



## **CENTRALE EOLICA OFFSHORE "RIMINI" (330 MW)** ANTISTANTE LA COSTA TRA RIMINI E CATTOLICA

proponente:

**EnergiaWind 2020 srl** \_ Riccardo Ducoli amministratore unico



**STUDIO SPECIALISTICO ALLEGATO AL SIA**

## **STUDIO DEGLI IMPATTI DEL CAMPO EOLICO SU MOTO ONDOSI, VENTO E IDRODINAMICA**



Coordinamento:

**Tecnoconsult Engineering Construction srl**  
**Ing. Paolo Pierangeli**

Albo Ingegneri di Pesaro e Urbino A2162

Autore:

**DHI srl**  
**Ing. Andrea Crosta**

Albo Ingegneri di Genova 7976A



Febbraio 2022

## INDICE DELLA RELAZIONE

<b>1</b>	<b>INTRODUZIONE</b>	<b>5</b>
1.1	RIFERIMENTI METODOLOGICI PER L'ELABORAZIONE DELLO STUDIO	5
1.2	UBICAZIONE DELL'IMPIANTO E CARATTERISTICHE DELL'AREA DI INTERVENTO	6
1.3	NOTE RELATIVE AL PROGETTO PREDISPOSTO PER LA VIA, ALTERNATIVE CONSIDERATE E AMBITO DI INDAGINE	7
1.5	OPERE PRINCIPALI	9
<b>2</b>	<b>PREDISPOSIZIONE DEL MODELLO DI MOTO ONDOSO - DATI A DISPOSIZIONE</b>	<b>11</b>
2.1	DATI DI MOTO ONDOSO	11
2.2	DATI BATIMETRICI	13
<b>3</b>	<b>ANALISI E PROCESSAMENTO DEI DATI DI MOTO ONDOSO AL LARGO</b>	<b>15</b>
3.1	ANALISI DEL CLIMA ONDOSO (ROSE E TABELLE)	15
3.2	DEFINIZIONE DELLA CORRELAZIONE TRA ALTEZZA D'ONDA SIGNIFICATIVA E PERIODO DI PICCO	19
3.3	QUANTIFICAZIONE DEL FLUSSO DI ENERGIA DEL MOTO ONDOSO PER I DUE PUNTI	20
<b>4</b>	<b>MODELLO DI PROPAGAZIONE DEL MOTO ONDOSO</b>	<b>22</b>
4.1	BATIMETRIA E DOMINIO DI CALCOLO	23
4.2	CONDIZIONI AL CONTORNO DEL MODELLO D'ONDA	26
4.3	CONFIGURAZIONE SIMULATE	27
4.4	RISULTATI DELLE SIMULAZIONI DEL MODELLO D'ONDA	27
4.4.1	Mappe di altezza d'onda significativa	27
4.4.2	Mappe delle differenze di altezza d'onda significativa risultante	30
4.4.3	Mappe delle differenze massime di altezza d'onda significativa	32
<b>5</b>	<b>ANALISI DEGLI EFFETTI DEL CAMPO EOLICO SUL MOTO ONDOSO A COSTA</b>	<b>34</b>
<b>6</b>	<b>APPROFONDIMENTI SUI POTENZIALI IMPATTI DEI CAMPO EOLICO SU VENTO, ONDA E IDRODINAMICA</b>	<b>38</b>
6.1	CARATTERISTICHE DEL CAMPO EOLICO	38
6.2	ANALISI DELLE VARIAZIONI ATTESE PER LA COMPONENTE "VENTO"	40
6.3	ANALISI DELLE VARIAZIONI ATTESE PER LA COMPONENTE "ONDA"	43
6.4	ANALISI DELLE VARIAZIONI ATTESE PER LA COMPONENTE "IDRODINAMICA"	46
6.5	MATRICE DI SINTESI DEGLI IMPATTI ATTESI	49
<b>7</b>	<b>CONCLUSIONI</b>	<b>50</b>
<b>8</b>	<b>RIFERIMENTI</b>	<b>51</b>

## INDICE DELLE FIGURE

Figura 1.1 – Ubicazione della Centrale eolica offshore "Rimini" e zone di interdizione (in grigio chiaro). ....	6
Figura 1.2 – Centrale eolica offshore "Rimini" _ LAYOUT A.....	8
Figura 1.3 – Centrale eolica offshore "Rimini" _ LAYOUT B.....	8
Figura 2.1 – Ubicazione dei due punti griglia ERA 5 disponibili per la caratterizzazione del clima ondoso al largo del campo eolico. In figura sono inoltre rappresentati i due layout del campo eolico considerati nella modellazione. In bianco il Layout A ed in verde il Layout B.....	12
Figura 2.2 – Dati della batimetria GEBCO relativi all'area dell'Alto Adriatico. ....	13
Figura 2.3 – Estratto delle carte nautiche digitali per l'area oggetto di studio derivate dal database CM-93 di C-MAP.....	14
Figura 3.1 – Rose del clima ondoso nei due punti P2 (a sinistra) e P6 (a destra).....	15
Figura 3.2 – Esempio di tipico pattern invernale di vento sul Mar Mediterraneo e dettaglio sull'Alto Adriatico (nel riquadro a destra), con le tre "porte della Bora" (Trieste, Rijeka e Sibenik) ben evidenti nell'immagine. Mappa ricavata dal modello WRF del Mar Mediterraneo (DHI & HyMOLab, [6]). ....	16
Figura 3.3 – Grafico a bolle di Altezza d'onda vs Periodo di Picco per il punto P2.....	19
Figura 3.4 – Grafico a bolle di Altezza d'onda vs Periodo di Picco per il punto P6.....	19
Figura 3.5 – Valori del flusso di energia (kW/m) calcolati per ciascun settore direzionale per i punti P2 e P6. ....	21
Figura 4.1 – Batimetria e dominio di calcolo (Layout A). ....	24
Figura 4.2 – Mesh di calcolo e dettaglio della risoluzione (Layout A). ....	25
Figura 4.3 – Configurazioni simulate: Stato attuale (a sinistra), Layout A (al centro) e Layout B (a destra). ..	27
Figura 4.4 – Distribuzione dell'altezza d'onda significativa per la condizione ondosa n.15 – stato attuale....	28
Figura 4.5 – Distribuzione dell'altezza d'onda significativa per l'intero dominio di calcolo (a sinistra) e nell'intorno di un monopalo (in alto a destra) per la condizione ondosa n.15 – Layout A.....	28
Figura 4.6 – Distribuzione dell'altezza d'onda significativa per l'intero dominio di calcolo (a sinistra) e nell'intorno di un monopalo (in alto a destra) per la condizione ondosa n.15 – Layout B.....	29
Figura 4.7 – Differenze di altezza d'onda significativa risultante (in metri) tra stato attuale e Layout A.....	31
Figura 4.8 – Differenze di altezza d'onda significativa risultante (in metri) tra stato attuale e Layout B.....	31
Figura 4.9 – Mappa delle differenze massime di altezza d'onda (Layout Attuale - Layout A).....	32
Figura 4.10 – Mappa delle differenze massime di altezza d'onda (Layout Attuale - Layout B).....	33
Figura 5.1 – Indicatore di 'susceptibilità all'erosione' della costa (SI_e) [7], .....	35
Figura 5.2 – Ubicazione e coordinate dei tre punti di controllo sottocosta utilizzati per l'analisi delle possibili variazioni nella direzione della risultante energetica.....	36

Figura 6.1 – Ubicazione delle turbine del Campo Eolico "Rimini" della Sottostazione elettrica secondo il layout "A". La minima distanza da costa è di circa 11 km. ....	38
Figura 6.2 – Batimetria dell'area di studio e ubicazione delle turbine nella configurazione di "Layout A" del campo eolico "Rimini". La batimetria nell'area delle 51 turbine eoliche varia tra i 15 ed i 35 m circa. .	39
Figura 6.3 – Dettaglio costruttivo della turbina eolica da 6.45 MW. Il rotore è posto ad una quota di circa 119 m ed è caratterizzato da un diametro di 178 m. Il diametro del monopalo è pari a 7.5 m. ....	39
Figura 6.4 – Rosa del vento in prossimità del campo eolico in esame. Dati provenienti dal modello MWM [6]. .....	41
Figura 6.5 – Tipologie ed entità dei potenziali effetti ambientali degli impianti eolici offshore galleggianti. Gli effetti attesi sulle dinamiche atmosferiche e marine sono evidenziati nel riquadro rosso. Relativamente alle condizioni atmosferiche, l'effetto dei parchi eolici a fondazione fissa è assimilabile a quello delle OWF galleggianti. Fonte e illustrazione: Farr et al (2021, [12]). ....	42
Figura 6.6 – Ubicazione dei due campi eolici Vesterhav North [13] e Vesterhav South [14]. ....	44
Figura 6.7 – Ubicazione del campo eolico Galloper OWF (353 MW) nel Mare del Nord (UK). ....	45
Figura 6.8 – Ubicazione del campo eolico NordSee One (332 MW) al largo delle coste tedesche del Mare del Nord.....	46
Figura 6.9 – Lista dei potenziali impatti di un campo eolico sulla componente idrodinamica: van Berkel et al (2020, [18]). ....	47
Figura 6.10 – Rose di corrente superficiale (giornaliera) rispettivamente in superficie a 10m ed a 20m di profondità in corrispondenza del campo eolico "Rimini" [19]. ....	48

## INDICE DELLE TABELLE

Tabella 2.1 – Coordinate geografiche dei punti griglia ERA 5 .....	12
Tabella 3.1 – Tabella delle frequenze: Altezza d’onda significativa vs Direzione media. Punto P2.....	17
Tabella 3.2 – Tabella delle frequenze: Altezza d’onda significativa vs Periodo di Picco. Punto P2. ....	17
Tabella 3.3 – Tabella delle frequenze: Periodo di Picco vs Direzione Media. Punto P2. ....	17
Tabella 3.4 – Tabella delle frequenze: Altezza d’onda significativa vs Direzione media. Punto P6.....	18
Tabella 3.5 – Tabella delle frequenze: Altezza d’onda significativa vs Periodo di Picco. Punto P6. ....	18
Tabella 3.6 – Tabella delle frequenze: Periodo di Picco vs Direzione Media. Punto P6. ....	18
Tabella 3.7 – Tabella del flusso di energia del moto ondoso calcolata per ciascuna coppia Hs-Dir per il punto P2. In giallo sono evidenziati i valori del flusso di energia relativi ai settori che interessano la costa. ..	20
Tabella 3.8 – Tabella del flusso di energia del moto ondoso calcolata per ciascuna coppia Hs-Dir per il punto P6. In giallo sono evidenziati i valori del flusso di energia relativi ai settori che interessano la costa. ..	21
Tabella 4.1 – Condizioni ondose utilizzate al contorno offshore del modello d’onda. I valori di Hs e MWD fanno riferimento al valore centrale della classe di appartenenza. ....	26
Tabella 5.1 – Valori della direzione della risultante energetica in riferimento al layout di stato attuale ed a quello di progetto (Layout A). ....	36
Tabella 6.1 – Principali processi coinvolti nella variazione delle condizioni d’onda per effetto di un parco eolico. Christensen et al (2013, [9]). ....	43
Tabella 6.2 – Sintesi degli impatti attesi del campo eolico “Rimini” sulle componenti vento, onda e idrodinamica.....	49

## 1 INTRODUZIONE

Oggetto dello Studio è la valutazione, attraverso l'impiego di modellistica numerica e l'analisi di recente letteratura di settore, degli impatti attesi sul moto ondoso (per il quale è stato predisposto un approfondimento specifico), sul vento e sul regime idrodinamico in relazione alla Centrale eolica offshore "Rimini" ubicata nel mare antistante la costa tra Rimini e Cattolica, composta da 51 aerogeneratori della potenza di 6,45 MW (per 330 MW complessivi) e opere di collegamento alla RTN (Rete di Trasmissione Nazionale), con punto di connessione alla Stazione TERNA "San Martino in Ventì" ubicata in comune di Rimini.

Il soggetto proponente è Energia Wind 2020 srl, con sede legale in via Aldo Moro 28 - 25043 Breno (BS) C.F. P. IVA e Iscrizione al Registro delle Imprese di Brescia n. 03466270984.

Il progetto della Centrale Eolica "Rimini" è stato presentato a livello di Preliminare il 30 marzo 2020, allegato all'istanza di Autorizzazione Unica ai sensi dell'art. 12 del D.lgs 387/2003 (secondo quanto stabilito dalla Circolare n. 40 del 05/01/2012 del Ministero delle Infrastrutture e della Mobilità Sostenibili, che stabilisce l'articolazione del procedimento in 3 fasi) e **ha superato positivamente la prima fase del procedimento**, coordinato dalla Capitaneria di Porto di Rimini e relativo all'istruttoria tecnico amministrativa finalizzata al rilascio della Concessione Demaniale.

L'approfondimento tematico di cui al presente studio costituisce parte integrante del Progetto (approfondito a livello di Definitivo) e della documentazione allegata allo Studio di Impatto Ambientale, documenti redatti in conformità delle norme vigenti e richiesti dal D.lgs 152/2006 e ss.mm.ii. e dalla Circolare 40/2012 relativamente alla fase di Valutazione di Impatto Ambientale e alla fase di Autorizzazione Unica.

### 1.1 Riferimenti metodologici per l'elaborazione dello Studio

Il presente studio è suddiviso in due parti. La prima parte ha previsto la predisposizione di attività di modellazione numerica del moto ondoso nell'ipotesi di presenza ed assenza del campo eolico (secondo due differenti configurazioni di progetto) volte a quantificare l'impatto della presenza delle turbine nell'area compresa tra il campo eolico stesso e la costa. Allo scopo è stato utilizzato il codice di calcolo MIKE21 SW (Spectral Waves, [1]), appartenente alla famiglia MIKE Powered by DHI. Si tratta di un modello d'onda spettrale di terza generazione capace di simulare, utilizzando un approccio a maglia non strutturata, la generazione e la trasformazione del moto ondoso in aree costiere e off-shore.

L'analisi è stata dapprima predisposta per due differenti layout del parco eolico, che si differenziano sostanzialmente per la distanza da costa. La comparazione degli effetti di entrambi i layout sul moto ondoso locale e a costa ha permesso di identificare la configurazione in grado di determinare gli effetti maggiori, e gli approfondimenti successivi sono stati predisposti, seguendo un approccio cautelativo, su tale layout.

Nella seconda parte del documento è riportata una più generale trattazione sugli impatti attesi dalla presenza del campo eolico non solo in termini di onda ma anche di vento e correnti, a partire dall'analisi di recente letteratura di settore.

### 1.3 Ubicazione dell'impianto e caratteristiche dell'area di intervento

Su larga scala l'area di progetto si inserisce nel bacino del mare Adriatico Settentrionale e per ubicazione geografica la centrale eolica offshore impegna il braccio di mare antistante la costa compresa tra Rimini e Cattolica e parte del litorale marchigiano che dal confine della Regione Emilia Romagna prosegue sino a Gabicce e al Colle San Bartolo.

Nello specifico, lo specchio d'acqua complessivo in cui ricadono gli aerogeneratori nelle diverse alternative di configurazione e localizzazione proposte, è compreso nei seguenti limiti:

- a nord ovest da aree concesse a ENI e occupate dalle piattaforme metanifere del gruppo Azalea e da attraversamenti di condotte;
- a nord est dal limite delle acque territoriali (12 MN) per il Layout "A", già oggetto di valutazione nella prima fase istruttoria, e dal limite delle 18 MN per le configurazioni di layout alternative proposte;
- a sud est dalle piattaforme del gruppo "Regina" e dal limite delle competenze amministrative delle Capitanerie di Porto di Rimini e Pesaro;
- a sud ovest da una linea teorica parallela alla costa e coincidente con il limite delle 6 MN per il layout "A" e con il limite delle 9 MN per i layout alternativi, entrambe identificate sia per attenuare la visibilità degli aerogeneratori dalla terra ferma e sia per rispettare le limitazioni relative agli ostacoli e ai pericoli per la navigazione aerea stabilite per l'aeroporto internazionale di Rimini \_ San Marino; in tutti i layout proposti gli aerogeneratori mantengono una distanza minima dal ARP (Airport Reference Point) maggiore di 15 km e risultano esterni alla OHS (Other Horizontal Surface).

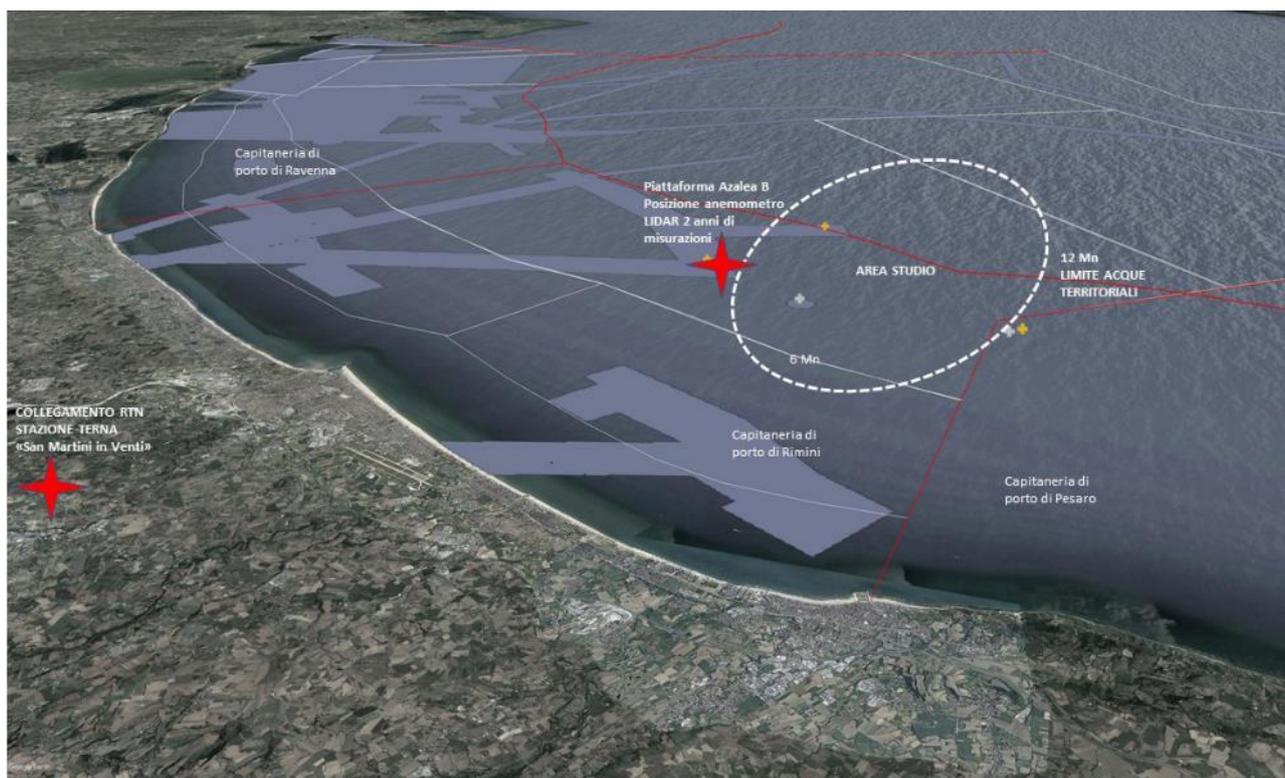


Figura 1.1 – Ubicazione della Centrale eolica offshore "Rimini" e zone di interdizione (in grigio chiaro).

## 1.4 Note relative al progetto predisposto per la VIA, alternative considerate e ambito di indagine

Per il completamento delle procedure autorizzative, il progetto recepisce le prescrizioni e le osservazioni degli enti che hanno espresso parere nell'ambito della procedura sino a qui esperita nonché alcune considerazioni espresse dai portatori di interesse.

Come previsto dalle norme in materia di Valutazione di Impatto ambientale, il progetto prevede delle alternative sia riguardo al tracciato delle opere terrestri di connessione (cavo AT interrato) che alla localizzazione e disposizione degli aerogeneratori.

Per quanto riguarda quest'ultimo aspetto, si precisa quanto segue:

- il primo riferimento è il **Layout "A"** compreso tra le 6 Mn e le 12 Mn, presentato come integrazione volontaria il 25/09/2020 nell'ambito del procedimento di concessione demaniale, rispetto al quale si sono espressi gli Enti in Conferenza di Servizi attestandone l'ammissibilità in termini di localizzazione; le turbine occupano posizioni con profondità del fondale variabile e compresa tra -15 e -34 m; l'interdistanza tra le torri è regolare e pari a 680 m; la minima distanza dal punto di misurazione anemometrica (Piattaforma Azalea "B") è pari a 2,8 km;
- rispetto al precedente, sono state studiate delle alternative localizzative e di configurazione che interessano in parte l'areale del layout "A" e in parte una zona immediatamente contigua e disposta verso il largo sino alle 15 MN; in tale ambito sono state verificate 3 configurazioni degli aerogeneratori; tra le alternative ne è stata approfondita una in particolare, il "Layout B", vista la sostanziale parità di implicazioni ambientali e di producibilità energetica rispetto agli altri 2 layout proposti e denominati "C" e "D", che in ogni caso vanno considerati come alternative possibili;
- Il **Layout "B"** esemplificativo delle alternative considerate e contiguo al layout "A", occupa un'area a cavallo delle 12 MN ed è compreso tra le 9 e le 18 MN; gli aerogeneratori si dispongono lungo le direttrici di tre archi, in questo caso paralleli e distanti tra loro 3 km, occupando posizioni con profondità del fondale variabile e compresa tra -22 e -43 m; l'interdistanza tra le torri è regolare e pari a 720 m; la minima distanza dal punto di misurazione anemometrica (Piattaforma Azalea "B") è pari a 6 km;
- gli altri layout considerati sono il layout "C", anch'esso organizzato su tre archi, ma concavi verso Nord Ovest e il Layout "D" che è l'unico organizzato "a freccia" su tre rette che si svasano verso il largo; la distanza minima dal punto di misurazione è rispettivamente pari a circa 2,7 km e 3 km;
- per tutti i layout proposti, la profondità e la natura dei fondali fanno sì che le opere di fondazione siano del tipo a monopilone, con elementi cilindrici in acciaio di circa 7,5 m di diametro e infissi al di sotto del fondale con profondità variabili in base alla batimetria.

Per quanto riguarda l'elettrodotto interrato AT terrestre il progetto prevede che il tracciato, a partire dalla buca giunti di collegamento tra il cavo marino e quello terrestre, segua prevalentemente la viabilità esistente secondaria con un percorso preferenziale di circa 11,7 km, di cui circa 380 m in TOC per il superamento della SS N. 72 Rimini/San Marino e del Torrente Ausa; si prevede anche un percorso alternativo che si distacca e si ricongiunge al precedente e segue viabilità primaria, per una lunghezza complessiva di 11,6 km.

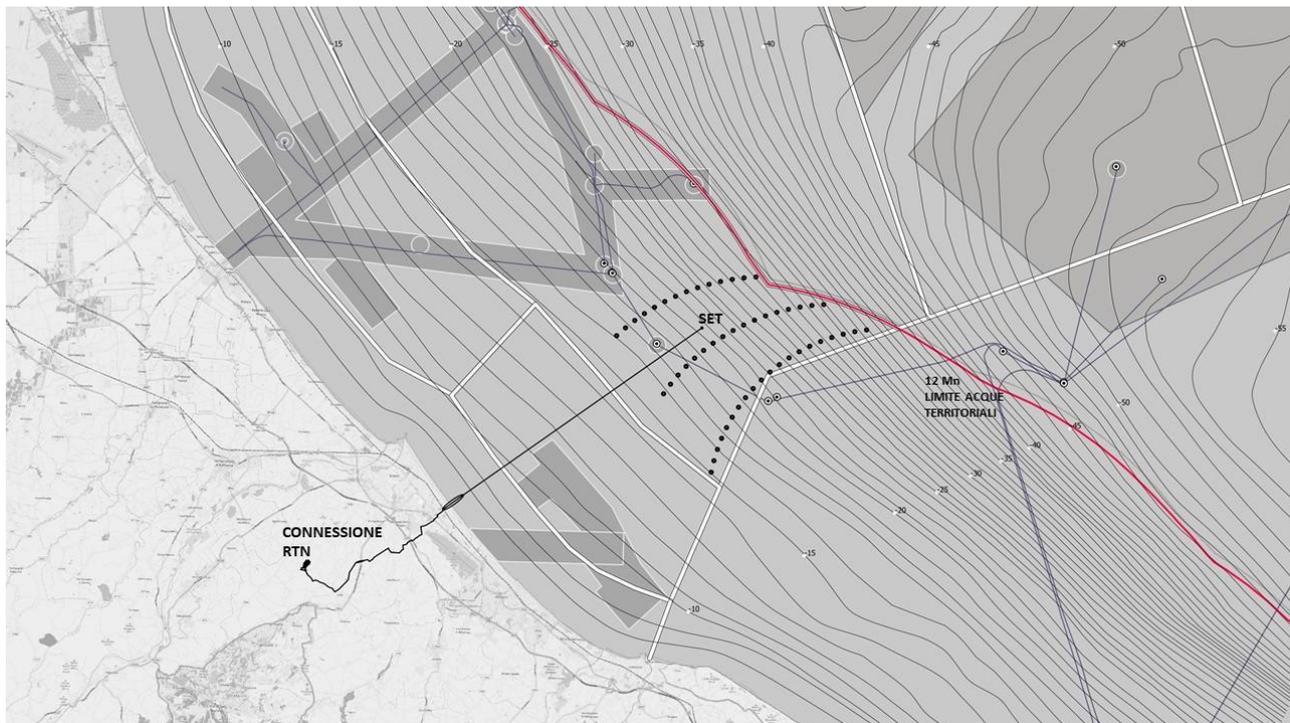


Figura 1.2 – Centrale eolica offshore “Rimini” \_ LAYOUT A

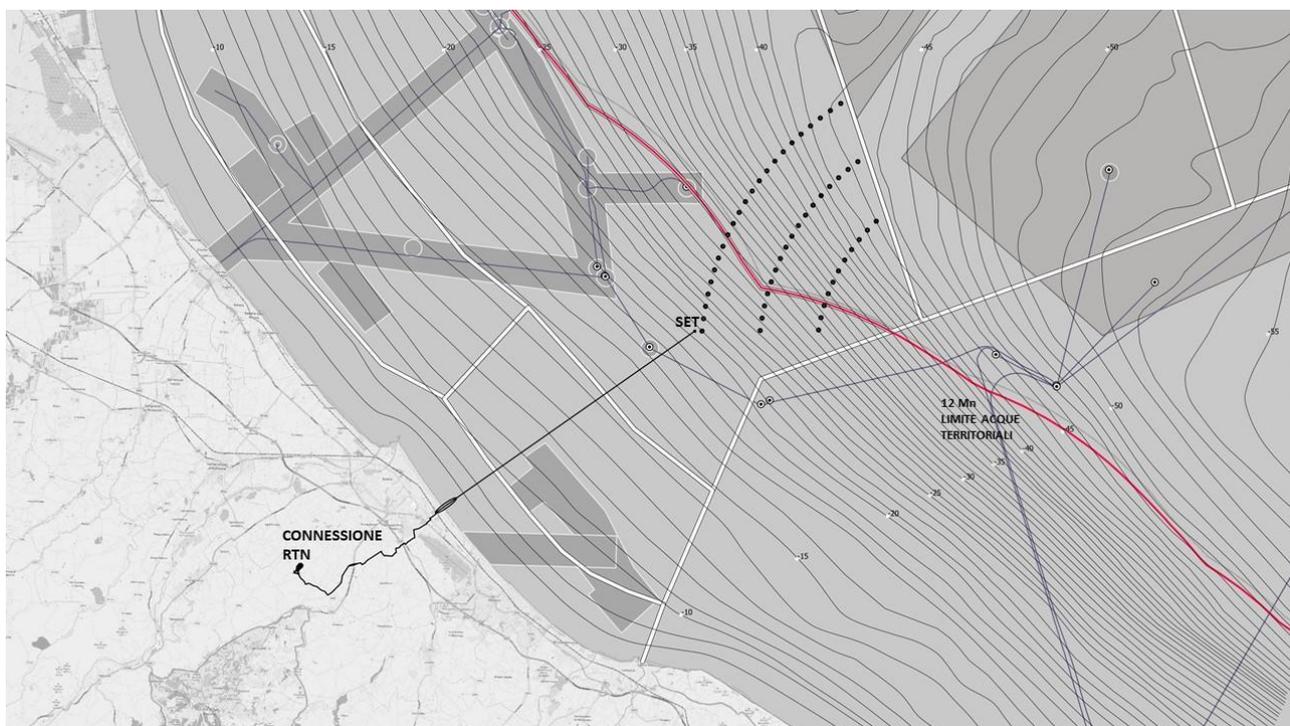


Figura 1.3 – Centrale eolica offshore “Rimini” \_ LAYOUT B

## 1.6 Opere principali

Si riporta di seguito l'elenco sintetico delle principali opere previste dal progetto.

### OPERE IN MARE:

- **51 aerogeneratori di potenza nominale unitaria pari a 6,45 MW, per una capacità complessiva di 330 MW, ancorati al fondale con fondazione del tipo monopilone in acciaio;**

gli aerogeneratori presi come riferimento tecnologico per il progetto sono del tipo MingYang MySE 6.45-180, con hub a 110/125 m di altezza, diametro del rotore pari a 180 m, tronco di transizione con parte fuori acqua pari a 9/10 m, per un range di altezza complessiva massima compreso tra 210/220 m dal medio mare (in tali range di potenza e dimensionali rientrano altri aerogeneratori simili che potrebbero essere considerati in fase di progettazione esecutiva); gli aerogeneratori vengono proposti in configurazioni alternative, comparate per aspetti ambientali in merito alla localizzazione;

- **Una rete elettrica sottomarina a tensione nominale pari a 66 kV che collega gli aerogeneratori in serie, raggruppandoli in 8 sezioni principali, per poi connettersi alla Stazione Elettrica di Trasformazione (SET) offshore 66/380 kV ;**
- **Una piattaforma marina che ospita la Stazione Elettrica di Trasformazione (SET) 66/380 kV, attrezzata con 2 trasformatori da 180/200 MVA, 1 reattore per la compensazione della potenza reattiva, apparecchiature, quadri di controllo e manufatti di servizio e accessori;**
- **Un elettrodotto sottomarino di collegamento tra la Stazione Elettrica di Trasformazione (SET) offshore e la buca giunti terra-mare, costituito da un cavo in AT 380 kV di lunghezza pari a 18,15 km di cui 1,45 km realizzato con HDD (Horizontal Directional Drilling) per la parte di transizione terra\_mare);**

la parte di approdo e atterraggio (transizione terra-mare del cavo marino realizzata con HDD) inizia in mare a circa 930 m dalla linea di battigia e raggiunge la buca giunti dopo aver bypassato la spiaggia (in corrispondenza del nuovo circolo velico di Bellariva ubicato tra il bagno 98 e 99), il lungomare Giuseppe Di Vittorio, gli edifici prospicienti, la rete ferroviaria e la linea Metro\_Mare;

### OPERE A TERRA PER LA CONNESSIONE ALLA RTN:

- **Una buca giunti interrata, in cui avviene la giunzione tra la l'elettrodotto sottomarino e quello terrestre, interrata e posizionata nello slargo compreso tra il sottopasso di Viale Portofino e Viale Siracusa, immediatamente a sud ovest della linea Metro\_Mare e della Rete Ferroviaria adriatica;**
- **Un elettrodotto terrestre interrato costituito da una terna di cavi isolati in AT 380 kV, di lunghezza pari a circa 11,7 km (con buche giunti ogni 500/600 m), che raggiunge la Stazione di Transizione cavo-aereo adiacente alla SE TERNA 380/150 kV "San Martino in Venti", dove avviene la connessione alla RTN;**

il progetto prevede che il tracciato, a partire dalla buca giunti di collegamento tra il cavo marino e quello terrestre, segua prevalentemente la viabilità esistente secondaria con un percorso preferenziale di circa 11,7 km, di cui circa 380 m in TOC per il superamento della SS N. 72 Rimini/San Marino e del Torrente Ausa; si prevede anche un percorso alternativo che si distacca e si ricongiunge al precedente e segue viabilità primaria, per una lunghezza complessiva di 11,6 km.

- **Una Stazione di Transizione cavo-aereo da realizzarsi in prossimità della stazione elettrica TERNA "San Martino in Venti", che ospiterà il reattore, le apparecchiature elettromeccaniche, i locali quadri e misure e il portale di partenza della linea aerea di collegamento alla stazione RTN;**

verrà realizzato un breve tratto stradale di lunghezza pari a circa 130 m e larghezza pari a 7 m incluso banchine laterali, di collegamento tra Via San Martino in Venti e la Stazione Utente;

- **Un elettrodotto aereo trifase lungo circa 450 m, in conduttori nudi binati alla tensione di 380 kV, di connessione con lo stallo a 380 kV nella stazione elettrica "San Martino in Venti" 150/380 kV esistente e di proprietà TERNA S.p.A.;**

- **Un nuovo stallo a 380 kV, previo ampliamento della stazione TERNA "San Martino in Venti", nella parte nord-ovest, e interrimento di un tratto di linea in cavo aereo esistente;**

per la realizzazione del nuovo stallo, come indicato dal gestore della rete TERNA, è previsto l'interrimento dell'ultima campata di un elettrodotto aereo a 132 kV "San Martino-Gambettola" esistente; l'elettrodotto aereo, lungo circa 170 m, e il traliccio di arrivo saranno eliminati e sostituiti da un elettrodotto interrato AT 150 kV, di lunghezza pari a circa 230 m, da realizzare all'interno dell'area di ampliamento della Stazione Elettrica San Martino in Venti.

## 2 PREDISPOSIZIONE DEL MODELLO DI MOTO ONDOSI - DATI A DISPOSIZIONE

Tra le prime attività necessarie negli studi di moto ondoso, vi è la definizione delle condizioni meteomarine di riferimento al largo del tratto di costa interessato, nonché la caratterizzazione del sito dal punto di vista batimetrico. Nelle sezioni a seguire sono descritti ed analizzati i dati utilizzati allo scopo.

### 2.1 Dati di moto ondoso

Per quanto riguarda la disponibilità di registrazioni di moto ondoso, la principale fonte di riferimento nel nostro paese è la Rete Ondametrica Nazionale (RON) gestita dall'ISPRA (Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale, [2]). I dati di boa possono essere utilizzati come riferimento anche ad una certa distanza dal sito di interesse, qualora l'esposizione alle mareggiate per i diversi settori direzionali possa essere considerata simile tra il sito in esame ed il sito che ospita la boa ondametrica. Frequentemente, tuttavia, per la caratterizzazione meteomarina di un sito non è possibile fare affidamento alle misure. Questo avviene o perché i dati sono troppo frammentati a causa di malfunzionamenti dello strumento o periodi di manutenzione dello stesso, o perché le serie temporali disponibili coprono solo pochi anni (5÷10) oppure ancora perché per il paragone in esame la boa non è disponibile o non è sufficientemente rappresentativa.

Sempre più spesso, pertanto, si fa ricorso ad una ricostruzione storica delle condizioni meteomarine attraverso modellistica numerica. Tale approccio, comunemente definito come "*wave hindcast*" permette di disporre di serie temporali o informazioni aggregate, tra l'altro, di altezza d'onda, periodo e direzione, nel punto desiderato.

Per le analisi oggetto di studio il Committente ha messo a disposizione di DHI i dati di ricostruzione del moto ondoso del modello ERA 5 [3] per i due punti griglia più prossimi all'area di studio (identificati rispettivamente come punto "2" e punto "6"). I dati ERA 5 mettono a disposizione le rianalisi dei principali parametri di moto ondoso sviluppate dall'ECMWF (European Centre for Medium-Range Weather Forecasts). I dati messi a disposizione fanno riferimento al periodo 2007-2020 e contengono, in forma tabellare aggregata, informazioni sulla frequenza di 1) classi di altezza d'onda significativa (Hs) in funzione della direzione di provenienza (Dir), 2) classi di altezza d'onda significativa (Hs) in funzione del periodo di picco (Tp) e 3) classi di periodo di picco (Tp) in funzione della direzione di provenienza (Dir).

In Figura 2.1 è riportata l'ubicazione dei due punti griglia ERA 5 disponibili, unitamente ai due layout del campo eolico considerati nella modellazione, mentre in Tabella 2.1 sono riportate le coordinate geografiche dei due punti. Al fine di selezionare, tra i due punti griglia a disposizione, quello più rappresentativo ai fini modellistici (i dati di onda al largo vengono inseriti come condizioni al contorno del modello numerico) è stata condotta un'analisi preliminare volta a determinare l'energia ondosa complessiva per i punti "2" e "6", rispettivamente. L'analisi energetica, che ha permesso di selezionare il punto 2 come fonte dei dati di moto ondoso al largo per il modello numerico, è riportata nella successiva sezione 3.



Figura 2.1 – Ubicazione dei due punti griglia ERA 5 disponibili per la caratterizzazione del clima ondoso al largo del campo eolico. In figura sono inoltre rappresentati i due layout del campo eolico considerati nella modellazione. In bianco il Layout A ed in verde il Layout B.

	LON [°E]	LAT [°N]
ERA 5 - Punto 2	12.8	44.5
ERA 5 - Punto 6	13.4	44.0

Tabella 2.1 – Coordinate geografiche dei punti griglia ERA 5

## 2.2 Dati batimetrici

Per la caratterizzazione batimetrica dell'area si è fatto riferimento a due differenti fonti di dati: Il database di batimetria globale GEBCO [4] e le carte nautiche digitali C-MAP [5].

GEBCO è un modello digitale del terreno disponibile sia per gli oceani che per la terraferma ad una risoluzione di 15" di grado (circa 300 m). Viene utilizzato diffusamente negli studi oceanografici per caratterizzare le aree offshore dove solitamente non sono disponibili rilievi ad un dettaglio adeguato. Tali dati possono essere scaricati dal portale GEBCO [4] in formato NetCDF o ASCII. In sono illustrati i dati GEBCO per l'area dell'Alto Adriatico utilizzati per le attività di studio in oggetto.

A integrazione dei dati GEBCO (Figura 2.2), per le aree più vicine a costa, sono state utilizzate le batimetrie provenienti dalle carte nautiche digitali appartenenti al database CM-93 di C-MAP un database globale di cartografia nautica in formato digitale, creato e continuamente aggiornato da Jeppesen [5]. I dati sono direttamente importabili nell'ambiente di lavoro dei codici di calcolo DHI, consentendo quindi una rapida caratterizzazione batimetrica dell'area. In Figura 2.3 sono illustrati i dati C-MAP per l'area oggetto di studio.

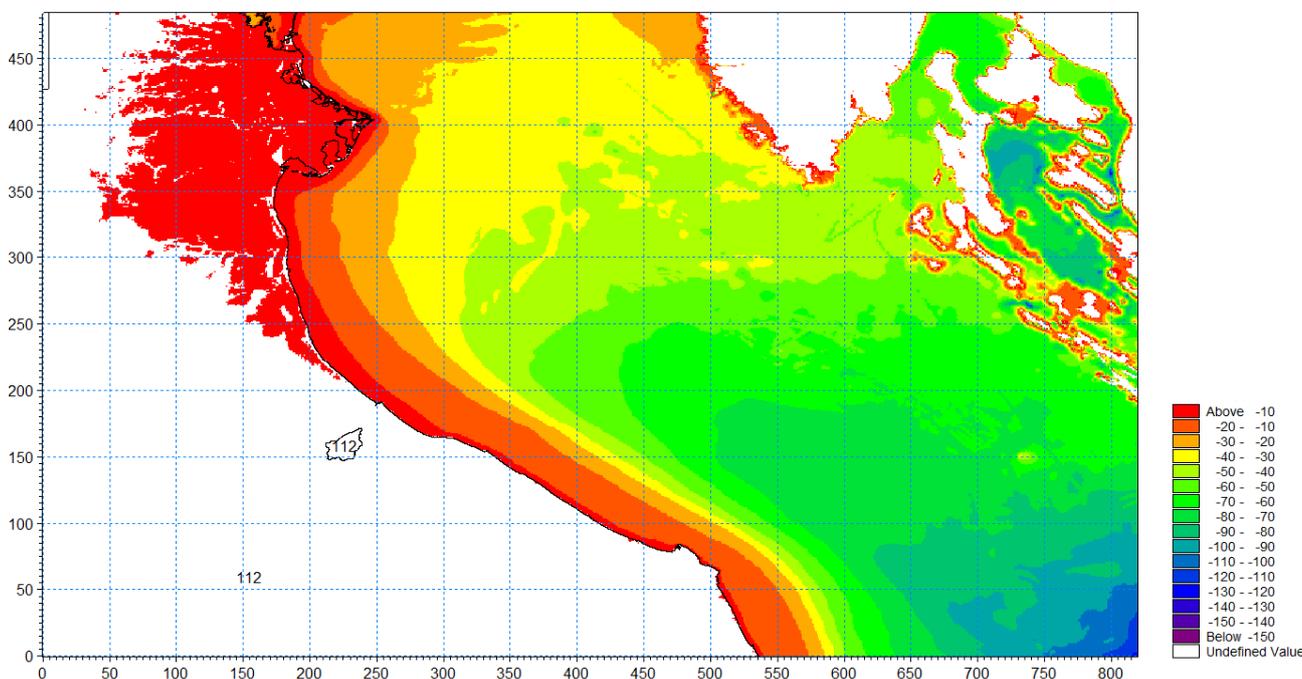


Figura 2.2 – Dati della batimetria GEBCO relativi all'area dell'Alto Adriatico.

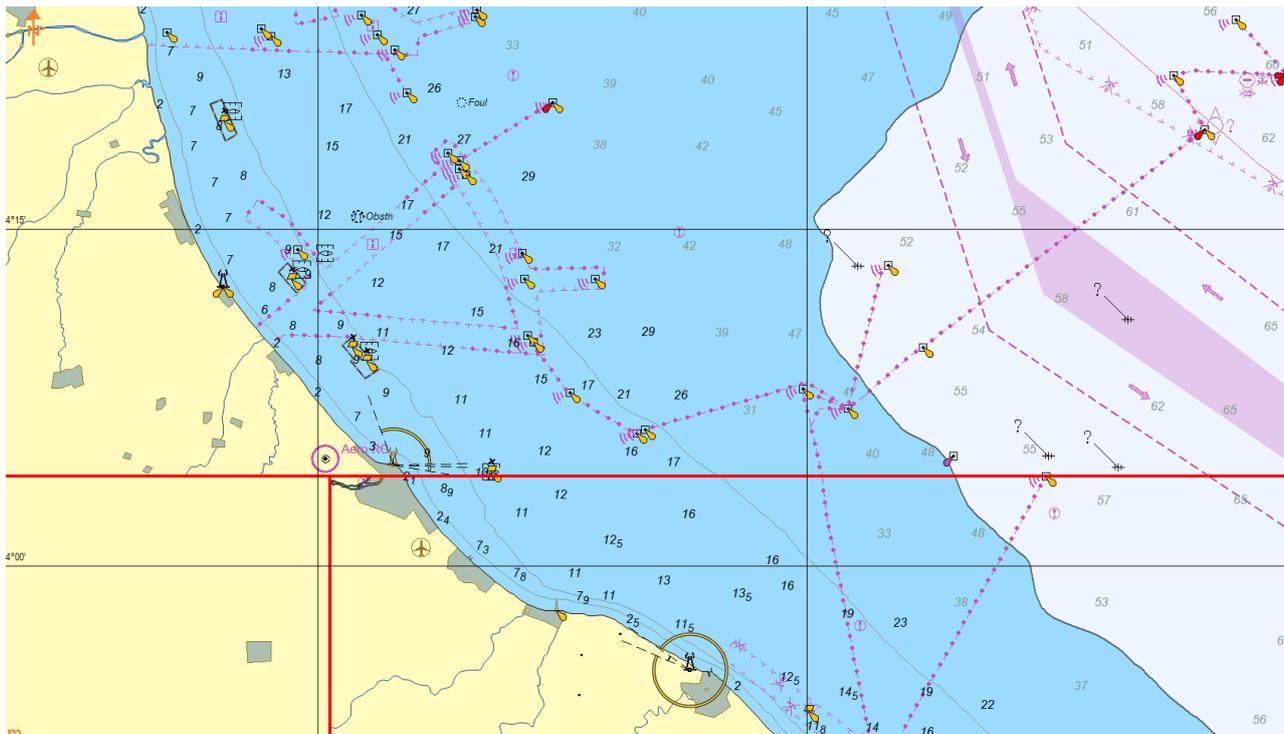


Figura 2.3 – Estratto delle carte nautiche digitali per l'area oggetto di studio derivate dal database CM-93 di C-MAP.

### 3 ANALISI E PROCESSAMENTO DEI DATI DI MOTO ONDOSI AL LARGO

Al fine di selezionare il punto griglia ERA 5 più adeguato per essere utilizzato come condizione al contorno di largo del modello di moto ondoso è stata condotta una caratterizzazione dei dati a disposizione, in modo da quantificare, per entrambi i punti ERA 5, il contenuto di energia ondosa complessiva. Cautelativamente, a valle dell'analisi si è assunto di utilizzare a fini modellistici il punto più "energetico" tra i due.

#### 3.1 Analisi del clima ondoso (rose e tabelle)

In Figura 3.1 sono riportate le rose di moto ondoso nei due punti griglia ERA 5, mentre nelle tabelle che seguono sono riportate le frequenze delle classi (Altezza d'onda significativa vs Direzione Media; Altezza d'onda significativa vs Periodo di Picco; Periodo di Picco vs Direzione Media) per entrambi i punti.

La lettura combinata dei grafici e delle tabelle mostra che il clima ondoso nei due punti risulta, come atteso, molto simile. Nello specifico, si osservano due settori di traversia principali, quello della Bora, caratterizzato da direzioni comprese indicativamente tra 15°N e 75°N, e quello dello Scirocco, compreso tra 105°N e 165°N. In entrambi i punti ERA 5 le onde più elevate, sopra i 5.5 m per il punto P2 e sopra i 5.0 m per il punto P6, si osservano dal settore della Bora. La calma, associata ad altezze d'onda inferiori agli 0.5 m, ha una frequenza elevata, per entrambi i punti pari a circa il 65% del tempo complessivo.

Le principali differenze tra i due punti si osservano per il Primo Quadrante: se, infatti, per il punto P2 la maggiore frequenza si osserva per il settore 45°N - 75°N, per il punto P6 il settore che presenta il maggior numero di eventi risulta quello 15°N - 45°N. Tali variazioni sono prevalentemente da associarsi ad una differente posizione dei punti rispetto alle tradizionali "porte della Bora" (Trieste, Rijeka e Sibenik, Figura 3.2).

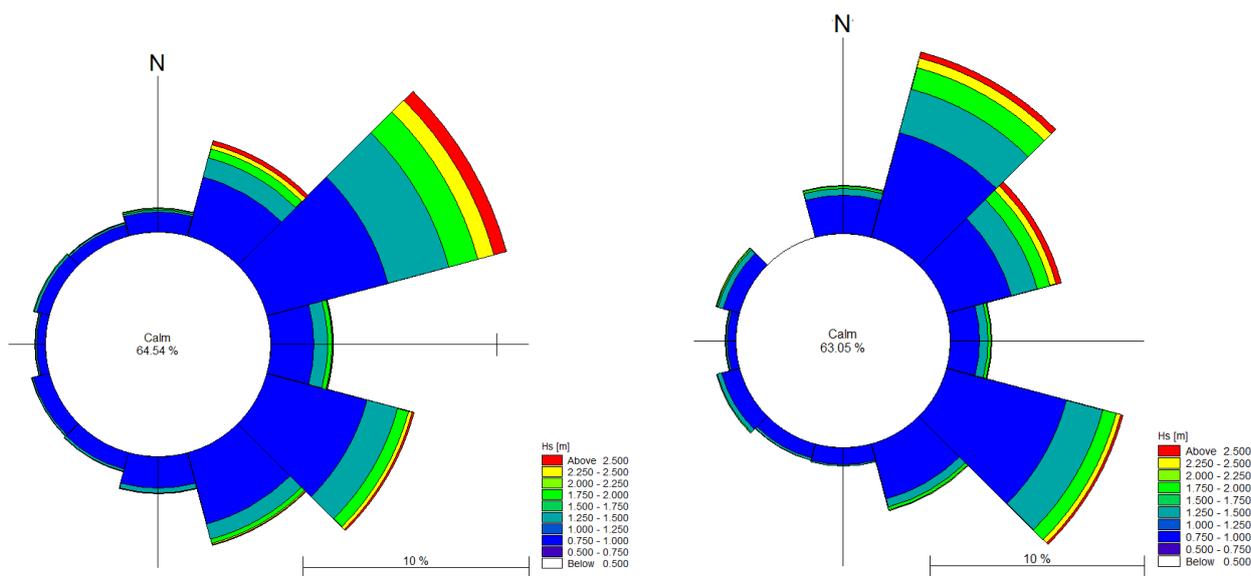


Figura 3.1 – Rose del clima ondoso nei due punti P2 (a sinistra) e P6 (a destra).

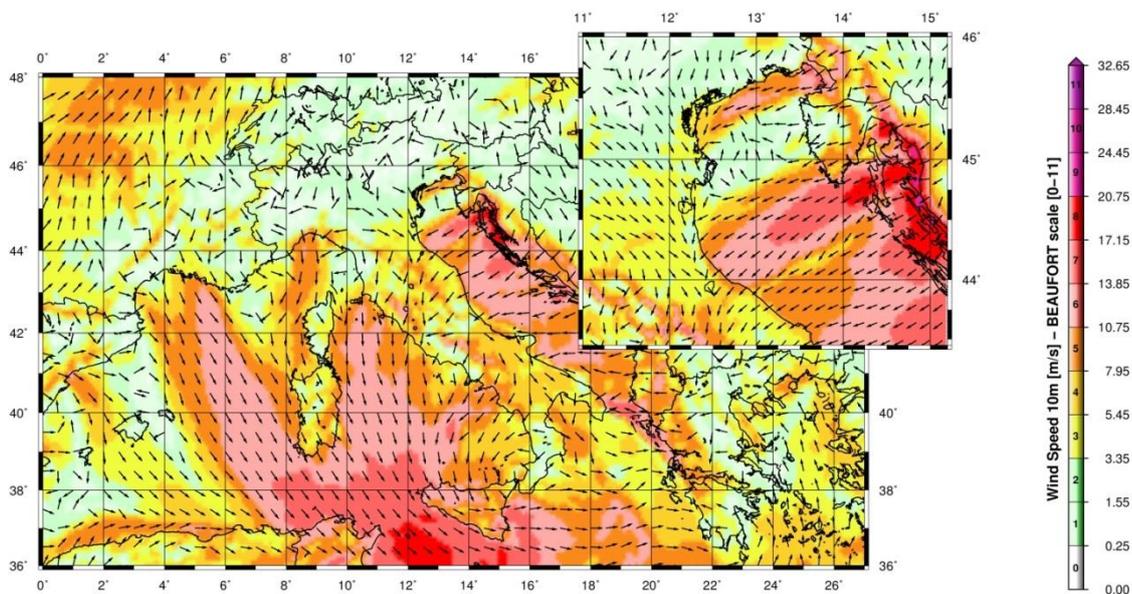


Figura 3.2 – Esempio di tipico pattern invernale di vento sul Mar Mediterraneo e dettaglio sull’Alto Adriatico (nel riquadro a destra), con le tre “porte della Bora” (Trieste, Rijeka e Sibenik) ben evidenti nell’immagine. Mappa ricavata dal modello WRF del Mar Mediterraneo (DHI & HyMOLab, [6]).

		Hs (m)													
		0.0	0.5	1.0	1.5	2.0	2.5	3.0	3.5	4.0	4.5	5.0	5.5	6.0	Tot
Dir(°N)		0.5	1.0	1.5	2.0	2.5	3.0	3.5	4.0	4.5	5.0	5.5	6.0		
-15	15	5.434	0.899	0.098	0.056	0.039	0.012	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	6.538
15	45	8.374	2.728	0.895	0.398	0.205	0.115	0.049	0.007	0.007	0.000	0.000	0.000	0.000	12.779
45	75	7.944	5.546	2.791	1.352	0.721	0.325	0.132	0.078	0.024	0.012	0.000	0.005	0.000	18.931
75	105	5.507	1.911	0.599	0.183	0.054	0.022	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	8.276
105	135	12.004	4.585	1.401	0.526	0.149	0.046	0.032	0.002	0.002	0.000	0.000	0.000	0.000	18.748
135	165	8.623	3.292	0.684	0.213	0.056	0.015	0.002	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	12.886
165	195	3.583	1.413	0.225	0.027	0.005	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	5.253
195	225	2.193	0.772	0.100	0.002	0.007	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	3.075
225	255	1.694	0.714	0.090	0.012	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	2.510
255	285	1.858	0.384	0.059	0.010	0.002	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	2.312
285	315	3.314	0.579	0.112	0.027	0.005	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	4.038
315	345	4.013	0.528	0.076	0.027	0.007	0.002	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	4.654
		64.541	23.353	7.130	2.833	1.251	0.538	0.215	0.088	0.034	0.012	0.000	0.005	0.000	100.000

Tabella 3.1 – Tabella delle frequenze: Altezza d’onda significativa vs Direzione media. Punto P2.

		Hs (m)													
		0.0	0.5	1.0	1.5	2.0	2.5	3.0	3.5	4.0	4.5	5.0	5.5	6.0	Tot
Dir(°N)		0.5	1.0	1.5	2.0	2.5	3.0	3.5	4.0	4.5	5.0	5.5	6.0		
0.0	1.0	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1.0	2.0	0.853	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.853
2.0	3.0	33.909	0.078	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	33.988
3.0	4.0	21.612	6.678	0.015	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	28.305
4.0	5.0	4.617	11.170	1.882	0.044	0.002	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	17.716
5.0	6.0	1.931	3.222	3.857	1.322	0.139	0.002	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	10.474
6.0	7.0	1.259	1.608	0.936	1.112	0.890	0.323	0.029	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	6.157
7.0	8.0	0.240	0.472	0.342	0.240	0.181	0.183	0.149	0.044	0.007	0.000	0.000	0.000	0.000	1.858
8.0	9.0	0.100	0.093	0.088	0.103	0.034	0.022	0.034	0.044	0.024	0.010	0.000	0.000	0.000	0.552
9.0	10.0	0.020	0.032	0.010	0.012	0.005	0.007	0.002	0.000	0.002	0.002	0.000	0.005	0.000	0.098
10.0	11.0	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
		64.541	23.353	7.130	2.833	1.251	0.538	0.215	0.088	0.034	0.012	0.000	0.005	0.000	100.000

Tabella 3.2 – Tabella delle frequenze: Altezza d’onda significativa vs Periodo di Picco. Punto P2.

		Tp (s)											
		0.0	1.0	2.0	3.0	4.0	5.0	6.0	7.0	8.0	9.0	10.0	Tot
Dir(°N)		1.0	2.0	3.0	4.0	5.0	6.0	7.0	8.0	9.0	10.0		
-15	15	0.000	0.066	3.725	2.019	0.469	0.159	0.076	0.020	0.002	0.002	0.000	6.538
15	45	0.000	0.095	4.197	4.576	2.342	1.051	0.430	0.088	0.000	0.000	0.000	12.779
45	75	0.000	0.108	2.945	4.842	5.267	3.586	1.672	0.396	0.105	0.010	0.000	18.931
75	105	0.000	0.120	2.674	2.241	1.589	0.958	0.543	0.100	0.049	0.002	0.000	8.276
105	135	0.000	0.193	5.487	3.957	3.014	2.713	2.300	0.799	0.240	0.044	0.000	18.748
135	165	0.000	0.071	4.339	3.657	2.197	1.247	0.855	0.362	0.127	0.032	0.000	12.886
165	195	0.000	0.056	1.711	1.894	0.983	0.337	0.178	0.066	0.022	0.005	0.000	5.253
195	225	0.000	0.022	1.159	1.247	0.511	0.103	0.024	0.007	0.002	0.000	0.000	3.075
225	255	0.000	0.022	0.885	1.012	0.472	0.093	0.027	0.000	0.000	0.000	0.000	2.510
255	285	0.000	0.027	1.173	0.753	0.259	0.073	0.017	0.007	0.002	0.000	0.000	2.312
285	315	0.000	0.039	2.522	1.034	0.340	0.083	0.015	0.002	0.002	0.000	0.000	4.038
315	345	0.000	0.034	3.170	1.073	0.274	0.071	0.020	0.010	0.000	0.002	0.000	4.654
		0.000	0.853	33.988	28.305	17.716	10.474	6.157	1.858	0.552	0.098	0.000	100.000

Tabella 3.3 – Tabella delle frequenze: Periodo di Picco vs Direzione Media. Punto P2.

		Hs (m)													
		0.0	0.5	1.0	1.5	2.0	2.5	3.0	3.5	4.0	4.5	5.0	5.5	6.0	Tot
Dir(°N)		0.5	1.0	1.5	2.0	2.5	3.0	3.5	4.0	4.5	5.0	5.5	6.0	6.5	
-15	15	8.455	1.811	0.342	0.076	0.046	0.010	0.002	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	10.743
15	45	8.391	5.077	2.112	1.056	0.464	0.193	0.061	0.034	0.015	0.005	0.000	0.000	0.000	17.408
45	75	4.761	3.097	1.286	0.609	0.293	0.120	0.086	0.034	0.002	0.005	0.007	0.000	0.000	10.300
75	105	4.153	1.354	0.406	0.132	0.027	0.015	0.005	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	6.091
105	135	10.535	5.783	1.755	0.636	0.237	0.051	0.032	0.007	0.002	0.000	0.000	0.000	0.000	19.038
135	165	6.822	2.676	0.408	0.130	0.039	0.002	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	10.078
165	195	3.094	0.797	0.073	0.012	0.002	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	3.979
195	225	2.246	0.694	0.105	0.017	0.002	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	3.065
225	255	2.131	0.882	0.188	0.044	0.010	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	3.256
255	285	1.787	0.411	0.066	0.020	0.007	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	2.290
285	315	2.943	0.802	0.244	0.086	0.017	0.007	0.000	0.002	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	4.101
315	345	7.729	1.562	0.259	0.066	0.027	0.002	0.005	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	9.650
		63.048	24.946	7.245	2.882	1.173	0.401	0.191	0.078	0.020	0.010	0.007	0.000	0.000	100.000

Tabella 3.4 – Tabella delle frequenze: Altezza d’onda significativa vs Direzione media. Punto P6.

		Hs (m)													
		0.0	0.5	1.0	1.5	2.0	2.5	3.0	3.5	4.0	4.5	5.0	5.5	6.0	Tot
Dir(°N)		0.5	1.0	1.5	2.0	2.5	3.0	3.5	4.0	4.5	5.0	5.5	6.0	6.5	
0.0	1.0	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1.0	2.0	0.513	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.513
2.0	3.0	31.697	0.093	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	31.790
3.0	4.0	21.832	6.680	0.059	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	28.571
4.0	5.0	6.020	10.454	1.559	0.061	0.002	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	18.097
5.0	6.0	1.711	4.928	3.481	0.912	0.090	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	11.121
6.0	7.0	1.041	2.065	1.528	1.425	0.692	0.144	0.002	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	6.898
7.0	8.0	0.176	0.538	0.504	0.369	0.301	0.227	0.132	0.024	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	2.271
8.0	9.0	0.056	0.152	0.110	0.105	0.071	0.029	0.049	0.054	0.017	0.005	0.002	0.000	0.000	0.650
9.0	10.0	0.000	0.034	0.005	0.010	0.017	0.000	0.007	0.000	0.002	0.005	0.005	0.000	0.000	0.086
10.0	11.0	0.000	0.002	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.002
		63.048	24.946	7.245	2.882	1.173	0.401	0.191	0.078	0.020	0.010	0.007	0.000	0.000	100.000

Tabella 3.5 – Tabella delle frequenze: Altezza d’onda significativa vs Periodo di Picco. Punto P6.

		Tp (s)											
		0.0	1.0	2.0	3.0	4.0	5.0	6.0	7.0	8.0	9.0	10.0	Tot
Dir(°N)		1.0	2.0	3.0	4.0	5.0	6.0	7.0	8.0	9.0	10.0		
-15	15	0.000	0.051	4.488	3.943	1.625	0.440	0.166	0.022	0.007	0.000	0.000	10.743
15	45	0.000	0.064	2.615	5.067	4.845	3.087	1.398	0.286	0.046	0.000	0.000	17.408
45	75	0.000	0.049	1.784	2.293	2.945	1.941	0.907	0.279	0.088	0.015	0.000	10.300
75	105	0.000	0.086	2.039	1.261	1.210	0.748	0.599	0.117	0.032	0.000	0.000	6.091
105	135	0.000	0.061	4.502	3.490	3.395	3.339	2.774	1.093	0.330	0.054	0.000	19.038
135	165	0.000	0.049	3.642	3.116	1.420	0.743	0.665	0.318	0.112	0.010	0.002	10.078
165	195	0.000	0.017	1.921	1.278	0.262	0.186	0.203	0.090	0.020	0.002	0.000	3.979
195	225	0.000	0.022	1.599	1.090	0.225	0.056	0.039	0.024	0.010	0.000	0.000	3.065
225	255	0.000	0.022	1.410	1.266	0.416	0.120	0.012	0.005	0.002	0.002	0.000	3.256
255	285	0.000	0.024	1.163	0.755	0.262	0.068	0.007	0.005	0.002	0.002	0.000	2.290
285	315	0.000	0.029	1.955	1.313	0.555	0.188	0.046	0.015	0.000	0.000	0.000	4.101
315	345	0.000	0.039	4.671	3.698	0.939	0.205	0.081	0.017	0.000	0.000	0.000	9.650
		0.000	0.513	31.790	28.571	18.097	11.121	6.898	2.271	0.650	0.086	0.002	100.000

Tabella 3.6 – Tabella delle frequenze: Periodo di Picco vs Direzione Media. Punto P6.

### 3.2 Definizione della correlazione tra altezza d'onda significativa e periodo di picco

Sulla base dei dati d'onda aggregati illustrati in precedenza è stato possibile calcolare, per i due punti griglia P2 e P6, la correlazione tra i valori di altezza d'onda significativa ed il periodo di picco.

Nei grafici "a bolle" di Figura 3.3 e Figura 3.4 sono riportate, rispettivamente per i punti P2 e P6, le stesse informazioni illustrate nelle tabelle di frequenza "Altezza d'onda significativa vs Periodo di Picco" – punto P2, e – punto P6. Per ciascuna coppia di Altezza d'onda e Periodo è raffigurata una "bolla", caratterizzata da un diametro direttamente proporzionale alla frequenza della classe stessa. In rosso è invece raffigurata la linea di tendenza, la cui relazione è riportata nella parte bassa del grafico.

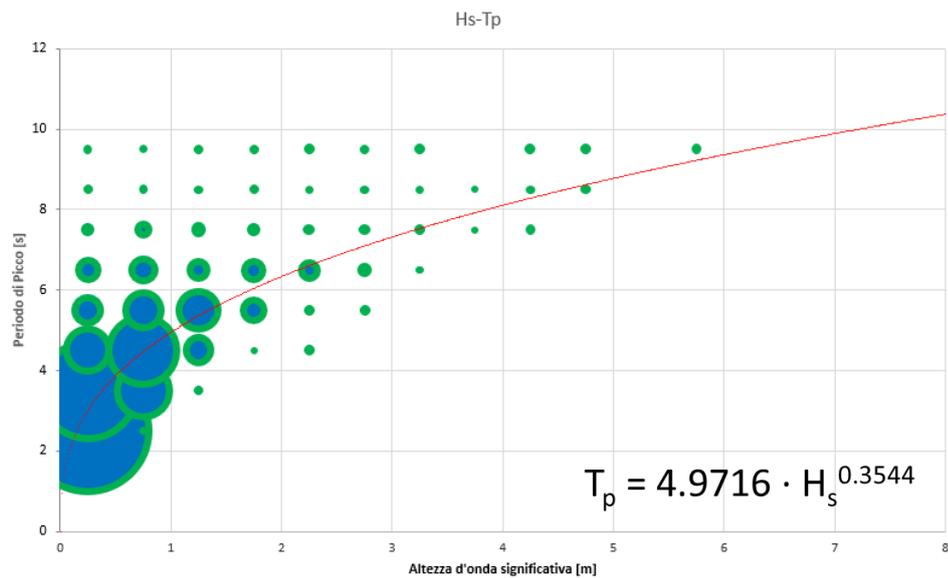


Figura 3.3 – Grafico a bolle di Altezza d'onda vs Periodo di Picco per il punto P2.

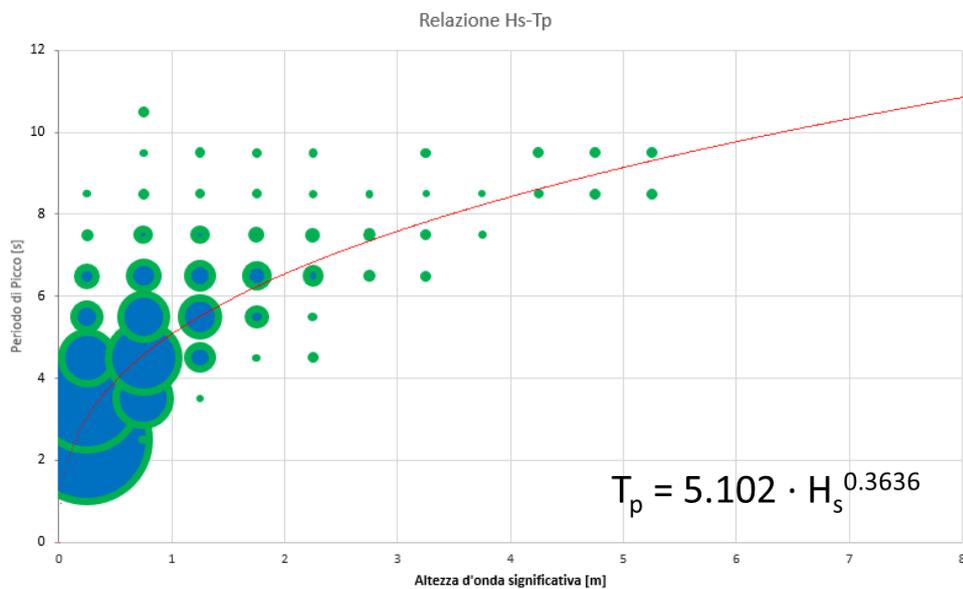


Figura 3.4 – Grafico a bolle di Altezza d'onda vs Periodo di Picco per il punto P6.

### 3.3 Quantificazione del flusso di energia del moto ondoso per i due punti

Data la sostanziale equidistanza del campo eolico dai due punti griglia ERA 5, seguendo un approccio conservativo si è assunto di utilizzare quale fonte di dati per il modello d'onda, descritto a seguire, il dato che presenta un contenuto energetico maggiore. In virtù degli obiettivi dell'analisi, la valutazione è stata effettuata in riferimento ai soli settori direzionali di provenienza del moto ondoso che possono interessare la costa (345°N – 135°N).

A partire dalle tabelle di frequenza delle classi di Altezza d'onda in funzione della Direzione media è stata calcolata per ciascuna classe il flusso dell'energia del moto ondoso (P) mediante la seguente formulazione:

$$P_{classe} = f_{classe} \cdot \frac{\rho g^2}{64\pi} \cdot Hs_{classe}^2 \cdot T p_{classe} / 1000 \quad [KW/m]$$

Dove:

- f rappresenta la frequenza di ciascuna classe;
- ρ rappresenta la densità dell'acqua di mare, pari a circa (1035 Kg/m<sup>3</sup>);
- g rappresenta l'accelerazione di gravità;
- Hs rappresenta l'altezza d'onda significativa media di ciascuna classe;
- Tp rappresenta il periodo di picco medio di ciascuna classe calcolato mediante la relazione Hs-Tp illustrata al paragrafo precedente.

Dai risultati delle elaborazioni, presentati per entrambi i punti in forma tabellare e grafica (Figura 3.5), si evince che il punto P2 presenta un livello di energia leggermente maggiore, in riferimento ai settori direzionali di interesse. Il valore del flusso di energia calcolato limitatamente al settore compreso tra 345°N e 135°N è infatti pari a 12.277 kW/m per il punto P2 e 12.012 kW/m per il punto P6.

In funzione di quanto sopra si è assunto di utilizzare i dati del punto P2 come condizione al contorno del modello di moto ondoso descritto nella successiva sezione 4.

Energia Dir(°N)	Hs (m)														Tot	
	0.0	0.5	1.0	1.5	2.0	2.5	3.0	3.5	4.0	4.5	5.0	5.5	6.0	6.5		
-15 15	0.052	0.114	0.041	0.052	0.066	0.033	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.357
15 45	0.080	0.345	0.376	0.370	0.345	0.309	0.195	0.041	0.055	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	2.116
45 75	0.076	0.701	1.174	1.256	1.210	0.875	0.527	0.437	0.183	0.119	0.000	0.075	0.000	0.000	0.000	6.633
75 105	0.052	0.242	0.252	0.170	0.090	0.059	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.866
105 135	0.114	0.579	0.589	0.488	0.250	0.125	0.127	0.014	0.018	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	2.305
135 165	0.082	0.416	0.288	0.198	0.094	0.039	0.010	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	1.127
165 195	0.034	0.179	0.095	0.025	0.008	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.340
195 225	0.021	0.098	0.042	0.002	0.012	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.175
225 255	0.016	0.090	0.038	0.011	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.156
255 285	0.018	0.048	0.025	0.009	0.004	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.104
285 315	0.032	0.073	0.047	0.025	0.008	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.185
315 345	0.038	0.067	0.032	0.025	0.012	0.007	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.181
	0.614	2.951	2.999	2.632	2.101	1.448	0.858	0.492	0.257	0.119	0.000	0.075	0.000	0.000	0.000	

Tabella 3.7 – Tabella del flusso di energia del moto ondoso calcolata per ciascuna coppia Hs-Dir per il punto P2. In giallo sono evidenziati i valori del flusso di energia relativi ai settori che interessano la costa.

Energia		Hs (m)													Tot	
Dir(°N)		0.0	0.5	1.0	1.5	2.0	2.5	3.0	3.5	4.0	4.5	5.0	5.5	6.0		
-15	15	0.081	0.234	0.148	0.073	0.081	0.027	0.010	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.654	12.012
15	45	0.081	0.657	0.914	1.012	0.806	0.539	0.253	0.199	0.114	0.050	0.000	0.000	0.000	4.623	
45	75	0.046	0.401	0.556	0.583	0.509	0.334	0.354	0.199	0.019	0.050	0.094	0.000	0.000	3.145	
75	105	0.040	0.175	0.176	0.126	0.047	0.041	0.020	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.625	
105	135	0.102	0.748	0.759	0.609	0.411	0.143	0.132	0.043	0.019	0.000	0.000	0.000	0.000	2.965	
135	165	0.066	0.346	0.177	0.124	0.068	0.007	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.787	
165	195	0.030	0.103	0.032	0.012	0.004	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.181	
195	225	0.022	0.090	0.045	0.016	0.004	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.178	
225	255	0.021	0.114	0.081	0.042	0.017	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.275	
255	285	0.017	0.053	0.029	0.019	0.013	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.130	
285	315	0.028	0.104	0.106	0.082	0.030	0.020	0.000	0.014	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.384	
315	345	0.074	0.202	0.112	0.063	0.047	0.007	0.020	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.526	
		0.608	3.226	3.134	2.761	2.036	1.118	0.789	0.454	0.153	0.099	0.094	0.000	0.000	14.473	

Tabella 3.8 – Tabella del flusso di energia del moto ondoso calcolata per ciascuna coppia Hs-Dir per il punto P6. In giallo sono evidenziati i valori del flusso di energia relativi ai settori che interessano la costa.

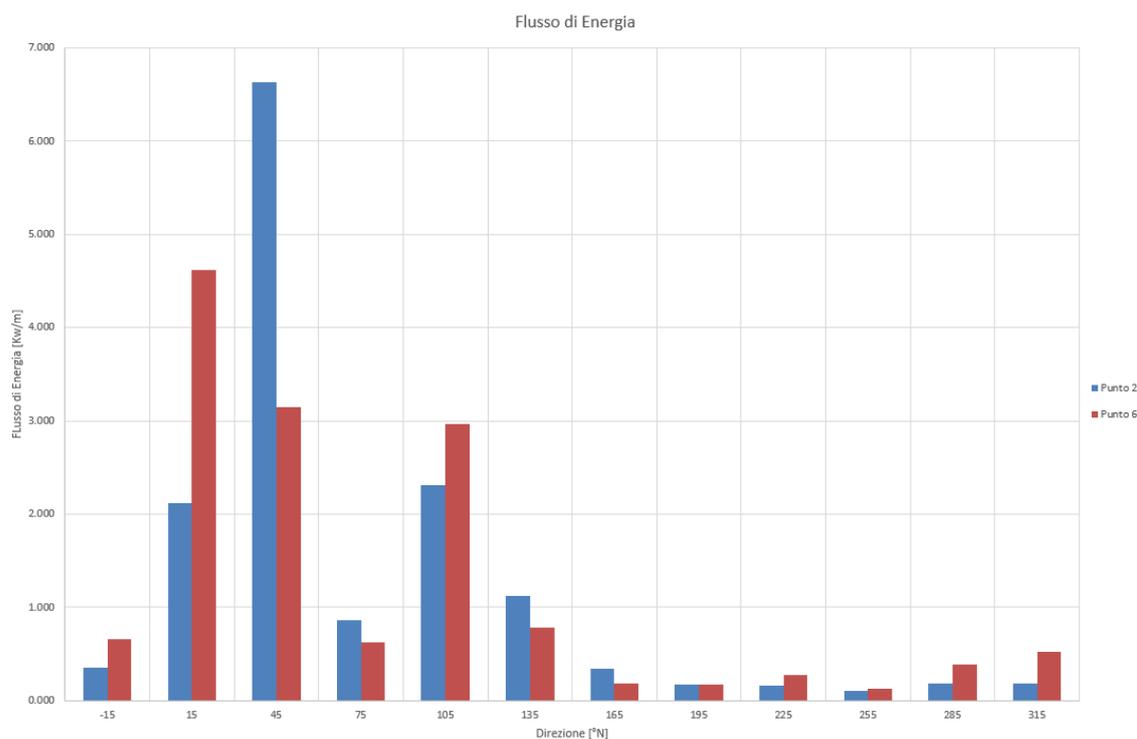


Figura 3.5 – Valori del flusso di energia (kW/m) calcolati per ciascun settore direzionale per i punti P2 e P6.

## 4 MODELLO DI PROPAGAZIONE DEL MOTO ONDOSI

Al fine di propagare il clima di moto ondoso da largo sino a costa è stato utilizzato il modulo SW (Spectral Waves) di MIKE 21, un modello spettrale per vento ed onde di terza generazione, basato su una griglia non strutturata in grado di simulare la trasformazione di onde generate dal vento ed onde di swell sia offshore, sia in aree costiere.

Tale modello, a maglia triangolare "flessibile", permette di utilizzare una risoluzione spaziale variabile, consentendo di impiegare una risoluzione elevata nelle aree per le quali si richiede un maggior dettaglio, laddove rifrazione, shoaling, attrito con il fondo ed eventualmente frangimento determinano una forte trasformazione delle caratteristiche dell'onda incidente su distanze relativamente limitate. I fenomeni fisici che sono modellati con MIKE 21 SW sono i seguenti:

- generazione dell'onda ad opera del vento;
- interazione non lineare onda-onda;
- dissipazione dovuta al cosiddetto "white capping"
- dissipazione dovuta all'attrito con il fondo;
- dissipazione dovuta al frangimento;
- rifrazione e shoaling dovuti alle variazioni del fondale;
- interazione onde-correnti;
- diffrazione;
- riflessione.

Un'accurata descrizione del modulo MIKE 21 SW è riportata in Allegato al presente elaborato. I dati di input da inserire nel modello possono essere raggruppati in differenti categorie, ovvero:

- parametri di base (es. mesh di calcolo, durata della simulazione);
- tipo di formulazione, discretizzazione nel dominio delle frequenze e delle direzioni, tecniche di soluzione;
- forzanti (livelli, vento, correnti);
- parametri di dissipazione (frangimento, white-capping, attrito al fondo);
- condizioni iniziali (stato di mare iniziale);
- condizioni al contorno (onde al largo o alternativamente contorno chiuso).

I risultati ottenuti, per ognuno degli elementi della mesh e per ciascun istante temporale di calcolo (time step), sono costituiti essenzialmente dai parametri caratteristici dell'onda: altezza d'onda significativa, periodo, direzione media, radiation stress.

## 4.1 Batimetria e dominio di calcolo

Sulla base dei dati disponibili, descritti alla sezione 2.2, è stata predisposta una batimetria di calcolo a maglia triangolare sia in riferimento alla configurazione attuale (in assenza dei monopali del campo eolico) sia alla configurazione di progetto (che comprende il campo eolico nelle due configurazioni di Layout A e Layout B). Complessivamente, pertanto, sono state costruite tre differenti batimetrie di calcolo, ciascuna estesa fino a costa, per uno sviluppo complessivo di oltre 45 km in direzione Sud Est – Nord Ovest e di circa 40 km a partire da costa verso il largo.

La dimensione e la risoluzione del dominio di calcolo sono state individuate al fine di rappresentare al meglio tutti i fenomeni che intervengono nella propagazione dell'onda da largo verso costa e nell'intorno delle strutture, ottimizzando al contempo i tempi di calcolo.

Per la caratterizzazione batimetrica dell'area oggetto di studio, come detto, si è fatto riferimento al database di carte nautiche digitalizzate CM-93 di CMAP [5] ed al database globale GEBCO [4].

Il risultato finale del processamento dei dati batimetrici a disposizione è mostrato nella Figura 4.1, in cui sono rappresentate l'estensione del modello e la batimetria di calcolo. In Figura 4.2 è invece presentata la mesh di calcolo con il dettaglio della risoluzione variabile utilizzata. Nello specifico si può osservare una risoluzione, intesa come lato medio del triangolo della mesh, che varia tra 800 m al largo fino ad 1 m nella zona immediatamente intorno ai monopali. Questi ultimi sono quindi stati inseriti all'interno della mesh di calcolo e per ognuno di essi è stato impostato un contorno completamente riflettente (coefficiente di riflessione pari a 1). A titolo di esempio, le mappe riportate fanno riferimento al Layout A.

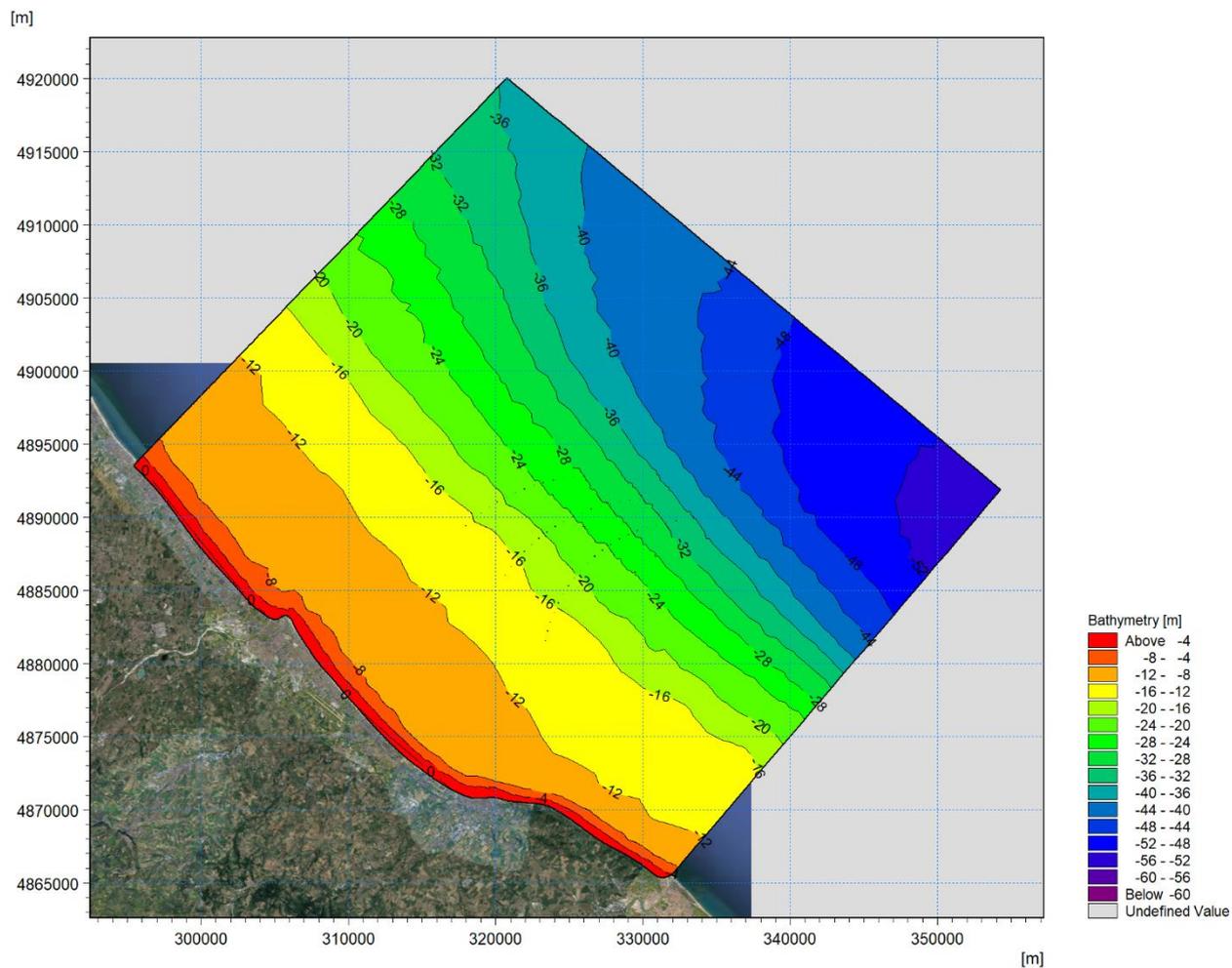


Figura 4.1 – Batimetria e dominio di calcolo (Layout A).

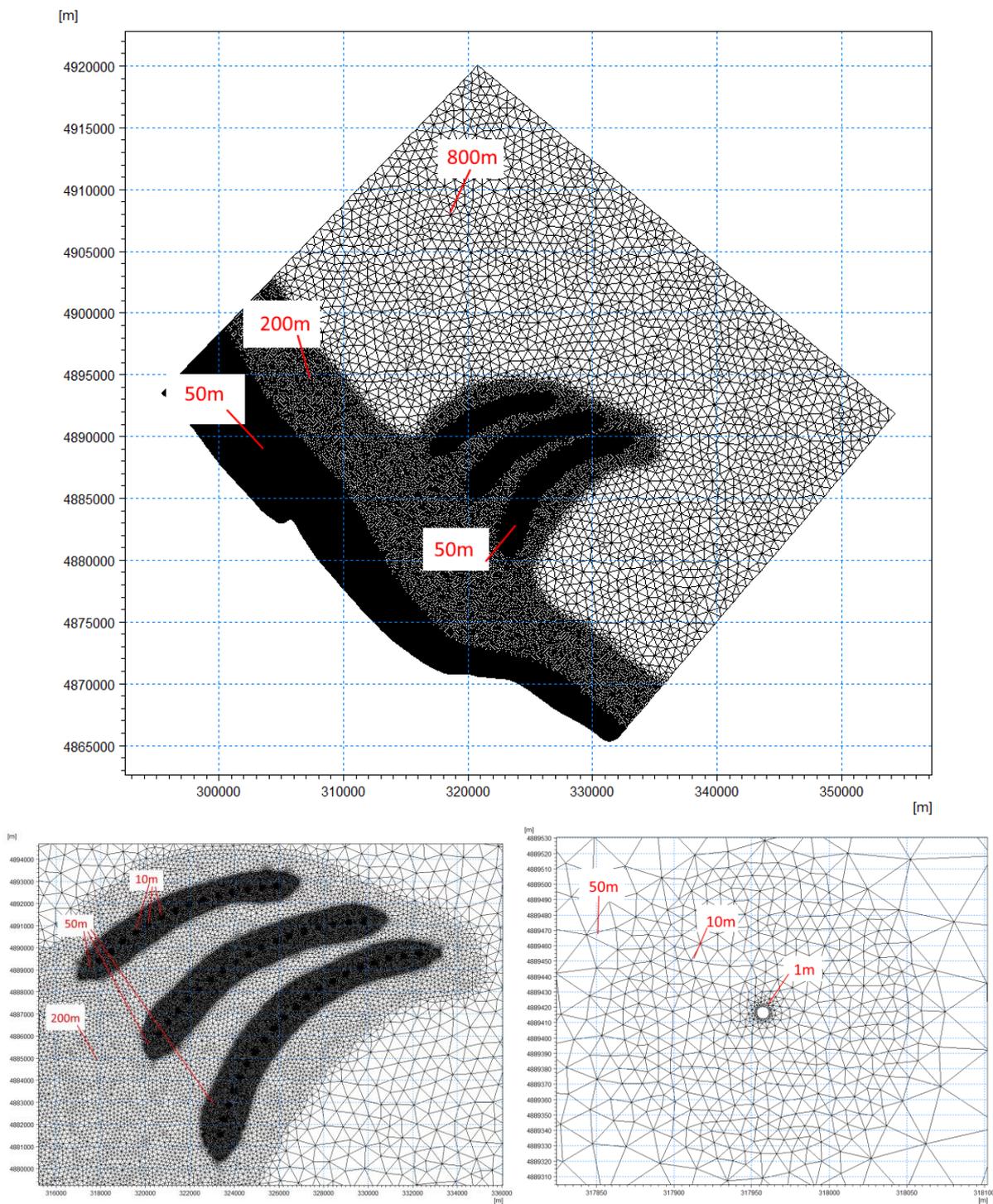


Figura 4.2 – Mesh di calcolo e dettaglio della risoluzione (Layout A).

## 4.2 Condizioni al contorno del modello d'onda

La mesh di calcolo così costruita presenta tre contorni aperti: uno al largo, parallelo alla costa e due laterali, ortogonali a costa. Per quanto riguarda il contorno (*boundary*) offshore è stata impostata una condizione di moto ondoso costante lungo tutto il contorno e basata sui dati del punto ERA 5 "P2", descritto nella sezione 3.1. Nello specifico, a partire dalle tabelle di frequenza di Altezza d'onda e Direzione, sono state individuate 41 condizioni ondose caratterizzate da:

- Altezza d'onda significativa compresa da 0.0 m a 6.0 m;
- Direzione media di provenienza compresa nel settore 345°N-135°N;
- Periodo di picco ricavato a partire della relazione Hs-Tp e compreso tra 3.0 s e 9.2 s;
- Frequenza di accadimento.

N	Hs	Tp	MWD	f	N	Hs	Tp	MWD	f
-	[m]	[s]	[°N]	%	-	[m]	[s]	[°N]	%
1	0.25	3.0	0	5.434	22	3.25	7.5	60	0.132
2	0.75	4.5	0	0.899	23	3.75	7.9	60	0.078
3	1.25	5.4	0	0.098	24	4.25	8.3	60	0.024
4	1.75	6.1	0	0.056	25	4.75	8.6	60	0.012
5	2.25	6.6	0	0.039	26	5.75	9.2	60	0.005
6	2.75	7.1	0	0.012	27	0.25	3.0	90	5.507
7	0.25	3.0	30	8.374	28	0.75	4.5	90	1.911
8	0.75	4.5	30	2.728	29	1.25	5.4	90	0.599
9	1.25	5.4	30	0.895	30	1.75	6.1	90	0.183
10	1.75	6.1	30	0.398	31	2.25	6.6	90	0.054
11	2.25	6.6	30	0.205	32	2.75	7.1	90	0.022
12	2.75	7.1	30	0.115	33	0.25	3.0	120	12.004
13	3.25	7.5	30	0.049	34	0.75	4.5	120	4.585
14	3.75	7.9	30	0.007	35	1.25	5.4	120	1.401
15	4.25	8.3	30	0.007	36	1.75	6.1	120	0.526
16	0.25	3.0	60	7.944	37	2.25	6.6	120	0.149
17	0.75	4.5	60	5.546	38	2.75	7.1	120	0.046
18	1.25	5.4	60	2.791	39	3.25	7.5	120	0.032
19	1.75	6.1	60	1.352	40	3.75	7.9	120	0.002
20	2.25	6.6	60	0.721	41	4.25	8.3	120	0.002
21	2.75	7.1	60	0.325					

Tabella 4.1 – Condizioni ondose utilizzate al contorno offshore del modello d'onda. I valori di Hs e MWD fanno riferimento al valore centrale della classe di appartenenza.

Per le condizioni al contorno laterali sono state definite delle "*Lateral boundary conditions*". In corrispondenza di una condizione al contorno di tipo "*lateral boundary*" il modello calcola una soluzione semplificata delle equazioni lungo il contorno (approccio monodimensionale) a partire dalle caratteristiche dell'onda nel punto di incontro tra il contorno laterale e quello offshore ed in funzione del profilo batimetrico lungo il contorno laterale stesso. Tale condizione al contorno consente quindi alle onde di propagarsi da e verso l'esterno del dominio di calcolo senza influenzare il risultato all'interno del dominio stesso.

### 4.3 Configurazione simulate

Al fine di quantificare l'impatto del campo eolico sul moto ondoso sono state predisposte tre simulazioni: una in riferimento alla configurazione di stato attuale e due in riferimento alla configurazione di progetto nei differenti Layout A e B, che differiscono per una diversa posizione del campo eolico, a parità di numero di turbine. Per tutte le configurazioni (Figura 4.3) le simulazioni sono state condotte in riferimento alle 41 condizioni definite al paragrafo precedente.

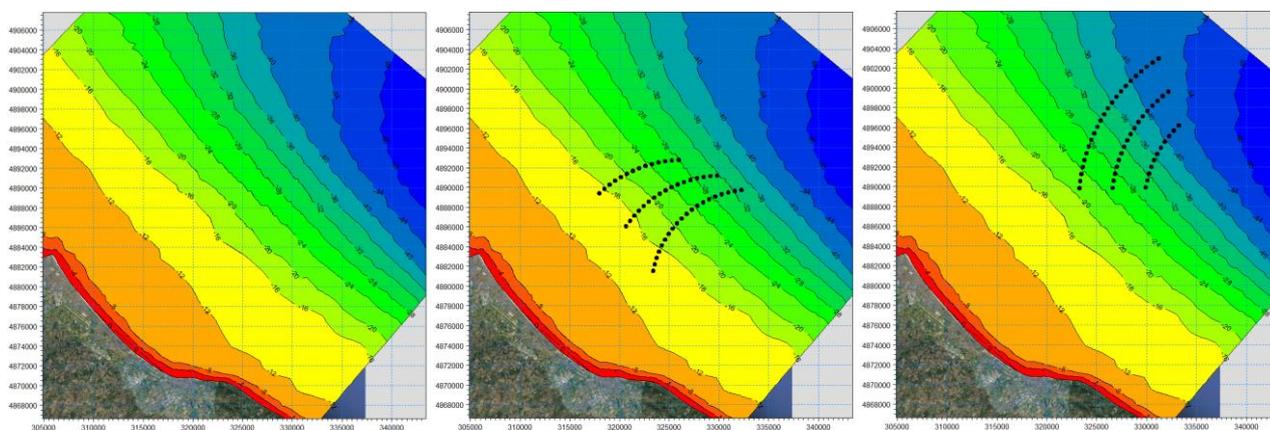


Figura 4.3 – Configurazioni simulate: Stato attuale (a sinistra), Layout A (al centro) e Layout B (a destra).

### 4.4 Risultati delle simulazioni del modello d'onda

Le simulazioni hanno permesso di ottenere la distribuzione delle principali grandezze di moto ondoso (altezza d'onda significativa, periodo medio e di picco e direzione media di propagazione) in tutti i punti del dominio di calcolo per le tre configurazioni (attuale, layout A e layout B) per tutte le 41 condizioni prese a riferimento. Al fine di determinare l'influenza del campo eolico sul moto ondoso, tali risultati sono stati successivamente processati in modo da ottenere la mappa delle differenze tra stato attuale e progetto in termini sia di altezza d'onda significativa, sia di flusso di energia ondosa risultante.

#### 4.4.1 Mappe di altezza d'onda significativa

Nelle immagini a seguire, a titolo di esempio, sono riportate le mappe di altezza d'onda significativa in riferimento alle tre configurazioni simulate per una condizione ondosa, nello specifico la condizione n.15, caratterizzata da un'altezza d'onda significativa al largo di 4.25 m ed una direzione di 30°N.

Da una prima analisi, qualitativa, dei risultati emerge che il campo eolico, nelle due configurazioni testate, non determina un'influenza apprezzabile sul moto ondoso, ad eccezione delle zone immediatamente prossime ai monopali. Nello specifico, analizzando il campo d'onda di dettaglio nell'intorno delle strutture si osserva, come atteso, un incremento dell'altezza d'onda significativa, dovuta al fenomeno della riflessione, nella zona immediatamente antistante la struttura stessa. Viceversa, nell'area retrostante la struttura si verifica una significativa riduzione dell'altezza d'onda significativa dovuta all'effetto blocco del palo.

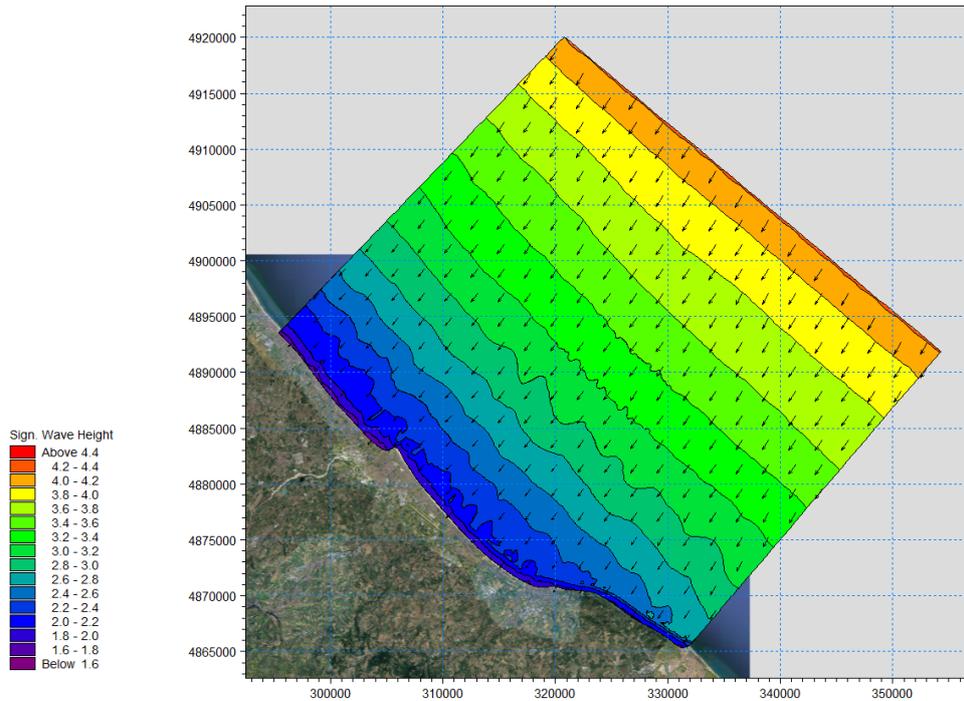


Figura 4.4 – Distribuzione dell’altezza d’onda significativa per la condizione ondosa n.15 – stato attuale.

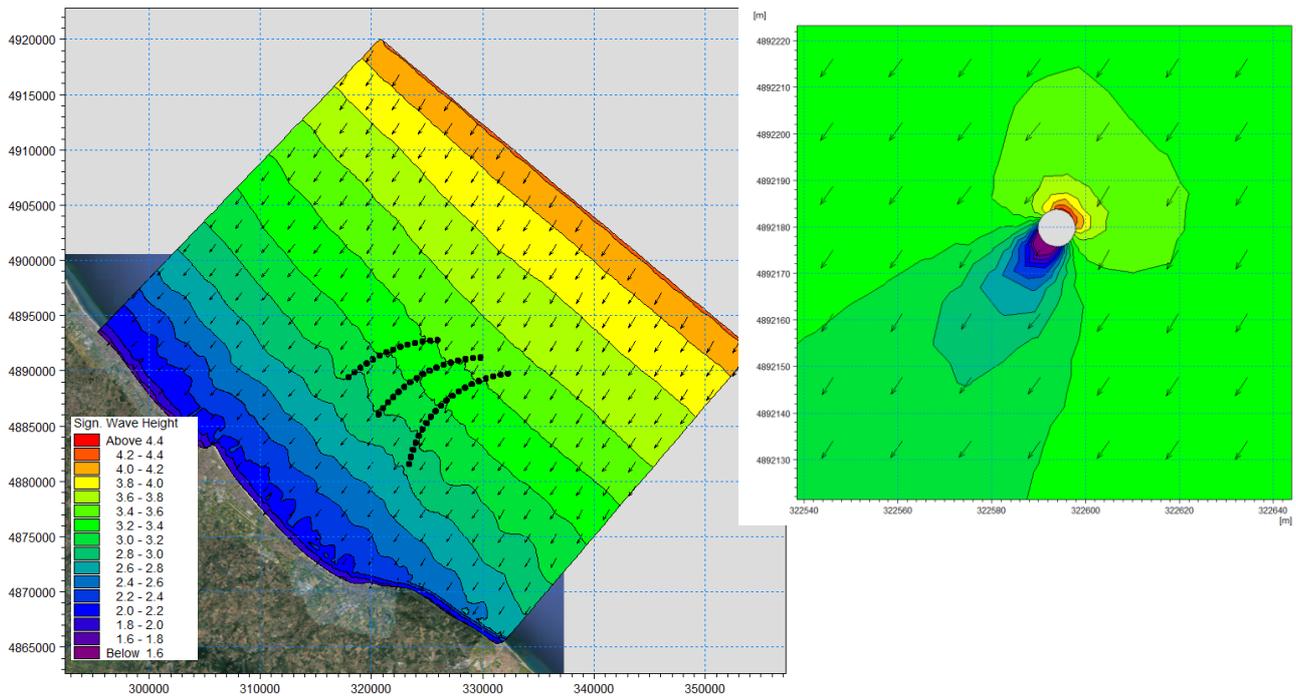


Figura 4.5 – Distribuzione dell’altezza d’onda significativa per l’intero dominio di calcolo (a sinistra) e nell’intorno di un monopalo (in alto a destra) per la condizione ondosa n.15 – Layout A.

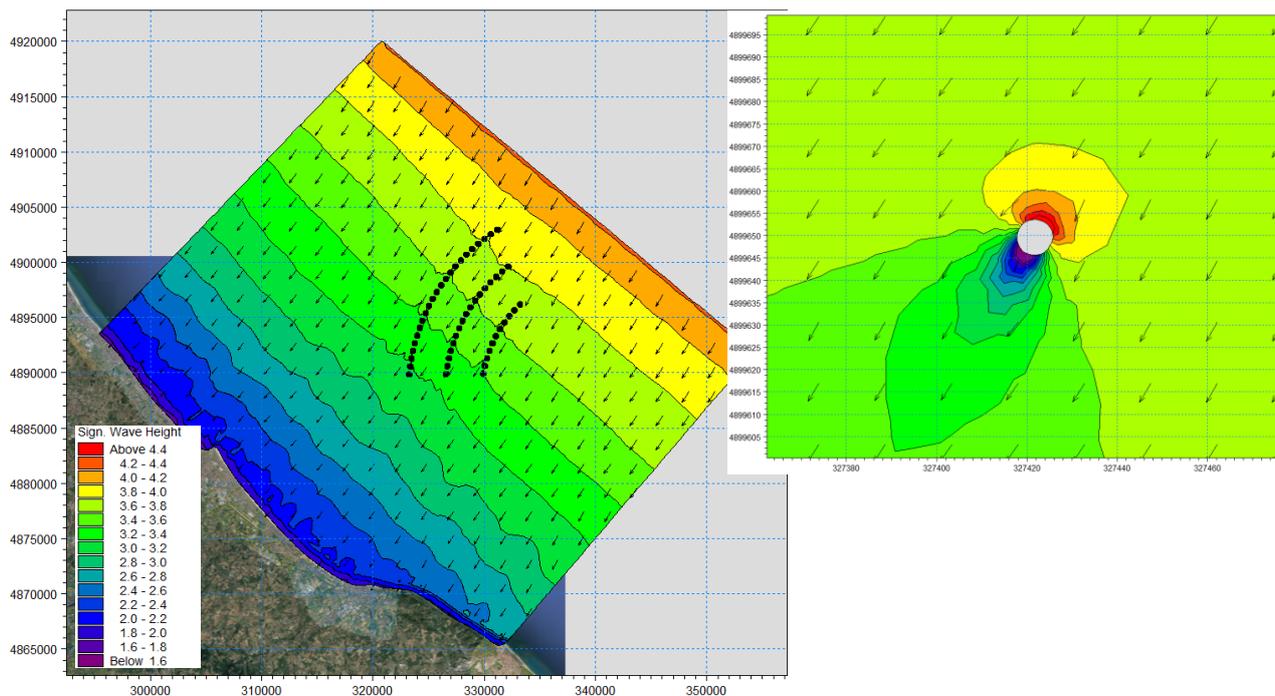


Figura 4.6 – Distribuzione dell'altezza d'onda significativa per l'intero dominio di calcolo (a sinistra) e nell'intorno di un monopalo (in alto a destra) per la condizione ondosa n.15 – Layout B.

#### 4.4.2 Mappe delle differenze di altezza d'onda significativa risultante

Al fine di quantificare l'influenza del campo eolico sul moto ondoso, le valutazioni qualitative sulla singola onda (sezione 4.4.1) non sono naturalmente sufficientemente rappresentative e devono essere integrate sull'intero set di condizioni simulate. I risultati delle simulazioni sono stati pertanto processati con lo scopo di ottenere la mappa delle differenze (tra stato attuale e layout di progetto) di altezza d'onda significativa risultante su tutto il clima.

Operativamente, per ciascuna configurazione simulata è stata dapprima calcolata la mappa di altezza d'onda media risultante, ottenuta pesando i risultati di ciascuna delle 41 condizioni ondose sulla frequenza di accadimento. Infine, sono state calcolate le differenze, in termini di altezza d'onda risultante, tra configurazione attuale e progetto (nelle due configurazioni testate). Il risultato di tale processamento è illustrato nelle immagini di Figura 4.7e Figura 4.8, rispettivamente per il Layout A ed il Layout B.

Dall'analisi dei risultati appare evidente l'influenza trascurabile del campo eolico al di fuori delle immediate vicinanze dei monopali. In termini di altezza d'onda media, infatti, la riduzione dei valori tra configurazione di progetto ed attuale si attesta su valori compresi tra 2 e 5 mm per una larga porzione del tratto di mare compresa tra il campo eolico e la costa. In prossimità della costa, le differenze si riducono a 1-2 mm al massimo per il Layout A e a meno di 1 mm per il Layout B.

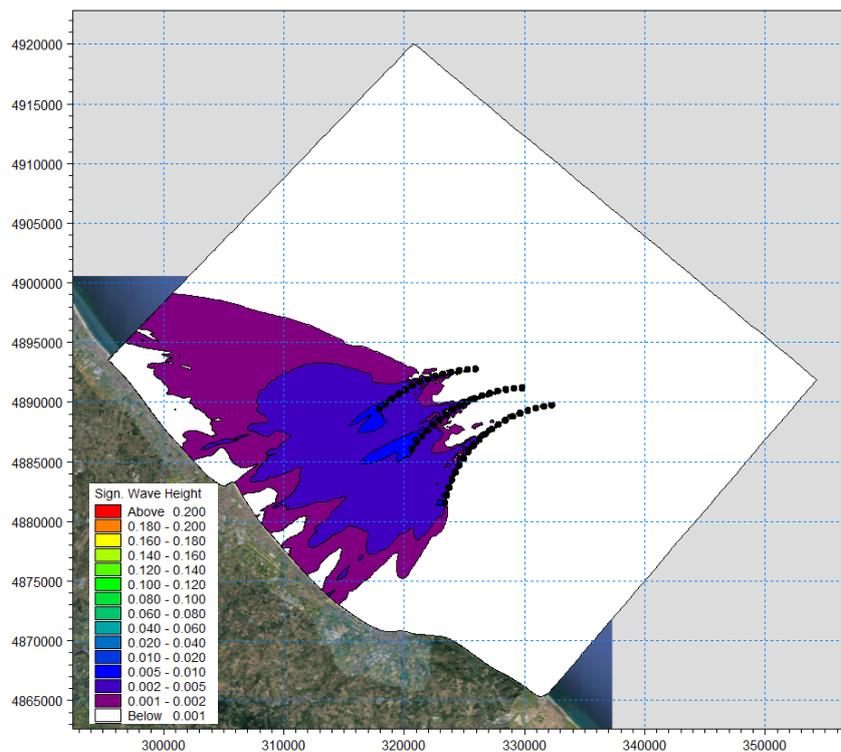


Figura 4.7 – Differenze di altezza d'onda significativa risultante (in metri) tra stato attuale e Layout A.

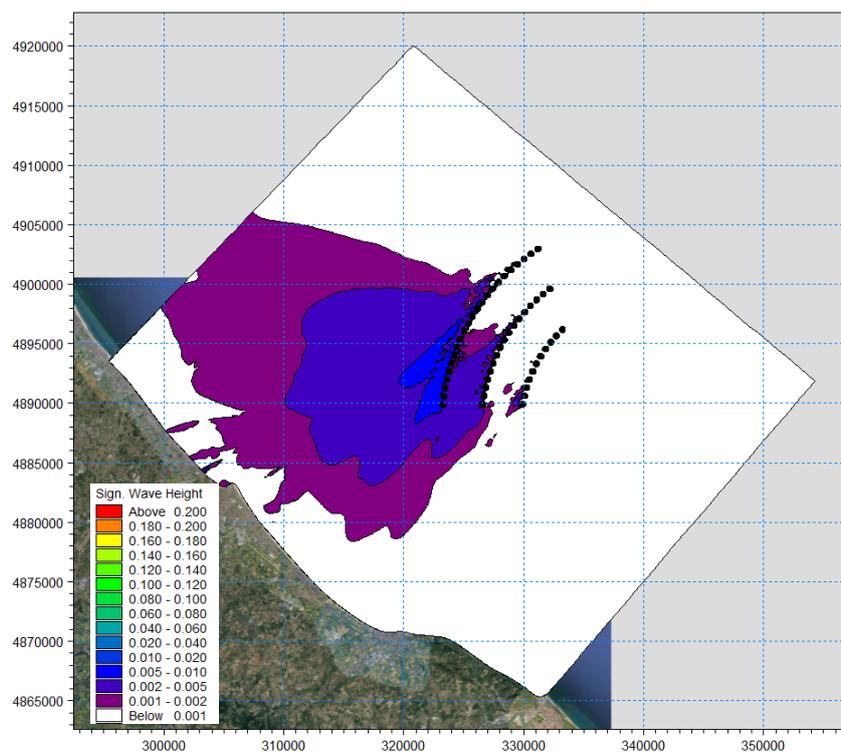


Figura 4.8 – Differenze di altezza d'onda significativa risultante (in metri) tra stato attuale e Layout B.

### 4.4.3 Mappe delle differenze massime di altezza d'onda significativa

Nelle immagini di Figura 4.9 e Figura 4.10 sono riportate le mappe delle differenze massime tra configurazione attuale e Layout A e configurazione attuale e Layout B, rispettivamente. Nello specifico si osservano, per entrambi i layout, nella zona compresa tra il campo eolico e la costa differenze massime non superiori a 0.1 m. Considerando che le differenze massime sono associate alle onde più alte simulate, che in corrispondenza del campo eolico presentano valori di altezza significativa dell'ordine di 3.5 - 4.0 m, si può stimare che la variazione massima di altezza d'onda significativa indotta dal campo eolico sia pari a circa il 2-3% dell'altezza d'onda indisturbata.

Tali percentuali risultano perfettamente in linea con quanto riportato nella trattazione più generale sugli impatti dei parchi eolici sulle condizioni d'onda (vd. sezione 6.3).

Anche in questo caso è possibile affermare che le differenze del moto ondoso a costa, seppur modeste, indotte dalla presenza del campo eolico, risultano lievemente superiori per il Layout A rispetto al Layout B.

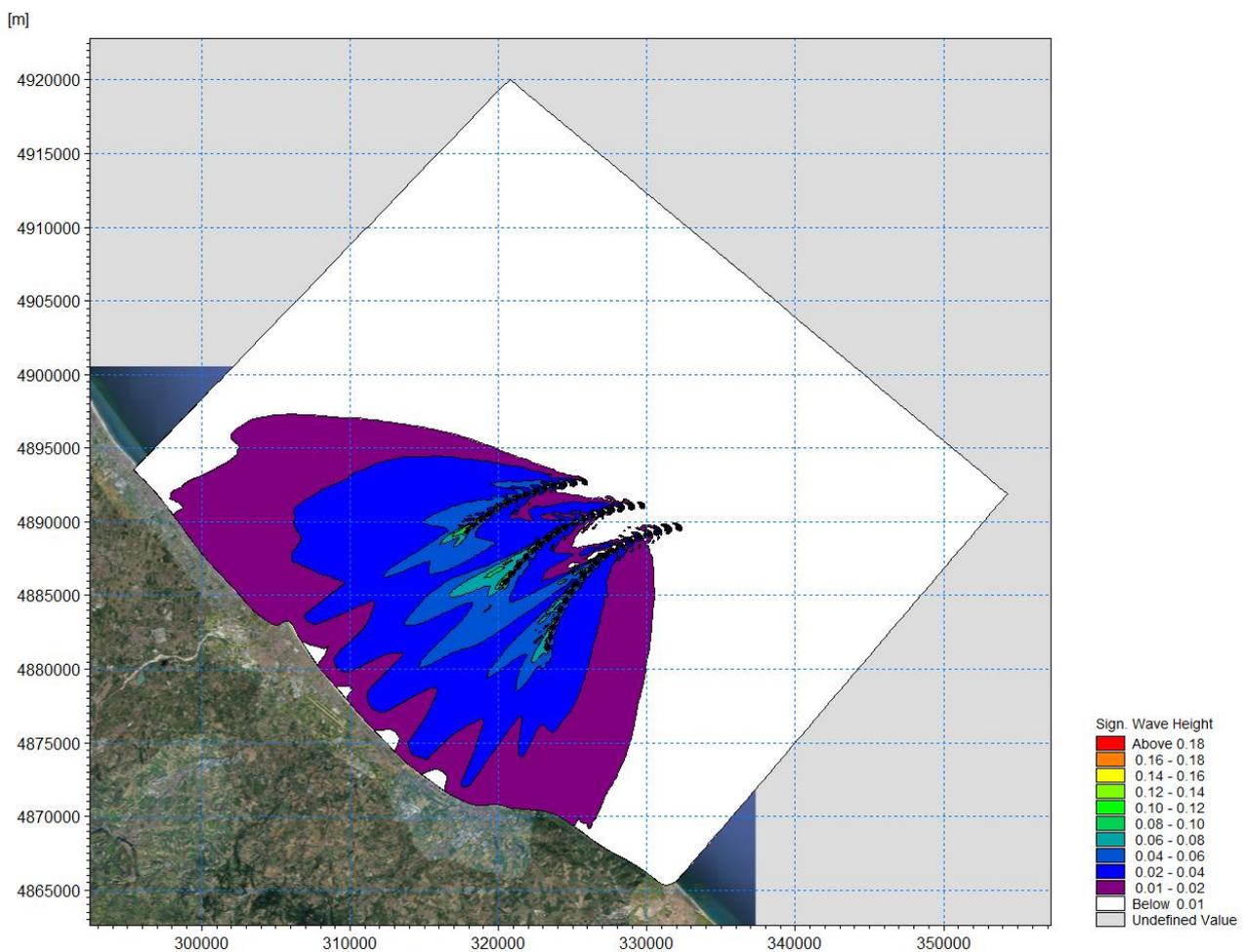


Figura 4.9 – Mappa delle differenze massime di altezza d'onda (Layout Attuale - Layout A).

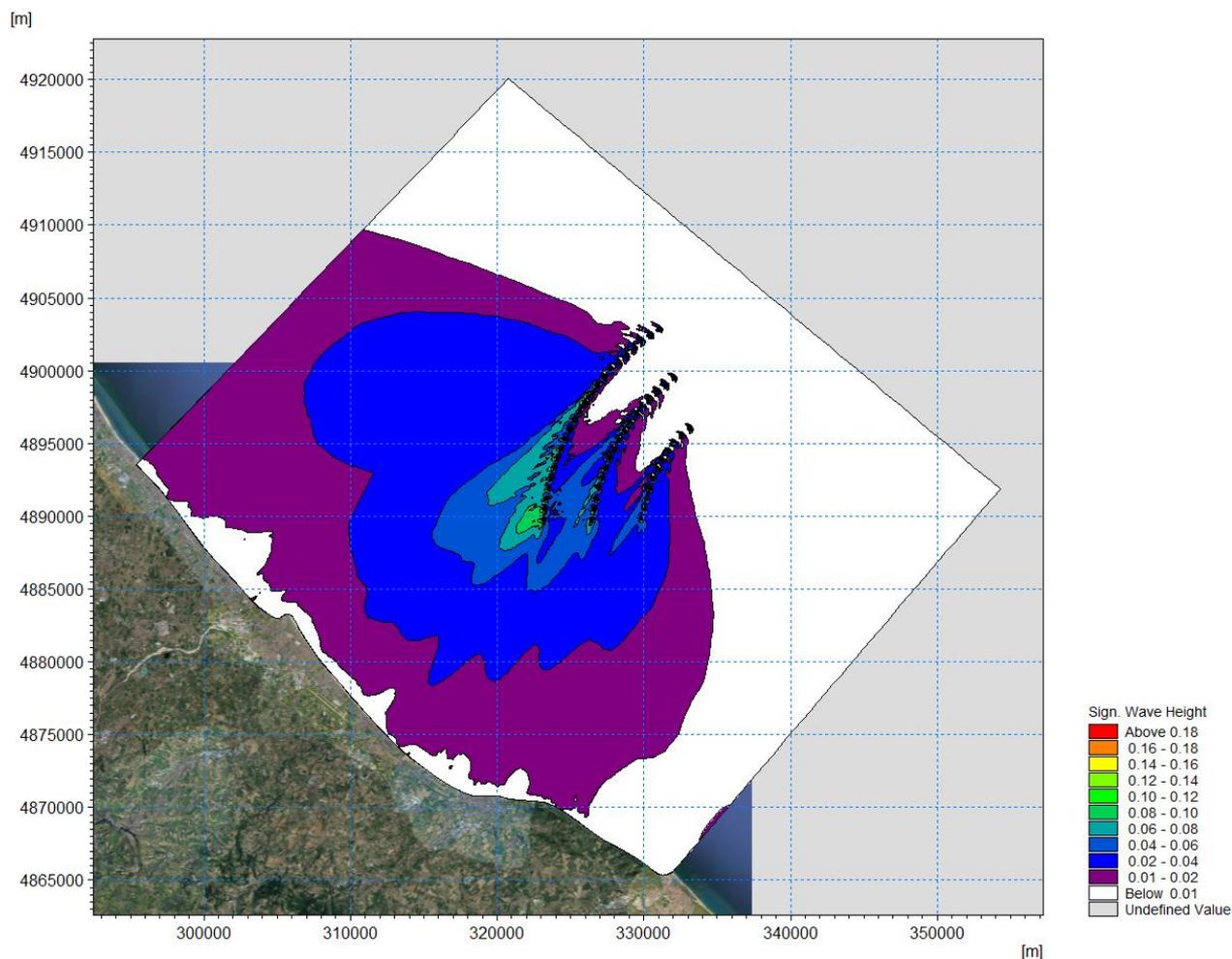


Figura 4.10 – Mappa delle differenze massime di altezza d’onda (Layout Attuale - Layout B).

## 5 ANALISI DEGLI EFFETTI DEL CAMPO EOLICO SUL MOTO ONDOSI A COSTA

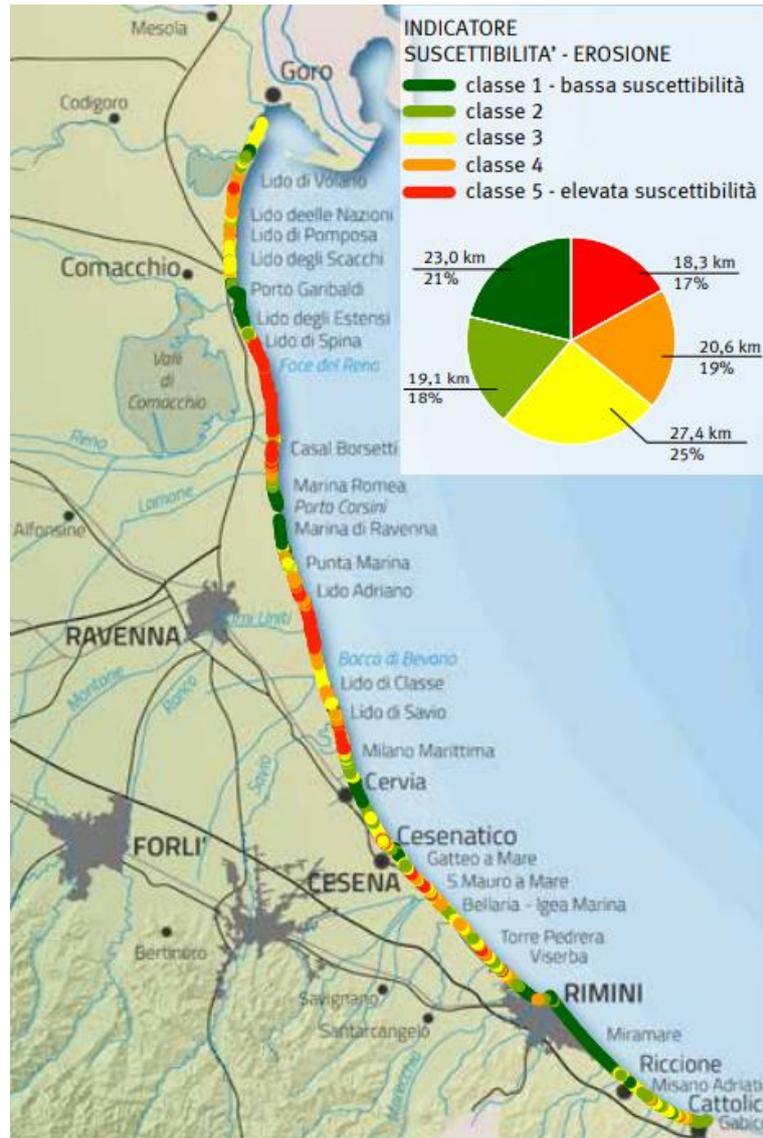
La costa dell'Emilia-Romagna è affetta da due principali criticità collegate agli eventi di mareggiata:

- L'erosione dei litorali dovuta a dinamiche naturali e antropiche su cui spiccano: l'intensità degli eventi di mareggiata, la riduzione del trasporto solido da parte dei fiumi, l'abbattimento delle dune costiere (naturale serbatoio di sedimento); l'effetto barriera prodotto dalla presenza di opere costiere e di difesa che intercettano parte del trasporto long-shore; la subsidenza;
- L'inondazione marina: legata ad eventi meteomarinari intensi ed associati a fenomeni di 'surge' (acqua alta); le quote molto basse della piana costiera; la discontinuità o assenza della prima barriera naturale costituita dalla duna costiera.

Al fine di quantificare i potenziali effetti esercitati dal campo eolico sulle tendenze evolutive a costa è stato condotto un ulteriore approfondimento basato sul calcolo della direzione della risultante energetica del moto ondoso incidente. Un'eventuale variazione della direzione della risultante energetica del moto ondoso (rotazione) determinerebbe infatti una tendenza alla rotazione della linea di costa nel tratto interessato, con potenziali accentuazioni dei processi erosivi in atto.

È qui opportuno evidenziare che il tratto di litorale potenzialmente interessato dagli effetti del campo eolico ricade pressoché interamente nella provincia di Rimini (Figura 4.9 e Figura 4.10).

Sulla base delle risultanze contenute nel recente Rapporto Tecnico del Servizio Geologico Sismico e dei Suoli di Regione Emilia Romagna [7], *"il 36% della costa regionale presenta una elevata suscettibilità all'erosione della costa (classi 5 + 4), tali zone sono particolarmente diffuse nel Ravennate, dove risultano ricadere nelle due classi oltre il 50% delle spiagge. Nel Ferrarese e nella provincia di Forlì-Cesena queste categorie rappresentano circa il 26% della costa, mentre la situazione più incoraggiante è nella provincia di Rimini dove solo il 12.6% delle spiagge è in situazione critica."*



classe	FERRARA		RAVENNA		FORLI'-CESENA		RIMINI	
	lunghezza km	% arrotondata all'unità	lunghezza km	% arrotondata all'unità	lunghezza km	% arrotondata all'unità	lunghezza km	% arrotondata all'unità
1	4,9	22	7,4	17	0,5	6	10,2	31
2	2,4	11	6,9	15	1,2	13	8,7	27
3	7,1	31	6,8	15	3,9	45	9,6	29
4	6,8	30	9,2	21	1,7	19	3,0	9
5	1,3	6	14,4	32	1,5	17	1,1	4

Figura 5.1 – Indicatore di ‘suscettibilità all’erosione’ della costa (SI\_e) [7],

L’analisi è stata effettuata in riferimento alla configurazione di stato attuale ed a quella di Layout A, che è risultata essere quella che determina le variazioni maggiori (sebbene assai ridotte) sulle altezze d’onda (sezione 4.4).

Sulla base del modello d'onda descritto nella sezione 4, si è proceduto con il calcolo della risultante energetica in tre punti (P01, P02 e P03) ubicati intorno alla batimetrica -8 m lungo il litorale potenzialmente interessato dagli impatti del campo eolico. L'ubicazione e le coordinate dei punti di controllo sono riportate in Figura 5.2.



Figura 5.2 – Ubicazione e coordinate dei tre punti di controllo sottocosta utilizzati per l'analisi delle possibili variazioni nella direzione della risultante energetica.

Per ciascun punto di controllo è stato effettuato il calcolo della direzione della risultante energetica applicando la seguente formulazione:

$$MWD_{risultante} = \frac{\sum f \cdot H_s^2 \cdot T_p \cdot MWD}{\sum f \cdot H_s^2 \cdot T_m}$$

Dove: f, H<sub>s</sub>, T<sub>p</sub> e MWD sono rispettivamente la frequenza, l'altezza d'onda significativa, il periodo di picco e la direzione media di provenienza di ogni condizione ondosa considerata, ottenuta dal modello ed estratta nei tre punti di controllo.

Di seguito sono riportati i valori della direzione della risultante energetica in riferimento al layout di stato attuale ed a quello di progetto (Layout A).

	Attuale [°N]	Layout A [°N]
P01	55.3	55.1
P02	54.3	54.4
P03	47.4	47.4

Tabella 5.1 – Valori della direzione della risultante energetica in riferimento al layout di stato attuale ed a quello di progetto (Layout A).

Analizzando i valori in tabella si osserva che le differenze tra i due layout risultano assolutamente trascurabili. In particolare, la realizzazione del campo eolico determina variazioni nella direzione della risultante energetica inferiori a  $0.2^\circ$ . Variazioni così contenute sono da considerarsi del tutto trascurabili ai fini della tendenze evolutive del litorale oggetto di studio.

## 6 APPROFONDIMENTI SUI POTENZIALI IMPATTI DEI CAMPO EOLICO SU VENTO, ONDA E IDRODINAMICA

Ad integrazione delle attività di modellazione numerica illustrate nelle sezioni precedenti, volte a quantificare gli impatti della presenza del campo eolico sul regime di moto ondoso e, conseguentemente, sulle tendenze evolutive del litorale romagnolo antistante, si riporta in questa sezione una valutazione più generale e qualitativa dei potenziali impatti attesi su un più ampio spettro di variabili meteomarine, con particolare riferimento, oltre al moto ondoso stesso, al regime di vento e di corrente.

L'analisi si basa sulla recente letteratura di settore, nonché su una serie di Studi Ambientali selezionati tra svariati progetti di campi eolici offshore.

Sulla base degli esiti delle simulazioni numeriche precedentemente illustrate, seguendo un approccio conservativo è stato concordato con il Gruppo di Lavoro di fare riferimento, per l'analisi dei potenziali impatti, al "Layout A".

### 6.1 Caratteristiche del campo eolico

La capacità prevista del campo oggetto di analisi "Rimini" è di circa 330 MW, garantita da 51 Turbine Eoliche (WTG – Wind Turbine Generator), la cui prevista disposizione, nella configurazione di "Layout A", è illustrata in Figura 6.1. Le profondità interessate dalla presenza dei monopali variano tra circa 15 e 35 m (Figura 6.2). Nell'immagine di Figura 6.1 è raffigurata anche la posizione della sottostazione elettrica (OSS – Offshore Sub Station). Ciascuna turbina ha una potenza nominale di 6.45 MW e la distanza minima tra due turbine è di circa 6-700 m (circa 4D, dove con D si indica il diametro del rotore). La fondazione è prevista della tipologia "monopalo" di diametro 7.5 m (Figura 6.3). Complessivamente, l'impronta del campo eolico è pari a circa 70 km<sup>2</sup>.



Figura 6.1 – Ubicazione delle turbine del Campo Eolico "Rimini" della Sottostazione elettrica secondo il layout "A". La minima distanza da costa è di circa 11 km.

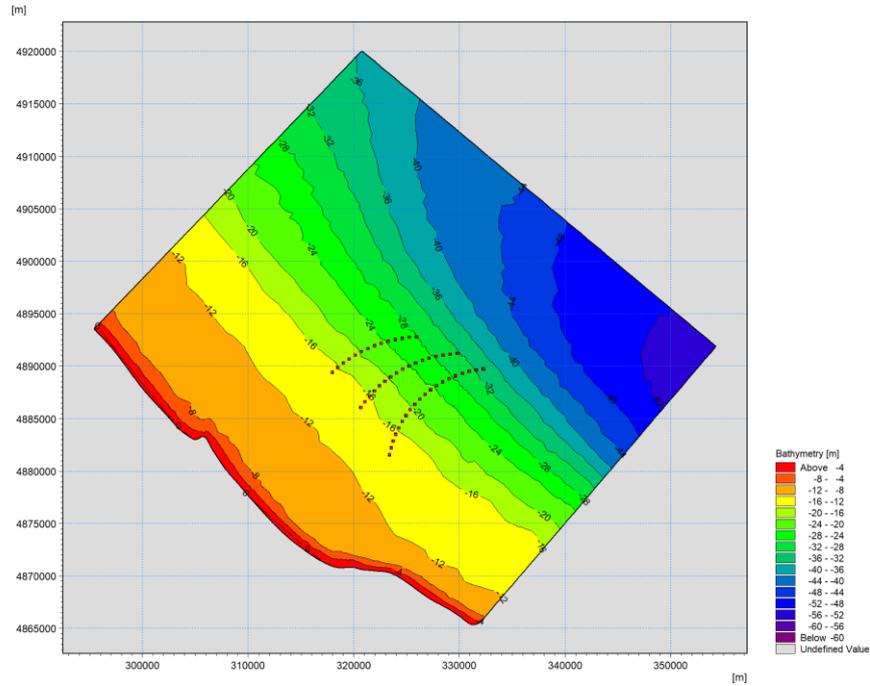


Figura 6.2 – Batimetria dell’area di studio e ubicazione delle turbine nella configurazione di “Layout A” del campo eolico “Rimini”. La batimetria nell’area delle 51 turbine eoliche varia tra i 15 ed i 35 m circa.

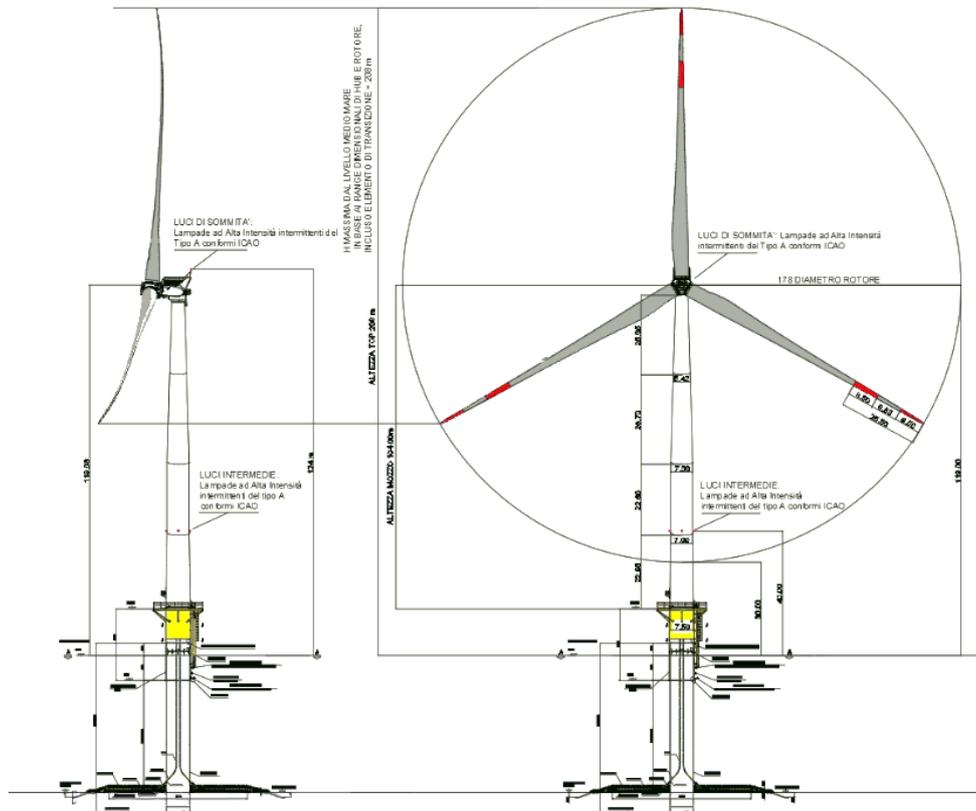


Figura 6.3 – Dettaglio costruttivo della turbina eolica da 6.45 MW. Il rotore è posto ad una quota di circa 119 m ed è caratterizzato da un diametro di 178 m. Il diametro del monopalo è pari a 7.5 m.

## 6.2 Analisi delle variazioni attese per la componente "vento"

Gli effetti più largamente documentati dell'estrazione di energia eolica sulle condizioni atmosferiche locali e regionali è il cosiddetto "effetto scia". Le turbine eoliche estraggono energia cinetica dall'atmosfera e convertono parte di tale energia in energia elettrica. La parte restante dell'energia viene convertita in energia cinetica turbolenta che genera scie ed una riduzione (sottovento alle turbine) nell'intensità della forzante anemometrica.

Per valutare l'impatto sulla componente vento del Campo Eolico da 158 MW "Horns Rev 1 OWF" (80x2 MW WTG, distanza tra le turbine pari a  $7D$ , dove  $D$  è il diametro del rotore in quel caso pari a 80 m, impronta complessiva pari a circa  $20 \text{ km}^2$  su profondità marine comprese tra i 6 e i 14 m), Christiansen and Hasager (2005, [8]) hanno utilizzato immagini satellitari SAR (Satellite Synthetic Aperture Radar) per stimare l'effetto della riduzione della velocità sottovento alle turbine.

In particolare è stato stimato che alla quota media del rotore, nell'intervallo di intensità del vento tra 8 e 9 m/s, la velocità sottovento alle turbine si riduce di circa l'8-9% in media rispetto ai valori di intensità sopravvento, presa a riferimento per l'analisi (si veda anche Christensen et al (2013, [9])). L'intensità del vento recupera intorno al 2% (rispetto alla velocità indisturbata) entro una distanza compresa tra 5 e 20 km, variabile a seconda della intensità del vento, della stabilità atmosferica e del numero di turbine in funzione.

L'effetto scia del campo eolico Horns Rev 1 OWF è stato ben catturato dalle celebri fotografie aeree del 12 Febbraio 2008 (Hasager et al (2013, [10])).

Un'altra analisi, molto recente, dell'impatto dei parchi eolici sulle dinamiche atmosferiche locali e sulle distribuzioni spazio-temporali dei deficit di velocità del vento in una configurazione che contempla sia la presenza delle wind farm del Mare del Nord esistenti, sia di quelle in corso di realizzazione è stata condotta da Akthar et al nel 2021 [11]. In particolare, l'analisi è stata condotta utilizzando un modello climatico ad alta risoluzione che ha previsto una parametrizzazione delle turbine eoliche. I risultati di questa analisi hanno dimostrato che cluster di grandi wind farm ( $> 500 \text{ MW}$ ) possono potenzialmente determinare una riduzione della velocità media del vento di circa 2-2.5 m/s (ovvero una riduzione del 20-25% considerando una velocità media del vento pari a 10 m/s) che può essere recuperata ad una distanza di circa 40 km sottovento alle turbine.

Sebbene la velocità media del vento all'altezza del rotore del campo eolico "Rimini" (circa 5-6 m/s) sia inferiore rispetto alle condizioni del Mare del Nord, è verosimile ipotizzare che le intensità del vento si riducano fino a circa il 10%, con un recupero completo entro i 20-30 km sottovento alle turbine. Nel caso in esame si valuta che gli effetti a costa, ubicata a circa 20 km dal centro del campo eolico, nonostante la presenza di venti di Bora provenienti da Nord-Est che, sebbene non frequenti, risultano tra i più intensi per l'area (Figura 6.4) siano difficilmente apprezzabili.

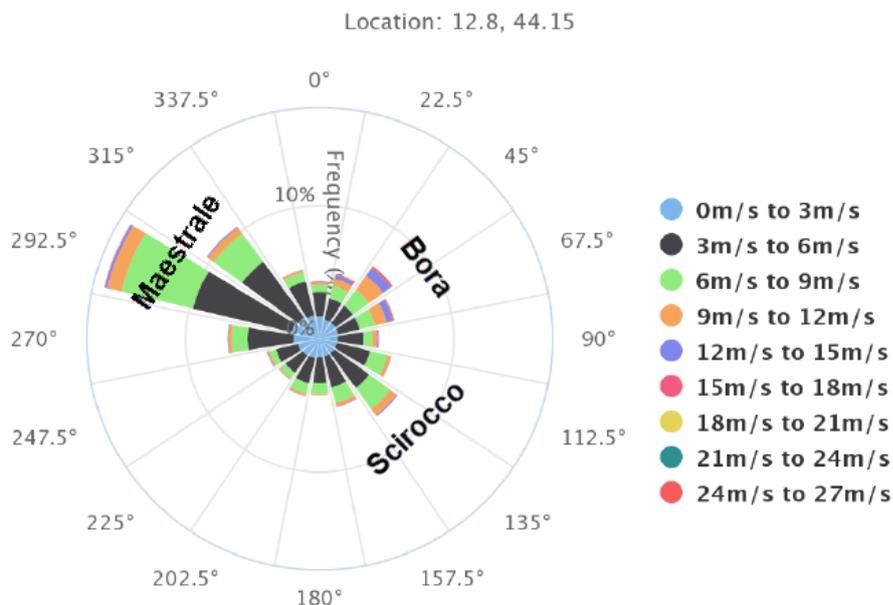


Figura 6.4 – Rosa del vento in prossimità del campo eolico in esame. Dati provenienti dal modello MWM [6].

Come riportato nella recente e molto completa analisi dei potenziali effetti ambientali degli impianti eolici offshore galleggianti in acque profonde (Farr et al, 2021, [12]) l'effetto complessivo dei parchi eolici offshore galleggianti sulle condizioni meteomarine ricade range "Minimal / Moderate", come illustrato in Figura 6.5. Sebbene quest'ultima analisi riguardi principalmente i parchi eolici galleggianti, gli effetti sulle dinamiche atmosferiche indotti dalle turbine con fondazioni fisse possono sostanzialmente essere considerati equivalenti.

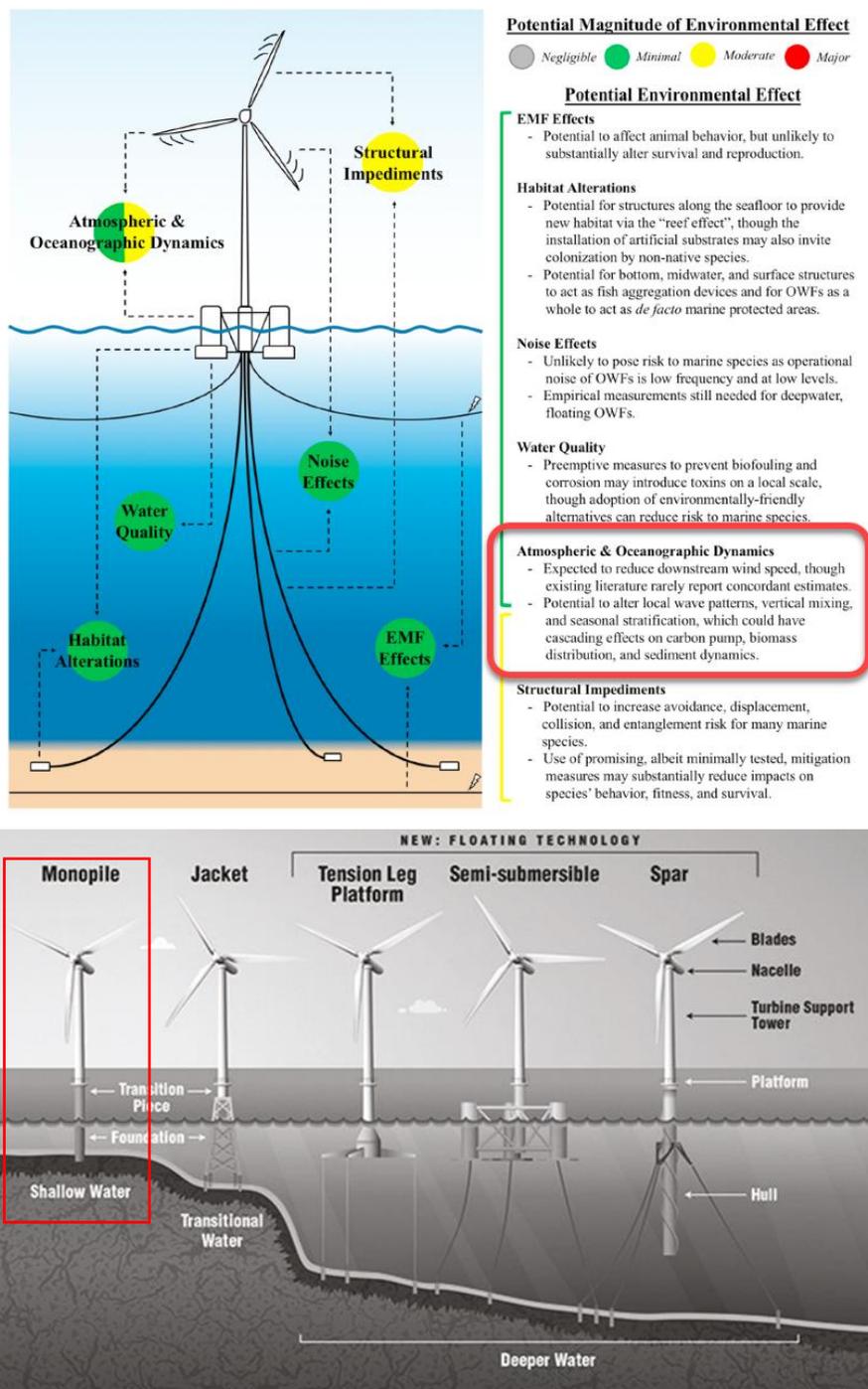


Figura 6.5 – Tipologie ed entità dei potenziali effetti ambientali degli impianti eolici offshore galleggianti. Gli effetti attesi sulle dinamiche atmosferiche e marine sono evidenziati nel riquadro rosso. Relativamente alle condizioni atmosferiche, l'effetto dei parchi eolici a fondazione fissa è assimilabile a quello delle OWF galleggianti. Fonte e illustrazione: Farr et al (2021, [12]).

### 6.3 Analisi delle variazioni attese per la componente "onda"

L'impatto, anche apprezzabile visivamente, di una turbina eolica sulla componente onda riguarda l'interazione tra il moto ondoso ed il palo di fondazione, che si traduce in una variazione locale di altezza e direzione dell'onda a causa dell'effetto di blocco esercitato dal palo.

Come affermato in Christensen et al (2013, [9]) si possono fondamentalmente individuare tre diversi processi responsabili della modifica delle caratteristiche delle onde che si propagano attraverso un campo eolico. Tali processi possono essere così sintetizzati:

- Dissipazione dell'energia del moto ondoso dovuta all'attrito e alla separazione dei vortici intorno alla fondazione;
- Riflessione/Diffrazione delle onde che interagiscono con la struttura;
- Effetto delle variazioni del campo di vento nell'area sottovento alle turbine.

L'effetto risultante di tutti e tre i processi sarà maggiore per le onde di breve periodo (lunghezza d'onda simile alla dimensione del palo) e minore per le onde di lungo periodo (swell). In generale l'effetto della dissipazione dell'energia ondosa per effetto dell'attrito e della separazione dei vortici intorno alla fondazione è piccolo rispetto agli altri due processi.

Wave Changing Processes			
	Dissipation of wave energy due to drag resistance	Reflection/diffraction of waves around the foundation structure	Effect of changed wind field inside and on lee site of the wind farm
<b>Consequence</b>	Due to the local interaction between the waves and foundation structure a part of the wave energy will be transformed into turbulent kinetic energy because of surface friction on the structure and flow separation on the lee site of the structure	A part of the wave energy will be reflected/diffracted around the foundation structure.  This will change the wave conditions significantly, but only locally.	As the generation of wind waves is governed by the surface shear stress on the water surface due to wind, fetch, depth and wind duration, changed wind field means changed wave field.  A reduced wind speed results in a reduced wave height (period).

Tabella 6.1 – Principali processi coinvolti nella variazione delle condizioni d'onda per effetto di un parco eolico. Christensen et al (2013, [9]).

Presso DHI, Christensen et al (2013, [9]) hanno sviluppato una metodologia per la valutazione degli effetti di un campo eolico sulla componente onda basata sull'applicazione dei codici numerici MIKE 21 SW<sup>1</sup> e WAMIT™ (predecessore del codice di calcolo MIKE 21 MA<sup>2</sup> oggi disponibile nella suite di modelli numerici MIKE by DHI). Tale metodologia è stata utilizzata per le analisi di dettaglio in riferimento al campo eolico Horns Rev 1 OWF sopra menzionato. I risultati hanno mostrato che la massima riduzione in termini di altezza d'onda significativa nell'area sottovento della OWF è nell'ordine del 5% nelle vicinanze del campo eolico mentre a circa 20 km dalla OWF il deficit si riduce a circa l'1%. Il periodo d'onda rimane altresì sostanzialmente invariato. Tale analisi è stata condotta nell'assunzione, conservativa per questo tipo di valutazioni, di stati di mare stazionari.

Due parchi eolici lievemente più grandi (200 MW Vesterhav South e 200 MW Vesterhav Nord) saranno realizzati lungo la costa occidentale dello Jutland (Mare del Nord), a nord di Horns Rev1 (Figura 6.6). Questi parchi eolici interesseranno profondità di circa 15-30 m (simili a quelli del campo eolico "Rimini") e saranno localizzati a soli 4 km dalla costa. Ciascun campo coprirà un'area di circa 44 km<sup>2</sup> e consisterà di 20-21 turbine da 8.4 MW.

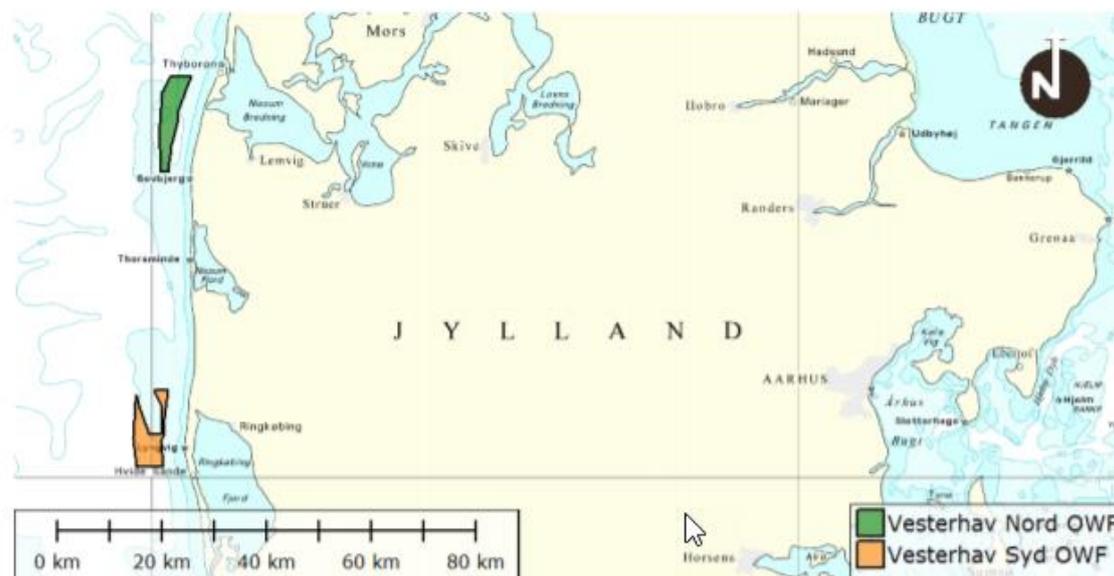


Figura 6.6 – Ubicazione dei due campi eolici Vesterhav North [13] e Vesterhav South [14].

<sup>1</sup> <https://www.mikepoweredbydhi.com/products/mike-21/waves/spectral-waves>

<sup>2</sup> <https://www.mikepoweredbydhi.com/products/mike-21-mooring-analysis>

Lo studio ambientale dei due parchi eolici, basato sulla metodologia sviluppata da Christensen et al (2013, [9]), ha concluso dopo una dettagliata analisi che complessivamente l'impatto sulla componente onda è molto limitato ("*Minor*"). In particolare è stato stimato che la riduzione media dell'altezza d'onda varia tra circa l'1 e il 3.5% ed è confinata nell'area del parco eolico

Lo studio ambientale relativo al mega parco eolico Hornsea Three (2400 MW, 231 turbine) ubicato lungo la costa del Regno Unito ad una distanza di più di 120 km dalla costa e caratterizzato da un'estensione di circa 700 km<sup>2</sup>) ha concluso [15], sulla base di una dettagliata modellazione numerica, che la massima riduzione dell'altezza d'onda è pari a circa il 15% nell'area del campo eolico, mentre si limita a meno del 2.5% a 50 km di distanza dallo stesso.

Un parco eolico simile per taglia a quello al largo di Rimini è il Galloper OWF [16], ubicato (Figura 6.7) nel Mare del Nord circa 27 km al largo della costa del Suffolk (UK). Il campo eolico, inaugurato nel 2018, ha una produzione di circa 353 MW ed è costituito da 56 turbine eoliche da 6.3 MW basate ad una profondità variabile tra 27 e 36 m. Sebbene la velocità media del vento sia circa doppia rispetto a quella del campo eolico previsto al largo di Rimini, le condizioni di onda in corrispondenza di Galloper OWF sono piuttosto simili a quelle della OWF "Rimini", in virtù delle schermature offerte dalla costa. La Galloper OWF è stata autorizzata nel 2011 e le conclusioni dello Studio di Impatto Ambientale del campo eolico sull'ambiente fisico riportano che le variazioni sono confinate nell'area della farm e nelle zone immediatamente adiacenti. Gli effetti "di campo lontano" sono stati valutati del tutto trascurabili.

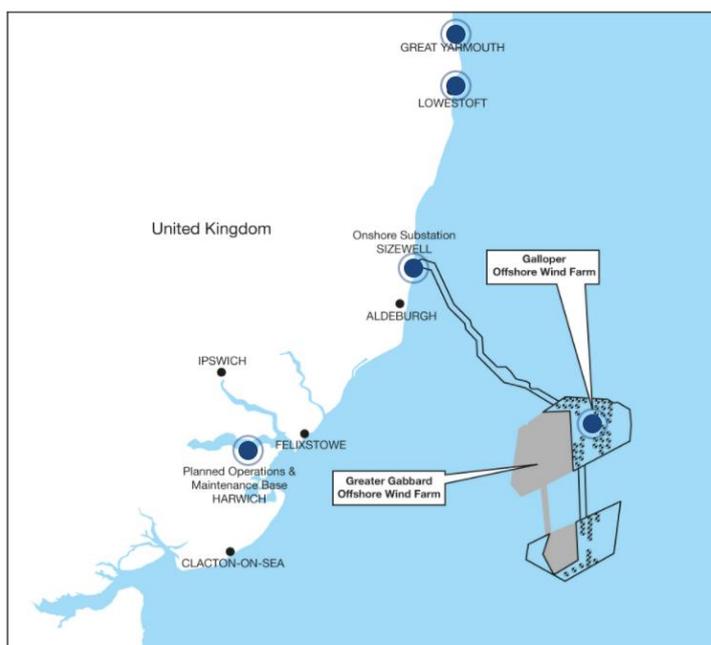


Figura 6.7 – Ubicazione del campo eolico Galloper OWF (353 MW) nel Mare del Nord (UK).

Un altro parco eolico di taglia assimilabile a quello oggetto di studio è il 332 MW Nordsee One, nel Mare del Nord, ubicato circa 40 km al largo della costa della Germania e dotato di 54 turbine da 6.2 MW, su profondità di circa 26-29 m (Figura 6.8). Nordsee One è operativo dal 2018 ed ha ricevuto l'autorizzazione ambientale da BSH [17] nel 2012. Le condizioni meteomarine sono leggermente più severe rispetto a quelle di Galloper OWF.

Ad oggi non è stato possibile reperire informazioni sugli impatti sulle componenti meteo - oceanografiche che fossero più utili e rilevanti di quelle già riportate per Galloper OWF. E' ragionevole attendersi che le variazioni indotte da Nordsee One OWF siano sostanzialmente equivalenti a quelle ricavate per Galloper OWF.



Figura 6.8 – Ubicazione del campo eolico NordSee One (332 MW) al largo delle coste tedesche del Mare del Nord.

Sulla base dei riferimenti sopra menzionati e sull'esperienza di DHI maturata in anni di attività a supporto della progettazione e delle autorizzazioni di OWF si può affermare che con ogni probabilità il campo eolico "Rimini" può verosimilmente determinare una riduzione inferiore al 5% delle altezze d'onda nelle immediate vicinanze sottovento alle turbine, mentre gli effetti a costa si attendono trascurabili. Tali conclusioni risultano ampiamente suffragate dalle analisi modellistiche di dettaglio illustrate nella prima parte del presente elaborato.

In sintesi, l'atteso impatto complessivo del campo eolico al largo di Rimini sulla componente onda è classificabile come "Basso-Moderato".

#### 6.4 Analisi delle variazioni attese per la componente "idrodinamica"

I due maggiori impatti di un campo eolico sul regime idrodinamico riguardano essenzialmente 1) le variazioni delle condizioni di vento locale dovute all'effetto diretto di estrazione della energia e 2) gli effetti di blocco alle correnti indotti dalla presenza delle fondazioni, con la conseguente turbolenza e rimescolamento locale della stratificazione della colonna d'acqua, come ampiamente documentato nella recente review predisposta da DHI (Van Berkel et al, 2020 [18]. Si veda a tale proposito la Figura 6.9.

### SUMMARY OF LOCAL AND REGIONAL HYDRODYNAMIC IMPACTS

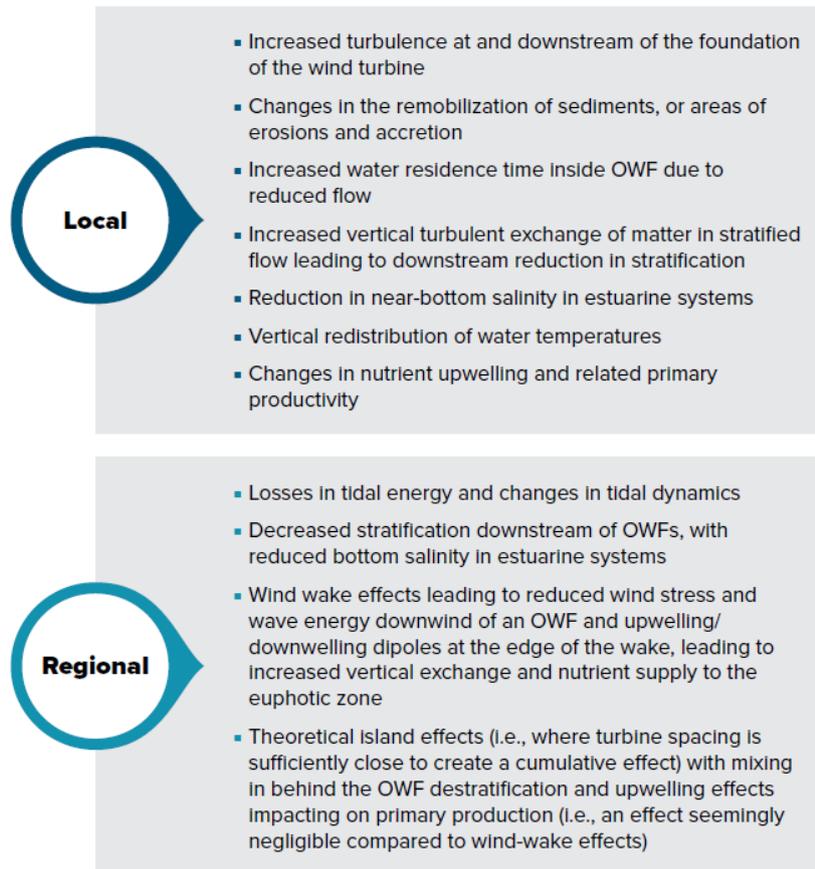


Figura 6.9 – Lista dei potenziali impatti di un campo eolico sulla componente idrodinamica: van Berkel et al (2020, [18]).

La maggior parte degli studi ambientali per i progetti eolici offshore si basa sulla modellazione del regime idrodinamico in presenza ed assenza delle strutture in modo da quantificare gli impatti attesi. Tali modelli numerici tengono generalmente conto dell'effetto di blocco esercitato dalle fondazioni attraverso un approccio che riproduce questi processi ad una scala "sotto-griglia". I risultati di tali studi dimostrano che l'effetto di blocco del flusso idrodinamico è maggiore nelle immediate vicinanze della turbina o della sottostazione elettrica e si riduce molto velocemente in termini di intensità procedendo a valle della struttura (rispetto alla direzione della corrente). Nelle immediate vicinanze della struttura si assiste spesso ad una locale amplificazione della velocità di corrente (come avviene anche per le onde, si veda al riguardo quanto riportato nella sezione 4.4 del presente elaborato).

Questo tipo di approccio è stato anche applicato per l'analisi degli impatti dei campi eolici Vesterhav Sud e Vesterhav Nord menzionati in precedenza, casi nei quali è stato applicato un modello numerico basato sui

codici MIKE 21/3 di DHI<sup>3</sup> I risultati hanno mostrato che le variazioni del campo idrodinamico (sia in termini di corrente che di livello della superficie marina) sono relativamente piccole (<2% di riduzione rispetto alle condizioni indisturbate) e hanno permesso di concludere che gli impatti sulla componente idrodinamica possano essere ritenuti trascurabili. Risultati simili sono stati ottenuti anche per il caso del campo eolico Galloper OWF (< 5% di riduzione locale dell'intensità di corrente).

Relativamente al mega campo eolico Hornsea Three OWF, le variazioni di velocità di corrente stimate variano da +0.04 m/s a -0.1 m/s nelle immediate vicinanze della wind farm. Queste variazioni vanno rapportate all'ordine di grandezza delle intensità di corrente di marea (0.6 m/s in condizioni di MHWS – Mean High Water Springs e 1.0 m/s in condizioni di MLWS – Mean Low Water Springs). Nel caso di Hornsea Three si è concluso che, sebbene il campo eolico determini una certa ridistribuzione delle correnti, le variazioni del flusso complessivo che attraversa la wind farm risultano essere minime e pertanto l'impatto della OWF sul regime di corrente sia a scala locale che regionale (mareale e non) è da ritenersi trascurabile.

Il regime di corrente in corrispondenza del campo eolico "Rimini" risulta essere piuttosto debole. Per la maggior parte del tempo la corrente superficiale risulta essere inferiore a 0.25 m/s, come mostrato in Figura 6.10 [19]. La circolazione è composta da tre componenti [20]: una componente mareale (di piccola entità), una componente di circolazione generale (diretta in senso anti-orario) ed una componente meteorologica.

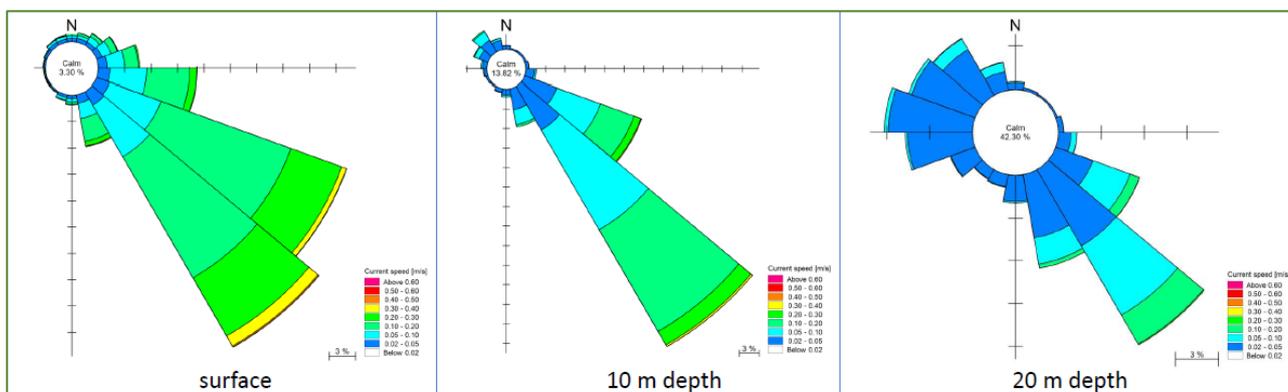


Figura 6.10 – Rose di corrente superficiale (giornaliera) rispettivamente in superficie a 10m ed a 20m di profondità in corrispondenza del campo eolico "Rimini" [19].

Nel caso del campo eolico "Rimini" il regime idrodinamico sarà impattato nelle immediate vicinanze delle fondazioni ma si può affermare che tale impatto sia confinato nell'intorno delle centinaia di metri dai monopali. Le modifiche attese alla circolazione nell'area sono pertanto minime (<2-3% di variazioni sulla velocità di corrente). Altrettanto minimo è atteso l'impatto sui livelli superficiali.

<sup>3</sup> <https://www.mikepoweredbydhi.com/products/mike-21-3>

È opportuno evidenziare che la posizione dei tre archi di turbine (Figura 6.2) è tale che la direzione principale della corrente (verso SE) risulta essere perpendicolare agli archi stessi, permettendo al flusso corrente di riformarsi agevolmente tra un arco e l'altro (la spaziatura tra le tre file di archi è di circa 3 km).

## 6.5 Matrice di sintesi degli impatti attesi

La sintesi degli impatti attesi del campo eolico sulle componenti "vento", "onda" e "idrodinamica" è riportata schematicamente a seguire.

Componente Ambientale	Classe di Impatto	Commenti
Vento	Basso-Moderato	Le velocità del vento possono ridursi fino a circa il 10% nell'area del campo eolico.
Onda	Basso-Moderato	Le altezze d'onda possono subire riduzioni fino al 5% a valle dei monopali. Non sono attese modifiche apprezzabili al regime di moto ondoso a costa.
Idrodinamica	Basso	Le velocità di corrente possono ridursi lievemente a valle dei monopali (< 3%).

Tabella 6.2 – Sintesi degli impatti attesi del campo eolico "Rimini" sulle componenti vento, onda e idrodinamica.

## 7 CONCLUSIONI

Sulla base dei riferimenti sopra menzionati e sull'esperienza di DHI maturata in anni di attività a supporto della progettazione e delle autorizzazioni di OWF si può affermare che con ogni probabilità il campo eolico "Rimini" può verosimilmente determinare una riduzione inferiore al 5% delle altezze d'onda nelle immediate vicinanze sottovento alle turbine, mentre gli effetti a costa si attendono trascurabili. Tali conclusioni risultano ampiamente suffragate dalle analisi modellistiche di dettaglio illustrate nella prima parte del presente elaborato.

In sintesi, l'atteso impatto complessivo del campo eolico al largo di Rimini sulla componente onda è classificabile come "Basso-Moderato".

## 8 RIFERIMENTI

- [1] DHI, «MIKE 21 SW - Spectral Wave Module, Scientific Documentation,» MIKE by DHI, Hørsholm, 2021.
- [2] ISPRA, «Rete Ondametrica Nazionale (RON),» <http://dati.isprambiente.it/dataset/ron-rete-ondametrica-nazionale/>.
- [3] ECMWF, «ERA5 - Fifth generation of ECMWF atmospheric reanalyses of the global climate,» <https://cds.climate.copernicus.eu/cdsapp#!/home>, 2017.
- [4] Gebco, «Nippon Foundation-GEBCO Seabed 2030,» <https://download.gebco.net/>, 2021.
- [5] DHI, «MIKE C-MAP, Extraction of World Wide Bathymetry Data and Tidal Information, Scientific Documentation,» MIKE by DHI, Hørsholm, 2021.
- [6] G. Contento, L. Donatini, G. Lupieri, A. Pedroncini e L. Cusati, «MWM: A 35 years wind & wave high resolution hindcast dataset and an operational forecast service for the Mediterranean Sea,» in *18th International Conference on Ships and Shipping Research*, pp. 116-125, ISBN 978-88-940557-1-9, 2015.
- [7] L. Perini, P. Luciani e L. Calabrese, «Suscebbilità costiera ai fenomeni di erosione e inondazione marina,» Regione Emilia Romagna - Servizio Geologico, Sismico e dei Suoli, 2019.
- [8] M. B. Christiansen e C. B. Hasager, «Wake effects of large offshore wind farms identified from satellite SAR,» *Rem. Sens. Environ.* 98, 251–268. <https://doi.org/10.1016/j.rse.2005.07.009>, 2005.
- [9] E. D. Christensen, M. Johnson, O. R. Sørensen, C. B. Hasager, M. Badger e S. E. Larsen, «Transmission of wave energy through an offshore wind turbine farm,» *Coast Eng.* 82, 25–46. <https://doi.org/10.1016/j.coastaleng.2013.08.004>, 2013.
- [10] C. B. Hasager, L. Rasmussen, A. Peña, L. E. Jensen e P. E. Réthoré, «Wind Farm Wake: The Horns Rev Photo Case,» *Energies*, 6, 696-716. <https://doi.org/10.3390/en6020696>, 2013.
- [11] N. Akhtar, B. Geyer, B. Rockel e et al, «Accelerating deployment of offshore wind energy alter wind climate and reduce future power generation potentials,» *Sci Rep* 11, 11826. <https://doi.org/10.1038/s41598-021-91283-3>, 2021.
- [12] H. Farr, B. Ruttenberg, R. K. Walter, Y.-. H. Wang e C. White, «Potential environmental effects of deepwater floating offshore wind energy facilities,» *Ocean & Coastal Management*, 207, 16pp, <https://doi.org/10.1016/j.ocecoaman.2021.105611>, 2021.
- [13] «[https://www2.mst.dk/Udgiv/web/ATR%2005\\_06\\_Vesterhav%20Nord\\_Sediment%20and%20Hydrographic%20R4.pdf](https://www2.mst.dk/Udgiv/web/ATR%2005_06_Vesterhav%20Nord_Sediment%20and%20Hydrographic%20R4.pdf),» [Online].

- 
- [14] «[https://www2.mst.dk/Udgiv/web/ATR%2005\\_06\\_Vesterhav%20Syd\\_Sediment%20and%20Hydrographic%20R4.pdf](https://www2.mst.dk/Udgiv/web/ATR%2005_06_Vesterhav%20Syd_Sediment%20and%20Hydrographic%20R4.pdf),» [Online].
- [15] «[https://hornseaproject3.co.uk/ Environmental Statement: Volume 5, Annex 1.1 – Marine Processes Technical Report, May 2018](https://hornseaproject3.co.uk/Environmental%20Statement%20Volume%205%20Annex%201.1%20Marine%20Processes%20Technical%20Report%20May%202018.pdf),» [Online].
- [16] «<http://www.galloperwindfarm.com/>,» [Online].
- [17] «Genehmigungsbescheid\_Innogy\_Nordsee\_1.pdf (bsh.de),» [Online].
- [18] J. van Berkel, H. Burchard, A. Christensen, L. O. Mortensen, O. S. Petersen e F. Thomsen, «The effects of offshore wind farms on hydrodynamics and implications for fishes,» *Oceanography* 33(4):108–117, <https://doi.org/10.5670/oceanog.2020.410>, 2020.
- [19] MEDSEA\_MULTIYEAR\_PHY\_006\_004, «<http://marine.copernicus.eu/faq/cite-cmems-products-cmems-credit/?idpage=169>,» [Online].
- [20] A. Russo e A. Artegiani, «Adriatic Sea Hydrography,» *Sci. Mar.*, 60 (Supl. 2), pp. 33-43, 1996.