di potenza teorica.

I dati SCADA analizzati per la valutazione dell’impianto sono riportati nella seguente tabella con i risultati di confronto tra la produzione effettiva e la produzione calcolata dopo la correzione del vento al mozzo:

Tabella 7: Verifica dell’errore risultante dall’applicazione del metodo “Free Rotor”

ID AEROGENERATORE	Produzione Effettiva [GWh]	Produzione Calcolata dopo correzione [GWh]	Differenza [%]
CU04	3491	3496	0.1%
RAD04	4427	4432	0.1%
RAD08	4110	4112	0.1%
RAD21	4480	4491	0.3%
RAM02	3876	3884	0.2%
RAM18	3740	3742	0.1%

Si deve comunque notare che il vento al mozzo così ottenuto non corrisponde a quello in campo libero, poiché la sorgente dei dati (vento di navicella) contiene in sé l’effetto di scia delle macchine circostanti. Nel corso dello sviluppo successivo del calcolo verrà mostrato come si tiene conto di tale fatto con un opportuno correttivo.

4. PRODUZIONE TEORICA DI LUNGO TERMINE

La stima della produzione teorica di lungo termine, basata su dati SCADA, combina i risultati dell'applicazione del metodo "ad alta densità" descritto in precedenza, e la correlazione a lungo termine della produzione teorica del parco eolico con un intervallo temporale di riferimento.

4.1. DEFINIZIONE DEL VENTO DI RIFERIMENTO DI LUNGO PERIODO – RW

Per il parco eolico è stata presa in esame e utilizzata la serie di dati di reanalisi ERA5 N37.50 E014.50; i dati disponibili vanno da Ottobre 2000 a Settembre 2020.

Questo dataset costituisce il vento di riferimento di lungo periodo denominato Reference Wind **RW**.

4.2. VALUTAZIONE DELLA PRODUZIONE TEORICA D'IMPIANTO - TP

Sulla base del medesimo metodo descritto al paragrafo 3.1, per n. 43 turbine delle n. 47 turbine d'impianto per il periodo da Ottobre 2016 a Settembre 2020, sono state ricostruite le "curve operative" **PO** che rappresentano la potenza media in 10' (Vento di navicella medio in 10').

Il procedimento è corretto in quanto la "curva di potenza operativa" **PO** si ricava da un'interpolazione di coppie di punti vento-potenza effettivamente misurate e quindi rappresenta la relazione media, statisticamente vera, tra il vento di navicella e la potenza generata. Tale relazione rimane ovviamente valida fino a che non cambiano i misuratori del vento o della potenza della turbina.

In corrispondenza di ogni valore della velocità del vento V si calcola quindi la coppia $[V, PO(V)]$ e introdotti gli opportuni coefficienti di trasformazione da potenza in 10 minuti ad energia, si ottiene **l'energia idealmente prodotta**. In altre parole, la produzione **TP** corrispondente ad una efficienza totale di parco pari al 100%.

Ripetendo il calcolo per tutte le turbine all'intero del periodo considerato, si ricava infine il dataset relativo alla produzione teorica **TP – Theoretical Production**.

4.3. DATASET: RW E TP - CONFRONTO E ANALISI DI REGRESSIONE

Per il periodo di tempo di sovrapposizione tra il riferimento dei set di dati (ERA 5) e il sito (produzione teorica media mensile del parco) è stata eseguita un'analisi di regressione lineare, il cui risultato è illustrato nel grafico che segue

Il coefficiente di correlazione è pari a 75%.

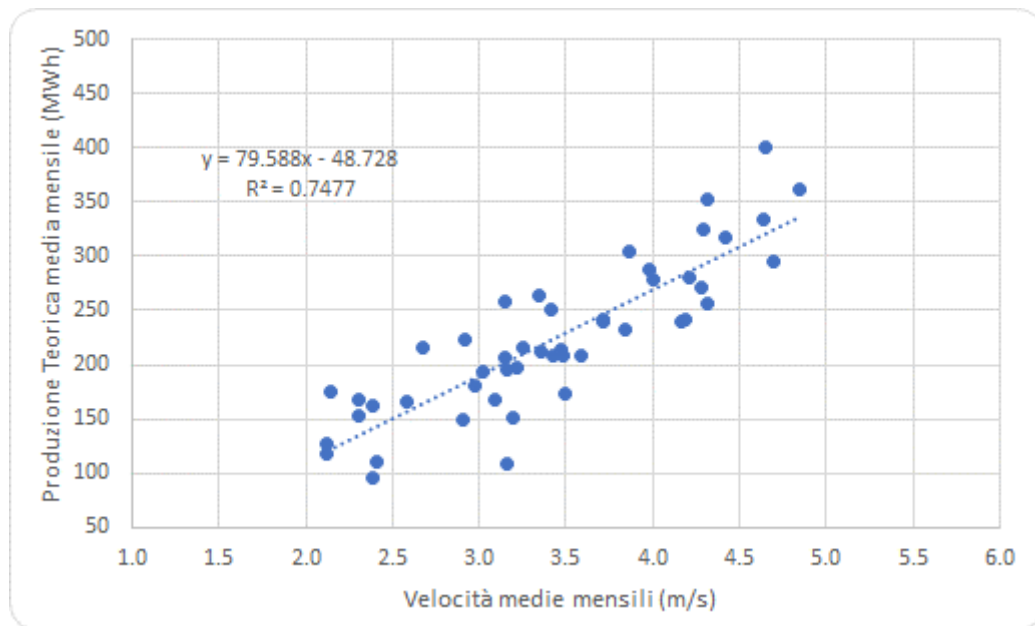


Figura 12: Correlazione tra velocità del vento di riferimento RW e la produzione teorica 100% del sito TP

4.4. STIMA DELLA PRODUZIONE TEORICA DI LUNGO TERMINE - LTP

Per il periodo al di fuori del periodo di dati SCADA presi in considerazione, viene eseguita una procedura MCP (Measure-Correlate-Predict) per sintetizzare la produzione teorica mensile media prevista.

La valutazione a lungo termine è stata effettuata per un periodo di 20 anni, da Ottobre 2000 a Settembre 2020. Utilizzando i parametri della regressione lineare tra il dataset RW e il dataset TP è stato determinato il valore della produzione teorica mensile attesa nel lungo termine (LTP) che è risultata allineata alla produzione teorica **TP** stimata con un coefficiente (k_s) di storicizzazione pari a 0.997.

La media delle produzioni teoriche mensili **LTP** dell'impianto risulta pari a **2.68 GWh**. Quindi la stima della produzione teorica annuale di lungo termine ai morsetti degli aerogeneratori **Yearly Long-term Production – YLTP**, assumendo un'efficienza totale di parco pari al 100%, risulta essere pari a:

$$YLTP = 2.68 \times 43 \text{ WTG} = \mathbf{115.1 \text{ GWh/year}}$$

Questo valore verrà confrontato nel seguito con i valori stimati con il modello CFD a partire dalla climatologia ottenuta tramite l'applicazione del metodo descritto al capitolo 3.

5. VALUTAZIONE DELLA PRODUZIONE ATTESA

5.1. DATI STAZIONE ANEMOMETRICA

A seguito della validazione dei dati della stazione anemometrica si segnala in particolare il guasto del sensore di velocità a 70 m (A1 – 30°) dal 18/12/2018 sino alla fine del periodo di misura disponibile e il guasto del sensore di velocità a 70 m (A2 – 210°) dal 11/08/2016 al 05/04/2017.

Per questo motivo è stato utilizzato come anemometro di riferimento per l'analisi il sensore posizionato a 66 m dal suolo e posizionato su mensola orientata a 30°. I dati sono stati quindi estrapolati a 70 m dal suolo utilizzando il gradiente misurato tra i livelli di misura a 66 e 30 m dal suolo.

Tabella 8: Dati validati - Stazione anemometrica

Stazione anemometrica	H (m)	Periodo di rilevazione (mesi)	Disponibilità %	Velocità media (m/s)	Parametri della distribuzione di Weibull	
					Vc (m/s)	k
RADDUSA (CT)	70	80	93.2	4.90	5.48	1.64

La serie di dati è stata utilizzata per stimare la riduzione della velocità del vento causata dalla scia delle macchine limitrofe alla posizione della stazione ottenendo la serie corretta "Free Wakes". Successivamente, l'analisi di lungo periodo è stata effettuata tramite correlazioni mensili con due serie di dati di reanalisi ventennali ERA5 ERA5(T) N37.50 E014.50 a circa 5 km di distanza in direzione Ovest e ERA5 N37.517551 E014.666667 a circa 12 km di distanza in direzione Est.

Tabella 9: Velocità del vento Free Wakes e di lungo termine - Stazione anemometrica

Stazione anemometrica	H (m)	Velocità media Dati validati (m/s)	Velocità media Free Wakes (m/s)	Velocità media Lungo Periodo (m/s)
RADDUSA (CT)	70	4.90	5.11	5.07

La correlazione con i dati di reanalisi mostra coefficienti non ottimali ma risultati coerenti tra entrambe le serie adottate come evidenziato dalla figura successiva.

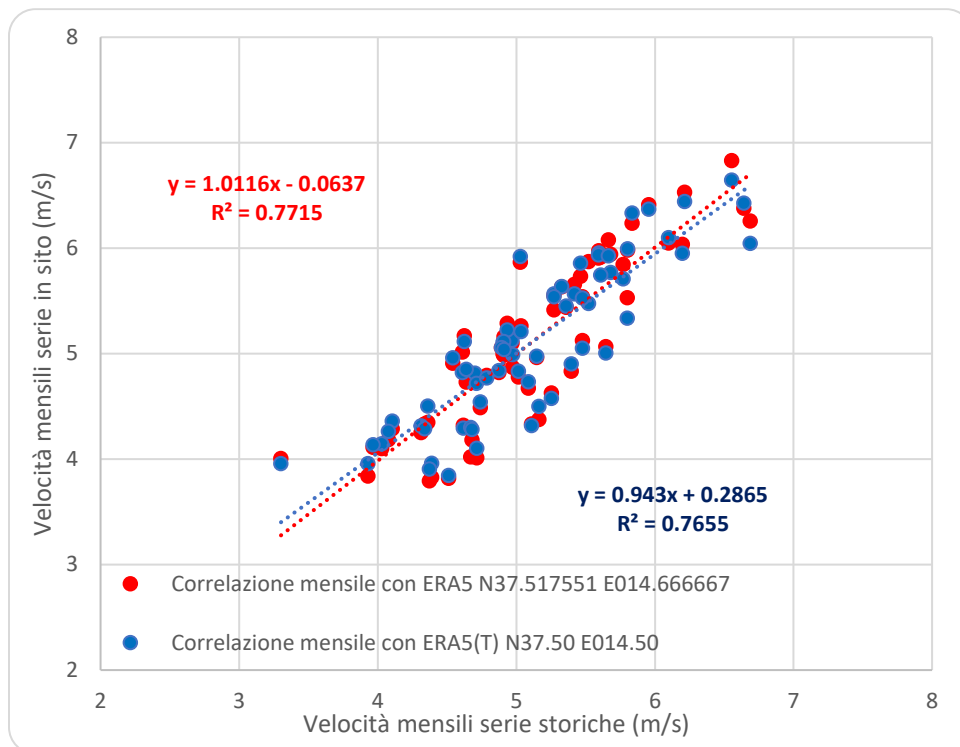


Figura 13: Correlazioni mensili tra la stazione anemometriche e le serie storiche

5.2. DATI SCADA

A seguito dell'applicazione del metodo di cui al paragrafo 3.1, è stata ottenuta nel punto delle turbine selezionate la seguente serie di dati di dati vento:

Tabella 10: Velocità del vento Free Rotor- Aerogeneratori

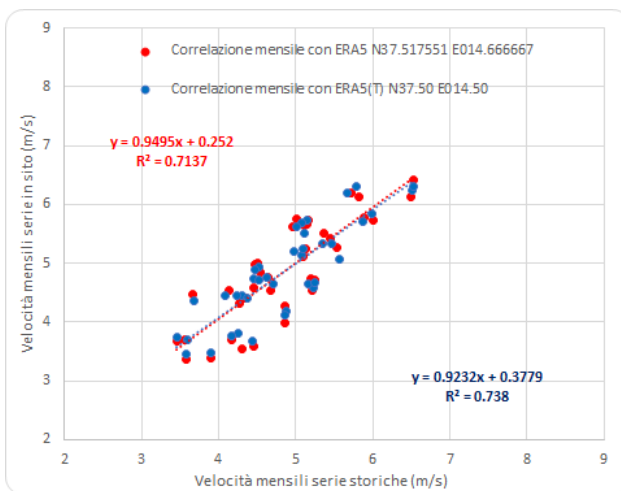
Stazione anemometrica	H (m)	Periodo di rilevazione (mesi)	Disponibilità %	Velocità media (m/s)	Parametri della distribuzione di Weibull	
					Vc (m/s)	k
CU04	70	48	99.0	4.75	5.25	1.46
RAD04	70	48	98.7	5.53	6.12	1.46
RAD08	70	48	97.5	5.30	5.90	1.52
RAD21	70	48	98.9	5.46	6.23	1.59
RAM02	70	48	94.2	4.96	5.48	1.48
RAM18	70	48	92.7	5.14	5.85	1.60

Questa prima serie di dati è stata utilizzata per stimare con il modello di calcolo CFD la riduzione della velocità del vento causata dalla scia delle macchine circostanti alla posizione di ciascun aerogeneratore. È stata determinata così una riduzione complessiva del 2.5% che è stata riallocata per settore di direzione alla serie di dati disponibili.

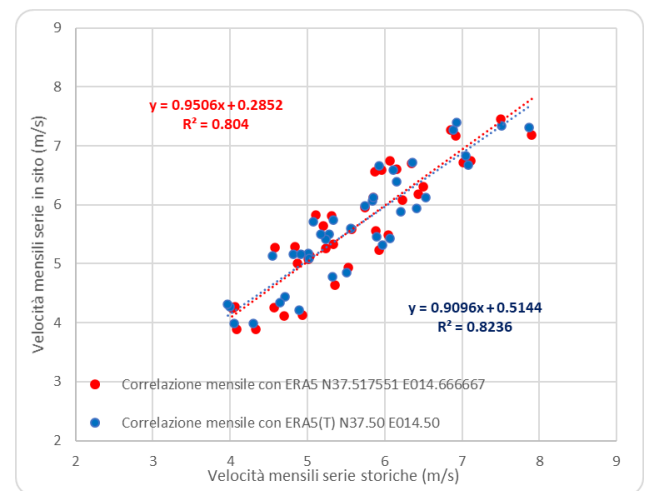
Tabella 11: Velocità del vento Free Wakes e di lungo termine - Aerogeneratori

Stazione anemometrica	H (m)	Velocità media Dati validati (m/s)	Velocità media Free Wakes (m/s)	Velocità media Lungo Periodo (m/s)
CU04	70	4.75	4.84	4.79
RAD04	70	5.53	5.60	5.59
RAD08	70	5.30	5.56	5.59
RAD21	70	5.46	5.64	5.62
RAM02	70	4.96	5.02	5.00
RAM18	70	5.14	5.33	5.31

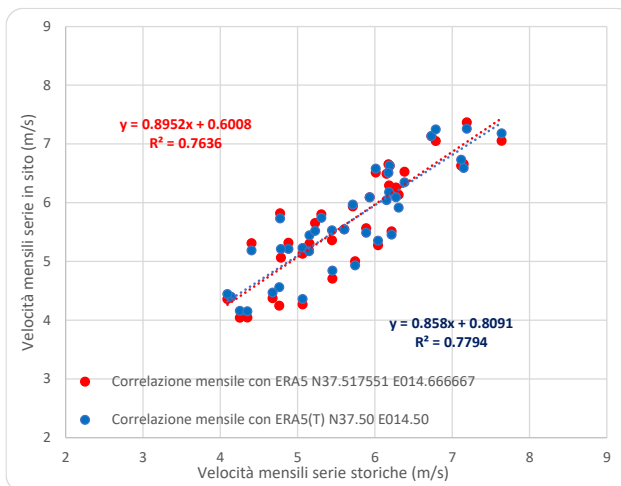
Di seguito sono riportate le figure delle correlazioni per ciascun aerogeneratore:



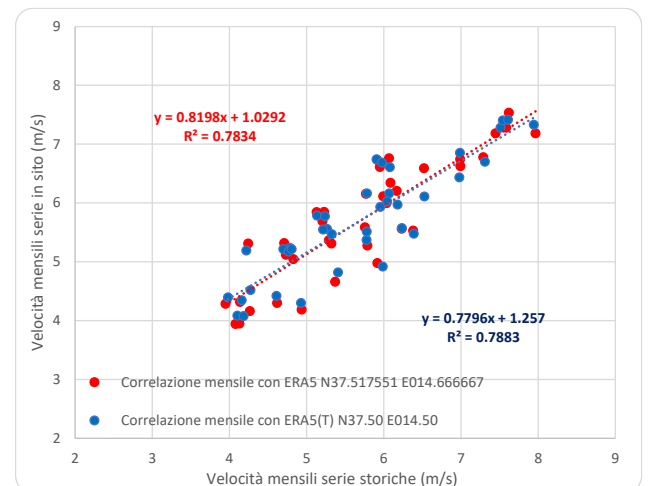
CU04



RAD04



RAD08



RAD21

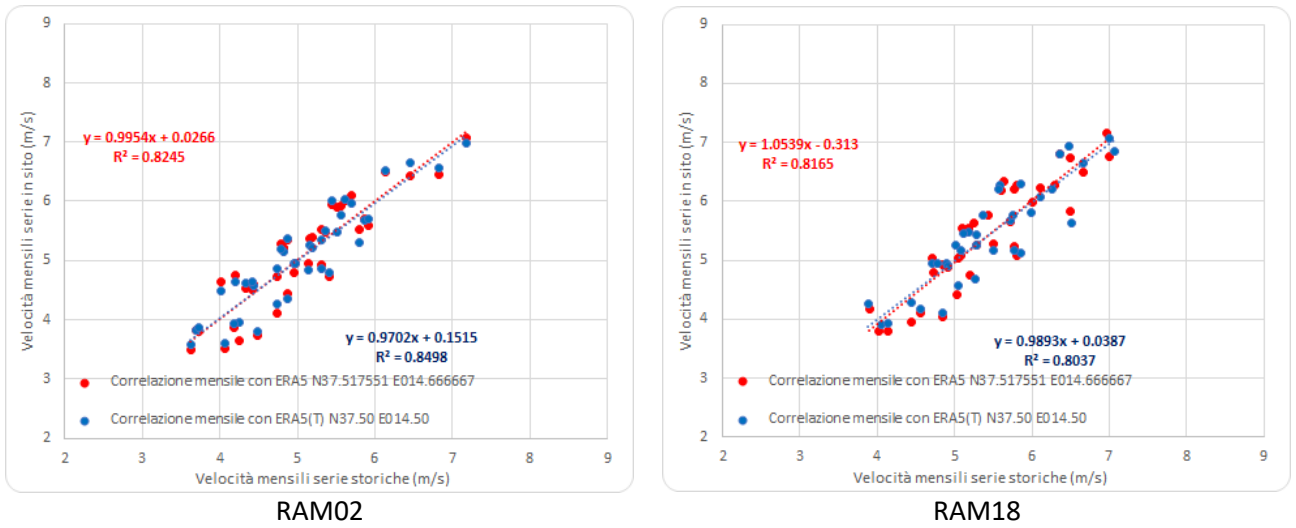


Figura 14: Correlazioni mensili tra gli aerogeneratori e le serie storiche

5.1. MICRO-SITING

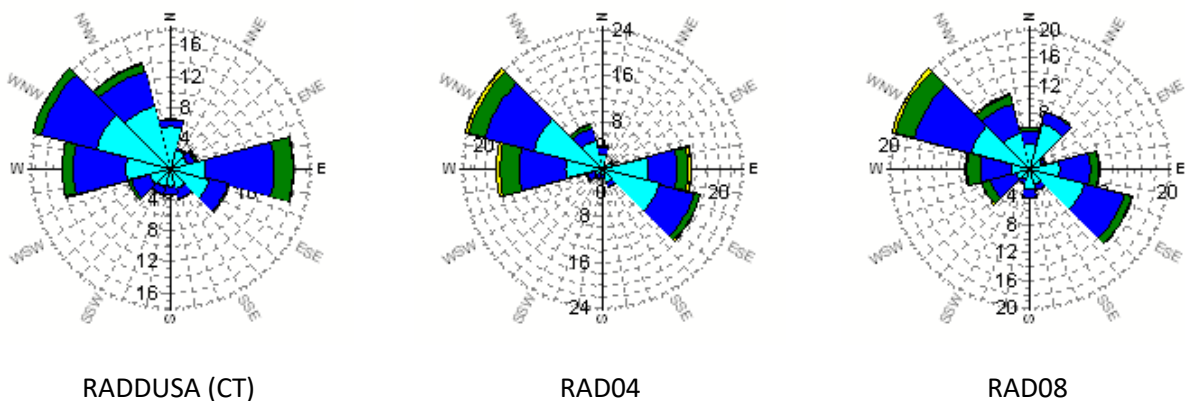
Nella seguente tabella sono mostrati gli errori che ciascuna serie di dati commette sulle altre.

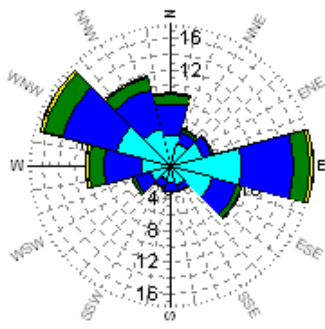
Tabella 12: Micro-siting – errori percentuali

	RADDUSA (CT)	Rad04	RAD08	RAD21	RAM02	CU04	RAM18
RADDUSA (CT)	0.0	2.7	-1.3	2.3	12.0	3.1	-0.6
RAD04	-3.0	0.0	-4.5	0.0	10.2	0.2	-3.4
RAD08	3.0	2.9	0.0	4.3	14.4	4.6	1.7
RAD21	-0.4	-0.5	-3.0	0.0	9.4	0.6	-2.3
RAM02	-9.1	-6.3	-9.8	-7.5	0.0	-5.2	-10.9
CU04	2.2	-1.4	1.4	3.9	7.8	0.0	1.1
RAM18	1.4	3.9	0.5	3.2	11.6	4.2	0.0

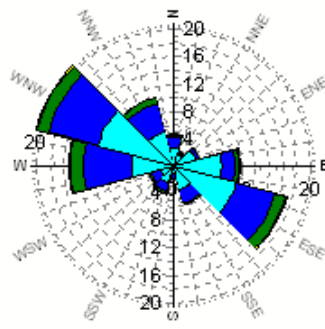
In funzione degli errori del micrositing e delle Produzioni Teoriche stimate, l'impianto è stato suddiviso in diversi cluster adottando per ciascuno le serie di dati più rappresentative, ovvero quelle con le quali si è ottenuto lo scostamento minore dalle Produzioni Teoriche calcolate.

Di seguito sono mostrate le rose dei venti delle serie in input al modello di calcolo:

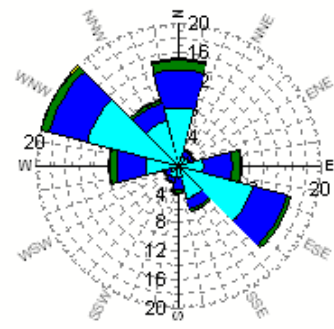




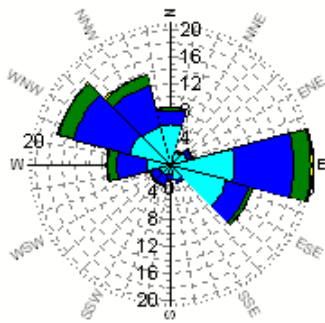
RAD21



RAM02



CU04



RAM18

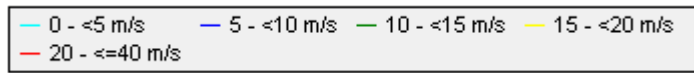


Figura 15: Rose dei venti

5.2. VALIDAZIONE DEL MODELLO DI CALCOLO

Nella tabella seguente è riportata la differenza tra la stima svolta con il modello di calcolo CFD a partire dalla climatologia ottenuta e la produzione di lungo termine stimata al capitolo 4 sulla base dei dati SCADA.

Tabella 13: Produzione di lungo periodo

Impianto	Produzione LTP [GWh/anno]	Produzione CFD [GWh/anno]	Differenza [%]
43 ECO 80	115.08	115.34	+0.2%

Come si può notare il risultato ottenuto è eccellente in termini di media d'impianto, considerate le incertezze del processo di stima (in particolare, la consistenza dei dati di partenza) e pertanto la metodologia applicata sarà utilizzata per calcolare la produzione attesa delle ipotesi di integrale ricostruzione. Tuttavia, trattandosi di un sito molto complesso, è opportuno notare che si osservano macchina per macchina scostamenti più elevati.

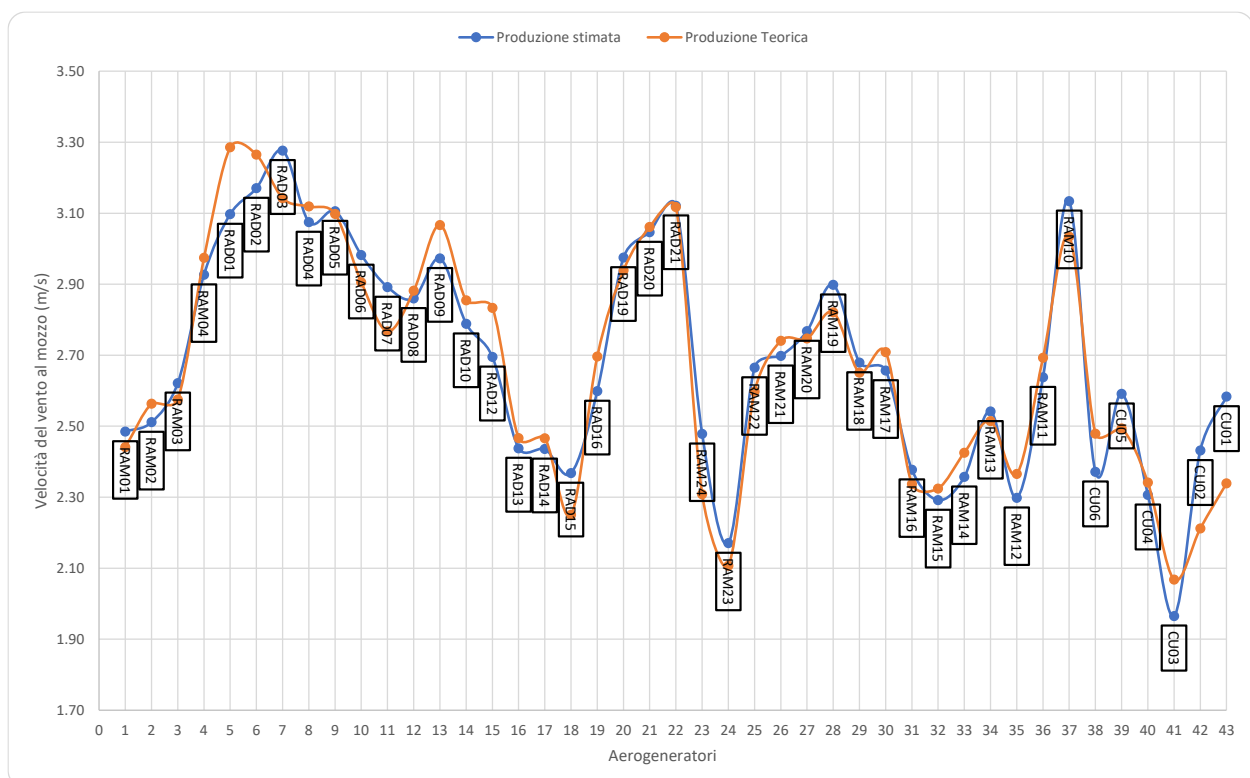


Figura 16: Confronto tra la produzione stimata (modello CFD) e la produzione teorica TP (SCADA)

6. LAYOUT E AEROGENERATORI

Non sono stati forniti né presi in considerazione layout di impianti terzi in esercizio o in sviluppo in prossimità dell'impianto di progetto, e dalle ortofoto e dai dati pubblicamente disponibili si conferma che non si riscontrano impianti operativi nell'area da considerare nell'analisi di producibilità dell'impianto al fine di includere scie esterne.

Si segnala che non è stato al momento condotto un sopralluogo al sito.

6.1. LAYOUT D'IMPIANTO

Ai fini della valutazione preliminare della produzione attesa dell'impianto è stato preso a riferimento, per il repowering, il seguente layout composto da n° 22 posizioni.

Tabella 14: Ramacca coordinate proposte per repowering

UTM WGS84 – Zona 33				Comune
WTG	Longitudine [m]	Latitudine [m]	Quota [m]	
R-RAM01A	460006	4153207	420	Ramacca
R-RAM02A	460096	4152739	445	Ramacca
R-RAD01A	461300	4150940	510	Raddusa
R-RAD02A	460861	4150318	480	Raddusa
R-RAD03A	460682	4149933	500	Raddusa
R-RAD04A	460695	4149491	480	Raddusa
R-RAD05A	460411	4149143	490	Raddusa
R-RAD06A	458997	4149477	470	Raddusa
R-RAD07A	459002	4148992	488	Raddusa
R-RAD08A	460778	4147674	460	Raddusa
R-RAD09A	460677	4147232	480	Raddusa
R-CU01A	466128	4152016	460	Castel di Iudica
R-CU02A	465801	4151020	427	Castel di Iudica
R-CU03A	467412	4152640	570	Castel di Iudica
R-CU04A	467583	4152221	553	Castel di Iudica
R-RAM03A	465115	4152651	419	Ramacca
R-RAM04A	464721	4150255	473	Ramacca
R-RAM05A	464819	4149397	410	Ramacca
R-RAM06A	465952	4149334	430	Ramacca
R-RAM07A	466038	4148548	410	Ramacca
R-RAM08A	465519	4148115	350	Ramacca
R-RAM09A	465742	4147413	334	Ramacca



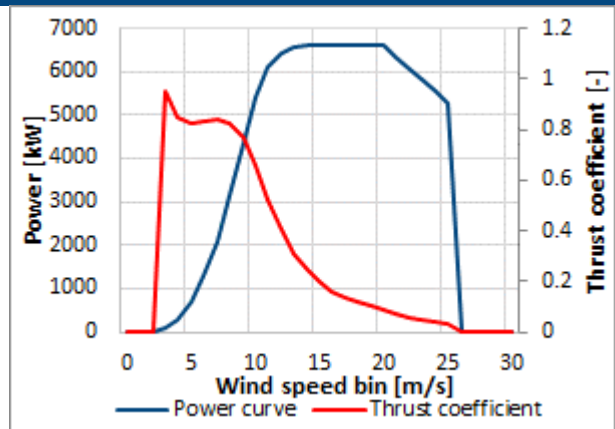
Figura 17: Mappa del sito con le posizioni proposte per gli aerogeneratori

6.2. MODELLO AEROGENERATORE

Il progetto di repowering considera il seguente modello di aerogeneratore. La curva di potenza è stata dedotta dalla documentazione fornita del Costruttore ed è stata considerata alla classe di densità prossima a quella del sito (1.15 kg/m^3).

Tabella 17: Siemens Gamesa SG 6.6-170, curva di potenza e Ct

Modello		SG 6.6-170	Diametro [m]	170.0
Potenza [MW]		6.6	Altezza mozzo [m]	115.0
Rated WS [m/s]		16.5	IEC class	S
Velocità Cut-in/Cut-out [m/s]		3.0/25.0	Densità aria [kg/m^3]	1.15
Bin WS [m/s]	Potenza [kW]	Ct [-]		
0	-	-		
1	-	-		
2	-	-		
3	82	0.953		
4	302	0.847		
5	706	0.824		
6	1286	0.833		
7	2089	0.837		
8	3141	0.825		
9	4338	0.767		
10	5395	0.656		
11	6098	0.524		
12	6436	0.405		
13	6555	0.313		
14	6589	0.246		
15	6598	0.198		
16	6599	0.162		
17	6600	0.136		
18	6600	0.116		
19	6600	0.101		
20	6600	0.09		
21	6336	0.069		
22	6072	0.058		
23	5808	0.05		
24	5544	0.042		
25	5280	0.036		
26	-	-		
27	-	-		
28	-	-		
29	-	-		
30	-	-		



7. VALUTAZIONE PRELIMINARE DELLA PRODUZIONE LORDA ATTESA

Di seguito sono riportati i risultati ottenuti dalla valutazione preliminare della produzione attesa dell'impianto (ai morsetti degli aerogeneratori), stimata nella configurazione richiesta e all'altezza di mozzo ipotizzata. Tale valutazione è stata ottenuta tramite l'approccio delle medie pesate sulla distanza che consiste nel mediare le climatologie in corrispondenza dei punti di misura in maniera inversamente proporzionale alle distanze tra le stazioni e i singoli aerogeneratori. Le produzioni tengono conto delle perdite per effetto della scia che si genera internamente tra gli aerogeneratori dell'impianto, nonché delle perdite dovute alla densità dell'aria alla quota del sito.

In particolare, la tabella riporta le seguenti informazioni:

ID: numero identificativo dell'aerogeneratore nelle tavole

X [m]: longitudine E in coordinate UTM-WGS84, Fuso 33

Y [m]: latitudine N in coordinate UTM-WGS84, Fuso 33

Quota [m]: quota sul livello del mare

HH [m]: altezza del mozzo

V [m/s]: velocità media del vento stimata dal modello all'altezza del mozzo

Lorda [GWh]: produzione lorda attesa

Netta [GWh]: produzione attesa al netto delle perdite per effetto scia

Perdita [%]: perdita percentuale di produzione per effetto scia

Ore eq. [h]: produzione specifica attesa al netto delle perdite per scia (ore/anno)

Tabella 18: Siemens Gamesa SG 6.6-170 – HH115m

ID	X [m]	Y [m]	Quota [m]	HH [m]	V [m/s]	Lorda [GWh]	Netta [GWh]	Perdita [%]	Ore eq. [h]
R-RAM01A	460006	4153207	420	115	5.13	12.98	12.69	2.29	1922
R-RAM02A	460096	4152739	445	115	5.27	13.68	13.01	4.93	1971
R-RAD01A	461300	4150940	510	115	5.74	15.55	14.96	3.81	2266
R-RAD02A	460861	4150318	480	115	5.72	15.44	14.82	4.02	2245
R-RAD03A	460682	4149933	500	115	5.66	15.17	14.38	5.22	2179
R-RAD04A	460695	4149491	480	115	5.78	15.95	14.50	9.13	2197
R-RAD05A	460411	4149143	490	115	5.64	15.28	14.27	6.66	2161
R-RAD06A	458997	4149477	470	115	5.29	13.40	12.51	6.67	1895
R-RAD07A	459002	4148992	488	115	5.43	14.11	13.46	4.61	2039
R-RAD08A	460778	4147674	460	115	5.57	14.80	14.30	3.39	2166
R-RAD09A	460677	4147232	480	115	5.74	16.19	15.20	6.11	2303
R-CU01A	466128	4152016	460	115	5.27	13.46	12.76	5.25	1933
R-CU02A	465801	4151020	427	115	5.37	14.15	13.71	3.10	2078
R-CU03A	467412	4152640	570	115	5.88	16.58	16.08	3.03	2436
R-CU04A	467583	4152221	553	115	5.57	15.15	14.45	4.63	2190
R-RAM03A	465115	4152651	419	115	5.30	13.57	13.09	3.60	1983
R-RAM04A	464721	4150255	473	115	5.71	15.80	15.40	2.51	2333
R-RAM05A	464819	4149397	410	115	5.34	14.01	12.90	7.91	1954
R-RAM06A	465952	4149334	430	115	5.52	14.94	14.03	6.14	2125
R-RAM07A	466038	4148548	410	115	5.57	15.24	14.11	7.38	2138
R-RAM08A	465519	4148115	350	115	5.36	14.21	13.60	4.31	2060
R-RAM09A	465742	4147413	334	115	5.32	14.01	13.16	6.06	1994
				Medie	5.51	14.71	13.97	5.03	2117
					Somme	323.69	307.36		

8. VALUTAZIONE PRELIMINARE DELLA PRODUZIONE NETTA ATTESA

Il passo successivo dell'analisi consiste nella valutazione delle perdite di energia (perdite elettriche, di produzione, di potenza) al fine di pervenire alla determinazione dell'energia che risulterà disponibile per essere ceduta alla rete elettrica. I fattori di perdita considerati sono qui di seguito elencati.

Si sottolinea che non rientrando nello scopo del lavoro un'analisi del flusso di carico, né disponendo di valori contrattuali di disponibilità per quanto riguarda la fornitura delle turbine ed il relativo O&M, sono stati assunti dei valori di perdite standard.

- a) **Disponibilità aerogeneratori - Contrattuale:** dei valori pari al **97%** su 10 anni. Si raccomanda di verificare tali assunzioni sulla base delle previsioni contrattuali del contratto di O&M, non appena disponibile, in modo da poter aggiornare i valori finora assunti.
- b) **Disponibilità aerogeneratori – Non Contrattuale:** un valore pari al **99.5%** è stato preso in considerazione stimando circa 40 ore di manutenzione ordinaria/anno. Tale voce include i fuori-servizio non coperti dalle usuali garanzie contrattuali ove gli aerogeneratori, anche se non operativi, verranno considerati “disponibili” dal provider dei servizi O&M rispetto il calcolo della disponibilità.
- c) **Disponibilità B.O.P.:** è stato assunto un valore pari al **99%** per la disponibilità dell'infrastruttura elettrica dal parco eolico fino al punto di collegamento alla rete. Tale valore è in linea con gli attuali standard di mercato e con le relative garanzie contrattuali proposte dai principali provider di servizi O&M ed include i fermi relativi alle attività di manutenzione programmata ed eventuali ulteriori fermi per manutenzione non programmata.
Si raccomanda di verificare tali assunzioni sulla base delle previsioni contrattuali del contratto di O&M, non appena disponibile, in termini di disponibilità garantita e tempi di intervento, in modo da poter aggiornare i valori finora assunti.
- d) **Disponibilità rete:** tale voce rappresenta gli eventuali fuori servizio della Rete Elettrica Nazionale a cui si collegherà l'impianto eolico. Nella presente analisi, è stato adottato un valore standard pari al **99.7%**, corrispondente a 3 eventi all'anno della durata media di 6 ore.
- e) **Perdite elettriche:** un valore pari al **97%** è stato ipotizzato riguardo le perdite dovute al trasformatore LV/MV della turbina, al trasformatore MV/HV e ai cavi di interconnessione. In presenza di un progetto elettrico dettagliato (“Load flow”), il **Consulente** rimane a disposizione per effettuare un calcolo specifico di tali perdite e conseguente aggiornamento dell'analisi.
- f) **Condizioni ambientali:** un'assunzione del **99.5%** è stata considerata per le perdite legate alla formazione di ghiaccio sugli aerogeneratori, all'impatto di fulmini, all'arresto delle turbine dovuto a temperature al di fuori dell'intervallo di progetto e all'accesso al sito e quindi in base alla posizione e alle condizioni climatiche del parco eolico.
- a) **Performance aerogeneratori:** questa voce tiene conto della degradazione delle pale e dell'impianto di trasmissione degli aerogeneratori, dell'isteresi dovuta alle alte velocità del vento, delle prestazioni sub-ottimali e della variazione della curva di potenza in sito in fase di esercizio rispetto a quella contrattuale. I valori assunti, basati sull'esperienza del **Consulente** rispetto alla fase di esercizio degli impianti eolici, comportano un valore complessivo di **97.7%**. Si

raccomanda di rivedere tale assunzione sulla base di documentazione tecnica relativa ai vari modelli di turbina in esame, come ad esempio type certificate, test di curva di potenza, o allegati del contratto di fornitura degli aerogeneratori, relativi all'analisi di site suitability della turbina.

- g) **Limitazioni:** questa perdita tiene conto dell'eventuale arresto degli aerogeneratori relativo a strategie di wind sector management/load curtailment, vincoli di rumore e capacità limitata della rete elettrica. In questa fase, non è prevista alcuna strategia di wind sector management, tuttavia si consiglia di verificare questo aspetto con il fornitore delle turbine e di ottenere l'idoneità per la configurazione proposta, includendo qualsiasi strategia di wind sector management da considerare in una valutazione energetica più dettagliata. Per l'aerogeneratore SG 6.6-170 è stata calcolata la perdita dovuta al de-rating per temperatura della turbina secondo la strategia disponibile nel documento D2918371_001. Un'ipotesi del **98.0%** per la riduzione della rete è stata presa in considerazione sulla base dell'esperienza del monitoraggio operativo di diversi parchi eolici della zona che hanno subito un aumento degli ordini di dispacciamento da parte dell'operatore di rete Terna ("TSO"), limitando la produzione del parco eolico e causando una perdita di produzione di energia. Questo fattore tiene conto anche del tempo impiegato dal parco eolico per diventare pienamente operativo in seguito alla riduzione della rete e dell'equilibrio tra un peggioramento durante i primi anni di attività e un miglioramento negli anni successivi per la disponibilità della rete. Si osserva che il modello finanziario dovrebbe tener conto del rimborso dell'energia persa a causa della riduzione della rete (*Mancata Produzione Eolica – MPE*), mentre l'importo totale della limitazione della rete (in ore) sarà aggiunto alla fine del periodo di incentivazione, prolungando lo stesso. Pertanto, questa perdita di energia dovrebbe essere valutata in maniera più dettagliata quando il modello finanziario per il progetto sarà finalizzato.

Si raccomanda la revisione di ciascun valore di perdita una volta sottoscritti tutti i contratti di fornitura ed O&M per il progetto e ottenuta documentazione specifica sul modello finale di aerogeneratore.

Tabella 19: Perdite energetiche di impianto

Fattore di perdita	SG 6.6-170
	[%]
Disponibilità aerogeneratori	-3.0
Disponibilità aerogeneratori – Non Contrattuale	-0.5
Disponibilità B.O.P.	-1.0
Disponibilità rete	-0.3
Perdite elettriche	-3.0
Condizioni ambientali	-0.5
Performance aerogeneratori	-2.3
Limitazioni	-2.3
Perdite totali	-12.3

Nelle tabelle seguenti, i risultati di produzione annuale attesa al netto delle perdite sopra indicate sono riportati per ciascuna configurazione:

Tabella 20: Produzione annuale lorda e netta (P50%)

Modello turbina	Potenza complessiva impianto [MW]	Produzione lorda (morsetti generatore)		Produzione netta (cedibile alla rete)	
		[GWh/anno]	[h/anno]	[GWh/anno]	[h/anno]
Siemens Gamesa SG 6.0-170	145.2	307.36	2117	269.55	1856

Tabella 21: Intervallo di confidenza della produzione netta – scenario 10 anni

Configurazione	Produzione annuale attesa per qualsiasi periodo di 1 anno [GWh/anno]			Produzione annuale attesa per qualsiasi periodo di 10 anni [GWh/anno]		
	P50%	P75%	P90%	P50%	P75%	P90%
Siemens Gamesa SG 6.0-170	269.55	239.07	211.63	269.55	241.31	215.89

9. CONCLUSIONI

Con il presente rapporto sono stati determinati in via preliminare i risultati della valutazione della produzione attesa dell'impianto eolico denominato Ramacca, ubicato in Sicilia, nella città metropolitana di Catania, per il quale viene ipotizzato un repowering futuro.

I dati anemologici, di una stazione anemometrica ubicata nel sito dell'impianto e di una serie di dati divento di navicella delle turbine in esercizio, sono stati attentamente analizzati e validati per ottenere i risultati descritti nella presente analisi. Le principali considerazioni riguardo il regime eolico e la produzione attesa dell'impianto sono le seguenti:

1. La campagna di misura utilizzata in questa analisi non soddisfa pienamente i requisiti necessari in termini di documentazione fornita, a causa della mancanza di documentazione riguardante attività di ispezioni e manutenzioni, posizione della stazione rispetto alle posizioni dell'impianto in esame, e altezza della stessa rispetto alle altezze mozzo proposte per gli aerogeneratori che non soddisfa il requisito dei 2/3 dell'altezza mozzo.
2. I dati di navicella presentano un'incertezza elevata rispetto alle misure con stazione anemometrica sia in termini di velocità che di direzione del vento.
3. L'incertezza dell'estrapolazione orizzontale è stata mitigata dalla validazione del modello con i dati di produzione teorica dell'impianto in esercizio. Per l'estrapolazione verticale della velocità del vento al mozzo degli aerogeneratori è stato utilizzato il modello di calcolo CFD.
4. Nessuna limitazione relativa a Wind Sector Management è stata presa in considerazione in questa fase. In ogni caso, si raccomanda di richiedere al produttore degli aerogeneratori uno studio dettagliato dei carichi a fatica agenti sui component principali delle turbine in modo da verificarne la site suitability ed escludere eventuali sovraccarichi. Ciò potrebbe comportare l'applicazione di una strategia di Wind Sector Management oppure l'allargamento della maglia del layout tramite l'eliminazione di alcune posizioni.
5. Si rammenta che la scelta del tipo di aerogeneratore richiede un'analisi della Classe del sito, secondo le vigenti Norme CEI EN 61400-1 Ed. 3, con la valutazione della velocità massima di vento avente un periodo di ritorno di 50 anni (V50y) e dei parametri di turbolenza, necessari a verificare la compatibilità delle turbine con le specifiche condizioni di sito.
6. Per il modello di aerogeneratore SG6.6-170 è stata inclusa la perdita stimata per il de-ratig della potenza in funzione della temperatura secondo la strategia disponibile nel documento D2918371_001.
7. Una limitazione della rete elettrica è stata considerata tra le perdite di produzione per tenere in conto dell'aumento delle disposizioni di energia elettrica, da parte del gestore di rete, osservato nell'area ad alta densità di impianti eolici. Quando ciò accade, la produzione di energia elettrica di un impianto si riduce e si traduce in una perdita da tenere in conto nella presente analisi.