

MINISTERO DELL'AMBIENTE E DELLA SICUREZZA ENERGETICA

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

PROGETTO DEFINITIVO E STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE

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

Titolo:

STUDIO D'IMPATTO AMBIENTALE - VOLUME 1

Codice identificativo:

AGNROM_SIA-R_SIA-VOLUME1

Proponente:



Agnes S.r.l.
P. IVA: 02637320397



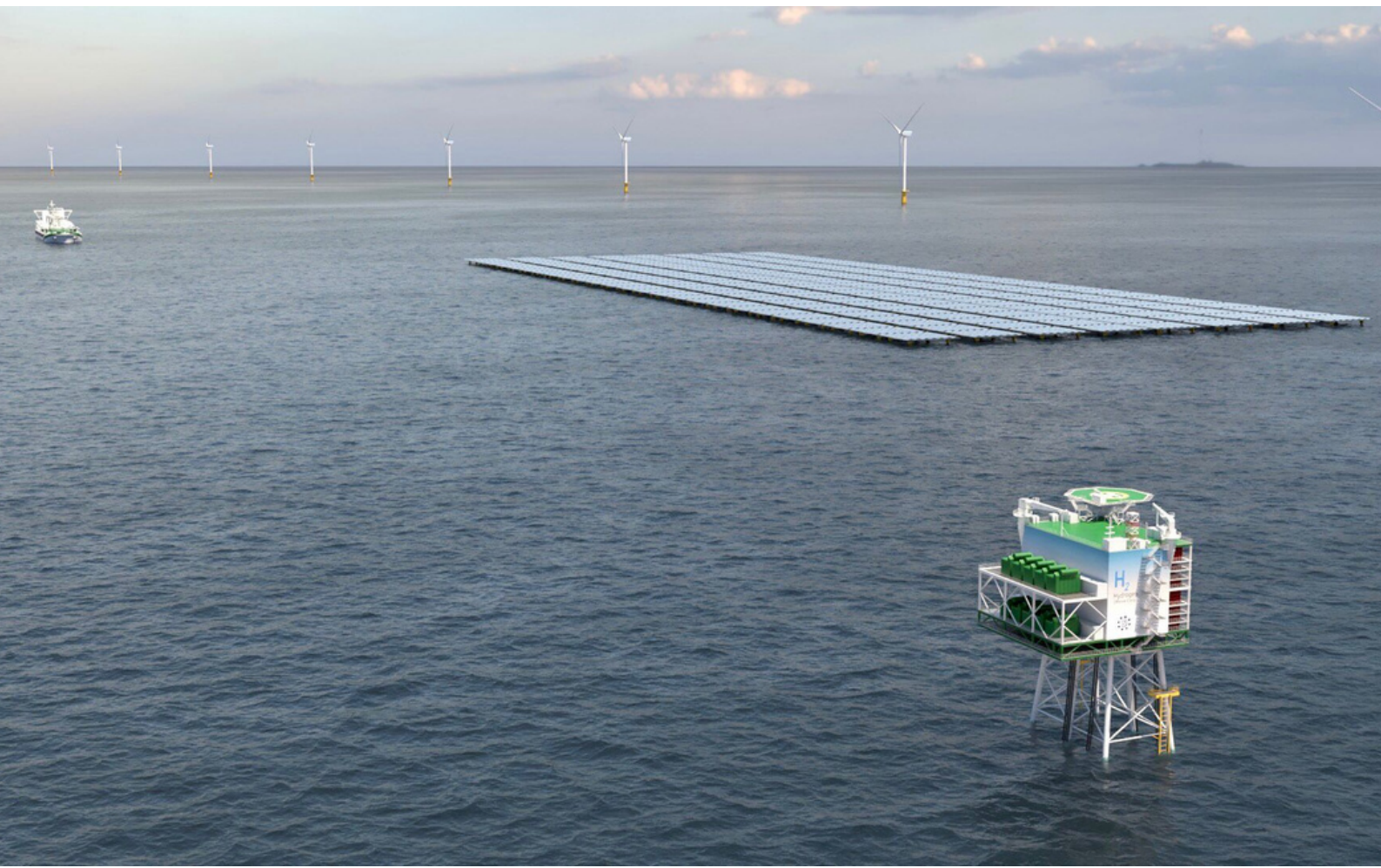
Autori del documento:



WSP Italia S.r.l.
P. IVA: 3674811009



ZGA S.r.l.
P. IVA: 02330000395



DETTAGLI DEL DOCUMENTO

| | |
|----------------------------|--|
| Titolo documento | Studio d'Impatto Ambientale - Volume 1 |
| Codice documento | AGNROM_SIA-R_SIA-VOLUME1 |
| Titolo progetto | Hub energetico Agnes Romagna 1&2 |
| Codice progetto | AGNROM |
| Data | 10/02/2023 |
| Versione | 1.0 |
| Autore/i | WSP ITALIA; ZGA |
| Tipologia elaborato | Relazione |
| Cartella | VIA_3 |
| Sezione | Studio d'Impatto Ambientale |
| Formato | A4 |

VERSIONI

| | | | | | |
|-------------|-------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| 1.0 | 00 | WSP ITALIA; ZGA | QINT'X | AGNES | Emissione finale |
| Ver. | Rev. | Redazione | Controllo | Emissione | Commenti |

FIRME DIGITALI



Agnes S.r.l.

Via Del Fringuello 28, 48124 Ravenna (IT)

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



Sommario

| | |
|--|-----------|
| LISTA DEGLI ACRONIMI | 11 |
| PREMESSA | 14 |
| 1. INTRODUZIONE | 15 |
| 1.1 SCOPO DEL DOCUMENTO | 16 |
| 1.2 STRUTTURA DEL DOCUMENTO – GUIDA ALLA LETTURA | 16 |
| 1.3 DOCUMENTI DI RIFERIMENTO | 18 |
| 1.4 SOCIETÀ PROPONENTE | 19 |
| 1.4.1 GARANZIA DI SOLIDITÀ FINANZIARIA ED ECONOMICA | 21 |
| 1.5 GRUPPO DI LAVORO | 21 |
| 1.5.1 IDEAZIONE, SVILUPPO E COORDINAMENTO DELL'INIZIATIVA | 21 |
| 1.5.2 REDAZIONE DEL PROGETTO DEFINITIVO | 22 |
| 1.5.3 PIANO DI CARATTERIZZAZIONE AMBIENTALE E REDAZIONE DELLO STUDIO IMPATTO AMBIENTALE | 22 |
| 1.6 ESPERTI COINVOLTI NELLA REDAZIONE DELLO STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE | 24 |
| 2. CARATTERISTICHE GENERALI, MOTIVAZIONI DEL PROGETTO E INQUADRAMENTO GENERALE DELL'ITER AUTORIZZATIVO | 26 |
| 2.1 INFORMAZIONI DI CARATTERE GENERALE | 26 |
| 2.2 FILOSOFIA DI PROGETTAZIONE | 27 |
| 2.3 SINTESI DELLE OPERE | 28 |
| 2.4 UBICAZIONE GEOGRAFICA E LAYOUT | 30 |
| 2.4.1 AREA MARINA | 30 |
| 2.4.2 AREA TERRESTRE | 31 |
| 2.5 MOTIVAZIONI DEL PROGETTO | 33 |
| 2.5.1 CARATTERISTICHE VANTAGGIOSE DEL SITO | 33 |
| 2.5.2 EMISSIONI EVITATE DI GAS A EFFETTO SERRA | 36 |
| 2.5.3 RISVOLTI SUL PIANO ENERGETICO | 41 |
| 2.5.4 RISVOLTI SUL PIANO SOCIOECONOMICO | 44 |
| 2.6 PUNTI CHIAVE NEL PERCORSO DI SVILUPPO | 49 |
| 2.6.1 IDEAZIONE E PRIMI SVILUPPI | 49 |
| 2.6.2 SOLUZIONE DI CONNESSIONE ALLA RTN | 49 |
| 2.6.3 AVVIO DELL'ITER DI AUTORIZZAZIONE | 50 |
| 2.6.4 RIFINANZIAMENTO DEL FONDO PER LO SVILUPPO E LA COESIONE | 51 |
| 2.6.5 AVVIO DELLA CAMPAGNA DI MISURAZIONE DEL VENTO | 51 |
| 2.6.6 INTERAZIONI CON GLI STAKEHOLDER | 52 |
| 2.6.7 SVILUPPI FUTURI DELL'HUB ENERGETICO | 53 |
| 2.7 DESCRIZIONE DELL'ITER DI AUTORIZZAZIONE | 55 |
| 2.7.1 INQUADRAMENTO GENERALE DELL'ITER DI AUTORIZZAZIONE | 55 |
| 2.7.2 AVVIO DELL'ITER DI AUTORIZZAZIONE | 56 |
| 2.7.3 STEP SUCCESSIVI DELL'ITER DI AUTORIZZAZIONE | 61 |
| 3. DESCRIZIONE DEL QUADRO NORMATIVO, DEL REGIME VINCOLISTICO E DEGLI STRUMENTI DI PROGRAMMAZIONE E PIANIFICAZIONE | 62 |



| | | |
|-----------|--|------------|
| 3.1 | QUADRO NORMATIVO DI SETTORE | 62 |
| 3.1.1 | CONTESTO NORMATIVO IN EUROPA..... | 62 |
| 3.1.2 | CONTESTO NORMATIVO IN ITALIA | 68 |
| 3.1.3 | PROGRAMMAZIONI REGIONALI PER ENERGIA E CAMBIAMENTO CLIMATICO | 77 |
| 3.1.4 | IL QUADRO PROGRAMMATICO E DI PIANIFICAZIONE A LIVELLO LOCALE | 82 |
| 3.2 | PIANIFICAZIONE DELLO SPAZIO MARITTIMO (MSP) E CRESCITA BLU | 132 |
| 3.3 | IL QUADRO VINCOLISTICO | 142 |
| 3.3.1 | AREE DI INTERESSE BIOLOGICO/ECOLOGICO E AREE PROTETTE DELL'EMILIA-ROMAGNA | 142 |
| 3.3.2 | SITI E AREE DELLA RETE NATURA 2000 | 144 |
| 3.3.3 | AREE UMIDE (CONVENZIONE DI RAMSAR) E IBA (IMPORTANT BIRD AND BIODIVERSITY AREAS) | 148 |
| 3.3.4 | PIANO DI GESTIONE DEL RISCHIO DI ALLUVIONI (PGRA) | 151 |
| 3.3.5 | PIANO STRALCIO DI BACINO PER L'ASSETTO IDROGEOLOGICO (PAI) | 156 |
| 3.3.6 | ATTRAVERSAMENTI E PARALLELISMI DEGLI ELETTRODOTTI A TERRA | 158 |
| 3.3.7 | ALTRI VINCOLI IN AREA MARINA | 162 |
| 3.4 | CONSIDERAZIONI SUL QUADRO NORMATIVO, DI PROGRAMMA E VINCOLISTICO..... | 167 |
| 4. | QUADRO PROGETTUALE..... | 168 |
| 4.1 | COMPARTO MARINO | 168 |
| 4.1.1 | IMPIANTI EOLICI | 171 |
| 4.1.2 | AEROGENERATORI | 174 |
| 4.1.3 | FONDAZIONI | 179 |
| 4.1.4 | IMPIANTO FOTOVOLTAICO GALLEGGIANTE | 184 |
| 4.1.5 | CAVI ELETTRICI MARINI | 194 |
| 4.1.6 | STAZIONI ELETTRICHE DI TRASFORMAZIONE | 212 |
| 4.1.7 | OPERA DI APPRODO | 222 |
| 4.2 | COMPARTO TERRESTRE | 229 |
| 4.2.1 | VASCA GIUNTI DI TRANSIZIONE | 230 |
| 4.2.2 | CAVIDOTTI DI EXPORT A 220 kV TRA IL PUNTO DI APPRODO E LA STAZIONE DI TRASFORMAZIONE ELETTRICA ONSHORE | 232 |
| 4.2.3 | DESCRIZIONE DELL'AREA "AGNES RAVENNA PORTO" | 236 |
| 4.2.4 | SOTTOSTAZIONE ELETTRICA DI TRASFORMAZIONE TERRESTRE | 241 |
| 4.2.5 | IMPIANTO DI STOCCAGGIO DELL'ELETTRICITÀ A BATTERIE | 246 |
| 4.2.6 | IMPIANTO DI PRODUZIONE, COMPRESSIONE, STOCCAGGIO E DISTRIBUZIONE DI IDROGENO VERDE | 248 |
| 4.2.7 | CAVIDOTTI DI EXPORT A 380 kV TRA AGNES RAVENNA PORTO E IL PUNTO DI CONNESSIONE ALLA RTN..... | 257 |
| 4.2.8 | CONNESSIONE ALLA RETE DI TRASMISSIONE NAZIONALE..... | 260 |
| 4.3 | FASE DI COSTRUZIONE | 261 |
| 4.3.1 | INDIVIDUAZIONE DELLE BASI LOGISTICHE | 261 |
| 4.3.2 | FONDAZIONI E STRUTTURE..... | 263 |
| 4.3.3 | AEROGENERATORI..... | 271 |
| 4.3.4 | IMPIANTO FOTOVOLTAICO GALLEGGIANTE | 273 |
| 4.3.5 | CAVI MARINI | 275 |
| 4.3.6 | SOTTOSTAZIONI ELETTRICHE MARINE..... | 276 |
| 4.3.7 | OPERA DI APPRODO E POZZETTO DI GIUNZIONE | 278 |
| 4.3.8 | CAVI ELETTRICI TERRESTRI A 220 kV | 280 |
| 4.3.9 | SISTEMAZIONE DELL'AREA AGNES RAVENNA PORTO..... | 281 |
| 4.3.10 | SOTTOSTAZIONE ELETTRICA TERRESTRE | 283 |
| 4.3.11 | IMPIANTO DI ACCUMULO (BESS)..... | 287 |
| 4.3.12 | IMPIANTO DI IDROGENO | 289 |



| | | |
|-----------|--|------------|
| 4.3.13 | CAVI ELETTRICI TERRESTRI A 380 kV | 291 |
| 4.4 | FASE DI ESERCIZIO..... | 291 |
| 4.4.1 | INDIVIDUAZIONE DELLA BASE LOGISTICA..... | 291 |
| 4.4.2 | GESTIONE OPERATIVE DEGLI ASSET | 292 |
| 4.4.3 | ATTIVITÀ DI MONITORAGGIO..... | 293 |
| 4.4.4 | TRAINING DEL PERSONALE IMPIEGATO..... | 298 |
| 4.4.5 | GESTIONE DELLE ATTIVITÀ LOGISTICHE..... | 299 |
| 4.4.6 | PIANO PRELIMINARE DELLE ATTIVITÀ DI MANUTENZIONE..... | 299 |
| 4.4.7 | MANUTENZIONE ORDINARIA..... | 301 |
| 4.4.8 | MANUTENZIONE STRAORDINARIA | 309 |
| 4.5 | FASE DI DISMISSIONE..... | 313 |
| 4.5.1 | COMPARTO MARINO..... | 313 |
| 4.5.2 | OPERAZIONI IN MARE..... | 314 |
| 4.5.3 | OPERAZIONI A TERRA | 320 |
| 4.5.4 | OPERAZIONI DI POST DISMISSIONE..... | 320 |
| 4.5.5 | COMPARTO TERRESTRE..... | 322 |
| 4.6 | STIMA DEI MEZZI IMPIEGATI E TEMPO DI ATTIVITÀ | 323 |
| 4.6.1 | TRAFFICO MEZZI ED EMISSIONI IN ATMOSFERA..... | 323 |
| 4.7 | UTILIZZO DI MATERIE PRIME E RISORSE NATURALI..... | 334 |
| 4.7.1 | AEROGENERATORI..... | 334 |
| 4.7.2 | IMPIANTO FOTOVOLTAICO GALLEGGIANTE | 335 |
| 4.7.3 | OPERE DI CONNESSIONE ELETTRICA..... | 337 |
| 4.7.4 | IMPIANTO DI ACCUMULO IN BATTERIA | 338 |
| 4.7.5 | IMPIANTO DI ELETTROLISI | 340 |
| 4.7.6 | TABELLA RIEPILOGATIVA DELLE MATERIE PRIME UTILIZZATE | 343 |
| 4.8 | PRODUZIONE DI RIFIUTI | 345 |
| 4.8.1 | SISTEMA DI SCARICO LIQUIDI IN AGNES RAVENNA PORTO | 347 |
| 4.9 | ANALISI DELLE ALTERNATIVE DI PROGETTO | 348 |
| 4.9.1 | ALTERNATIVA “ZERO” | 348 |
| 4.9.2 | ALTERNATIVE TECNOLOGICHE DELLE FONDAZIONI..... | 348 |
| 4.9.3 | ALTERNATIVE TECNOLOGICHE DELL’IMPIANTO FOTOVOLTAICO GALLEGGIANTE..... | 351 |
| 4.9.4 | ALTERNATIVE D’UBICAZIONE DELL’IMPIANTO FOTOVOLTAICO GALLEGGIANTE | 354 |
| 5. | APPROCCIO METODOLOGICO..... | 358 |
| 5.1 | AREA DI STUDIO..... | 358 |
| 5.1.1 | AREA INTERESSATA DA IMPATTI CUMULATIVI..... | 360 |
| 5.2 | METODOLOGIA PER L’ANALISI DELLO STATO DELL’AMBIENTE | 363 |
| 5.3 | IDENTIFICAZIONE DELLE AZIONI DI PROGETTO E DEI FATTORI D’IMPATTO | 365 |
| 5.3.1 | IDENTIFICAZIONE DELLE AZIONI DI PROGETTO | 365 |
| 5.3.2 | IDENTIFICAZIONE DEI FATTORI D’IMPATTO | 365 |
| 5.4 | INDIVIDUAZIONI DELLE COMPONENTI (O FATTORI AMBIENTALI) POTENZIALMENTE OGGETTO DI IMPATTO E ASSEGNAZIONE DEL VALORE DI SENSIBILITÀ..... | 366 |
| 5.5 | VALUTAZIONE DI IMPATTO | 369 |
| 5.5.1 | ASSEGNAZIONE DEI PUNTEGGI AI FATTORI DI IMPATTO | 369 |
| 5.5.2 | CALCOLO DEL VALORE DI IMPATTO | 371 |
| 5.5.3 | CALCOLO DELL’IMPATTO RESIDUO | 371 |
| 5.5.4 | SCALA DEGLI IMPATTI RESIDUI..... | 373 |



| | | |
|-----------|---|------------|
| 5.5.5 | VALUTAZIONE COMPLESSIVA..... | 374 |
| 5.6 | VALUTAZIONE DI IMPATTO CUMULATIVO..... | 374 |
| 5.7 | METODOLOGIA PER LA VALUTAZIONE DEI RISCHI | 374 |
| 6. | BIBLIOGRAFIA | 376 |



Indice delle figure

| | |
|--|-----|
| FIGURA 1: SCHEMA STILIZZATO DELL'HUB ENERGETICO AGNES ROMAGNA 1&2 | 27 |
| FIGURA 2: UBICAZIONE DEL PROGETTO RISPETTO AI LIMITI AMMINISTRATIVI SAR | 31 |
| FIGURA 3: UBICAZIONE DEL PROGETTO IN AREA TERRESTRE | 32 |
| FIGURA 4: PROFONDITÀ DEI MARI ITALIANI (FONTE: EMODNET, 2022) | 34 |
| FIGURA 5: PROFILO BATIMETRICO FRA RAVENNA E POLA IN ISTRIA CROATA (FONTE: EMODNET, 2022) | 34 |
| FIGURA 6: GRAFICO DI COMPARAZIONE DELLE CURVE DI PRODUZIONE TRA DUE AEROGENERATORI | 36 |
| FIGURA 7: TREND DELLE RISORSE A TEMPO PIENE UTILIZZATE PER MW NELL'EOLICO OFFSHORE IN EUROPA | 44 |
| FIGURA 8: TREND DI PRODUZIONE DI GAS METANO A LIVELLO NAZIONALE (IN MILIONI DI SMC) | 47 |
| FIGURA 9: ADDETTI OCCUPATI E FATTURATO DEL DISTRETTO O&G DI RAVENNA NEL QUINQUENNIO 2014-2018 | 47 |
| FIGURA 10: FONDAZIONE JACKET PER AEROGENERATORE COSTRUITA DA ROSETTI MARINO NELLO YARD PIOMBONI DI RAVENNA, DESTINATA AD UN CANTIERE PER UN IMPIANTO EOLICO OFFSHORE FRANCESE | 48 |
| FIGURA 11: UBICAZIONE DELL'INVOLUCRO PROGETTUALE DI ROMAGNA 3 PER LA FUTURA ESPANSIONE DELL'HUB ENERGETICO | 54 |
| FIGURA 12: CONSUMI FINALI RINNOVABILI E NON RINNOVABILI IN EMILIA-ROMAGNA (FONTE: ELABORAZIONI ART-ER SU DATI ARPAE) | 78 |
| FIGURA 13: PESO DEL CONSUMO DI FONTI RINNOVABILI SUI RISPETTIVI CONSUMI FINALI IN EMILIA-ROMAGNA (FONTE: ELABORAZIONI ART-ER SU DATI ARPAE) | 78 |
| FIGURA 14: RAPPRESENTAZIONE CON DIAGRAMMA DI SANKEY DEL BILANCIO ENERGETICO DI SINTESI DELL'EMILIA-ROMAGNA NEL 2017 IN KTEP (FONTE: DATI ARPAE) | 81 |
| FIGURA 15: UNITÀ DI PAESAGGIO INDIVIDUATE DAL PTPR PER L'AREA IN ESAME (FONTE: ELABORAZIONE QGIS SU DATI PTPR) | 85 |
| FIGURA 16: MAPPA DEI VINCOLI INDIVIDUATI DAL PTPR PER LA PORZIONE DI TERRITORIO INTERESSATA DALLE OPERE DI APPRODO DEI CAVIDOTTI (POZZETTO DI GIUNZIONE) E DAL PERCORSO DEGLI ELETTRODOTTI VERSO LA STAZIONE SSE-BESS-H2P2 (FONTE: ELABORAZIONE QGIS SU CARTOGRAFIA DIGITALE PTPR) | 88 |
| FIGURA 17: MAPPA DEI VINCOLI INDIVIDUATI DAL PTPR PER LA PORZIONE DI TERRITORIO INTERESSATA DAL PERCORSO DEGLI ELETTRODOTTI 380 kV IN ARRIVO ALLA STAZIONE TERNA LA CANALA (FONTE: ELABORAZIONE QGIS SU CARTOGRAFIA DIGITALE PTPR) | 89 |
| FIGURA 18: UNITÀ DI PAESAGGIO INDIVIDUATE DAL PTPC PER LA PORZIONE DI TERRITORIO INTERESSATA DALLE OPERE ONSHORE DI PROGETTO (FONTE: ELABORAZIONE QGIS SU CARTOGRAFIA DIGITALE PTPC) | 91 |
| FIGURA 19: ESTRATTO DELLA TAVOLA 2 "TUTELA DEI SISTEMI AMBIENTALI E DELLE RISORSE NATURALI E STORICO-CULTURALI" SU ZONA DI APPRODO DEI CAVIDOTTI E STAZIONE SSE-BESS-P2H2 (FONTE: ELABORAZIONE QGIS SU DATI CARTOGRAFICI DEL PTPC DI RAVENNA) | 93 |
| FIGURA 20: ESTRATTO DELLA TAVOLA 2 "TUTELA DEI SISTEMI AMBIENTALI E DELLE RISORSE NATURALI E STORICO-CULTURALI" SU PARTE DEL PERCORSO DEGLI ELETTRODOTTI 380 kV E STAZIONE ELETTRICA TERNA (FONTE: ELABORAZIONE QGIS SU DATI CARTOGRAFICI DEL PTPC DI RAVENNA) | 94 |
| FIGURA 21: STRALCIO DELLA TAVOLA 3 "CARTA DELLA VULNERABILITÀ DEGLI ACQUIFERI" (FONTE: ELABORAZIONE QGIS A SU DATI CARTOGRAFICI DEL PTPC DI RAVENNA) | 95 |
| FIGURA 22: LOCALIZZAZIONE OPERE A TERRA (ELETTRODOTTI E STAZIONE SSE-BESS-P2H2) IN PROGETTO SULLA CARTOGRAFIA PSC 3 "SPAZI E SISTEMI" (FONTE: PSC DEL COMUNE DI RAVENNA) | 101 |
| FIGURA 23: LOCALIZZAZIONE OPERE A TERRA (ELETTRODOTTI 380 kV E STAZIONE ELETTRICA TERNA) IN PROGETTO SULLA CARTOGRAFIA PSC 3 "SPAZI E SISTEMI" (LEGENDA ALLA FIGURA PRECEDENTE) (FONTE: PSC DEL COMUNE DI RAVENNA) | 102 |
| FIGURA 24: AMBITI TERRITORIALI RIPORTATI NELLA SEZIONE RUE2 DEL PORTALE RAVENNA URBAN PLANNING (SEZIONE RUE) INTERESSATI DALLE OPERE ONSHORE DI PROGETTO (POZZETTO DI GIUNZIONE, PERCORSO DEGLI ELETTRODOTTI 220 kV E 280 kV, STAZIONE SSE-BESS-P2H2) | 110 |
| FIGURA 25: AMBITI TERRITORIALI RIPORTATI NELLA SEZIONE RUE2 DEL PORTALE RAVENNA URBAN PLANNING (SEZIONE RUE) INTERESSATI DAL PERCORSO DEGLI ELETTRODOTTI 380 kV (LEGENDA COME IN FIGURA 24) | 113 |
| FIGURA 26: AMBITI TERRITORIALI RIPORTATI NELLA SEZIONE RUE2 DEL PORTALE RAVENNA URBAN PLANNING (SEZIONE RUE) INTERESSATI DAL PERCORSO DEGLI ELETTRODOTTI 380 kV (LEGENDA COMPLETA IN COME IN FIGURA 24) | 115 |
| FIGURA 27: ESTRATTO DELLA TAVOLA RUE 9 "AREE SOGGETTE A VINCOLO PAESAGGISTICO AI SENSI DELLA PARTE TERZA DEL D.Lgs 42/2004" (FONTE: RUE COMUNE DI RAVENNA) | 117 |
| FIGURA 28: ESTRATTO DELLA TAVOLA RUE 10.1 "OVERLAY VINCOLI PAESAGGISTICI VIGENTI AI SENSI DEL CODICE DEI BENI CULTURALI E DEL PAESAGGIO ART.136 E ART.142" (FONTE: RUE COMUNE DI RAVENNA) | 120 |
| FIGURA 29: ESTRATTO DELLA TAVOLA RUE 10.2 "OVERLAY VINCOLI AMBIENTALI VIGENTI" (FONTE: RUE COMUNE DI RAVENNA) | 123 |



| | |
|--|-----|
| FIGURA 30: ESTRATTO DELLA TAVOLA RUE 10.3.1 “OVERLAY SINTESI DEL PTCP: TUTELA DEI SISTEMI AMBIENTALI E DELLE RISORSE NATURALI E STORICO-CULTURALI” (FONTE: RUE COMUNE DI RAVENNA) | 126 |
| FIGURA 31: ESTRATTO DELLA TAVOLA RUE 10.3.2 “OVERLAY SINTESI DEL PTCP: DOSSI, PALEODOSSI E SISTEMI DUNOSI” (FONTE: RUE COMUNE DI RAVENNA). 129 | |
| FIGURA 32: ESTRATTO DELLA TAVOLA RUE 10.3.3 “OVERLAY SINTESI DEL PTCP: PIANO PROVINCIALE DI GESTIONE DEI RIFIUTI (PPGR) E PIANO REGIONALE DI TUTELA DELLE ACQUE (PRTA)” (FONTE: RUE COMUNE DI RAVENNA) | 131 |
| FIGURA 33: ESTRATTO DELLA TAVOLA 10.4.1 – “OVERLAY DIRETTIVA VERIFICHE IDRAULICHE E ACCORGIMENTI TECNICI – PIANI STRALCIO BACINO FIUMI ROMAGNOLI” (FONTE: RUE COMUNE DI RAVENNA) | 132 |
| FIGURA 34: STRUTTURA DEL PIANO DI GESTIONE DELLO SPAZIO MARITTIMO” (FONTE: PIANO DI GESTIONE DELLO SPAZIO MARITTIMO DEL MARE ADRIATICO) | 134 |
| FIGURA 35: ESTRATTO DELLA MAPPA DELLE UNITÀ DI PIANIFICAZIONE (UP) DELL’AREA MARITTIMA “ADRIATICO” CON FOCUS SULL’AREA IN ESAME (FONTE: ELABORAZIONE QGIS SU DATI CARTOGRAFICI DEL PIANO DI GESTIONE DELLO SPAZIO MARITTIMO) | 140 |
| FIGURA 36: AREE NATURALI PROTETTE E AREE DI COLLEGAMENTO ECOLOGICO PRESENTI NEI PRESSI DELL’AREA INTERESSATA DALLE OPERE ONSHORE IN PROGETTO (ELABORAZIONE QGIS SU CARTOGRAFIA DIGITALE MESSA A DISPOSIZIONE DALLA REGIONE EMILIA-ROMAGNA) | 143 |
| FIGURA 37: ZONA DI TUTELA BIOLOGICA “AREA FUORI RAVENNA” (ELABORAZIONE QGIS SU CARTOGRAFIA DIGITALE MESSA A DISPOSIZIONE DALLA REGIONE EMILIA-ROMAGNA). 144 | |
| FIGURA 38: LOCALIZZAZIONE DEI SITI RETE NATURA 2000 NELL’AREA DI PROGETTO (ELABORAZIONE QGIS SU CARTOGRAFIA DIGITALE MESSA A DISPOSIZIONE DALLA REGIONE EMILIA-ROMAGNA) | 145 |
| FIGURA 39: LOCALIZZAZIONE DEL SITO SIC “PIALASSA DEI PIOMBONI, PINETA DI PUNTA MARINA” RISPETTO ALLE OPERE ONSHORE IN PROGETTO (ELABORAZIONE QGIS SU CARTOGRAFIA DIGITALE MESSA A DISPOSIZIONE DALLA REGIONE EMILIA-ROMAGNA) | 147 |
| FIGURA 40: SITI RETE NATURA 2000, IBA E ZONE UMIDE DI INTERESSE NEI PRESSI DELL’AREA IN ESAME (ELABORAZIONE QGIS SU CARTOGRAFIA DIGITALE MESSA A DISPOSIZIONE DALLA REGIONE EMILIA-ROMAGNA) | 150 |
| FIGURA 41: ESTRATTO DELLA MAPPA DI PERICOLOSITÀ NELLE AREE ALLAGABILI PER L’AMBITO AREE COSTIERE MARINE (ACM) (FONTE: PIANO DI GESTIONE DEL RISCHIO IDRAULICO – PGRA) | 153 |
| FIGURA 42: ESTRATTO DELLA MAPPA DI PERICOLOSITÀ NELLE AREE ALLAGABILI PER L’AMBITO “RETICOLO PRINCIPALE” (RP) (FONTE: PIANO DI GESTIONE DEL RISCHIO IDRAULICO – PGRA) | 154 |
| FIGURA 43: ESTRATTO DELLA MAPPA DI PERICOLOSITÀ PER L’AMBITO “RETICOLO SECONDARIO DI PIANURA” (RSP) SULL’AREA DI APPRODO DEGLI ELETTRODOTTI E DELLA STAZIONE SSE-BESS-P2H2 (FONTE: PIANO DI GESTIONE DEL RISCHIO IDRAULICO – PGRA) | 155 |
| FIGURA 44: ESTRATTO DELLA MAPPA DI PERICOLOSITÀ PER L’AMBITO “RETICOLO SECONDARIO DI PIANURA” (RSP) SUL PERCORSO DEGLI ELETTRODOTTI 380 kV E LA STAZIONE ELETTRICA TERNA LA CANALA (FONTE: PIANO DI GESTIONE DEL RISCHIO IDRAULICO – PGRA) | 155 |
| FIGURA 45: RISCHIO IDROGEOLOGICO DELL’AREA INTERESSATA DALLE OPERE A TERRA DI PROGETTO (FONTE: PIANO STRALCIO RISCHIO IDROGEOLOGICO, AUTORITÀ DEI BACINI REGIONALI ROMAGNOLI) | 158 |
| FIGURA 46: MAPPA DEI TIRANTI IDRICI PRESENTI SUL TERRITORIO COMUNALE DI RAVENNA (FONTE: DATI ESTRAPOLATI DAL PORTALE MINERVA DELLA REGIONE EMILIA-ROMAGNA) | 158 |
| FIGURA 47: UBICAZIONE DEI DEPOSITI SABBIOSI SOTTOMARINI AL LARGO DELLA REGIONE EMILIA-ROMAGNA (FONTE: SITO WEB EMILIA-ROMAGNA, SEZIONE AMBIENTE “IN-SAND”) | 163 |
| FIGURA 48: MAPPA DEGLI OGGETTI DI RILIEVO PRESENTI NELL’AREA MARITTIMA DI INTERESSE PER IL PROGETTO IN ESAME. | 164 |
| FIGURA 49: IDENTIFICAZIONE DEL PARCO EOLICO OFFSHORE SU STRALCIO CARTA VFR - ENAV. | 166 |
| FIGURA 50: LAYOUT E SPECCHIO ACQUEO DI ROMAGNA 1 | 168 |
| FIGURA 51: LAYOUT E SPECCHIO ACQUEO DI ROMAGNA 2 | 170 |
| FIGURA 52: ESEMPIO DI AEROGENERATORE OFFSHORE ASSIMILABILE A QUELLO IN PROGETTO | 174 |
| FIGURA 53: ASSIEME DELLA FONDAZIONE MONOTUBOLARE | 182 |
| FIGURA 54: SOLUZIONI DI FONDAZIONE A MULTIPALO (SINISTRA) E JACKET (DESTRA) | 184 |
| FIGURA 55: ESEMPI DI IMPIANTI A STRUTTURA SOPRAELEVATA; SOLUZIONE DI SINN POWER (SINISTRA), MOSS MARITIME (DESTRA), SOLAR DUCK (IN BASSO) | 186 |
| FIGURA 56: ESEMPIO DI TECNOLOGIA A MEMBRANA GALLEGGIANTE | 188 |
| FIGURA 57: RENDERING DEGLI IMPIANTI DI SOLAR DUCK | 189 |
| FIGURA 58: VISTA IN PIANTA DI UN CLUSTER DI POTENZA TOTALE 6,64 MW | 192 |
| FIGURA 59: SISTEMA DI ANCORAGGIO E ORMEGGIO PER L’ACQUACOLTURA, A CUI L’IMPIANTO IN OGGETTO SI ISPIRA | 193 |
| FIGURA 60: SEZIONE TRASVERSALE CAVO 66kV | 198 |



| | |
|--|-----|
| FIGURA 61: DISPOSIZIONE DEI CAVI DI INTERCONNESSIONE IN ROMAGNA 1 | 200 |
| FIGURA 62: DISPOSIZIONE DEI CAVI DI INTERCONNESSIONE IN ROMAGNA 2 | 201 |
| FIGURA 63: COLLEGAMENTO LAZY-S CON TRINCEA SU FONDALE MARINO | 204 |
| FIGURA 64: COLLEGAMENTO LAZY S CON POSA SU FONDALE CON PROTEZIONE MEDIANTE MASSI NATURALI | 204 |
| FIGURA 65: COLLEGAMENTO W-SHAPED | 204 |
| FIGURA 66: STRATIGRAFIA CAVO DINAMICO | 205 |
| FIGURA 67: NUMERAZIONE STRUTTURE ESAGONALI | 207 |
| FIGURA 68: NUMERAZIONE CLUSTER | 207 |
| FIGURA 69: SEZIONE TRASVERSALE CAVO 220 kV | 209 |
| FIGURA 70: VISTA ISOMETRICA DELLA SOTTOSTAZIONE OFFSHORE IN PROGETTO | 214 |
| FIGURA 71: ESEMPIO DI SOTTOSTAZIONE CON FONDAZIONE A JACKET | 217 |
| FIGURA 72: SOTTOSTAZIONE CON FONDAZIONE MONOPALO | 218 |
| FIGURA 73: TIPICO DELLA SOTTOSTAZIONE ELETTRICA MARINA CON FONDAZIONE DI TIPO MONOPALO | 220 |
| FIGURA 74: TIPICO DELLA SOTTOSTAZIONE ELETTRICA MARINA CON FONDAZIONE DI TIPO JACKET | 220 |
| FIGURA 75: SCHEMA INGRESSO CAVI ALLA SOTTOSTAZIONE ROMAGNA 1 | 221 |
| FIGURA 76: SCHEMA INGRESSO CAVI ALLA SOTTOSTAZIONE ROMAGNA 2 | 222 |
| FIGURA 77: INQUADRAMENTO AREA ATTERRAGGIO CAVI OFFSHORE | 223 |
| FIGURA 78: ORTOFOTO E STATO DI FATTO AREA DI APPRODO | 223 |
| FIGURA 79: AREA DI APPRODO E CARATTERISTICHE DELL'OPERA IN HDD | 224 |
| FIGURA 80: SEZIONE TIPOLOGICA PERFORAZIONE | 226 |
| FIGURA 81: ESEMPIO SISTEMI DI PROTEZIONE CONTRO TURBIDITÀ E SVERSAMENTI A MARE | 228 |
| FIGURA 82: INQUADRAMENTO GENERALE AREA TERRESTRE | 229 |
| FIGURA 83: FOTOGRAFIA E INQUADRAMENTO DEL POZZETTO DI GIUNZIONE | 231 |
| FIGURA 84: GEOMETRIA GENERALE VASCA DEI GIUNTI DI TRANSIZIONE IN PIANTA | 232 |
| FIGURA 85: TRACCIATO DI ELETTRODOTTO TERRESTRE IN CAVO A 220 kV | 233 |
| FIGURA 86: ESPLOSO DELLA COMPOSIZIONE DEL CAVO 220 kV | 235 |
| FIGURA 87: UBICAZIONE DELL'AREA "AGNES RAVENNA PORTO" (ARP) SU MAPPA TOPOGRAFICA | 237 |
| FIGURA 88: PLANIMETRIA DI AGNES RAVENNA PORTO CON CLASSIFICAZIONE FUNZIONALE DELLE AREE OCCUPATE | 238 |
| FIGURA 89: RENDERING DELL'AREA AGNES RAVENNA PORTO | 241 |
| FIGURA 90: PLANIMETRIA GENERALE DELLA STAZIONE ELETTRICA DI TRASFORMAZIONE 220/ 380kV | 243 |
| FIGURA 91: PLANIMETRIA DELL'IMPIANTO DI ACCUMULO | 247 |
| FIGURA 92: VISTA FRONTALE DEL CONTAINER (SINISTRA) E VISTE VARIE DELL'INVERTER/TRASFORMATORE (DESTRA) | 248 |
| FIGURA 93: VISTA IN PIANTA DELL'AREA DI STOCCAGGIO IDROGENO | 254 |
| FIGURA 94: TIPOLOGIA DI STOCCAGGIO TRAMITE TUBE TRAILER | 254 |
| FIGURA 95: PIANTA E VISTE DELL'AREA DELLE BAIE DI CARICO | 256 |
| FIGURA 96: PLANIMETRIA GENERALE DEL TRACCIATO ELETTRODOTTO IN CAVO INTERRATO 380kV | 257 |
| FIGURA 97: ESPLOSO DELLA COMPOSIZIONE DEL CAVO 380kV | 259 |
| FIGURA 98: AREE DI SUPPORTO AL PROGETTO AGNES ROMAGNA, ALL'INTERNO DEL PORTO DI RAVENNA | 262 |
| FIGURA 99: IPOTESI DI STOCCAGGIO 50 MONOPALI E 50 ELEMENTI DI TRANSIZIONE IN POSIZIONE ORIZZONTALE | 263 |
| FIGURA 100: IPOTESI DI STOCCAGGIO MONOPALI, TORRI E PALE IN POSIZIONE ORIZZONTALE, ELEMENTI DI TRANSIZIONE IN POSIZIONE VERTICALE | 264 |
| FIGURA 101: IPOTESI DI STOCCAGGIO MONOPALI, TORRI E PALE IN POSIZIONE ORIZZONTALE, ELEMENTI DI TRANSIZIONE E JACKET IN POSIZIONE VERTICALE | 264 |
| FIGURA 102: CHIATTA PER IL TRASPORTO DI FONDAZIONI MONOPALO ED ELEMENTI DI TRANSIZIONE | 265 |
| FIGURA 103: NAVE JACK-UP CON MONOPALI ED ELEMENTI DI TRANSIZIONE FISSATI SUL PONTE DELLA NAVE | 266 |
| FIGURA 104: NAVE HLV CON MONOPALI ED ELEMENTI DI TRANSIZIONE FISSATI SUL PONTE DELLA NAVE | 266 |
| FIGURA 105: INSTALLAZIONE DI FONDAZIONI MONOPALO – SCHEMATICA DEI COMPONENTI PRINCIPALI | 267 |
| FIGURA 106: SCHEMATICA DI ESEMPIO: BUBBLE CURTAIN GRANDE DURANTE OPERAZIONI DI INSTALLAZIONE | 269 |
| FIGURA 107: OPERAZIONI DI CARICO IN PORTO DEI PALI PER LA FONDAZIONE MULTIPALO | 270 |
| FIGURA 108: FASE DI INSTALLAZIONE AEROGENERATORI IN MARE | 272 |



| | |
|--|-----|
| FIGURA 109: ESEMPIO DI IDONEA NAVE POSACAVI..... | 275 |
| FIGURA 110: DETTAGLIO POSA CAVI IN TERRENO AGRICOLO (SINISTRA) E STRADA (DESTRA)..... | 280 |
| FIGURA 111: PLANO-ALTIMETRICO DELL'AREA AGNES RAVENNA PORTO | 282 |
| FIGURA 112: PLANIMETRIA EDIFICIO SF ₆ 220 kV | 284 |
| FIGURA 113: PLANIMETRIA EDIFICIO ELETTRICO MT/BT E SERVIZI AUSILIARI..... | 286 |
| FIGURA 114: POSA CAVO IN TERRENO AGRICOLO (SINISTRA) E SU STRADA (DESTRA) | 291 |
| FIGURA 115: BASI LOGISTICHE INDIVIDUATE PER O&M..... | 292 |
| FIGURA 116: RIMOZIONE ROTORE E NAVICELLA (LELY WIND FARM) | 315 |
| FIGURA 117: TIPOLOGIE DI NAVI PIÙ COMUNEMENTE UTILIZZATE PER L'INSTALLAZIONE DI TURBINE EOLICHE OFFSHORE | 324 |
| FIGURA 118: CTV CREW TRANSFER VESSEL | 327 |
| FIGURA 119: MATERIE PRIME UTILIZZATE PER LA REALIZZAZIONE DI AEROGENERATORI. (FONTE: MAANI ET AL., 2020)..... | 334 |
| FIGURA 120: TIPICO STRUTTURALE DI UNA CELLA FOTOVOLTAICA A SILICIO MONOCRISTALLINO, CON LE COMPOSIZIONI IN MASSA PERCENTUALE. LE PERCENTUALI IN MASSA SONO STATE OTTENUTE FACENDO UNA MEDIA DI DATI PROVENIENTI DA SEI FONTI DIFFERENTI. (FONTE: MAANI ET AL., 2020) | 336 |
| FIGURA 121: RAPPRESENTAZIONE SCHEMATICA DELLE COMPONENTI DI UNA BATTERIA AGLI IONI DI LITIO | 339 |
| FIGURA 122: PRESENZA DI SOTTOSISTEMI DI ACQUA E FOGNATURA LIMITROFI ALL'AREA AGNES RAVENNA PORTO..... | 342 |
| FIGURA 123: TIPOLOGIE DI FONDAZIONI PER AEROGENERATORI ANALIZZATE IN FASE DI SCREENING | 349 |
| FIGURA 124: ESEMPIO DI SOTTOSTAZIONE ELETTRICA OTM CON FONDAZIONE A MONOPALO (A SINISTRA) E JACKET (A DESTRA)..... | 351 |
| FIGURA 125:ALTERNATIVA 1 - TECNOLOGIA CON STRUTTURA GALLEGGIANTE SOPRAELEVATA | 353 |
| FIGURA 126: ALTERNATIVA 2 - TECNOLOGIA CON MEMBRANA GALLEGGIANTE | 353 |
| FIGURA 127: CONFIGURAZIONE INTEGRATA (IN ALTO, IMMAGINE DI SOLAR DUCK) E STAND ALONE (IN BASSO, RENDERING DI AGNES) | 355 |
| FIGURA 128: OPZIONE BASE DI UBICAZIONE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO GALLEGGIANTE | 356 |
| FIGURA 129: OPZIONE ALTERNATIVA DI UBICAZIONE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO GALLEGGIANTE | 357 |
| FIGURA 130: SEZIONE OFFSHORE, LIMITI DELLE PRINCIPALI AREE DI SITO | 359 |
| FIGURA 131: SEZIONE OFFSHORE, AREA VASTA..... | 360 |
| FIGURA 132: AREA DI STUDIO CONSIDERATA PER GLI IMPATTI CUMULATIVI | 362 |



Indice delle tabelle

| | |
|---|-----|
| TABELLA 1: LISTA DEGLI ESPERTI COINVOLTI PER LA REALIZZAZIONE DELLO SIA | 24 |
| TABELLA 2: EMISSIONI DI CO ₂ DAL SETTORE TERMOELETTRICO PER TIPO DI COMBUSTIBILE (MT CO ₂) RIPORTATI NEL RAPPORTO ISPRA..... | 38 |
| TABELLA 3: FATTORI DI EMISSIONE DI CO ₂ DA PRODUZIONE TERMOELETTRICA LORDA PER CATEGORIA DI COMBUSTIBILE (GCO ₂ /KWH)..... | 38 |
| TABELLA 4: SINTESI DEI RISULTATI DEL CALCOLO DELLE EMISSIONI NETTE EVITATE | 40 |
| TABELLA 5: ANALISI SUI RISVOLTI DEL PROGETTO SUL FABBISOGNO ENERGETICO (RIELABORAZIONE INTERNA SU DATI DI TERNA DEL 2019) | 43 |
| TABELLA 6: BREAKDOWN DELL'ANALISI SUL FABBISOGNO ENERGETICO PER SETTORI..... | 43 |
| TABELLA 7: COMPARAZIONE DELLE RISORSE FTE STIMATE DAGLI STUDI ANALIZZATI..... | 45 |
| TABELLA 8: STIMA DELLE RISORSE FTE COINVOLTE NEL CICLO DI VITA DEL PROGETTO | 45 |
| TABELLA 9 – OBIETTIVO DI ENERGIA PRODOTTA DA FONTI RINNOVABILI AL 2030 IN KTEP (FONTE: PNIEC (2019)) | 72 |
| TABELLA 10: BREAKDOWN DEGLI OBIETTIVI DI CRESCITA AL 2030 IN TERMINI DI CAPACITÀ INSTALLATA (MW) PER TIPOLOGIA DI FONTE RINNOVABILE (FONTE: PNIEC (2019)) | 73 |
| TABELLA 11: OBIETTIVI SULLE FONTI RINNOVABILI IN EMILIA-ROMAGNA (FONTE: ELABORAZIONE ART-ER) | 82 |
| TABELLA 12: TIPOLOGIA ELABORATI DEL PIANO STRUTTURALE COMUNALE DI RAVENNA | 96 |
| TABELLA 13: AMBITI IDENTIFICATI NELLA TAVOLA PSC3 INTERESSATI DALLE OPERE ONSHORE IN PROGETTO | 97 |
| TABELLA 14: TIPOLOGIA ELABORATI DEL PIANO STRUTTURALE COMUNALE DI RAVENNA | 103 |
| TABELLA 15: AMBITI RIPORTATI ALL'INTERNO DELL'ELABORATO RUE2 "REGIMI NORMATIVI DELLA CITTÀ ESISTENTE E DEL TERRITORIO EXTRAURBANO" IN CORRISPONDENZA DEL PERCORSO DEGLI ELETTRODOTTI | 106 |
| TABELLA 16: AMBITI RIPORTATI ALL'INTERNO DELL'ELABORATO RUE2 "REGIMI NORMATIVI DELLA CITTÀ ESISTENTE E DEL TERRITORIO EXTRAURBANO" IN CORRISPONDENZA DEL PERCORSO DEGLI ELETTRODOTTI 380 kV | 111 |
| TABELLA 17: AMBITI RIPORTATI ALL'INTERNO DELL'ELABORATO RUE2 "REGIMI NORMATIVI DELLA CITTÀ ESISTENTE E DEL TERRITORIO EXTRAURBANO" IN CORRISPONDENZA DEL PERCORSO DEGLI ELETTRODOTTI 380 kV | 114 |
| TABELLA 18: ELENCO DEI TEMI TRASVERSALI, DEGLI USI / SETTORI E DEI SOTTO-USI (FONTE: PIANO DI GESTIONE DELLO SPAZIO MARITTIMO DEL MARE ADRIATICO) | 137 |
| TABELLA 19: ESTRATTO ALLEGATO 3 "DESCRIZIONE UNITÀ DI PIANIFICAZIONE PROPOSTA SUB-AREE RER A3 E PARTE A7" (FONTE: PIANO DI GESTIONE DELLO SPAZIO MARITTIMO DEL MARE ADRIATICO) | 138 |
| TABELLA 20: OBIETTIVI SPECIFICI PER LA SUB-AREA A/3 E A/7 | 141 |
| TABELLA 21: ELENCO DEI PARCHI E RISERVE NAZIONALI E REGIONALI SOGGETTE A TUTELA | 142 |
| TABELLA 22 – ELENCO SITI RETE NATURA 2000 | 148 |
| TABELLA 23: ELENCO DEI SITI IBA RILEVANTI NEI PRESSI DELL'AREA IN ESAME..... | 149 |
| TABELLA 24: ELENCO DEI SITI IDENTIFICATI DALLA CONVENZIONE DI RAMSAR NEI PRESSI DELL'AREA IN ESAME..... | 149 |
| TABELLA 25: ATTRAVERSAMENTI ELETTRODOTTO IN CAVO INTERRATO 220 kV | 159 |
| TABELLA 26: PARALLELISMI ELETTRODOTTO IN CAVO INTERRATO 220 kV | 159 |
| TABELLA 27: ATTRAVERSAMENTI ELETTRODOTTO IN CAVO INTERRATO 380 kV | 160 |
| TABELLA 28: PARALLELISMI CON ELETTRODOTTO IN CAVO INTERRATO 380 kV | 161 |
| TABELLA 29: COORDINATE SPECCHIO ACQUEO ROMAGNA 1 | 169 |
| TABELLA 30: COORDINATE SPECCHIO ACQUEO ROMAGNA 2 | 171 |
| TABELLA 31: COORDINATE DEGLI AEROGENERATORI DI ROMAGNA 1 | 172 |
| TABELLA 32: COORDINATE DEGLI AEROGENERATORI DI ROMAGNA 2 | 172 |
| TABELLA 33: PARAMETRI PRINCIPALI IMPIANTO FOTOVOLTAICO GALLEGGIANTE (AT1) | 190 |
| TABELLA 34: COMPONENTI E MATERIALI PRINCIPALI IMPIANTO FOTOVOLTAICO GALLEGGIANTE | 191 |
| TABELLA 35: PARAMETRI PRINCIPALI IMPIANTO FOTOVOLTAICO GALLEGGIANTE (AT2) | 192 |
| TABELLA 36: COMPONENTI E MATERIALI PRINCIPALI IMPIANTO FOTOVOLTAICO GALLEGGIANTE | 194 |
| TABELLA 37: DIMENSIONI PRINCIPALI DEI CORRIDOI DEI CAVI EXPORT 220 kV | 195 |



| | |
|---|-----|
| TABELLA 38: DIMENSIONI PRINCIPALI DEI TRENCH DI INSTALLAZIONE DEI CAVI EXPORT 220 kV | 195 |
| TABELLA 39: DIMENSIONI PRINCIPALI DEI CORRIDOI DEI CAVI INTER-ARRAY 66 kV | 196 |
| TABELLA 40: DIMENSIONI PRINCIPALI DEI TRENCH DI INSTALLAZIONE DEI CAVI INTER-ARRAY 66 kV | 196 |
| TABELLA 41: DESCRIZIONE CARATTERISTICHE CAVO INTER-ARRAY 66 kV | 198 |
| TABELLA 42: PARAMETRI DI PRESTAZIONE MECCANICA DEL CAVO 66kV | 199 |
| TABELLA 43: PARAMETRI DI PRESTAZIONE ELETTRICA DEL CAVO 66kV | 199 |
| TABELLA 44: DATI CAVI INTER-ARRAY PER ROMAGNA 1..... | 200 |
| TABELLA 45: DATI CAVI INTER-ARRAY PER ROMAGNA 2..... | 201 |
| TABELLA 46: COMPOSIZIONE CAVI DINAMICI | 205 |
| TABELLA 47: CARATTERISTICHE CAVO DINAMICO | 206 |
| TABELLA 48: DIMENSIONAMENTO CAVI DINAMICI | 207 |
| TABELLA 49: DIMENSIONAMENTO CAVI DINAMICI | 208 |
| TABELLA 50: DESIGN CAVO 220 kV DA 2000 MM2 | 209 |
| TABELLA 51: DATI MECCANICI DEL CAVO 220 kV DA 2000 MM2 | 210 |
| TABELLA 52: DATI ELETTRICI DEL CAVO 220 kV DA 2000 MM2 | 210 |
| TABELLA 53: DESIGN CAVO 220 kV CON SEZIONE DA 500 MM2 | 211 |
| TABELLA 54: DATI MECCANICI DEL CAVO 220 kV DA 500 MM2 | 211 |
| TABELLA 55: DATI ELETTRICI DEL CAVO 220 kV DA 500 MM2 | 211 |
| TABELLA 56: SINTESI DATI GEOMETRICI – SCHEDA TECNICA DI INSTALLAZIONE..... | 224 |
| TABELLA 57: TIPOLOGICO CAVO AT OFFSHORE E CARATTERISTICHE | 226 |
| TABELLA 58: ABACO TUBAZIONI PEAD | 227 |
| TABELLA 59: CARATTERISTICHE ELETTRICHE DELL'ELETTRODOTTO IN CAVO 220kV | 234 |
| TABELLA 60: DATI COSTRUTTIVI DELL'ELETTRODOTTO IN CAVO 220kV | 235 |
| TABELLA 61: PARAMETRI DI SISTEMA DELL'ELETTRODOTTO IN CAVO 220kV | 236 |
| TABELLA 62: PARAMETRI ELETTRICI DEL CAVO 220kV | 236 |
| TABELLA 63: DATI TECNICI ELETTRICIZZATORI | 250 |
| TABELLA 64: CARATTERISTICHE DELL'ELETTRODOTTO IN CAVO 380kV | 258 |
| TABELLA 65: CARATTERISTICHE COSTRUTTIVE CAVO 380kV | 259 |
| TABELLA 66: PARAMETRI DI SISTEMA DELL'ELETTRODOTTO IN CAVO 380kV | 260 |
| TABELLA 67: PARAMETRI ELETTRICI DEL CAVO 380kV | 260 |
| TABELLA 68: ESEMPIO DI MISURE DI MITIGAZIONE PER RUMORE GENERATO DALL'INFISSIONE DEI MONOPALI | 268 |
| TABELLA 69: ATTIVITÀ PREVISTE NELLA FASE ESECUTIVA DI MESSA IN OPERA DEI CAVI SOTTOMARINI | 275 |
| TABELLA 70: SCHEMA DELLE SOTTOFASI DELL'HDD | 278 |
| TABELLA 71: MATERIALI PRINCIPALI UTILIZZATI | 321 |
| TABELLA 72: TIPOLOGIE DI MEZZI NAUTICI PER L'INSTALLAZIONE DI AEROGENERATORI | 324 |
| TABELLA 73: DESCRIZIONE E DURATA ATTIVITÀ, INDICAZIONE NUMERO DI MEZZI COINVOLTI | 326 |
| TABELLA 74: QUANTITÀ STIMATE DI FLUIDI PRESENTI | 335 |
| TABELLA 75: MATERIALI UTILIZZATI PER UNA STACK PEMWE DA 1 MW, STATO DELL'ARTE NEL 2017 E "FUTURO PROSSIMO". FONTE: BAREIß ET AL, 2019 | 341 |
| TABELLA 76: PRINCIPALI MATERIALI E MASSE STIMATE PER IL BOP DI UN SISTEMA PEMWE. FONTE: BAREIß ET AL, 2019 | 341 |
| TABELLA 77: STIMA DELLE MATERIE PRIME UTILIZZATE PER LA REALIZZAZIONE DEL PROGETTO..... | 343 |
| TABELLA 78: STIMA DEI PRINCIPALI RIFIUTI GENERATI DALLA REALIZZAZIONE DEL PROGETTO | 345 |
| TABELLA 79: VALORI DI IMPATTO NEGATIVO..... | 373 |
| TABELLA 80: VALORI DI IMPATTO POSITIVO | 373 |
| TABELLA 81: MATRICE PER LA VALUTAZIONE DEL RISCHIO | 375 |



LISTA DEGLI ACRONIMI

| | |
|--------------------|--|
| ACM | Aree Costiere Marine |
| AGNES | Adriatic Green Network of Energy Sources |
| ARP | Airport Reference Point |
| AU | Autorizzazione Unica |
| BRA | Building Restricted Areas |
| CCS | Carbon Capture and Storage |
| CdS | Conferenza dei Servizi |
| CEP | Clean Energy for all Europeans |
| CMCC | Centro Euro-Mediterraneo sui Cambiamenti Climatici |
| CO ₂ | Anidride carbonica |
| CO ₂ eq | Anidride carbonica equivalente |
| CPRA | Capitaneria di Porto di Ravenna |
| CTR | Zona di Controllo |
| DPE | Dipartimento per le Politiche Europee |
| DS | Decreto Segretariale |
| EMF | Electric and Magnetic Field |
| ENAC | Ente Nazionale di Aviazione Civile |
| ENAV | Ente Nazionale Assistenza al Volo |
| EPBD | Energy Performance of Buildings Directive |
| EPCI | Engineering, Procurement, Construction and Installation |
| ETS | Emission Trading System |
| FER | Fonti Energetiche Rinnovabili |
| FSRU | Floating Storage & Regassification Unit |
| FTE | Full Time Equivalent |
| GHG | Gas a effetto serra |
| GNSS | Global Navigation Satellite System |
| GSE | Gestione Servizi Energetici |
| GW | Gigawatt |
| GWh | Gigawattora |
| ha | Ettaro |
| H ₂ | Idrogeno |
| H ₂ O | Acqua |
| HDD | Horizontal Directional Drilling |
| IBA | International Bird and Biodiversity Area |
| kV | kilovolt |
| kW | kilowatt |
| kWh | Kilowattora |
| LCA | Life Cycle Assessment |
| LSA | Area di Studio Locale |
| MASE | Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica |
| MATM | Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare |
| MBES | Multibeam Echo Sounder |
| MIMS | Ministero delle Infrastrutture e della Mobilità Sostenibili |
| MISE | Ministero dello Sviluppo Economico |
| MIT | Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti |
| MITE | Ministero della Transizione Ecologica |
| MMO | Marine Mammal Observer |
| MSP | Piani di gestione dello Spazio Marittimo |
| Mt | Milioni di tonnellate |
| MVA | Megavolt Ampere |



| | |
|----------------|--|
| MVAR | Megavolt Ampere Reattivo |
| MW | Megawatt |
| MWh | Megawattora |
| NGEU | Next Generation EU |
| NRA | Valutazione dei Rischi della Navigazione |
| NTA | Norme Tecniche di Attuazione |
| O ₂ | Ossigeno |
| O&M | Operations & Maintenance |
| PAI | Piani di Assetto Idrogeologico |
| PAM | Passive Acoustic Monitoring |
| PER | Piano Energetico Regionale |
| PGRA | Piano di Gestione del Rischio di Alluvioni |
| PMA | Piano di Monitoraggio Ambientale |
| PMI | Politica Marittima Integrata |
| PNIEC | Piano Nazionale Integrato Energia e Clima |
| PNRR | Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza |
| POC | Piano Operativo Comunale |
| PPGR | Piano Provinciale di Gestione dei Rifiuti |
| PRIT | Piano Regionale Integrato dei Trasporti |
| PRTA | Piano Regionale di Tutela delle Acque |
| PSC | Piano Strutturale Comunale |
| PTA | Piano Triennale di Attuazione |
| PTAV | Piano Territoriale di Area Vasta |
| PTCP | Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale |
| PTM | Piano Territoriale Metropolitano |
| PTPR | Piano Territoriale Paesaggistico Regionale |
| PTR | Piano Territoriale Regionale |
| PU | Progetti Unitari |
| PUA | Piano Urbanistico Attuativo |
| PUG | Piano Urbanistico Generale |
| RA | Ravenna |
| RED | Direttiva sullo Sviluppo delle Energie Rinnovabili |
| RIR | Rischio di Incidente Rilevante |
| ROCA | Ravenna Offshore Contractors Association |
| RP | Reticolo Principale |
| RSP | Reticolo Secondario di Pianura |
| RTN | Rete di Trasmissione Nazionale |
| RUE | Regolamento Urbano Edilizio |
| RUP | Ravenna Urban Planning |
| SAR | Search and Rescue |
| SBES | Singlebeam Echosounder |
| SBP | Sub Bottom Profiler |
| SEN | Strategia Energetica Nazionale |
| SIA | Studio di Impatto Ambiente |
| SIC | Siti di Importanza Comunitaria |
| SNPA | Sistema Nazionale Protezione Ambiente |
| SSS | Side Scan Sonar |
| STMG | Soluzione Tecnica Minima Generale |
| tep | Tonnellata Equivalente di Petrolio |
| TIC | Tavolo Interministeriale di Coordinamento |
| TOC | Trivellazione Orizzontale Controllata |
| ton | Tonnellata |
| TRL | Technology Readiness Level |



| | |
|-------|--|
| TUA | Testo Unico sull'Ambiente |
| TWh | Terawattora |
| UE | Unione Europea |
| UP | Unità di Pianificazione |
| VFR | Visual Flight Rules |
| VIA | Valutazione di Impatto Ambientale |
| VINCA | Relazione di Incidenza Ambientale |
| VPIA | Verifica Preliminare di Impatto Archeologico |
| ZAC | Zonizzazione Acustica Comunale |
| ZPS | Zone di Protezione Speciale |
| ZSC | Zone Speciali di Conservazione |
| ZTB | Zone di Tutela Biologica |



PREMESSA

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

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

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

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

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

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

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

L'ambizione di questa iniziativa non può circoscriversi ad un caso isolato in questa area geografica, bensì vuole proporre un modello vincente e applicabile in altri contesti, da realizzare in armonia con le specifiche sensibilità e caratteristiche dei diversi territori.

I notevoli sforzi di investimento e di progettazione hanno incontrato non pochi ostacoli dal punto di vista tecnico e normativo, data la peculiare articolazione dell'hub energetico nei suoi vari componenti e l'elevato grado di innovazione: Il **Progetto Definitivo e lo SIA** qui proposti, quindi, sono il risultato di **un ingente lavoro sul piano ingegneristico e ambientale**, coordinato in primis dalle aziende **Agnes S.r.l. e Quint'x S.r.l.** e arricchito dal contributo di aziende di consulenza di grande professionalità nelle rispettive discipline.



1. INTRODUZIONE

Il Progetto Romagna 1&2 è relativo alla installazione e messa in esercizio di un hub energetico localizzato in parte in acque internazionali antistanti la costa emiliano-romagnola e in parte nell'area del Comune di Ravenna. Agnes S.r.l. è la società ideatrice e proponente del progetto, con sede a Ravenna (RA).

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

1. immissione nella Rete di Trasmissione Nazionale;
2. stoccaggio in sistemi di immagazzinamento con batterie agli ioni di litio;
3. produzione di idrogeno verde per mezzo del processo di elettrolisi.

Agnes S.r.l., nell'espletamento dei servizi sopra indicati, intende perseguire i seguenti obiettivi generali:

- assicurare che il servizio sia erogato con carattere di sicurezza, affidabilità e continuità nel breve, medio e lungo periodo, nel rispetto degli atti di indirizzo emanati dai Ministeri e delle direttive impartite dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas;
- concorrere a promuovere, nell'ambito delle sue competenze e responsabilità, la tutela dell'ambiente e la sicurezza degli impianti.

Le opere del Progetto sono nello specifico:

- un impianto eolico off-shore composto da 25 aerogeneratori da 8 MWp cadauno, per una capacità complessiva di 200 MWe ("Romagna 1");
- un impianto eolico off-shore composto da 50 aerogeneratori da 8 MWp cadauno, per una capacità complessiva di 400 MWe ("Romagna 2");
- un impianto fotovoltaico da 100 MWe di tipologia galleggiante;

ed opere di connessione costituite da:

- due stazioni elettriche di trasformazione 66/220 kV offshore;
- una stazione elettrica di trasformazione 380/220/30/0,4 kV onshore (SSE Agnes Ravenna Porto) con opere connesse tra cui un impianto di accumulo di energia di capacità fino a 50 MWe/200 MWh ed un impianto di produzione idrogeno fino a 60MW per mezzo di elettrolizzatori;
- elettrodotti marini di inter-array da 66 kV ed export da 220kV, una buca giunti terra-mare per cavi export da 220 kV, cavi export terrestri a 220 kV per la trasmissione dell'energia generata dagli impianti eolici e fotovoltaico alla SSE Agnes Ravenna Porto e da questa, mediante cavi export terrestri a 380 kV alla Stazione Elettrica Terna "La Canala", individuata come punto di connessione alla RTN.



La società proponente ha iniziato a svolgere analisi di fattibilità tecnico-economiche dal 2017 e da allora sono stati compiuti notevoli sforzi di progettazione per gestire le complessità dettate dalle innovazioni tecnologiche proprie degli impianti e maturare le scelte tecniche in base alle esigenze e gli input degli *stakeholder*.

Nel gennaio del 2021 Agnes ha avviato ufficialmente l'iter di autorizzazione del Progetto, ai sensi dell'art. 12 del D.lgs 387/2003 e secondo quanto disposto dalla circolare n. 40/2012 del MIT. È stata superata con esito positivo la prima fase del complesso iter, ovvero l'istruttoria di Concessione Demaniale Marittima ai sensi dell'art. 36 del Codice Della Navigazione, in cui hanno espresso parere circa 30 enti, nessuno dei quali è risultato negativo o ostativo.

La società ha quindi proceduto con l'avanzamento dell'istanza di Valutazione di Impatto Ambientale (D. Lgs 152/2006), basata sullo Studio d'Impatto Ambientale e del Progetto con livello di approfondimento Definitivo, dei quali questo documento risulta parte.

1.1 Scopo del documento

Il presente documento costituisce lo Studio di Impatto Ambiente (SIA) del Progetto AGNES Romagna 1&2 (di seguito Progetto).

Scopo del presente SIA è la valutazione dei potenziali impatti del Progetto durante le fasi di costruzione, esercizio e dismissione sull'ambiente, sulla salute e sul contesto socio-economico, oltre alla definizione di misure di mitigazione finalizzate ad evitare o ridurre al minimo gli impatti negativi del Progetto, aumentarne i potenziali benefici e alla valutazione dei potenziali impatti residui che potranno permanere a valle dell'applicazione delle misure di mitigazione.

I contenuti del presente SIA sono conformi a quanto indicato nel Decreto Legislativo del 16 giugno 2017 n. 104 (nuovo Decreto VIA), pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale il 6 luglio 2017 ed in vigore dal 21 luglio 2017, che norma le nuove disposizioni per la procedura di Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) sul territorio nazionale e recepisce la Direttiva Comunitaria VIA 2014/52/UE apportando significative modifiche alla Parte Seconda del Testo Unico sull'Ambiente D.lgs. 152/06 (TUA).

1.2 Struttura del documento – Guida alla lettura

Il presente SIA si articola in tre distinti Volumi suddivisi in 12 capitoli principali.

Volume 1

- Il presente capitolo (**Capitolo 1**), che illustra lo SIA, il suo scopo, descrive la struttura generale del documento e presenta la società proponente.
- Il **Capitolo 2**, che descrive sommariamente il Progetto, ne illustra l'ubicazione delle parti offshore (in mare) e di quelle onshore (su terra), presenta la motivazione del progetto e ripercorre l'iter autorizzativo a oggi intrapreso.



- Il **Capitolo 3**, che descrive il quadro normativo di riferimento a livello europeo, nazionale, regionale e comunale, analizza i vincoli e gli strumenti di programmazione e le loro interferenze con il Progetto.
- Il **Capitolo 4**, che riporta la descrizione delle opere ed include: una presentazione generale del Progetto e delle infrastrutture che ne sono parte; una descrizione delle fasi di costruzione, esercizio e dismissione (e ripristino), sia per la sezione terrestre (onshore) che per quella marina (offshore); il cronoprogramma del Progetto; indicazioni in merito ai consumi di materie prime, energia, al personale e i mezzi di previsto impiego in ambiente marino e terrestre sia in fase di costruzione che di esercizio e una valutazione delle alternative di progetto, compresa l'alternativa 0, rappresentata dalla non realizzazione di Agnes Romagna 1 & 2.
- Il **Capitolo 5**, che riporta dettagli sull'approccio metodologico seguito per la redazione dello SIA: illustra le aree di studio indagate; l'approccio generale utilizzato per l'analisi dello stato dell'ambiente (i cui dettagli metodologici sono illustrati nel capitolo successivo sullo stato dell'ambiente); la metodica impiegata per le valutazioni degli impatti ambientali e sociali potenziali e per l'analisi dei rischi.

Volume 2

- Il **Capitolo 6**, che include l'analisi dello stato dell'ambiente *ante-operam* (o baseline) ed illustra, per ciascuna componente (o fattore ambientale/sociale) trattato (*i.e.* l'insieme degli elementi biologici, fisici e sociali sui quali è stata eseguita l'identificazione, la previsione e la stima dei potenziali impatti del progetto) le seguenti tematiche:
 - La metodologia di dettaglio utilizzata per la raccolta dei dati (sia secondari che primari) e la loro successiva analisi/elaborazione.
 - La descrizione della componente, sia nell'Area Vasta che nell'Area di Sito.
 - La sensibilità della componente sulla base di criteri scientifici, per quanto possibile standardizzati.

Volume 3

- Il **Capitolo 7**, che descrive l'analisi dei potenziali impatti generati dal progetto sulle diverse componenti ambientali e sociali potenzialmente impattate e le relative misure di mitigazione e monitoraggio.
- Il **Capitolo 8**, che, in modo schematico, raccoglie tutte le misure di mitigazione e per ciascuna definisce il periodo di esecuzione e i soggetti coinvolti.
- Il **Capitolo 9**, che riporta la descrizione del Piano di Monitoraggio Ambientale (PMA): definisce i metodi di misura, gli indicatori, i parametri, la durata e la frequenza dei monitoraggi che devono essere implementati al fine di fornire la misura dell'evoluzione dello stato dell'ambiente nelle diverse fasi di attuazione del Progetto, nonché verificare l'efficacia delle misure di mitigazione messe in opera.
- Il **Capitolo 10** sulla vulnerabilità del Progetto ai rischi di incidente e/o calamità, che include un'analisi della vulnerabilità del Progetto ai rischi di gravi incidenti e/o calamità e i conseguenti potenziali impatti sull'ambiente, la salute e le tematiche sociali.



- Il **Capitolo 11** focalizzato sulla vulnerabilità del Progetto al cambiamento climatico, che racchiude una descrizione dei potenziali rischi ai quali è soggetto il Progetto a causa dei cambiamenti indotti dal riscaldamento globale sia in ambiente terrestre che in ambiente marino.
- Il **Capitolo 12**, che riporta l'analisi critica delle difficoltà riscontrate nella redazione dello SIA: fornisce una descrizione delle difficoltà, quali lacune tecniche o mancanza di conoscenze, incontrate nella raccolta dei dati e nella previsione degli impatti.
- Il **Capitolo 13**, che illustra sinteticamente le conclusioni dello Studio.
- La **Bibliografia**, che riporta l'elenco delle fonti (letteratura scientifica, letteratura grigia e sitografia) utilizzate.

In aggiunta ai tre volumi dello SIA sono state elaborate numerose relazioni specialistiche, 11 delle quali risultano di particolare supporto della valutazione di impatto condotta (ad esempio Relazione tecnica sulla valutazione dei rischi della navigazione o Relazione tecnica sulla valutazione degli impatti delle emissioni EMF su fauna marina) o per approfondire specifiche tematiche, come richiesto dalla normativa (ad esempio Valutazione di Incidenza; Paesaggistica; Valutazione Preliminare di impatto archeologico o Piano preliminare di utilizzo in sito di terre e rocce da scavo). L'elenco delle Relazioni specialistiche realizzate che hanno più correlazioni con il presente SIA è riportato di seguito.

- Valutazione di incidenza (VINCA)
- Verifica preliminare di impatto archeologico (VPIA)
- Relazione tecnica sulla valutazione dei rischi della navigazione (NRA)
- Relazione paesaggistica
- Relazione tecnica sulla valutazione degli impatti delle emissioni EMF su fauna marina
- Relazione previsionale di impatto elettromagnetico delle opere di connessione
- Relazione tecnica sulla valutazione dell'impatto acustico marino
- Relazione tecnica sulla valutazione dell'impatto acustico terrestre
- Piano di utilizzo delle terre e rocce da scavo
- Analisi dei rischi e incidenti
- Relazione geologica e sismica delle opere a mare

1.3 Documenti di riferimento

Ai sensi del D.Lgs. 152/06, il Progetto in esame ricade fra gli impianti di competenza nazionale elencati nell'Allegato II alla Parte Seconda, di cui al punto:



7-bis) Impianti eolici per la produzione di energia elettrica ubicati in mare.

Come indicato al punto 2 dell'Articolo 7-bis dello stesso Decreto, i progetti di cui all'allegato II alla Parte seconda sono sottoposti a VIA in sede statale.

Il Progetto ricade inoltre fra gli impianti di cui all'Allegato I-bis della Parte Seconda, *Opere, impianti e infrastrutture necessarie al raggiungimento degli obiettivi fissati dal Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (Pniec), predisposto in attuazione del Regolamento (Ue) 2018/1999*, per le seguenti categorie:

1.2 *Nuovi impianti per la produzione di energia e vettori energetici da fonti rinnovabili, residui e rifiuti, nonché ammodernamento, integrali ricostruzioni, riconversione e incremento della capacità esistente, relativamente a:*

1.2.1 *Generazione di energia elettrica: impianti idroelettrici, geotermici, eolici e fotovoltaici (in terraferma e in mare), solari a concentrazione, produzione di energia dal mare e produzione di bioenergia da biomasse solide, bioliquidi, biogas, residui e rifiuti.*

Il Progetto si inserisce quindi nell'ambito di una procedura di Valutazione di Impatto Ambientale statale.

Lo Studio di Impatto Ambientale (SIA) è stato pertanto predisposto tenendo conto delle indicazioni di cui all'Allegato VII della Parte II del D.lgs. 152/2006 e ss.mm.ii.. Più in particolare è stato fatto riferimento al Decreto Legislativo 16 giugno 2017 n. 104 (nuovo Decreto VIA), pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale il 6 luglio 2017 ed in vigore dal 21 luglio 2017 che norma le nuove disposizioni per la procedura di Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) sul territorio nazionale. Il testo è il recepimento della nuova Direttiva Comunitaria VIA 2014/52/UE e apporta significative modifiche alla Parte Seconda del Testo Unico sull'Ambiente D.lgs. 152/06 (TUA), particolarmente per quanto riguarda l'organizzazione del documento e, in parte minore, anche i suoi contenuti. Sono inoltre state prese in considerazione le recenti Linee Guida SNPA 2020 (Valutazione di impatto ambientale. *Norme tecniche per la redazione degli studi di impatto ambientale*. ISBN 978-88-448-0995-9 © Linee Guida SNPA, 28/2020).

La valutazione dello stato dell'ambiente per le diverse componenti oggetto dello SIA è stata eseguita oltre che sulla base di dati primari raccolti sul campo, anche mediante la consultazione della letteratura scientifica e grigia, dei database pertinenti disponibili a livello locale, regionale, nazionale ed internazionale. L'insieme dei riferimenti bibliografici utilizzati è disponibile al Capitolo 12.

1.4 Società proponente

Agnes S.r.l., acronimo di *Adriatic Green Network of Energy Sources*, è la società creata per ottenere le autorizzazioni necessarie alla realizzazione ed esercizio dell'hub energetico Romagna 1&2. In quanto tale, quindi, risulta sia la titolare che la proponente del Progetto esposto in questa relazione.

Con sede a Ravenna, la società è stata fondata nel 2019 con l'obiettivo di sviluppare a livello ingegneristico e ambientale progetti di energia rinnovabili in zone marine e costiere.



La società è quindi composta da ingegneri, scienziati ambientali, economisti e altre figure professionali in diverse discipline che, con competenze verticali e orizzontali, si occupano dello sviluppo di progetti di energia rinnovabile offshore dall'ideazione all'implementazione. Oltre al Progetto Romagna 1&2, Agnes S.r.l. è attualmente occupata nello sviluppo di altri 5 progetti lungo il Mare Adriatico, da Trieste a Pescara, per una totale potenza complessiva di circa 4,5 GW nella propria pipeline.

Agnes S.r.l. è nata da un'intuizione dell'imprenditore Ing. Alberto Bernabini, con alle spalle decenni di esperienza nel settore delle energie rinnovabili grazie ad un'altra azienda da egli fondata: Qint'x S.r.l. Qint'x è una società che si è occupata di sviluppo, installazione e manutenzione in aree terrestri di circa 50 MW di impianti fotovoltaici, circa 150 turbine eoliche e 2 centrali idroelettriche.

Dal 2019, l'azienda ha implementato una strategia di espansione delle attività relative ad impianti utility scale e in aree marine, in parte con la creazione appunto di Agnes S.r.l. ed in parte con mediante la partecipazione del suo proprio personale tecnico specializzato ad importanti cantieri nel settore, quali ad esempio il progetto di eolico onshore Alcamo II di RWE in Sicilia, il progetto offshore Beleolico nel porto Taranto e il Progetto di eolico offshore di Fécamp in Francia.

F2i S.G.R. è recentemente entrata nel capitale sociale di Agnes S.r.l. Al momento della presentazione dell'istanza di VIA, la società proponente risulta quindi così partecipata:

- Ing. Alberto Bernabini: 88,33%
- F2i SGR: 11,67%

F2i è una società italiana di gestione del risparmio, costituita nel 2007, che attualmente gestisce cinque fondi di investimento alternativo mobiliare riservato di tipo chiuso: quattro fondi di equity – specializzati nell'acquisizione di partecipazioni nel settore delle infrastrutture con un'ottica di valorizzazione di medio/lungo periodo (durata media intorno ai 12 anni) e un fondo di debito che investe sempre nelle infrastrutture.

F2i è il maggiore gestore indipendente italiano di fondi infrastrutturali, con asset under management per circa 7 miliardi di euro. Le società che fanno parte del network di F2i costituiscono la principale piattaforma infrastrutturale del Paese, diversificata in settori strategici per il sistema economico: trasporti e logistica, energie per la transizione, economia circolare, reti di distribuzione, reti e servizi di telecomunicazione, infrastrutture socio-sanitarie.

In particolare, i fondi gestiti da F2i sono:

- Fondo II (1,24 miliardi di Euro, scadenza al 2025);
- Fondo III (3,6 miliardi di Euro, scadenza al 2029);
- Fondo IV ANIA F2i (516 milioni di Euro, scadenza al 2030);
- Fondo V per le Infrastrutture Sostenibili (1,457 miliardi di Euro, in raccolta target 1,5 miliardi di Euro, scadenza al 2036);
- F2i Infrastructure Debt Fund 1 (326 milioni di Euro, in raccolta target 500 milioni di Euro).



La mission di F2i è creare valore per gli investitori, trasformando risorse finanziarie raccolte tra investitori nazionali ed esteri in progetti di economia reale. Dalla nascita, nel 2007, F2i ha difatti raccolto e investito più di 7 miliardi di Euro e ha contribuito alla crescita delle imprese operanti nei settori sopra riportati.

La strategia di investimento dei fondi gestiti da F2i è caratterizzata da un impegno di lungo periodo, ed è volta ad assicurare una gestione industriale e finanziaria improntata all'efficienza e allo sviluppo delle partecipazioni acquisite.

Il portafoglio dei fondi gestiti da F2i è attualmente composto da 23 società con un fatturato complessivo di 7,8 miliardi di Euro e un EBITDA aggregato di Euro 1,9 miliardi (al 31 dicembre 2021).

Con particolare riferimento al settore dell'energia, F2i è stato tra i primi soggetti in Italia ad investire nelle energie da fonti rinnovabili: eolico, solare e biomasse. Oggi le società nel portafoglio dei fondi gestiti da F2i risultano complessivamente detenere la maggior potenza installata in Italia nel settore delle energie rinnovabili non programmabili.

1.4.1 *Garanzia di solidità finanziaria ed economica*

La presenza di F2i come investitore nella compagine sociale fa sì che il Progetto Agnes Romagna possa contare sul primo operatore a livello italiano nel settore delle energie rinnovabili, dotato sia di risorse materiali che intangibili per il raggiungimento dell'entrata in esercizio dell'hub energetico.

Per maggiori dettagli sul quadro dell'investimento, incluse le modalità di finanziamento e l'analisi sulla sostenibilità dell'iniziativa dal punto di vista economico si rimanda all'elaborato di Progetto AGNROM_EP-R_QUA-INVESTIMENTO "Quadro dell'investimento, soggetti coinvolti e strategia di finanziamento".

1.5 Gruppo di lavoro

Le principali società coinvolte nell'ideazione sviluppo, nella progettazione e nella redazione del SIA sono elencate di seguito.

1.5.1 *Ideazione, sviluppo e coordinamento dell'iniziativa*



AGNES S.R.L.

Ideazione

Sviluppo concept e progettazione

Coordinamento consulenti Progetto Definitivo

Coordinamento consulenti SIA



QINT'X S.R.L.

Supporto concept
Supporto progettazione elettrica
Supporto autorizzativo

1.5.2 Redazione del Progetto Definitivo



TECHFEM S.P.A.

Supporto nella progettazione delle opere di connessione a terra
Relazioni specialistiche in ambito HSE



CESI S.P.A.

Progettazione opere di connessione a terra



ROSETTI MARINO S.P.A.

Progettazione fondazioni per sottostazioni elettriche a mare
Progettazione fondazioni per aerogeneratori
Supporto progettazione top side sottostazioni elettriche a mare



4C OFFSHORE LTD

Progettazione opere di connessione a mare



CEBAT S.P.A.

Ingegnerizzazione opere per approdo in zona costiera



GEOWYND LTD

Supporto nella progettazione delle fondazioni

1.5.3 Piano di Caratterizzazione Ambientale e redazione dello Studio Impatto Ambientale



WSP ITALIA S.R.L. – GRUPPO WSP

Redazione SIA



Coordinamento consulenti per relazioni specialistiche
Coordinamento consulenti per indagini di campo



ZOPPELLARI GOLLINI & ASSOCIATI S.R.L.

Relazioni specialistiche per SIA
Supporto indagini di campo terrestri



UBICA S.R.L.

Campagna di rilievi geofisici
Relazione geologica e sismica per la parte a mare
Supporto a redazione del SIA



CENTRO SPERIMENTALE PER LA TUTELA DEGLI HABITAT S.R.L.

Campagna di rilievi per avifauna e fauna marina
Redazione studi specialistici
Supporto a redazione del SIA



UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI PAVIA - CIBRA

CENTRO INTERDISCIPLINARE BIOACUSTICA RICERCHE AMBIENTALI

Campagna di rilievo su impatto acustico e cetacei
Rielaborazione di dati
Redazione studi specialistici



ASPS SERVIZI ARCHEOLOGICI S.N.C.

Redazione della Verifica Preventiva di Interesse Archeologico



UNIVERSITÀ DI BOLOGNA – CIRI

CENTRI INTERDIPARTIMENTALI DI RICERCA INDUSTRIALE

Redazione dello studio meteomarinario



1.6 Esperti coinvolti nella redazione dello Studio di Impatto Ambientale

La lista dei principali esperti che hanno contribuito alla redazione dello SIA, suddiviso in tre volumi, è riportata in Tabella 1.

La lista include specialisti in diverse discipline scientifiche delle scienze fisiche e naturali (biologi marini, naturalisti, geologi, esperti di acustica, esperti in scienze ambientali, oceanografi) ingegneri, architetti, archeologi, esperti in economia e scienze sociali e tecnici specializzati.

Tabella 1: Lista degli esperti coinvolti per la realizzazione dello SIA

| Nome e titolo | Ruolo principale | Società |
|---|---|------------|
| Alberto Bernabini - Ingegnere | Amministratore | Qint'x |
| Gian Luca Vaglio - Economista | Direttore operativo | Qint'x |
| Pietro Solaroli – Scienziato ambientale | Environmental Lead | Qint'x |
| Nicolò Lontani - Ingegnere | Technical Lead | Qint'x |
| Ruth Cuenca – Ingegnere | GIS Specialist | Qint'x |
| Caterina Bagli – Scienziata ambientale | Environmental support | Qint'x |
| Francesco Melandri – Ingegnere | Technical support | Qint'x |
| Martina Mazzarella – Ingegnere | Technical support | Qint'x |
| Elisa Cangini - Ingegnere | Technical support | Qint'x |
| Stefano Casati - Ingegnere | Technical support | Qint'x |
| Giovanni Torchia – Naturalista-Biologo marino | Project Manager | WSP/Golder |
| Livia Manzone - Geologa | Project Director | WSP/Golder |
| Roberto Mezzalama - Naturalista | Esperto senior cambiamento climatico ed avifauna | WSP/Golder |
| Stefano Mattiuz - Geologo | Suolo, sottosuolo, acque superficiali e sotterranee | WSP/Golder |
| Roberto Gaveglio – Ingegnere ambientale | Aria e rumore | WSP/Golder |
| Paolo Burzio – Biologo marino | Cetacei, tartarughe e rumore subacqueo | WSP/Golder |
| Olga Moretti – Biologa marina | Componenti biologiche marine | WSP/Golder |
| Flavia Tarquinio – Biologa marina | Componenti biologiche marine | WSP/Golder |
| Katia Ruggero – Biologa marina | Componenti biologiche marine | WSP/Golder |
| Emanuele Bobbio - Architetto | Componenti sociali | WSP/Golder |
| Francesca Rossi – Scienze sociali e cooperazione internazionale | Componenti sociali | WSP/Golder |
| Simona Stefanelli – Economia e scienze ambientali | Componenti sociali | WSP/Golder |
| Nicolò Chiappetta – Naturalista | Componenti biologiche terrestri | WSP/Golder |
| Giovanni Marsilio - Ingegnere ambientale | Componenti fisiche marine | WSP/Golder |
| Fabio Morfea - Naturalista | Geofisica marina | WSP/Golder |
| Erika Boscolo - Ingegnere | Cartografia GIS | WSP/Golder |



| | | |
|--|---|---------------------------------------|
| Rebecca Pittana - Ingegnere | Cartografia GIS | WSP/Golder |
| Forti Paolo - Ingegnere | Navigazione | Aquaengineering |
| Francesco Tiboni - Archeologo | Archeologia | ASPS |
| Laura Sanna - Archeologa | Archeologia | ASPS |
| Claudio Fossati- Naturalista | Acustica subacquea e cetacei | CIBRA Unipv/Nauta |
| Michele Manghi – Tecnico acustico marino | Acustica subacquea | Nauta |
| Gianni Pavan – Naturalista - Direttore del CIBRA | Acustica subacquea | CIBRA Unipv |
| Ubaldo Pantaleo – Biologo marino | Componenti biologiche marine e geofisica marina | UBICA S.r.l. |
| Monica Previati – Biologa marina | Componenti biologiche e fisiche marine | UBICA S.r.l. |
| Carlo del Grande - Geologo | Cartografia GIS e geologia marina | UBICA S.r.l. |
| Marco Palma – Biologo marino | Cartografia GIS | UBICA S.r.l. |
| Andrea Niccolò Scuteri – Tecnico specializzato in biologia subacquea | Componenti biologiche e fisiche marine | UBICA S.r.l. |
| Sara Segati – Naturalista – Biologa marina | Avifauna e Pesca scientifica | CESTHA |
| Simone D'Acunto – Ricercatore ambientale e direttore di CESTHA | Avifauna e Pesca scientifica | CESTHA |
| Elia Bueloni – Biologo Marino | Pesca scientifica | CESTHA |
| Silvia Brandi – Biologa marina | Avifauna | TORPEDO SOC. COOP |
| Paolo Zoppellari - Ingegnere | Consulenza procedurale | Zoppellari Gollini & Associati s.r.l. |
| Matteo Monti - Ingegnere | Quadro programmatico e baseline ambientali | Zoppellari Gollini & Associati s.r.l. |
| Martina Cavallo – Scienze ambientali | Cartografia GIS e baseline ambientale terrestre | Zoppellari Gollini & Associati s.r.l. |
| Andrea Gollini - Ingegnere | Analisi dei rischi | Zoppellari Gollini & Associati s.r.l. |
| Rita Mangiaracina - ingegnere | Analisi dei rischi | Zoppellari Gollini & Associati s.r.l. |
| Simone Macchia - ingegnere | Analisi dei rischi | Zoppellari Gollini & Associati s.r.l. |
| Marco Pavan – Tecnico acustico ENTECA | Valutazione impatto acustico terrestre | Zoppellari Gollini & Associati s.r.l. |



2. CARATTERISTICHE GENERALI, MOTIVAZIONI DEL PROGETTO E INQUADRAMENTO GENERALE DELL'ITER AUTORIZZATIVO

2.1 Informazioni di carattere generale

Nell'attuale fase di progettazione definitiva, Agnes Romagna 1&2 risulta sinteticamente così descritto:

SOCIETÀ PROPONENTE

Ragione sociale: Agnes s.r.l.

P. IVA: 02637320397

Sede legale: Via Del Fringuello 28, Ravenna (RA) – 48124

PEC: agnessrl@pec.it

Email: info@agnespower.com

PRINCIPALI RIFERIMENTI NORMATIVI

Autorizzazione Unica: D.lgs 387/2003; D.lgs 199/2021

Valutazione Impatto Ambientale: D.lgs 152/2006

Concessione Demaniale Marittima: Art. 36 del Codice della Navigazione

AREA TERRESTRE

Stato: Italiano

Regione: Emilia-Romagna

Provincia: Ravenna

Comune: Ravenna

AREA MARINA

Zona marina: Zona A (Legge 613/1967)

Limiti amministrativi: acque territoriali; piattaforma continentale.

Giurisdizione: Capitaneria di Porto – Direzione Marittima di Ravenna.

Area SAR: U.C.G. di Ravenna, Cesenatico e Rimini.

CONNESSIONE ALLA RTN

Gestore di rete di riferimento: Terna S.p.A.

Stazione di connessione: Stazione Elettrica Terna “Ravenna Canala”



Località: Piangipane (Frazione di Ravenna)

Soluzione di connessione: Stallo a 380 kV

STMG: codice 201901778 per 650 MW in immissione e 50 MW in prelievo per la componente eolica e di stoccaggio di elettricità con batterie; codice 202002598 per 100 MW in immissione per la componente solare

2.2 Filosofia di progettazione

L'hub energetico di Agnes Romagna è composto da diversi sistemi integrati l'uno con l'altro per garantire la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e idrogeno verde, con l'annessione di sistemi per stoccaggio di elettricità a batterie. La sua unicità non è relativa solo alle singole tecnologie, certamente innovative, ma anche all'integrazione di esse. Le sinergie tra le varie tipologie di impianti sono maggiormente comprensibili dallo schema generale del Progetto, rappresentato in maniera stilizzata nella seguente figura.

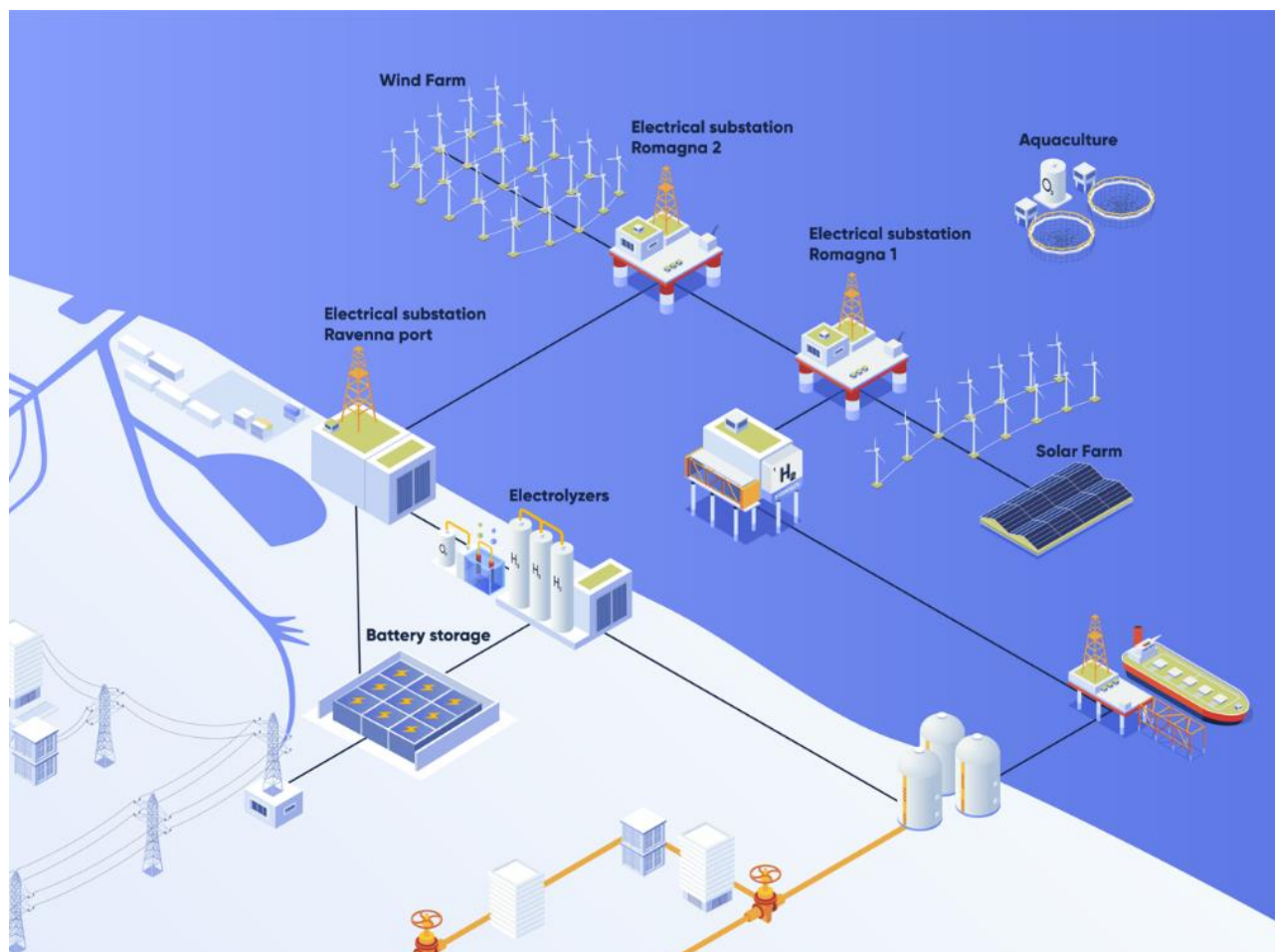


Figura 1: Schema stilizzato dell'hub energetico Agnes Romagna 1&2



Come si può evincere dallo schema stilizzato, la produzione elettrica da fonti rinnovabili verrà garantita a mare da due impianti eolici e un impianto fotovoltaico galleggiante, che grazie alle opere di connessione verrà trasmessa fino alla zona portuale di Ravenna. Lì, l'elettricità potrà essere in parte utilizzata per lo stoccaggio in batterie, in parte per la produzione di idrogeno verde, oppure continuare la sua trasmissione fino al punto di connessione con la RTN, individuato nella stazione Terna "Ravenna Canala" a Piangipane (RA).

Come citato nel capitolo 1, quindi, l'elettricità viene prodotta e trasmessa a terra per tre diverse finalità tra loro non mutualmente esclusive:

- immissione nella Rete di Trasmissione Nazionale;
- stoccaggio in sistemi di immagazzinamento con batterie agli ioni di litio;
- produzione di idrogeno verde per mezzo del processo di elettrolisi.

La previsione di sistemi che possono assorbire l'elettricità prodotta, stoccandola in batterie o convertendola in idrogeno, rende più facile il contrasto del comune problema delle fonti di energia rinnovabili, ovvero la loro intermittenza e il conseguente stress generato sulle reti. L'immissione di elettricità nella RTN potrà quindi essere garantita con maggiore affidabilità, efficienza e continuità rispetto ad un impianto eolico o fotovoltaico *stand alone*.

2.3 Sintesi delle opere

Nei paragrafi successivi è proposta una sintesi dei singoli sistemi.

N. 75 aerogeneratori da 8 MW per una capacità complessiva di 600-675 MW, con fondazioni di tipologia monopalo/tripode, altezza hub fino a 170 metri e dimensioni del rotore fino a 260 metri.

La tipologia di aerogeneratori presentata possiede caratteristiche fisiche e tecnologiche nominali, che non fanno riferimento ad una macchina selezionata ed attualmente in commercio, ma si basano su dimensioni/grandezze limite e su potenze installate che trovano un riscontro concreto su alcune tipologie di aerogeneratori che saranno commercializzate e sui futuri sviluppi di macchine applicabili in siti con medio-bassa ventosità media e con eventi meteomarinari estremi in linea con l'area di Progetto.

N. 1 impianto fotovoltaico di capacità complessiva 100 MW, su strutture galleggianti con ormeggi ancorati al fondale.

L'impianto fotovoltaico galleggiante si basa su diverse strutture modulari che possono essere collegate in serie e suddivise in diversi impianti per andare a comporre i 100MW totali. Le tecnologie potenzialmente applicabili per il Progetto sono state presentate e in fase di progettazione esecutiva verrà selezionata la tecnologia più appropriata.

Elettrodotti marini da 66 kV

Gli elettrodotti di interconnessione elettrica hanno lo scopo di collegare in serie gli aerogeneratori e le piattaforme di fotovoltaico galleggiante per trasmettere l'energia dagli impianti di produzione alle due sottostazioni di trasformazione offshore.



N. 2 sottostazioni elettriche di trasformazione offshore 66/220 kV

Le due sottostazioni di conversione elettrica offshore hanno la funzione di innalzare la tensione dell'energia trasmessa da 66 kV a 220 kV tramite trasformatori (n°1 nella sottostazione di Romagna 1 e n°2 nella sottostazione di Romagna 2), i reattori per la compensazione di potenza reattiva, i sistemi GIS, le apparecchiature ausiliarie, quadri elettrici, quadri strumentali, quadri di controllo e stanze con la finalità di "rifugio temporaneo" quindi adibite per ospitare personale.

Elettrodotti marini da 220 kV

Le linee di elettrodotti export da 220 kV si suddividono nel corridoio di collegamento che connette la sottostazione di Romagna 1 con la sottostazione di Romagna 2 ed il corridoio principale che connette la sottostazione di Romagna 2 alla buca giunti di transizione terra-mare coincidente con l'area di approdo, con la parte finale di trasmissione elettrica export realizzata in modalità "trenchless" senza l'utilizzo di scavi a cielo aperto ma tramite HDD (*Horizontal Directional Drilling*).

N. 1 pozzetto di giunzione

Il pozzetto di giunzione sorge in area di parcheggio pubblico a 250 metri circa dalla zona costiera, ed ospita la vasca giunti per la transizione tra cavidotti terrestri e cavidotti marini. I cavidotti marini bypassano le scogliere frangiflutti, l'area costiera, il progetto di Parco Marittimo e l'area di pineta marittima per raggiungere i giunti di transizione terra-mare.

Elettrodotti terrestri da 220 kV

Il tracciato dei cavi interrati a 220 kV, parte dalla buca giunti posta in area di parcheggio pubblico, località Punta Marina ed arriva alla Stazione Elettrica di Trasformazione 220/380 kV di nuova realizzazione in area Agnes Ravenna Porto.

I cavidotti interrati si compongono di due linee trifasi con tre cavi unipolari per linea installati in piano, con limitazioni sulle singolarità riscontrabili lungo il tracciato che richiedono una posa all'interno di tubi in corrispondenza di sottopassi posa con trivellazione controllata (TOC).

N. 1 sottostazione elettrica di trasformazione onshore 220/380 kV

La realizzazione della nuova sottostazione elettrica di trasformazione è necessaria a ricevere, a mezzo cavi export terrestri a 220 kV, provenienti dalla buca giunti terra-mare, l'energia generata dagli impianti eolici e fotovoltaico e trasferirla, previa elevazione alla tensione di 380 kV, mediante cavi export terrestri a 380 kV alla Stazione Elettrica Terna "La Canala", individuata come punto di connessione alla RTN.

La sottostazione si compone di tre autotrasformatori trifase di potenza 220/380 kV 400MVA, due trasformatori trifase di potenza 220/35 kV 125 MVA, sei reattori unipolari 220 kV 40 MVAR, tre reattori unipolari 380 kV 60 MVAR, due resistori di neutro trasformatore 220/35 kV.

N. 1 impianto di stoccaggio dell'elettricità per mezzo di batterie



L'impianto di stoccaggio di energia elettrica da 50MW/200MWh garantisce un accumulo di energia che può essere utilizzato sia al servizio del capacity market per la stabilizzazione della Rete Nazionale sia per garantire un polmone di energia all'impianto di produzione idrogeno verde.

N. 1 impianto di produzione, compressione e stoccaggio di idrogeno verde

L'impianto di idrogeno gode di una connessione diretta con la sottostazione di trasformazione e quindi con gli impianti di produzione offshore, garantendo la produzione di idrogeno verde tramite un impianto di elettrolizzatori fino a 60 MWe ed il relativo impianto di stoccaggio dell'idrogeno con capienza massima di 25 tonnellate.

Elettrodotti terrestri da 380 kV

I cavi interrati a 380 kV partono dalla sottostazione elettrica di trasformazione 220/380 kV di nuova realizzazione, per giungere alla stazione elettrica Terna "La Canala". I cavidotti interrati si compongono di una linea trifase con tre cavi unipolari installati in piano, con limitazioni sulle singolarità riscontrabili lungo il tracciato che richiedono una posa all'interno di tubi in corrispondenza di sottopassi posa con trivellazione controllata (TOC).

Si sottolinea che la potenza trasmissibile delle opere di connessione è stata progettata considerando i parchi Romagna 1&2 (700 MW in totale), più l'ipotetico parco Romagna 3 (400 MW) per cui la società avvierà l'iter di autorizzazione nel 2023.

2.4 Ubicazione geografica e layout

L'hub energetico proposto è localizzato nell'Italia del Nord Est, in area sia marina che terrestre. Nei paragrafi successivi si propone una descrizione delle due aree con una sintesi delle opere destinate all'installazione.

2.4.1 Area marina

Il Progetto a mare prevederà l'installazione di opere che insistono su due aree che, in continuità con quanto indicato dal Portale SID del MIMS, si definiscono come *specchi acquei*, suddivisi in **Romagna 1** e **Romagna 2**.

- Romagna 1 è lo specchio acqueo più a sud, con baricentro indicativo avente coordinate Lat. 323990 - Long. 4912671 (WGS84 UTM 33N). Ospiterà n. 25 aerogeneratori da 8 MW cada uno, n. 1 impianto fotovoltaico galleggiante da 100 MW e n. 1 sottostazione elettrica di trasformazione da 66/220 kV.
- Romagna 2 è lo specchio acqueo più a nord, con baricentro indicativo avente coordinate Lat. 318158 - Long. 4935837 (WGS84 UTM 33N). Ospiterà n. 50 aerogeneratori da 8 MW cada uno e n. 1 sottostazione elettrica di trasformazione da 66/220 kV.

Dal punto di vista amministrativo, l'area marina coinvolta da tali specchi acquei è localizzata nel Mar Adriatico Settentrionale italiano, e giace tra il limite delle acque territoriali e la linea della piattaforma continentale che separa Italia e Croazia.



Entrambi gli specchi acquei sono quindi interamente oltre le 12 miglia nautiche (circa 20 km) di distanza dal litorale emiliano-romagnolo, con le rispettive proiezioni sulla costa che si estendono da Casalborsetti (RA) a Cervia (RA).

Le aree SAR (Search and Rescue) interessate da Romagna 1 e Romagna 2 sono principalmente sotto la competenza della U.C.G. di Ravenna, e in minor misura sotto quelle di Cesenatico e Rimini.

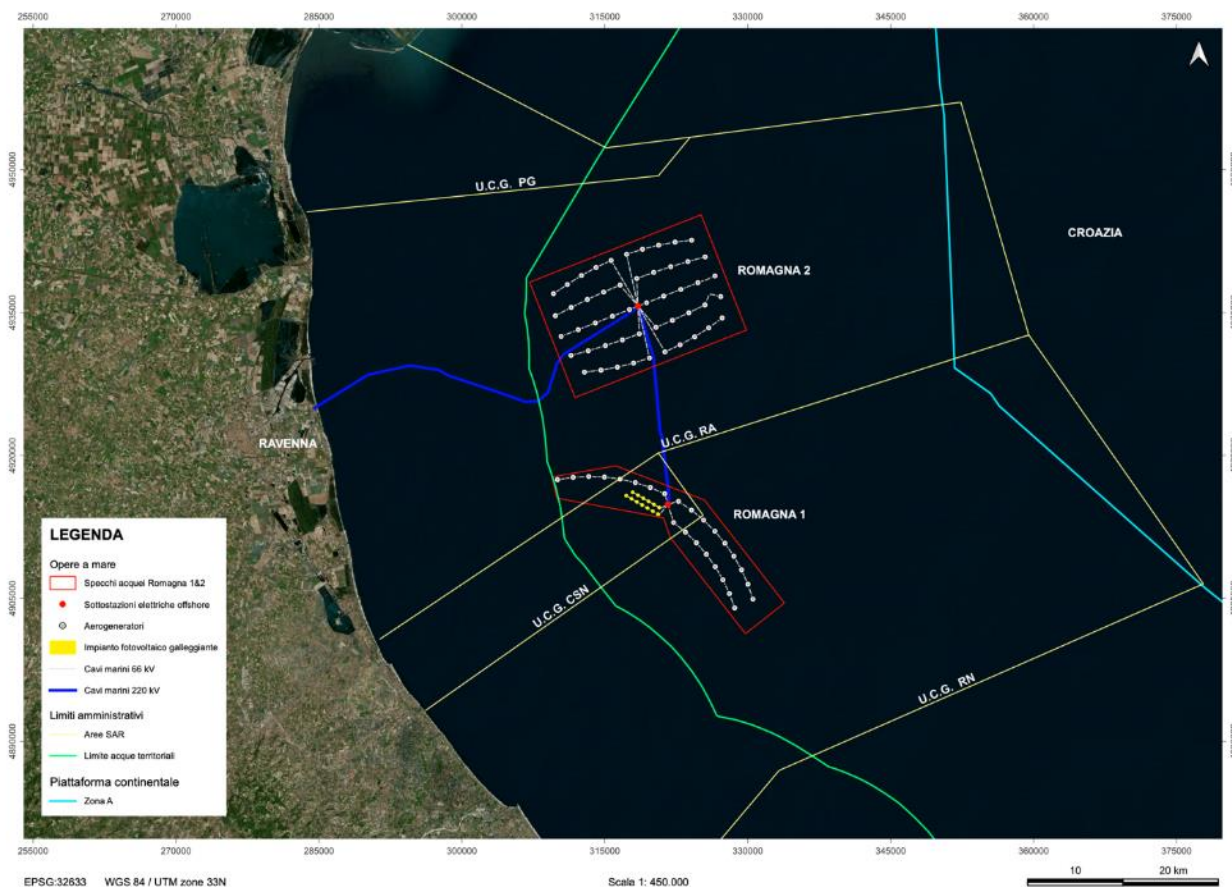


Figura 2: Ubicazione del Progetto rispetto ai limiti amministrativi SAR

Inoltre, saranno interessate anche le acque territoriali per l'installazione di n. 2 cavi elettrici da 220 kV che trasmetteranno l'energia dalla sottostazione elettrica di Romagna 2 all'area terrestre. L'intero tracciato della coppia di cavi sarà all'interno dell'area SAR di competenza della U.C.G. di Ravenna.

2.4.2 Area terrestre

L'area terrestre coinvolta dal Progetto riguarda l'installazione di una serie di impianti e opere di connessione che avverrà nella sua totalità entro i confini del Comune di Ravenna (RA), nella regione Emilia-Romagna.



Il pozzetto di giunzione, identificato come “**Area di Approdo**”, è previsto in un parcheggio a circa 250 metri della spiaggia di Punta Marina (RA) nei pressi di Viale delle Sirti. Da lì, una coppia di cavi terrestri 220 kV giungerà fino alla zona portuale, a sud della Pialassa del Piomboni.

La zona portuale, identificata come “**Agnes Ravenna Porto**”, è ricompresa fra Via Trieste, Via Piomboni e Via Fiorenzi Francesco ed è destinata ad ospitare le tre seguenti opere:

- N. 1 sottostazione elettrica di trasformazione 220/380 kV
- N. 1 impianto di stoccaggio dell'elettricità tramite parco batterie da 50 MW/200MWh
- N. 1 impianto di produzione di idrogeno verde fino a 60 MW, con annessi sistemi per compressione e stoccaggio del gas

Vi sarà una linea a 380 kV uscente dall'area Agnes Ravenna Porto che attraverserà la città di Ravenna nei lati NE e N, per giungere allo stallo disponibile presso la Stazione Elettrica di Terna “Ravenna Canala”, in località di Piangipane (RA). Tale area è denominata “**Punto di Connessione alla RTN**”.

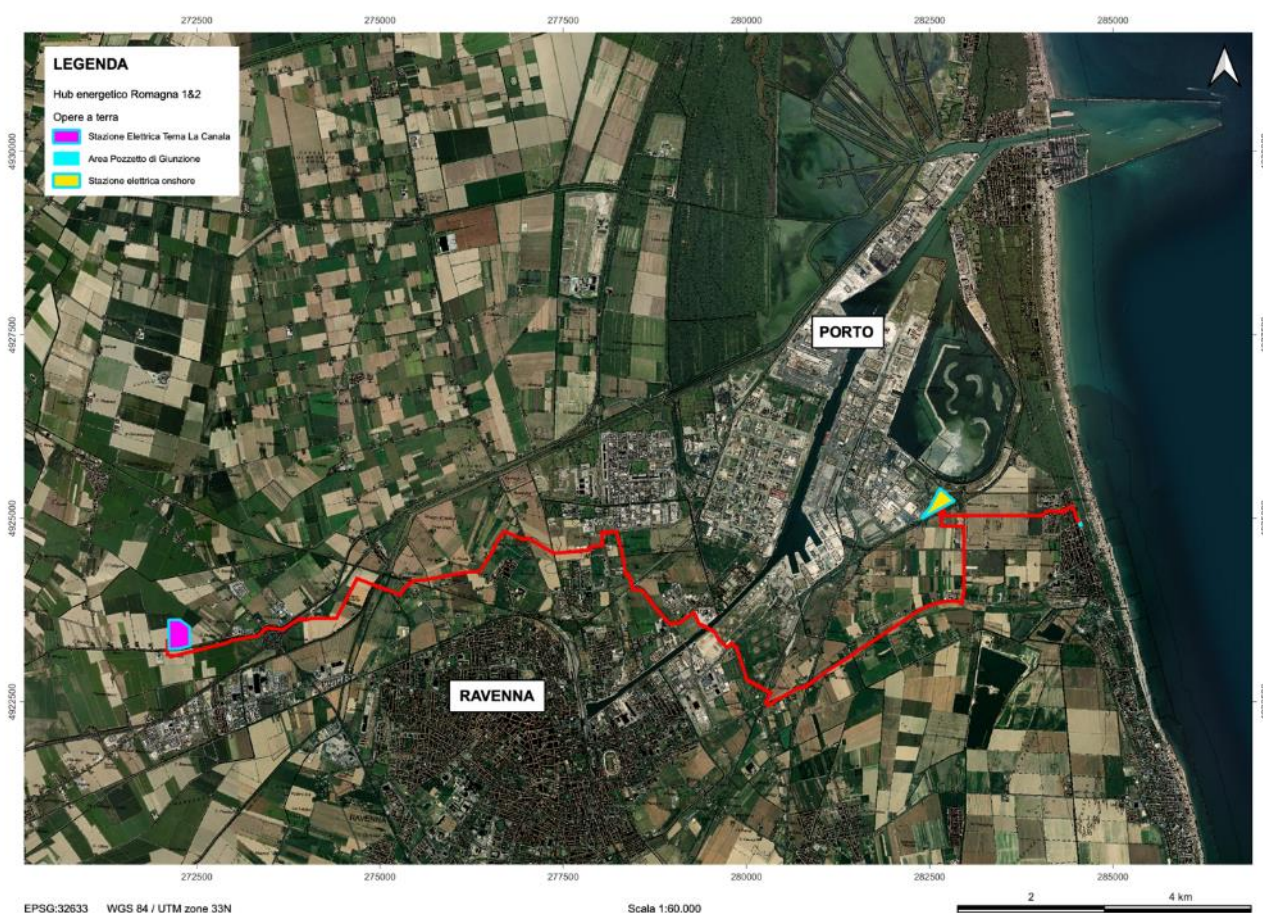


Figura 3: Ubicazione del Progetto in area terrestre



2.5 Motivazioni del Progetto

Nella presente sezione si illustrano nel dettaglio le principali motivazioni che hanno portato all'intraprendimento della progettazione dell'hub energetico e giustificano la sua realizzazione. Tali motivazioni possono essere elencate come di seguito:

- 1) **caratteristiche vantaggiose del sito,**
- 2) **emissioni evitate,**
- 3) **risvolti sul piano energetico,**
- 4) **risvolti economici e sociali.**

2.5.1 Caratteristiche vantaggiose del sito

L'area offshore di Ravenna, seppur non ospitando ancora nessuna infrastruttura per la produzione di elettricità da fonti rinnovabili, possiede numerosi vantaggi a lungo sottostimati.

2.5.1.1 Batimetrie e tipologie dei fondali

In primis, si cita la profondità favorevole del mare per l'installazione di fondazioni fisse per aerogeneratori. Per la porzione di mare compresa tra 12 miglia nautiche dalla costa del Comune di Ravenna e il limite della piattaforma continentale che separa Italia e Croazia, la profondità non eccede i -43 metri circa.

Tali batimetrie sono un unicum nei mari italiani. Non si registrano infatti profondità così scarse oltre le 12 miglia nautiche nel nostro Paese, come si può evincere in Figura 4. Questo comporta la **possibilità di installare impianti eolici con aerogeneratori dotati di fondazioni fisse oltre il limite delle acque territoriali**, creando due grandi vantaggi:

- L'applicazione di una **tipologia di fondazioni largamente testata e giunta alla completa maturità**, a differenza di quella galleggiante, che per quanto promettente, ancora necessita di risolvere numerose incognite tecniche sia dal punto di vista strutturale che di interconnessione elettrica;
- Possibilità di **ridurre sensibilmente l'impatto visivo**, sul turismo e attività quali la pesca grazie alla distanza notevole dalla costa.

Il profilo batimetrico presenta inoltre **caratteristiche vantaggiose dal punto di vista dell'andamento dei fondali** (depressione costante all'allontanarsi dalla costa, come mostrato in Figura 5) e della litologia di essi (principalmente sabbiosi e argillosi, come descritto nei successivi capitoli). Tali caratteristiche **riducono notevolmente eventuali complicazioni riscontrabili in fase di installazione** di fondazioni per aerogeneratori e sottostazioni elettriche, così come per la posa di cavi elettrici marini.

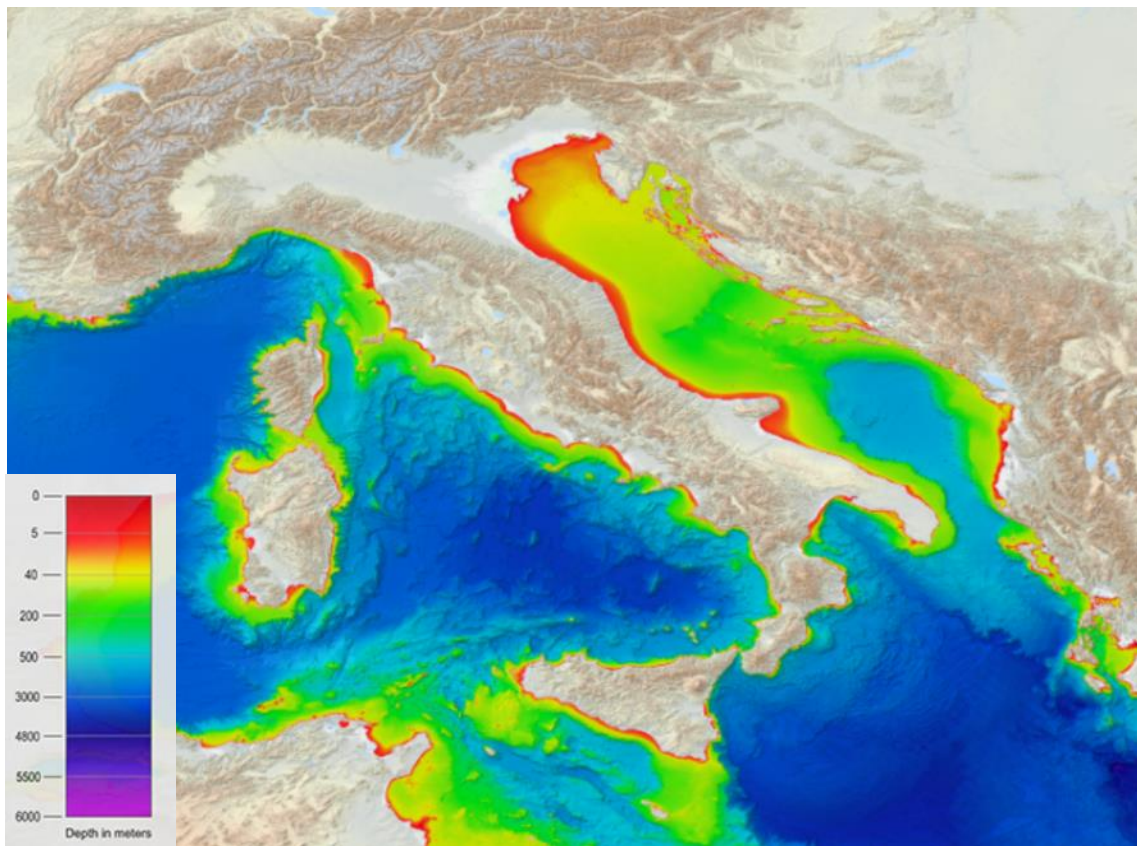


Figura 4: Profondità dei mari italiani (Fonte: Emodnet, 2022)

Depth profile



Figura 5: Profilo batimetrico fra Ravenna e Pola in Istria croata (Fonte: Emodnet, 2022)



2.5.1.2 Condizioni anemologiche

La progettazione di centrali eoliche offshore al largo di Ravenna, per quanto complessa, è da sempre sottostimata da enti e soggetti privati. È credenza comune, infatti, che l'Alto Adriatico non abbia una ventosità sufficiente per giustificare la realizzazione di impianti eolici. Ciò poteva essere vero in passato, quando lo sviluppo tecnologico ancora non garantiva la possibilità di massimizzare la conversione di energia eolica in elettricità per un dato aerogeneratore. In merito a ciò, si segnala che da anni ormai le turbine installate sulla superficie terrestre hanno adattato le proprie caratteristiche alla ventosità della nostra penisola. Tali adattamenti, finalmente riscontrabili anche in ambito offshore, sono principalmente costituiti da un allargamento del rotore a parità di potenza nominale installata. Infatti, data la formula per la potenza trasportata dal vento, che è

$$P = \frac{1}{2} \cdot d \cdot A \cdot v^3$$

dove d è la densità media dell'aria, A è l'area spazzata e v è la velocità del vento, si può notare come la potenza generata non sia in funzione solo della ventosità ma anche del diametro della turbina. In condizioni di vento medio-basso, quindi, è necessario allargare il diametro della turbina per "catturare" più energia eolica. Come esempio pratico basta comparare il **rapporto fra area spazzata e potenza nominale** di due tipi:

- aerogeneratori progettati per il mare del Nord Europa, in cui la velocità media annuale può essere maggiore ai 10 m/s. Ad esempio, la turbina General Electric Haliade-X da 220 m di rotore e 14 MW di potenza nominale ha un **rapporto di 2,7**.
- aerogeneratori progettati per il mare asiatico, in cui la velocità media annuale può oscillare tra i 6 e 7 m/s, quindi con condizioni simili a quelle registrabili nell'Alto Adriatico. Ad esempio, la turbina Goldwind da 230 m di rotore e 8.5 MW di potenza nominale ha un **rapporto di 4,9**.

Gli aerogeneratori con il rapporto area spazzata-potenza nominale maggiore sono di gran lunga preferibili per il sito di Progetto, avendo una curva di produzione che permette di raggiungere la potenza nominale con intensità di vento minori. Solo recentemente però le grandi aziende produttrici di turbine eoliche offshore hanno cominciato a fissare l'entrata in commercio di tali macchine. La società Agnes, che ha ideato il Progetto nel 2017, ha in questo senso anticipato il mercato, da sempre professando che per l'inizio delle attività di procurement vi sarebbero stati aerogeneratori adattati alle condizioni offshore del sito di Progetto. La produzione di elettricità da fonte di energia eolica, nel caso del sito del Progetto, è stata spesso valutata negli anni precedenti sulla base di tecnologie non idonee per l'Alto Adriatico, e più in generale del Mar Mediterraneo. Ciò purtroppo sottostima le potenzialità del sito. Come esempio rafforzativo, nel grafico sottostante sono state comparate due curve di produzione di aerogeneratori offshore: una macchina Goldwind di potenza nominale 8.500 kW di 230 m di diametro (caso 1) e una macchina Vestas di potenza nominale 8.000 kW di 164 m di diametro (caso 2).

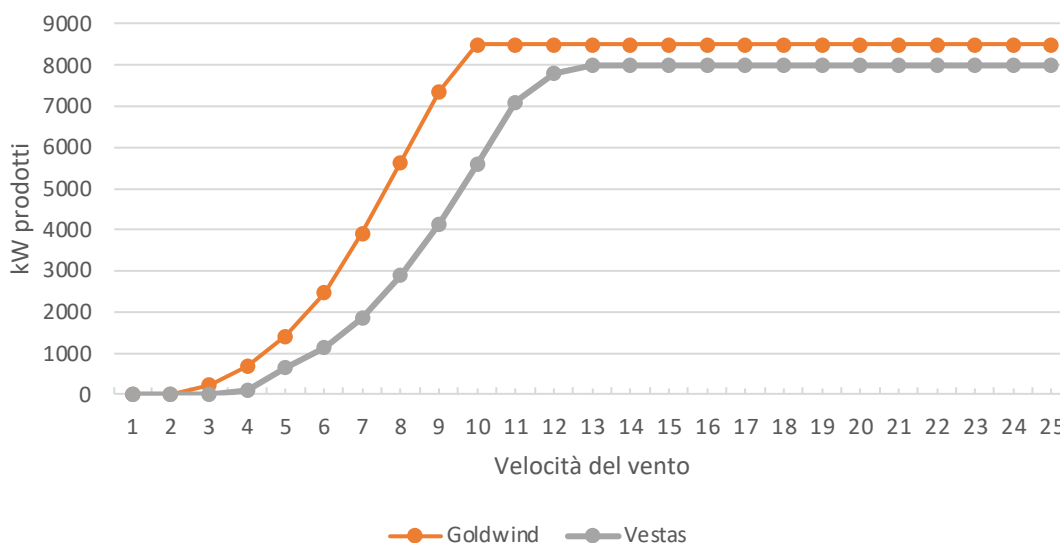


Figura 6: Grafico di comparazione delle curve di produzione tra due aerogeneratori

Lo spostamento della curva verso sinistra del caso 1 rispetto al caso 2 è relativo alle differenti *cut-in speed* e *rated wind speed* delle macchine: nel caso 1, la turbina comincia a generare elettricità e raggiunge la potenza massima a velocità di vento minori. Questo è dovuto al fatto che, grazie ad un rotore e ad una conseguente area spazzata più grandi, nel caso 1 è possibile estrarre più energia eolica, convertendola successivamente in energia meccanica e quindi elettricità.

In sintesi, l'adozione di questi nuovi aerogeneratori permetterà efficienze e fattori di capacità un tempo impensabili in condizioni di vento medio-basso.

2.5.2 Emissioni evitate di gas a effetto serra

Tra le motivazioni del Progetto vi è senz'altro il contrasto alle emissioni di *gas a effetto serra* (GHG), aspetto da ritenersi sostanziale per la lotta al cambiamento climatico e che il nostro Paese ha ormai identificato da anni come priorità. Ciò è confermato dalla Strategia italiana di lungo termine sulla riduzione ed il monitoraggio delle emissioni dei gas a effetto serra, pubblicata dall'allora MATTM nel gennaio 2021 in collaborazione con ISPRA, RSE, GSE, Politecnico di Milano, ENEA e CMCC.

Le energie rinnovabili negli ultimi anni hanno contribuito a modificare in maniera sostanziale la traiettoria delle emissioni di GHG nel settore energetico: la produzione di energia da fonti rinnovabili è infatti uno dei principali fattori che va a sostegno della riduzione delle emissioni di gas climalteranti, in particolare di CO₂, e degli ultimi target europei stabiliti dalla Legge sul Clima (Regolamento CEE/UE 30 giugno 2021, n. 1119), che mira alla riduzione delle emissioni dei gas a effetto serra del 55% (rispetto all'anno 1990) entro il 2030, e alla graduale e irreversibile neutralità climatica entro il 2050.

Fatte queste premesse, nella presente sezione si illustrerà quanto segue:



- in primis, i fattori di emissione di CO2 equivalente legati alla produzione di energia dai vari combustibili fossili, e le emissioni totali di anidride carbonica generate dal settore termoelettrico;
- di seguito, le emissioni di gas a effetto serra espressi in grammi di CO2e/kWh associati al ciclo di vita di impianti di produzione di energia da fonte eolica e solare;
- infine, si analizzeranno i due punti precedenti in funzione dell'energia prodotta dagli impianti del Progetto così da calcolare le emissioni totali e nette evitate al primo anno di esercizio dell'hub.

Si evidenzia che l'analisi qui presentata non ha la pretesa di costituire un vero e proprio Life Cycle Assessment del Progetto ma semplicemente di fornire al lettore un'indicazione sommaria delle emissioni nette di GHG evitate grazie all'hub energetico, basandosi su dati di letteratura solidi e attendibili.

2.5.2.1 Emissioni generate dalla produzione elettrica da fonti fossili e relativi fattori di emissione

L'ISPRA è l'ente nazionale che è stato riconosciuto come responsabile della predisposizione e comunicazione dell'inventario nazionale delle emissioni di gas serra, nell'ambito della Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici (UNFCCC), del Protocollo di Kyoto e del Meccanismo di Monitoraggio delle emissioni di gas serra dell'Unione Europea. Per questo motivo nella presente sezione si è fatto riferimento ai dati citati nell'ultimo rapporto 363/2022 di ISPRA (2022), con la finalità di fornire una stima delle emissioni atmosferiche inquinanti evitate in rapporto all'energia prodotta dall'hub energetico.

Partendo dall'ormai assodato presupposto che il contributo maggiore nelle emissioni di gas serra è imputabile alla CO2, in riferimento alle quantità di questa emesse nel 2020 a seguito della produzione di energia elettrica e calore, è stata stimata una quantità di 84,9 Mt (di cui 72,4 Mt per la generazione elettrica e 12,5 Mt per la produzione di calore), pari al 22,3% delle emissioni nazionali di gas ad effetto serra.

Di seguito si riporta una tabella riassuntiva delle emissioni di anidride carbonica associate ai diversi e fruibili combustibili fossili dall'anno 1995 al 2021 (per l'anno 2021 i dati sono ancora stime preliminari). I combustibili utilizzati per la produzione elettrica vengono raggruppati in cinque macrocategorie in relazione alle rispettive caratteristiche fisiche e chimiche:

- Combustibili solidi: carbone, carbone sub-bituminoso, lignite
- Gas naturale: gas naturale
- Gas derivati: gas da acciaieria a ossigeno, gas da estrazione, gas d'altoforno, gas di cokeria
- Prodotti petroliferi: cherosene, coke di petrolio, cherosene, distillati leggeri, coke di petrolio ecc.
- Altri combustibili: nafta, biodiesel, olio combustibile, petrolio grezzo, gas di sintesi da processi di gassificazione, oli vegetali grezzi, ecc.



Tabella 2: Emissioni di CO2 dal settore termoelettrico per tipo di combustibile (Mt CO2) riportati nel rapporto ISPRA

| COMBUSTIBILI | 1995 | 2000 | 2005 | 2010 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
|--------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|-------------|-----------|-------------|-------------|
| SOLIDI | 20,8 | 22,4 | 40,4 | 35,5 | 39,1 | 32,1 | 28,6 | 25,4 | 17,3 | 12,5 | 12,4 |
| GAS NATURALE | 24,6 | 49,3 | 67,4 | 68,1 | 49,5 | 55,7 | 61,1 | 56,4 | 61,3 | 58,5 | 62,4 |
| GAS DERIVATI | 6,4 | 6,4 | 11,4 | 8 | 4,5 | 5,7 | 4,5 | 4,5 | 4,3 | 2,9 | 3,2 |
| P. PETROLIFERI | 81,4 | 61,2 | 32,6 | 20 | 10,1 | 9,2 | 8,7 | 8,4 | 7,5 | 7,6 | 5,5 |
| ALTRI COMBUSTIBILI | 0,2 | 0,5 | 2,5 | 3,2 | 3,5 | 3,6 | 3,5 | 3,5 | 3,5 | 3,4 | 3,5 |
| TOTALE | 133,5 | 139,8 | 157,8 | 134,8 | 106,6 | 106,3 | 106,5 | 98,1 | 94 | 84,9 | 87,1 |

Il visibile decremento delle emissioni di CO2 nel corso degli anni, e dei gas a effetto serra in generale, è senz'altro riconducibile sia ad un efficientamento delle tecnologie utilizzate in aggiunta all'utilizzo sempre maggiore di combustibili con un minor contenuto di carbonio, sia al progresso nell'utilizzo delle fonti rinnovabili.

Al fine di trarre delle stime utili relative all'impatto che tali fonti hanno esercitato sulla riduzione dei gas climalteranti, può essere più che vantaggioso rapportarsi agli specifici fattori di emissione di CO2 ascrivibili alle diverse categorie di combustibili utilizzati nelle centrali termoelettriche nazionali. I fattori di emissione vengono determinati in base al tenore di carbonio del combustibile e al suo potere calorifero, e sono un pratico strumento di supporto al monitoraggio delle misure di riduzione dei gas a effetto serra in relazione alle strategie energetiche utilizzate. Si riporta di seguito una tabella riassuntiva dei fattori di emissione di CO2 da produzione termoelettrica lorda per tipologia di combustibile, espressi in gCO2/KWh, in continuità coi dati ricavati dal rapporto ISPRA.

Tabella 3: Fattori di emissione di CO2 da produzione termoelettrica lorda per categoria di combustibile (gCO2/KWh)

| COMBUSTIBILI | 1995 | 2000 | 2005 | 2010 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 |
|----------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|------------|--------------|--------------|
| SOLIDI | 863,2 | 852 | 919,9 | 889,5 | 899,5 | 895,4 | 870 | 884,5 | 908,9 | 927,2 |
| GAS NATURALE | 524,1 | 486,1 | 400,5 | 391 | 367,5 | 370,3 | 370,8 | 369,5 | 369,5 | 371,7 |
| GAS DERIVATI | 1855,8 | 1498,3 | 1906,3 | 1664,9 | 1624,8 | 1639,5 | 1498,4 | 1651,2 | 1414,5 | 1382,4 |
| P. PETROLIFERI | 674 | 713 | 675,1 | 691,7 | 562,3 | 548,4 | 547,9 | 544,4 | 536,4 | 517,4 |
| ALTRI COMBUSTIBILI | 2439,8 | 1253,1 | 1394,8 | 1381,9 | 1224 | 1209,6 | 1169,3 | 1158 | 1188,2 | 1162,1 |
| TOT. TERMOEL. | 682,9 | 640,6 | 585,2 | 546,9 | 544,4 | 518,3 | 429,7 | 495 | 462,7 | 449,1 |

2.5.2.2 Emissioni generate da impianti alimentati da fonte eolica e solare

Un impianto di produzione di energia da fonti rinnovabili, ad esempio da eolica o fotovoltaica, non genera emissioni dirette durante il suo esercizio. Tuttavia, nel suo ciclo di vita sono comunque prodotte emissioni: l'estrazione delle materie prime, la produzione ed installazione delle turbine e/o pannelli solari fino al loro smaltimento, comportano comunque un impatto, che seppur minimo, è bene esaminare in quanto non trascurabile. Nonostante il confronto con le ingenti quantità di CO2 emesse dalla produzione energetica fossile sia praticamente superfluo e sproporzionale, può comunque essere vantaggioso e favorevole in termini di sostenibilità futura analizzare l'impronta di carbonio associata a questa tipologia di "prodotto".



Tuttavia, gli studi di *Life Cycle Assessment* (LCA) di queste tecnologie risultano spesso di difficile comparazione a causa di differenti assunzioni e scelte metodologiche: per questo motivo, al fine di fornire una stima delle emissioni atmosferiche inquinanti generate dal Progetto proposto, si è tratta una media di valori desunti da un'indagine bibliografica.

Per quanto riguarda le emissioni legate ad impianti eolici, si è scelto di far riferimento a due studi:

- studio di NREL (Wind LCA Harmonization, 2013) nonché il principale laboratorio nazionale del Dipartimento dell'Energia degli Stati Uniti d'America. I valori forniti dagli studi di NREL, in merito alle emissioni di GHG relative al ciclo di vita impianti eolici *land-based* e *offshore* sono stimati in media a 11 gCO_{2 eq}/kWh.
- studio dell'Università di Edinburgo (Garcia Teruel, 2022) che riporta invece un valore medio di 35.4 gCO_{2 eq}/kWh. Sebbene il valore sia relativo a impianti flottanti, tenendo conto della carenza di studi di LCA specifici, può comunque essere idoneo, per le stime che vogliono qui essere riportate, far riferimento a questi dati come fattori di comparazione.

Al fine di utilizzare un dato univoco, si prenderà in considerazione la media dei due studi citati, pari a 23.2 gCO_{2 eq}/kWh.

Per quanto riguarda invece gli impianti di produzione di energia da fonte solare, anche in questo caso sono stati presi in considerazione due studi:

- studio di NREL (Life Cycle Greenhouse Gas Emissions from Solar Photovoltaics, 2012) che stima una media di 40 gCO_{2 eq}/kWh.
- studio del Copernicus Institute for Sustainable Development (A. Louwen, 2012) che riporta un valore medio molto simile pari a 41 gCO_{2 eq}/kWh.

Anche in questo caso si prenderà in considerazione la media dei due studi pari a 40,5 gCO_{2 eq}/kWh.

2.5.2.3 *Analisi delle emissioni evitate di gas a effetto serra grazie all'hub energetico*

La sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore energetico ha dunque contribuito ad una sostanziale riduzione delle emissioni di gas a effetto serra. Al fine di valutare l'impatto di tali fonti sulla riduzione di quest'ultimi nell'ambito del Progetto, sono stati stimati diversi valori in termini di emissioni evitate di CO₂ equivalente, in relazione alla producibilità dell'hub energetico del primo anno della fase di esercizio. I risultati sono riportati nella tabella sottostante.

La metodologia adottata per questa analisi è la seguente:

- A. Calcolo della produzione di elettricità netta del Progetto nel primo anno della fase di esercizio, sia totale che per tipologia di impianti (eolici e solare), fornendo un *best* e *worst scenario*; per maggiori dettagli sulla producibilità degli impianti si rimanda all'elaborato progettuale AGNROM_EP-R_REL-PRODUZIONE.
- B. Stima delle emissioni generate dal Progetto nel primo anno della fase di esercizio, sia totali che per tipologia di impianto (eolico e solare), utilizzando i fattori di emissione presentati nella sezione precedente per il *best* e *worst* scenario.



- C. Stima delle emissioni evitate grazie al progetto con comparazione alle alternative fossili al netto di quelle stimate al punto B, utilizzando i fattori di emissione dei combustibili fossili presentati nella sezione precedente per il *best* e *worst* scenario.

Si rammenta che la recente pandemia di *covid-19* ha determinato una frenata dell'economia con conseguentemente riduzione delle emissioni atmosferiche in seguito al lockdown delle attività dai primi giorni di marzo 2020; di conseguenza si è scelto di far riferimento ai dati ISPRA sopra riportati per l'anno 2019, al fine di fornire stime che possano avvicinarsi maggiormente alla realtà di oggi.

Tabella 4: Sintesi dei risultati del calcolo delle emissioni nette evitate

| PRODUZIONE ED EMISSIONI AL PRIMO ANNO DI VITA DELL'HUB | | BEST CASE | WORST CASE |
|--|----------------------|----------------------------|----------------------------|
| Produzione netta di elettricità totale dell'hub energetico | | 2.168.758.000 kWh | 1.597.658.000 kWh |
| Produzione netta di elettricità da impianti eolici | | 2.048.628.000 kWh | 1.477.528.000 kWh |
| Produzione netta di elettricità da impianto fotovoltaico | | 120.130.000 kWh | 120.130.000 kWh |
| Emissioni generate da impianti eolici | | 0,048 Mt CO ₂ e | 0,034 Mt CO ₂ e |
| Emissioni generate da impianto fotovoltaico galleggiante | | 0,005 Mt CO ₂ e | 0,005 Mt CO ₂ e |
| Emissioni totali associate a hub energetico | | 0,052 Mt CO ₂ e | 0,039 Mt CO ₂ e |
| Emissioni nette evitate comparate ai vari tipi di combustibili fossili | Solidi | 1,919 Mt CO ₂ e | 1,413 Mt CO ₂ e |
| | Gas naturale | 0,749 Mt CO ₂ e | 0,551 Mt CO ₂ e |
| | Gas derivate | 3,015 Mt CO ₂ e | 2,221 Mt CO ₂ e |
| | Prodotti petroliferi | 1,111 Mt CO ₂ e | 0,818 Mt CO ₂ e |
| | Altri combustibili | 2,525 Mt CO ₂ e | 1,859 Mt CO ₂ e |
| | Mix combustili | 0,951 Mt CO ₂ e | 0,700 Mt CO ₂ e |

Analizzando i risultati si può constatare che, rispetto alla produzione della medesima quantità di energia da centrali alimentate da gas naturale, il progetto consente di evitare l'immissione in atmosfera da 0,551 a 0,749 Mt CO₂e (milioni di tonnellate di CO₂ equivalente) in un anno. Il paragone con la generazione elettrica da fonte di gas naturale è fondamentale, poiché come emerge dal rapporto citato in precedenza (ISPRA, 2022), essa risulta di gran lunga la principale fonte non rinnovabile per la produzione lorda di elettricità: nel 2019, 141,7 TWh a fronte di 22,0 TWh della seconda fonte, classificata come "altri combustibili". Il risparmio di emissioni al primo anno salirebbe da 0,81 a 1,11 Mt CO₂e se si considerassero come alternativa fossile i prodotti petroliferi, mentre da 1,141 a 1,91 con i combustili fossili solidi (es. carbone).



Considerate le emissioni nette evitate grazie al Progetto, si può calcolare l'estensione che un'area boschiva dovrebbe avere per sequestrare un tale quantitativo di CO₂e all'anno. A tal fine si è preso in riferimento il dato per una piantagione di tipo estensivo di latifoglie miste della regione Emilia-Romagna (Magnani & Raddi, 2021). La stima di sequestro di CO₂ è all'incirca 13,6 ton CO₂/ha all'anno. La comparazione qui presentata è relativa all'alternativa non rinnovabile del gas metano, che, come già esposto in tabella, consentirebbe di evitare dalle 0,551 a 0,749 Mt CO₂e al primo anno dall'entrata in esercizio. Stando ai dati proposti, la superficie boschiva necessaria allo stoccaggio di tali quantità di CO₂ sarebbe circa di 550 kmq nel best case scenario, superiore almeno alla somma dei comuni di Napoli e Milano.

Quanto proposto per ribadire l'urgenza e l'esigenza di accrescere le fonti rinnovabili sul territorio e riconoscere che il Progetto è in grado di garantire un'importante accelerazione al contrasto delle emissioni di gas a effetto serra, in una fase di transizione energetica sempre più doverosa, giustificando ulteriormente la sua motivazione. Come già ribadito, l'analisi qui presentata non ha la pretesa di costituire un vero e proprio Lifecycle Assesment del Progetto ma di fornire al lettore un'indicazione sommaria delle emissioni nette di gas a effetto serra evitate grazie all'hub energetico.

2.5.3 Risvolti sul piano energetico

Tra le principali motivazioni che hanno portato alla progettazione dell'iniziativa in oggetto vi è senz'altro la sua adeguatezza agli strumenti programmatici e normativi, nonché allo stravolgimento in senso positivo del modo in cui la comunità locale (intesa a livello provinciale e regionale) consuma e produce elettricità. Questi due aspetti sono discussi sequenzialmente nei successivi sotto capitoli.

2.5.3.1 Compatibilità con le strategie energetiche

Il Progetto si cala in un **contesto di programmazione in ambito energetico favorevole e compatibile** data la grande necessità di decarbonizzare i processi produttivi e aumentare la produzione di elettricità a livello domestico, a causa di stringenti esigenze dettati dai nostri tempi: in primis, il fenomeno del cambiamento climatico e la crisi geopolitica iniziata nel 2022. Il capitolo 3 fornisce un riepilogo dettagliato dei vari strumenti normativi e di pianificazione su più piani. Di seguito si propone una sintesi per anticipare la compatibilità degli strumenti con l'iniziativa di Progetto, giustificandone la sua realizzazione.

Sul piano continentale, l'UE ha classificato nel Green Deal come di fondamentale importanza il potenziamento delle FER e la conseguente creazione di un'economia energetica che si basi principalmente su di esse. In particolare, **l'incremento della produzione di energia da parchi eolici offshore è considerata fondamentale per il raggiungimento dell'obiettivo di crescita equa e sostenibile**. Tale concetto è perfettamente racchiuso nella *Strategia dell'UE per sfruttare il potenziale delle energie rinnovabili offshore per un futuro climaticamente neutro* di novembre 2020. La strategia, a fronte dei 25 GW di potenza installata di eolico offshore nel 2020, prevede entro il 2030 l'installazione di ulteriori 60 GW, per poi raggiungere i 300 GW entro il 2050.

Sul piano nazionale, il PNIEC ha posto come target al 2030 una percentuale di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia pari al 30%, in linea con gli obiettivi previsti dalla UE. Tuttavia, per l'eolico offshore nello



specifico la capacità installata al 2030 è stata stimata “solo” a 0,9 GW. Tale fattore sottostima largamente il potenziale del nostro paese, considerando che le domande di connessione pervenute a Terna ad ottobre 2022 per impianti eolici offshore sono arrivate a 95 GW. A tal proposito, il gestore di rete stima che entro il 2030 circa il 9% di questa funzione sia in esercizio, per un totale di circa 8,9 GW. **L'eolico offshore, incluso il Progetto, potrà dare quindi un contributo sostanziale al PNIEC.**

Sul piano regionale, il Piano Energetico Regionale (PER) al 2030 ha posto che l'elettricità prodotta dalle FER supererà il 27% dei consumi finali lordi elettrici. In particolare, si presume che l'eolico arriverà fino a 77 MW al 2030 con un minimo di 45 MW al 2020. Tale previsione, anche in questo caso, sottostima il contributo potenziale di impianti alimentati da fonte di energia eolica, poiché la componente offshore non fu considerata al momento della redazione del PER. **Grazie al Piano Triennale di Attuazione (PTA) del PER, e in particolare quello del triennio 2022-2024, la Regione ha individuato nell'eolico offshore una potenziale grande risorsa per rinforzare la propria strategia energetica.** In particolare, l'Asse 3 – Transizione energetica delle imprese definisce che “una maggiore domanda di energia elettrica richiede però un approccio più strategico delle industrie delle energie rinnovabili ed in particolare un potenziamento degli impianti offshore.”

2.5.3.2 Incidenza sul fabbisogno energetico comunale e regionale

Considerati i contesti programmatici su vari livelli inequivocabilmente favorevoli, è utile inquadrare le motivazioni del Progetto alla luce dei **risvolti positivi sul fabbisogno energetico provinciale e regionale.**

Innanzitutto, si fa notare che, secondo i dati del GSE (Rapporto Statistico 2019, 2021), nel 2019 (anno di riferimento per questa analisi in quanto antecedente all'avvento della pandemia di covid-19) la regione fosse la seconda in Italia per consumi finali lordi di energia con 12.634 ktep, seconda solo alla Lombardia. Mentre prendendo in considerazione solo i consumi di energia elettrica, è in terza posizione con 27.583 GWh. Ciò è dovuto principalmente all'elevato grado di sviluppo economico, al tessuto manifatturiero importante e alla grandezza della popolazione rapportata alle altre regioni italiane.

Sempre nel 2019, dal lato di capacità installata di impianti alimentati da FER, l'Emilia-Romagna si è classificata come sesta, con circa 3.137 MW tra idroelettrico, eolico, solare, geotermico e bioenergie (dato GSE).

Tuttavia, se si considera l'incidenza dell'elettricità prodotta da FER sui consumi finali lordi di energia (escluso il settore dei trasporti), la regione scivola in penultima posizione, con circa l'11,3% di copertura, a fronte di una media del 17,1% a livello nazionale. **In sintesi, l'Emilia-Romagna è una regione energivora che produce notevoli quantità di elettricità da fonti FER, che però purtroppo sono di gran lunga insufficienti per avere un'incidenza rilevante nel contrastare le sue emissioni.**

Anche alla luce di ciò, di seguito si propone un'analisi, rappresentata in tabella, che mostra il risvolto del Progetto sul fabbisogno energetico provinciale e regionale. Si precisa che l'analisi è stata elaborata secondo storico dei *Dati statistici sull'energia elettrica*, pubblicazione elaborata ogni anno da Terna. Si è scelto di incentrare l'analisi dei dati sull'anno 2019 per le ragioni espresse sopra.



Tabella 5: Analisi sui risvolti del Progetto sul fabbisogno energetico (rielaborazione interna su dati di Terna del 2019)

| Indicatori | Provincia di Ravenna | Regione Emilia-Romagna |
|--|----------------------|------------------------|
| Consumo di energia elettrica | 3.179 GWh | 27.583 GWh |
| Produzione netta di energia elettrica | 8.748 GWh | 23.684 GWh |
| Differenza consumo e produzione di energia elettrica | 5.569 GWh | 3.899 GWh |
| Produzione di elettricità da FER | 486 GWh | 3.291 GWh |
| Quota elettricità prodotta da FER su consumi | 15% | 12% |
| Incremento produzione di elettricità da FER (post progetto, best case scenario) | 446% | 66% |
| Nuova quota elettricità prodotta da FER su consumi (post progetto, best case scenario) | 84% | 22% |
| Incremento produzione di elettricità da FER (post progetto, worst case scenario) | 329% | 41% |
| Nuova quota elettricità prodotta da FER su consumi (post progetto, worst case scenario) | 66% | 20% |

Come si evince dai dati, il **risvolto sul fabbisogno energetico sia provinciale che regionale sarebbe notevole**. Approfondendo il livello dell'analisi anche sui singoli settori, si ottengono i risultati mostrati nella tabella sottostante. **Si può notare come l'elettricità del progetto potrebbe coprire i consumi del settore industriale a livello provinciale e regionale con una quota rispettivamente del 116% e 17%. Per il settore dei servizi invece, rispettivamente del 302% e 24%.**

Tabella 6: Breakdown dell'analisi sul fabbisogno energetico per settori

| Settori | Provincia di Ravenna | | | Emilia-Romagna | | |
|-------------|----------------------|-----------------------------|------------------------------|-------------------|-----------------------------|------------------------------|
| | Consumi elettrici | Quota ricoperta (best case) | Quota ricoperta (worst case) | Consumi elettrici | Quota ricoperta (best case) | Quota ricoperta (worst case) |
| Industria | 1.864 GWh | 116% | 86% | 12.656 GWh | 17% | 13% |
| Servizi | 719 GWh | 302% | 222% | 8.901 GWh | 24% | 18% |
| Domestico | 449 GWh | 483% | 356% | 5.159 GWh | 42% | 31% |
| Agricoltura | 145 GWh | 1496% | 1102% | 866 GWh | 250% | 184% |

Infine, per dare maggior contezza della motivazione del Progetto sul piano energetico, si può considerare che i consumi di energia elettrica di una famiglia "tipo" italiana nel 2021 sono stati in media 2.700 kWh. Per famiglia "tipo" ci si riferisce a quanto preso in considerazione dal MITE – DGIS nel documento *Situazione Energetica Nazionale nel 2021*. Ebbene, considerato tale dato, **il Progetto coprirebbe il fabbisogno elettrico di circa 803.000 famiglie "tipo" nel best case scenario e 591.000 famiglie "tipo" nel worst case scenario.**



2.5.4 Risvolti sul piano socioeconomico

2.5.4.1 Ricadute sul piano occupazionale

Per quanto riguarda la stima delle ricadute occupazionali, sono stati presi in considerazione due studi che correlano il numero di figure professionali coinvolte a seconda della fase di vita di progetti di eolici offshore a livello europeo:

- *Renewable Energy Benefits: Leveraging Local Capacity For Offshore Wind* della International Renewable Energy Agency (2018)
- *Socio-Economic Impact Study Of Offshore Wind* di Danish Shipping, Wind Denmark e Danish Energy con il supporto di The Danish Maritime Foundation (2020)

Lo studio di IRENA è tarato sulla costruzione di un parco eolico offshore di 500 MW, con dati basati al 2016. Lo studio danese si riferisce invece alla costruzione di un 1 GW di parchi eolici offshore, con dati basati al 2020. Il concetto centrale di entrambi gli studi è il *full time equivalent* (FTE), ossia l'equivalente a tempo pieno di risorse impiegate. L'FTE è un metodo che viene usato per indicare lo sforzo erogato o pianificato per svolgere un'attività o un progetto in termini di risorse a tempo pieno (a prescindere dal tipo di contratto di lavoro) per un anno.

I due studi, per armonizzare i risultati e permettere comparazioni utili, calcolano gli FTE per MW di potenza installata. IRENA ha stimato circa 14 FTE/MW, mentre la Wind Denmark circa 9.5 FTE/MW. Tali differenze, come spiegato dalla Wind Denmark, è probabilmente legata al trend di ottimizzazione delle risorse utilizzate per la realizzazione di un parco eolico offshore. La figura sottostante mostra un grafico oggetto di rielaborazione di studi di AE (2013), IRENA (2018), Statistics Denmark, Wind Denmark (2020) e WindEurope (2019 e 2020). Si è quindi passati da circa 19 FTE/MW nel 2010 fino a circa 7.5 FTE/MW per la costruzione di parchi eolici offshore.



Figura 7: Trend delle risorse a tempo piene utilizzate per MW nell'eolico offshore in Europa



Una stima aggregata delle risorse totali e per MW coinvolte nella costruzione di un parco eolico offshore non è sufficiente. Risulta utile individuare le risorse coinvolte anche per le rispettive fasi del ciclo di vita dell'impianto. Questa analisi si concentra su quattro fasi principali:

1. **Development**
2. **Engineering, Procurement, Construction and Installation (EPCI)**
3. **Operations & Maintenance (O&M)**
4. **Decommissioning**

Nella tabella sottostante si comparano quindi le risorse FTE degli studi IRENA e Wind Denmark a seconda delle 4 fasi individuate.

Tabella 7: Comparazione delle risorse FTE stimate dagli studi analizzati

| FASE DI PROGETTO | WIND DENMARK | | IRENA | |
|------------------|--------------|------------|-------------|-------------|
| | DIRETTE | MW | DIRETTE | MW |
| DEVELOPMENT | 574 | 0,6 | 420 | 0,8 |
| EPCI | 6056 | 6,1 | 4627 | 9,3 |
| O&M (25 anni) | 2007 | 2,0 | 1400 | 2,8 |
| DECOMMISSIONING | 813 | 0,8 | 560 | 1,1 |
| TOTALI | 9450 | 9,5 | 7007 | 14,0 |

Partendo da questi dati si propone in tabella una stima delle FTE, dirette ed indotte, che saranno coinvolte nel Progetto a livello totale e a seconda delle 4 fasi di vita degli impianti.

Tabella 8: Stima delle risorse FTE coinvolte nel ciclo di vita del Progetto

| FASE DI PROGETTO | PROGETTO AGNES | |
|------------------|----------------|-------------|
| | DIRETTE | MW |
| DEVELOPMENT | 420 | 0,60 |
| EPCI | 4305 | 6,15 |
| O&M (25 anni) | 1750 | 2,50 |
| DECOMMISSIONING | 630 | 0,90 |
| TOTALI | 7105 | 10,2 |

Di seguito si ricapitolano i risultati in base al ciclo di vita degli impianti di Progetto, che **a livello aggregato stimano 7.105 FTE impiegate**:

1. **Development:** fase che copre un intervallo temporale di circa 7 anni dall'ideazione a parte della progettazione esecutiva, includendo le fasi intermedie di progetto preliminare e definitivo, sia dal punto di vista ingegneristico e ambientale. Si stimano 420 FTE, ovvero il 6% del totale.



2. **EPCI:** fase che copre l'ingegnerizzazione del progetto, il procurement, la fabbricazione, il trasporto, l'assemblaggio, l'installazione e il commissioning dei componenti. Considerando un intervallo temporale di massimo 3 anni, si stimano circa 1.435 FTE all'anno o 4.305 totali. Questa fase richiede l'impiego di risorse massimo, coprendo circa il 60%.
3. **O&M:** fase che riguarda l'esercizio e la manutenzione dell'hub energetico, considerando un lasso temporale di 25 anni. Le risorse totali sono 1.750 durante tutta la fase di esercizio, che equivalgono a circa 70 persone all'anno.
4. **Decommissioning:** fase che riguarda la dismissione di tutte le opere (ove previsto) e il conseguente restauro ecologico, nonché il riciclo (ove possibile) dei componenti. Si stimano 630 FTE nell'arco temporale di 1/2 anni.

2.5.4.2 *Il contesto del distretto energetico e portuale ravennate*

I risvolti occupazionali non sono l'unico fattore economico-sociale per motivare la realizzazione del Progetto. È opportuno calare l'opportunità dell'hub energetico anche nel contesto della città di Ravenna, contraddistinta in maniera rilevante dalla presenza del porto e del distretto petrolchimico.

Il **Distretto di Ravenna è nato nel 1952 come Settore AGIP**. Proprio in quell'anno l'AGIP stava svolgendo attività di ricerca di idrocarburi verso la fascia meridionale della Pianura Padana, trovando alle porte della città un giacimento di gas onshore. Da lì in poi partì l'espansione delle ricerche in altre regioni italiane, ma soprattutto 8 anni dopo tale scoperta l'AGIP intraprendeva, prima di tutte le altre società europee, l'avventura dell'esplorazione di giacimenti offshore, al largo delle coste di Ravenna. Grazie alla scoperta del giacimento denominato "Ravenna Mare", **il primo impianto di estrazione gas offshore dell'Europa occidentale entrò in funzione nel 1964, anticipando il Mare del Nord di 3 anni**. Dalla divisione AGIP dell'ENI, circa 11 miliardi di metri cubi di gas provenivano dai giacimenti offshore di Ravenna, testimoniando lo straordinario contributo al fabbisogno energetico di un Paese che stava vivendo una grande crescita economica. Parallelamente, grazie anche all'ingresso del gruppo ENI nel settore della chimica, Ravenna diventò di diritto un punto fermo dell'industrializzazione italiana.

Nel corso degli anni la centralità del Distretto di Ravenna nel panorama energetico si è rafforzata grazie alla nascita di diverse imprese che, principalmente basate in area portuale, si specializzarono nel settore offshore ed acquisirono un ruolo importante anche a livello internazionale. **La rilevanza di queste imprese venne rafforzata nel 1992 con la creazione di ROCA – Ravenna Offshore Contractors Association**, la quale l'anno successivo assunse un ruolo da protagonista **nell'organizzazione della prima edizione dell'Offshore Mediterranean Conference**, destinata a diventare la più importante fiera e conferenza dell'Oil & Gas nel Mar Mediterraneo, consacrando il Distretto di Ravenna come capitale in questo settore di questa area geografica.

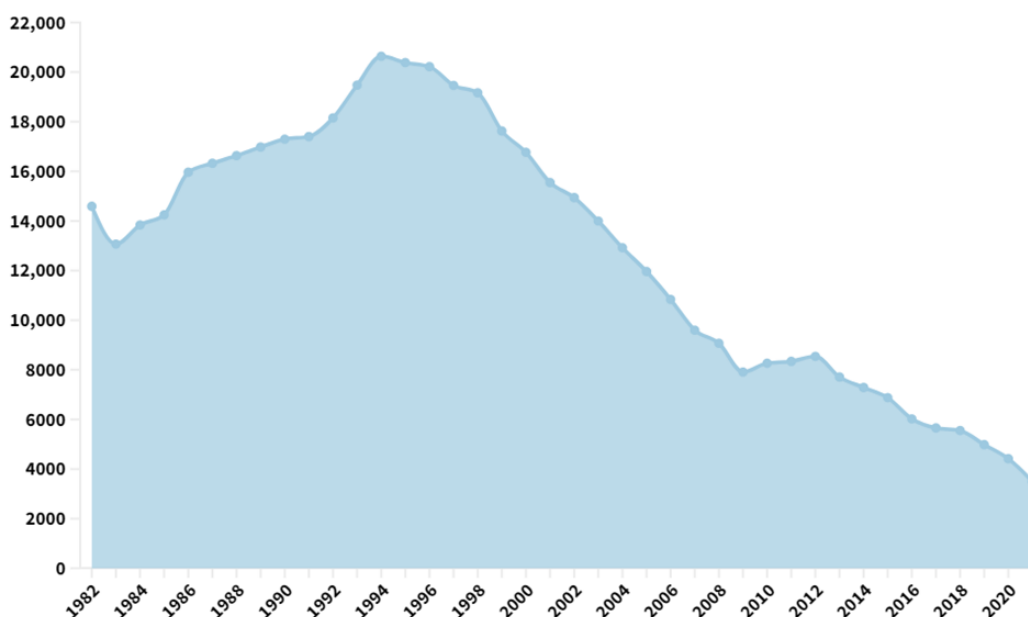


Figura 8: Trend di produzione di gas metano a livello nazionale (in milioni di Smc)

Tuttavia, dopo il picco di produzione domestica di gas metano raggiunto nel 1994, il settore dell'oil&gas italiano e di conseguenza anche il distretto di Ravenna cominciarono a registrare un lento declino. Come si evince dal grafico in Figura 8, la produzione domestica di gas metano è stata in costante calo ad eccezione del periodo 2010-2012, sia a terra che a mare.

Le ripercussioni sul piano socioeconomico in area ravennate sono state certamente intense. In un'intervista rilasciata a Federmanager da parte del Presidente di ROCA Franco Nanni, è emerso che negli '90 il Distretto di Ravenna occupava circa 10.000 persone. Successivamente, lo stato di salute del Distretto è stato bene diverso. Si riportano in tabella i dati riferiti da ROCO dopo il 2010.

| ANNO | NUMERO ADDETTI | FATTURATO CUMULATO (Mln €) |
|------|----------------|----------------------------|
| 2014 | 6.000 | 1.700 |
| 2015 | 3.660 | 1.000 |
| 2016 | 3.400 | 0,750 |
| 2017 | 2.250 | 0,490 |
| 2018 | 2.000 | 0,450 |

Figura 9: Addetti occupati e fatturato del distretto O&G di Ravenna nel quinquennio 2014-2018

In questo contesto di crisi s'inquadrano gli sforzi di diverse imprese del Distretto di Ravenna di espandere le attività anche nel settore delle energie rinnovabili, al fine di far fronte ad una diminuzione delle commesse nel settore convenzionale dell'Oil&Gas.



Figura 10: Fondazione jacket per aerogeneratore costruita da Rosetti Marino nello yard Piomboni di Ravenna, destinata ad un cantiere per un impianto eolico offshore francese

Il know-how tecnologico prezioso disponibile nel Distretto di Ravenna è quindi già utilizzato per fornire servizi e prodotti a livello internazionale nel settore dell'eolico offshore e ci si attende una progressiva importanza di questo settore nei prossimi anni.

È complesso stimare a livello quantitativo i risvolti economici positivi nel Distretto di Ravenna causati dal Progetto. Limitando l'analisi dal punto di vista qualitativo, vi sono numerosi aspetti vantaggiosi, riassumibili nei seguenti punti:

- Creazione di una filiera corta per la produzione, assemblaggio e stoccaggio di parte dei componenti (torri, fondazioni, lame, strutture per il fotovoltaico galleggiante, ecc.)
- Utilizzo di servizi specialistici in fase di esercizio e manutenzione ordinaria e straordinaria
- Arricchimento del know-how tecnologico nei settori inerenti alla transizione ecologica
- Promozione del Distretto di Ravenna come hub energetico, sia per le fonti fossili che rinnovabili
- Attrazione di nuove risorse, sia umane che finanziarie



2.6 Punti chiave nel percorso di sviluppo

2.6.1 Ideazione e primi sviluppi

Il Progetto è stato ideato nel 2017 dall'Ing. Bernabini, titolare della società Quint'x, attiva da più di 10 anni nella progettazione di impianti alimentati da fonti di energia rinnovabili localizzati su terraferma. L'idea sottostante il Progetto risiede nella possibilità di installare centrali eoliche e fotovoltaiche nel mare Adriatico settentrionale, zona un tempo non idonea ad ospitare impianti simili, grazie a sviluppi tecnologici e ottimizzazioni impiantistiche. Dopo una prima fase di screening e di studio di prefattibilità, sono emersi i principali punti di forza descritti nella sezione 2.5.1.

Ultimata la fase di screening, è stata fondata nel maggio 2019 la società di scopo Agnes S.r.l. con sede a Ravenna, al fine di creare un soggetto giuridico grazie al quale portare avanti il progetto dal punto di vista autorizzativo e ingegneristico.

Successivamente, si è sottoscritto un Memorandum of Understanding con la società Saipem S.p.A. nel luglio 2020 per il co-sviluppo del progetto e l'eventuale fase di costruzione e installazione. Le due società hanno quindi collaborato alla redazione del progetto preliminare, che ha poi svolto il suo iter di autorizzazione e di progettazione secondo quanto descritto nei successivi paragrafi.

2.6.2 Soluzione di connessione alla RTN

Come primo step necessario, in data 06/11/2020 Agnes ha ottenuto da Terna la Soluzione Tecnica Minima Generale (STMG) per l'immissione nella RTN di 520 MW provenienti da n.2 impianti eolici offshore e 50 MW provenienti dal sistema BESS (codice pratica 201901778). In data 30/04/2021 ha invece ottenuto da Terna la STMG per l'immissione nella RTN di 100 MW proveniente da n. 1 impianto di fotovoltaico galleggiante (codice pratica 202002598). Entrambe le soluzioni di connessione prevedono il collegamento al medesimo stallo nella stazione RTN "Ravenna Canala" a Piangipane (RA).

In data 29/07/2022, in seguito ad una richiesta di modifica della STMG con codice 201901778, ha ottenuto da Terna la STMG aggiornata per l'immissione nella RTN di 600 MW da n.2 impianti eolici offshore e 50 MW provenienti dal sistema BESS (codice pratica 201901778), segnando un incremento di 80 MW rispetto alla soluzione precedente.

Entrambe le STMG sono state accettate dalla società, con versamento a Terna pari al 30% del corrispettivo indicato. Sono stati puntualmente indicati a Terna l'avvio e il proseguimento dell'iter di autorizzazione seguiti dagli impianti interessati dalle due STMG.

È stato inoltre ufficializzato l'impegno per la progettazione con la richiesta a Terna della documentazione tecnica relativa allo stallo di collegamento nella stazione "Ravenna Canala". Si è quindi proceduto con la richiesta di benessere tecnico.

Quindi, all'attuale stadio di progettazione, le due STMG rilasciate da Terna e accettate sono le seguenti:



- **STMG con codice pratica 201901778:** connessione alla RTN per un impianto di generazione da fonte rinnovabile (eolico off shore) da 600 MW integrato da un sistema di accumulo da 50 MW. La potenza ai fini della connessione alla RTN è pari a 650 MW in immissione e 50 MW in prelievo.
- **STMG con codice pratica 202002598:** connessione alla RTN per un impianto di generazione da fonte rinnovabile (fotovoltaico off shore) da 100 MW.

Entrambe le STMG prevedono il collegamento in antenna a 380 kV con la medesima sezione 380 kV della Stazione Elettrica (SE) RTN 380/132 kV denominata “Ravenna Canala”. La potenza totale in immissione nella RTN è pertanto 750 MW.

2.6.3 Avvio dell'iter di autorizzazione

In data 22/01/2021 Agnes ha inviato istanza di Autorizzazione Unica e Concessione Demaniale, rispettivamente al Ministero delle Infrastrutture e della Mobilità Sostenibili (MIMS) – Capitaneria di Porto di Ravenna (CPRA), ai sensi del comma 3 art. 12 del Dlgs. n. 387/2003 per la costruzione e l'esercizio di un hub energetico offshore e opere connesse e come ripreso dalla circolare n. 40/2012 del MIT. La legge a quel tempo prevedeva che l'AU fosse rilasciata dal MIT, sentiti il MISE e il MATTM.

Successivamente alla riorganizzazione ministeriale e all'entrata in vigore del Dlgs. 199/2021, che recepisce le direttive europea REDII, secondo l'art. 23 di tale decreto, l'AU richiesta per gli impianti offshore è rilasciata dal MITE (ora MASE) di concerto con il MIMS (ora MIT) e sentito, per gli aspetti legati all'attività di pesca marittima, il MPAF, comprensivo del rilascio della concessione d'uso del demanio marittimo.

La società, a valle della conclusione con esito positivo del procedimento di Valutazione di Impatto Ambientale, provvederà a ri-presentare istanza di AU ai ministeri competenti ai sensi del Dlgs. 199/2021.

Ad ogni modo, dopo un vaglio preliminare in merito alla sicurezza della navigazione con esito negativo, la CPRA ha richiesto, su determinazione del MIMS, ad Agnes con protocollo n. 24865, di presentare un progetto alternativo che preveda l'ubicazione dell'hub energetico in altre zone non interessate dal costituendo schema di ripartizione del traffico per l'entrata e l'uscita del Porto di Ravenna entrato in vigore il 07/09/2022 con ordinanza 32/2022.

Di conseguenza la società Agnes in data 27/09/2021 ha presentato istanza di Concessione Demaniale al MIMS e alla CPRA, a seguito della modifica del layout del progetto. In seguito con protocollo n. 36479, la CPRA ha provveduto a richiedere la pubblicazione all'albo del progetto per il periodo 21/10/2021 e 21/11/2021, secondo l'art.18 del Regolamento per l'esecuzione del Codice della Navigazione. Sempre la CPRA, in data 27/01/2022 con protocollo n. 2863 ha provveduto alla Convocazione della Conferenza dei Servizi ai sensi dell'art. 14-bis della Legge n. 241/1990, poi svoltasi in modalità asincrona e sincrona, con riunione conclusiva telematica il 13/06/2022. Infine, in data 01/07/2022, con protocollo n. 28952, la CPRA ha comunicato al MIMS la conclusione del procedimento amministrativo.

In merito al procedimento si sottolinea che sono pervenuti circa 30 pareri dai soggetti coinvolti, nessuno ostativo o negativo. Maggiori dettagli sulla procedura svolta sono contenuti nella sezione 2.7.2



2.6.4 Rifinanziamento del Fondo per lo sviluppo e la coesione

Grazie all'affinamento della progettazione e all'avvio dell'iter autorizzativo, è aumentata presso il pubblico la consapevolezza dell'hub energetico Romagna 1&2, non solo tra i privati ma anche a livello istituzionale.

L'importanza della visione di rinnovamento proposta da Agnes per il distretto energetico ravennate è stata infatti tale da spingere il parlamento ad approvare il Decreto Legge 59/2021 "Misure urgenti relative al Fondo complementare al Piano nazionale di ripresa e resilienza e altre misure urgenti per gli investimenti".

L'art. 2, comma 1-bis, cita che:

"A valere sulle risorse del Fondo per lo sviluppo e la coesione, periodo di programmazione 2021-2027, di cui all'articolo 1, comma 177, della legge 30 dicembre 2020, n. 178, come rifinanziato dal comma 1 del presente articolo, con delibera del Comitato interministeriale per la programmazione economica e lo sviluppo sostenibile (CIPESS) sono destinate risorse complessive pari a 700 milioni di euro a investimenti nei seguenti settori:

"[...]

b) 20 milioni di euro per l'anno 2022 e 25 milioni di euro per ciascuno degli anni 2023 e 2024, per la costituzione di un polo energetico nel Mare Adriatico per riconvertire le piattaforme di estrazione del petrolio e del gas e realizzare un distretto marino integrato nell'ambito delle energie rinnovabili al largo delle coste di Ravenna, nel quale eolico offshore e fotovoltaico alleggiante producano energia elettrica in maniera integrata e siano, contemporaneamente, in grado di generare idrogeno verde tramite elettrolisi."

In sostanza, questo è stato senz'altro un punto saliente per il Progetto: il rifinanziamento del Fondo per lo sviluppo e la coesione ha riconosciuto l'esigenza di promuovere un'iniziativa che a tutti gli effetti coincide con la progettualità ideata e portata avanti da Agnes.

Le implicazioni di tale Decreto Legge sono importanti per inquadrare la rilevanza che il Progetto ha assunto nel corso degli ultimi anni, con l'obiettivo di rilanciare un intero distretto produttivo.

2.6.5 Avvio della campagna di misurazione del vento

Sin dai primi sviluppi Agnes ha posto grande attenzione alla valutazione della risorsa eolica nell'area vasta del Progetto. Si è quindi svolta una campagna approfondita per acquisire dati di terze parti e studi che consentissero di stimare, seppur con variabilità e incertezza, la ventosità in sito. L'analisi è stata svolta con l'utilizzo delle seguenti fonti:

- Dati satellitari di reanalisi
- Dati rilevati da anemometri a terra e su piattaforme offshore
- Atlante eolico
- Risultati da campagne di misurazione del vento per progetti assimilabili



Successivamente, in collaborazione con Saipem, si è provveduto ad avviare una campagna di misurazione della risorsa eolica in sito di Progetto. È stata quindi commissionata la calibrazione, installazione e manutenzione di n. 2 anemometri lidar alla società DNV – Energy Systems.

I 2 dispositivi lidar sono della marca Leosphere, modello Wind Cube 2.1 e sono stati calibrati e testati a confronto con un anemometro su Met Mast al DNV Hamburg Test Site.

L'installazione è avvenuta a maggio 2022 su due infrastrutture in area offshore, localizzate rispettivamente in prossimità dell'area di Romagna 1 e Romagna 2. I dati raccolti a diverse altezze sul livello medio del mare (dai 45 ai 300 metri) saranno utilizzati dopo almeno un ciclo completo di misurazioni, quindi 12 mesi, per realizzare un *energy production assessment report* certificato da parte di DNV.

2.6.6 Interazioni con gli stakeholder

Durante lo studio di pre-fattibilità tecnica ed economica, è stato compiuto uno screening dei principali vincoli e criticità ambientali nell'area vasta di Progetto, sia a terra che a mare.

In tutte le fasi successive del Progetto, si sono svolti colloqui continuativi in persona o telematici con i principali stakeholder a livello ambientale, che vengono elencati di seguito in tabella:

| | |
|----------------------------|--|
| Comune di Ravenna | Fondazione CESTHA |
| Regione Emilia-Romagna | Legambiente |
| Comune di Cervia | Italia Nostra |
| Comune di Cesenatico | Legacoop Pescatori e marinerie locali |
| ARPAE – Sezione di Ravenna | Ministero della Transizione Ecologica (ora MASE) |
| WWF Ravenna | Autorità di Sistema Portuale |
| Capitaneria di Porto | Ravenna Offshore Contractor Association |
| ART-ER S | Confindustria Romagna |
| Università di Bologna | ClustER Green Tech |

La società ha organizzato **un incontro con il pubblico a febbraio 2021 a Ravenna**, in cui la cittadinanza e il mondo delle imprese e ONG hanno potuto assistere alla presentazione del Progetto e ricevere informazioni in merito all'iniziativa, nonché fare domande e ottenere risposte.

Nelle successive fasi di progettazione, la società proponente ha preso parte a numerosi eventi e seminari per presentare il progetto e aggiornare gli stakeholder sugli sviluppi, in un'ottica di continuo confronto con la cittadinanza e il mondo accademico, pubblico e delle imprese. Di seguito si sintetizzano le occasioni in cui il Progetto è stato presentato al pubblico:

- Presentazione del Progetto a Goletta Verde Riccione di Legambiente, a luglio del 2020



- Presentazione del Progetto a Key Energy/ECO Mondo, edizione 2021 e 2022
- Partecipazione a n. 2 seminari alla facoltà di Offshore Engineering dell'Università di Bologna
- Partecipazione a n. 1 seminario alla facoltà di Scienze Ambientali dell'Università di Bologna
- Intervento al programma Focus sul canale Tele Romagna nell'estate del 2021
- Partecipazione al seminario "Offshore wind energy generation" a marzo 2022 dell'Associazione Tecnica Navale e dell'Ordine degli Ingegneri di Ravenna
- Presentazione del progetto al webinar INNOREN organizzato dall'Associazione Italiana di Elettrotecnica, Elettronica, Automazione, Informatica e Telecomunicazioni a ottobre 2022
- Presentazione del progetto all'evento "L'economia dell'idrogeno: occasione di rilancio e strumento per la transizione energetica in Italia" organizzato dal ClustER Green Tech e H2IT a marzo 2021
- Presentazione del progetto alla Wind Eenergy Conference di Rimini nell'estate del 2022
- Audizione presso l'assemblea della commissione Politiche Economiche della Regione Emilia-Romagna nel gennaio 2023

Si sottolinea quindi che la società proponente ha sempre posto un grande accento sull'interazione con gli stakeholder, al fine di cogliere gli elementi critici e di vantaggio del territorio e affinare gli aspetti ingegneristici e ambientali.

2.6.7 Sviluppi futuri dell'hub energetico

La società proponente Agnes sta già lavorando alla futura espansione dell'hub energetico. L'oggetto della presente istanza di VIA è il progetto Agnes Romagna 1&2, che comprende le opere terrestri di connessione e gli impianti a mare ubicati in due aree distinte, definite Romagna 1 e Romagna 2. In futuro, con istanza di VIA e AU separata, si provvederà a presentare alle autorità il progetto Romagna 3, ubicato tra le due aree sopra menzionate.

Per maggior chiarezza, si mostra in figura il posizionamento dei tre involucri progettuali al largo di Ravenna.

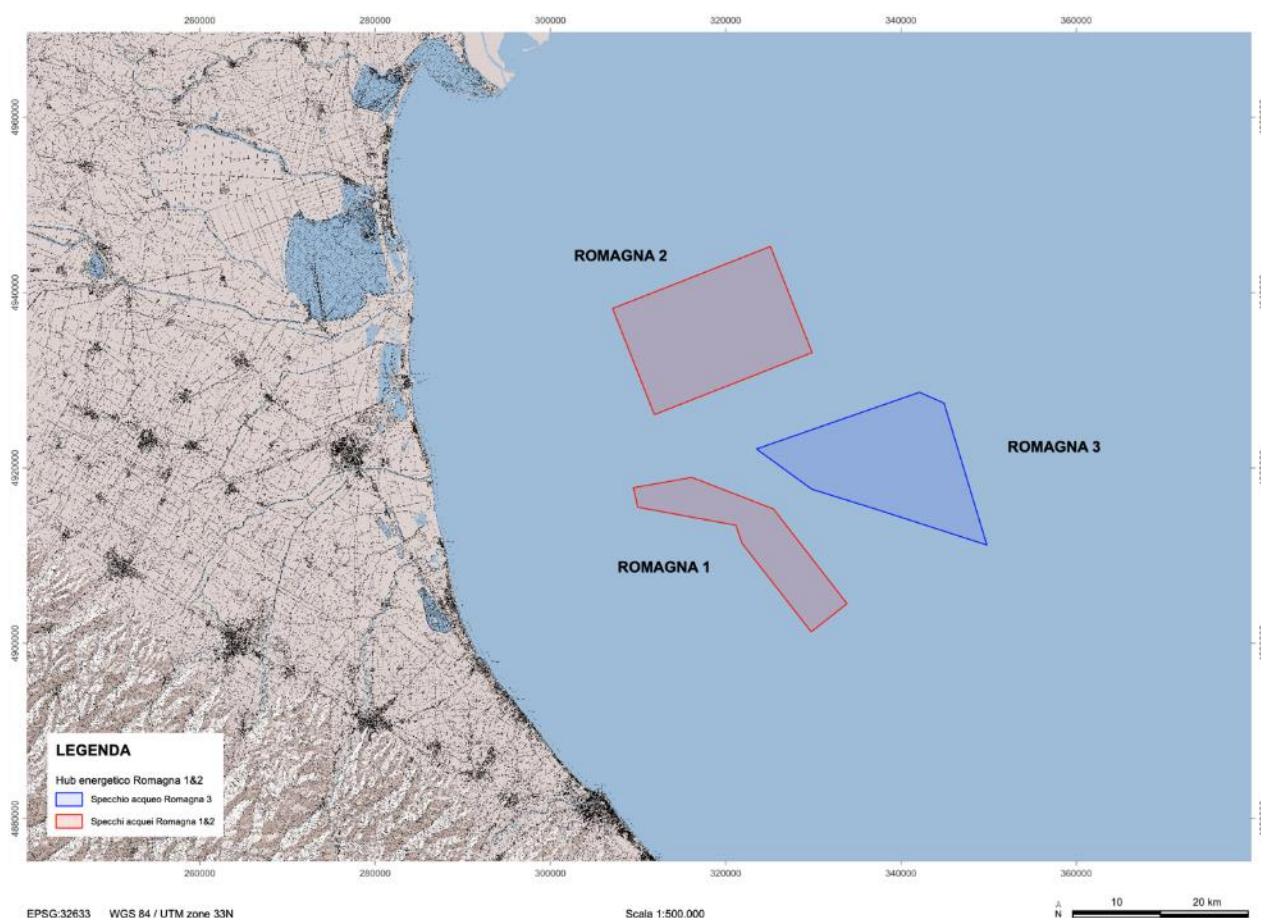


Figura 11: Ubicazione dell'involucro progettuale di Romagna 3 per la futura espansione dell'hub energetico

Il parco Romagna 3 è attualmente in fase di progettazione preliminare e si conta di avviare l'iter autorizzativo nel corso del 2023.

Il parco potrà comprendere fino a 40 aerogeneratori da 8 o 10 MW l'uno, per una potenza totale che oscillerà tra 320 e 400 MW. Il parco ospiterà anche una sottostazione elettrica di trasformazione 66/220 kV.

L'hub energetico Agnes Romagna, considerando quindi tutti e tre i parchi, potrà avere una capacità installata fino a 1.100 MW.

È opportuno menzionare che le opere di connessione del Progetto Romagna 1&2 presentate con l'attuale istanza di VIA sono già progettate per trasmettere 1.100 MVA (quindi sia per Romagna 1&2 che Romagna 3). Tale scelta ingegneristica e strategica è stata compiuta per poter creare semplificazioni, vantaggi finanziari e minori impatti ambientali per la futura espansione dell'hub con Romagna 3.



2.7 Descrizione dell'iter di autorizzazione

2.7.1 Inquadramento generale dell'iter di autorizzazione

In generale, ai sensi dagli artt. 28, 29, 30 e 31 del D.lgs 112/1998 l'autorizzazione di impianti energetici offshore si inquadra nell'ambito dell'approvvigionamento di fonti di energia, materia rimasta nelle competenze dello Stato. Poi, secondo quanto disposto dall'art. 12 del D.lgs 387/2003, per gli impianti eolici offshore l'autorizzazione è rilasciata dal Ministero dei Trasporti (ad oggi MIMS), sentiti il Ministero dello Sviluppo Economico (ad oggi MISE) e il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (ad oggi MASE), previa concessione d'uso del demanio marittimo rilasciata dall'autorità marittima.

È stata inoltre emanata la circolare n. 40/2012 da parte del MIT (ad oggi MIMS), finalizzata alla "Razionalizzazione e semplificazione delle procedure autorizzative delle fonti energetiche rinnovabili di cui all'art. 12 del D.lgs 387/2003". La circolare prevedeva che la procedura di autorizzazione per impianti eolici offshore si articolasse in tre fasi distinte e consequenziali:

- a) **Concessione demaniale marittima** (articoli 36 Codice navigazione e da 5 a 40 del Regolamento di esecuzione al codice stesso) di competenza del Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti/Direzione Marittima/Capitaneria di Porto (a seconda della sua durata) per l'installazione e l'esercizio dell'impianto, comprensiva delle aree demaniali marittime riservate alle opere connesse e ad eventuali cavi di collegamento a terra fino al limite della proprietà privata. In relazione alla ubicazione dell'impianto offshore e al punto di approdo del cavidotto la competenza al rilascio della concessione demaniale per le aree demaniali a terra può essere dell'Autorità Portuale, ai sensi della Legge 28 gennaio 1994, n. 84, qualora queste ricadano nell'ambito della circoscrizione territoriale dell'Autorità stessa o della Regione Siciliana per le aree demaniali a terra ai sensi dell'articolo 32 dello Statuto regionale. La realizzazione e l'esercizio dell'impianto offshore, per le strutture a mare, sono inoltre soggetti all'emanazione delle disposizioni di polizia e di ordinanza di competenza dell'Autorità Marittima in relazione alla tutela degli interessi della sicurezza della navigazione.
- b) **Autorizzazione del Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti**, da rilasciarsi secondo le modalità previste dall'articolo 12 del Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 (così modificato dall'articolo 2, comma 158, della Legge 24 dicembre 2007, n. 244), previa concessione in uso della zona di demanio marittimo nella quale installare l'impianto. L'autorizzazione comprende anche gli impianti di connessione alla rete nazionale o di distribuzione la cui inclusione nel preventivo per la connessione (soluzione tecnica minima generale), rilasciato dal gestore della rete elettrica nazionale o di distribuzione, sia stata esplicitamente accettata dal produttore. Gli impianti inclusi nel preventivo per la connessione sono inseriti nell'iter autorizzativo.
- c) **Valutazione di impatto ambientale**, rilasciata dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, di concerto con il Ministro per i Beni e le Attività Culturali, secondo le modalità indicate



agli articoli 19 e seguenti del decreto legislativo 3 aprile 2006 n. 152, e s.m.i. e della legge del 23 luglio 2009, n. 99.

Inoltre, come espresso dall'art. 12 del D.lgs 387/2003 e ribadito dalla circolare n. 40/2012, il rilascio dell'Autorizzazione Unica può avvenire solo con una soluzione tecnica di allacciamento alla rete proposta dal gestore di rete e accettata dal proponente.

Tuttavia, con l'entrata in vigore del D.lgs 199/2021 (che recepisce la DE REDII), l'autorizzazione per gli impianti offshore è ora rilasciata dal Ministero della Transizione Ecologica di concerto con il Ministero delle Infrastrutture e della Mobilità Sostenibili e sentito, per gli aspetti legati all'attività di pesca marittima, il Ministero delle Politiche agricole, alimentari e forestali, comprensivo del rilascio della concessione d'uso del demanio marittimo. Tale procedura è completata dal parere obbligatorio non vincolante dell'autorità in materia paesaggistica, individuando, qualora necessario, specifiche prescrizioni finalizzate al migliore inserimento del progetto nel paesaggio e alla tutela dei beni di interesse archeologico.

Attualmente si è in attesa del decreto attuativo che indichi le modalità descritte nel D.lgs 199/2021 da parte del MITE e del MIMS.

2.7.2 *Avvio dell'iter di autorizzazione*

La società Agnes ha avviato formalmente l'iter di autorizzazione a gennaio 2021, inquadrandosi quindi con quanto disposto dall'art. 12 del D.lgs 387/2003 dal momento che il D.lgs 199/2021 non era ancora entrato in vigore.

2.7.2.1 *Concessione demaniale*

Presentazione della prima istanza

La società Agnes in data 25/01/2021 avanzava al Ministero delle Infrastrutture e dei trasporti (ora MIT) un'istanza di Autorizzazione Unica ai sensi dell'art. 12 del D.lgs n. 387/2003 al fine di realizzare un hub energetico denominato "Agnes Romagna 1&2", composto da due impianti eolici offshore, un impianto fotovoltaico galleggiante, un sistema di accumulo di energia, e una serie di opere connesse a tali impianti, nonché contestuale istanza di Concessione demaniale marittima ai sensi dell'art. 36 del Codice della Navigazione per le opere ricadenti sul demanio marittimo e nel mare territoriale. Si evidenzia che l'istanza aveva come oggetto la concessione per le porzioni di opere ricadenti esclusivamente sul demanio marittimo, quindi gli elettrodotti ad altissima tensione di collegamento tra i parchi Romagna 1 e 2 e il pozzetto di giunzione.

La istanza inviata è stata comprensiva della seguente documentazione:

- Progetto con livello di dettaglio Preliminare e documentazione allegata
- STMG rilasciata da terna ed accettata dal proponente
- modello D1 compilato e firmato



- indicazione cartografica delle aree demaniali richieste in concessione

Con lettera n. 4562 del 17/02/2021 il MIMS, nell'evidenziare che l'iniziativa si inquadra nell'ambito dell'approvvigionamento di fonti di energia (materia rimasta nelle competenze dello Stato ai sensi degli articoli 28, 29, 30 e 31 del D.Lgs 31 marzo 1998 n. 112) aveva comunicato che il rilascio dell'autorizzazione è comunque subordinato al preventivo rilascio della concessione demaniale marittima secondo le previsioni dell'articolo 36 e ss. del Codice della Navigazione e della Circolare n. 40/2012. Pertanto, ha invitato la Capitaneria di Porto di Ravenna a:

- effettuare un vaglio preliminare sulla domanda di concessione demaniale sia in ordine alla sicurezza della navigazione che alla compatibilità delle strutture costituenti l'impianto eolico con le altre attività marittime;
- provvedere agli adempimenti pubblicitari dell'istanza;
- procedere all'acquisizione dei pareri delle Pubbliche Amministrazioni ed Enti coinvolti nel procedimento.

Con nota n. 24865 del 21/07/2021 la Capitaneria di Porto, rilevando l'interferenza del progetto con i flussi di traffico mercantile da e verso il porto di Ravenna e con l'istituendo schema di separazione del traffico, evidenziava a Agnes la necessità di presentare un altro progetto in zona non interessata dalle rotte. A tal fine si precisa che la società Agnes, pur avendo incontrato numerose volte la Capitaneria di Porto di Ravenna nei mesi precedenti alla presentazione dell'istanza, non fu mai informata né mai ricevette documentazione relativamente al nuovo schema di separazione del traffico, poi entrato in vigore il 07/09/2022 come stabilito dall'ordinanza n. 32/2022 della suddetta Capitaneria. Il superamento delle interferenze con il traffico navale sono state quindi oltre le capacità e le possibilità del proponente, in quella fase.

Presentazione della seconda istanza con modifiche progettuali

Il 28/09/2021 Agnes ha presentato nuova istanza di concessione demaniale marittima relativa al medesimo hub energetico che prevedeva però un diverso layout sia delle opere da realizzarsi all'interno delle aree demaniali marittime del mare territoriale che di quelle ubicate al di fuori del mare territoriale, tenendo conto del nuovo schema di ripartizione del traffico secondo quanto è stato poi disposto dall'ordinanza n. 32/2022 e di nuove ottimizzazioni a livello impiantistico.

Con Dp. n. 29237 del 11/10/2021 il MIMS, ha evidenziato come, a seguito del D.L. 22/2021, (convertito con L. n. 55/2021), il rilascio dell'AU ex art. 12 del D.lgs. 387/2003 non rientrava più tra le competenze dello stesso Dicastero, essendo state attribuite al MITE le competenze in materia di autorizzazione di impianti di produzione di energia, compresi quelli da fonti rinnovabili anche se ubicati in mare. Pertanto ha invitato la Capitaneria a provvedere agli adempimenti pubblicitari della successiva istruttoria finalizzata all'accertamento delle condizioni per il rilascio della sola concessione demaniale marittima ex art. 36 del Codice della Navigazione (e quindi per il solo tratto di elettrodotto ubicato sul demanio marittimo e all'interno del mare



territoriale), pur ritenendo che l'impianto debba essere esaminato nel suo complesso per una più corretta valutazione dell'istanza presentata.

Pubblicazione dell'istanza e avvio dell'istruttoria

La CPRA, come disposto dal MIMS, ha adempiuto alle forme pubblicitarie previste dall'art. 18 del Regolamento per l'esecuzione del Codice della Navigazione, pubblicando il relativo avviso, oltre che presso gli Albi e i siti istituzionali delle Autorità Marittime interessate, anche sulla Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea (su format telematico della piattaforma TED) e, a cura della società Agnes, su un quotidiano a tiratura nazionale e regionale. Contestualmente con nota prot. n. 36477 in data 21.10.2021 è stata richiesta l'affissione del citato avviso per 30 giorni presso gli albi pretori degli Enti Locali rivieraschi interessati alla realizzazione del Progetto.

Successivamente, in data 27/01/2022, la CPRA ha indetto la conferenza dei servizi (CdS) decisoria ex art. 14 comma 2, della L. 241/1990, da effettuarsi in forma semplificata ed in modalità asincrona ex art. 14 bis della stessa Legge, con determinazione di conclusione del procedimento da parte dell'Autorità competente, invitando a parteciparvi le Amministrazioni coinvolte. Si sottolinea che l'oggetto della conferenza di servizi è stato l'installazione di elettrodotti marini da 220 kV, poiché risultavano le uniche opere ricomprese nel demanio marittimo. A titolo informativo, le altre opere (es. aerogeneratori, sottostazioni elettriche, ecc.) ricadevano o oltre il limite delle acque territoriali, o entro il dividente demaniale.

Le amministrazioni coinvolte, tenute a rendere le proprie determinazioni relative alla decisione oggetto della CdS, sono state le seguenti:

- la **Regione Emilia-Romagna** per l'ammissibilità sotto il profilo urbanistico e di pianificazione, per gli aspetti legati alla salvaguardia della pesca, nonché per l'autorizzazione ai sensi dell'art. 159 del D. lvo 2 gennaio 2004, n°42 s.m.i. ove non delegata agli enti locali;
- le **Province** interessate per il rilascio dell'autorizzazione per interventi sottoposti al vincolo idrogeologico ed eventuali deleghe previste dall'ordinamento regionale;
- i **Comuni costieri** per l'ammissibilità sotto il profilo urbanistico-edilizio;
- il **Dipartimento per l'Energia e il Clima – Divisione VIII – Sezione UNMIG dell'Italia Settentrionale** per il parere definitivo in materia di interferenze con i titoli minerari vigenti ed allaccio alla rete elettrica;
- l'**Agenzia delle Dogane** ai fini dell'autorizzazione di cui all'art. 19 del D. L.vo 8 novembre 1990, n° 374 e s.m.i.;
- il **Provveditorato Interregionale per le Opere Pubbliche per la Lombardia e l'Emilia Romagna** – sede coordinata di Bologna – ai fini della valutazione sull'idoneità tecnica degli impianti, manufatti ed opere;



- **l'Agenzia del Demanio** di Bologna, per gli aspetti dominicali demaniali marittimi e, stante la particolare tipologia costruttiva degli impianti, anche per quanto attiene ai criteri per la determinazione del canone;
- **l'Azienda Sanitaria Locale** per quanto concerne gli aspetti connessi alla salute pubblica;
- la **Soprintendenza Archeologia, Belle Arti e Paesaggio** per l'eventuale presenza di beni archeologici sommersi e se il sito è sottoposto a particolari vincoli culturali, archeologici, paesaggistici o di altra natura;
- il **Comando Marittimo Nord della Marina Militare** per gli aspetti militari di propria competenza e per quanto attiene al Comando Zona dei Fari e dei Segnalamenti Marittimi;
- Il **Comando Militare Esercito Emilia Romagna** per quanto riguarda gli aspetti militari di propria competenza e per quanto più in particolare di interesse per il poligono posto nelle acque antistanti il litorale Nord del Comune di Ravenna;
- il **Comando Provinciale dei Vigili del Fuoco di Ravenna** per quanto attiene agli aspetti di propria competenza;
- le **Autorità di Sistema Portuale** con riguardo alle eventuali interferenze dell'impianto con le attività e i traffici interessanti le aree portuali di spettanza;
- la **Commissione consultiva locale per la pesca marittima** per conoscere se nell'area interessata dall'impianto ci siano particolari e rilevanti attività di pesca marittima;
- **l'Ente Parco Regionale del Delta del Po** per gli aspetti legati alla tutela dei propri interessi;
- **l'Ente Nazionale per l'Aviazione Civile** per quanto concerne le prerogative legate alla sicurezza aerea.

Richieste di integrazione pervenute e sospensione dell'istruttoria

Nell'ambito della suddetta CdS, la CPRA ha comunicato alla società Agnes con nota con prot. 7024 del 25/02/2022 che sono pervenute richieste di integrazione dai seguenti enti, disponendo pertanto la sospensione dell'istruttoria:

- ENAC – Direzione Operazioni Nord Est
- Provincia Di Ravenna
- Regione Emilia-Romagna – Servizio Attività Faunistico-Venatorie e Pesca
- ADSP Ravenna



- Comune di Ravenna
- Comune di Rimini
- ARPAE SAC Ravenna
- MITE – Dipartimento Energia – DG Infrastrutture e Sicurezza – Divisione VI – Sez. UNMIG dell'Italia Settentrionale
- Ispettorato Territoriale
- TIM-Telecom Italia
- Ente di Gestione Parchi e Biodiversità Delta del Po

Riscontri, riattivazione dell'istruttoria

In data 28/03/2022 con nota 013.2022 la società ha comunicato alla CPRA di aver dato riscontro a tutte le richieste di integrazioni e chiarimenti pervenute. Di conseguenza, la CPRA ha riattivato i termini del procedimento stabilendo anche la data del 13/06/2022 per l'avvenimento della CdS decisoria in modalità sincrona e telematica.

Conclusione dell'istruttoria e rilascio di parere positivo dalla CPRA

A CdS avvenuta, con nota prot. 28952 del 01/07/2022 la CPRA ha comunicato al MIMS la conclusione del procedimento amministrativo trasmettendo il modello 78 e **ha rilasciato parere favorevole alla concessione e alla sua durata**. In sostanza, la CPRA ha ritenuto che *“per lo specifico oggetto del procedimento amministrativo (tratto di elettrodotto che va dal limite delle acque territoriali sino alla dividente demaniale di Punta Marina – Ravenna) non vi siano motivi ostativi al rilascio della concessione demaniale marittima, qualora sia autorizzato il campo eolico offshore al di fuori del mare territoriale.”*

A titolo informativo, si evidenzia che gli enti che hanno espresso parere entro il termine della CdS sono indicati di seguito e che le note, la documentazione e i relativi allegati sono presenti nella sezione Avvisi del sito web istituzionale della Capitaneria di Porto di Ravenna.

- ARPAE SAC
- Autorità Sistema Portuale Ancona
- MARIFARI
- MBAC
- MISE – Ispettorato Territoriale
- Vigili del Fuoco – Comando di Ravenna
- Regione Emilia-Romagna – Cura Territorio
- Aeronautica Militare
- Agenzia del Demanio
- Comune di Ravenna - Area Pianificazione Territoriale



- Comune di Ravenna - Geologico
- Provv OO PP
- CC Forestali
- Provincia di Ravenna
- AdSP Ravenna
- Agenzia delle Dogane
- AUSL
- Atesir
- Ente Parco Delta del Po
- MITE – Sezione UNMIG

Nessuno dei pareri espressi è stato negativo o ostativo. Tuttavia, è opportuno sottolineare i seguenti punti:

1. La Regione Emilia-Romagna – Direz. Gen. Cura del Territorio e dell’Ambiente ha rilevato una parziale interferenza dei campi eolici con giacimenti di sabbie da utilizzarsi in contrasto all’erosione del litorale. Dopo una serie di confronti sul tema tra la Società e la Regione, si è convenuto che (i) i campi eolici non erano oggetto dell’istruttoria di concessione demaniale e (ii) si sarebbe rimandato allo step di VIA il risolvimento dell’interferenza.
2. Il Provveditorato int.le OO.PP. per la Lombardia e l’Emilia-Romagna ha prescritto di approfondire, nella successiva fase di VIA del progetto definitivo, lo studio dell’erosione dell’impatto delle opere con le correnti marine e le mareggiate al fine di determinare la corretta quota della posa in opera degli elettrodotti (a tal fine si rimanda al documento “Valutazione dei rischi e definizione del sotterramento degli elettrodotti marini” con codice AGNR0M_EP-R_CBRA)
3. Il Comando Zona Fari e Segnalamenti Marittimi ha rappresentato la necessità di prescrizioni segnaletiche marittime (6123), con iter da avviare secondo la pubblicazione CLG-SF-001.
4. L’ADSP di Ravenna ha espresso il proprio nulla osta, subordinando l’esecuzione della parte di elettrodotto (non oggetto di conferenza) all’interno della circoscrizione ad apposita istanza di concessione del demanio marittimo.
5. HERA Spa ha confermato parere favorevole, espresso in conferenza simultanea, condizionato sia all’effettuazione di sopralluogo preliminare che a taluni accorgimenti tecnici a premessa dell’esecuzione dell’opera finalizzati alla risoluzione di eventuali interferenze con condotte di proprietà.

2.7.3 Step successivi dell’iter di autorizzazione

A seguito dell’ottenimento delle STMG e del completamento della procedura di Concessione Demaniale, Agnes ha redatto il Progetto Definitivo e lo Studio d’Impatto Ambientale per avanzare istanza di VIA ai sensi del D.Lgs 152/2006.

In fasi successive, al termine della procedura di VIA, la società provvederà ad avanzare istanza di Autorizzazione Unica ai sensi dei D.Lgs 387/2003 e 199/2021, la quale costituisce l’ultima fase dell’articolato iter di autorizzazione a cui l’hub energetico è soggetto.



3. DESCRIZIONE DEL QUADRO NORMATIVO, DEL REGIME VINCOLISTICO E DEGLI STRUMENTI DI PROGRAMMAZIONE E PIANIFICAZIONE

3.1 Quadro normativo di settore

Il presente progetto si inserisce in circostanze favorevoli dato ormai il riconoscimento quasi unanime nei confronti delle energie rinnovabili come aree di investimento strategico per la crescita economica e la tutela dell'ambiente. Molto è stato fatto a livello globale dai policy maker per consentire alle aziende operanti nel settore di sviluppare e completare parchi eolici e fotovoltaici. In questa sezione, verrà illustrata la normativa a livello comunitario e nazionale.

3.1.1 Contesto normativo in Europa

L'Unione Europea riconosce l'importanza della riduzione delle emissioni per riuscire a contenere il riscaldamento globale in atto e diminuire il divario a livello di *climate justice* tra paesi sviluppati e sottosviluppati. Per questa ragione, l'Europa mira a raggiungere ciò che viene definita *green economy*, ossia un'economia in cui i sistemi socioeconomici sono organizzati in modo tale da rendere possibile un buon tenore di vita entro i limiti di risorse disponibili sul nostro pianeta. A tal riguardo un uso efficiente e intelligente delle risorse è di fondamentale importanza, ma non garantisce un loro possibile impiego per le generazioni future. Pertanto, l'Unione Europea sta basando sempre più le sue politiche energetiche sullo sviluppo delle tecnologie rinnovabili ed a bassa emissione di gas a effetto serra. Secondo i dati disponibili sul sito ufficiale della Commissione Europea, il principale responsabile delle emissioni di gas a effetto serra è il settore energetico (circa l'80,7% delle emissioni totali in Europa). In ragione di ciò, l'UE ha stabilito un passaggio graduale da fonti di energia fossili e non rinnovabili a fonti di energia rinnovabili per ottenere la de-carbonizzazione totale dell'economia energetica entro il 2050.

In particolare, i Paesi Membri dell'UE sono tenuti a sviluppare delle politiche nazionali a lungo termine che prevedano la descrizione accurata del percorso nazionale da seguire per ridurre le emissioni, anche in accordo con gli obiettivi dell'Accordo di Parigi che l'Europa si impegna a rispettare.

I seguenti paragrafi descrivono le principali azioni europee in ambito di decarbonizzazione ed energie rinnovabili.

3.1.1.1 Pacchetto Clima-Energia 20-20-20 (2009)

Il pacchetto clima-energia 2020, diventato esecutivo nel 2009, rappresenta una legislazione vincolante che ha come scopo principale il raggiungimento degli obiettivi europei in termini di clima ed energia per l'anno 2020.

Il Pacchetto individua tre target principali:

- il taglio del 20% delle emissioni di gas a effetto serra rispetto al 1990;



- l'ottenimento del 20% dell'energia totale da fonti rinnovabili;
- il miglioramento del 20% dell'efficienza energetica.

I vantaggi del raggiungimento di tali obiettivi sono molteplici e includono l'ottenimento di una maggiore sicurezza energetica riducendo la dipendenza da terzi e contribuendo a creare l'Unione Energetica Europea.

Si riconosce che gli impianti su larga scala nell'ambito energetico e industriali, in particolare quelle alimentate a petrolio, carbone e gas carbonico, siano i principali emettitori di gas a effetto serra con il 40% di tutte le emissioni di CO₂ dell'UE. Per questa tipologia di strutture si riconosce inoltre la criticità per un percorso di decarbonizzazione lungo e complicato. Per ridurre le loro emissioni l'UE ha istituito un quadro giuridico per lo stoccaggio geologico ed ecosostenibile del biossido di carbonio con la finalità di contribuire alla lotta al cambiamento climatico ("Approvato il pacchetto clima-energia, obiettivo: 20/20/20", Parlamento, Federico Rossetto¹).

Nel pacchetto l'Europa ha adottato una direttiva volta a ridurre le emissioni dei gas serra del 21 % entro il 2020 rispetto al 2005. A tal fine ha istituito l'*Emission Trading System* (ETS) ovvero un Sistema di aste per l'acquisto di quote di emissioni i cui introiti andranno a finanziare misure di riduzione delle emissioni.

Il miglioramento dell'efficienza energetica è un altro step fondamentale e questa tematica è specificatamente legiferata dal Piano per l'efficienza Energetica e dalla Direttiva sull'Efficienza Energetica (Direttiva 2012/27/EU).

Per favorire e garantire che, nel 2020, il 20 % del consumo energetico provenga da fonti rinnovabili il parlamento europeo ha stabilito obiettivi nazionali obbligatori. Ai fini della direttiva si era stimato la necessità che un 17 % del consumo di energia provenisse da fonti rinnovabili. La direttiva fissa, inoltre, la quota di energia "verde" nei trasporti al 10 % e i criteri di sostenibilità ambientale per i bio carburanti.

In linea generale, lo sviluppo delle tecnologie a bassa emissione di carbonio è supportato e in parte finanziato dall'Unione Europea tramite il programma NER300, ossia il programma per le rinnovabili e la cattura e lo stoccaggio del carbonio, e Horizon 2020, ovvero il programma di finanziamento per la ricerca e l'innovazione.

3.1.1.2 Direttiva Energie Rinnovabili 2018/2001/EU

Il 30 novembre 2016 viene adottato il pacchetto "*Clean energy for all europeans*" comunemente noto come *Winter Package* (v. cap. 3.1.1.3). Tra gli atti legislativi presenti all'interno del pacchetto vi è la Direttiva 2018/2001/EU (RED II) per la revisione della Direttiva sullo Sviluppo delle Energie Rinnovabili 2009/28/EC (RED I) entrata in forza nel dicembre 2018.

¹ Pubblicazione disponibile al seguente link: [https://www.europarl.europa.eu/RegData/presse/pr_dossier/2008/IT/03A-DV-PRESSE_BKG\(2008\)12-08\(44004\)_IT.pdf](https://www.europarl.europa.eu/RegData/presse/pr_dossier/2008/IT/03A-DV-PRESSE_BKG(2008)12-08(44004)_IT.pdf)



Questa Direttiva ha come scopo principale il mantenimento della figura leader dell'Unione Europea a livello globale in ambito delle rinnovabili oltre ad essere di supporto per il raggiungimento degli obiettivi internazionali dell'Accordo di Parigi.

In particolare, all'Articolo 1 si stabilisce che la direttiva ha l'obiettivo di identificare un quadro comune per la promozione dell'energia da fonti rinnovabili. Essa fissa un obiettivo vincolante dell'Unione per la quota complessiva di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo di energia dell'Unione nel 2030. Detta anche norme relative al sostegno finanziario per l'energia elettrica da fonti rinnovabili, all'autoconsumo di tale energia elettrica, all'uso di energia da fonti rinnovabili nel settore del riscaldamento e raffrescamento e nel settore dei trasporti, alla cooperazione regionale tra gli Stati membri e tra gli Stati membri e i paesi terzi, alle garanzie di origine, alle procedure amministrative e all'informazione e alla formazione. Fissa altresì criteri di sostenibilità e di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra per i biocarburanti, i bioliquidi e i combustibili da biomassa.

La RED II stabilisce l'obiettivo vincolante dell'UE di immettere nel mix energetico una percentuale pari al 32% di energia derivante da FER entro il 2030, con il fine di innalzare questa percentuale nel 2023.

Questa Direttiva istituisce un contesto operativo per la promozione delle FER e inquadra la base delle Regolamentazioni per:

- il supporto finanziario per i progetti delle FER adibite a produzione di elettricità;
- l'uso interno di tale elettricità;
- l'utilizzo dell'energia derivante da FER nei sistemi di riscaldamento e raffreddamento e nel settore dei trasporti;
- la cooperazione regionale fra gli Stati Membri e fra Stati Membri e altri stati;
- la garanzia di origine;
- le procedure amministrative;
- l'informazione e la formazione.

Ai sensi dell'articolo 3 della Direttiva 2018/2001/UE gli Stati Membri sono tenuti a dare un contributo per il raggiungimento dell'obiettivo al 2030 tramite l'attuazione di politiche interne in materia di energia e di clima. In aggiunta all'aumento della percentuale di utilizzo delle FER, la RED II individua una serie di criteri per la sostenibilità e le emissioni di gas a effetto serra. Tali criteri riguardano soprattutto il settore dei trasporti e sono in parte originari del RED I (2009/28/EC) e in parte di nuova proposta.

3.1.1.3 Pacchetto "Clean Energy for All Europeans" (2019)

Nel 2019, l'Unione Europea ha aggiornato il *framework* sulle politiche energetiche europee in modo tale da facilitare la transizione dalle fonti fossili alle fonti rinnovabili e per raggiungere i target fissati nell'Accordo di Parigi in ambito di riduzione delle emissioni dei gas a effetto serra. Questo Pacchetto, il più corposo del settore,



intitolato *Clean Energy for all Europeans* (CEP) e noto come *Winter package* o *Clean energy package* è considerato un elemento fondamentale per l'effettiva attuazione della strategia energetica dell'unione pubblicata nel 2015.

Gli atti legislativi presenti all'interno del *Winter Package* sono i seguenti:

- Direttiva 2018/844/EU che modifica la direttiva 2010/31/UE sulla prestazione energetica nell'edilizia e la Direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica (Direttiva EPBD-Energy Performance of Buildings Directive);
- Direttiva 2018/2001/EU sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili;
- Direttiva 2018/2002/EU sull'efficienza energetica che modifica la Direttiva 2012/27/UE;
- Direttiva (UE) 2019/944 relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, che abroga la precedente che abroga la Direttiva 2005/89/CE "Regolamento (UE) 2019/942" che istituisce un'Agenzia dell'Unione Europea per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia;
- Regolamento (UE) 2018/842 sulle emissioni di gas ad effetto serra, che modifica il Regolamento (UE) n. 525/2013, sulle emissioni di gas ad effetto serra, Regolamento (UE) 2018/842, modificativo del precedente regolamento (UE) n. 525/2013 – in ottemperanza agli impegni assunti a norma dell'Accordo di Parigi del 2016, fissa, all'articolo 4 e allegato I, i livelli vincolanti delle riduzioni delle emissioni di gas a effetto serra di ciascuno Stato membro al 2030. Per l'Italia, il livello fissato al 2030 è del -33% rispetto al livello nazionale 2005. L'obiettivo vincolante a livello unionale è di una riduzione interna di almeno il 40% delle emissioni di gas a effetto serra nel sistema economico rispetto ai livelli del 1990, da conseguire entro il 2030.
- Regolamento 2018/1999/EU del Parlamento europeo e del Consiglio dell'11 dicembre 2018 sulla *governance* dell'Unione dell'energia;
- Regolamento 2019/943/EU sul mercato interno sull'elettricità;
- Regolamento 2019/941/EU sulla preparazione ai rischi nel settore dell'energia elettrica, che abroga la direttiva 2005/89/CE Regolamento (UE) 2019/942 che istituisce un'Agenzia dell'Unione europea per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia;
- Regolamento 2019/942/EU sull'istituzione di ACER, un'Agenzia dell'Unione europea per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia.

Queste nuove politiche rafforzano la posizione dell'Unione Europea nell'ambito della lotta ai cambiamenti climatici oltre a fornire un grande contributo alla strategia a lungo termine dell'UE per il raggiungimento della neutralità carbonica entro il 2050.

A seguito degli accordi politici del Consiglio e del Parlamento Europeo e dell'attuazione degli atti legislativi sopraelencati, gli Stati Membri avranno a disposizione un tempo massimo di due anni per ratificare le nuove Direttive e i nuovi Regolamenti.



Il Pacchetto in analisi mette in risalto l'importanza dell'efficienza energetica per riuscire ad ottenere una decarbonizzazione quasi totale entro il 2050 e ottenere i target fissati per il 2030. L'efficienza energetica è così definita come il modo più semplice e meno dispendioso per ridurre le emissioni di gas serra. Per questa ragione, l'UE ha introdotto l'obiettivo vincolante del raggiungimento di almeno il 32.5% di efficienza energetica entro il 2030 oltre a quello di riduzione di almeno il 40 % le emissioni di gas serra e di almeno il 32 % di energie da fonti rinnovabili (Pubblicazione Commissione Europea, Energia Pulita per tutti gli Europei, marzo 2019).

3.1.1.4 European Green Deal

Il Green Deal rappresenta una nuova strategia di crescita che ha lo scopo di trasformare l'UE in un'economia moderna, efficiente sotto il profilo delle risorse, competitiva e senza produzione netta di emissioni di gas effetto serra entro il 2050.

Il Green Deal europeo ha stabilito il modello per questo cambiamento trasformativo, tutti i 27 Stati membri dell'UE si sono impegnati a trasformare l'UE nel primo continente a impatto climatico zero entro il 2050. Per arrivarci, si sono impegnati a ridurre le emissioni nette di gas effetto serra di almeno il 55% entro il 2030, rispetto ai livelli del 1990 ([Delivering the European Green Deal | European Commission \(europa.eu\)](#)).

Si tratta di un nuovo e più ambizioso obiettivo rispetto a quello che era stato inizialmente indicato per il 2030 nel Regolamento 2018/1999/UE e nel Regolamento 2018/842/UE (riduzione di almeno il 40% delle emissioni al 2030 rispetto ai valori 1990).

Nell'ambito della riduzione di almeno il 55 % delle emissioni entro il 2030 l'Unione Europea sta lavorando ad un pacchetto di normative in materia di clima, energia e trasporti, conosciuto con il nome di "Fit for 55", al fine di allineare le leggi attuali con le ambizioni per il 2030 e il 2050.

Per ottenere i traguardi fissati la Commissione Europea evidenzia l'importanza dei cittadini, della cooperazione fra Stati e del riconoscimento delle diversità culturali ed economiche di ogni Stato membro. Il *Green Deal* è parte integrante della strategia europea per attuare l'Agenda 2030 delle Nazioni Unite, con il fine di introdurre i *sustainable development goals* (SDG) in maniera integrale all'interno delle politiche economiche e di sviluppo dell'Unione Europea. Per ottenere ciò, l'UE sta sviluppando la Legge europea sul clima (*Climate Law*), la quale renderà giuridicamente vincolante l'azzeramento delle emissioni nette di gas a effetto serra entro il 2050.

L'Europa individua come di fondamentale importanza il potenziamento delle FER per questa ragione l'UE parla di miglioramento dell'efficienza energetica e della creazione di un'economia energetica che si basi principalmente su fonti di energia rinnovabili. A tal riguardo, l'idrogeno è l'elemento principale per il passaggio dall'utilizzo di fonti fossili non rinnovabili a fonti rinnovabili.

Il *Green Deal* si occupa anche di analizzare i benefici dell'economia blu, alla quale viene dato un ruolo centrale nell'alleviare la richiesta sempre maggiore di terreno/spazio e contrastare il cambiamento climatico.

Le analisi condotte dalla Commissione sullo studio sugli oceani elaborato dall'*International Panel on Climate Change* porteranno ad una comprensione maggiore degli spazi marittimi così da arrivare ad un loro utilizzo intelligente e sostenibile anche in luce dello sviluppo delle FER offshore.



In particolare, l'incremento della produzione di energia da parchi eolici offshore è considerata fondamentale per il raggiungimento dell'obiettivo di crescita equa e sostenibile. Per potenziare l'uso delle FER, il *Green Deal* ha previsto l'ampliamento e il miglioramento della Direttiva sulle Energie Rinnovabili a giugno 2021.

3.1.1.5 European Hydrogen Strategy

Grazie alla sua natura versatile, l'idrogeno (H₂) è un materiale che può essere utilizzato come materia prima, carburante o come trasportatore e *stock* di energia. Come accennato nel paragrafo precedente, all'interno di una visione europea di *green economy* e zero emissioni entro il 2050, l'idrogeno rappresenta l'elemento chiave per il passaggio da combustibili e fonti di energia fossili e FER.

Questo poiché lo sfruttamento dell'idrogeno ha emissioni nulle o minime di CO₂ ed altri inquinanti. In ambito globale, l'idrogeno è riconosciuto come il materiale che permette di seguire le direttive individuate nell'Accordo di Parigi.

In aggiunta, dato che il *Green Deal* europeo si basa principalmente sullo sviluppo delle FER per ottenere gli obiettivi ambientali ed economici da esso individuati entro 2050, l'idrogeno può rappresentare il materiale di stoccaggio che sopperisce ai *gap* e ai *surplus* energetici tipici delle energie rinnovabili.

Inoltre, l'idrogeno può essere utilizzato come sostituto di alcuni carburanti fossili in alcuni processi industriali intensivi, come ad esempio nei settori di produzione di metalli e prodotti chimici. L'implemento di questo elemento, oltre a ridurre le emissioni di questi impianti, può rafforzare la competitività economica mondiale della stessa. Per queste ragioni l'Unione Europea ha deciso di investire nel mercato dell'idrogeno attraverso l'attuazione dell'*Hydrogen Strategy*.

L'*Hydrogen Strategy* sottolinea che gli investimenti nell'ambito dell'idrogeno verde potranno essere intorno ai 180-470 miliardi di euro entro il 2050.

Per produrre idrogeno in maniera ecosostenibile ovvero tramite l'utilizzo di energia elettrica derivante dalle FER, l'UE mira a sostenere e finanziare la costruzione di impianti di elettrolisi. Tale idrogeno è definito idrogeno verde (*green hydrogen*) proprio grazie alle caratteristiche sostenibili e ad impatto minimo della sua produzione.

L'uso integrato dell'idrogeno verde, assieme all'aumento della produzione elettrica da FER e all'utilizzo efficiente e circolare delle risorse, è di fondamentale importanza per ottenere, entro il 2030, l'obiettivo descritto nel *Green Deal* di diminuzione del 55% delle emissioni in maniera economicamente conveniente.

Al momento, la priorità dell'EU è quella di aumentare la produzione di idrogeno verde ottenuto principalmente dall'energia elettrica derivante da impianti fotovoltaici ed eolici. Nella Nuova Strategia Industriale annunciata dalla Commissione Europea viene introdotta l'Alleanza Europea sull'Idrogeno (*European Clean Hydrogen Alliance*), ovvero un organo che semplifichi l'implementazione delle azioni individuate nella strategia. In particolare, tale alleanza supporta gli investimenti nel settore in modo tale da aumentare la produzione e la domanda di idrogeno verde o bassa emissione di CO₂. Ciò avviene tramite il riconoscimento e lo sviluppo di un sistema di progetti di finanziamento attuabili così da semplificare gli investimenti e le politiche.



Lo sviluppo delle tecnologie e del mercato europeo dell'idrogeno verde viene divisa nell'*Hydrogen Strategy* in tre fasi:

- Prima Fase 2020 – 2024: l'obiettivo strategico è quello di installare almeno 6 GW di elettrolizzatori per ottenere fino ad un milione di tonnellate di idrogeno verde;
- Seconda Fase 2025 – 2030: l'idrogeno dovrà diventare parte intrinseca di un sistema di energia integrato con l'obiettivo strategico di installare almeno 40 GW di elettrolizzatori per ottenere fino a 10 milioni di tonnellate di idrogeno verde. In questa fase si prevede che l'idrogeno verde diventi competitivo nel mercato equilibrando il sistema elettrico. L'idrogeno sarà prodotto nel momento di produzione abbondante o poco costosa di elettricità e sarà utilizzato anche come fonte di stoccaggio per sopperire alla domanda in caso di *gap* energetico;
- Terza Fase 2030 – 2050: le tecnologie di produzione dell'idrogeno verde dovrebbero aver raggiunto la maturità e dovrebbero essere utilizzate su larga scala in modo tale da fornire un'opzione sostenibile ad ogni industria, anche a quelle che hanno più difficoltà ad essere de-carbonizzate. Durante questa fase si individua il bisogno della crescita esponenziale di produzioni di elettricità da FER in quanto almeno un quarto di essa dovrà essere utilizzata per la produzione di idrogeno.

3.1.2 Contesto normativo in Italia

Alla base delle normative emanate in Italia in merito alla produzione e all'utilizzo di energia da fonti rinnovabili, vi sono i principi della sostenibilità ambientale e della neutralità climatica dell'Europa. I provvedimenti normativi in materia di clima ed energia sono molteplici e volti ad un aggiornamento continuo in adempimento degli obblighi stabiliti dai Regolamenti europei.

Quello che si riporta nei seguenti paragrafi ha come scopo quello di dare un quadro normativo che ripercorre e recepisce quanto stabilito nei piani e nelle direttive europee. Verranno analizzate in ordine cronologico i principali strumenti attuativi e piani che lo Stato italiano ha attuato e attua in ambito energetico ed in particolare nel settore delle energie rinnovabili.

3.1.2.1 Decreto Legislativo 3 marzo 2011, n. 28

Il Decreto Legislativo 3 marzo 2011, n. 28, rappresenta l'attuazione della Direttiva 2009/28/CE riguardante la promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili nel rispetto dei criteri stabiliti dalla legge 4 giugno 2010, n. 96.

L'art. 1 individua le finalità del decreto definendo gli strumenti, i meccanismi, gli incentivi e il quadro istituzionale, finanziario e giuridico utili al raggiungimento degli obiettivi per il 2020 relativi alla quota complessiva di energia proveniente da fonti rinnovabili. Sempre secondo l'art. 1, il decreto in analisi detta le norme in ambito di trasferimenti statistici dell'energia tra gli Stati membri, di progetti comuni tra gli Stati membri e paesi terzi, di garanzie di origine, procedure amministrative, informazione e formazione e di accesso alla rete elettrica per gli impianti di produzione di energia rinnovabile.



L'art. 3 definisce gli obiettivi nazionali per i quali la quota complessiva di energia derivante da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo di energia da ottenere entro il 2020 è pari al 17%. Tale obiettivo è conseguito tramite una progressione temporale coerente con quanto indicato dai Piani energetici nazionali in ambito di energie rinnovabili, predisposti ai sensi dell'art. 4 della Direttiva 2009/28/CE.

Il Capo I, "Autorizzazioni e Procedure Amministrative", del Titolo II, "Procedure Amministrative, Regolamentazioni e Codici", individua all' art. 4 i principi generali per lo sviluppo e l'ampliamento di impianti di produzione di energia rinnovabile. Al comma 1 si esplicita che lo sviluppo delle energie da fonti rinnovabili, ovvero la costruzione e l'esercizio degli impianti di produzione di suddetta tipologia di energia, e il conseguimento degli obiettivi individuati all'art. 3, vengono disciplinati secondo speciali procedure amministrative semplificate, accelerate, proporzionate e adeguate alle specifiche caratteristiche di ogni impianto. Il comma 2 identifica la procedura amministrativa da utilizzare nell'ambito di progetti riguardanti le energie rinnovabili. Per il progetto in esame la procedura individuata è quella riportata al punto d) del comma 2 ovvero l'autorizzazione unica di cui all'articolo 5 del D.Lgs. 28/2011. Il comma 6 stabilisce specifiche procedure autorizzative con "adempimenti semplificati" e "tempistiche accelerate" per i casi che riguardano la realizzazione di impianti di energia rinnovabile in sostituzione di altri impianti energetici.

Al Titolo IV "Reti Energetiche", Capo I "Rete Elettrica", l'art. 16 definisce l'autorizzazione degli interventi per lo sviluppo delle reti elettriche. Al comma 1 dispone che la costruzione e il funzionamento delle opere indicate all'art. 4 comma 4 siano autorizzati dalla Regione competente su istanza del gestore di rete. L'istanza deve individuare anche le tempistiche per l'entrata in esercizio delle suddette opere. Il comma 2 esplicita che le Regioni possono delegare alle Provincie il rilascio delle autorizzazioni necessarie nell'eventualità in cui i progetti proposti ricadano interamente nel territorio provinciale. Ai sensi del comma 4, il procedimento individuato al comma 1 si applica anche alla costruzione di opere e infrastrutture della rete di distribuzione considerate funzionali per un miglior dispacciamento dell'energia prodotta.

3.1.2.2 *Strategia Energetica Nazionale (SEN) del 2013 e 2017*

Ai sensi dell'art 7 del Decreto-legge 112/2008, il governo ha il compito di definire la Strategia Energetica Nazionale (SEN). La SEN ha carattere generale ed è progettata per essere uno strumento di indirizzo e di programmazione della politica energetica nazionale.

Essa ha come fine l'individuare le priorità da conseguire nel breve e nel lungo periodo in modo tale da raggiungere gli obiettivi di:

- potenziamento delle infrastrutture;
- promozione dell'efficienza energetica e delle energie rinnovabili;
- diversificazione delle fonti di energia e di approvvigionamento;
- potenziamento della ricerca nel setto dell'energia;
- sostenibilità ambientale e tutela ecologica nella produzione e utilizzo dell'energia.



La prima SEN (2013) è stata approvata tramite Decreto interministeriale dell'8 marzo 2013. Tale documento di pianificazione delinea il percorso per l'ottenimento degli obiettivi al 2020 individuati nel terzo "pacchetto clima-energia". In aggiunta, il SEN 2013 fornisce una prospettiva del sistema dell'energia fino al 2050. In generale, il SEN 2013 pone le basi programmatiche per il raggiungimento degli obiettivi 20-20-20.

Gli obiettivi principali della SEN 2013 al 2020 sono l'efficienza energetica, lo sviluppo delle rinnovabili e il potenziamento delle infrastrutture e del mercato elettrico italiano. Più precisamente, includono:

- Efficienza energetica: riduzione del 24% dei consumi finali, risparmio di 20 Mtep (tonnellata equivalente di petrolio) di energia primaria per anno, risparmio di 8 miliardi di euro per anno sulle importazioni di combustibili fossili non effettuate, sviluppo delle tecnologie e degli strumenti per l'efficienza, rafforzamento degli standard minimi residenziali e del trasporto, rafforzamento del sistema dei Certificati Bianchi;
- Sviluppo delle energie rinnovabili: incentivazione della produzione di energia da fonti rinnovabili moderando il costo incrementale per i consumatori;
- Potenziamento infrastrutture e mercato elettrico italiano: potenziamento delle infrastrutture di connessione con gli altri Stati membri confinanti e integrazione della regolamentazione del mercato elettrico nazionale con gli altri Stati membri per la riduzione del costo all'ingrosso dell'energia e l'aumento dell'utilizzo di energia rinnovabile e della flessibilità del sistema elettrico.

La SEN 2017 è stata approvata a giugno 2017 con Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico (MiSE) e del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, ora Ministero della Transizione Ecologica (MITE). In quanto piano strategico decennale, la SEN 2017, in atto dal 2021 al 2030, individua le azioni da mettere in atto coerentemente con il percorso a lungo termine del 2050 definito dalla Road Map europea, la quale prevede come scopo principale una riduzione dell'80 % delle emissioni rispetto al 1990.

Il MiSE divide i traguardi della SEN 2017 in obiettivi qualitativi e *target* quantitativi. Gli obiettivi qualitativi si possono dividere in Competitività, Sostenibilità e Sicurezza. La competitività mira a rendere il sistema energetico più competitivo riducendo ancora di più il divario di prezzo e costo dell'energia rispetto all'Europa. La sostenibilità ha come scopo il raggiungimento in maniera sostenibile degli obiettivi di decarbonizzazione e ambientali in linea con i traguardi futuri stabiliti nella COP21. La sicurezza ha come fine rendere migliore e più sicuro il sistema di approvvigionamento dell'energia e aumentare la flessibilità delle infrastrutture e dei sistemi energetici in modo tale da potenziare l'indipendenza energetica italiana. I *target* quantitativi includono:

- Efficienza energetica, ovvero la riduzione dei consumi finali da 118 a 108 Mtep con il fine di ottenere un risparmio di 10 Mtep al 2030;
- Fonti rinnovabili, ovvero il raggiungimento di una quota pari al 28% di rinnovabili sui consumi complessivi (al 2030) con una quota di rinnovabili sul consumo elettrico del 55%, sul consumo termico del 30% e sui trasporti del 21%;



- De-carbonizzazione del sistema elettrico, ovvero la cessazione della produzione di energia elettrica dal carbone con l'obiettivo di accelerare la *decarbonisation* al 2025 tramite interventi infrastrutturali;
 - De-carbonizzazione al 2050, ovvero la diminuzione delle emissioni del 39% al 2030 e del 63% al 2050;
- Fondi per la ricerca, ovvero l'incremento da 222 milioni nel 2013 a 444 milioni nel 2021 dei fondi stanziati per la ricerca e lo sviluppo di tecnologie *clean energy*;
- Maggiore flessibilità, adeguatezza e resilienza delle reti, ovvero l'instaurazione di nuovi investimenti per una maggiore integrazione con l'Europa e per un incremento di diversificazione delle fonti;
- Riduzione della dipendenza energetica dall'estero, ovvero una diminuzione dal 76% del 2015 al 64% del 2030 ottenuta attraverso alla crescita delle rinnovabili e dell'efficienza energetica interna.

In particolare, in materia di sviluppo sostenibile la SEN 2017 esplicita che l'incremento delle fonti rinnovabili è di considerevole rilievo sia per la riduzione delle emissioni sia per la diminuzione della dipendenza energetica. Inoltre, viene considerata di grande importanza la questione della compatibilità tra obiettivi energetici ed esigenze di tutela del paesaggio. Tale tematica riguarda principalmente l'eolico e il fotovoltaico, ossia le fonti rinnovabili ritenute avere il maggiore potenziale residuo sfruttabile. Siccome la tutela del paesaggio è definita come un valore irrinunciabile, attraverso la SEN 2017 si favoriscono le azioni di *repowering* e *revamping* di impianti eolici, idroelettrici e geotermici.

Ragion per cui viene data priorità alle aree industriali e alle infrastrutture dismesse e generalmente si indirizzano maggiori risorse agli interventi per accrescere l'efficienza energetica.

3.1.2.3 PNIEC - Piano Nazionale Integrato Energia e Clima

Il Piano Energetico Integrato per l'Energia e il Clima (2030 – PNIEC) stabilisce gli obiettivi nazionali al 2030 di efficienza energetica, di incremento dell'utilizzo delle fonti rinnovabili e di de-carbonizzazione. Il PNIEC è predisposto dal Mise, dal MITE e dal Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti (MIT) in recepimento dei cambiamenti disposti dal Decreto-legge sul Clima e delle novità sugli investimenti per il Green New Deal contenute nella Legge di Bilancio 2020.

Come esplicitato nel testo del PNIEC, l'Italia partecipa attivamente all'impegno comunitario di decarbonizzazione dell'economia europea e promuove il Green New Deal, definito come *“un patto verde con le imprese e i cittadini che consideri l'ambiente come motore economico del Paese”*. Il PNIEC prevede cinque linee di intervento da svilupparsi in maniera integrata:

- De-carbonizzazione;
- Efficienza e sicurezza energetica;
- Sviluppo del mercato interno dell'energia;
- Ricerca e innovazione;
- Competitività.



Per quanto riguarda le FER, il PNIEC prevede:

- una percentuale di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia pari al 30%, in linea con gli obiettivi previsti per il nostro Paese dalla UE;
- una quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia nei trasporti del 22% a fronte del 14% previsto dalla UE;
- una riduzione dei consumi di energia primaria del 43% a fronte di un obiettivo UE del 32,5%;
- la riduzione dei "gas serra", rispetto al 2005, con un obiettivo per tutti i settori non ETS del 33%, superiore del 3% rispetto a quello previsto dall'UE.

Nel quadro di un'economia a basse emissioni di carbonio, PNIEC prospetta inoltre il *phase out* del carbone dalla generazione elettrica al 2025.

Il PNIEC prevede un contributo specifico delle rinnovabili per la soddisfazione dell'obiettivo percentuale dei consumi finali lordi del 30% al 2030 (Tabella 9) suddiviso come segue:

- 55.0 % nel settore elettrico;
- 33.9% nel settore termico (utilizzo per riscaldamento e raffreddamento);
- 22.0% nei trasporti.

Tabella 9 – Obiettivo di energia prodotta da fonti rinnovabili al 2030 in ktep (fonte: PNIEC (2019))

| | 2016 | 2017 | 2025 | 2030 |
|--|----------------|----------------|----------------|----------------|
| Numeratore | 21.081 | 22.000 | 27.168 | 33.428 |
| Produzione lorda di energia elettrica da FER | 9.504 | 9.729 | 12.281 | 16.060 |
| Consumi finali FER per riscaldamento e raffrescamento | 10.538 | 11.211 | 12.907 | 15.031 |
| Consumi finali di FER nei trasporti | 1.039 | 1.060 | 1.980 | 2.337 |
| Denominatore - Consumi finali lordi complessivi | 121.153 | 120.435 | 116.064 | 111.359 |
| Quota FER complessiva (%) | 17,4% | 18,3% | 23,4% | 30,0% |

In accordo con quanto appena descritto, il contributo maggiore per raggiungere l'obiettivo del 30% di energia consumata proveniente da fonti rinnovabili dipende in buona parte dal settore elettrico rinnovabile. Si prevede che entro il 2030 il settore delle energie rinnovabili arriverà a produrre una quantità di energia elettrica pari a 16 Mtep (circa 186 TWh). Eolico e fotovoltaico sono considerate le due forme di produzione di energia che contribuiranno maggiormente al raggiungimento della quota 55%. In particolare, come illustrato dai dati riportati nel PNIEC, si prevede che l'eolico offshore avrà una potenza installata di almeno 300 MW (31.0 MWh di elettricità prodotta) di energia elettrica entro il 2025 e 900 MW (41.5TWh) entro il 2030. Allo



stesso modo si prevede che il solare produrrà almeno 52000 MW (73.1 TWh) di energia elettrica entro il 2030 (Tabella 10).

Tabella 10: Breakdown degli obiettivi di crescita al 2030 in termini di capacità installata (MW) per tipologia di fonte rinnovabile (fonte: PNIEC (2019))

| Fonte | 2016 | 2017 | 2025 | 2030 |
|------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Idrica | 18.641 | 18.863 | 19.140 | 19.200 |
| Geotermica | 815 | 813 | 920 | 950 |
| Eolica | 9.410 | 9.766 | 15.950 | 19.300 |
| di cui off shore | 0 | 0 | 300 | 900 |
| Bioenergie | 4.124 | 4.135 | 3.570 | 3.760 |
| Solare | 19.269 | 19.682 | 28.550 | 52.000 |
| di cui CSP | 0 | 0 | 250 | 880 |
| Totale | 52.258 | 53.259 | 68.130 | 95.210 |

Per assicurare la riuscita degli obiettivi inerenti alla sicurezza e alla flessibilità energetica, il Piano in analisi ritiene opportuno esplorare costi e benefici dell'integrazione delle infrastrutture delle reti elettriche e a gas. Le tecnologie power to gas consentiranno nel lungo periodo di rimediare alle possibili asimmetrie tra la produzione energetica rinnovabile e la domanda di energia. A questo riguardo, in accordo con l'hydrogen strategy europea e nell'interesse di una de-carbonizzazione efficiente, la produzione di idrogeno è considerata di fondamentale importanza. Produrre idrogeno in larga scala sarà possibile in quanto il costo dell'elettrolisi, ossia il processo elettrochimico attraverso il quale si ha la separazione di H₂ e O₂ da H₂O, è in diminuzione. Lo scopo principale sarà quello di utilizzare questa tecnologia per produrre idrogeno green, ovvero idrogeno ottenuto tramite elettrolisi utilizzando come fonte l'energia elettrica prodotta dalle FER.

3.1.2.4 Decreto Ministeriale FER I e FER II

Il Decreto Ministeriale 4 luglio 2019, anche noto come FER I, in coerenza con gli obiettivi europei 2020 e 2030, ha la finalità di sostenere la produzione di energia elettrica dagli impianti alimentati a fonti rinnovabili indicati in allegato 1, attraverso la definizione di incentivi e modalità di accesso che promuovano l'efficacia, l'efficienza e la sostenibilità, sia ambientale che degli oneri di incentivazione, in misura adeguata al perseguimento degli obiettivi nazionali e con modalità conformi alle Linee guida in materia di aiuti di Stato per l'energia e l'ambiente di cui alla comunicazione della Commissione europea (2014/C 200/01) (Articolo 1).

Il D.M. 4 luglio 2019 suddivide gli impianti che possono accedere agli incentivi in quattro gruppi in base alla tipologia, alla fonte energetica rinnovabile e alla categoria di intervento:

- Gruppo A: comprende gli impianti eolici "onshore" di nuova costruzione, integrale ricostruzione, riattivazione o potenziamento fotovoltaici di nuova costruzione;



- Gruppo A-2: comprende gli impianti fotovoltaici di nuova costruzione, i cui moduli sono installati in sostituzione di coperture di edifici e fabbricati rurali su cui è operata la completa rimozione dell'eternit o dell'amianto;
- Gruppo B: comprende gli impianti idroelettrici di nuova costruzione, integrale ricostruzione (esclusi gli impianti su acquedotto), riattivazione o potenziamento a gas residuati dei processi di depurazione di nuova costruzione, riattivazione o potenziamento;
- Gruppo C: comprende gli impianti oggetto di rifacimento totale o parziale eolici "onshore" idroelettrici a gas residuati dei processi di depurazione;

È in corso di predisposizione un ulteriore provvedimento normativo, il Nuovo Decreto FER 1, che sostituirà/ integrerà il Decreto 4 luglio 2019 ed è finalizzato all'incentivazione delle tecnologie più mature che presentano un profilo di costi fissi bassi o comunque suscettibili di sensibile riduzione.

Il Decreto FER II è in fase di predisposizione in applicazione al D.Lgs. 199/2021 (attuazione della direttiva UE 2018/2001 (RED II – si veda di seguito) e comprenderà tutte le rinnovabili escluse dal FER 1: geotermia, eolico offshore, biomasse, biogas e solare termodinamico. La bozza del FER II inserisce tra impianti eolici in mare sia quelli galleggianti che quelli a fondamenta fisse "ad opportuna profondità" e quelli legati al recupero di infrastrutture offshore dismesse.

3.1.2.5 Decreto Legislativo 8 novembre 2021, n. 199

Il decreto ha l'obiettivo di accelerare il percorso di crescita sostenibile del Paese, recando disposizioni in materia di energia da fonti rinnovabili, in coerenza con gli obiettivi europei di decarbonizzazione del sistema energetico al 2030 e di completa decarbonizzazione al 2050. Il D.Lgs. 199/2021 definisce gli strumenti, i meccanismi, gli incentivi e il quadro istituzionale, finanziario e giuridico, necessari per il raggiungimento degli obiettivi di incremento della quota di energia da fonti rinnovabili al 2030, in attuazione della direttiva (UE) 2018/2001.

All'art. 3 si riporta l'obiettivo minimo del 30 % come quota complessiva di energie rinnovabili sul consumo finale lordo per tener conto delle previsioni di cui al regolamento UE n. 2021/1119, volte a stabilire un obiettivo vincolante, per l'UE, di riduzione delle emissioni di gas effetto serra di almeno il 55 % rispetto ai livelli del 1990 entro il 2030.

Il decreto stabilisce inoltre specifiche disposizioni necessarie all'attuazione delle misure del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) in materia di energia da fonti rinnovabili, conformemente al Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC), con la finalità di individuare un insieme di misure e strumenti coordinati, già orientati all'aggiornamento degli obiettivi nazionali da stabilire ai sensi del Regolamento (UE) n. 2021/1119, con il quale si prevede, per l'Unione europea, un obiettivo vincolante di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra di almeno il 55 % rispetto ai livelli del 1990 entro il 2030.

Il Decreto implica nuovi obblighi per le fonti rinnovabili per gli edifici nuovi o sottoposti a ristrutturazioni rilevanti ai sensi del D. Lgs. 28/2011. In particolare, gli edifici devono essere progettati e realizzati in moda da



garantire, tramite il ricorso ad impianti alimentati da fonti rinnovabili, il contemporaneo rispetto della copertura del 60 % dei consumi previsti per la produzione di acqua calda sanitaria e del 60 % della somma dei consumi previsti per la produzione di acqua calda sanitaria, la climatizzazione invernale e la climatizzazione estiva. Per gli edifici pubblici tali obblighi sono elevati al 65%.

Sono state introdotte ulteriori novità, semplificazioni e dettagli normativi. Le tipologie di procedura di autorizzazione sono state ridotte a quattro (la Comunicazione di edilizia libera, la Dila, la PAS e l'Autorizzazione Unica) al fine di superare la difficoltà legate a processi autorizzativi diversi da regione a regione.

3.1.2.6 PNRR Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza

Il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) è un piano di ripresa economica atto a riparare i danni causati dall'emergenza sanitaria Covid-19. La pandemia, e la conseguente crisi economica, hanno spinto l'UE a formulare una risposta coordinata a livello sia congiunturale, con la sospensione del Patto di Stabilità e ingenti pacchetti di sostegno all'economia adottati dai singoli Stati membri, sia strutturale, in particolare con il lancio a luglio 2020 del programma Next Generation EU (NGEU). L'iniziativa NGEU canalizza notevoli risorse verso Paesi quali l'Italia che, pur caratterizzati da livelli di reddito pro capite in linea con la media UE, hanno recentemente sofferto di bassa crescita economica ed elevata disoccupazione; Il PNRR è di fatto il piano di utilizzo di tali risorse in materia di Energia Verde e transizione Ecologica, il PNRR prevede:

- Investimenti fino a 680 milioni di Euro per la realizzazione di sistemi di generazione di energia rinnovabile offshore, con un obiettivo di capacità installata nel breve periodo di 200 MW;
- Semplificazione delle procedure di autorizzazione per gli impianti rinnovabili onshore e offshore, nuovo quadro giuridico per sostenere la produzione da fonti rinnovabili e proroga dei tempi e dell'ammissibilità degli attuali regimi di sostegno: La riforma si pone i seguenti obiettivi: i) omogeneizzazione delle procedure autorizzative su tutto il territorio nazionale; ii) semplificazione delle procedure per la realizzazione di impianti di generazione di energia rinnovabile offshore; iii) semplificazione delle procedure di impatto ambientale; iv) condivisione a livello regionale di un piano di identificazione e sviluppo di aree adatte a fonti rinnovabili; v) potenziamento di investimenti privati; vi) incentivazione dello sviluppo di meccanismi di accumulo di energia; vii) incentivazione di investimenti pubblico-privati nel settore.
- Investimenti fino a 500 milioni di Euro per la promozione della produzione di idrogeno in aree industriali dismesse e il suo utilizzo nell'industria e nel trasporto locale, con la creazione delle cosiddette Hydrogen Valleys: aree industriali con economia in parte basata sull'idrogeno verde alimentato mediante sovra-generazione da FER o produzione FER dedicata nell'area.
- Investimenti fino a 2 miliardi di Euro per l'utilizzo dell'idrogeno nei settori hard-to-abate (difficile da abbattere), caratterizzati da un'alta intensità energetica e privi di opzioni di elettrificazione scalabili, come i settori dei prodotti chimici, l'industria dell'acciaio, il cemento, il vetro e la carta. In particolare, l'acciaio è uno dei settori hard-to-abate dove l'idrogeno può assumere un ruolo rilevante in prospettiva di decarbonizzazione, con un abbattimento finale delle emissioni fino a circa il 90%.



- Investimenti fino a 230 milioni di Euro per la sperimentazione dell'idrogeno per il trasporto stradale con la creazione di stazioni di rifornimento a base di idrogeno e implementazione di progetti di sperimentazione delle linee a idrogeno, in linea con la direttiva 2014/94 / UE del 22 ottobre 2014 per le Infrastrutture per Combustibili Alternativi, finalizzata alla realizzazione di Corridoi Verdi alimentati a idrogeno per autocarri pesanti.
- Investimenti fino a 300 milioni di Euro per la sperimentazione dell'idrogeno per il trasporto ferroviario: in Italia circa un decimo delle reti ferroviarie è servito dai treni diesel, e in alcune regioni italiane i treni diesel hanno un'età media elevata e dovrebbero essere sostituiti nei prossimi anni, rendendo questo il momento giusto per passare all'idrogeno, in particolare dove l'elettrificazione dei treni non è tecnicamente fattibile o non competitiva. L'intervento prevede quindi la conversione verso l'idrogeno delle linee ferroviarie non elettrificate in regioni caratterizzate da elevato traffico in termini di passeggeri con un forte utilizzo di treni a diesel come Lombardia, Puglia, Sicilia, Abruzzo, Calabria, Umbria e Basilicata. In termini di infrastrutture, sarà data priorità per le strutture di rifornimento alle aree con possibilità di sinergie con le stazioni di rifornimento per camion a lungo raggio, per aumentare utilizzo e domanda di idrogeno e per ridurre i costi di produzione. Il progetto include la produzione di idrogeno verde in prossimità delle stazioni di rifornimento, tramite sviluppo dell'intero sistema di produzione, stoccaggio e utilizzo dell'idrogeno. Dal momento che ad oggi non esistono stazioni di rifornimento a idrogeno per i treni in Italia, il progetto include attività di R&D (in linea con l'investimento 3.5) per sviluppo di elettrolizzatori ad alta pressione (TRL 5-7), sistemi di stoccaggio ad alta capacità con possibilità di utilizzo di idruri metallici o liquidi (TRL 3-5).
- Investimenti fino a 160 milioni di Euro in ricerca e sviluppo sull'idrogeno, mirati a migliorare la conoscenza delle tecnologie legate all'idrogeno in tutte le fasi: produzione, stoccaggio e distribuzione. La sperimentazione nei principali segmenti e la realizzazione di prototipi per la fase di industrializzazione è finalizzata ad aumentare la competitività del settore tramite progressiva riduzione dei costi. Nello specifico, la linea di intervento prevede lo sviluppo di quattro principali filoni di ricerca: i) produzione di idrogeno verde; ii) sviluppo di tecnologie per stoccaggio e trasporto idrogeno e per trasformazione in altri derivati e combustibili verdi; iii) sviluppo di celle a combustibile; iv) miglioramento della resilienza delle attuali infrastrutture in caso di maggiore diffusione dell'idrogeno.
- Semplificazione amministrativa e riduzione degli ostacoli normativi alla diffusione dell'idrogeno: Il PNRR prevede una riforma che includa le seguenti misure: i) emissione di norme tecniche di sicurezza su produzione, trasporto (criteri tecnici e normativi per l'introduzione dell'idrogeno nella rete del gas naturale), stoccaggio e utilizzo dell'idrogeno tramite decreti dei Ministri dell'Interno e Transizione ecologica; ii) semplificazione amministrativa per la realizzazione di piccoli impianti di produzione di idrogeno verde, tramite costituzione di uno sportello unico per la concessione di autorizzazione a costruire e gestire impianti di produzione di idrogeno su piccola scala da RES; iii) regolamentazione della partecipazione degli impianti di produzione di idrogeno ai servizi di rete, emanato dal Regolatore dell'Energia (ARERA); iv) sistema di garanzie di origine per l'idrogeno rinnovabile al fine di dare segnali



di prezzo ai consumatori, emesso dal Regolatore dell'Energia (ARERA) e dal Gestore Servizi Energetici – GSE; v) misure per consentire la realizzazione di stazioni di rifornimento di idrogeno presso aree di servizio autostradali, magazzini logistici, porti, ecc. tramite Accordo tra il Ministero della Transizione Ecologica e il Ministero delle Infrastrutture e della Mobilità Sostenibile per definire le aree di rifornimento selezionate lungo il locale della stazione di rifornimento per la realizzazione di corridoi H2, partendo dalle regioni del Nord Italia fino alla Pianura Padana e agli hub logistici.

- Misure volte a promuovere la competitività dell'idrogeno: In aggiunta ai punti definiti sopra, la componente include altre misure di stimolo alla produzione e al consumo dell'idrogeno, che dovranno facilitarne l'integrazione del sistema energetico. In particolare, la riforma prevede l'istituzione di: i) incentivi fiscali per sostenere la produzione di idrogeno verde in considerazione del suo impatto ambientale neutro (tasse verdi), incluso in progetto più ampio di revisione generale della tassazione dei prodotti energetici e delle sovvenzioni inefficienti ai combustibili fossili; ii) misure per la diffusione del consumo di idrogeno verde nel settore dei trasporti attraverso il recepimento della Direttiva Europea RED II.

3.1.3 Programmazioni regionali per energia e cambiamento climatico

In materia di energia, la legislazione dell'Emilia-Romagna fa riferimento al PER, ossia al Piano Energetico Regionale, il quale individua le strategie e gli obiettivi della Regione per il raggiungimento sei target comunitari e italiani per clima ed energia al 2030.

Sulla base dei dati forniti dall'Osservatorio Energia di ARPAE, è possibile fornire la stima dei consumi finali e del peso delle fonti rinnovabili in Emilia-Romagna. Sulla base di tali dati, emerge che nel 2019 i consumi finali lordi in Emilia-Romagna sono risultati pari a 12.862 ktoe, un valore in calo di circa il 2,5% rispetto a quello del 2018. Di questi, 1.767 ktoe sono costituiti da consumi da fonti rinnovabili, pari quindi al 13,7% dei consumi complessivi.

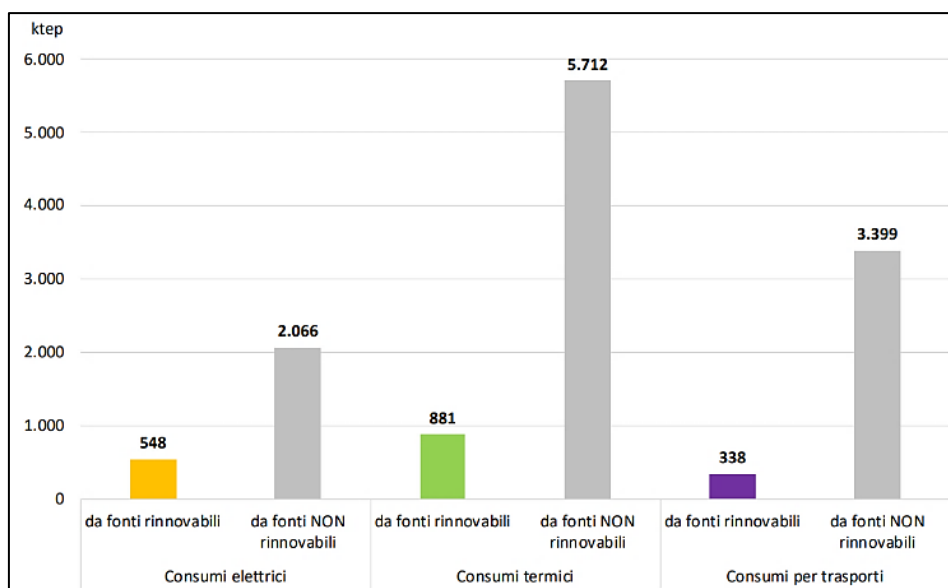


Figura 12: Consumi finali rinnovabili e non rinnovabili in Emilia-Romagna (Fonte: elaborazioni ART-ER su dati ARPAE)

In generale, i consumi termici rappresentano in Regione la quota maggioritaria (51%) dei consumi complessivi, quelli per trasporto circa il 29% mentre quelli elettrici circa il 20%. Il settore con la quota più significativa di fonti rinnovabili è quello elettrico, dove le FER coprono il 21% dei consumi finali; nel settore termico le FER rappresentano il 13,4% mentre nei trasporti il 9%.

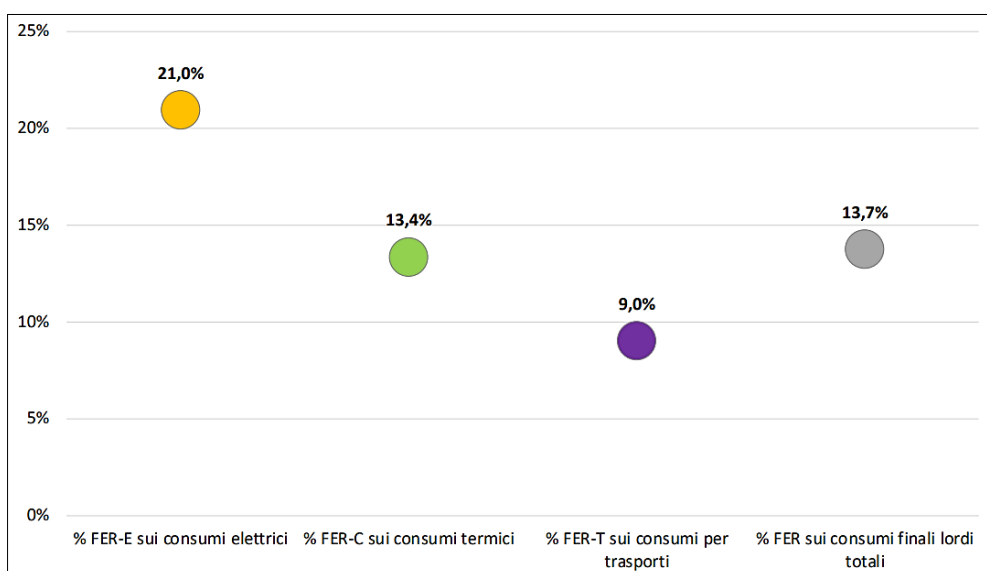


Figura 13: Peso del consumo di fonti rinnovabili sui rispettivi consumi finali in Emilia-Romagna (Fonte: elaborazioni ART-ER su dati ARPAE)



Il PER viene attuato tramite Piani Triennali di Attuazione approvati dall'Assemblea Regionale su proposta della Giunta. L'ultimo PTA disponibile comprende il triennio 2017-2019 mentre è in fase di elaborazione il PTA per il triennio 2022-2024 (v. Cap. 3.1.3.2).

In generale, lo scopo del PER, tramite i Piani di Attuazione, è il potenziamento dell'economia verde e lo sviluppo di energie rinnovabili, il risparmio energetico, il miglioramento dell'efficienza energetica e il rafforzamento della ricerca, della formazione e dell'innovazione.

Il quadro dell'Emilia-Romagna nell'ambito delle energie rinnovabili mostra aspetti contrastanti.

Da un lato si posiziona come la quarta regione italiana per consumi finali lordi di energia derivante da fonti rinnovabili in termini assoluti (ktep), dietro solo a Lombardia, Piemonte e Veneto. Tuttavia, se si prende in considerazione la quota in termini percentuali di energia finale lorda consumata da fonti rinnovabili sul totale, scivola in terzultima posizione. Ciò significa che nonostante l'Emilia-Romagna si posizioni bene per quanto riguarda la potenza installata totale da impianti di energia da fonti rinnovabili, la sua natura "energivora" fa sì che gli sforzi in ambito di produzione di energia verde non siano ancora sufficienti per avere un'incidenza sul totale dell'energia consumata soddisfacenti. Infatti, ad oggi solo l'11,1% dell'energia consumata nella regione proviene da fonti rinnovabili.

Ciò lascia spazio a grandi margini di miglioramento, raggiungibili anche e non solo attraverso il progetto Agnes.

3.1.3.1 Piano Energetico Regionale dell'Emilia-Romagna (PER)

Il Piano Energetico Regionale (PER) rappresenta il documento di riferimento per le politiche regionali dell'Emilia-Romagna in materia di energia al 2030. Attraverso il Piano, la Regione Emilia-Romagna incorpora gli obiettivi europei al 2020, al 2030 e al 2050 in termini di clima e di energia nelle strategie per lo sviluppo energetico regionale in quanto suddetti fattori sono considerati fondamentali per la definizione delle politiche regionali attinenti.

La Regione, così come lo Stato italiano, si impegna a raggiungere l'obiettivo europeo al 2050 di una riduzione delle emissioni dell'80% rispetto al 1990. Questo fine sarà possibile tramite la decarbonizzazione completa del settore elettrico e una progressiva conversione alle rinnovabili per abbandonare i combustibili fossili. Il PER delinea due scenari energetici per la definizione della strategia regionale:

- scenario energetico "Tendenziale": è lo scenario che tiene conto delle politiche europee e nazionali e degli sviluppi raggiunti fino a questo momento e, per questa ragione, non considera nuovi interventi ad alcun livello;
- scenario energetico "Obiettivo": è lo scenario attuativo del PER e mira ad ottenere i traguardi prefissati dall'Unione Europea supportando l'introduzione di buone pratiche considerate praticabili nel territorio regionale.



In modo tale da raggiungere i fini individuati dallo scenario obiettivo, la Regione Emilia-Romagna crea una rete di coordinamento tra le politiche interne e gli strumenti programmatori e normativi vigenti. Lo scopo finale è quello di seguire le traiettorie di crescita delimitate dall'EU.

Nel caso si monitorassero degli scostamenti da questo percorso il PER prevede intervenire prontamente attuando delle correzioni agli strumenti disponibili. Il PER evidenzia l'importanza del settore rinnovabile nel secondo obiettivo generale, il quale indica come di fondamentale importanza l'apporto energetico proveniente da fonti rinnovabili per ottenere una green economy caratterizzata da basse emissioni. La Regione ritiene che i traguardi comunitari per le rinnovabili risultino raggiungibili già nello scenario tendenziale.

Per questa ragione il PER esplicita la necessità di potenziare le capacità del territorio e sviluppare le tecnologie più adatte in termini di impatto sull'ambiente e costi. In generale, la Regione si impegna a contribuire allo sviluppo delle rinnovabili sostenendo l'edificazione di impianti e il progresso delle nuove tecnologie, aggiornando la pianificazione per la localizzazione delle infrastrutture per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Il PER stima, nello scenario obiettivo, che l'elettricità prodotta dalle FER supereranno il 34% dei consumi finali lordi elettrici al 2030.

Si prevede che questa energia sarà prodotta soprattutto da impianti fotovoltaici e bioenergetici.

In particolare, è previsto che il solare cresca fino ad oltre 4.3 GW installati al 2030. In aggiunta, si presume che l'eolico arriverà fino a 77 MW al 2030 con un minimo di 45 MW al 2020. L'eolico salirebbe a 45 MW nel 2020 arrivando a 77 MW nel 2030. Tale sviluppo porterà a una dismissione delle centrali alimentate da fonti fossili, le quali costituiranno solo 3.8 GW nel 2030 in paragone ai 6.2 GW del 2014.

In sintesi, il PER prende atto della situazione energetica attuale e sottolinea che il raggiungimento degli obiettivi europei dipenderà sia da fattori interni, o endogeni, di politica regionale che da fattori esterni, o esogeni, derivanti da politiche sovra-regionali e internazionali. Per questa ragione, la Regione Emilia-Romagna individua come di fondamentale importanza la cooperazione tra Enti locali, Province, Regioni e Governo centrale nel disporre politiche energetiche efficaci.

3.1.3.2 Piano Triennale di Attuazione (PTA)

Come anticipato, il PER viene attuato tramite Piani Triennali di Attuazione di questi l'ultimo disponibile comprende il triennio 2017-2019.

Il PTA 2017-2019 determina Assi, Azioni e risorse finanziarie, funzionali al raggiungimento degli obiettivi presenti nel PER, che siano in linea con lo sviluppo territoriale e l'inserimento delle politiche a livello nazionale ed europeo a quelle regionali e locali. Assi e Azioni proposti rappresentano le politiche attuative che la Regione ha individuato per far bilanciare le esigenze economiche, produttive, sociali ed ambientali con lo sviluppo del sistema energetico regionale in un sistema dove la produzione dell'energia investe sempre di più un ruolo primario nelle dinamiche di sviluppo produttivo e della qualità della vita degli abitanti. Sono considerati di particolare importanza gli Assi di intervento, ovvero l'insieme di principali azioni strategiche che la Regione attua mette in atto.



Di seguito sono elencati gli Assi di intervento per il triennio 2017-2019:

- Asse 1, sviluppo del sistema regionale della ricerca, innovazione e formazione;
- Asse 2, sviluppo della green economy e dei green jobs;
- Asse 3, qualificazione delle imprese (industria, terziario e agricoltura);
- Asse 4, qualificazione edilizia, urbana e territoriale;
- Asse 5, sviluppo della mobilità sostenibile;
- Asse 6, regolamentazione del settore;
- Asse 7, sostegno del ruolo degli Enti locali;
- Asse 8, informazione, orientamento e assistenza tecnica.

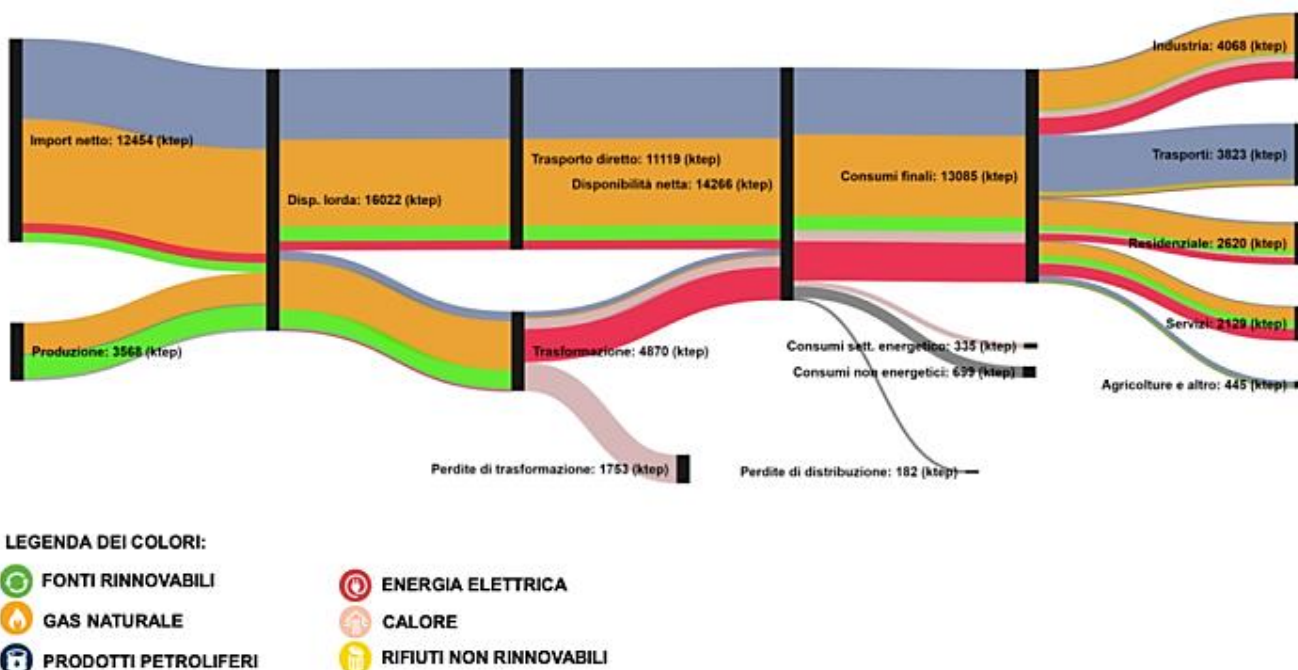


Figura 14: Rappresentazione con diagramma di Sankey del bilancio energetico di sintesi dell'Emilia-Romagna nel 2017 in ktep (fonte: dati ARPAE)

È attualmente in corso l'elaborazione del Piano Triennale di Attuazione per il triennio 2020-2022.

La proposta di piano è stata approvata con la Delibera n. 1091 del 27 giugno 2022 della Giunta Regionale ed è stata elaborata sulla base di quanto previsto nel Piano Energetico Regionale 2030, ma tenendo conto della forte accelerazione a livello comunitario, nazionale e regionale registrata dal processo di transizione energetica ed ecologica.

Il PTA 2022-2024 rappresenta l'insieme delle azioni che la Regione intende sviluppare nei prossimi tre anni per preparare la strada ai profondi cambiamenti che attendono l'economia regionale, partendo da una forte



sensibilizzazione del mondo produttivo, delle Istituzioni, della ricerca e della formazione. I cambiamenti necessari richiedono infatti uno sforzo di tutta la società regionale per accrescere l'efficienza energetica, ridurre i consumi di materie prime ed energia, coprire i consumi energetici in maniera progressivamente crescente con le fonti rinnovabili. Per fare questo è indispensabile che siano adottate rapidamente tutte le riforme indicate nei documenti strategici e programmatici a livello europeo e nazionale, a partire dalla semplificazione profonda delle procedure autorizzative e delle regole di mercato.

Le ingenti risorse messe a disposizione dal PNRR rappresentano un'occasione unica per avviare un percorso in grado di affrontare le sfide della transizione ecologica all'interno di una visione prospettica di lungo periodo.

La proposta di PTA individua gli assi, le azioni e le risorse per il triennio 2022-2024 e fornisce una stima dei risultati attesi sulla base delle risorse disponibili e dei potenziali investimenti da realizzare nel periodo.

Gli obiettivi del piano sulle energie Rinnovabili vengono riportati nella tabella seguente.

Tabella 11: Obiettivi sulle fonti rinnovabili in Emilia-Romagna (fonte: elaborazione ART-ER)

| | Stato attuale (2019) | 2024 | 2030 |
|---------------------------------------|---|--------------------------|---------------------------|
| Scenario tendenziale PER | 14% di copertura con FER dei consumi finali lordi | 16% (traiettoria PER) | 18% |
| Scenario obiettivo PER | | 19% (traiettoria PER) | 27% |
| Obiettivo UE attuale | | - | 32% |
| Obiettivo UE Green Deal | | - | 40% |
| Patto per il Lavoro e il Clima | | - | 50 ÷ 60% (traiettoria) |

3.1.4 Il quadro programmatico e di pianificazione a livello locale

Il presente capitolo ha lo scopo di esaminare il contesto programmatico e di pianificazione territoriale nel quale si localizza l'opera in esame.

Si evidenzia che la normativa di riferimento per l'individuazione degli strumenti fondamentali della programmazione territoriale e urbanistica è stata recentemente aggiornata con l'entrata in vigore, a partire dal 1/1/2018, della L.R. 24 del 21/12/2017. Tale Legge definisce i nuovi strumenti di pianificazione territoriale ed urbanistica distinguendo tra:



- **Strumenti di Pianificazione Regionale:**

- Piano Territoriale Regionale (PTR), caratterizzato dall'integrazione di una componente strategica e una strutturale, che ricomprende e coordina, in un unico strumento di pianificazione relativo all'intero territorio regionale, la disciplina per la tutela e la valorizzazione del paesaggio e la componente territoriale del Piano regionale integrato dei trasporti (PRIT);

- **Strumenti di Pianificazione di Area Vasta:**

- Piano Territoriale Metropolitan (PTM), predisposto dalla Città Metropolitana di Bologna in coerenza con gli indirizzi del Piano Strategico Metropolitan, avente lo scopo di definire le scelte strategiche e strutturali di assetto del territorio funzionali alla cura dello sviluppo sociale ed economico territoriale nonché alla tutela e valorizzazione ambientale dell'area metropolitana;
- Piano Territoriale di Area Vasta (PTAV), predisposto dalle Province, eventualmente anche in forma associata ed avente la funzione di pianificazione strategica d'area vasta e di coordinamento delle scelte urbanistiche strutturali dei Comuni e loro Unioni che incidano su interessi pubblici che esulano dalla scala locale;

- **Strumenti di Pianificazione Comunale:**

- Piano Urbanistico Generale (PUG), che stabilisce la disciplina di competenza comunale sull'uso e la trasformazione del territorio, con particolare riguardo ai processi di riuso e di rigenerazione urbana;

- **Accordi operativi e i piani attuativi di iniziativa pubblica** con i quali, in conformità al PUG, l'amministrazione comunale attribuisce i diritti edificatori, stabilisce la disciplina di dettaglio delle trasformazioni e definisce il contributo delle stesse alla realizzazione degli obiettivi stabiliti dalla strategia per la qualità urbana ed ecologico-ambientale.

La L.R. 24/2017 precisa, all'art. 3, comma 1, che *"I Comuni [...] avviano il processo di adeguamento della pianificazione urbanistica vigente entro il termine perentorio di tre anni dalla data della sua entrata in vigore e lo concludono nei due anni successivi, con le modalità previste dal presente articolo"*.

Analogamente l'art. 76, comma 1, della medesima legge dispone che *"La Regione, la Città metropolitana di Bologna e i soggetti di area vasta adeguano i propri strumenti di pianificazione territoriale alle previsioni della presente legge entro tre anni dalla data di entrata in vigore della stessa"*.

Non essendo ancora stati adeguati gli strumenti di pianificazione ai sensi della nuova Legge Regionale, ai fini del presente studio si fa ancora riferimento alle disposizioni dei Piani predisposti in attuazione della L.R. 20/2000 e s.m.i..

Attualmente, con atto del Presidente della Provincia n.162 del 24.12.2021 è stata validata la documentazione preliminare del nuovo piano territoriale provinciale (PTAV), mentre il PUG del Comune di Ravenna risulta assunto con G.C. del 14/01/2022.



3.1.4.1 Piano Territoriale Paesaggistico Regionale (PTPR) dell'Emilia-Romagna

Il Piano Territoriale Paesaggistico Regionale (PTPR) è la parte del Piano Territoriale Regionale (PTR) che fa da riferimento alla pianificazione e alla programmazione regionale per la conservazione dei paesaggi regionali.

Il PTPR, ai sensi dell'art. 40-quater della L.R. 20/2000 introdotto con la L.R. n. 23 del 2009 in attuazione del D.lgs. 42/2004, ha il compito di definire obiettivi e politiche di tutela e valorizzazione del territorio regionale. La salvaguardia del territorio è attuata avendo particolare attenzione del valore paesaggistico, storico, culturale, naturale e morfologico-estetico.

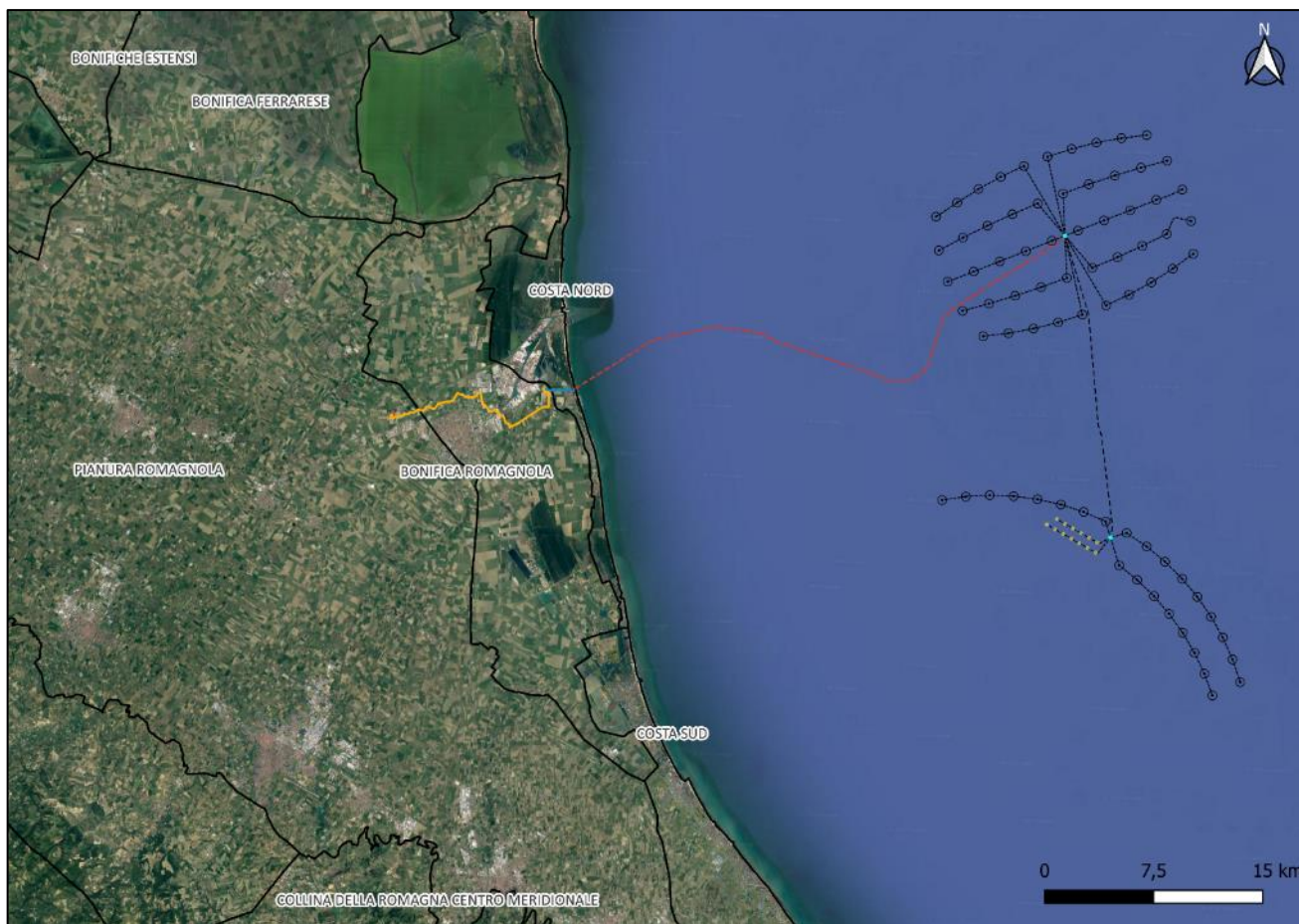
Le strategie adottate per la tutela paesistica sono definite dal quadro normativo di riferimento, il quale fornisce le indicazioni per la pianificazione provinciale e comunale. Gli artt. 1 e 2 del PTPR definiscono finalità e oggetti del Piano. In particolare, vengono indicati come obiettivi:

- la conservazione del patrimonio storico e culturale del territorio e della complicata relazione con le popolazioni residenti e con le attività umane;
- la garanzia di un certo livello di qualità dell'ambiente naturale ed antropizzato e della sua fruizione collettiva;
- la salvaguardia del territorio e delle sue risorse;
- l'individuazione delle azioni necessarie al mantenimento, al ripristino e all'integrazione dei valori paesaggistici e ambientali anche attraverso la produzione di piani e progetti specifici.

Gli art. 2 e 6 del Piano individuano e delineano le unità del paesaggio, descritte al c. 2 dell'art. 2 come *“ambiti territoriali aventi specifiche, distintive ed omogenee caratteristiche di formazione ed evoluzione, da assumere come specifico riferimento nel processo di interpretazione del paesaggio e di attuazione del Piano stesso”*.

In totale vengono individuate 23 unità del paesaggio.

Il progetto ricade nelle unità n. 1 “Costa Nord”, n. 4 “Bonifica Romagnola” e n. 7 “Pianura Romagnola” (Figura 15).



Legenda

ON-SHORE

- Pozzetto di giunzione
- AGNES Ravenna Porto
- Elettrodotto interrato 380 kV
- Elettrodotto interrato 220 kV
- Stazione di connessione a RTN

OFF-SHORE

- Aerogeneratori
- Sottostazione elettrica offshore
- Impianto fotovoltaico galleggiante
- Elettrodotti marini 66 kV
- Elettrodotto marino 220 kV collegamento
- Elettrodotto marino 220 kV principale

Figura 15: Unità di Paesaggio individuate dal PTPR per l'area in esame (fonte: Elaborazione Qgis su dati PTPR)

In relazione alle **aree marine**, il PTPR non ha giurisdizione.

Di conseguenza, il parco offshore in progetto non interessa nessuna zona soggetta a tutela.

Il caviodotto in arrivo dal parco offshore sulla costa (linea tratteggiata rossa parzialmente visibile in Figura 16), ricade nel "Sistema Costiero" (art.12 delle NTA) e interessano zone identificate come "Zone di Riqualificazione della Costa e Arenile" (art. 13) e "Zone di tutela naturalistica" (art. 25 delle NTA).



I suddetti elettrodotti arriveranno al punto di giunzione costiero attraverso tecnologia TOC o affine (fino a 20 metri di profondità) in grado di superare i tratti più critici senza alcuno scavo aperto riducendo al minimo le interferenze con elementi di sensibilità presenti in superficie (dune, zone di interesse naturalistico, strade, tubature, etc.)

Per quanto riguarda le **opere a terra** (onshore), l'area in cui si effettuerà il pozzetto di giunzione ricade anch'essa nel "Sistema Costiero" e nelle "Zone Urbanizzate ambito costiero e ambiti di qualificazione immagine turistica", disciplinate secondo l'art. 14 delle NTA.

L'area interessata dalla nuova stazione elettrica di trasformazione **SSE-BESS-P2H2** ricade nel "sistema costiero", anche il percorso degli elettrodotti 220 kV si trova nel medesimo ambito e in parte il percorso degli elettrodotti 380 kV. Tale percorso interessano inoltre l'area di pertinenza del canale Candiano identificata come "Invasi e alvei di laghi, bacini e corsi d'acqua" normata all'art. 18.

Secondo quanto riportato nell'art. 13 gli strumenti di pianificazione e di attuazione della pianificazione, comunali od intercomunali, definiscono l'assetto, le trasformazioni prescritte e quelle consentite, gli usi ammissibili, delle zone di riqualificazione della costa (§ 3.1.4.4).

Per quanto concerne l'area identificata in "Zone di tutela naturalistica" l'art. 25 al comma 1 specifica che anche in questo caso le zone di tutela naturalistica devono essere disciplinate dagli strumenti di pianificazione provinciali o comunali, con l'osservanza degli indirizzi di cui al presente articolo delle Norme Tecniche. Al Comma 3 si specifica inoltre che "Nelle zone di cui al primo comma, non possono in alcun caso essere consentiti o previsti l'esercizio di attività suscettibili di danneggiare gli elementi geologici o mineralogici, né l'introduzione in qualsiasi forma di specie animali selvatiche e vegetali spontanee non autoctone."

Per quanto riguarda l'area di attraversamento del Candiano da parte dell'elettrodotto 380 kV, l'articolo 18 che norma le l'area detta quanto segue al comma 2:

[...] Sono ammesse esclusivamente, nel rispetto di ogni altra disposizione di legge o regolamento in materia, e comunque previo parere favorevole dell'ente od ufficio preposto alla tutela idraulica:

a. la realizzazione delle opere connesse alle infrastrutture ed attrezzature di cui ai commi quinto, sesto e settimo nonché alle lettere c., e. ed f. dell'ottavo comma, del precedente articolo 17, fermo restando che per le infrastrutture lineari e gli impianti, non completamente interrati, può prevedersi esclusivamente l'attraversamento in trasversale; [...]

[sottolineatura a cura del redattore]

Al comma 5 dell'articolo 17 troviamo le seguenti opere connesse alle infrastrutture ed attrezzature.

[...] a) linee di comunicazione viaria, ferroviaria anche se di tipo metropolitano ed idroviaria;

b) impianti atti alla trasmissione di segnali radiotelevisivi e di collegamento nonché impianti a rete e puntuali per le telecomunicazioni;

c) invasi ad usi plurimi;

d) impianti per l'approvvigionamento idrico nonché quelli a rete per lo scolo delle acque e opere di captazione e distribuzione delle acque ad usi irrigui;



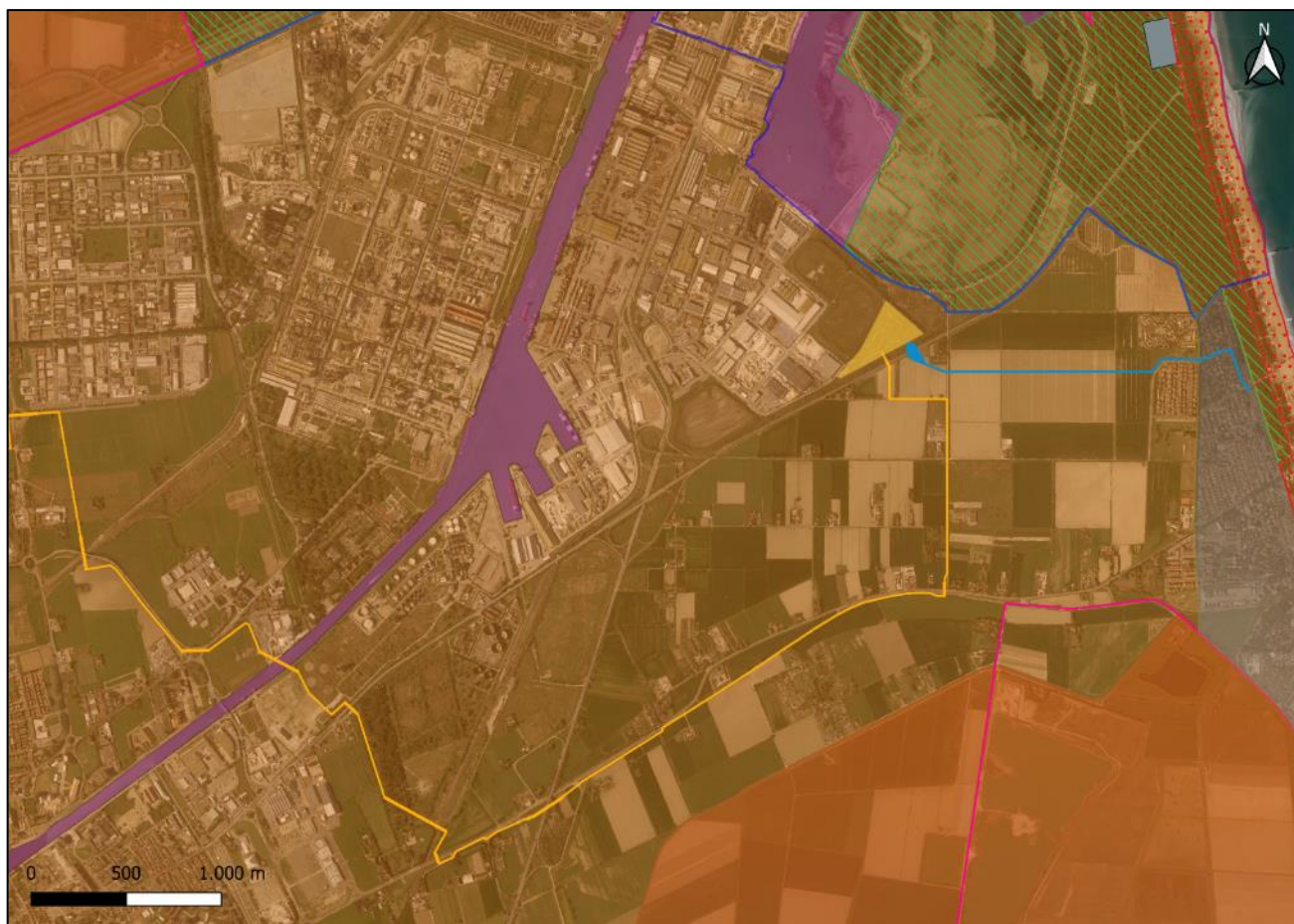
e) sistemi tecnologici per la produzione di energia idroelettrica e il trasporto dell'energia e delle materie prime e/o dei semilavorati;

f) approdi e porti per la navigazione interna;

g) aree attrezzabili per la balneazione;

h) opere temporanee per attività di ricerca nel sottosuolo che abbiano carattere geognostico; [...]

[sottolineatura a cura del redattore]



Legenda

ON-SHORE

- | | |
|--|---|
| Area Pozzetto di Giunzione (Parcheggio) | Art. 16 - Colonie marine |
| Pozzetto di Giunzione (Parcheggio) | Edifici delle colonie marine e aree di pertinenza - art. 16 c.1 a |
| elettrodotto 220 kV | Invasi e alvei di laghi, bacini e corsi d'acqua - art. 18 |
| Stazione elettrica di trasformazione SSE-BESS-P2H2 | Zone di particolare interesse paesaggistico - art. 19 |
| elettrodotto 380kV | Art. 23 - Zone di interesse storico-testimoniale |
| Stazione Elettrica Terna La Canala | I terreni agricoli interessati da bonifiche storiche di pianura - art. 23 c.1 c |
| Zone di riqualificazione della costa e dell'arenile - art. 13 | Art. 30 - Parchi nazionali e regionali |
| Zone urbanizzate in ambito costiero e ambiti di riqualificazione dell'immagine turistica - art. 14 | Parco nazionale - art. 30 |
| | Art. 21 - Zone ed elementi di interesse storico-archeologico |
| | Zone di tutela naturalistica - art. 25 |
| | Sistema costiero - art. 12 |

Figura 16: Mappa dei vincoli individuati dal PTPR per la porzione di territorio interessata dalle opere di approdo dei cavidotti (pozzetto di giunzione) e dal percorso degli elettrodotti verso la stazione SSE-BESS-H2P2 (fonte: Elaborazione Qgis su cartografia digitale PTPR)



Dall'analisi della Figura 17 è possibile osservare l'assenza di vincoli individuati dal PTPR nell'area di arrivo degli elettrodotti 380 kV presso la stazione Terna La Canala.

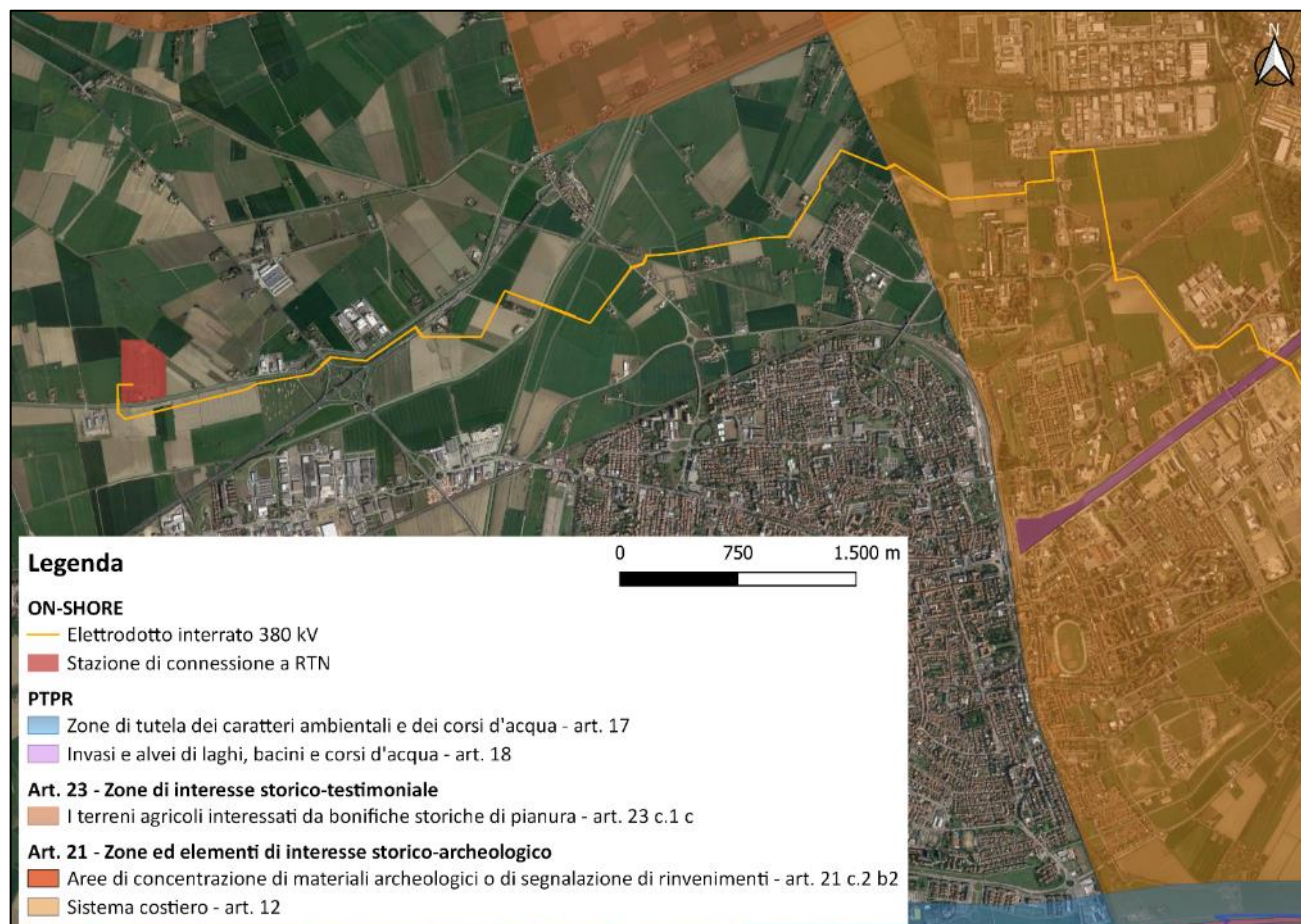


Figura 17: Mappa dei vincoli individuati dal PTPR per la porzione di territorio interessata dal percorso degli elettrodotti 380 kV in arrivo alla Stazione Terna La Canala (fonte: Elaborazione Qgis su cartografia digitale PTPR)

3.1.4.2 Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale (PTCP) della Provincia di Ravenna

Il PTCP della Provincia di Ravenna è stato approvato con delibera n. 9 del Consiglio Provinciale del 28/02/2006 e successivamente più volte modificato. Il Piano è redatto ai sensi dell'art. 20 del D.Lgs. 267/2000, dell'art. 57 del D.Lgs. 112/1998 e della L.R. 20/2000 ed è uno strumento di pianificazione generale ispirato ai principi della responsabilità, della leale cooperazione, della sussidiarietà nei rapporti con altri enti governativi e della concertazione con le forze sociali ed economiche.

Tale pianificazione generale è predisposta nel rispetto della pianificazione regionale (PTPR). Il PTCP definisce le strategie per le linee di azione dello sviluppo territoriale, le quali fungono da riferimento per la pianificazione comunale.



Il PTCP costituisce in materia di pianificazione paesaggistica l'unico riferimento per gli strumenti di pianificazione comunali e per l'attività amministrativa attuativa.

Secondo l'art. 1.3 "Efficacia del Piano" comma 2 il PTCP si occupa di:

- orientare l'attività di governo del territorio provinciale e dei territori comunali;
- costituire l'approfondimento e l'attuazione del PTR e del PTRP;
- indirizzare la sintesi e la verifica degli strumenti di programmazione e pianificazione settoriale e della loro elaborazione;
- costituire parametri di riferimento per l'accertamento di conformità degli strumenti di pianificazione urbanistica comunale;
- nei contenuti della Relazione Generale, della Valsat e delle norme vigenti del PTCP in questione, costituire i parametri di riferimento per la definizione del dimensionamento insediativo nel territorio provinciale.

La Tavola 1 del PTCP divide il territorio della provincia di Ravenna in 15 Unità di Paesaggio.

L'area del territorio interessata alle opere onshore di progetto ricade nelle unità di paesaggio n.4 "Bonifica Valle del Lamone", n.5 "Del Porto Della Città", n.6 "Della Costa Nord", e n. 10 "Terre Vecchie" (Figura 18).

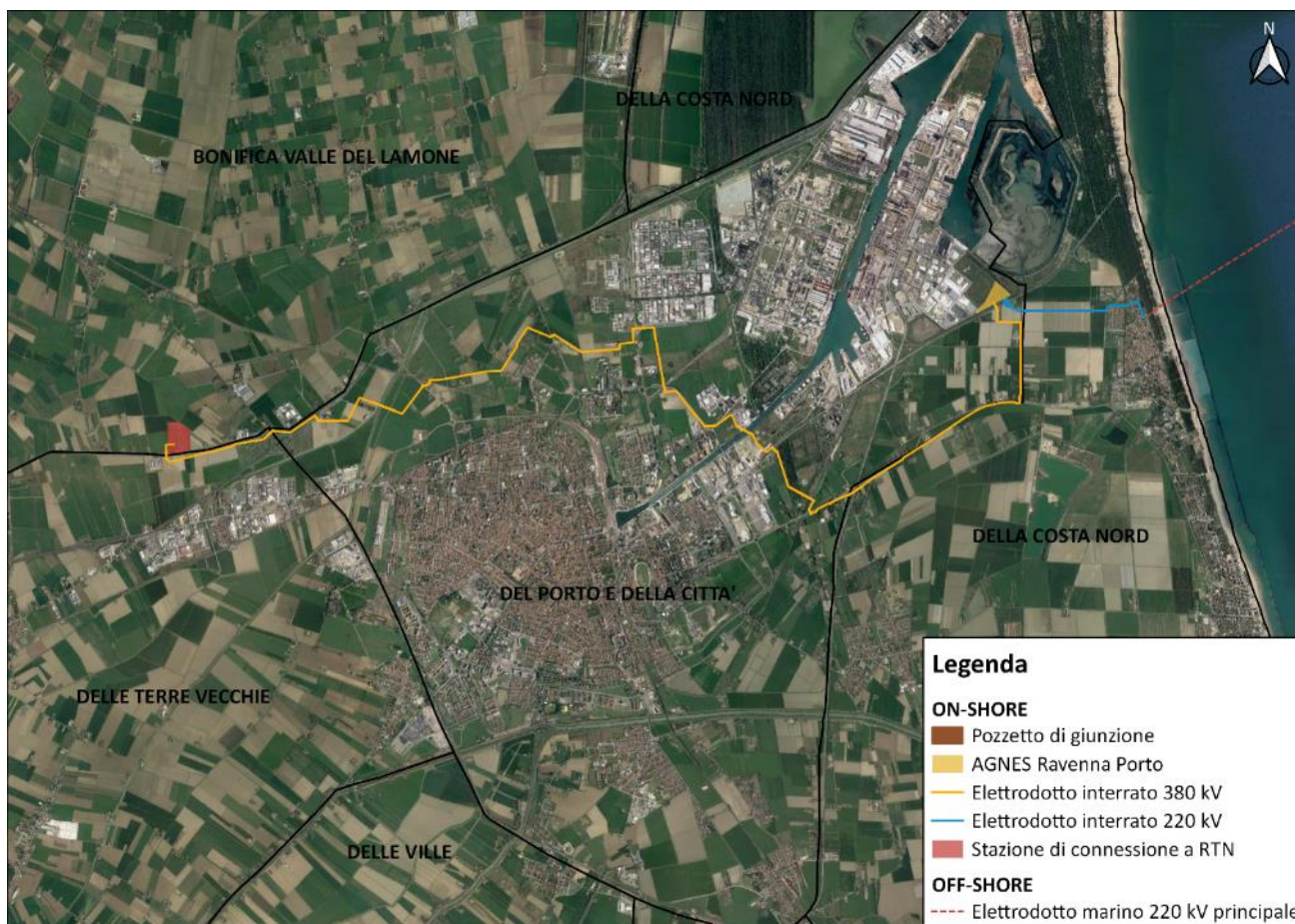


Figura 18: Unità di Paesaggio individuate dal PTCP per la porzione di territorio interessata dalle opere onshore di progetto (fonte: Elaborazione Qgis su cartografia digitale PTCP)

La Tavola 2 riporta la “Tutela dei Sistemi Ambientali e delle Risorse Naturali e Storico-culturali”.

Il caviodotto in arrivo dal parco offshore sulla costa (linea tratteggiata rossa parzialmente visibile in Figura 19), ricade in “Sistemi dunosi costieri di rilevanza storico documentale paesistica” (art. 3.20d) come l’area del pozzetto di giunzione che però è anche interessata da “Zone Urbanizzate in Ambito Costiero” (art. 3.14) e da “Zone di particolare interesse paesaggistico ambientale” (Art. 3.19).

La stazione SSE-BESS-P2H2 rientra nel perimetro del P.R. del porto normata dall’art. 3.12 mentre il percorso degli elettrodotti 380 kV incontra (cerchiato in blu) lungo il percorso verso la stazione Terna La Canala dei “Paleodossi fluviali particolarmente pronunciati” (3.20a), dei “Sistemi dunosi costieri di rilevanza storico documentale paesistica” (3.20d) il “perimetro del P.R. del Porto” (Art. 3.12) e diverse “Strade storiche” (3.24a).

Non si riscontrano altri vincoli diretti del Piano con le opere a terra in progetto.



In particolare, all'art. 3.19 comma 2, per le "Zone di particolare interesse paesaggistico ambientale", si prescrive quanto segue.

[...] 4.(P) Le seguenti infrastrutture ed attrezzature:

- a) linee di comunicazione viaria, nonché ferroviaria anche se di tipo metropolitano;
- b) impianti atti alla trasmissione di segnali radiotelevisivi e di collegamento, nonché impianti a rete e puntuali per le telecomunicazioni;
- c) impianti per l'approvvigionamento idrico e per lo smaltimento dei reflui e dei rifiuti;
- d) sistemi tecnologici per il trasporto dell'energia e delle materie prime e/o dei semilavorati;
- e) opere temporanee per attività di ricerca nel sottosuolo che abbiano carattere geognostico;

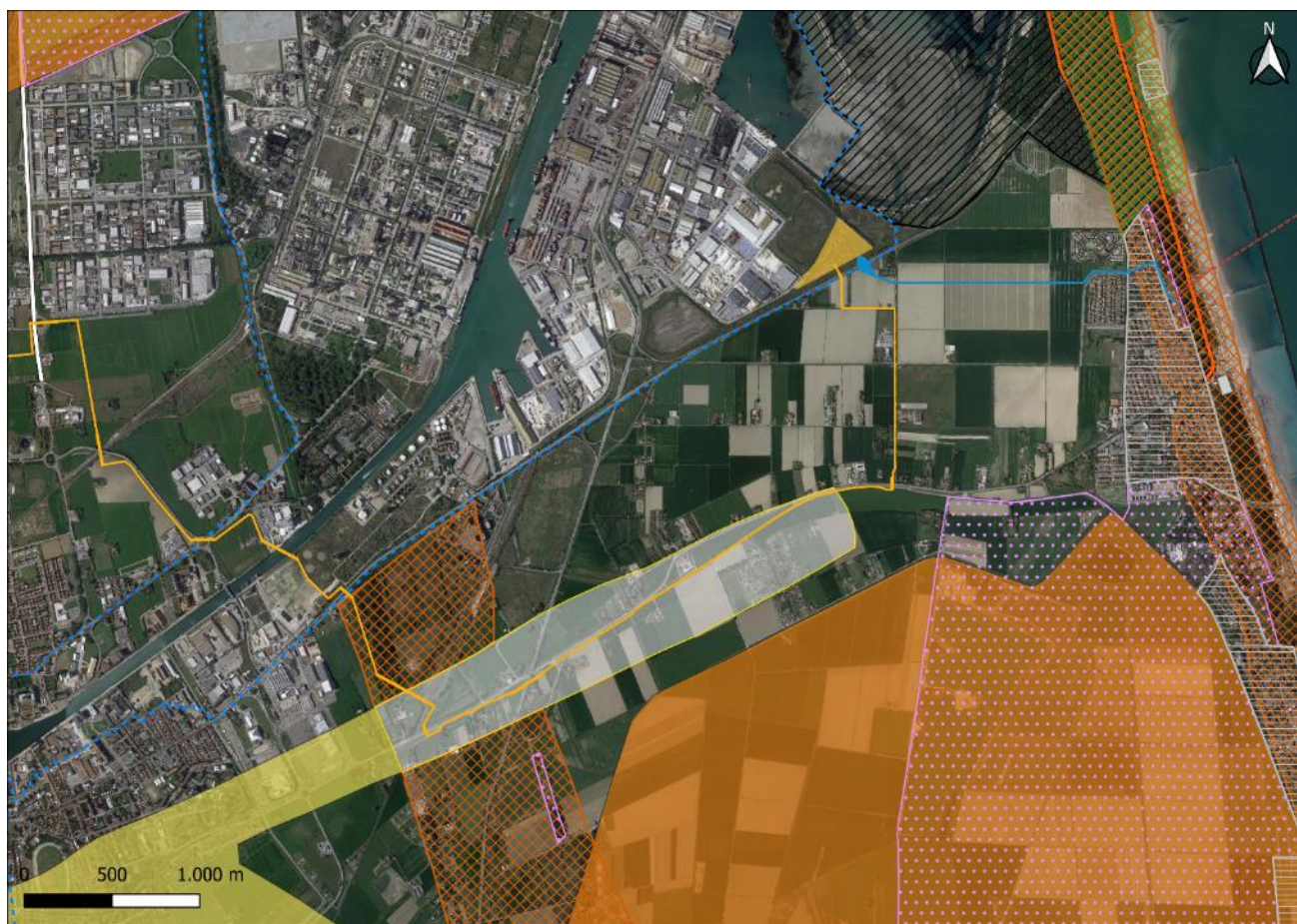
sono ammesse nelle aree di cui al presente articolo qualora siano previste in strumenti di pianificazione nazionali, regionali e provinciali ovvero, in assenza di tali strumenti, previa verifica della compatibilità rispetto alle caratteristiche ambientali e paesaggistiche del territorio interessato. I progetti delle opere dovranno in ogni caso rispettare le condizioni ed i limiti derivanti da ogni altra disposizione, del presente Piano ed essere sottoposti alla valutazione di impatto ambientale, qualora prescritta da disposizioni comunitarie, nazionali e regionali. [...]

[sottolineature a cura del redattore]

Il progetto delle opere a terra, che in sintesi prevede la realizzazione di una stazione SSE-BESS-P2H2 e degli elettrodotti (220 kV e 380 kV) per il trasporto dell'energia prodotta dal parco eolico offshore alla stazione Terna La Canala, rientra nei sistemi tecnologici per il trasporto dell'energia ammessi ai sensi dell'art. 3.19 comma 2 del PTCP per le "zone di particolare interesse paesaggistico e ambientale".

Allo stesso modo al comma 11 dell'articolo 3.20 che norma le particolari disposizioni di tutela di specifici elementi quali dossi di pianura e calanchi riporta la seguente prescrizione "[...] sistemi dunosi di rilevanza storico documentale paesistica" si applicano gli stessi indirizzi e prescrizioni di cui al precedente art. 19, spetta alla pianificazione comunale generale l'eventuale emanazione di ulteriori norme di tutela. In tali zone, fermo restando l'obbligo di salvaguardare la testimonianza storico-documentale e paesistica dell'elemento individuato, sono ammessi gli interventi pubblici e di interesse pubblico miranti alla conservazione e protezione dell'ambiente dall'avanzamento del cuneo salino. [...]".

Non si rileva quindi alcuna incoerenza con le prescrizioni del PTCP relative alla tutela dei Sistemi Ambientali e delle Risorse Naturali e Storico-culturali.



Legenda

ON-SHORE

- | | |
|--|---|
| Pozzetto di giunzione | Art. 16 - Colonie marine |
| AGNES Ravenna Porto | Edifici delle colonie marine e aree di pertinenza - art. 16 c.1 a |
| Elettrodotto interrato 380 kV | Invasi e alvei di laghi, bacini e corsi d'acqua - art. 18 |
| Elettrodotto interrato 220 kV | Zone di particolare interesse paesaggistico - art. 19 |
| Stazione di connessione a RTN | Art. 23 - Zone di interesse storico-testimoniale |
| Zone di riqualificazione della costa e dell'arenile - art. 13 | I terreni agricoli interessati da bonifiche storiche di pianura - art. 23 c.1 c |
| Zone urbanizzate in ambito costiero e ambiti di riqualificazione dell'immagine turistica - art. 14 | Art. 30 - Parchi nazionali e regionali |
| | Parco nazionale - art. 30 |
| | Art. 21 - Zone ed elementi di interesse storico-archeologico |
| | Zone di tutela naturalistica - art. 25 |
| | Sistema costiero - art. 12 |

Figura 19: Estratto della Tavola 2 "Tutela dei Sistemi Ambientali e delle Risorse Naturali e Storico-culturali" su zona di approdo dei cavidotti e stazione SSE-BESS-P2H2 (fonte: Elaborazione Qgis su dati cartografici del PTCP di Ravenna)

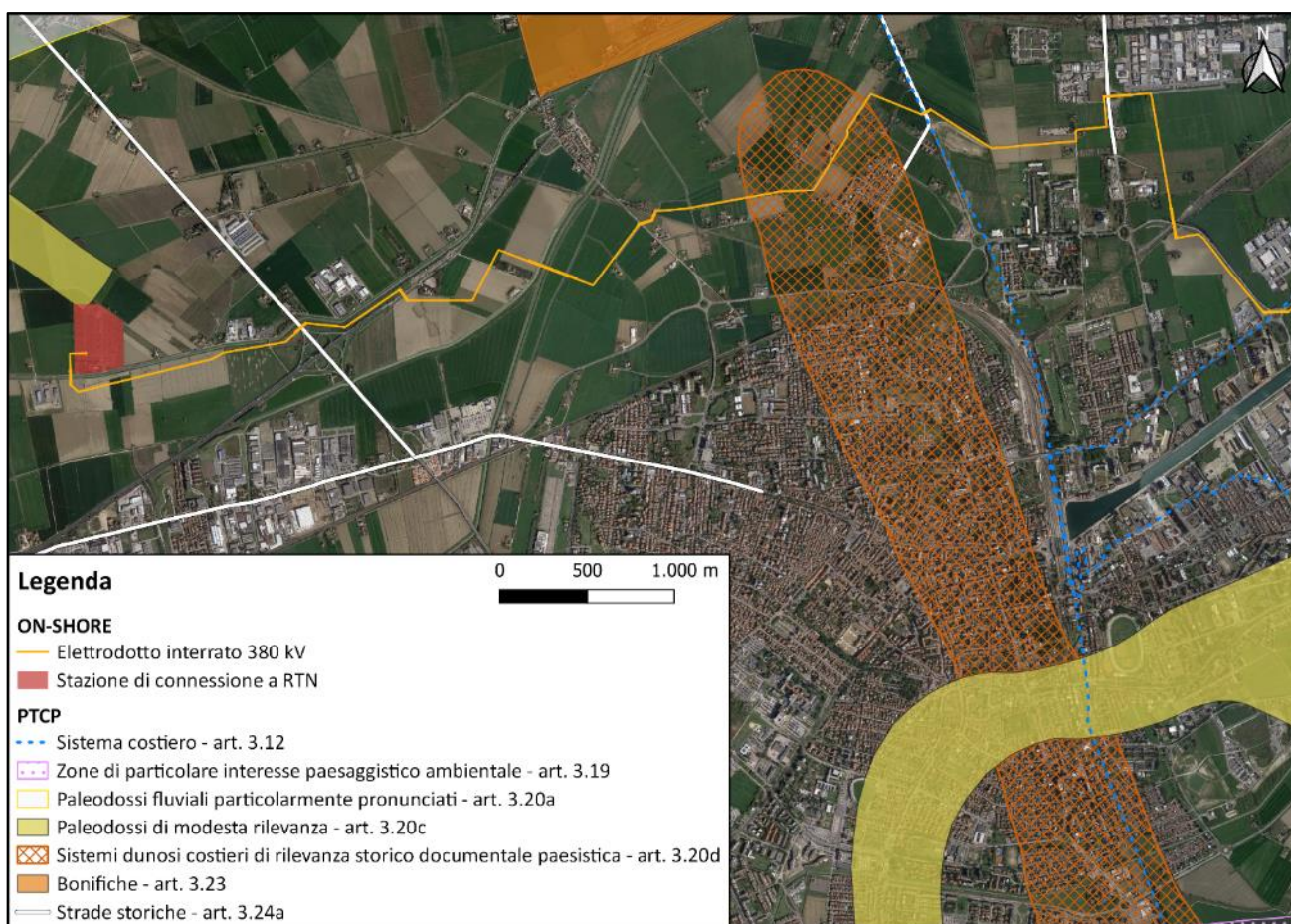


Figura 20: Estratto della Tavola 2 “Tutela dei Sistemi Ambientali e delle Risorse Naturali e Storico-culturali” su parte del percorso degli elettrodotti 380 kV e stazione elettrica Terna (fonte: Elaborazione Qgis su dati cartografici del PTCP di Ravenna)

Infine, in Figura 21 si riporta uno stralcio della Tavola 3 “Carta della vulnerabilità degli acquiferi” dalla quale è possibile osservare come gran parte del comune di Ravenna, nella zona costiera, sia interessata da una “Aree di protezione delle acque sotterranee costiere” normata dagli articoli 5.3, 5.7 e 5.11 delle Norme di Piano delle quali si riporta di seguito alcune prescrizioni.

Articolo 5.3 - Zone di protezione finalizzate alla tutela delle risorse idriche: generalità

[...] 2.(P) Aree di protezione delle acque sotterranee costiere. In considerazione delle evidenze sperimentali di subsidenza costiera e di salinizzazione delle falde per ingressione di acque marine, il PTCP individua una ulteriore zona di protezione delle acque sotterranee in territorio costiero, rappresentata nella Tavola 3. [...]

Art 5.7 - Disposizioni per la zona di protezione delle acque sotterranee in ambito costiero

1.[...] b) (P) per le estrazioni di acque freatiche in corso di cantierizzazione, nelle escavazioni che espongono la falda freatica va limitato l’impiego di pompe well-point ad esclusione delle attività finalizzate a bonifiche e simili; lo scavo deve



essere preferibilmente circondato da dispositivi idonei a limitare l'afflusso delle acque freatiche. L'allontanamento delle sole acque estratte dovrà avvenire preferibilmente per reimmissione diretta in falda freatica mediante pozzo a dispersione. [...]

Art. 5.11 - Misure per il risparmio idrico nel settore civile e acquedottistico civile

1. [...] (I) Il risparmio idrico nel settore civile è perseguito attraverso il raggiungimento del duplice obiettivo del contenimento dei consumi idrici e della riduzione degli emungimenti, mediante interventi finalizzati alla riduzione delle perdite di rete ed interventi infrastrutturali finalizzati alla progressiva sostituzione dei prelievi di acque di falda con opportune derivazioni di acque superficiali. [...]

Sotto questo aspetto si specifica che, nel caso in cui in fase di cantiere si ravveda la necessità di installare dei sistemi di abbassamento della falda, verranno rispettate tutte le prescrizioni del PTCP sopra riportate.

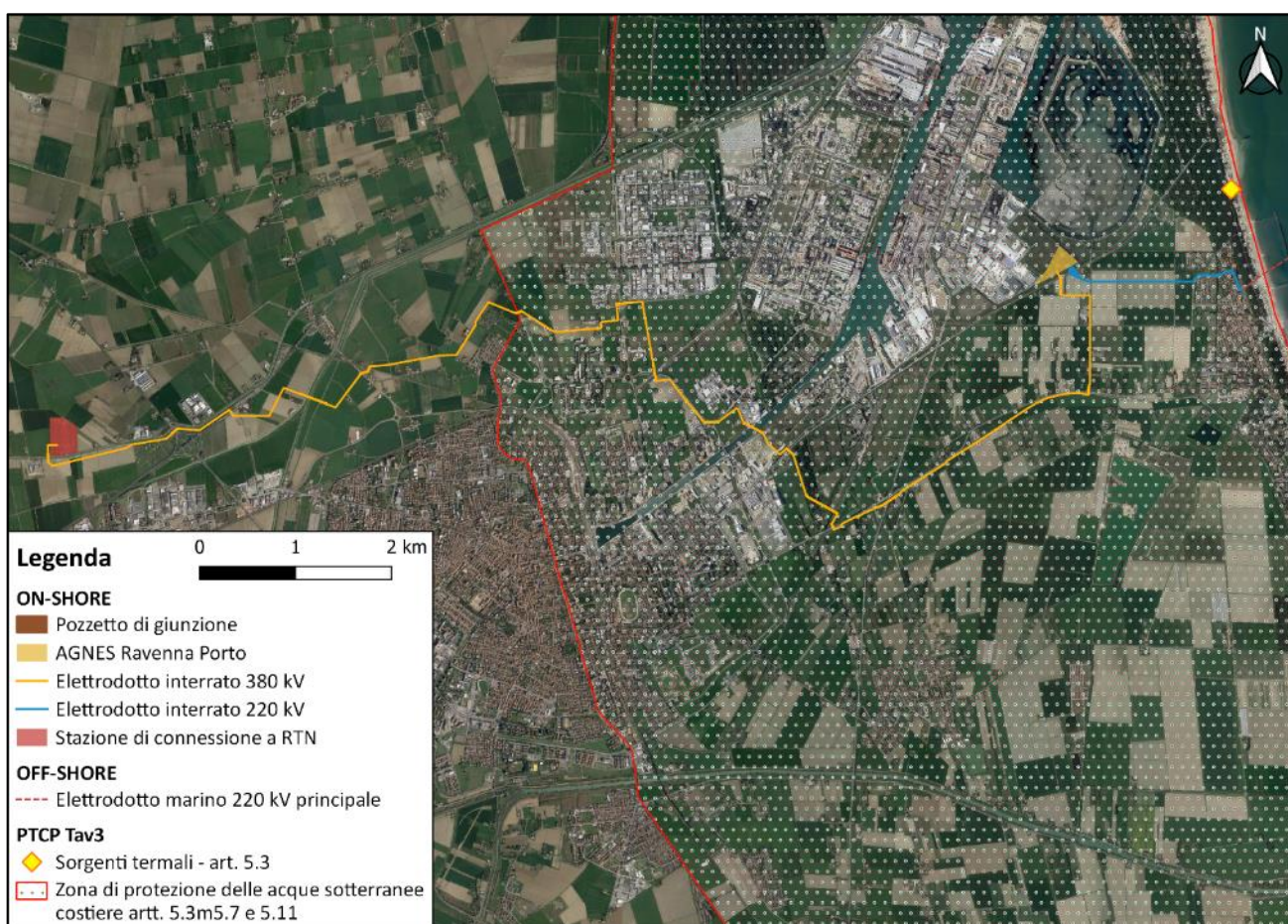


Figura 21: Stralcio della Tavola 3 "Carta della vulnerabilità degli acquiferi" (fonte: Elaborazione Qgis a su dati cartografici del PTCP di Ravenna)



3.1.4.3 Piano strutturale comunale (PSC) di Ravenna

Il Piano Strutturale Comunale è stato adottato dal Comune di Ravenna con deliberazione di C.C. n. 117/50258 del 23/06/2005, poi approvato con deliberazione di C.C. PV 25/2007 del 27/02/2007 e successivamente oggetto di varianti.

Il Piano Strutturale Comunale (PSC) è lo strumento di pianificazione urbanistica generale predisposto dal Comune, con riguardo a tutto il proprio territorio, per delineare le scelte strategiche di assetto e sviluppo e per tutelare l'integrità fisica e ambientale e l'identità culturale dello stesso.

Ai fini dell'applicazione della disciplina di piano, il PSC articola il territorio comunale in Sistemi e Spazi, ciascuno dei quali suddiviso in componenti. In particolare, i Sistemi sono tre:

- il Sistema paesaggistico ambientale;
- il Sistema della mobilità;
- il Sistema delle dotazioni territoriali;

Gli Spazi sono quattro:

- lo Spazio naturalistico;
- lo Spazio rurale;
- lo Spazio portuale;
- lo Spazio urbano.

Per la definizione della disciplina delle trasformazioni fisiche e d'uso del territorio e della città, il PSC articola poi, al loro interno, sia Spazi che Sistemi, in componenti e cioè in parti discrete del territorio e della città cui applicare, in modo significativo, le regole, le direttive, gli indirizzi o quant'altro il PSC stesso intende dare per disciplinare le trasformazioni ovvero per dettare obiettivi, prestazioni e criteri sulla base dei quali procedere alla formazione del RUE e del POC.

Gli elaborati del piano sono di tre tipi: gli Elaborati descrittivi, gli Elaborati prescrittivi, gli Elaborati gestionali (Tabella 12).

Tabella 12: Tipologia elaborati del Piano Strutturale Comunale di Ravenna

| PSC | | |
|---|---|--|
| Elaborati descrittivi | Elaborati prescrittivi | Elaborati Gestionali |
| <p>PSC 1 Relazione;</p> <p>PSC 2 Tavole di sintesi degli Spazi e dei Sistemi (PSC 2.1-2.8).</p> | <p>PSC 3 Spazi e Sistemi (PSC 3.1-3.2);</p> <p>PSC 4 Repertori delle schede d'ambito;</p> <p>PSC 5 Norme tecniche di attuazione.</p> | <p>Tavole gestionali: G 1 vincoli esistenti (G1.1-G1.4);</p> <p>G 2 Carta per la qualità e Repertorio dei contesti paesistici (G 2.1 – G 2.2);</p> |



| | | |
|--|--|---|
| | | <p>G 3: Repertorio dei contesti paesistici;</p> <p>G 4: Rapporto di VALSAT.</p> |
|--|--|---|

Gli Elaborati descrittivi del PSC sono finalizzati ad illustrare in modo sintetico ed integrato l'insieme dei rapporti d'area vasta assunti a base del piano nonché le principali scelte del piano.

I contenuti dell'elaborato Spazi e Sistemi (PSC 3) congiunti con quelli dell'elaborato Norme Tecniche d'Attuazione (NTA) (PSC 5) costituiscono la disciplina del PSC 2003.

Per quanto concerne le **opere in mare** il PSC non esplica la propria funzione in area marina; non risultano dunque vincoli per l'area in esame.

Per le **opere a terra**, si riportano in

Tabella 13 gli ambiti interessati dalle opere onshore di progetto individuati nella Tavola PSC3 "Spazi e sistemi" attraverso l'interazione della cartografia digitale messa a disposizione sul sito Web "Ravenna Urban Planning"² (Figura 22 e Figura 23).

Tabella 13: Ambiti identificati nella Tavola PSC3 interessati dalle opere onshore in progetto

| Opere onshore | PSC 3 "Spazi e sistemi" | Articolo Normativa |
|------------------------------------|---|-------------------------------|
| Pozzetto di giunzione | Spazio urbano, città consolidata o in via di consolidamento, prevalentemente residenziale | Titolo VI capo 3° art. 96 |
| | Ambiti soggetti ad attuazione indiretta ordinaria, PUA approvato | Titolo I capo 6° art.22 C.3 |
| Stazione SSE-BESS-P2H2 | Sistema paesaggistico ambientale, paesaggio, contesti paesistici d'area vasta | Titolo II capo 1° art.33 C.3 |
| | Ambiti soggetti ad attuazione indiretta ordinaria, PUA approvato | Titolo I capo 6° art.22 C.3 |
| | Spazio portuale, aree consolidate per attività produttive portuali | Titolo V art. 83 |
| Stazione Elettrica Terna La Canala | Sistema delle dotazioni territoriali, impianti tecnologici, impianti tecnologici | Titolo II capo 3° art. 61 |
| | Sistema paesaggistico ambientale, paesaggio, contesti paesistici d'area vasta | Titolo II capo 1° art.33 C.3 |
| Elettrodotto 220 kV | Sistema paesaggistico ambientale, paesaggio, contesti paesistici d'area vasta | Titolo II capo 1° art. 33 C.3 |

² Sito web raggiungibile al seguente link: https://maps.comune.ra.it/Html5ViewerProgUrb/index.html?locale=it-IT&viewer=ARC_SRV12__RUP.RUP



| Opere onshore | PSC 3 “Spazi e sistemi” | Articolo Normativa |
|---|---|--------------------------------|
| | Spazio urbano, città consolidata o in via di consolidamento, prevalentemente residenziale | Titolo VI capo 3° art.96 |
| | Ambiti soggetti ad attuazione indiretta ordinaria, PUA approvato | Titolo I capo 6° art.22 C.3 |
| | Spazio rurale, uso produttivo del suolo, uso agricolo, zone di più recente formazione ad alta vocazione produttiva agricola | Titolo IV capo 2° art. 76 C.4b |
| | Ambiti soggetti ad attuazione indiretta con selezione | Titolo II capo 3° art. 60 |
| | Sistema paesaggistico ambientale, aree soggette ad ingressione marina | Titolo II capo 1° art. 31 |
| | Sistema della mobilità, viabilità carrabile, autostrada | Titolo II capo 2° art.38 C.1/2 |
| Elettrodotto 380 kV | Sistema paesaggistico ambientale, paesaggio, contesti paesistici d'area vasta | Titolo II capo 1° art. 33 C.3 |
| | Spazio rurale, uso produttivo del suolo, uso agricolo, zone di più recente formazione ad alta vocazione produttiva agricola | Titolo IV capo 2° art. 76 C.4b |
| | Ambiti soggetti ad attuazione indiretta con selezione | Titolo II capo 3° art. 60 |
| | Sistema delle dotazioni territoriali, attrezzature e spazi di interesse pubblico, attrezzature private di interesse pubblico sovracomunale e comunale | Titolo II capo 3° art. 57 |
| | Ambiti soggetti ad attuazione indiretta ordinaria, PUA da approvare | Titolo I capo 6° art. 22 C.3 |
| | Sistema della mobilità, linea ferroviaria e stazioni, scalo merci di progetto | Titolo II capo 2° art.40 C.1/2 |
| | Spazio portuale, aree di ristrutturazione per attività produttive-terziarie | Titolo V art.86 |
| | Ambiti soggetti ad attuazione indiretta a programmazione unitaria di iniziativa privata | Titolo I capo 6° art. 22 C.4 |
| | Spazio naturalistico, Componenti idrogeomorfologiche-vegetazionali, zone boscate e/o arbustive | Titolo III capo 2° art. 64 |
| | Sistema delle dotazioni territoriali, verde di filtro e mitigazione, aree di filtro | Titolo II capo 3° art. 58 |
| | Sistema paesaggistico ambientale, rete ecologica | Titolo II capo 1° art. 30 |
| | Spazio portuale, aree di transizione allo spazio urbano | Titolo V art. 89 |
| | Ambiti soggetti ad attuazione indiretta a programmazione unitaria concertata Co S3 | Titolo I capo 6° art. 22 C.4 |
| | Progetto HUB Portuale | Titolo I capo6° art. 20 C.8 |
| Sistema delle dotazioni territoriali, attrezzature e spazi pubblici, cintura del capoluogo, aree di integrazione alla cintura verde (in regime perequato) | Titolo II capo 3° art. 54 | |

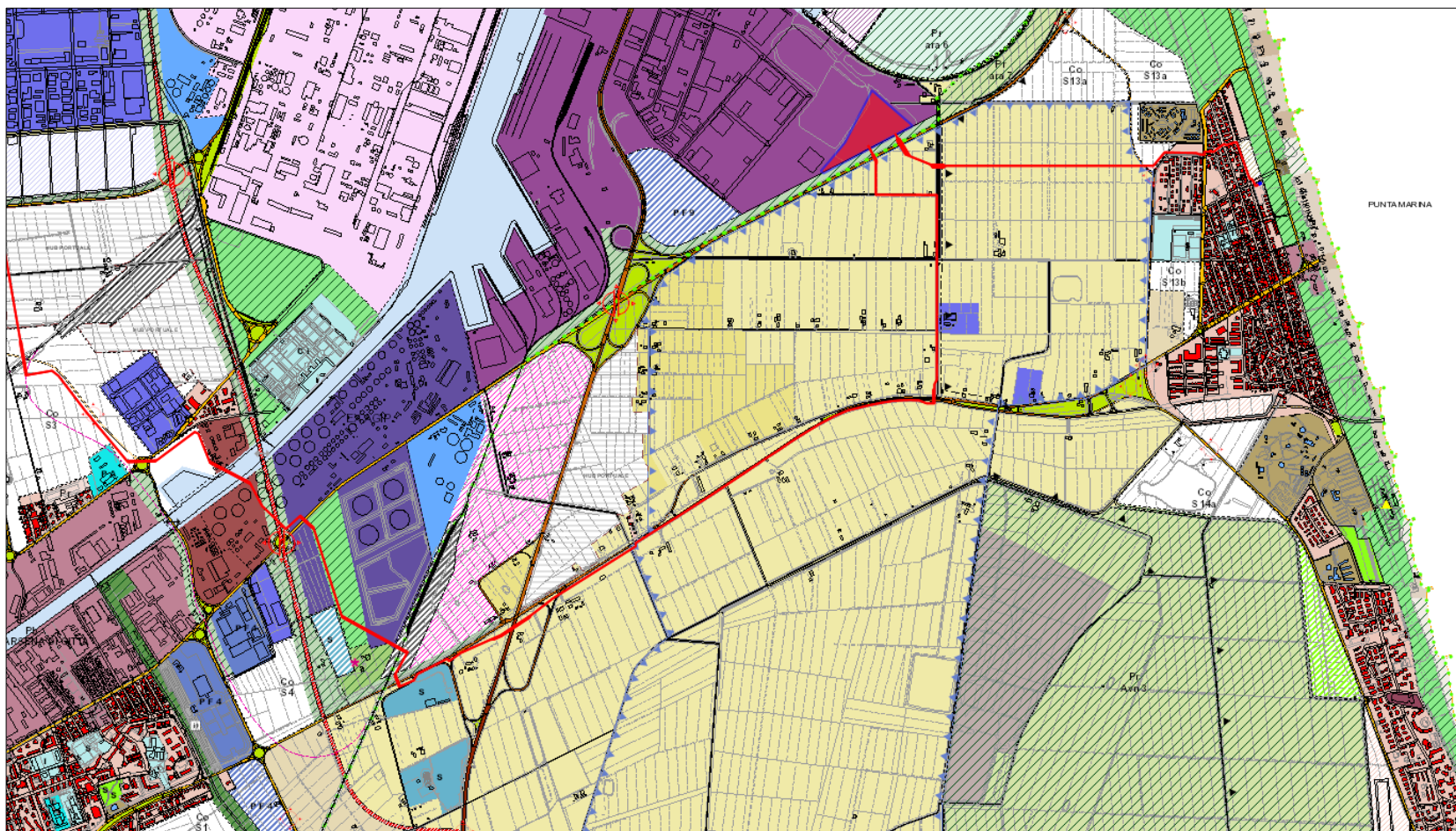


| Opere onshore | PSC 3 “Spazi e sistemi” | Articolo Normativa |
|---------------|---|---------------------------------|
| | Sistema paesaggistico ambientale, rete ecologica | Titolo II capo 1° art. 30 |
| | Sistema della mobilità, linea ferroviaria e stazioni, linea ferroviaria | Titolo II capo 2° art. 40 C.1/2 |
| | Spazio rurale, uso produttivo del suolo, uso agricolo, zone agricole periurbane | Titolo IV. capo 2° art. 77 |
| | Sistema della mobilità, viabilità carrabile, autostrada | Titolo II capo 2° art. 38 C.1/2 |
| | Spazio urbano, città di nuovo impianto, prevalentemente per attività produttiva | Titolo VI capo 5° art.106 |

In particolare, l’area individuata per la realizzazione della stazione SSE-BESS-P2H2 ricade in una zona appartenente allo “**Spazio portuale**”, normato dal Titolo V delle NTA, e in particolare nelle “Aree consolidate per attività produttive portuali”, disciplinate dall’art. 83 delle NTA.

Secondo l’articolo citato, “*tali aree sono destinate allo stoccaggio, alla movimentazione e lavorazione delle merci ed alle attività industriali che, per ragioni logistiche, debbono avere una stretta relazione con il porto, con esclusione di nuovi impianti a rischio di incidente rilevante (RIR) e/o potenziamento di impianti RIR esistenti che comportino aree di isodanno esterne ai confini di insediamento al di fuori della procedura per la delocalizzazione prevista dal comma 2; sono in ogni caso esclusi nuovi impianti e/o potenziamento di impianti esistenti per movimentazione, deposito e lavorazione di sostanze con frasi di rischio “R11” ed “R12” di cui alla direttiva 549/67/CEE e successive modifiche ed integrazioni, salvo il caso che derivino dal trasferimento di uguali quantità e tipologie già insediate previsto nell’ambito dei processi di delocalizzazione previsti dal c.2. Va in ogni caso perseguita la qualità ecologico-ambientale*”.

Per le norme e l’analisi specifica in ambito edilizio e di trasformazione del territorio si rimanda all’analisi del RUE al § 3.1.4.4 in quanto recepisce ed attua le linee e le prescrizioni dettate dal PSC.





| Sistema della mobilità | | Paesaggio | | Spazio urbano | |
|--|--|---|--|--|--|
| Viabilità carrabile ESISTENTE PROGETTO ADEGUAMENTO | | Titolo II Capo 2° Art.38 Contesti paesistici d' area vasta Art.33 Co.3 | | Titolo VI Capo 3° | |
| | | Spazio naturalistico Titolo III | | Città consolidata o in via di consolidamento | |
| Linea ferroviaria e stazioni ESISTENTE PROGETTO | | Art.38 Co.1/2 Art.38 Co.1/2 Art.38 Co.1/2 Art.38 Co.1/2 | | Prevalentemente residenziale Art.96 Prevalentemente per attività turistica Art.97 Prevalentemente per attività produttiva Art.98 Per attività miste Art.98 | |
| | | Art.40 Art.40 Co.1/2 Art.40 Co.1/2/3 Art.40 Co.1/2 Art.40 Co.1/2 | | Art.64 Art.65 Art.66 Art.69 | |
| Sistema paesaggistico ambientale Rete ecologica | | Spazio rurale Titolo IV Capo 2° | | Spazio portuale Titolo V | |
| Titolo II Capo 1° Art.30 | | Uso produttivo del suolo Uso agricolo | | Aree consolidate per attività produttive portuali Art.83 Aree di nuovo impianto per attività produttive portuali Art.84 Aree di ristrutturazione per attività industriali e produttive portuali Art.85 Aree di ristrutturazione per attività produttive-terziarie Art.86 Aree per cantieristica Art.87 Aree di nuovo impianto per la logistica portuale Art.88 Aree di transizione allo spazio urbano Art.89 | |
| | | Art.76 Co.4a) Art.76 Co.4b) Art.76 Co.4c) Art.77 | | | |

Figura 22: Localizzazione opere a terra (elettrorodotti e stazione SSE-BESS-P2H2) in progetto sulla cartografia PSC 3 "Spazi e sistemi" (fonte: PSC del comune di Ravenna)

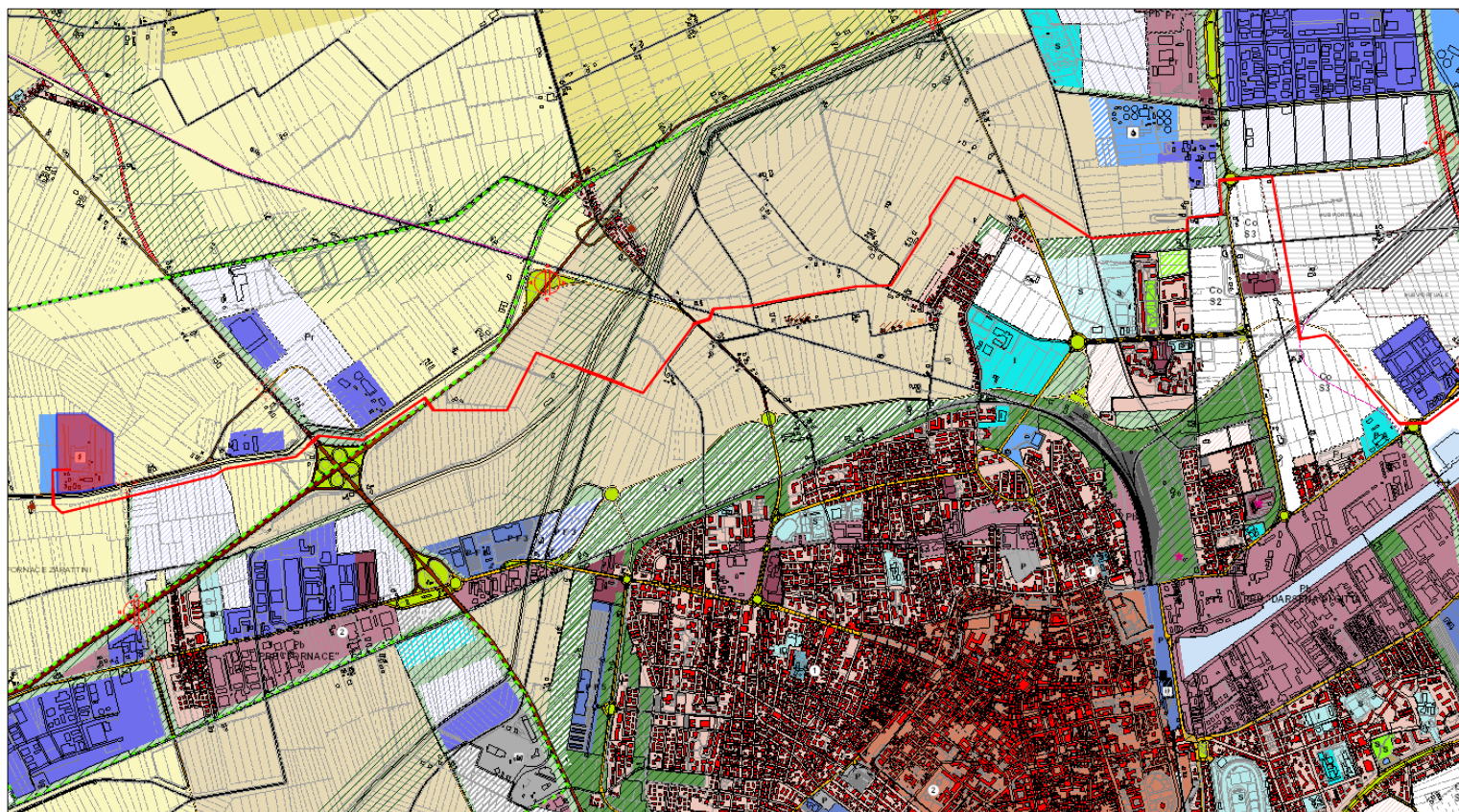


Figura 23: Localizzazione opere a terra (elettrdoti 380 kV e stazione elettrica Terna) in progetto sulla cartografia PSC 3 "Spazi e sistemi" (legenda alla figura precedente)
(fonte: PSC del comune di Ravenna)



3.1.4.4 Regolamento urbanistico edilizio (RUE) del comune di Ravenna

Il Regolamento urbano edilizio (RUE) è stato approvato con D.C.C. n. 77035/133 del 28/07/2009 e negli anni ha subito diverse modifiche in funzione delle varianti nel tempo approvate.

Gli elaborati del RUE sono di tre tipi in accordo con quanto riportato nel PSC: gli Elaborati descrittivi, gli Elaborati prescrittivi, gli Elaborati gestionali (Tabella 14).

Tabella 14: Tipologia elaborati del Piano Strutturale Comunale di Ravenna

| RUE | | |
|-----------------------|--|---|
| Elaborati descrittivi | Elaborati prescrittivi | Elaborati Gestionali |
| RUE 1 Relazione. | <p>RUE 2 Regimi normativi della città esistente e del territorio extraurbano;</p> <p>RUE 3 Regimi normativi della città a conservazione morfologica;</p> <p>RUE 4 Regimi normativi della Città storica e Regimi normativi della Città storica: componenti sistemiche;</p> <p>RUE 5 Norme tecniche di attuazione.</p> | <p>RUE 6 Piano dei Servizi;</p> <p>RUE 7 Guida all'inserimento paesaggistico degli interventi;</p> <p>RUE 8 Rapporto di VALSAT;</p> <p>RUE 9 Aree soggette a vincolo paesaggistico ai sensi della Parte Terza del D.Lgs 42/2004;</p> <p>RUE 10 Tavola dei vincoli – Scheda vincoli;</p> <p>RUE 11 Studio di microzonazione sismica;</p> <p>RUE 12 Carta della tutela delle potenzialità archeologiche del territorio.</p> |

Di seguito viene analizzato il territorio interessato dalla realizzazione delle opere a terra di progetto in funzione dell'elaborato RUE 2 "Regimi normativi della città esistente e del territorio extraurbano" grazie all'utilizzo del portale del Comune di Ravenna "Ravenna Urban Planning" (RuP).

Dall'analisi della Figura 24 e dall'interazione con il portale RuP è possibile affermare che l'area di approdo delle opere a terra sia identificata all'interno della tavola RUE2 come "Sistema delle dotazioni territoriali, Spazi pubblici di sosta e di relazione, Piazze e parcheggi pubblici" normata all'articolo IV 3.6 c1 e sia inoltre compresa in "Contesti paesistici locali - 7.6 Marina di Ravenna - Lido Adriano" (Art. IV.1.4 c2), "Aree soggette ad ingressione marina" (Art. IV.1.14 c8), "Ambiti soggetti ad attuazione indiretta ordinaria. PUA approvati" (Art. III 1.3) e "Sistema paesaggistico ambientale, Rete Ecologica, Secondo Livello, Matrice secondaria" (Art. IV.1.2 c3).



L'area destinata alla stazione SSE-BESS-P2H2 è compresa nel Sistema paesaggistico "9.2 Il porto" (Art. IV.1.4 c2). È identificata come "Spazio portuale, Componenti dello Spazio portuale, SP2 - Aree consolidate per attività produttive portuali facenti parte di PU vigenti alla data di adozione del PSC" (Art.VII.1.4) ed è ricompresa in "Ambiti soggetti ad attuazione indiretta ordinaria. PUA approvati" (Art. III.1.3) e "Aree di tutela delle potenzialità archeologiche - Zona 4" (Art.IV.1.13).

Per quanto riguarda le aree di tutela della potenzialità archeologiche all'Art. IV.1.13 si definiscono le Zona di tutela 4 come "fasce costiere di formazione medievale, moderna o recente" per le quali non è necessaria la preventiva autorizzazione della competente Soprintendenza (Art.IV.1.13 c. 6).

Con particolare riferimento allo "Spazio portuale, Componenti dello Spazio portuale, SP2 - Aree consolidate per attività produttive portuali facenti parte di PU vigenti alla data di adozione del PSC" si riporta di seguito un estratto dell'Art.VII.1.4.

[Art. VII.1.4] Aree consolidate per attività produttive portuali facenti parte di PU vigenti alla data di adozione del PSC

1. Nelle Aree consolidate per attività produttive portuali il RUE individua le parti che sono comprese in PU approvati ed in corso di attuazione alla data di adozione del PSC.

I Progetti Unitari di cui si tratta sono i seguenti:

- a) Progetto Unitario "Trattaroli Destra", approvato dal Consiglio Comunale con delibera n. 30880/936 del 19.7.1990
- b) Progetto Unitario "Trattaroli Sinistra", approvato dal Consiglio Comunale con delibera n. 30879/935 del 19.7.1990
- c) Progetto Unitario "Lottizzazione Ovest Piomboni", approvato dal Consiglio Comunale con delibera n. 51890/1831 del 22.12.1987

d) Progetto Unitario "Darsena S. Vitale", approvato dal Consiglio Comunale ed esecutivo dal 16.2.1989.

2. In tali aree, si applicano usi, indici e parametri di cui all'art. VII.1.2 con riferimento ad una SF calcolata al netto delle aree di uso pubblico già previste dai rispettivi PU, o, qualora non in contrasto, le previsioni dei PU approvati, fermo restando che l'attuazione o il completamento delle parti pubbliche o di uso pubblico è regolata dalle prescrizioni dei singoli PU approvati.

3. I PU vigenti possono essere modificati sulla base di uno specifico PUA, come indicato nell'art. 37 delle NTA del POC

Si evidenzia che tale area, **SP2 - Aree consolidate per attività produttive portuali facenti parte di PU vigenti alla data di adozione del PSC**, normata all'art. VII 1.4 non comprende gli impianti soggetti a Rischio di Incidente Rilevante (RIR).



Tali aree vengono infatti normate all'art. VII 1.5 – Aree consolidate per attività produttive portuali con impianti a Rischio di Incidente Rilevante RIR.

In tal senso si riporta l'articolo VII 1.3 delle Norme Tecniche di Attuazione sulle destinazioni ed esclusioni pertinenti in via generale alle Aree consolidate per attività produttive portuali.

[Art. VII.1.3] Aree consolidate per attività produttive portuali Destinazioni / esclusioni

1. Le Aree consolidate per attività produttive portuali sono destinate alle attività che, per ragioni logistiche, debbono avere una stretta relazione con il porto.
2. Nelle Aree consolidate per attività produttive portuali si applicano usi, indici e parametri dell'art. VII.1.2, con le relative limitazioni.

In tali zone **non sono consentiti**:

- **nuovi impianti e/o potenziamento di impianti esistenti per movimentazione, deposito e lavorazione di sostanze aventi le caratteristiche per le quali erano classificate R11 e R12 ai sensi della Direttiva 67/548 CEE (ora sostituita dal Reg. CE 1272/2008)**, salvo il caso che derivino dal trasferimento di uguali quantità e tipologie già insediate nell'ambito dei processi di delocalizzazione previsti dall'art. VII.1.5, c3
 - **nuovi impianti RIR**, anche mediante potenziamento di impianti esistenti, nel caso questi comportino aree di isodanno esterne ai confini di stabilimento, al di fuori della procedura per la delocalizzazione prevista dall'art. VII.1.5, c3, fatto salvo quanto diversamente disposto dall'art. VII.1.5 per gli stabilimenti/impianti RIR esistenti.
3. In tali aree si interviene mediante attuazione diretta, previo adeguamento delle eventuali opere di urbanizzazione incomplete.

[grassetto e sottolineatura a cura del redattore]

La procedura di approvazione del Progetto deve quindi avere effetto di variante per consentire la realizzazione della sezione onshore, in particolare per quanto riguarda la realizzazione dell'impianto di produzione di idrogeno, che si configura come stabilimento soggetto alle disposizioni in materia di rischio di incidente rilevante di cui al D.Lgs. 105/2015, quale stabilimento di soglia inferiore. L'idrogeno è infatti citato nominalmente in parte 2 dell'Allegato 1 del decreto, con soglie di applicabilità di 5 e 50 tonnellate.

In Tabella 15 si riportano gli ambiti territoriali interessati dal percorso degli elettrodotti 220 kV, dal pozzetto di giunzione alla stazione SSE-BESS-P2H2, e degli elettrodotti 380 kV in uscita dalla stazione SSE-BESS-P2H2.

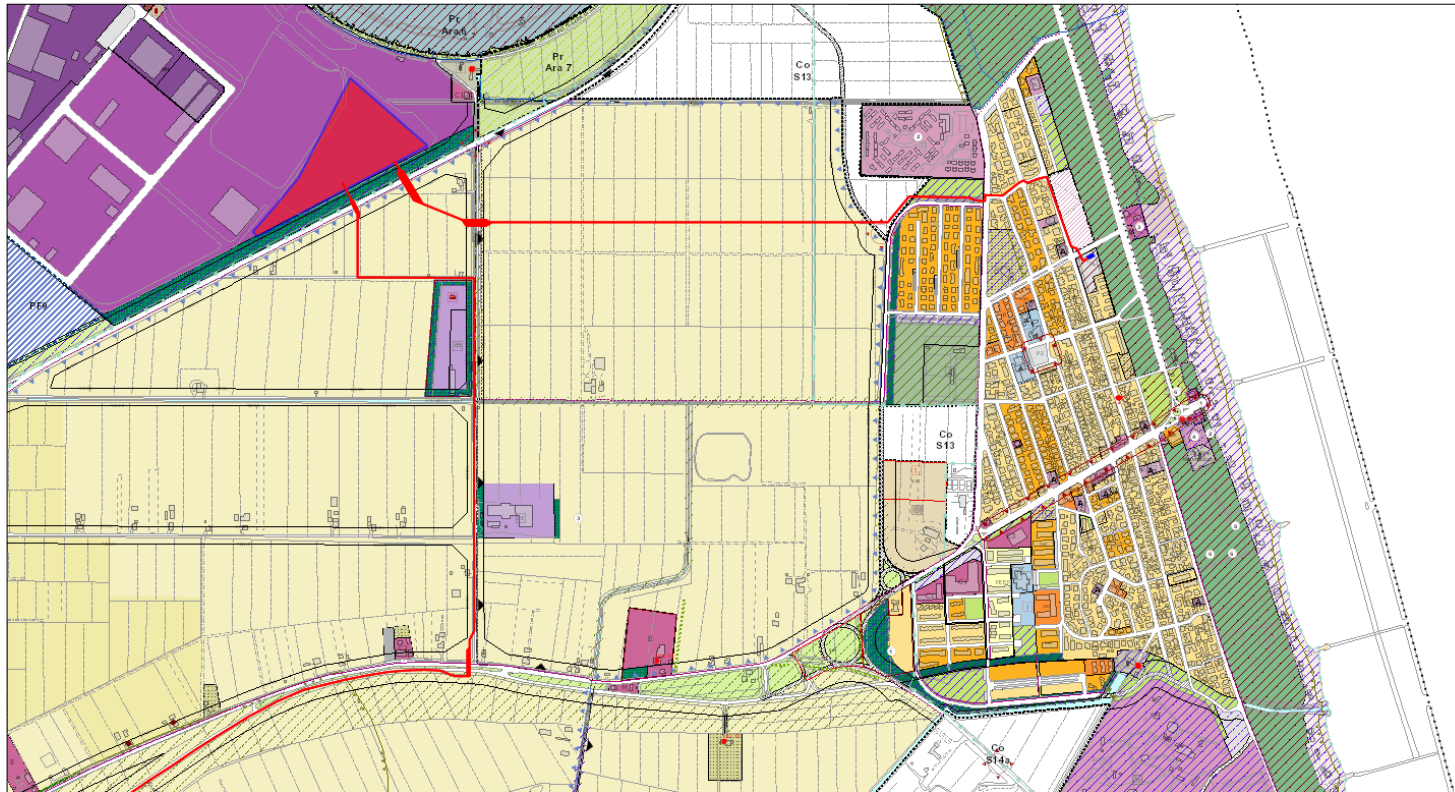


Tabella 15: Ambiti riportati all'interno dell'elaborato RUE2 "Regimi normativi della città esistente e del territorio extraurbano" in corrispondenza del percorso degli elettrodotti






























| Opere onshore | RUE 2 "Regimi normativi della città esistente e del territorio extraurbano" | Articolo Normativa |
|---------------------|---|--------------------|
| Elettrodotto 220 kV | Spazio urbano, Città di nuovo impianto, Prevalentemente per attività turistica | Art.I.1.3 c8 |
| | Sistema della mobilità, Viabilità carrabile, Strade | Art.IV.2.3 c1 |
| | Sistema paesaggistico ambientale, Rete Ecologica, Secondo Livello, Connessione secondaria | Art. IV.1.2 c3 |
| | Ambiti soggetti ad attuazione indiretta a programmazione unitaria, concertata | Art.I.1.3 |
| | Spazio rurale, Uso produttivo del suolo, Uso agricolo, SR2 - Zone di più recente formazione ad alta vocazione produttiva agricola | Art.VI.2.4 |
| | Sistema paesaggistico ambientale, Perimetri e limiti, Aree soggette ad ingressione marina | Art. IV.1.14 c8 |
| | Sistema paesaggistico ambientale, Rete Ecologica, Primo Livello, Connessioni primarie di progetto | Art. IV.1.2 c2 |
| | Sistema delle dotazioni territoriali, Spazi pubblici di sosta e di relazione, Piazze e parcheggi pubblici | Art.IV.3.6 c1 |
| | Sistema della mobilità, Viabilità carrabile, Fasce di rispetto alla viabilità (10, 20, 30, 40, 50ml.....) | Art. IV.2.3 c4 |
| | Sistema della mobilità, Viabilità carrabile di progetto, Principali svincoli e connessioni di progetto, A raso - 3° LIVELLO | Art.IV.2.3 c3 |
| | Sistema paesaggistico ambientale, Paesaggio, Aree archeologiche o aree di tutela delle potenzialità archeologiche, Aree di tutela delle potenzialità archeologiche - Zona 4 | Art.IV.1.13 |
| | Spazio naturalistico, Componenti idrogeomorfologiche-vegetazionali, SN.4 - Reticolo idrografico | Art.V.2.4 |
| | Verde di pertinenza alla viabilità esistente e di progetto | Art. IV.2.3 c6 |
| Elettrodotto 380 kV | Spazio rurale, Uso produttivo del suolo, Uso agricolo, SR2 - Zone di più recente formazione ad alta vocazione produttiva agricola | Art.VI.2.4 |
| | Sistema della mobilità, Percorsi pedonali, ciclabili e piste ciclopedonali, Percorso pedonale e pista ciclopedonale e ciclabile | Art. IV.2.4 |
| | Sistema paesaggistico ambientale, Rete Ecologica, Primo Livello, Connessioni primarie di progetto | Art. IV.1.2 c2 |
| | Sistema della mobilità, Percorsi pedonali, ciclabili e piste ciclopedonali, Percorso pedonale e pista ciclopedonale e ciclabile | Art. IV.2.4 |



| Opere onshore | RUE 2 “Regimi normativi della città esistente e del territorio extraurbano” | Articolo Normativa |
|---------------|---|--------------------|
| | Sistema paesaggistico ambientale, Paesaggio, Paesaggi, Contesti paesistici locali - 7.4 Porto fuori | Art. IV.1.4 c2 |
| | Sistema paesaggistico ambientale, Paesaggio, Aree archeologiche o aree di tutela delle potenzialità archeologiche, Aree di tutela delle potenzialità archeologiche - Zona 4 | Art.IV.1.13 |
| | Sistema della mobilità, Viabilità carrabile, Fasce di rispetto alla viabilità (10, 20, 30, 40, 50ml.....) | Art. IV.2.3 c4 |
| | Ambiti soggetti ad attuazione indiretta con selezione | Art. I.1.3 |
| | Sistema paesaggistico ambientale, Perimetri e limiti, Dossi e paleodossi | Art. IV.1.14 c9 |





| Componenti dello Spazio portuale | | VII.1 | Verde pubblico | | art. IV.3.5 |
|---|--|---|---|---|--|
| | | | ESISTENTE | PROGETTO | |
|  | SP1 -Aree consolidate per attività produttive portuali | art. VII.1.3 |  |  | Cintura verde del capoluogo art. IV.3.5 c4 |
|  | SP2 -Aree consolidate per attività produttive portuali facenti parte di PU vigenti alla data di adozione del PSC | art. VII.1.4 |  |  | Parco urbano art. IV.3.5 c6 |
|  | RIR - Aree consolidate per attività produttive portuali con impianti a Rischio di Incidente Rilevante | art. VII.1.5 |  | | Verde di quartiere art. IV.3.5 c7 |
|  | SP3 -Aree consolidate per attività industriali portuali | art. VII.1.6 |  | | Verde di mitigazione e filtro art. IV.3.5 c8 |
|  | SP4 -Aree consolidate per cantieristica | art. VII.1.7 |  | | Verde sportivo attrezzato art. IV.3.5 c9 |
|  | SP5 -Centro Direzionale del porto | art. VII.1.8 |  | | Impianti tecnologici art. IV.3.12 |
|  | SP6 -Servizi al porto | art. VII.1.9 |  | | Elettrodotti (132 - 220 - 380 KV) art. IV.3.12 c3 |
| AMBITI E COMPONENTI SOGGETTI A POC | | art. I.1.3 c8 | Spazi pubblici di sosta e di relazione | | art. IV.3.6 |
| | | |  | | Piazze e parcheggi pubblici art. IV.3.6 c1 |
| Città di nuovo impianto | | Città da riqualificare |  | | Perimetro Città a Conservazione Morfologica art. VIII.4 |
|  | Prevalentemente residenziali |  | Edifici | | |
|  | Prevalentemente per attività turistica |  |  | | CMA - Edifici di interesse architettonico documentario art. VIII.4.3 |
|  | Prevalentemente per attività produttiva |  |  | | CMT - Edifici di interesse tipomorfologico art. VIII.4.4 |
|  | Per attività miste | |  | | CMR - Edifici di recente edificazione art. VIII.4.5 |
| | | |  | | CMI - Edifici non compatibili con il contesto art. VIII.4.6 |

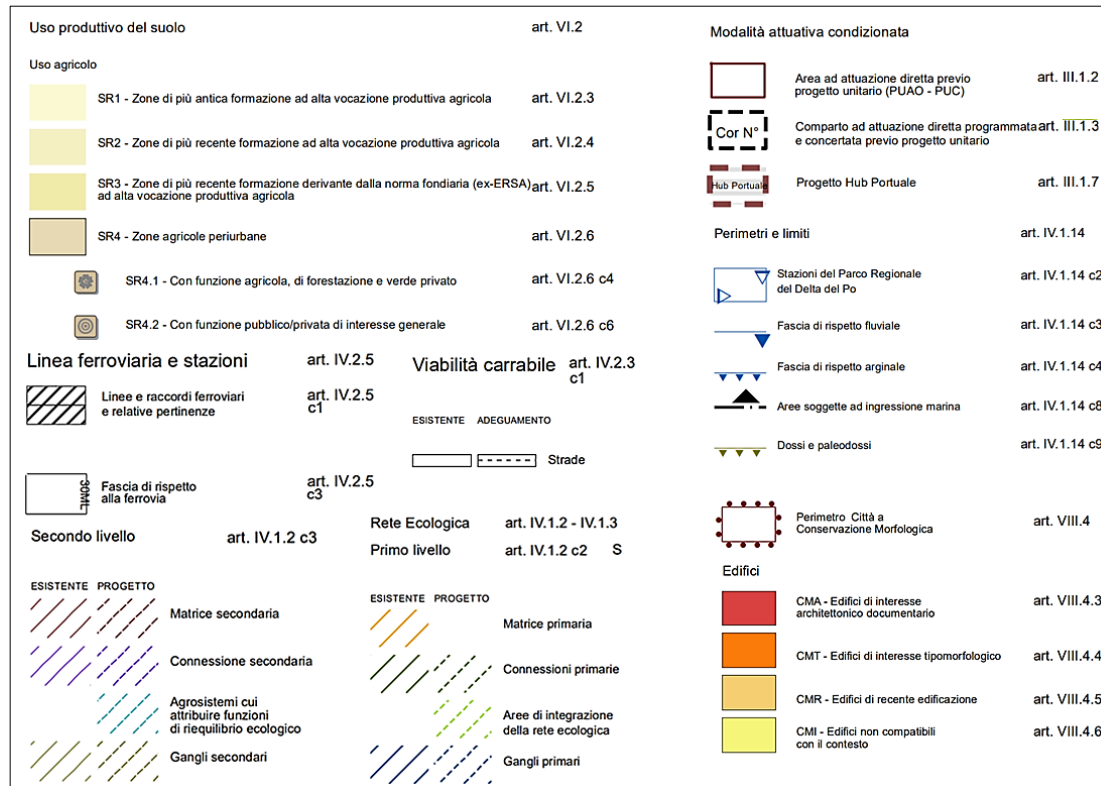


Figura 24: Ambiti territoriali riportati nella sezione RUE2 del portale Ravenna Urban Planning (sezione RUE) interessati dalle opere onshore di progetto (pozzetto di giunzione, percorso degli elettrodotti 220 kV e 280 kV, stazione SSE-BESS-P2H2)



In Figura 25 si può osservare il percorso degli elettrodotti 380 kV sulla mappa degli elementi caratteristici dell'elaborato del RUE 2. Dall'analisi della figura e dall'interrogazione del portale (Ravenna Urban Planning) è possibile elencare in Tabella 15 gli ambiti territoriali interessati dal percorso degli elettrodotti 380 kV.

Tabella 16: Ambiti riportati all'interno dell'elaborato RUE2 "Regimi normativi della città esistente e del territorio extraurbano" in corrispondenza del percorso degli elettrodotti 380 kV

| Opere onshore | RUE 2 "Regimi normativi della città esistente e del territorio extraurbano" | Articolo Normativa |
|----------------------------|--|--------------------|
| Elettrodotto 380 kV | Ambiti soggetti ad attuazione indiretta ordinaria. PUA da approvare - POC TEMATICO LOGISTICA | Art. I.1.3 |
| | Sistema paesaggistico ambientale, Paesaggio, Paesaggi, Contesti paesistici locali - 7.4 Porto fuori | Art. IV.1.4 c2 |
| | Sistema paesaggistico ambientale, Perimetri e limiti, Dossi e paleodossi | Art. IV.1.14 c9 |
| | Ambiti soggetti ad attuazione indiretta ordinaria. PUA da approvare | Art. I.1.3 |
| | Sistema paesaggistico ambientale, Paesaggio, Aree archeologiche o aree di tutela delle potenzialità archeologiche, Aree di tutela delle potenzialità archeologiche - Zona 4 | Art. IV.1.13 |
| | Sistema della mobilità, Viabilità carrabile, Fasce di rispetto alla viabilità (10, 20, 30, 40, 50ml.....) | Art. IV.2.3 c4 |
| | Sistema della mobilità, Linea ferroviaria e stazioni, Aree merci ferroviarie di servizio al porto | Art. IV.2.5 c2 |
| | Sistema della mobilità, Linea ferroviaria e stazioni, Linee e raccordi ferroviari e relative pertinenze | Art. IV.2.5 c1 |
| | Sistema della mobilità, Viabilità carrabile di progetto, Strade di progetto | Art. IV.2.3 c1 |
| | Sistema paesaggistico ambientale, Rete Ecologica, Primo Livello, Connessioni primarie | Art. IV.1.2 c2 |
| | Sistema paesaggistico ambientale, Paesaggio, Paesaggi, Contesti paesistici locali - 9.2 Il porto | Art. IV.1.4 c2 |
| | Sistema paesaggistico ambientale, Paesaggio, Aree archeologiche o aree di tutela delle potenzialità archeologiche, Aree di tutela delle potenzialità archeologiche - Zona 2b | Art. IV.1.13 |
| | Ambiti soggetti ad attuazione indiretta a programmazione unitaria, di iniziativa privata - EX-AGIP Pr | Art. I.1.3 |
| | Ambiti soggetti ad attuazione indiretta a programmazione unitaria, concertata - Co S3 | Art. I.1.3 |
| | Progetto HUB Portuale | Art. III.1.7 |
| | Sistema della mobilità, Nodi di scambio e di servizio, Canale portuale | Art. IV.2.7 c1 |
| | Sistema paesaggistico ambientale, Paesaggio, Paesaggi, Contesti paesistici locali - 9.1 Ravenna | Art. IV.1.4 c2 |



| | | |
|--|---|-----------------|
| | Sistema paesaggistico ambientale, Rete Ecologica, Secondo Livello, Connessione secondaria di progetto | Art. IV.1.2 c3 |
| | Spazio rurale, Uso produttivo del suolo, Uso agricolo, SR4 - Zona agricola periurbana, SR4.1 - Con funzione agricola, di forestazione e verde privato | Art.VI.2.6 c4 |
| | Spazio rurale, Uso produttivo del suolo, Uso agricolo, SR2 - Zone di più recente formazione ad alta vocazione produttiva agricola | Art.VI.2.4 |
| | Ambiti soggetti ad attuazione indiretta a programmazione unitaria, concertata - Co S2 | Art. I.1.3 |
| | Spazio portuale, Aree di ristrutturazione per attività produttive-terziarie | Art.VII.1.10 c4 |
| | Sistema della mobilità, Viabilità carrabile, Verde di pertinenza alla viabilità esistente e di progetto | Art.IV.2.3 c6 |
| | Sistema della mobilità, Viabilità carrabile, Principali svincoli e connessioni | Art. IV.2.3.c3 |
| | Sistema della mobilità, Percorsi pedonali, ciclabili e piste ciclopedonali, Percorso pedonale e pista ciclopedonale e ciclabile di progetto | Art. IV.2.4 |
| | Spazio naturalistico, Componenti idrogeomorfologiche-vegetazionali, SN.4 - Reticolo idrografico | Art.V.2.4 |
| | Sistema delle dotazioni territoriali, Attrezzature e spazi pubblici, Verde pubblico, Aree di integrazione della cintura verde del capoluogo | Art.IV.3.5 c5 |
| | Sistema delle dotazioni territoriali, Attrezzature e spazi pubblici, Verde pubblico, Verde di mitigazione e filtro | Art.IV.3.5 c8 |
| | Sistema paesaggistico ambientale, Paesaggio, Aree archeologiche o aree di tutela delle potenzialità archeologiche, Aree di tutela delle potenzialità archeologiche - Zona 3 | Art.IV.1.13 |
| | Sistema paesaggistico ambientale, Paesaggio, Emergenze e reti del paesaggio, Verde privato | Art.IV.1.10 |
| | Sistema delle dotazioni territoriali, Attrezzature e spazi pubblici, Verde pubblico, Aree di integrazione della cintura verde del capoluogo | Art.IV.3.5 c5 |
| | Sistema paesaggistico ambientale, Paesaggio, Paesaggi, Contesti paesistici locali - 4.1 Terre Vecchie del Montone | Art. IV.1.4 c2 |
| | Spazio rurale, Uso insediativo, Impianti e attrezzature per attività, Fascia di rispetto agli allevamenti | Art. VI.3.8 |

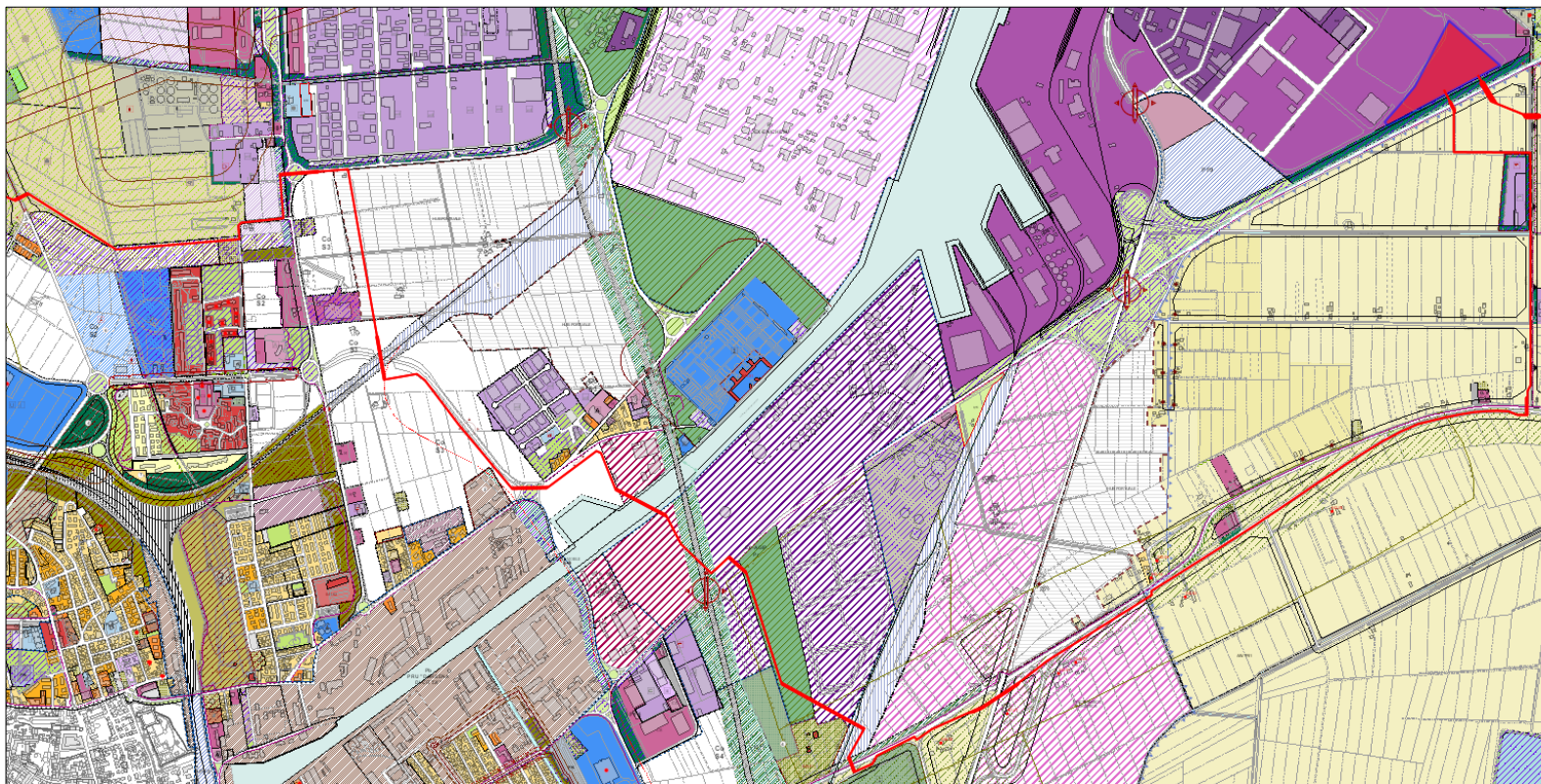


Figura 25: Ambiti territoriali riportati nella sezione RUE2 del portale Ravenna Urban Planning (sezione RUE) interessati dal percorso degli elettrodotti 380 kV (legenda come in Figura 24).



Per la parte finale del percorso degli elettrodotti 380 kV e la Stazione Terna La Canala di arrivo si riportano le informazioni contenute nell'elaborato RUE2 (Figura 26).

Dall'analisi della figura è osservabile la presenza di linee elettriche entranti nella Stazione TERNA, infrastruttura di primaria importanza del territorio. La stessa Stazione La Canala si trova su un'area identificata dal RUE2 come "Sistema delle dotazioni territoriali, Impianti tecnologici, Altro impianto con apposita didascalia" (Art.IV.3.12 c8). Anche in questo caso si riportano di seguito gli ambiti interessati dal percorso degli elettrodotti 380 kV.

Tabella 17: Ambiti riportati all'interno dell'elaborato RUE2 "Regimi normativi della città esistente e del territorio extraurbano" in corrispondenza del percorso degli elettrodotti 380 kV

| Opere onshore | RUE 2 "Regimi normativi della città esistente e del territorio extraurbano" | Articolo Normativa |
|----------------------------|--|--------------------|
| Elettrodotto 380 kV | Sistema paesaggistico ambientale, Rete Ecologica, Primo Livello, Aree di integrazione della rete ecologica di progetto | Art. IV.1.2 c2 |
| | Spazio rurale, Uso produttivo del suolo, Uso agricolo, SR4 - Zona agricola periurbana | Art.VI.2.6 |
| | Sistema della mobilità, Linea ferroviaria e stazioni, Linee e raccordi ferroviari e relative pertinenze | Art. IV.2.5 c1 |
| | Sistema della mobilità, Viabilità carrabile, Strade in adeguamento | Art. IV.2.3 c1 |
| | Sistema paesaggistico ambientale, Rete Ecologica, Primo Livello, Connessioni primarie di progetto | Art. IV.1.2 c2 |
| | Sistema paesaggistico ambientale, Paesaggio, Emergenze e reti del paesaggio, Viabilità storica | Art. IV.1.6 c1 |
| | Spazio rurale, Uso produttivo del suolo, Uso agricolo, SR1 - Zone di più antica formazione ad alta vocazione produttiva agricola | Art.VI.2.3 |
| | Ambiti soggetti ad attuazione indiretta ordinaria. PUA da approvare | Art. I.1.3 |
| | Sistema delle dotazioni territoriali, Impianti tecnologici, Altro impianto con apposita didascalia [Enel, Telecom.....] | Art.IV.3.12 c8 |

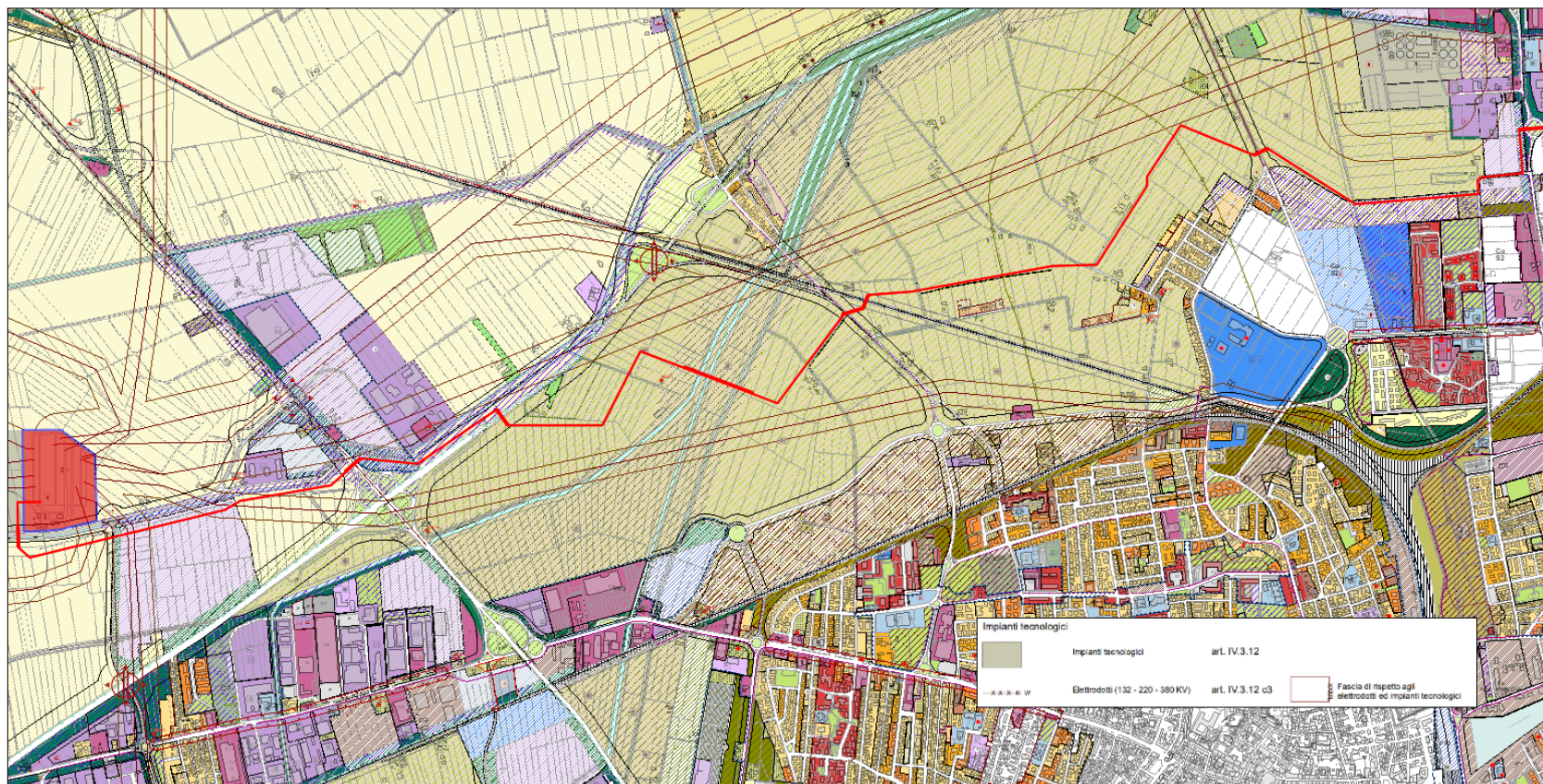


Figura 26: Ambiti territoriali riportati nella sezione RUE2 del portale Ravenna Urban Planning (sezione RUE) interessati dal percorso degli elettrodotti 380 kV (Legenda completa in come in Figura 24).



Il documento RUE 9, facente parte della sezione riguardante gli Elaborati Gestionali del RUE, individua i vincoli paesaggistici indicati dalla parte terza del D.lgs 42/2004.

Osservando la Figura seguente è possibile affermare che nessuna delle opere a terra è soggetta ai vincoli paesaggistici citati, che interessano invece il cavidotto in arrivo dal parco eolico offshore (linea tratteggiata rossa parzialmente visibile in figura).

Tuttavia, a tale riguardo valgono le stesse considerazioni fatte al capitolo dedicato al PTPR (cfr. § 3.1.4.1) sull'utilizzo di tecnologia TOC o affine per superare i tratti più critici senza alcuno scavo aperto su elementi di sensibilità presenti in superficie.

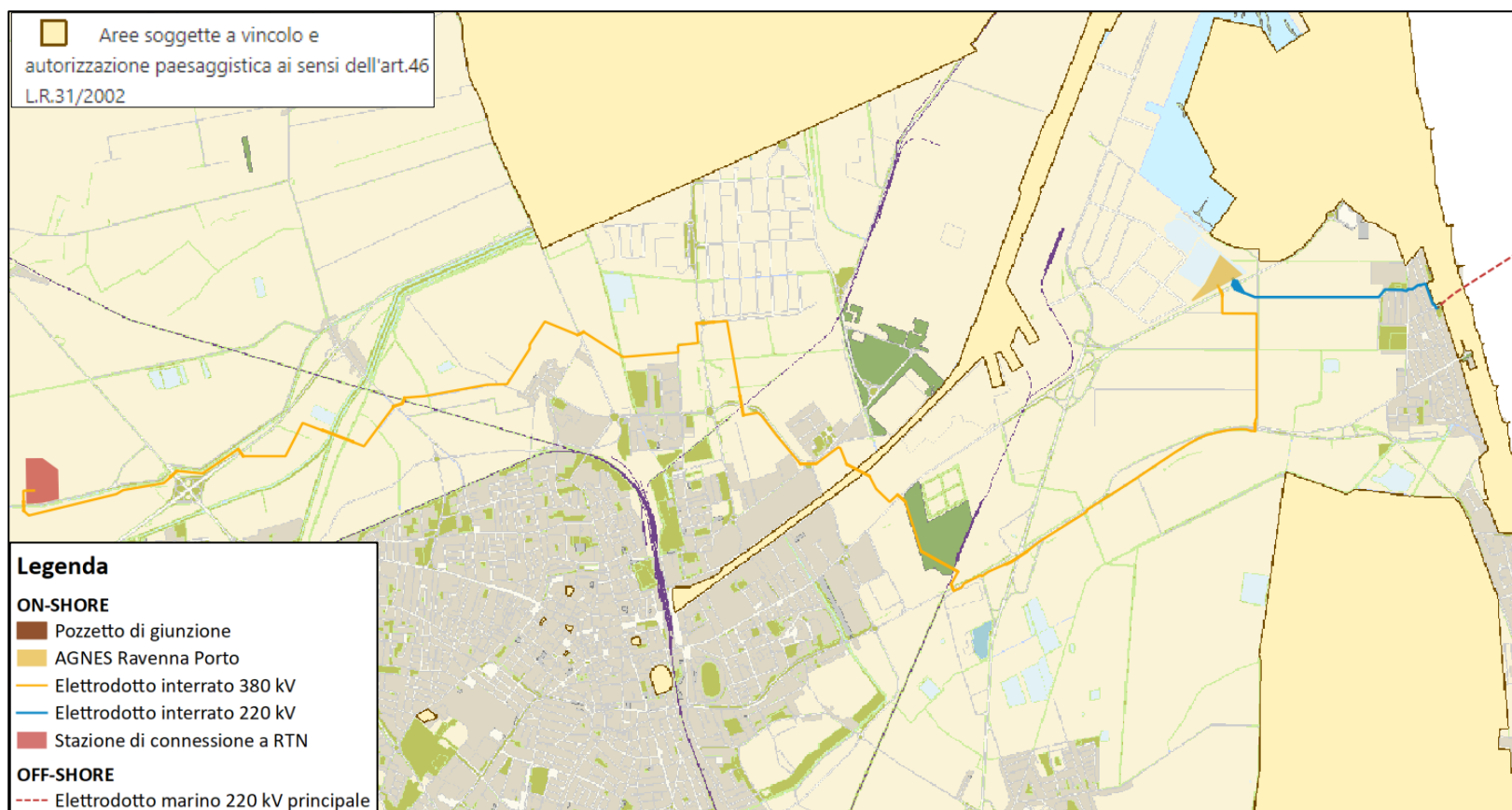


Figura 27: Estratto della Tavola RUE 9 "Aree soggette a vincolo paesaggistico ai sensi della parte terza del D.Lgs 42/2004" (fonte: RUE comune di Ravenna).



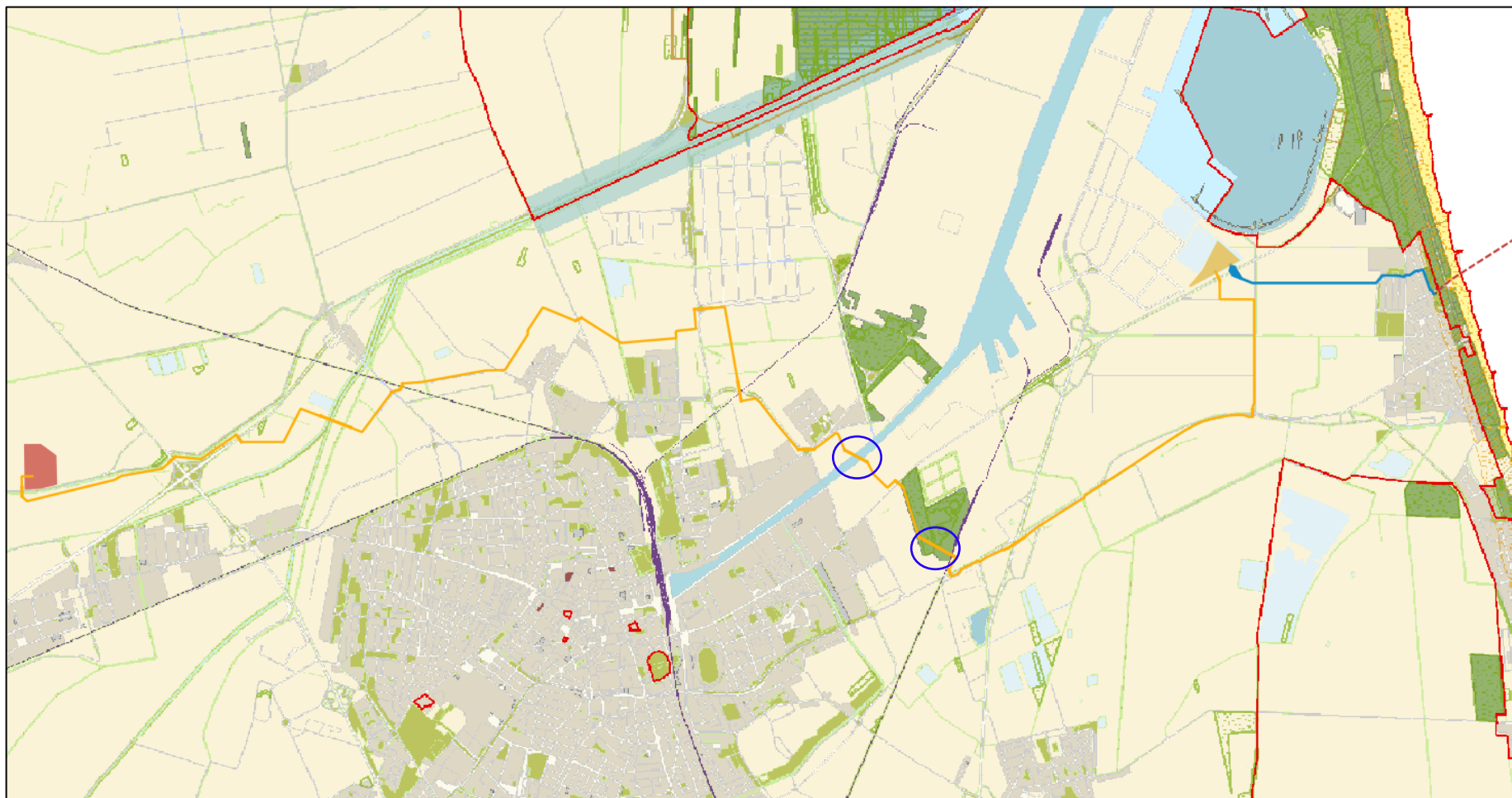
L'elaborato RUE 10, anch'esso facente parte della sezione riguardante gli Elaborati Gestionali del RUE, consiste nella Tavola dei vincoli ed è suddiviso in cinque overlay (da 10.1 a 10.5) rappresenta i vincoli all'uso e alla trasformazione del territorio che derivano dagli strumenti di pianificazione vigenti e dagli atti amministrativi di opposizione di vincoli di tutela e più nello specifico descritti come segue:

- Il RUE 10.1 individua l'overlay con i vincoli paesaggistici vigenti art. 136 e 142 e beni archeologici art. 10-13 ai sensi del Codice dei Beni Culturali e del Paesaggio;
- Il RUE 10.2 individua l'overlay con i vincoli ambientali vigenti;
- Il RUE 10.3 include gli overlay con la sintesi del PTCP. Suddetto RUE è diviso in tre tavole, 10.3.1, 10.3.2 e 10.3.3, le quali individuano rispettivamente i siti di "Tutela dei Sistemi Ambientali e delle Risorse Naturali e Storico-Culturali", i "Dossi, Paleodossi e i Sistemi Dunosi" e i siti individuati dal "Piano Provinciale di Gestione dei Rifiuti (PPGR) e Piano Regionale di Tutela delle Acque (PRTA)";
- Il RUE 10.4 e 10.4.1 individuano le aree soggette a vincoli dai Piani Stralcio di Bacino. In particolare, il RUE 10.4 indica l'overlay con il "Piano Stralcio di Bacino – Rischio Idrogeologico", mentre il 10.4.1 indica l'overlay "Direttiva Verifiche Idrauliche e Accorgimenti Tecnici – Piani Stralcio Bacino Fiumi Romagnoli". In accordo con la Tavola 10.4, la parte di progetto che interessa l'area a terra si trova in zone individuate come aree di "Potenziale Allagamento", art. 6 del Piano Stralcio per il Rischio Idrogeologico, ed "Aree Potenzialmente Interessate da Alluvioni Rare", art. 15 Piano Stralcio per il Rischio Idrogeologico;
- Il RUE 10.5 rappresenta l'overlay con i "Canali Rete Scolanti – Consorzi di Bonifica".

Dall'analisi della Tavola 10.1 (Figura 28) e dall'interazione con il portale RuP è possibile affermare che l'area del pozzetto di giunzione sia collocata in una zona identificata come "Territorio costiero: 300 m dalla linea di battigia".

Il cavodotto proveniente dal parco eolico offshore (linea tratteggiata rossa parzialmente visibile in figura) interessa un'area vincolata identificata nella Tavola RUE 10.3.1 come "aree di notevole interesse pubblico". Anche in questo caso valgono le considerazioni precedenti.

Gli elettrodotti 380 kV, nel loro percorso verso la stazione Terna La Canala di arrivo, attraversano in minima parte aree vincolate identificate come "Territori coperti da boschi e foreste" (art. 142 g D.Lgs. N. 42/04,) ed il Canale Candiano (aree cerchiato in blu in Figura).





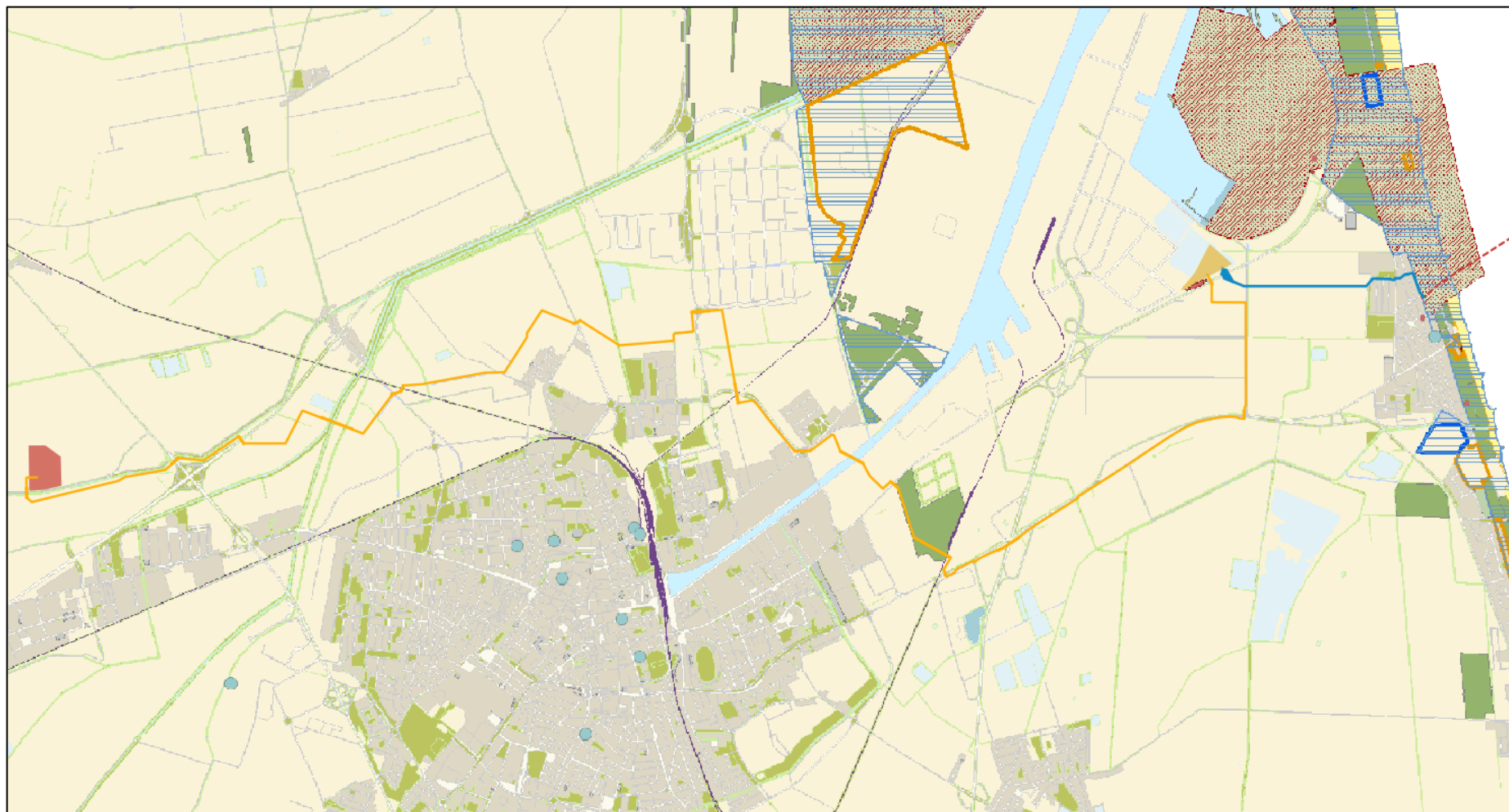
| | |
|--|--|
| | Aree di notevole interesse pubblico |
| | Zone umide di importanza internazionale - art.142 i) |
| | Territorio costiero - art.142 a) |
| | Parco del Delta del Po - art.142 f) |
| | Riserve Naturali dello Stato - art.142 f) |
| | Territori coperti da boschi e foreste - art.142 g) |
| — Zone gravate da uso civico di legnatico e di pesca - art.142 h) | |
| | Zona gravata da uso civico di legnatico - art. 142 h) |
| | Zona gravata da uso civico di pesca - art. 142 h) |
| — Art142m | |
| | Zona di interesse archeologico (con DM) - art. 142 m) |
| | Zona di potenziale interesse archeologico (da RUE) - art. 142 m) |
| | Zone di interesse archeologico - art. 142 m) |
| | Beni archeologici - art. 10 - 13 |
| | Fiumi e corsi d'acqua - art.142 c) |

Figura 28: Estratto della Tavola RUE 10.1 “Overlay vincoli paesaggistici vigenti ai sensi del Codice dei beni culturali e del paesaggio art.136 e art.142”
(fonte: RUE comune di Ravenna).



In Figura 29 si riporta un estratto della Tavola RUE 10.2 nella quale è possibile osservare, grazie anche all'interazione con il portale RUP, che le opere a terra in progetto non interessino alcun vincolo ad eccezione del pozzetto di giunzione che è compreso in un'area identificata come "Sito di Interesse Comunitario - Zona di Protezione Speciale" (cfr. § 3.3.2) ed "Aree soggette a Vincolo idrogeologico" (cfr. § 3.3.5).

Le stesse zone sono interessate dall'arrivo del cavidotto dal parco eolico offshore (linea tratteggiata rossa parzialmente visibile in figura).













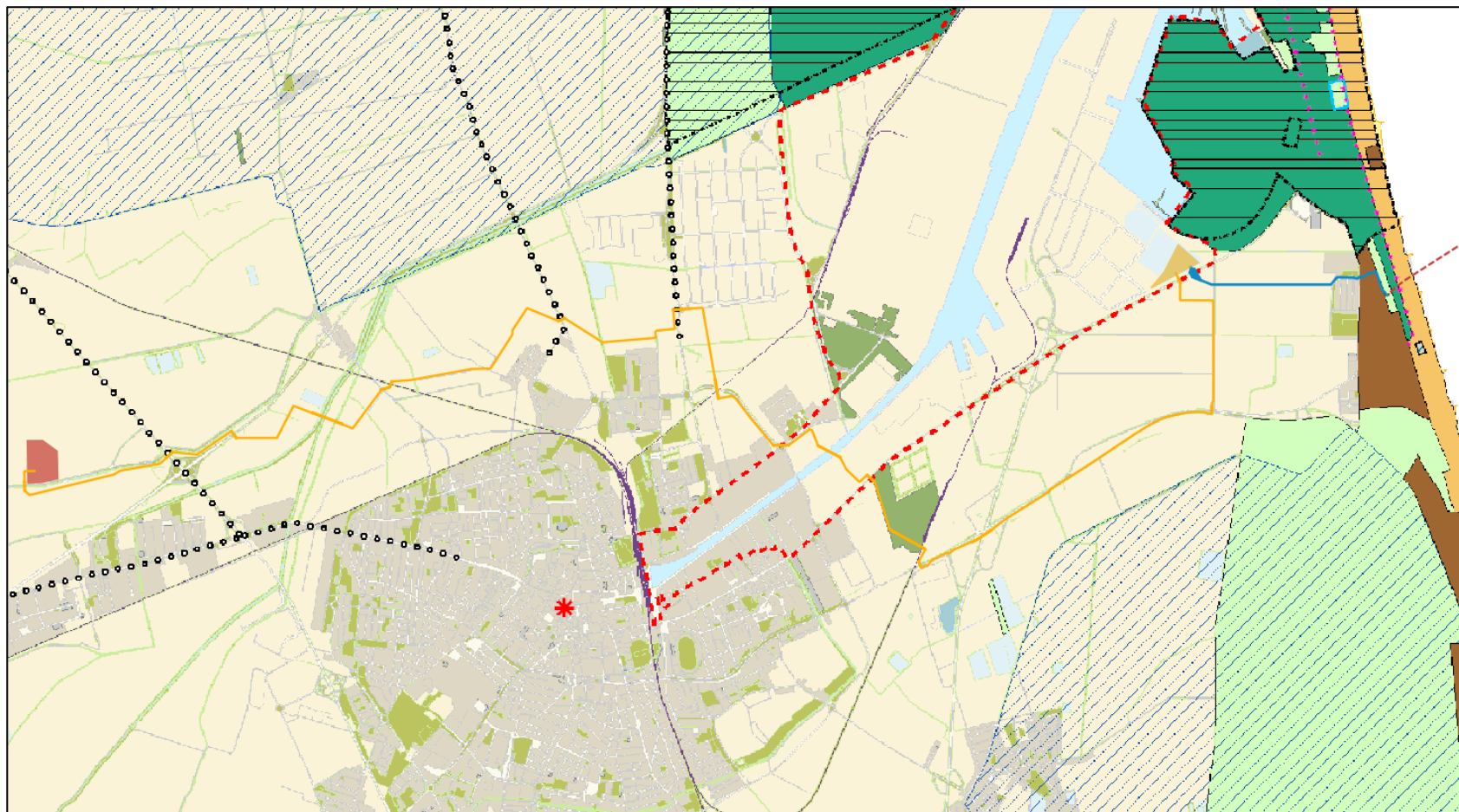
| | |
|---|---|
|  | Albero monumentale |
|  | Aree incendiate (punti) |
|  | Aree incendiate (zone) |
| — Vincolo idrogeologico | |
|  | Aree che conservano le caratteristiche del vincolo |
|  | Aree che hanno perso la caratteristica per essere assoggettate alla procedura autorizzativa del vincolo |
|  | Aree soggette a Vincolo idrogeologico |
| — SIC-ZPS | |
|  | Sito di Interesse Comunitario - Zona di Protezione Speciale |
|  | Zona di Protezione Speciale |

Figura 29: Estratto della Tavola RUE 10.2 “Overlay vincoli ambientali vigenti” (fonte: RUE comune di Ravenna).



In Figura 30 si riporta un estratto della Tavola RUE 10.3.1 dalla cui analisi è possibile osservare come l'area del pozzetto di giunzione sia compresa in *"Zone di particolare interesse paesaggistico-ambientale"* mentre le zone vincolate presenti sulla costa interessate dall'arrivo del cavidotto dal parco in mare (linea rossa tratteggiata fine parzialmente visibile in figura) è identificato in *"Zone di tutela naturalistica di conservazione"* (art. 3.25a) e *"Zone di riqualificazione della costa e dell'arenile"* (art. 3.13).

Infine, il percorso dei cavidotti 380 kV verso la stazione Terna attraversa alcune viabilità storiche identificate come *"Elementi di interesse storico-testimoniale"* (art. 3.24A).















| | |
|---|---|
|  | Insempiamenti urbani storici - art. 3.22 |
| — Zone ed elementi di particolare interesse storico | |
|  | Elementi di interesse storico-testimoniale, Viabilità panoramica - art. 3.24B |
|  | Elementi di interesse storico-testimoniale, Viabilità storica - art. 3.24A |
| — Zone ed elementi di particolare interesse archeologico | |
|  | Aree di affioramento di materiali archeologici - art. 3.21a b3 |
|  | Aree di concentrazione di materiali archeologici - art. 3.21a b2 |
| — Zone ed elementi di particolare interesse storico e testimoniale | |
|  | Città delle colonie |
|  | Colonie marine |
| — Progetti di valorizzazione | |
|  | Aree studio - art. 7.6 |
|  | Parchi regionali - art. 7.4 |
|  | Perimetro del P.R. del Porto - art. 3.12 |

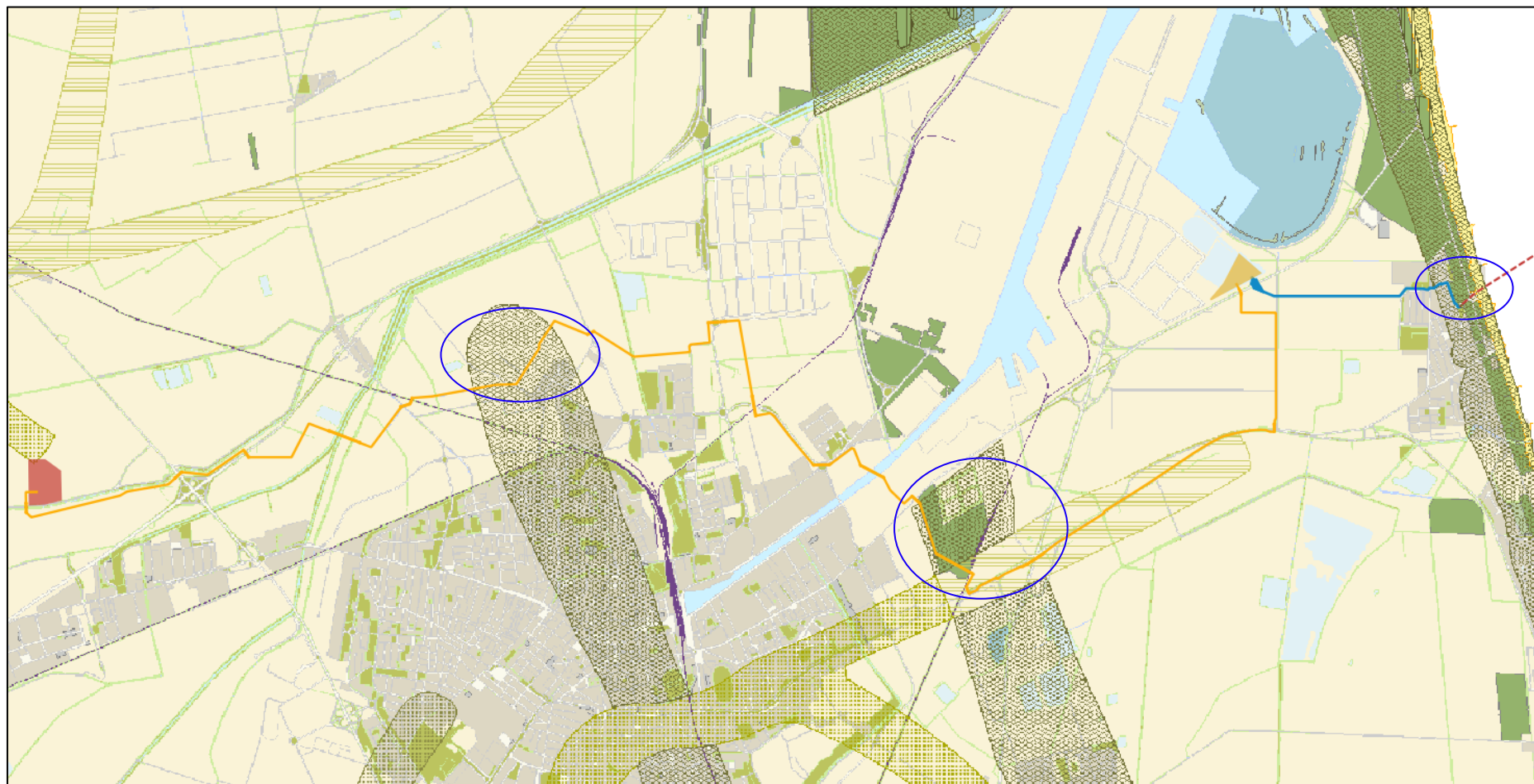
Figura 30: Estratto della Tavola RUE 10.3.1 “Overlay sintesi del PTCP: Tutela dei sistemi ambientali e delle risorse naturali e storico-culturali”
(fonte: RUE comune di Ravenna).



La Tavola RUE 10.3.2 riporta l'overlay dei dossi, paleodossi e sistemi dunosi identificati nel PTCP. Dall'analisi della figura seguente è possibile osservare come alcuni sistemi dunosi quali *"Sistemi dunosi costieri di rilevanza storico documentale paesistica"* (art. 3.20d del PTCP) e *"Paleodossi fluviali particolarmente pronunciati"* (art. 3.20a del PTCP) siano interessati in alcuni punti (cerchiati in blu in Figura) dal percorso degli elettrodotti 380kV (percorso giallo).

L'area costiera interessata dal cavidotto in arrivo dal parco eolico in mare e dall'area dedicata al pozzetto di giunzione rientrano anch'essi in una zona di pertinenza di *"Sistemi dunosi costieri di rilevanza storico documentale paesistica"*.

Si rimanda al capitolo dedicato al PTCP per un'analisi di maggiore dettaglio (v. cap. 3.1.4.2).





| — Art 3.20 | |
|------------|--|
| | Paleodossi fluviali particolarmente pronunciati - art. 3.20a |
| | Dossi in ambito fluviale recente - art. 3.20b |
| | Paleodossi di modesta rilevanza che a causa di profonde trasformazioni di carattere urbanistico o a seguito di bonifiche fondiarie, hanno perso la morfologia e il micro rilievo originario - art. 3.20c |
| | Paleodossi di modesta rilevanza da sottoporre alla direttiva di cui al comma 4 e alle prescrizioni di cui al comma 8 e 8bis dell'art.3.20 del vigente PTCP - art. 3.20c |
| | Sistemi dunosi costieri di rilevanza storico documentale paesistica - art. 3.20d |
| | Sistemi dunosi costieri di rilevanza idrogeologica - art. 3.20e |

Figura 31: Estratto della Tavola RUE 10.3.2 “Overlay sintesi del PTCP: dossi, paleodossi e sistemi dunosi” (fonte: RUE comune di Ravenna).



In Figura 32 si riporta uno stralcio della Tavola del RUE 10.3.3 dalla quale è possibile osservare la presenza di una vasta zona di tutela delle acque sotterranee identificata come “*Zone di protezione delle acque sotterranee costiere*” in considerazione delle evidenze di subsidenza costiera e di salinizzazione delle falde per ingressione di acque marine e normata dall’art. 5.7 delle norme di attuazione del Piano di Tutela delle Acque Provinciale (PTA) di cui si riportano le seguenti prescrizioni.

[...] (P) per le estrazioni di acque freatiche in corso di cantierizzazione, nelle escavazioni che espongono la falda freatica va limitato l’impiego di pompe well-point ad esclusione delle attività finalizzate a bonifiche e simili; lo scavo deve essere preferibilmente circondato da dispositivi idonei a limitare l’afflusso delle acque freatiche. L’allontanamento delle sole acque estratte dovrà avvenire preferibilmente per reimmissione diretta in falda freatica mediante pozzo a dispersione.

b1) (P) nell’area delimitata nel lato nord-ovest dallo scolo Fagiolo, a sud dal Canale Candiano (dalla confluenza dello scolo Fagiolo all’inizio di Largo Trattaroli), nel lato nord-est dagli scoli consorziali Cupa/Canala, per interventi che prevedono estrazione di acque freatiche con impiego di pompe well-point per volumi complessivi superiori a 6.000 mc, va comunicato alla Provincia di Ravenna, al Comune di Ravenna e per conoscenza alla Sezione Provinciale ARPA di Ravenna:

- la localizzazione dell’area interessata dall’estrazione
- i volumi complessivi previsti di emungimento
- le modalità di gestione dell’estrazione (n° pompe, loro localizzazione, loro portate di emungimento, etc...)

La comunicazione va effettuata almeno 30 giorni prima dell’inizio dell’estrazione, salvo casi di emergenza. Preferibilmente l’allontanamento delle sole acque estratte dovrà avvenire per reimmissione diretta in falda freatica mediante pozzo a dispersione, compatibilmente con la qualità della falda emunta.[...]

Nel caso in cui in fase di cantiere si ravveda la necessità di installare dei sistemi di abbassamento della falda, verranno rispettate tutte le prescrizioni sopra riportate.

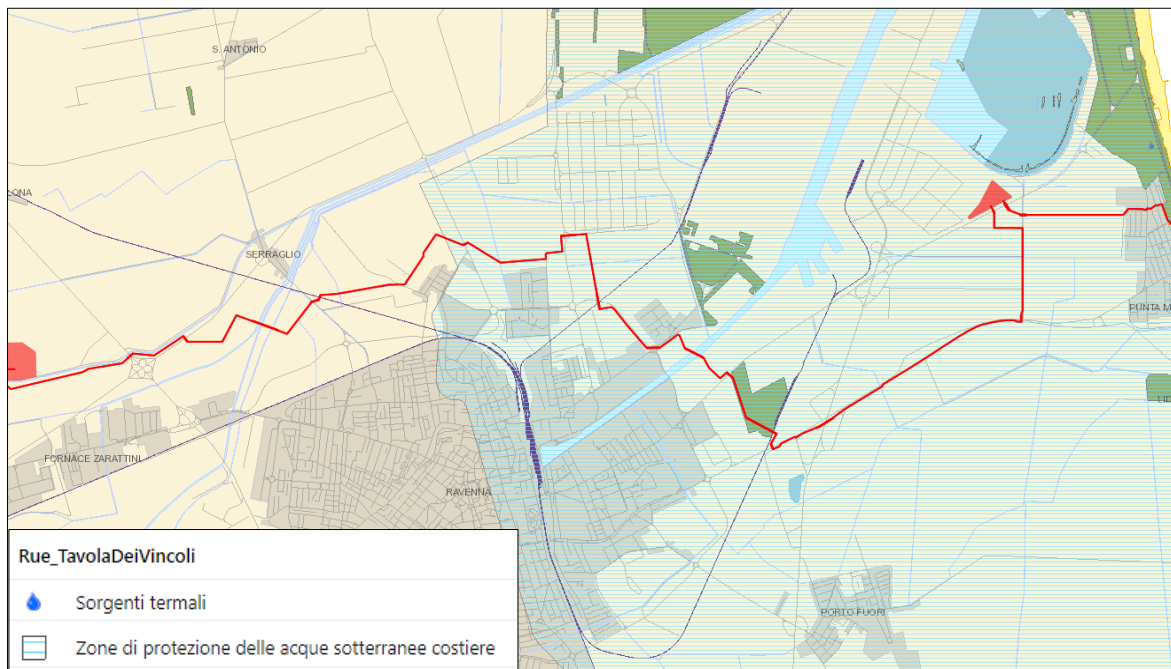


Figura 32: Estratto della Tavola RUE 10.3.3 “Overlay sintesi del PTCP: Piano Provinciale di Gestione dei Rifiuti (PPGR) e Piano Regionale di Tutela delle Acque (PRTA)” (fonte: RUE comune di Ravenna).

Infine, si riporta un estratto della Tavola RUE 10.4.1 “Overlay direttiva verifiche idrauliche e accorgimenti tecnici – Piani stralcio Bacino Fiumi Romagnoli” dalla quale è possibile estrapolare le informazioni riguardanti i tiranti idrici delle porzioni di territorio interessate dalle opere a terra in progetto.

Sotto questo aspetto, si osserva come tutta l’area di costa, nella quale verranno realizzate le opere del pozzetto di giunzione dei cavidotti, abbia un tirante idrico fino a 50 cm.

Lo stesso vale per l’area interessata dalla stazione SSE-BESS-P2H2e per la maggior parte del percorso degli elettrodotti che inizia ad assumere valori maggiori, tirante idrico da 50 a 150 cm, spostandosi verso la stazione Terna La Canala.

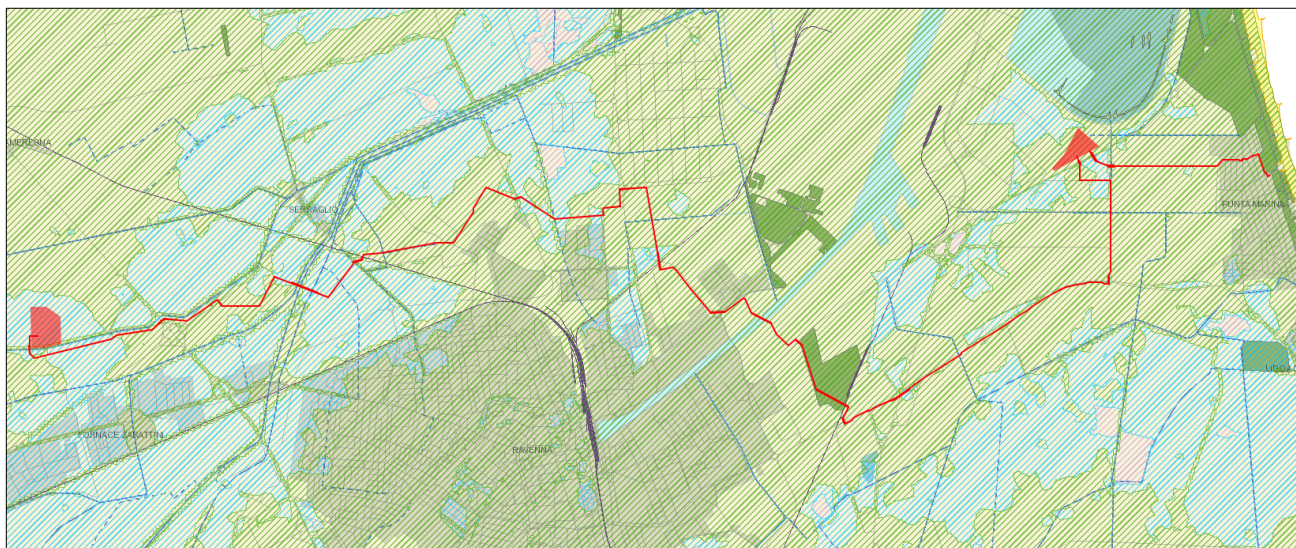


Figura 33: Estratto della Tavola 10.4.1 – “Overlay direttiva verifiche idrauliche e accorgimenti tecnici – Piani stralcio Bacino Fiumi Romagnoli” (fonte: Rue comune di Ravenna).

3.2 Pianificazione dello spazio marittimo (MSP) e crescita blu

La direttiva quadro sulla strategia per l'ambiente marino (Direttiva 2008/56/UE) costituisce il punto di riferimento della politica marittima integrata dell'Unione europea (PMI) che individua la pianificazione dello spazio marittimo come strumento politico intersettoriale che consente alle autorità pubbliche e alle parti interessate di applicare un approccio integrato, coordinato e transfrontaliero.

Con la Direttiva 2014/89/UE, ogni stato membro è tenuto a elaborare e attuare la pianificazione dello spazio marittimo per contribuire, attraverso un approccio ecosistemico, allo sviluppo e alla crescita sostenibili in ambito marino mediante la redazione di appositi Piani di Gestione dello spazio marittimo (di seguito MSP).

Con D. Lgs 201/2016, l'Italia ha recepito la Direttiva Europea che stabilisce di disporre, entro marzo 2021, i piani dello spazio marittimo per tutte le acque e i fondali su cui l'Italia ha giurisdizione.

Lo stesso Decreto stabilisce che il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti è l'Autorità competente (art. 8) alla quale sono assegnate specifiche attività (artt. 8, 9, 10, 11), istituisce il Tavolo interministeriale di coordinamento (TIC) presso la Presidenza del Consiglio dei Ministri – Dipartimento per le politiche europee (DPE), di cui fanno parte tutte le Amministrazioni coinvolte (art. 6) e istituisce il Comitato tecnico presso il Ministero delle infrastrutture e dei trasporti, in qualità di Autorità competente, di cui fanno parte solamente le Amministrazioni maggiormente coinvolte e le Regioni interessate (art. 7).

I piani di gestione dello spazio marittimo sono elaborati dal Comitato tecnico e, prima della approvazione, sono trasmessi al Tavolo interministeriale di coordinamento (TIC) che ne attesta la corrispondenza con il processo di pianificazione.



I piani di gestione dello spazio marittimo sono approvati con decreto del Ministro delle infrastrutture e dei trasporti, previo parere della Conferenza permanente per i rapporti tra lo Stato, le Regioni e le Province autonome di Trento e di Bolzano.

Attualmente la pianificazione dello spazio marittimo nazionale è in fase di elaborazione: nello specifico l'Autorità competente ha messo a disposizione la documentazione disponibile per la consultazione e la partecipazione attiva del pubblico nei procedimenti di elaborazione e di riesame.

In generale, la pianificazione dello spazio marittimo viene attuata attraverso l'elaborazione, l'adozione e l'implementazione di Piani per le proprie acque marine, prestando attenzione alle interazioni terra-mare.

Le attività, gli usi e gli interessi che i Piani possono includere sono:

- Acquacoltura;
- Pesca;
- ricerca e sfruttamento delle risorse minerali ed energetiche e produzione di energia da fonti rinnovabili;
- rotte di trasporto marittimo e flussi di traffico;
- zone di addestramento militare;
- Siti di conservazione della natura e di specie naturali e zone protette zone di estrazione di materie prime;
- ricerca scientifica;
- tracciati per cavi e condotte sottomarine;
- turismo;
- patrimonio culturale sottomarino.

In Italia, si dovranno predisporre i piani di gestione dello spazio marittimo per le aree marittime individuate dalle “*Linee Guida contenenti gli indirizzi e i criteri per la predisposizione dei piani di gestione dello spazio marittimo*” e riconducibili alle sotto-regioni indicate dalla strategia marina (art. 4 della direttiva 2008/56/): il **Mare Adriatico**, il Mare Mediterraneo occidentale, il Mar Ionio e il Mare Mediterraneo centrale.

Per ogni Area marittima si individuano delle sub-aree nelle quali vengono individuate le “Unità di Pianificazione” (UP), ovvero aree alle quali vengono assegnate specifiche vocazioni d'uso, con l'obiettivo di regolarne e indirizzarne il funzionamento e l'evoluzione, e per le quali vengono successivamente definite misure, raccomandazioni e indirizzi per lo svolgimento delle attività (**Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**).

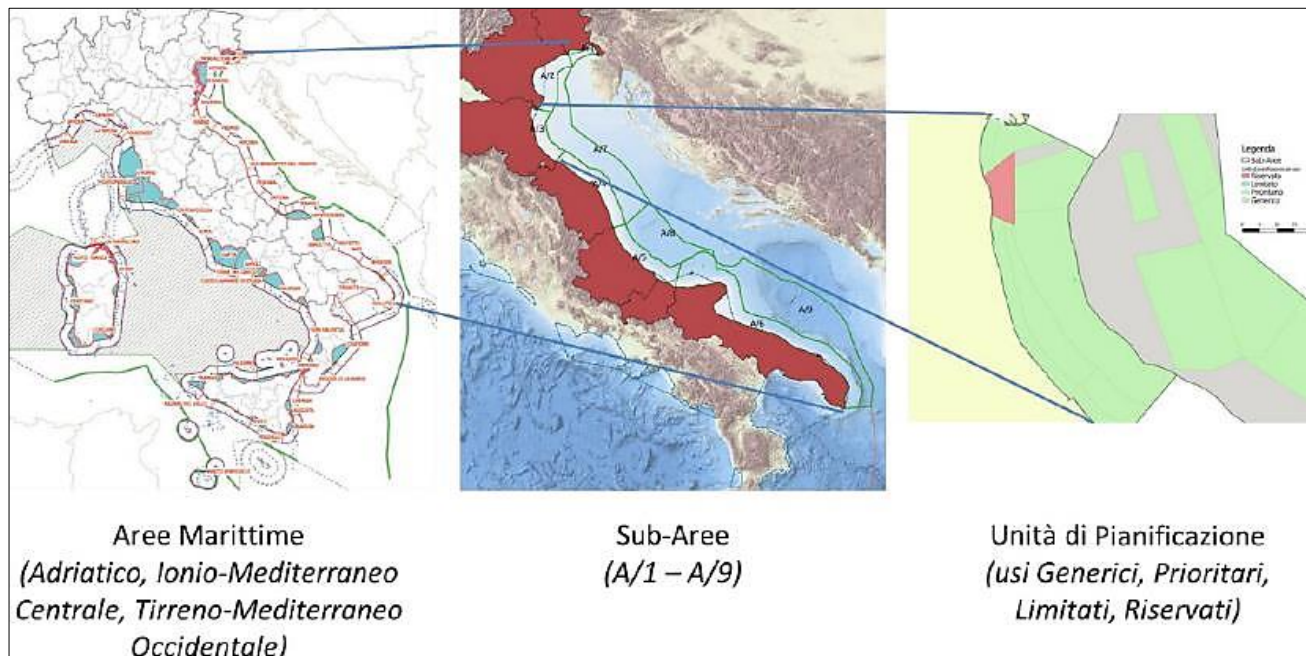


Figura 34: struttura del Piano di gestione dello spazio marittimo”
(fonte: Piano di gestione dello spazio marittimo del Mare Adriatico).

La Regione Emilia-Romagna contribuisce alla pianificazione dell’area marittima “**Mare Adriatico**”, con particolare riferimento alle sub-aree antistanti le coste regionali, Sub-area A3 “Acque territoriali Emilia-Romagna” e parte della Sub-area A/7 “Piattaforma continentale Adriatico centro-settentrionale”.

La Regione con delibera di Giunta n. 277/2021 ha proposto la pianificazione dell’area marittima “Mare Adriatico” (A3-A7) al Ministero delle infrastrutture e dei trasporti ed in particolare trasmette gli elaborati al Comitato Tecnico al fine dello svolgimento delle attività di competenza.

Il Piano ha natura di “*strumento di primo livello, sovraordinato, cioè, agli ulteriori e previgenti atti di pianificazione della gestione del “territorio marino”, il cui contenuto deve necessariamente confluirci*” (Consiglio di Stato, sez. IV, 2 marzo 2020, n. 1486), e rientra nella tipologia dei “superpiani” (insieme al Piano di bacino, di cui all’art. 65 del d.lgs. n. 152/2006, e al Piano paesaggistico, di cui all’art. 145 del d.lgs. n. 42/2004).

Il Piano fornisce indicazioni di livello strategico e di indirizzo per ciascuna Area Marittima e per le loro sub-aree, da utilizzare quale riferimento per altre azioni di pianificazione (di settore o di livello locale) e per il rilascio di concessioni o autorizzazioni.

A seconda delle caratteristiche delle sub-aree e delle necessità di pianificazione, il Piano fornisce indicazioni più o meno dettagliate, sia in termini di risoluzione spaziale che in termini di definizione delle misure e delle raccomandazioni. L’orizzonte temporale di riferimento del Piano è il 2032, anno nel quale, al più tardi, sarà



dovuto un primo aggiornamento del Piano stesso, tenendo conto ove possibile e necessario di un orizzonte temporale di più lungo periodo (anno 2050).

Nel Piano sono presenti misure e azioni che possono avere i seguenti contenuti:

- raccomandazioni e indirizzi rivolti alle autorità amministrative;
- direttive per piani e programmi aventi ad oggetto le acque marine;
- indirizzi (obiettivi) per i piani e programmi aventi come ambito applicativo lo spazio terrestre;
- azioni da svolgere da parte delle autorità amministrative, anche in partenariato con soggetti privati;
- la distribuzione in senso spaziale e temporale dei diversi usi;
- la disciplina di modalità con cui gli usi possono svolgersi;
- la previsione di incentivi.

Quanto alla scala, i piani di gestione dello spazio marittimo individuano:

- misure e azioni a scala nazionale, per le tre aree marittime oggetto di Piano: misure trasversali e di coordinamento;
- misure e azioni a scala di sub-area: misure finalizzate allo sviluppo sostenibile dei settori, alla promozione della coesistenza tra gli usi del mare e al potenziamento delle sinergie tra gli stessi. Per le sub-aree costiere vengono anche individuate misure/azioni relative alle interazioni terra-mare. Ovunque possibile le misure vengono spazializzate all'interno delle sub-aree in relazione alle vocazioni individuate nelle diverse UP;
- eventuali misure specifiche per le singole UP.

La definizione delle UP (localizzazione, estensione e perimetro), in ciascuna Sub-area, viene effettuata mediante giudizio esperto, tenendo conto di una serie di criteri specifici. A ciascuna UP viene assegnato un attributo tipologico, secondo la codifica di seguito descritta:

- **G = Uso Generico o Aree in cui sono tendenzialmente consentiti tutti gli usi**, con meccanismi di regolazione specifica e reciproca definiti o da definire nell'ambito delle norme nazionali ed internazionali o dei piani di settore, in modo da garantire la sicurezza, ridurre e controllare gli impatti ambientali e favorire la coesistenza fra gli usi;
- **P = Uso Prioritario o Aree per le quali il Piano fornisce indicazioni di priorità d'uso e di sviluppo**, indicando anche gli altri usi da garantire o consentire attraverso regolazioni reciproche e con l'uso prioritario identificato;
- **L = Uso Limitato o Aree per le quali viene indicato un uso prevalente**, con altri usi che possono essere presenti, con o senza specifiche limitazioni, se e in quanto compatibili con l'uso prevalente;



- R = Uso Riservato o Aree riservate ad uno specifico uso. Altri usi sono consentiti esclusivamente per le esigenze dell'uso riservato o salvo deroghe e concessioni da parte del soggetto responsabile o gestore dell'uso riservato.

Infine, alle UP di tipo Prioritario, Limitato e Riservato vengono attribuite specifiche indicazioni che riguardano i settori d'uso e/o temi prioritari con valenza trasversale, singolarmente o in modo congiunto.

La **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.** riporta l'elenco degli usi/settori e dei temi con valenza trasversale utilizzati per le attribuzioni di vocazione alle UP.



Tabella 18: Elenco dei Temi trasversali, degli Usi / settori e dei sotto-usi
 (fonte: Piano di gestione dello spazio marittimo del Mare Adriatico)

| | Usi / Settori e Temi trasversali con "Obiettivi Strategici" | Codice | Eventuali sotto-usi |
|--|--|--------|---|
| Principi trasversali | Sviluppo sostenibile | - | - |
| | Protezione ambiente e risorse naturali | n | - |
| | Paesaggio e patrimonio culturale | ppc | Paesaggio costiero Patrimonio culturale sottomarino |
| Usi e settori | Turismo costiero e marittimo | t | turismo balneare turismo esperienziale (e.g. ecoturismo, pesca-turismo, diving, ecc.) turismo nautico |
| | Acquacoltura | a | |
| | Pesca | p | pesca commerciale pesca artigianale pesca ricreativa |
| | Trasporto marittimo e portualità | tm | Trasporto merci Trasporto passeggeri |
| | Energia | e | Energie rinnovabili Cavi e condutture |
| | Esplorazione ed estrazioni minerarie e di idrocarburi | | Estrazione idrocarburi |
| | Sicurezza marittima, della navigazione e sorveglianza | s | - |
| | Ricerca scientifica e innovazione | ri | - |
| | Difesa costiera | dc | - |
| | Altri Usi / Settori da considerare per le UP | | |
| | Telecomunicazioni | tlc | - |
| Immersione a mare di sedimenti dragati | isd | - | |
| Prelievo di sabbie relitte | sa | - | |
| Infrastrutture (usi industriali legati ad attività portuali) | i | - | |
| Difesa | d | - | |

Dall'analisi della Mappa delle Unità di Pianificazione (UP) del MSP del mare Adriatico (**Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**) è possibile osservare che i parchi eolici **Romagna 1** e **Romagna 2** si trovano su aree individuate come P(sa) (in giallo in **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**), ossia aree con



uso prioritario di Prelievo di sabbie relitte, e aree identificate dalla lettera G (in grigio in **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**) uso Generico in cui sono tendenzialmente consentiti tutti gli usi.

Il Cavidotto marino da 220 kV, lungo il suo percorso verso la costa, attraversa diverse UP di seguito elencate:

- P(e) – aree che identificano un uso prioritario o con priorità di sviluppo nel settore dell'energia (in rosso in **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**);
- P(a) - aree che identificano un uso prioritario o con priorità di sviluppo nel settore dell'acquacoltura (in viola in **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**);
- P(t) - aree che identificano un uso prioritario o con priorità di sviluppo nel settore del turismo costiero e marittimo (in arancione in **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**).

Si riporta di seguito un estratto della tabella degli altri usi ammessi riportata nell'allegato 3 "Descrizione Unità di pianificazione proposta sub-aree RER A3 e parte A7" alla delibera di proposta di Piano (DGR n. 277/2021). Con particolare riferimento alle aree identificate come P(sa) "uso prioritario di Prelievo di sabbie relitte" si evince che gli altri usi ammessi riguardano la Pesca, il traffico marittimo, l'estrazione di idrocarburi e natura.

Tabella 19: Estratto Allegato 3 "Descrizione Unità di pianificazione proposta sub-aree RER A3 e parte A7"
 (fonte: Piano di gestione dello spazio marittimo del Mare Adriatico)

| CODICE UNITA' DI PRINIFICAZIONE (UP) | TIPO | Usi Prioritari (P), Riservati (R), Limitati (L) e Generici (G) | Altri usi | Motivazioni per le classificazioni d'uso | Considerazioni e Indicazioni aggiuntive |
|--------------------------------------|--------|--|--|--|--|
| A7_04 | P (sa) | Uso prioritario (P): estrazione sabbie relitte (sa) | Pesca Traffico marittimo Estrazione idrocarburi natura | Presenza di depositi sottomarini di sabbie relitte necessari per il ripascimento delle spiagge. | Attività di pesca con attrezzi da posta e con attrezzi trainati consentite nel rispetto della normativa vigente. Le nuove installazioni per lo sfruttamento degli idrocarburi dovrebbero evitare di sovrapporsi ai giacimenti di sabbie sottomarini |
| A7_01 | G | Uso Generico (G) | Pesca Traffico marittimo Protezione ambiente/ risorse Energie rinnovabili Estrazione idrocarburi Sabbie Relitte | Usi vari che condividono il medesimo spazio nel rispetto delle regole specifiche di ciascuno uso e di regole di coesistenza fra usi. | Attività di pesca con attrezzi da posta e con attrezzi trainati consentite nel rispetto della normativa vigente. Elevata valenza naturalistica: presenza di specie protette (Annex II Direttiva Habitat - <i>Caretta caretta</i> e <i>Tursiops truncatus</i>) in particolare nel settore nord della UP; una porzione limitata della UP ricade nella zona di possibile istituzione del 'Santuario delle Sogliole' (vedi A7_03) |
| A3_07 | P(e) | Uso prioritario (P): settore energia (e) | Acquacoltura Pesca Traffico marittimo Protezione ambiente/risorse | Elevata presenza di piattaforme d'estrazione di idrocarburi, strutture di supporto, condotte sottomarine e terminali marini operanti secondo la normativa vigente. Potenziale per il riuso piattaforme in dismissione. Zone d'interesse per possibili impianti per altre fonti rinnovabili (eolico, solare, moto ondoso).. | Elevata valenza naturalistica: area di riproduzione e accrescimento di specie alieutiche di interesse commerciale (Presenza Zona Tutela Biologica "Fuori Ravenna", Area Tecno reef ADRI.BLU). Attività di pesca con attrezzi da posta e con attrezzi trainati consentite nel rispetto della normativa vigente al di fuori delle aree destinate all'uso prioritario. Traffico marittimo commerciale/passeggeri (Porto di Ravenna) e diportistico intenso. Presenza limitata di aree in concessione per la mitilicoltura con potenziale sviluppo del settore. |



| CODICE UNITA' DI PRINIFICA- | TIPO | Usi Prioritari (P), Riservati (R), Limitati (L) e | Altri usi | Motivazioni per le classificazioni d'uso | Considerazioni e Indicazioni aggiuntive |
|-----------------------------|------|---|---|---|---|
| A3_05 | P(t) | Uso prioritario (P): settore turistico (t) | Traffico marittimo Difesa delle coste Acquacoltura Pesca Protezione ambiente/ risorse Estrazione idrocarburi | Area ad elevata vocazione turistica (balneazione, nautica da diporto). Presenza di reef artificiali con potenziale sviluppo turismo subacqueo e naturalistico. | Traffico marittimo commerciale/passeggeri (Porto di Ravenna) e diportistico intenso Presenza di aree in concessione per la mitilicoltura con potenziale sviluppo del settore. Esercizio pesca artigianale consentito secondo normativa vigente. Esercizio della raccolta di molluschi con draga idraulica secondo normativa vigente. Elevata valenza naturalistica: area di riproduzione e accrescimento specie alieutiche di interesse commerciale. Presenza concessioni minerarie e attività estrattive con potenziale per il riuso piattaforme in dismissione. |
| A3_06 | P(a) | Uso prioritario (P): acquacoltura (a) | Pesca Traffico marittimo Protezione ambiente/ risorse Estrazione idrocarburi | Area ad elevata vocazione per la mitilicoltura. Presenza di aree in concessione per la mitilicoltura con potenziale sviluppo del settore. | Traffico marittimo commerciale/passeggeri (Porto di Ravenna) e diportistico intenso. Attività di pesca con attrezzi da posta e con attrezzi trainati consentite nel rispetto della normativa vigente al di fuori delle aree destinate all'uso prioritario. Presenza di concessioni minerarie, attività estrattive, terminali marini ed infrastrutture operanti secondo la normativa vigente, con potenziale per il riuso di piattaforme di prossima dismissione. |

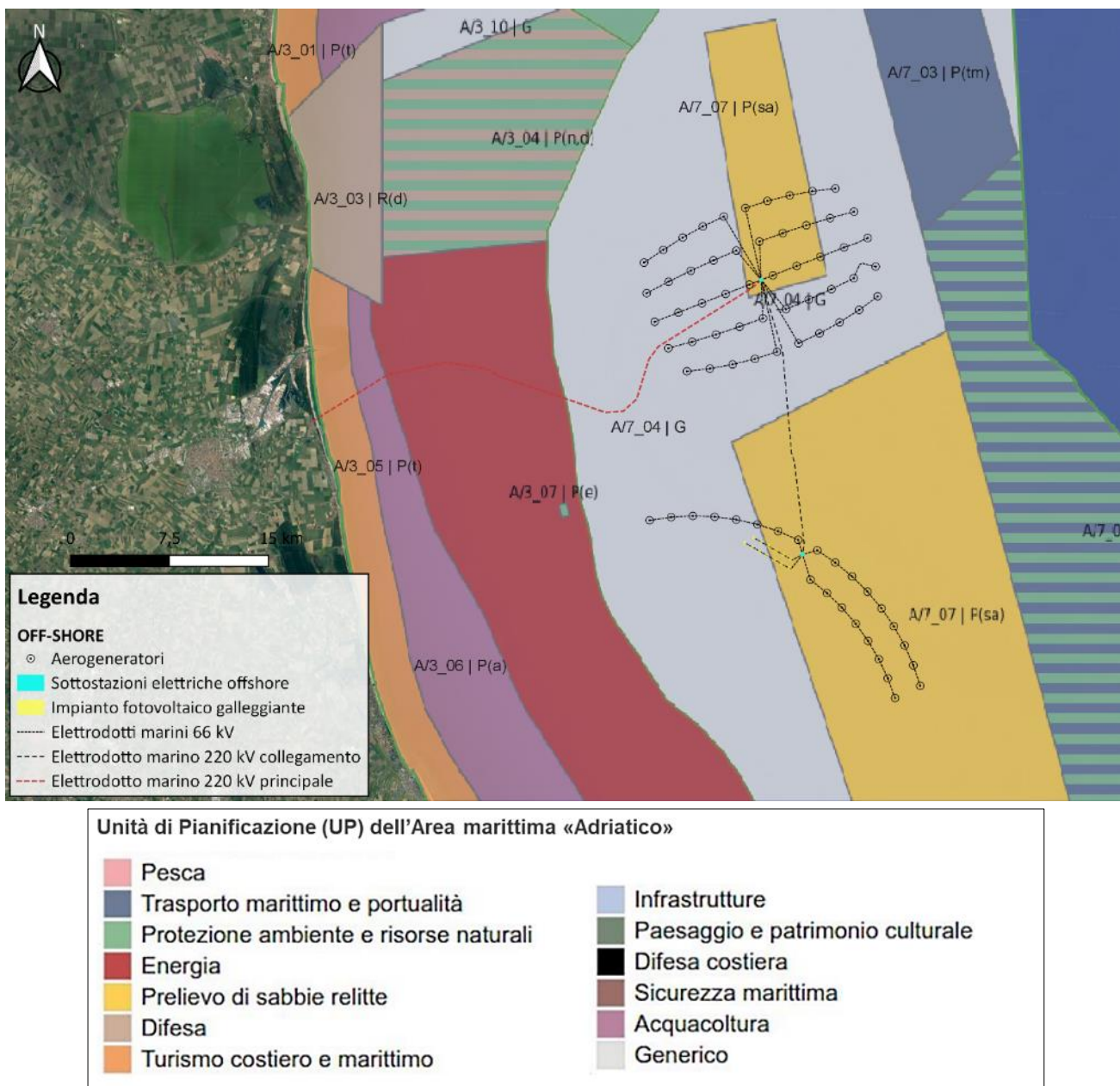


Figura 35: Estratto della mappa delle Unità di Pianificazione (UP) dell'Area marittima «Adriatico» con focus sull'area in esame (fonte: Elaborazione Qgis su dati cartografici del Piano di gestione dello spazio marittimo).

Per quanto concerne l'energia rinnovabile, il Piano per lo Spazio Marittimo dell'Area Adriatica intende contribuire agli obiettivi di aumento della quota di energia prodotta tramite fonti rinnovabili definiti dal PNIEC del 2019 (30% del consumo finale lordo di energia al 2030), nonché a quelli più ambiziosi di decarbonizzazione della società stabiliti dalla UE (riduzione delle emissioni di CO2 del 55% al 2030).



A tal fine il Piano rimarca la necessità di esplorare le potenzialità di produzione energetica rinnovabile a mare, in funzione delle locali condizioni climatiche, paesaggistiche ed ambientali, e quindi di reperire nuovi spazi da destinare a tale fine.

In tale ottica, anche per l'area Adriatica il Piano si propone di favorire la sperimentazione e l'eventuale sviluppo di tecnologie ed impianti di generazione di energia da fonti rinnovabili in mare (con riferimento in particolare all'eolico), sia nelle sub-aree costiere che in quelle offshore, compatibilmente con le vigenti politiche ed esigenza di tutela ambientale e paesaggistica.

Il Piano apre la possibilità di utilizzo sinergico delle piattaforme non più attive per vari scopi, tra i quali la produzione di energia da fonti rinnovabili in mare (**Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**).

Tabella 20: Obiettivi specifici per la sub-area A/3 e A/7

| Settore di riferimento | Codice Obiettivo specifico | Obiettivo specifico |
|------------------------|----------------------------|---|
| Sub-Area A/3 | | |
| Energia | (A/3) OSP_E 01 | Gestire lo sfruttamento nel tempo dei giacimenti metaniferi già autorizzati in modo sicuro per l'uomo e per l'ambiente, in linea con gli orientamenti e le previsioni del PiTESAI. riducendo i conflitti ed aumentando le sinergie con altri settori dell'economia del mare (turismo, acquacoltura, protezione dell'ambiente) Gestire lo sfruttamento nel tempo dei giacimenti metaniferi già autorizzati in modo sicuro per l'uomo e per l'ambiente, in linea con gli orientamenti e le previsioni del PiTESAI. riducendo i conflitti ed aumentando le sinergie con altri settori dell'economia del mare (turismo, acquacoltura, protezione dell'ambiente) |
| | (A/3) OSP_E 02 | Promuovere la generazione di energia da fonti rinnovabili in mare, promuovendo anche, ove possibile, la conversione delle piattaforme in dismissione per progetti multiuso che includano lo stoccaggio di energie prodotte con fonti rinnovabili (idrogeno), la creazione di aree di 'tutela biologica' e/o di siti di interesse per il turismo e la pesca subacquea e acquacoltura |
| Sub-Area A/7 | | |
| Energia | (A/7) OSP_E 01 | Consentire lo sfruttamento nel tempo dei giacimenti metaniferi già autorizzati in modo sicuro per la salute umana e per l'ambiente, riducendo i conflitti ed aumentando le sinergie con altri settori dell'economia del mare, in conformità con gli orientamenti e le previsioni del PiTESAI. |
| | (A/7) OSP_E 02 | <u>Favorire la sperimentazione e l'utilizzo di tecnologie di generazione di energia da fonti rinnovabili in mare, con riferimento particolare all'eolico, compatibilmente con le politiche vigenti per la tutela ambientale e del paesaggio</u> |



3.3 Il quadro vincolistico

3.3.1 Aree di interesse biologico/ecologico e Aree protette dell'Emilia-Romagna

In accordo con il MITE (ex MATTM), il sistema delle aree protette è suddiviso in Parchi Nazionali, Parchi Naturali Regionali e Interregionali, Riserve Naturali, Zone Umide di Interesse Internazionale e altre aree naturali protette, così descritti:

- Parchi Nazionali: istituiti dal MITE e definiti come aree terrestri, lacuali, fluviali o marine che per la loro rilevanza nazionale o internazionale data da valori intrinseci richiedono l'intervento dello Stato per la loro salvaguardia e conservazione.;
- Parchi Naturali Regionali e Interregionali: istituiti dalle regioni e definiti come aree terrestri, lacuali, fluviali o tratti di mare fronteggiante la costa che hanno valore naturalistico e ambientale e che costituiscono un complesso omogeneo identificato dagli assetti naturalistici dei luoghi, dei valori artistici e paesaggistici e delle tradizioni delle comunità locali;
- Riserve Naturali: istituiti dal MITE o dalle regioni a seconda della rilevanza degli ambienti naturalistici presenti e definiti come aree terrestri, lacuali, fluviali o marine che contengono specie naturalistiche rilevanti per la biodiversità dell'ecosistema stesso.

Per quanto riguarda le **aree marine nazionali**, regionali e interregionali soggette a tutela, il sito non ricade in alcuna delle ventisette identificate dal MITE.

In merito all'ambito terrestre, si individuano dieci parchi e riserve nazionali all'interno del territorio regionale, la maggior parte delle quali all'interno del parco regionale del Delta del Po, istituito nel 1988 tramite la Legge Regionale 27/88. Nella Tabella 21 si indicano i siti tutelati presenti nel territorio provinciale più prossimi all'area in esame.

Con particolare riferimento alle **opere a terra** è possibile individuare nell'area di approdo dei cavidotti alla terra ferma l'unica possibile interferenza diretta con la Riserva Nazionale "Pineta di Ravenna" (Figura 36).

Tabella 21: Elenco dei parchi e riserve nazionali e regionali soggette a tutela

| Nome | Legge e Decreto di riferimento |
|---|--------------------------------|
| Parco Regionale del Delta del Po' (Emilia-Romagna) | L.R. n. 27/88 |
| Riserva Naturale "Pineta di Ravenna" | L. n. 394/91, D.M. 13/07/1977 |
| Riserva Naturale "Duna Costiera Porto Corsini" | L. n. 394/91, D.M. 15/04/1983 |
| Riserva Naturale "Duna Costiera Ravennate e Foce Torrente Bevano" | L. n. 394/91, D.M. 05/09/1979 |
| Riserva Naturale Popolamento Animale "Salina di Cervia" | L. n. 394/91, D.M. 09/02/1972 |
| Riserva Naturale Orientata "Foce del Fiume Reno" | L. n. 394/91, D.M. 16/03/1981 |
| Riserva Naturale Popolamento Animale "Destra Foce del Fiume Reno" | L. n. 392/91, D.M. 15/04/1983 |

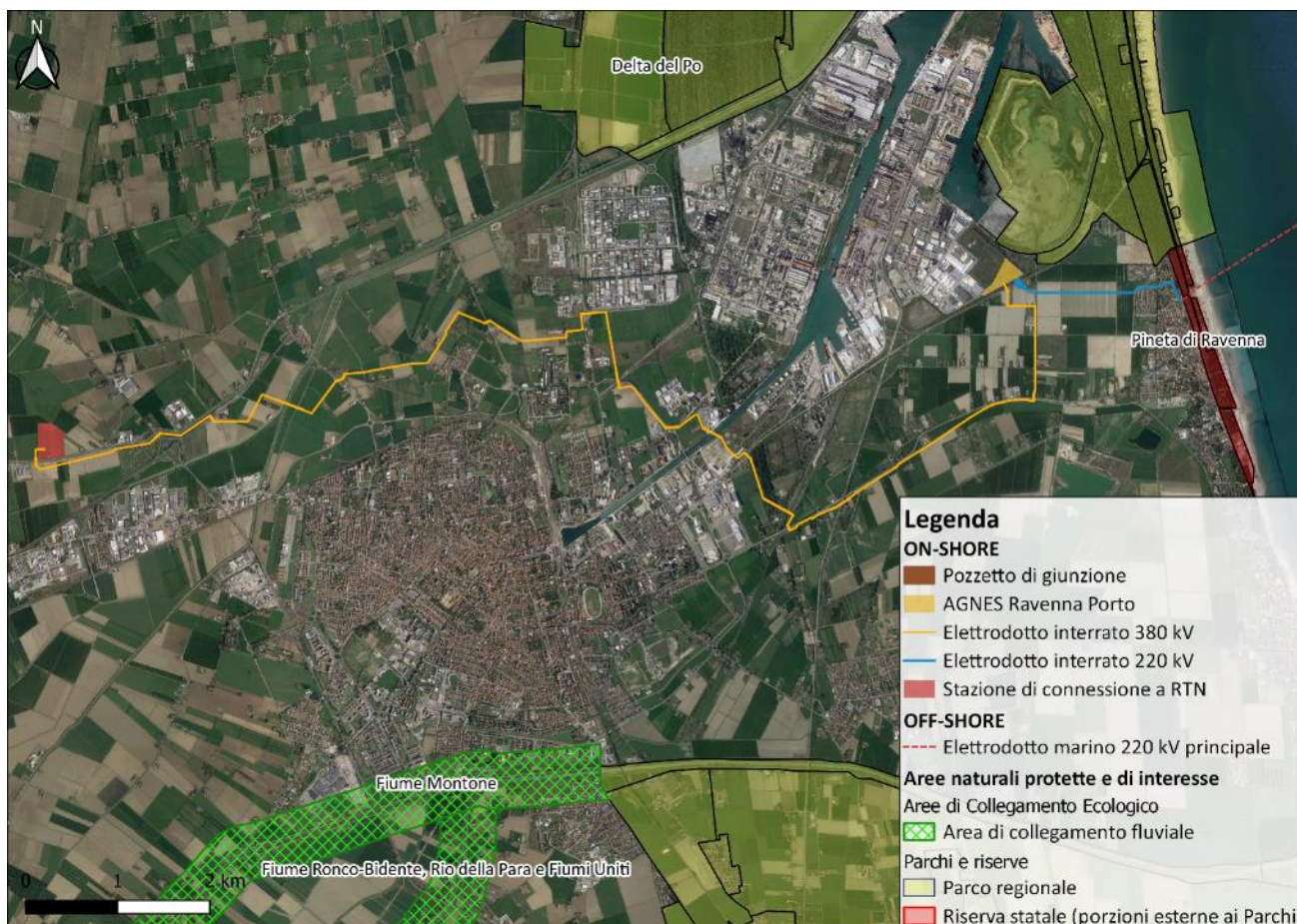


Figura 36: Aree Naturali protette e Aree di Collegamento Ecologico presenti nei pressi dell'area interessata dalle opere onshore in progetto (Elaborazione Qgis su cartografia digitale messa a disposizione dalla Regione Emilia-Romagna).

Le Zone di Tutela Biologica (ZTB) sono aree di mare protette istituite per salvaguardare e ripopolare le risorse marine dal Ministero delle politiche agricole alimentari e forestali. In Emilia-Romagna, al largo delle coste ravennati è presente la ZTB "Area fuori Ravenna" istituita con D.M 16 marzo 2004 e s.m.i.

In questa zona è vietata la pesca del novellame di tutte le specie di pesci, per tutto l'anno. È vietato l'esercizio di tutte le forme di pesca professionale, sportiva e della pesca ricreativa, inclusa la pesca subacquea. È consentito l'esercizio della pesca professionale con l'uso delle nasse, delle reti da posta e l'uso dei palangari; la pesca sportiva è consentita con un massimo di 5 ami per pescatore ed è autorizzata la pesca anche con natanti collettivi (Servizi GIS Regione Emilia-Romagna, Metadati).

Come osservabile in Figura 37 il percorso dei cavidotti interessa l'area "Fuori Ravenna" mentre il parco off shore si trova a notevole distanza dalla suddetta zona ad oltre le 12 miglia dalla costa in acque non territoriali e a circa 10 km dal punto più prossimo della ZTB.

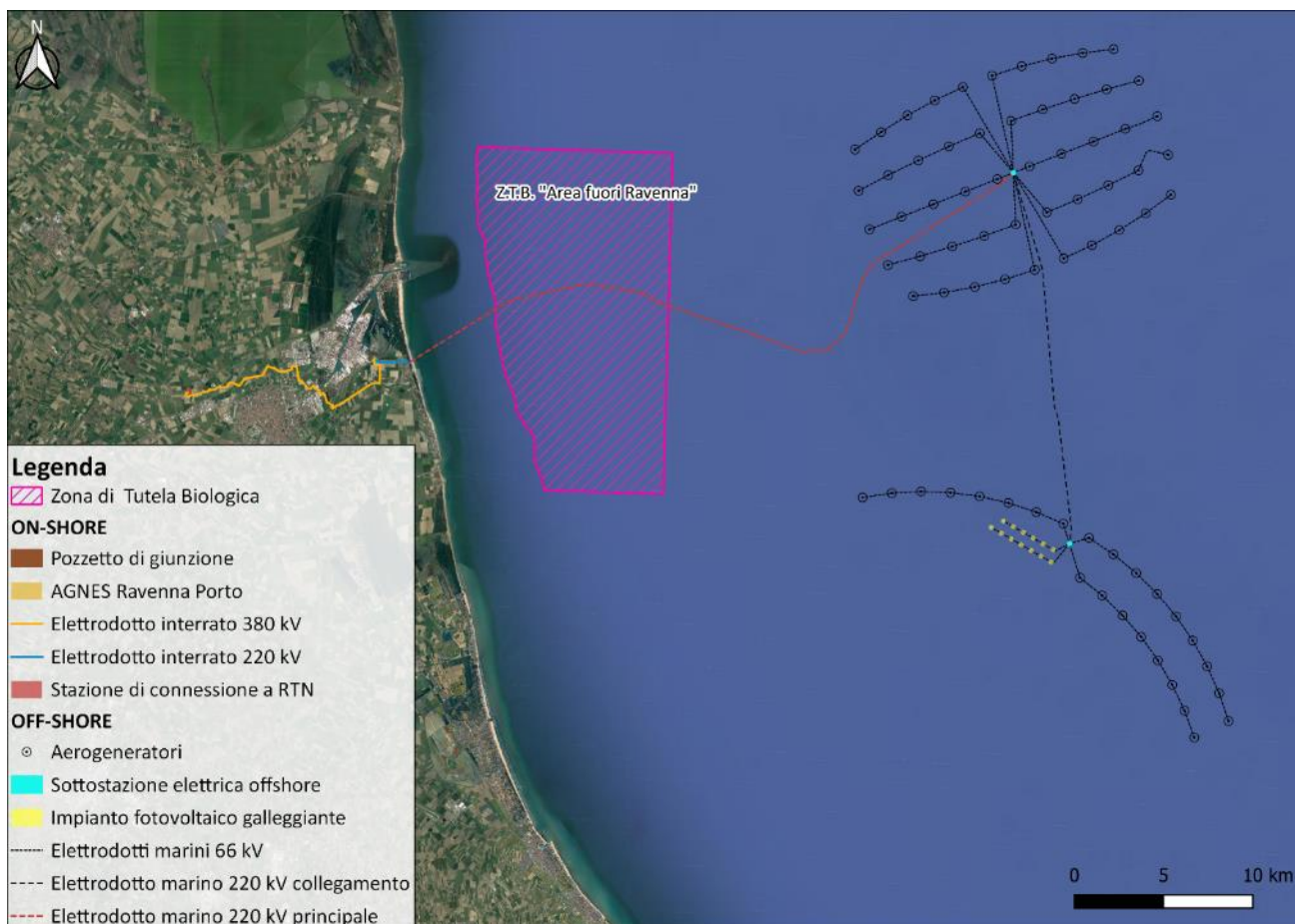


Figura 37: Zona di Tutela Biologica "Area fuori Ravenna"
(Elaborazione Qgis su cartografia digitale messa a disposizione dalla Regione Emilia-Romagna).

3.3.2 Siti e aree della Rete Natura 2000

La Rete ecologica Natura 2000 trae origine dalla Direttiva dell'Unione Europea 92/43 "Habitat" e si basa sull'individuazione di aree di particolare pregio ambientale denominate Siti di Importanza Comunitaria (SIC), destinate a diventare Zone Speciali di Conservazione (ZSC), che vanno ad affiancare le Zone di Protezione Speciale (ZPS) per l'avifauna, previste dalla Direttiva 2009/147/CE "Uccelli" che ha sostituito la storica direttiva 79/409.

Si riporta nella Figura seguente la localizzazione dei siti Rete Natura 2000 presenti nell'area di progetto.



Legenda

ON-SHORE

- Pozzetto di giunzione
- AGNES Ravenna Porto
- Elettrodotto interrato 380 kV
- Elettrodotto interrato 220 kV
- Stazione di connessione a RTN

OFF-SHORE

- Aerogeneratori
- Sottostazione elettrica offshore
- Impianto fotovoltaico galleggiante
- Elettrodotti marini 66 kV
- Elettrodotto marino 220 kV collegamento
- Elettrodotto marino 220 kV principale

Rete Natura 2000

- SIC
- ZPS
- ZSC
- ZSC-ZPS

Figura 38: Localizzazione dei siti Rete Natura 2000 nell'area di progetto
 (Elaborazione Qgis su cartografia digitale messa a disposizione dalla Regione Emilia-Romagna).

In merito alle **opere in mare** del progetto in esame, i parchi eolici si trovano all'esterno dei siti Rete Natura 2000 e in prossimità della ZSC "Relitto della Piattaforma Paguro" (Codice: IT4070026) e del SIC "Adriatico settentrionale" (Codice: IT4060018).



La ZSC si trova a circa 11 miglia dalla costa, nei fondali al largo di Ravenna, ed è formato da un reef artificiale creatosi sul relitto della piattaforma di perforazione "Paguro", costruita dall'AGIP a Porto Corsini nel 1963 per l'estrazione del metano.

Si tratta di una struttura artificiale collassata nel 1965 in seguito ad esplosione, con cratere tuttora evidente sul fondale fangoso a sud del relitto, di profondità massima che raggiunge i 33 m, mentre la parte più alta dei tralicci che costituiscono il relitto giace a 10 m di profondità. L'area istituita è un rettangolo di 66 ettari e si trova al centro della Zona di Tutela Biologica istituita dal Decreto del Ministero delle Risorse Agricole, Alimentari e Forestali del 21 luglio 1995, con la quale sostanzialmente coincide (Sito Web Regione Emilia-Romagna).

Come riportato nel Piano di Gestione del SIC approvato nel 2014, nell'area marina vige il divieto di qualsiasi attività di pesca sportiva e vengono autorizzate le sole immersioni sportive e didattiche nonché quelle dedicate alla ricerca scientifica.

La ZSC "Relitto della piattaforma Paguro" dista circa 2000 metri dall'aerogeneratore più vicino (Romagna 1).

Il SIC "Adriatico settentrionale" (Codice IT4060018) è un ambiente marino individuato a tutela specifica di "Caretta caretta" (Testuggine di mare) e "Tursiops truncatus" (Tursiope comune o delfino tursiope). Sulla base delle osservazioni e degli spiaggiamenti, l'area è stata localizzata a contatto con l'analogo sito Veneto di cui costituisce prosecuzione verso sud, tra le 6 e le 12 miglia dalla costa, per circa 311 chilometri quadrati (31.160 ettari) dello spazio marino antistante le spiagge emiliano-romagnole, per un totale, compreso il sito Veneto, di 536 chilometri quadrati.

Anche nella suddetta area vigono misure di riduzione dello sforzo pesca con diverse prescrizioni e divieti come da Delibera Num. 1572 del 09/11/2020 di istituzione del sito di importanza comunitaria della Rete Natura 2000 per la salvaguardia della fauna marina.

Il SIC "Adriatico settentrionale" (Emilia-Romagna) dista circa 3100 metri dall'aerogeneratore più vicino (Romagna 2).

Per quanto riguarda le **opere a terra**, come osservabile in Figura 39, il progetto rientra in minima parte nel sito ZSC-ZPS "Pialassa dei Piomboni, pineta di Punta Marina" (codice IT4070006) definitivamente designato SIC attraverso Decreto Ministeriale emanato dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio in data 02/08/10. In particolare, le opere soggette a tale vincolo riguardano l'area del pozzetto di giunzione e una parte dell'elettrodotto 220 kV.

Il sito ZSC-ZPS ricade all'80% nel Parco regionale Delta del Po ed è localizzato immediatamente a Sud del porto-canale di Ravenna, il Candiano, in area litoranea e sublitoranea tra i lidi di Marina di Ravenna e Punta Marina, e comprende tre tipologie: la zona umida Pialassa dei Piomboni, la Pineta litoranea posta tra la Pialassa ed il mare, il tratto di litorale con lembi relitti di dune attive, la spiaggia ed il mare antistante per un tratto di circa 250 metri.



Chiuso tra l'area portuale con insediamento industriali e le due stazioni balneari citate, il sito è interessato da fortissime pressioni antropiche che causano alterazioni significative, nonostante ricada in parte entro la stazione Pineta di S. Vitale e Pialasse di Ravenna del Parco Regionale Delta del Po (110 ha), in parte sia sottoposto a vincolo idrogeologico (197 ha), in parte sia Riserva Naturale dello Stato (48 ha) (Sito Web Regione Emilia-Romagna).

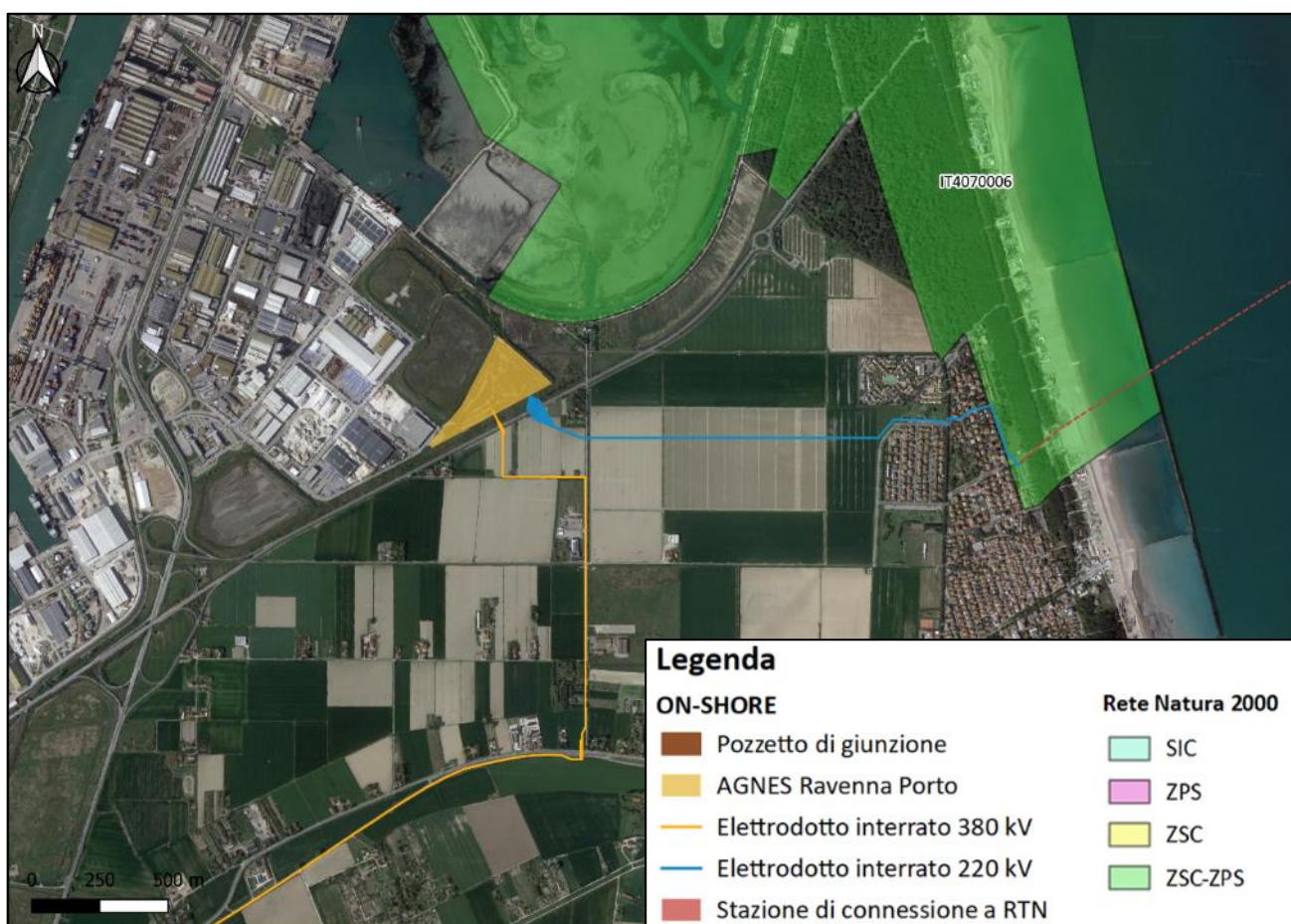


Figura 39: Localizzazione del sito SIC "Pialassa dei Piomboni, Pineta di Punta Marina" rispetto alle opere onshore in progetto (Elaborazione Qgis su cartografia digitale messa a disposizione dalla Regione Emilia-Romagna).

Nella seguente tabella si indicano inoltre le zone della rete Natura 2000 presenti nell'area vasta in cui si colloca progetto in analisi, con la loro superficie e la distanza dai parchi offshore e dalle opere onshore più vicine.



Tabella 22 – Elenco siti Rete Natura 2000

| Codice Natura 2000 | Nome | Superficie (ha) | Distanza da opere in mare (km)* | Distanza da opere a terra (km)* |
|--------------------|--|-----------------|---------------------------------|---------------------------------|
| IT4060018 | SIC – “Adriatico settentrionale” | 31160 | 3,1 | 14,3 |
| IT4070026 | ZSC “Relitto della Piattaforma Paguro” | 99 | 1,9 | 23,5 |
| IT4070022 | ZSC-ZPS “Bacini di Russi e fiume Lamone” | 132 | 46,3 | 8,8 |
| IT4070024 | ZSC “Podere pantaleone” | 9 | 53,9 | 13,0 |
| IT4060008 | ZPS “Valle del Mezzano” | 18863 | 41,2 | 1,7 |
| IT4060001 | ZSC-ZPS “Valli di Argenta” | 2905 | 58,9 | - |
| IT4060002 | ZSC-ZPS “Valli di Comacchio” | 2403 | 26,6 | 12,0 |
| IT4060003 | ZSC-ZPS “Vene e pineta di Bellocchio, Foce del Fiume Reno” | 2242 | 23,7 | 11,6 |
| IT4070001 | ZSC-ZPS “Punte Alberete, Valle Mandriole” | 972 | 24,4 | 6,7 |
| IT4070002 | ZSC-ZPS “Bardello” | 99 | 27,8 | 9,7 |
| IT4070003 | SIC-ZPS “Pineta di San Vitale, Bassa del Pirottolo” | 1222 | 24,4 | 2,0 |
| IT4070004 | ZSC-ZPS “Pialasse Baiona, Risega e Pontazzo” | 1596 | 23 | 3,0 |
| IT4070005 | ZSC-ZPS “Pineta di Casalborsetti e Staggioni, Duna di Porto Corsini” | 579 | 21,2 | 5,1 |
| IT4070006 | ZSC-ZPS “Pialasse dei Piomboni, Pineta di Punta Marina” | 465 | 19,4 | 0 |
| IT4070007 | ZSC-ZPS “Salina di Cervia” | 1095 | 25,8 | 17,6 |
| IT4070008 | ZSC “Pineta di Cervia” | 194 | 22,1 | 16,7 |
| IT4070009 | ZSC-ZPS “Ortazzo, Ortazzino, Foce del Torrente Bevano” | 1256 | 18,4 | 5,2 |
| IT4070010 | ZSC-ZPS “Pineta di Classe” | 1082 | 22,3 | 6,3 |
| IT4070020 | ZPS “Bacini ex-zuccherificio di Mezzano” | 39 | 41,3 | 4,4 |
| IT4070021 | SIC-ZPS “Biotopi di Alfonsine e Fiume Reno” | 472 | 41,6 | 10,5 |

*Distanza dal punto più vicino delle opere in progetto

3.3.3 Aree umide (Convenzione di Ramsar) e IBA (Important Bird and Biodiversity Areas)

Le International Bird and Biodiversity Area (IBA) e la Convenzione di Ramsar sono accordi internazionali che hanno come fine la salvaguardia delle aree umide e dell'avifauna mondiale. Esse sottolineano quanto l'avifauna sia importante per la biodiversità degli ecosistemi ed evidenziano il fatto che gli uccelli siano un importante indicatore della diversità biologica presente nella zona. Le IBA sono aree per la salvaguardia e la tutela dell'avifauna nate da un progetto di BirdLife International.

La Convenzione di Ramsar è stata firmata in Iran il 2 febbraio 1971 con il fine di tutelare i molteplici ecosistemi delle zone umide. Le zone Ramsar sono di particolare importanza soprattutto come habitat per gli uccelli acquatici. L'esecuzione della sopranominata convenzione è stata effettuata tramite il D.P.R. n. 448 del 13 marzo 1976. L'art. 1 del suddetto D.P.R definisce rispettivamente al c. 1 e al c. 2 i termini zone umide e uccelli acquatici come: “[...] Ai sensi della presente convenzione si intendono per zone umide le paludi e gli acquitrini, le torbe oppure i bacini, naturali o artificiali, permanenti o temporanei, con acqua stagnante o corrente, dolce,



salmastrea, o salata, ivi comprese le distese di acqua marina la cui profondità, durante la bassa marea, non supera i sei metri. Ai sensi della presente convenzione si intendono per uccelli acquatici gli uccelli ecologicamente dipendenti dalle zone umide.”

Per quanto riguarda l'area marina interessata dalle **opere in mare** di progetto non si riscontrano corrispondenze di zone Ramsar o IBA.

Considerando le aree IBA e Ramsar individuate nella zona terrestre si constata che le **opere a terra** in progetto non ricadono in nessuna zona soggetta a tutela.

Nelle seguenti tabelle sono elencate le aree IBA (Tabella 23) e Ramsar (Tabella 24) individuate nelle vicinanze dell'area di progetto, le quali coincidono per lo più con zone già tutelate della rete Natura 2000 come visibile in Figura 40.

Tabella 23: Elenco dei siti IBA rilevanti nei pressi dell'area in esame

| Codice IBA e Nome | Superficie (ha) | Descrizione | Coincidenza ZPS/SIC |
|---|---------------------------------|---|--|
| 072 - Valli di Comacchio e Bonifica del Mezzano | 34068 | Complesso di zone umide residue (Valli di Comacchio e Sacche e Vene di Bellocchio) e di aree coltivate (Mezzano) ottenuto dalla bonifica delle valli del basso ferrarese. | IT4060008 Bonifica del Mezzano; IT4060002 Valli di Comacchio. |
| 074 - Punta Alberete, Valle della Canna, Pineta di San Vitale e Pialassa della Baiona | 3509 | Sistema di zone umide d'acqua dolce e salmastre e di pinete costiere a pochi chilometri dalla costa adriatica, a nord di Ravenna. | IT4070001- Punta Alberete, Valle Mandriole; IT4070003- Pineta di S. Vitale, Bassa del Dirottolo; IT4070014- Pialassa della Baiona; IT4070002- Bardello. |
| 075 - Ortazzo e Ortazzino | 1013 (terrestre) + 256 (marina) | Area costiera nei pressi delle foci dei fiumi Bevano e Ghiaia lungo la costa dell'Adriatico settentrionale, inclusa una fascia di mare di 500 metri. | IT4070009 Ortazzo, Ortazzino e Foce |
| 076 - Saline di Cervia | 838 | Salina attiva sita nei pressi della città di Cervia. | IT4070015- Saline di Cervia |

Tabella 24: Elenco dei siti identificati dalla Convenzione di Ramsar nei pressi dell'area in esame



| Nome | Decreti di Riferimento |
|---|---|
| Ortazzo e Territori Limitrofi | D.M. 9/5/1977 in G.U. n. 208 del 30/7/77 D.P.R. 13 marzo 1976, n. 448 |
| Pialassa della Baiona e Territori Limitrofi | D.M. 13/7/1981 in G.U. n. 203 del 25/7/81 D.P.R. 13 marzo 1976, n. 448 |
| Punte Alberete | D.M. 9/5/1977 in G.U. n. 211 del 3/8/77 D.P.R. 13 marzo 1976, n. 448 |
| Sacca di Bellocchio | D.M. 9/5/1977 in G.U. n. 208 del 30/7/77 D.P.R. 13 marzo 1976, n. 448 |
| Saline di Cervia | D.M. 13/7/1981 in G.U. n. 203 del 25/7/81 D.P.R. 13 marzo 1976, n. 448 |
| Valli Residue del Comprensorio di Comacchio | D.M. 13/7/1981 in G.U. n. 203 del 25/7/81 D.P.R. 13 marzo 1976, n. 448 |

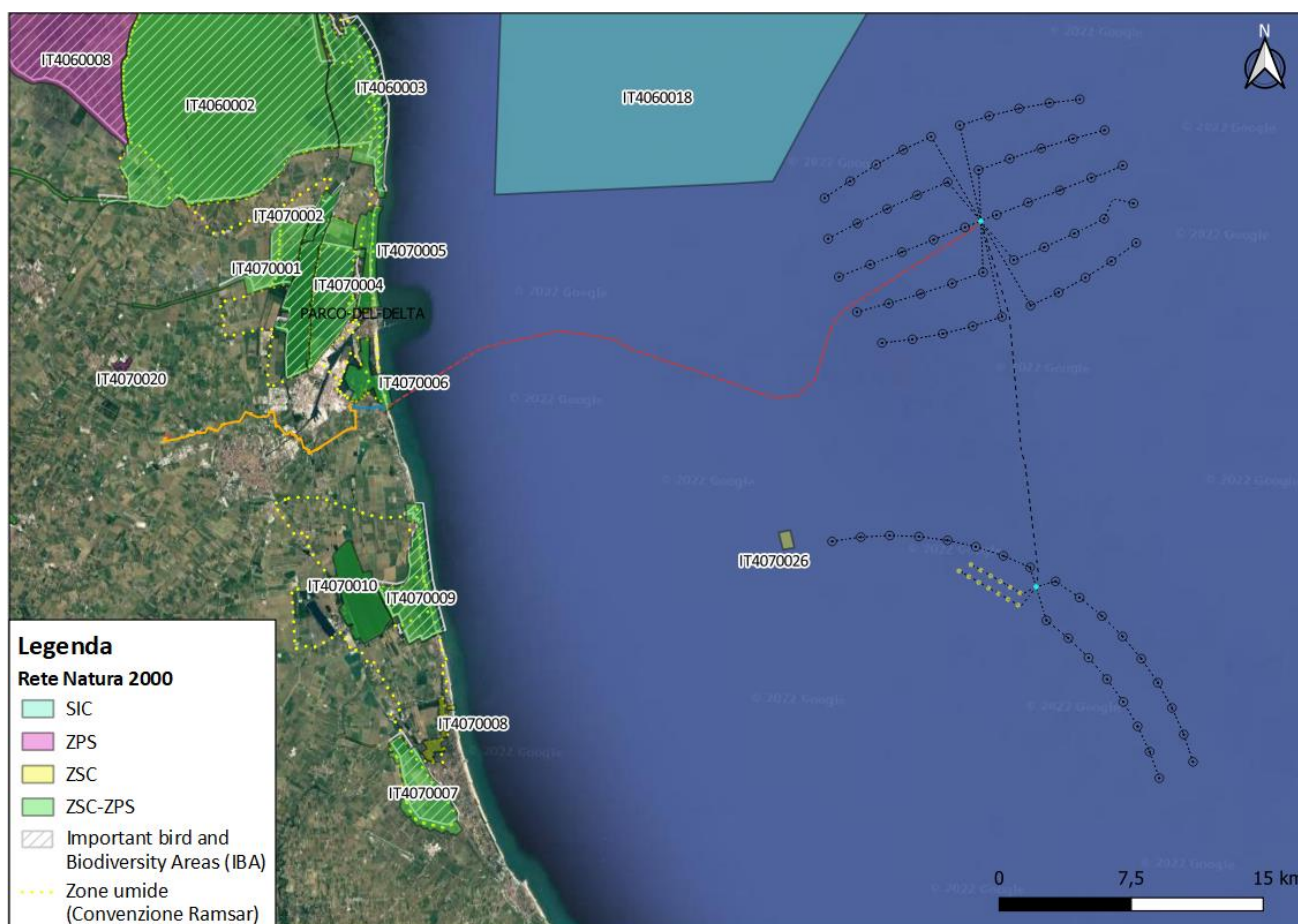


Figura 40: Siti Rete Natura 2000, IBA e zone umide di interesse nei pressi dell'area in esame (Elaborazione Qgis su cartografia digitale messa a disposizione dalla Regione Emilia-Romagna).



3.3.4 Piano di Gestione del Rischio di alluvioni (PGRA)

Il Piano di gestione del rischio di alluvioni (PGRA) è un Piano introdotto dalla Direttiva comunitaria 2007/60/CE (cd. 'Direttiva Alluvioni') con la finalità di costruire un quadro omogeneo a livello distrettuale per la valutazione e la gestione dei rischi da fenomeni alluvionali, al fine di ridurre le conseguenze negative nei confronti della vita e salute umana, dell'ambiente, del patrimonio culturale, delle attività economiche e delle infrastrutture strategiche.

In base a quanto disposto dal D.Lgs. 49/2010 di recepimento della Direttiva 2007/60/CE, il PGRA, alla stregua dei Piani di Assetto Idrogeologico (PAI), è stralcio del Piano di Bacino ed ha valore di piano sovraordinato rispetto alla pianificazione territoriale e urbanistica. Alla scala di intero distretto, il PGRA agisce in sinergia con i PAI vigenti.

Per legge, il PGRA ha una durata di sei anni a conclusione dei quali si avvia ciclicamente un nuovo processo di revisione: il primo ciclo di elaborazione si è concluso nel 2016 quando sono stati definitivamente approvati i primi PGRA che hanno svolto la loro azione nel periodo 2016-2021.

Nel dicembre 2021, sono stati adottati in sede di Conferenze Istituzionali Permanenti delle Autorità di bacino i PGRA relativi al secondo ciclo di attuazione con i seguenti passaggi:

- In data 16 dicembre 2021 e 5 dicembre 2021 le Conferenze Operative delle Autorità di bacino distrettuali del fiume Po e dell'Appennino Centrale hanno esaminato e condiviso gli elaborati di aggiornamento dei rispettivi Piani di gestione del rischio di alluvioni (PGRA), predisposti ai sensi dell'art. 14, comma 3 della Direttiva Alluvioni 2007/60/CE, ed espresso al riguardo parere positivo.
- Successivamente, in data 20 dicembre 2021, le Conferenze Istituzionali permanenti delle Autorità di bacino distrettuali del fiume Po e dell'Appennino Centrale hanno adottato all'unanimità ai sensi degli art. 65 e 66 del D.Lgs 152/2006 il primo aggiornamento dei rispettivi PGRA, con Deliberazioni:
 - Del. 5/2021 Distretto Po;
 - Del. 27/2021 Distretto Appennino Centrale.
- I PGRA sono stati quindi pubblicati il 22 dicembre 2021, nel rispetto delle scadenze fissate dalla Direttiva 2007/60/CE, sui rispettivi siti web e pubblicati sulla GU Serie Generale n.23 del 29-01-2022.

Il comune di Ravenna ricade nell'ambito dell'Autorità dei Bacini Regionali Romagnoli e Bacino di Reno. In particolare, le opere a terra del progetto in esame ricadono nell'Autorità dei Bacini Regionali Romagnoli.

L'approvazione del D.Lgs. 3 aprile 2006, n. 152 "Norme in materia ambientale", ha modificato l'impianto organizzativo ed istituzionale della legge 183/1989 prevedendo, all'articolo 63, la soppressione, a far data dal 30 aprile 2006, delle Autorità di Bacino previste dalla legge 183/1989 sostituendole con le Autorità di bacino distrettuale.

Il 17 febbraio 2017 con l'entrata in vigore il D.M. 25 ottobre 2016, sono state soppresse le Autorità di bacino nazionali, interregionali e regionali, e tutte le relative funzioni sono state trasferite alle Autorità di bacino



distrettuali. Le Autorità di bacino interregionali del fiume Reno e del Marecchia-Conca e l'Autorità dei Bacini Regionali Romagnoli confluiscono pertanto nell'Autorità di bacino distrettuale del Fiume Po.

La pianificazione di bacino è sancita dalla legge 18 maggio 1989, n. 183, che ha, tra le altre, la finalità di assicurare la difesa del suolo e la tutela degli aspetti ambientali assumendo il "bacino idrografico" come ambito territoriale di riferimento.

Per la visualizzazione delle mappe della pericolosità e del rischio di alluvioni del Piano di Gestione del Rischio di Alluvioni (PGRA) la Regione Emilia-Romagna ha realizzato un portale della cartografia interattiva relative, in particolare, al territorio regionale ricadente nel distretto del fiume Po.

Le mappe di pericolosità aggiornate sono state definitivamente approvate dall'Autorità di bacino distrettuale del fiume Po con Decreto Segretariale (DS) n. 43/2022 del 11 aprile 2022. Le mappe della pericolosità devono indicare le aree geografiche potenzialmente allagabili con riferimento all'insieme delle sue cause scatenanti, in relazione a tre scenari (art. 6, comma 2 D.lgs. 49/2010):

- Scarsa probabilità di alluvioni o scenari di eventi estremi;
- Alluvioni poco frequenti: tempo di ritorno fra 100 e 200 anni (media probabilità);
- Alluvioni frequenti: tempo di ritorno fra 20 e 50 anni (elevata probabilità).

Nella Figura 41 si riporta un estratto della mappa di Pericolo alluvioni consultabile sul portale regionale dedicato (Moka Direttiva alluvioni³) inerente all'ambito "Aree Costiere Marine" (ACM). Com'è possibile osservare, l'area del pozzetto di giunzione (cerchiata in blu) ricade nello scenario di pericolosità di bassa probabilità L – P1 che identifica zone con alluvioni rare di estrema intensità con tempo di ritorno ultra-centennale.

³ Portale raggiungibile al seguente link: <https://servizimoka.regione.emilia-romagna.it/mokaApp/apps/DA/index.html>



Figura 41: Estratto della mappa di pericolosità nelle aree allagabili per l'ambito Aree Costiere Marine (ACM)
(fonte: Piano di Gestione del Rischio idraulico – PGRA).

Nella Figura 42 si riporta un estratto della mappa di Pericolo alluvioni consultabile sul portale regionale dedicato inerente all'ambito di "Reticolo Principale" (RP). Com'è possibile osservare, Parte del percorso degli elettrodotti 380 kV e l'area in cui si trova la stazione di arrivo Terna La Canala ricadono nello scenario di pericolosità di media probabilità M – P2 che identifica zone con alluvioni poco frequenti con tempo di ritorno tra i 100 e 200 anni.

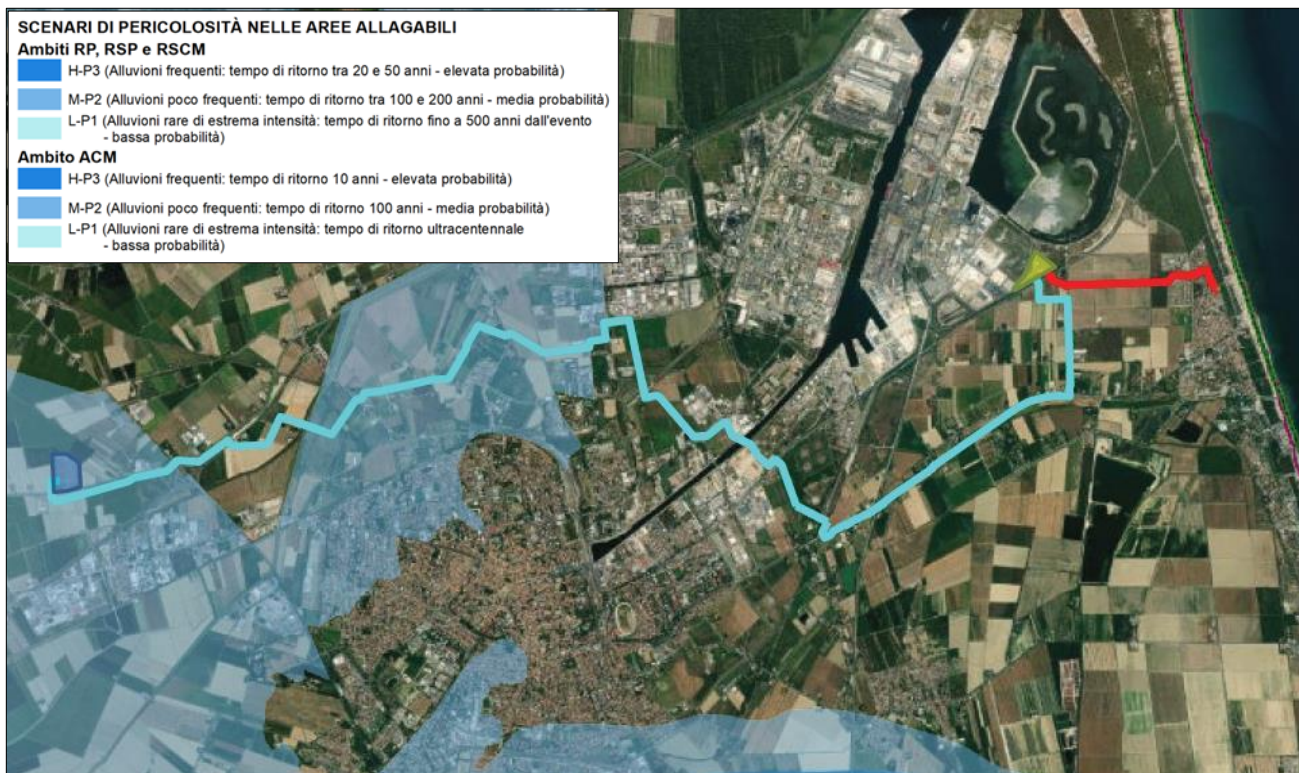


Figura 42: Estratto della mappa di pericolosità nelle aree allagabili per l'ambito "Reticolo Principale" (RP) (fonte: Piano di Gestione del Rischio idraulico – PGRA).

Infine, per quanto riguarda l'ambito "Reticolo Secondario di Pianura" (RSP), inerente al reticolo di bonifica, è possibile osservare la presenza di alcune aree (cerchiata in blu) che ricadono nello scenario di pericolosità di probabilità alta H – P3 che identifica zone con alluvioni frequenti con tempo di ritorno tra 20 e 50 anni (Figura 43 e Figura 44).

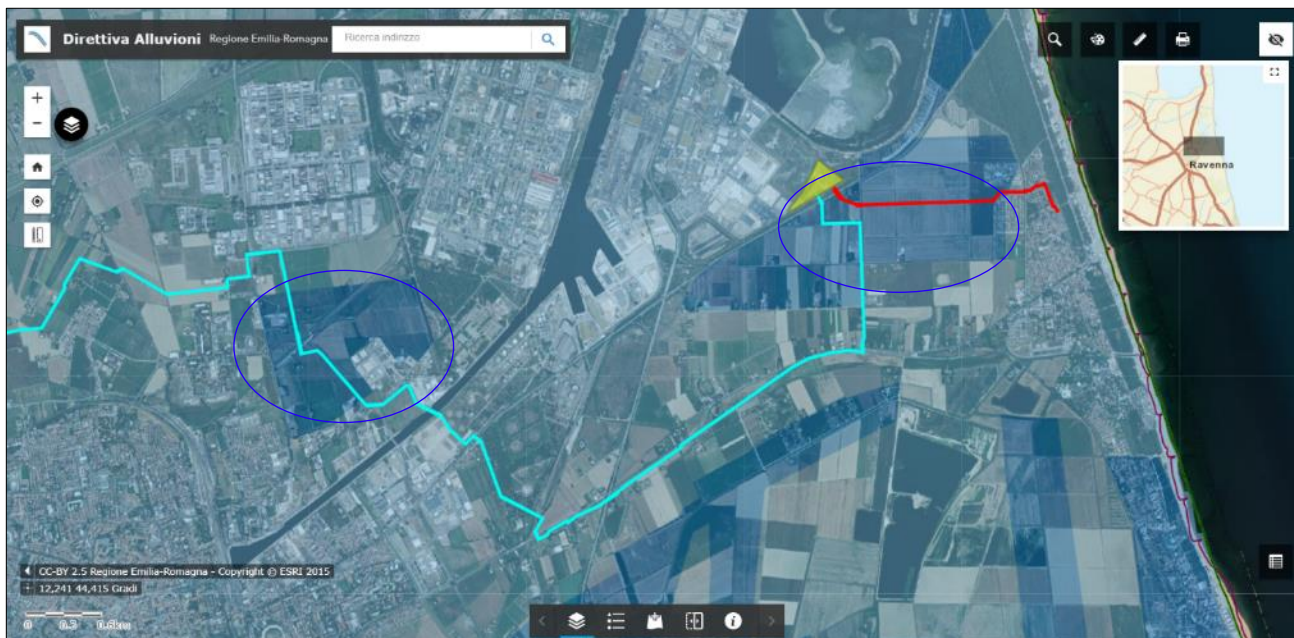


Figura 43: Estratto della mappa di pericolosità per l'ambito "Reticolo Secondario di Pianura" (RSP) sull'area di approdo degli elettrodotti e della stazione SSE-BESS-P2H2 (fonte: Piano di Gestione del Rischio idraulico – PGRA).

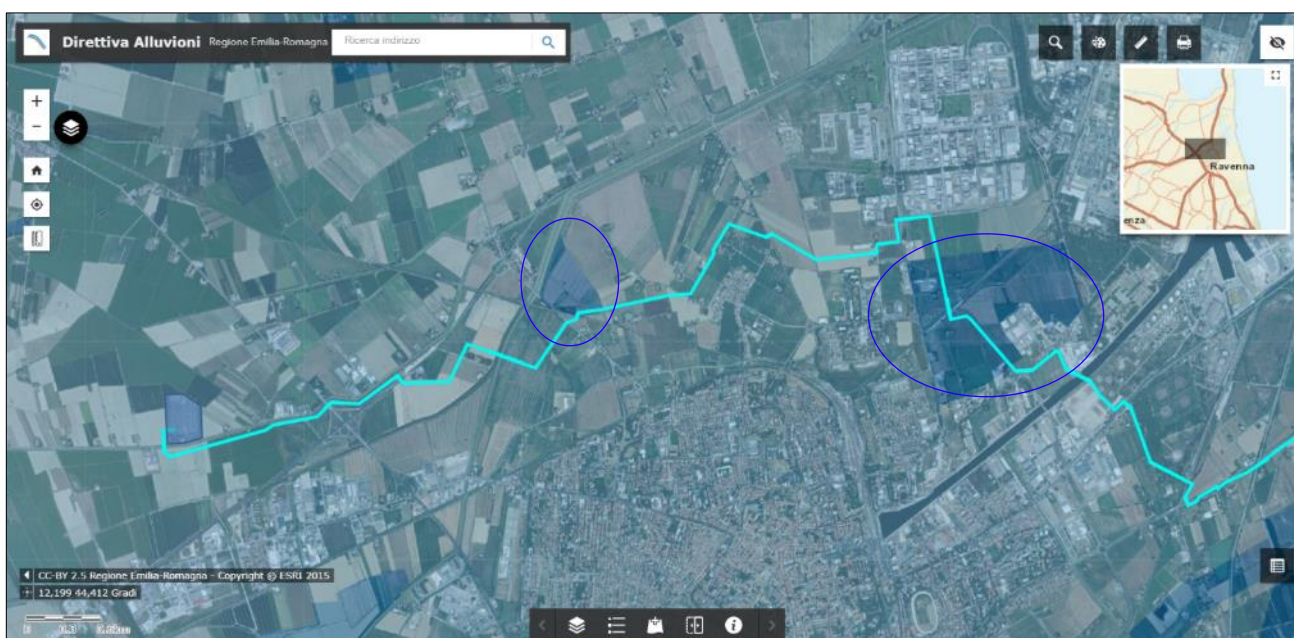


Figura 44: Estratto della mappa di pericolosità per l'ambito "Reticolo Secondario di Pianura" (RSP) sul percorso degli elettrodotti 380 kV e la stazione elettrica Terna La Canala (fonte: Piano di Gestione del Rischio idraulico – PGRA).



3.3.5 Piano stralcio di bacino per l'assetto idrogeologico (PAI)

In conformità con l'art. 3 comma 1 della Legge 183/89, il Piano Stralcio per il Rischio Idrogeologico emanato dall'Autorità dei Bacini Regionali Romagnoli individua all'art. 1 comma 1 gli obiettivi principali del Piano:

- la riduzione del rischio idrogeologico e del rischio sociale associativi fino al raggiungimento di un loro livello accettabile;
- la riduzione del rischio idraulico e del rischio sociale associativi fino al raggiungimento di un loro livello accettabile;
- l'individuazione, la valorizzazione e la salvaguardia delle aree fluviali in base a caratteristiche specifiche in ambito morfologico e naturalistico.

Ai sensi dell'art. 2 del presente Piano, con lo scopo di conseguire i sopracitati obiettivi, prevede "la realizzazione di interventi strutturali e non strutturali e detta regole per l'uso del suolo, per la gestione idraulica del sistema, per l'uso e la qualificazione delle risorse idriche". Ai sensi dell'art. 2 bis, c. 6 e 7, nel contesto della pianificazione territoriale ed urbanistica, il PTCP attua il suddetto Piano e, ai sensi dell'art. 21 della L.20/2000 della Regione Emilia-Romagna, può anche assumerne contenuti, valore ed effetti previa intesa con l'Autorità dei Bacini Regionali Romagnoli.

Di seguito si effettua un'analisi del rischio idrogeologico secondo le informazioni riportate nel suddetto piano (DGR 2112/2016). Dall'analisi degli elaborati cartografici, non sono individuate zone di rischio di frana nell'area in esame mentre è possibile osservare, come riportato in Figura 45, la presenza su tutto il territorio comunale del rischio idrogeologico di "Area di potenziale allagamento" normata all'art. 6. È possibile, inoltre, affermare che le opere di approdo dei caviodotti a terra ricadano in un'area caratterizzata da "Alluvioni rare" normata dall'art. 16 (cfr. § 3.3.4). L'articolo 6, per quanto riguarda le "aree di potenziale allagamento", detta quanto segue.

1. Le aree di cui al presente articolo sono quelle nelle quali si riconosce la possibilità di allagamenti a seguito di piene del reticolo minore e di bonifica, nonché di sormonto degli argini da parte di piene dei corsi d'acqua principali di pianura, in corrispondenza di piene con tempo di ritorno non superiore ai 200 anni, senza apprezzabili effetti dinamici. Tali aree, individuate in conformità con il Piano di Gestione del Rischio di Alluvioni di cui alla Direttiva 2007/60/CE, sono indicate nelle tavole della Perimetrazione aree a rischio idrogeologico relative al territorio di pianura del bacino idrografico oggetto del presente piano.
2. Al fine di ridurre il rischio nelle aree di potenziale allagamento la realizzazione di nuovi manufatti edilizi, opere infrastrutturali, reti tecnologiche, impiantistiche e di trasporto di energia sono subordinate all'adozione di misure in termini di protezione dall'evento e/o di riduzione della vulnerabilità.
3. I Comuni il cui territorio ricade nelle aree di potenziale allagamento provvedono a definire e ad applicare tali misure in sede di revisione degli strumenti urbanistici comunali vigenti, e nel caso di adozione di nuove varianti agli stessi.
4. L'Autorità di Bacino definisce, con la "Direttiva per le verifiche e il conseguimento degli obiettivi di sicurezza idraulica", approvata con Delibera Comitato Istituzionale n. 3/2 del 20/10/2003 e s. m. e i. , i tiranti idrici di riferimento e fornisce



indicazioni riguardo agli accorgimenti tecnico-costruttivi e ai diversi gradi di cautela da adottare in funzione dei tiranti idrici di riferimento. [...]

Per ulteriore grado di dettaglio, si riporta in Figura 46 la mappa del tirante idrico presente nel comune di Ravenna. L'analisi della suddetta mappa fornisce indicazioni sulle potenziali altezze di allagamento del territorio. In particolare, è possibile osservare che nell'area della stazione AGNES Ravenna Porto il tirante idrico è compreso tra 0 e 50 cm.



| Legenda | |
|-------------------------------|---|
| ON-SHORE | Aree rischio idrogeologico |
| Pozzetto di giunzione | Alveo - art. 2ter |
| AGNES Ravenna Porto | Area di potenziale allagamento - art. 6 |
| Elettrodotto interrato 380 kV | Distanza di rispetto dei corpi arginali - art. 10 |
| Elettrodotto interrato 220 kV | Titolo IV "Costa" - art. 15 |
| Stazione di connessione a RTN | Alluvioni frequenti |
| | Alluvioni poco frequenti |
| | Alluvioni rare |



Figura 45: Rischio idrogeologico dell'area interessata dalle opere a terra di progetto (fonte: Piano stralcio Rischio idrogeologico, Autorità dei Bacini Regionali Romagnoli).

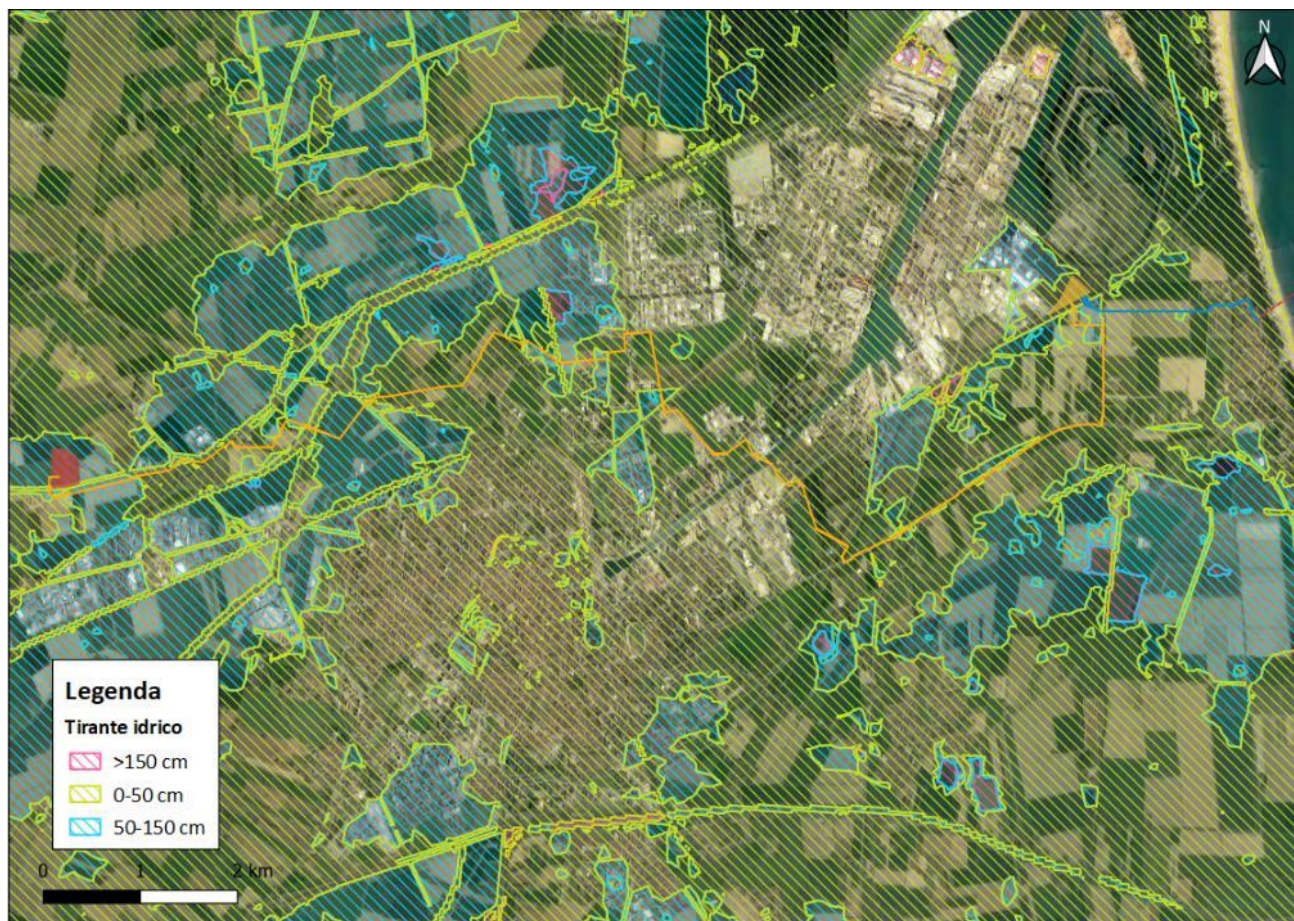


Figura 46: Mappa dei tiranti idrici presenti sul territorio comunale di Ravenna (fonte: dati estrapolati dal portale minERva della Regione Emilia-Romagna).

3.3.6 Attraversamenti e parallelismi degli elettrodotti a terra

Nel presente paragrafo si riportano i possibili attraversamenti o parallelismi degli elettrodotti (220 kV e 380 kV) con le opere presenti sul territorio interessato.

L'elenco dei principali attraversamenti e parallelismi del tracciato per l'elettrodotto in cavo interrato 220kV sono riportati nelle tabelle seguenti.



Tabella 25: Attraversamenti elettrodotto in cavo interrato 220 kV

| Località | Tipologia di attraversamento | Descrizione | Larghezza [m] (*) | Metodo di attraversamento (**) |
|--------------|------------------------------|---------------------------|-------------------|--------------------------------|
| Ravenna (RA) | Attraversamento strada | Via dell'Idrovora | 36.00 | Trenchless |
| Ravenna (RA) | Attraversamento strada | SS n. 67 (Via Trieste) | 36.00 | Trenchless |

(*) la lunghezza dell'attraversamento è puramente indicativa in quanto definita su foto aerea e non da rilievo topografico. Le successive fasi di progettazione definiranno l'effettiva entità di attraversamento.

(**) per questo progetto, gli attraversamenti in modalità trenchless possono essere eseguiti in TOC o in spingitubo, a seconda delle caratteristiche e tipologia di attraversamento in oggetto.

Tabella 26: parallelismi elettrodotto in cavo interrato 220 kV

| Località | Lunghezza totale parallelismo [m] | Descrizione | Metodo di posa |
|--------------|-----------------------------------|---|----------------------------|
| Ravenna (RA) | 736.00 | Tubazioni Gas HERA Tubazioni Acquedotto HERA Tubazioni Fognature HERA Cavi TELECOM (interrati) | Cielo aperto (sottostrada) |

Allo stesso modo, l'elenco dei principali attraversamenti e parallelismi del tracciato per l'elettrodotto in cavo interrato 380kV è riportato nella Tabella seguente.



Tabella 27: Attraversamenti elettrodotti in cavo interrato 380 kV

| Località | Tipologia di attraversamento | Descrizione | Larghezza [m] (*) | Metodo di attraversamento (**) |
|--------------|------------------------------|--|-------------------|--------------------------------|
| Ravenna (RA) | Attraversamento strada | SS n. 67 (Via Trieste) | 24.00 | Trenchless |
| Ravenna (RA) | Attraversamento strada | Via Circonvallazione Canale Molinetto | 36.00 | Trenchless |
| Ravenna (RA) | Attraversamento strada | SS n. 67 (Via Classicana) | 120.00 | Trenchless |
| Ravenna (RA) | Attraversamento strada | Via Destra Canale Molinetto | 24.00 | Trenchless |
| Ravenna (RA) | Attraversamento ferrovia | Ferrovia | 330.00 | Trenchless |
| Ravenna (RA) | Attraversamento strada | Via Trieste | 40.00 | Trenchless |
| Ravenna (RA) | Attraversamento canale | Naviglio Candiano | 200.00 | Trenchless |
| Ravenna (RA) | Attraversamento strada | Via delle Industrie (Rotonda Belgio) | 200.00 | Trenchless |
| Ravenna (RA) | Attraversamento ferrovia | Ferrovia | 140.00 | Trenchless |
| Ravenna (RA) | Attraversamento strada | Via Luciano Lama (Rotonda dei Camionisti) | 200.00 | Trenchless |
| Ravenna (RA) | Attraversamento strada | SP n. 1 (Via Sant'Alberto) | 36.00 | Trenchless |
| Ravenna (RA) | Attraversamento ferrovia | Ferrovia | 24.00 | Trenchless |
| Ravenna (RA) | Attraversamento strada | Via Canalazzo | 24.00 | Trenchless |
| Ravenna (RA) | Attraversamento canale | Scolo Scolo Valtorto Scolo Bartolotte | 235.00 | Trenchless |
| Ravenna (RA) | Attraversamento strada | E55 | 24.00 | Trenchless |
| Ravenna (RA) | Attraversamento strada | SS n. 16 | 36.00 | Trenchless |
| Ravenna (RA) | Attraversamento strada | Via Canala | 48.00 | Trenchless |



| Località | Tipologia di attraversamento | Descrizione | Larghezza [m] (*) | Metodo di attraversamento (**) |
|--|------------------------------|-------------|-------------------|--------------------------------|
| (*) la lunghezza dell'attraversamento è puramente indicativa in quanto definita su foto aerea e non da rilievo topografico. Le successive fasi di progettazione definiranno l'effettiva entità di attraversamento. | | | | |
| (**) per questo progetto, gli attraversamenti in modalità trenchless possono essere eseguiti in TOC o in spingitubo, a seconda delle caratteristiche e tipologia di attraversamento in oggetto. | | | | |

Tabella 28: Parallelismi con elettrodotto in cavo interrato 380 kV

| Località | Lunghezza totale parallelismo [m] | Descrizione | Metodo di posa |
|--------------|-----------------------------------|--|---|
| Ravenna (RA) | 230.00 | Tubazione acquedotto | Cielo aperto (sottostrada) |
| Ravenna (RA) | 320.00 | Tubazione acquedotto Tubazione SRG Coll. Pozzi AGIP Ravenna M.- Ravenna T. DN 400, MOP 70 bar (45600) Tubazione SRG Coll. Pozzi AGIP Ravenna M.- Ravenna T. DN 600, MOP 70 bar (45940) | Cielo aperto (sottostrada) |
| Ravenna (RA) | 145.00 | Tubazione Gas HERA | Cielo aperto (sottostrada) |
| Ravenna (RA) | 710.00 | Tubazione Acquedotto HERA | Cielo aperto (sottostrada) e trenchless |
| Ravenna (RA) | 955.00 | Tubazione acquedotto | Cielo aperto (sottostrada) |
| Ravenna (RA) | 2700.00 | Tubazione Acquedotto HERA | Cielo aperto (sottostrada) |
| Ravenna (RA) | 450.00 | Tubazione Gas HERA | Cielo aperto (sottostrada) |
| Ravenna (RA) | 1280 (120*) | Tubazione Gas HERA | Cielo aperto (sottostrada) |
| Ravenna (RA) | 240.00 | Tubazione Acquedotto HERA Tubazione Gas HERA 2X Cavi TELECOM (interrati) | Cielo aperto e trenchless |
| Ravenna (RA) | 245.00 | Tubazione Fognatura HERA | Cielo aperto |
| Ravenna (RA) | 590 (140 *) | Tubazione Fognatura HERA | Cielo aperto |
| Ravenna (RA) | 140.00 | Tubazione Fognatura HERA | Cielo aperto (sottostrada) |



| Località | Lunghezza totale parallelismo [m] | Descrizione | Metodo di posa |
|-------------------------------|-----------------------------------|---|----------------------------|
| Ravenna (RA) | 175.00 | Tubazione CEREOL ITALIA (EX SIO) DN 100, MOP 12 bar (4101412) | Cielo aperto (sottostrada) |
| Ravenna (RA) | 165.00 | Tubazione Gas HERA Tubazione Acquedotto HERA Fibra INFRATEL | Cielo aperto (sottostrada) |
| Ravenna (RA) | 70.00 | Tubazione Fognatura HERA Fibra INFRATEL | Cielo aperto (sottostrada) |
| Ravenna (RA) | 110.00 | Tubazione Gas HERA Tubazione Acquedotto HERA | Cielo aperto |
| Ravenna (RA) | 330.00 | Tubazione SRG ALMA distr. DN 80, MOP 24 bar (4103208) Tubazione SRG Ravenna DN 200, MOP 12 bar (60050) | Cielo aperto |
| (*) percorrenza in trenchless | | | |

3.3.7 Altri vincoli in area marina

Per un'analisi di dettaglio sull'area marina interessata dalle opere in progetto, si identificano nella Figura 48 alcuni oggetti di interesse nell'area marittima dove saranno collocati i campi eolici.

Dall'analisi della mappa è possibile osservare come i campi eolici non costituiscano un ostacolo alle attività preesistenti legate alle piattaforme oil&gas e con i gasdotti e oleodotti presenti.

Si riscontra che il parco eolico Romagna 2 interessi in minima parte sia su un'aera caratterizzata da un minuto giacimento sabbioso, impiegato per il ripascimento dei tratti erosi nel litorale, che un'aera di immersione di materiali dragati dal porto di Ravenna.

Tuttavia, analizzando quanto riportato dal geodatabase *in Sand* della Regione Emilia-Romagna (Figura 47) il deposito di sabbie relitte interessato dal parco eolico Romagna 2, identificato con la sigla B0, risulta essere di dimensioni irrisorie rispetto agli altri giacimenti, aspetto poi confermato in sede di interlocuzioni con la Regione Emilia-Romagna, che ha rassicurato la proponente affermando che il deposito B0 non è di interesse per le operazioni di estrazione sabbie a causa della ridotta dimensione, e di una spessa copertura pelitica che lo sovrasta.

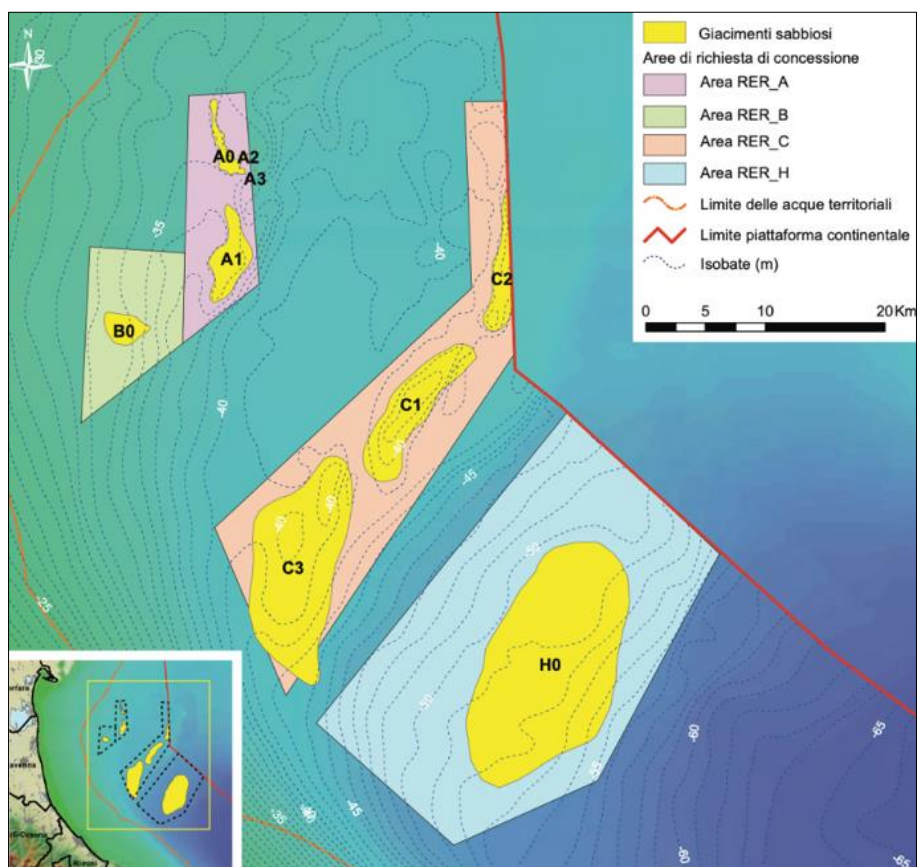


Figura 47: Ubicazione dei depositi sabbiosi sottomarini al largo della Regione Emilia-Romagna (fonte: sito web Emilia-Romagna, sezione Ambiente "in-Sand").

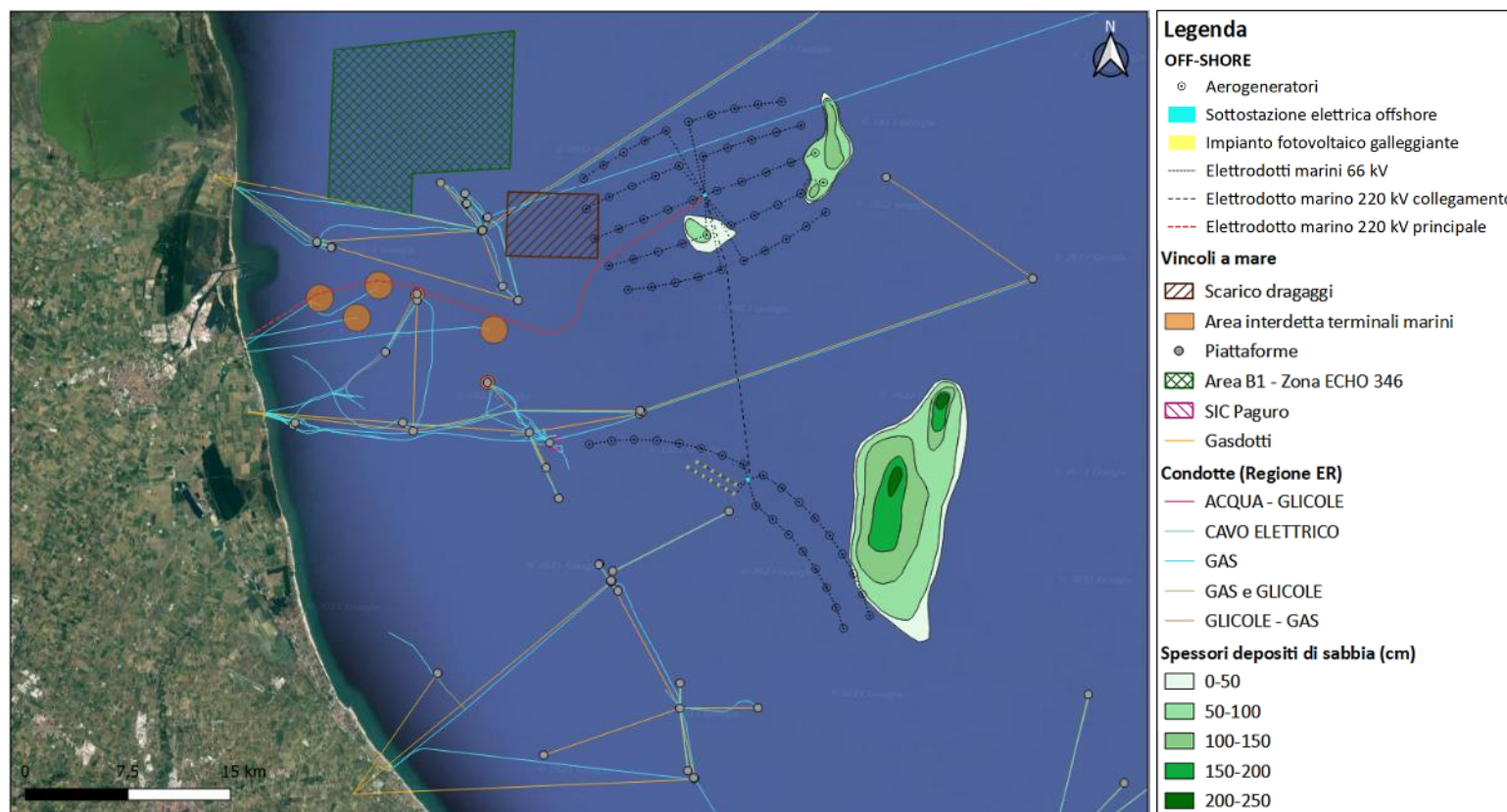


Figura 48: Mappa degli oggetti di rilievo presenti nell'area marittima di interesse per il progetto in esame.



Infine, nella figura seguente si analizza l'area di interesse sulla carta aeronautica VFR (Visual Flight Rules) per individuare la presenza di aeroporti civili e militari e di rotte aeree.

Il parco eolico si trova nell'area CTR (zona di controllo) dell'aeroporto di Bologna identificata in Zona 8 (area tratteggiata in blu in figura) e al di sotto della *restricted area* R21A, e della *danger area* D87 e D266/C.

Le *restricted area* o zona regolamentata è uno spazio aereo all'interno del quale il volo degli aeromobili è regolamentato da specifiche condizioni mentre la *danger area* o zona pericolosa è uno spazio aereo entro il quale possono svolgersi, in determinati orari, attività pericolose al volo degli aeromobili.

Si rilevano due aeroporti civili, La Spretta di Ravenna e Francesco Baracca di Lugo (RA), e uno militare, denominato Cervia-Pisignano, mentre l'aeroporto di Rimini non è stato considerato in quanto ubicato ad una distanza superiore a 45km. Data l'altezza degli aerogeneratori, si sono analizzate le normative ed i vincoli imposti dall'Ente Nazionale di Aviazione Civile. In particolare, nella sezione F del documento ufficiale "Verifica Potenziali Ostacoli e Pericoli per la Navigazione Aerea" disposto dall'ENAC e dall'ENAV (Ente Nazionale Assistenza al Volo) viene disposto che a causa delle caratteristiche intrinseche degli aerogeneratori, quali le dimensioni ragguardevoli, pale mobili e distribuzione spaziale estesa, i parchi eolici devono essere sottoposti alla valutazione compatibilità ostacoli se:

- posizionati entro 45 Km dall'ARP (Airport Reference Point) di un qualsiasi aeroporto;
- posizionati entro 16 km da apparati radar e in visibilità ottica degli stessi;
- Interferenti con le BRA (Building Restricted Areas) degli apparati di comunicazione/navigazione ed in visibilità ottica degli stessi.

Si sono quindi individuati tre fattori principali che rendono il progetto sottoponibile all'iter valutativo:

- 41 degli aerogeneratori delle aree R1 e R2 e il fotovoltaico galleggiante ricadono nel limite dei 45 km dall'ARP dell'aeroporto La Spretta e dell'aeroporto militare di Cervia-Pisignano;
- gli aerogeneratori di entrambi i parchi si estendono in altezza per oltre i 45m sopra il livello della superficie del mare indicati nel documento come altezza minima per avviare la procedura di valutazione per ostacoli alla navigazione aerea;
- si valuta inoltre la possibilità che il floating solar possa essere un ostacolo alla navigazione aerea a causa delle caratteristiche riflettenti dello stesso; siccome la sua installazione è prevista a circa 17 miglia nautiche dalla costa, tale area ricadrebbe entro i 45 km dall'aeroporto La Spretta.

Inoltre, conformemente con quanto espresso dall'art. 3 comma 3 del Decreto del Ministero della Difesa 19 dicembre 2012 n.258 e facendo riferimento ai parametri ENAC ai sensi dell'art. 711 del Codice della Navigazione, gli aerogeneratori situati a 12 miglia nautiche dalla costa e l'impianto di *floating solar* si trovano come già detto entro una distanza di 45 km dall'aeroporto militare di Cervia-Pisignano.

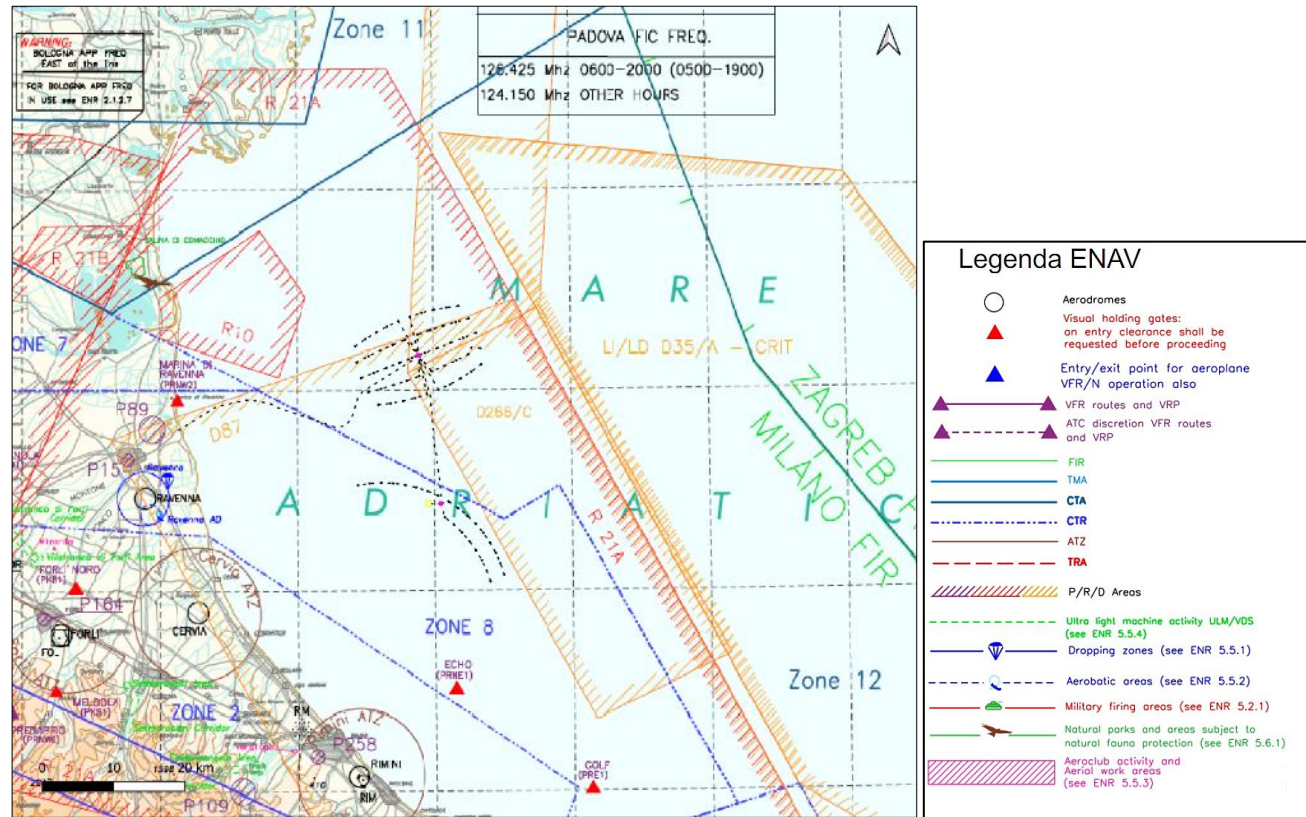


Figura 49: Identificazione del parco eolico offshore su stralcio carta VFR - ENAV.



3.4 Considerazioni sul quadro normativo, di programma e vincolistico

Sulla base dell'analisi di cui ai precedenti capitoli 3.1, **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.** e 3.3, che hanno preso in esame sia il quadro normativo di settore a livello europeo, nazionale e regionale, sia la pianificazione dello spazio marittimo e il quadro vincolistico, il Progetto risulta allineato e perfettamente coerente con i programmi di sviluppo per l'energia sia a livello internazionale che nazionale e non presenta incompatibilità rilevanti con la pianificazione dello spazio marittimo e il quadro vincolistico.

Le sole eccezioni, minori, con la pianificazione dello spazio marittimo e il quadro vincolistico, riguardano:

- le interazioni del Parco Romagna 2 con un giacimento di sabbie da utilizzarsi per i ripascimenti delle spiagge. Tale giacimento è comunque di dimensioni estremamente ridotte rispetto agli altri individuati dalla Regione, il piano sull'utilizzo dello spazio marino, che destina tale area al recupero di sabbie per ripascimenti, non è ancora approvato e, al fine di limitare tali interazioni tra infrastrutture del campo eolico e depositi di sabbie, già in sede di progettazione era stato modificato il percorso di uno degli elettrodotti di collegamento tra gli aerogeneratori all'interno del Parco Romagna 2.
- la necessità di una variante agli strumenti di pianificazione comunale per la zona in cui verrà realizzato l'impianto di produzione di idrogeno. Infatti, tale area, dedicata alle produttive portuali, non comprende gli impianti soggetti a Rischio di Incidente Rilevante (RIR). La procedura di approvazione del Progetto dovrà quindi avere effetto di variante per consentire la realizzazione dell'impianto di produzione di idrogeno, che si configura come stabilimento soggetto alle disposizioni in materia di rischio di incidente rilevante.



4. QUADRO PROGETTUALE

In questa sezione si offre il quadro progettuale dell'hub energetico Agnes Romagna 1&2, introdotto nel capitolo 2.

4.1 Comparto marino

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

Romagna 1 possiede le seguenti caratteristiche generali:

- Area SAR: Capitaneria di Ravenna; Guardia Costiera di Cesenatico; Capitaneria di Rimini
- Municipalità a terra: Provincia di Ravenna, Provincia di Rimini
- Area: 123.670.627 m²
- Minima distanza dalla costa: 12 mn
- Massima distanza dalla costa: 24 mn
- Minima profondità del fondale marino: -27 m
- Massima profondità del fondale marino: -43.5 m

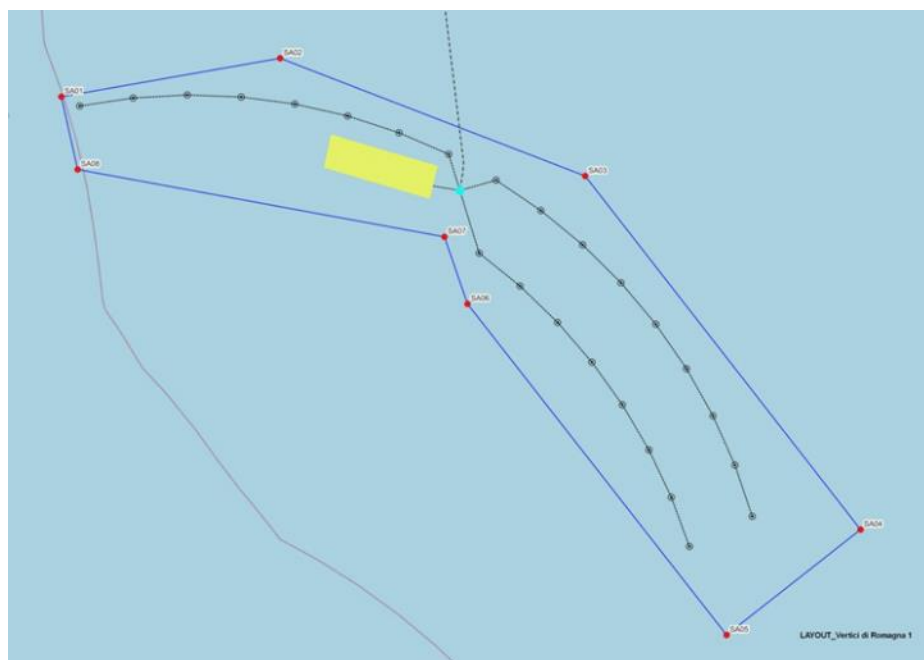


Figura 50: Layout e specchio acque di Romagna 1



Le coordinate del poligono rappresentante lo specchio acqueo dell'hub di produzione energetica rinnovabile offshore Romagna 1 sono indicate nella tabella sottostante (EPSG 32633 -WGS 84 UTM 33N):

Tabella 29: Coordinate specchio acqueo Romagna 1

| Coordinate specchio acqueo Romagna 1 | | | |
|--------------------------------------|------|------------|------------|
| | ID | X | Y |
| 1 | SA01 | 309476.64 | 4917735.51 |
| 2 | SA02 | 316150.012 | 4918910.93 |
| 3 | SA03 | 325456.281 | 4915313.90 |
| 4 | SA04 | 333855.634 | 4904513.19 |
| 5 | SA05 | 329768.548 | 4901293.69 |
| 6 | SA06 | 321866.959 | 4911406.95 |
| 7 | SA07 | 321162.418 | 4913456.30 |
| 8 | SA08 | 309975.094 | 4915512.50 |

L'area interessata dallo specchio acqueo risulta sensibilmente maggiore rispetto allo spazio effettivamente occupato dalle opere, con il fine di poter effettuare eventuali modifiche di layout in sede di progettazione esecutiva, se richiesto in fase istruttoria di valutazione sull'impatto ambientale che in fase di ottimizzazione sul design nel posizionamento esecutivo degli aerogeneratori e delle piattaforme flottanti di fotovoltaico.

Romagna 1 viene definito hub di produzione energetica rinnovabile offshore poiché integra differenti tecnologie di produzione elettrica, nello specifico il parco comprende:

- un parco eolico offshore con fondazioni fisse, composto da 25 aerogeneratori di 8 MW, per una potenza installata di 200 MW
- impianto fotovoltaico galleggiante da 100 MW di potenza installata
- stazione di conversione elettrica 66/220 kV e le opere di collegamento connesse (cavi marini di interconnessione tra i sistemi di produzione elettrica e la sottostazione, cavi marini di trasmissione)

Il tratto di mare nel quale sono localizzate le opere di Romagna 1 si estende da 12 miglia nautiche dalla costa di Lido di Dante fino a 21,3 miglia nautiche dalla costa di Cervia, mentre la profondità del fondale oscilla dai 27 ai 43 metri.

Il layout della componente eolica è costituito da due linee curve quasi parallele: la più lunga, formata da 17 aerogeneratori, si estende per 12 miglia nautiche in direzione Sud-Est a partire dalla turbina più vicina a terra,



collocata a 12 miglia dalla costa; la seconda, più corta, inizia da circa 18 miglia nautiche e si estende in direzione Sud-Est per 5,6 miglia nautiche, ospitando 8 aerogeneratori.

Romagna 2 possiede le seguenti caratteristiche generali:

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

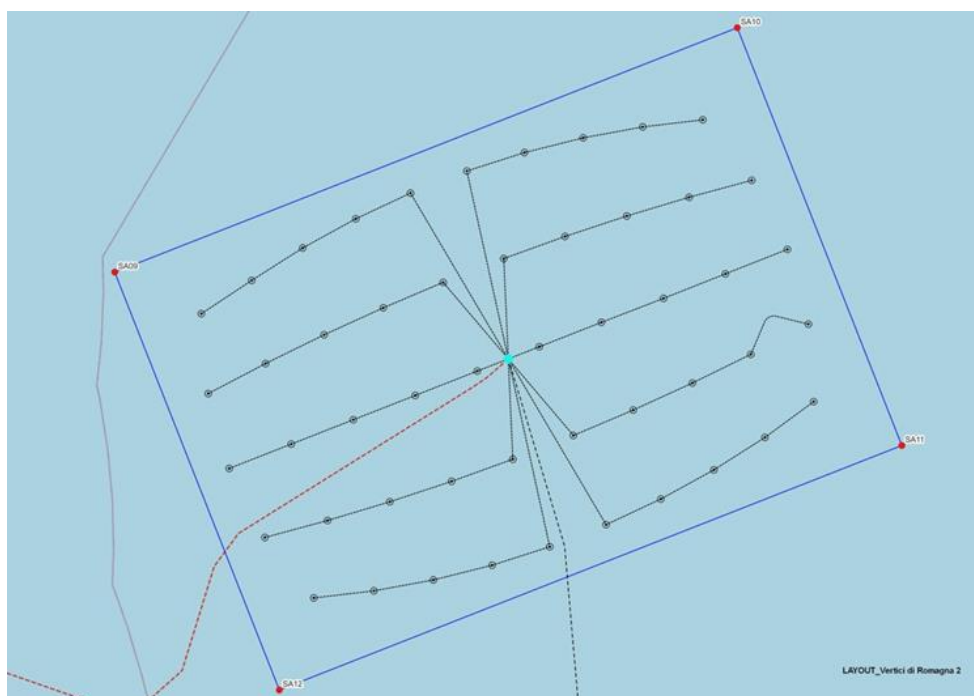


Figura 51: Layout e specchio acqueo di Romagna 2

Le coordinate del poligono rappresentante lo specchio acqueo dell'impianto eolico offshore Romagna 2 sono indicate nella tabella sottostante (EPSG 32633 -WGS 84 UTM 33N):



Tabella 30: Coordinate specchio acqueo Romagna 2

| Coordinate specchio acqueo Romagna 2 | | | |
|--------------------------------------|------|-----------|------------|
| | ID | X | Y |
| 1 | SA09 | 307109.61 | 4938174.19 |
| 2 | SA10 | 325112.62 | 4945250.89 |
| 3 | SA11 | 329871.65 | 4933153.00 |
| 4 | SA12 | 311870.44 | 4926071.73 |

Il perimetro di Romagna 2 è un poligono di 4 vertici e, anche in questo caso, l'area richiesta in concessione è eccedente rispetto allo spazio effettivamente occupato dalle opere, per poter permettere eventuali modifiche al layout in fase di progettazione esecutiva.

Il tratto di mare nel quale sono localizzate le opere di Romagna 2 si estende da 12 miglia nautiche dalla linea di costa che va da Casalboretto a Marina di Ravenna fino a circa 25 miglia nautiche, con la profondità del fondale che oscilla tra i 28 ed i 41 metri.

Il layout di questo impianto eolico è "a cluster"; disposto su cinque file, ognuna composta da dieci aerogeneratori con interdistanze eccedenti i sette diametri nominali potenzialmente raggiungibili dagli aerogeneratori.

In posizione centrale, è collocata la stazione elettrica di conversione, verso la quale convergono tutti gli elettrodotti da 66 kV dell'impianto eolico Romagna 2, ma anche i cavidotti export di interconnessione con la sottostazione di Romagna 1 e, come da espansione progettuale futura, dai cavidotti export derivanti dal successivo impianto eolico Romagna 3.

Le opere offshore non rientranti all'interno degli specchi acquei "Romagna 1" e "Romagna 2" coincidono con il corridoio di interconnessione coincidente con i due cavidotti export da 220 kV che collegano la sottostazione elettrica di Romagna 1 (SSR2) e quella di Romagna 2 (SSR2), ed il corridoio che parte dalla sottostazione elettrica di Romagna 2 (SSR2) fino all'area di approdo terrestre coincidente con il pozzetto di transizione terra-mare che verrà realizzato tramite opera trenchless.

4.1.1 Impianti eolici

La produzione di energia eolica sarà garantita attraverso due impianti eolici offshore per una potenza complessiva installata di 600 MWp, caratterizzata appunto dall'installazione di un totale di 75 aerogeneratori di potenza 8 MWp ciascuno.

I layout degli impianti eolici ubicati in Romagna 1 e Romagna 2 sono mostrati rispettivamente in Figura 50 e Figura 51. Per chiarezza, si riepilogano le caratteristiche dei due impianti di seguito:

- Impianto eolico Romagna 1: 25 aerogeneratori disposti su layout a doppia curva da 8 MW ciascuno;



- Impianto eolico Romagna 2: 50 aerogeneratori disposti su layout a cluster da 8 MW.

Nelle tabelle successive sono riportate le coordinate degli aerogeneratori suddivise per i due impianti (SR: EPSG 32633 -WGS 84 UTM 33N)

Tabella 31: Coordinate degli aerogeneratori di Romagna 1

| | ID_1 | X | Y | Batimetria |
|----|-------|-----------|------------|------------|
| 1 | AG001 | 310036,46 | 4917453,84 | -27.77 |
| 2 | AG002 | 311668,27 | 4917698,17 | -29.13 |
| 3 | AG003 | 313315,71 | 4917789,98 | -30.43 |
| 4 | AG004 | 314964,57 | 4917728,49 | -31.61 |
| 5 | AG005 | 316600,43 | 4917512,93 | -32.75 |
| 6 | AG006 | 318209,79 | 4917148,98 | -36.71 |
| 7 | AG007 | 319778,01 | 4916635,99 | -34.83 |
| 8 | AG008 | 321291,87 | 4915979,67 | -36.12 |
| 9 | AG009 | 322738,25 | 4915185,65 | -37.48 |
| 10 | AG010 | 324104,70 | 4914260,82 | -38.70 |
| 11 | AG011 | 325378,75 | 4913212,34 | -39.59 |
| 12 | AG012 | 326550,46 | 4912050,76 | -40.40 |
| 13 | AG013 | 327610,53 | 4910786,34 | -41.22 |
| 14 | AG014 | 328547,61 | 4909428,26 | -41.83 |
| 15 | AG015 | 329354,70 | 4907989,13 | -42.21 |
| 16 | AG016 | 330024,51 | 4906481,62 | -42.69 |
| 17 | AG017 | 330551,70 | 4904917,70 | -43.10 |
| 18 | AG018 | 322222,92 | 4912958,68 | -36.62 |
| 19 | AG019 | 323467,37 | 4911953,03 | -37.80 |
| 20 | AG020 | 324616,07 | 4910839,91 | -38.75 |
| 21 | AG021 | 325660,61 | 4909627,32 | -39.74 |
| 22 | AG022 | 326591,29 | 4908325,84 | -40.51 |
| 23 | AG023 | 327401,70 | 4906946,26 | -41.22 |
| 24 | AG024 | 328084,62 | 4905499,33 | -41.60 |
| 25 | AG025 | 328634,99 | 4903996,97 | -41.75 |

Tabella 32: Coordinate degli aerogeneratori di Romagna 2

| | ID_1 | X | Y | Batimetria |
|---|-------|-----------|------------|------------|
| 1 | AG026 | 309613,53 | 4936968,96 | -30.24 |



| | | | | |
|----|-------|-----------|------------|--------|
| 2 | AG027 | 311072,09 | 4937934,08 | -30.91 |
| 3 | AG028 | 312547,76 | 4938874,76 | -31.55 |
| 4 | AG029 | 314079,94 | 4939718,41 | -31.99 |
| 5 | AG030 | 315664,03 | 4940462,17 | -32.57 |
| 6 | AG031 | 317292,61 | 4941102,64 | -33.18 |
| 7 | AG032 | 318958,98 | 4941637,18 | -33.88 |
| 8 | AG033 | 320656,23 | 4942063,58 | -34.60 |
| 9 | AG034 | 322377,37 | 4942380,09 | -35.39 |
| 10 | AG035 | 324115,29 | 4942585,40 | -36.06 |
| 11 | AG036 | 309814,59 | 4934655,62 | -30.02 |
| 12 | AG037 | 311472,38 | 4935526,99 | -30.88 |
| 13 | AG038 | 313165,27 | 4936358,61 | -31.61 |
| 14 | AG039 | 314876,11 | 4937141,67 | -32.29 |
| 15 | AG040 | 316608,60 | 4937878,02 | -32.93 |
| 16 | AG041 | 318359,26 | 4938566,21 | -33.56 |
| 17 | AG042 | 320131,74 | 4939207,55 | -34.28 |
| 18 | AG043 | 321917,60 | 4939798,99 | -35.18 |
| 19 | AG044 | 323717,64 | 4940341,01 | -35.90 |
| 20 | AG045 | 325530,73 | 4940833,39 | -36.07 |
| 21 | AG046 | 310420,70 | 4932488,80 | -30.12 |
| 22 | AG047 | 312214,22 | 4933193,80 | -31.06 |
| 23 | AG048 | 314007,73 | 4933898,80 | -31.94 |
| 24 | AG049 | 315801,25 | 4934603,81 | -32.63 |
| 25 | AG050 | 317594,77 | 4935308,81 | -33.13 |
| 26 | AG051 | 319388,29 | 4936013,81 | -33.81 |
| 27 | AG052 | 321181,80 | 4936718,82 | -34.79 |
| 28 | AG053 | 322979,40 | 4937413,42 | -35.86 |
| 29 | AG054 | 324770,57 | 4938124,42 | -36.81 |
| 30 | AG055 | 326562,36 | 4938833,83 | -35.99 |
| 31 | AG056 | 311452,33 | 4930489,24 | -30.59 |
| 32 | AG057 | 313265,52 | 4930981,64 | -31.53 |
| 33 | AG058 | 315065,78 | 4931523,74 | -32.44 |
| 34 | AG059 | 316851,90 | 4932115,28 | -32.88 |
| 35 | AG060 | 318622,07 | 4932755,77 | -33.31 |
| 36 | AG061 | 320372,35 | 4933443,74 | -34.17 |
| 37 | AG062 | 322104,88 | 4934180,04 | -35.91 |
| 38 | AG063 | 323815,99 | 4934963,16 | -36.90 |



| | | | | |
|----|-------|-----------|------------|--------|
| 39 | AG064 | 325505,23 | 4935792,86 | -36.67 |
| 40 | AG065 | 327168,47 | 4936667,00 | -36.23 |
| 41 | AG066 | 312866,87 | 4928739,50 | -31.98 |
| 42 | AG067 | 314604,85 | 4928944,26 | -32.20 |
| 43 | AG068 | 316326,09 | 4929260,23 | -32.88 |
| 44 | AG069 | 318023,48 | 4929686,10 | -33.46 |
| 45 | AG070 | 319690,01 | 4930220,12 | -34.40 |
| 46 | AG071 | 321318,80 | 4930860,07 | -35.85 |
| 47 | AG072 | 322903,12 | 4931603,32 | -37.09 |
| 48 | AG073 | 324436,44 | 4932446,80 | -37.44 |
| 49 | AG074 | 325912,41 | 4933387,02 | -37.96 |
| 50 | AG075 | 327323,14 | 4934424,67 | -38.67 |

4.1.2 Aerogeneratori

Ogni aerogeneratore in Progetto è composto da una torre, una navicella, un rotore connesso alle tre pale, il tutto sorretto da una fondazione fissa così detta *fixed bottom*, realizzabile grazie alle batimetrie caratterizzanti l'area progettuale.

L'impiego previsto dagli aerogeneratori è ad asse orizzontale e rotore tripala (Figura 52), con potenze nominali pari a 8 MW, con la parte rotante composta dalle 3 pale che potrà spazzare un'area di diametro fino a 260 metri (53.100 m² di superficie spazzata).



Figura 52: Esempio di aerogeneratore offshore assimilabile a quello in Progetto



La torre tubolare di tipo tronco conico è il sostegno che supporta la navicella dell'aerogeneratore, costituita da un basamento ed un involucro esterno nel quale sono alloggiati il generatore elettrico, l'albero veloce, il moltiplicatore di giri, l'albero lento di trasmissione, il sistema di controllo per l'orientamento della navicella e delle pale, ed i vari dispositivi ausiliari come il sistema di raffreddamento, gli inverter di potenza, il trasformatore elettrico, il quadro elettrico, gli attuatori idraulici, ecc.

Il rotore è costituito da un mozzo in acciaio sul quale vengono montate le 3 pale in materiale composito; l'energia cinetica del vento in spinta aerodinamica viene trasformata in energia meccanica rotazionale nel rotore, il quale trasmette l'energia tramite il riduttore e gli alberi ad alta e bassa velocità al generatore elettrico.

Il sistema di cuscinetti è realizzato tramite rulli conici a doppia fila, per poter trasferire il carico del rotore alla struttura di supporto della trasmissione, senza che il carico sul rotore influisca sul riduttore andandone a diminuire la funzionalità.

Di seguito si elencano le caratteristiche principali dell'aerogeneratore previsto in Progetto.

Tabella 1: Caratteristiche tecniche aerogeneratore

| Parametri | Unità di misura | Valore |
|------------------------------|-----------------|----------------------------|
| Tipologia | | Asse orizzontale |
| Numero di pale | | 3, direzione <i>upwind</i> |
| Lunghezza pale | m | fino a 130 |
| Altezza mozzo | m.s.l.m.m. | fino a 170 |
| Diametro rotore | m | fino a 260 |
| Area spazzata | m ² | fino a 53 100 |
| Altezza di tip | m | fino a 300 |
| Potenza singola macchina | MW | 8 |
| Numero macchine | | 75 |
| Potenza totale installata | MVA | 600 |
| Velocità cut-in | m/s | 2 |
| Velocità nominale | m/s | 9 |
| Velocità cut-off | m/s | 23 |
| Classe di ventosità (IEC) | | Ib-IIIb / S |
| Producibilità eolica | TWh | 1.8 |
| Vita delle macchine | | Fino 32 anni |
| Sistema di controllo | | pitch |
| Distanza di <i>clearance</i> | m | 22 |



Le caratteristiche tecniche appena mostrate in tabella sono idonee per ottimizzare le conversioni dell'energia eolica medio-bassa tipica delle condizioni presenti nell'area mediterranea. Ciò è di fondamentale importanza per poter ottenere una soddisfacente producibilità degli aerogeneratori, cercando di migliorare le efficienze con bassi valori di ventosità. L'innovazione principale sta nell'allargamento del rotore a parità di potenza installata rispetto agli aerogeneratori comunemente installati nel Nord Europa, consentendo di raggiungere la potenza nominale con una velocità di vento inferiore.

Per le ragioni appena espresse, si evidenzia che l'aerogeneratore considerato in Progetto è ipotetico e i parametri mostrati sono da ritenersi puramente nominali; tuttavia, le caratteristiche dimensionali per cui sono valutati gli impatti ambientali sono da ritenersi conservative rispetto ad aerogeneratori simili disponibili attualmente in commercio, come ad esempio la GW 8.5-230 e la MySE 9.0-23. Nelle fasi successive di procurement con la definizione della supply chain, degli appaltatori per la fornitura e commissioning, così per le attività di trasporto, stoccaggio e installazione, verrà selezionato l'aerogeneratore ritenuto più idoneo per il Progetto, con parametri non eccedenti rispetto a quelli utilizzati per valutare l'impatto ambientale.

Per maggiori informazioni tecniche si rimanda all'elaborato "Relazione tecnica degli aerogeneratori" con codice AGNROM_EP-R_REL-OWT, nel quale viene anche argomentata la scelta dell'aerogeneratore ipotetico. Per gli aspetti dimensionali e geometrici della macchina si rimanda invece all'elaborato grafico AGNROM_EP-D_DIS-OWT.

4.1.2.1 Sicurezza dell'aerogeneratore

Ogni aerogeneratore sarà conforme agli standard della direttiva macchine 2006/42/CE dell'Unione Europea, così come agli standard internazionali sulla sicurezza degli impianti elettrici offshore.

I sistemi antincendio automatici, a seconda del sottosistema e del compartimento dell'aerogeneratore, possono essere previsti con tipologia a gas inerte oppure con una combinazione di nebbia di acqua e schiuma in aria compressa. I rilevatori di fumo sono collocati in tutti i compartimenti elettrici della macchina secondo la norma EN 54.

Lo scarico delle acque piovane all'interno dell'aerogeneratore è garantito da un sistema che permette la ritenzione e la separazione di olii e acque inquinate in ogni componente elettrico e/o meccanico, assicurando così la preservazione dell'ambiente marino da eventuali perdite e da altre tipologie di inquinamento.

Ciascun serbatoio è sovra-dimensionato per poter raccogliere perdite più onerose dal punto di vista volumetrico rispetto alla perdita maggiore che può verificarsi sullo specifico componente guasto, dopo di che tutti i liquidi raccolti dai sistemi di scarico vengono prelevati da un'imbarcazione e trattati a terra.



4.1.2.2 Soluzioni di segnalazione

Segnalazioni cromatiche

Come prescritto da ENAC sulla base delle raccomandazioni ICAO, un ostacolo fisso deve essere segnalato tramite bande alternate di colori contrastanti quando è una struttura di tipo a traliccio (in questo caso per forma assimilabile ad un aerogeneratore) con una delle due dimensioni (orizzontale o verticale) superiore a 1.5 metri. Le bande devono essere ortogonali alla dimensione maggiore e devono avere una larghezza in accordo a quanto riportato in tabella 4.3 del Capitolo 4 – Sezione 11 del RCEA.

La tabella 4.3 del RCEA dispone che per ostacoli la cui dimensione di maggiore lunghezza è compresa tra 270 e 330 metri, come nel caso delle Opere in questione, l'ampiezza delle bande deve essere 1/11 della dimensione più lunga.

La circolare dello Stato Maggiore di Difesa n° 146/394/4422 prevede una verniciatura in bianco e arancione/rosso (a strisce o a scacchi) del terzo superiore dell'ostacolo.

Considerando le prescrizioni degli enti di volo civile e militare ed evidenziando tra loro alcune discrepanze e contrapposizioni, la segnalazione cromatica proposta per le Opere in questione è descritta di seguito.

Così come da indicazioni, gli aerogeneratori potranno essere di colore bianco al fine di garantire un'adeguata segnalazione diurna, mentre le pale dovranno essere verniciate con N°3 bande bianche e rosse, impegnando quindi l'ultima parte di ogni pala.

Per ognuna delle 3 pale, sarà realizzata una banda con ampiezza totale pari a $1/11 * 300 = 27.3$ metri (altezza di tip divisa per 11); ogni banda sarà caratterizzata da cromatismi alternati di cui due rossi e uno bianco di 9.1 metri ciascuno, ortogonali rispetto alla dimensione maggiore.

L'Associazione Internazionale delle Autorità per i Fari (IALA), organizzazione internazionale per la gestione dei fari e del sistema di segnalamento marittimo per l'ausilio alla navigazione, ha emesso norme specifiche riferite ai parchi eolici in mare:

- Raccomandazione IALA O-117, sulla segnalazione di parchi eolici in mare
- Raccomandazione IALA O-139, sulla segnalazione di strutture artificiali in mare
- Raccomandazione IALA O-110, sulle caratteristiche ritmiche delle segnalazioni luminose di supporto alla navigazione

Le indicazioni presenti nella documentazione definiscono le dimensioni, le forme, i colori e le tipologie di segnalazione luminosa, sonora, elettromagnetica da predisporre.

Come indicato nelle raccomandazioni IALA O-117 e O-139, le fondazioni saranno dipinte di giallo, RAL 1023 (traffic yellow), fino ad un minimo di 15 metri sopra il livello di marea astronomica più alta, per la sicurezza alla navigazione marittima e per le attività di manutenzione notturna.

La colorazione per navicelle, pale e torri è generalmente in RAL 7035 (grigio chiaro).



Segnalazioni luminose

Per quel che riguarda le segnalazioni luminose degli aerogeneratori, sono proposte, come da prescrizione dell'ENAC in fase di conferenza di servizi durante l'istruttoria di richiesta di concessione demaniale, opportune luci segnaletiche considerate per il traffico aereo e marittimo. Secondo il RCEA sono necessarie luci ad alta intensità in quanto l'ostacolo ha un'altezza superiore ai 150 metri.

Per quanto riguarda la loro collocazione, si è distinto tra le seguenti casistiche applicabili alle Opere:

- **luci di sommità:** di norma le luci devono essere collocate nel punto più alto dell'ostacolo, ove questo non fosse possibile, devono essere collocate al punto più alto possibile e sulla sommità deve essere collocata una luce bianca intermittente di media intensità di peso compatibile.
- **luci intermedie:** di norma le luci devono essere collocate con uno spazio fra di loro non superiore ai 105 metri e, a prescindere dal livello in cui sono state collocate, devono essere visibili per tutti i 360° azimut.

In generale, non devono essere utilizzate combinazioni di luci bianche e rosse per illuminare gli ostacoli.

Per quanto riguarda la circolare dello Stato Maggiore della Difesa, la segnaletica luminosa per ostacoli, secondo la tipologia di ostacolo in oggetto, prevede le seguenti soluzioni:

- luce (o gruppo di luci) fissa di colore rosso, posizionata alla sommità dell'ostacolo e visibile, di notte, ad una distanza non inferiore ai km 5 e da qualsiasi direzione;
- sugli ostacoli di altezza uguale o superiore ai 90 metri se l'ostacolo è su una piattaforma marina, devono essere installate anche luci intermedie, poste a distanza di 45 metri a partire dalla sommità dell'ostacolo;
- in aggiunta alle predette luci, gli ostacoli verticali di altezza uguale o superiore a 151 metri devono avere sulla sommità un faro di pericolo omnidirezionale, avente le seguenti caratteristiche: luce intermittente di intensità pari a 2000 candele (+/- 25%), frequenza compresa tra i 40 e i 60 lampi al minuto; se il faro non può essere collocato alla sommità dell'ostacolo, esso va posizionato nel punto più alto dell'ostacolo dove ciò sia possibile.

In generale, i segnali luminosi devono essere attivi di giorno e di notte e devono possedere un impianto di alimentazione primario e uno di emergenza.

Considerando le prescrizioni degli enti di volo civile e militare ed evidenziando tra loro alcune discrepanze e contrapposizioni, si è optato per la segnaletica luminosa di seguito proposta.

In ogni aerogeneratore, vi saranno luci indicate di seguito collocate a due altezze:

- a) n. 1 luce di sommità, nell'estremità più alta della navicella a 170 metri s.l.m.m.;



- b) n. 4 luci intermedie, tutte a 125 metri s.l.m.m. e 45 metri di distanza dalla navicella, posizionate in modo tale che siano visibili a 360° azimut.

Ogni dispositivo luminoso segnalerà l'ostacolo nei momenti diurni e notturni, e sarà di tipo A conforme alle raccomandazioni ICAO contenute nel documento "Aerodromes" – Annex 14, Volume I, Aerodrome Design and Operations. Le luci in questione avranno quindi le seguenti caratteristiche:

- Tipo di luce: alta intensità
- Colore: bianco
- Lampeggiamento: 60 fpm
- Intensità di picco
 - Giorno: 200.000 cd
 - Tramonto/Alba: 20.000 cd
 - Notte: 2.000 cd

Il passaggio da segnalazione diurna a notturna verrà effettuato automaticamente non appena la luminosità sarà inferiore a 50 cd/m² e, in caso di guasto, l'alimentazione elettrica al servizio del sistema di illuminazione verrà automaticamente sostituita da un sistema di backup autonomo con immediata segnalazione all'autorità per l'aviazione civile di competenza.

Le lampade di tipo A, come detto, dovranno essere intermittenti con frequenze di 40-60 lampi al minuto, raggiungono intensità pari a 200.000 cd durante le ore diurne, 20.000 cd nelle ore interessate da alba e tramonto, mentre 2.000 cd durante le ore notturne.

Luci ad alta intensità in posizione intermedia della torre, a circa 125 s.l.m.m. potranno essere previste con disposizione a 120° intorno alla torre stessa, in modo tale che siano visibili a 360°.

Il piano di segnalazione marittima sarà sottoposto al parere del Comando MARIFARI competente nell'area di progetto, così come da indicazioni di MARIFARI in fase di conferenza di servizi durante l'istruttoria di richiesta di concessione demaniale.

4.1.3 Fondazioni

Gli aerogeneratori presenti nel parco eolico di Romagna 2 e nell'hub energetico di Romagna 1 possono contare su tipologie di fondazioni fisse, dovute appunto alla profondità di fondale marino presente nell'area, che rimane nel range tra i 27.5 metri ed i 43 metri di batimetria.

Uno studio di fattibilità è stato svolto per la selezione della fondazione idonea al progetto e all'ingegnerizzazione del design di concept delle fondazioni; lo studio si è basato su un'analisi geomorfologica, geofisica e geotecnica derivante da un'attività di screening dell'area tramite documentazione pubblica



presente in letteratura e da analisi più specifiche condotte tramite le indagini di campo condotte sull'area di Progetto e lungo le linee macchine, integrate con *survey* geotecniche di *sampling* effettuate nell'area di interesse dalla regione Emilia-Romagna e da altre società private per attività pregresse nell'oil&gas.

Una definita caratterizzazione geofisica del suolo e sottosuolo marino è quindi risultata possibile grazie all'integrazione e alla validazione dei risultati derivanti dai *survey* progettuali con le numerose indagini pregresse nell'area.

A valle della caratterizzazione geotecnica e dello screening di ben sei tipologie fondazioni, in considerazione dell'aleatorietà della soluzione di ingegneria esecutiva dipendente dalla campagna geotecnica che verrà effettuata nel corso del 2023, si è optato per 3 tipologie, con ognuna di esse che potrà essere la giusta soluzione in conformità con le caratteristiche batimetriche e di caratterizzazione geotecnica del sottosuolo per ogni posizione degli aerogeneratori. Le tre tipologie sono indicate di seguito:

- MONOPALO: applicabile su diverse batimetrie e condizioni geotecniche paragonabili al profilo "soft";
- MULTIPALO: applicabile su batimetrie medio/basse;
- JACKET a tre gambe con pali: applicabile su batimetrie elevate e strati superficiali con argille dure o con sabbie dense (la tecnologia "suction caisson", meno impattante dal punto di vista ambientale, potrà essere applicabile con la fondazione jacket su strati superficiali siltosi o argillosi/sabbiosi poco densi)

Tramite l'utilizzo del profilo di suolo più conservativo per il design delle fondazioni, e del profilo di suolo più conservativo per le installazioni, il design di concept si è sviluppato attorno alla soluzione monopalo, la più utilizzata e preferita nei progetti di eolico offshore. Per questo motivo, e in virtù del fatto che è l'opzione più impattante dal punto di vista ambientale, esso è considerato l'opzione base, con il jacket e il multipalo a fare da alternative tecnologiche.

La soluzione esecutiva dipenderà senz'altro da limitazioni di approvvigionamento delle imbarcazioni che potranno essere disponibili durante le campagne di installazione previste per il Progetto. Inoltre, saranno presi in considerazione i diversi impatti ambientali delle 3 tipologie di fondazione, peraltro già discussi nel Volume 3 dello SIA (documento con codice AGNROM_SIA-R_SIA-VOLUME3).

Per maggiori informazioni relativamente allo studio di fattibilità condotto per le fondazioni si rimanda all'elaborato con codice AGNROM_EP-R_REL-FOND-OWT. Inoltre, per le tre tipologie di fondazioni sopra selezionate, sono disponibili i calcoli preliminari strutturali al documento di Progetto con codice AGNROM_EP-R_CAL-FOND-OWT.

4.1.3.1 Monopalo

Il monopalo è la fondazione della turbina con una singola colonna in acciaio di grande diametro direttamente infissa nel terreno.



Nel caso del Progetto il diametro del monopalo è di 10.0 m nella parte infissa nel fondale marino. Il diametro del monopalo si riduce poi nella parte superiore mediante transizione conica e passa a 8.0 m per ricevere il modulo di raccordo (“*transition piece*”). Il disegno tecnico del monopalo in Progetto è disponibile in figura

La soluzione a monopalo si affida al fondale marino circostante per fornire resistenza laterale alle forze orizzontali dovute ad azioni di vento sull’aerogeneratore e onde/correnti sulla sottostruttura. Tale soluzione solitamente si basa al 40% dalla capacità assiale, mentre per il rimanente sulla risposta laterale a forze e momenti di taglio.

L'elemento di transizione viene installato sopra o all'interno del monopalo ed è fissato mediante stuccatura o direttamente imbullonato alla sommità del monopalo. In entrambi i casi, se il monopalo non è installato completamente in verticale, il pezzo di transizione viene installato in modo da correggere questo errore e l’aerogeneratore può essere installato in verticale.

Finora il monopalo è stata la tipologia di fondazione più comunemente utilizzata per i parchi eolici offshore, poiché in condizioni di fondale marino e profondità dei fondali marini idonei, è la soluzione tecnico-economica più vantaggiosa.

Considerando le dimensioni e il peso del monopalo in Progetto, che si possono assimilare a soluzioni XXL se rapportate ad altri progetti, l’installazione e l’infissione nel terreno dovranno essere effettuate con mezzi di installazione (Heavy Lifting Vessel – HLV) di classe superiore e con battipali e vibro-infissione appropriati per diametri di 10.0 m come dettagliato nel capitolo seguente sulla descrizione dei metodi di costruzione e installazione.

Verrà inoltre installato un attracco per permettere l’accesso dal mare all’impianto tramite Crew Transfer Vessel (CTV), definito in fase di progettazione esecutiva andando a considerare le condizioni meteomarine del mare Adriatico, così come effettuato per le piattaforme petrolifere su monopalo presenti nell’area.

Nel caso in cui la soluzione a monopalo, soprattutto per le turbine localizzate in batimetrie maggiori di 35 metri, potrebbe risultare critica, c’è la possibilità di incrementare la stabilità con elementi strutturali esterni, come elementi di controventatura o cavi di ancoraggio in acciaio, che potrebbero consentire una riduzione del volume di acciaio richiesto. Questi elementi di controventatura hanno in genere un diametro uguale o inferiore a quello del monopalo e possono essere collegati o meno da ulteriori elementi in acciaio.

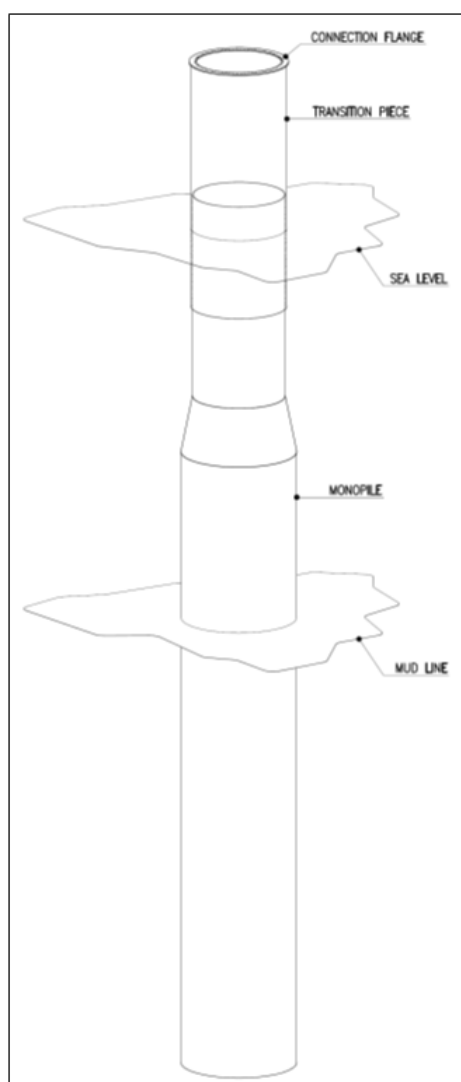


Figura 53: Assieme della fondazione monotubolare

Il palo di fondazione viene collegato alla torre sovrastante dell'aerogeneratore tramite l'elemento di transizione di lunghezza complessiva fino a 25 metri con una parte sommersa e una sopra il livello del mare, con la funzione di agire da piattaforma di accesso ad una quota di 10 metri di altezza.

Il monopalo, considerando profondità del mare fino a 43 metri, potrà raggiungere lunghezze fino a 100 metri, per poter sostenere in sicurezza i carichi previsti.

Per contrastare l'erosione che si può eventualmente formare alla base dei pali a causa di fenomeni naturali da onde e correnti sottomarine, è possibile progettare specifiche barriere a rivestimento delle fondazioni; la progettazione delle misure di protezione dal fenomeno di scouring sono regolate dalla normativa DNVGL-ST-



0126. Una volta calcolata la profondità di erosione con le relative tempistiche, si può progettare la misura di protezione per salvaguardare l'integrità della fondazione della turbina.

La protezione dallo scouring potrà essere assicurata dall'utilizzo di pietrame con uno strato filtrante sul fondale e uno strato di armatura superiore, che costituirà un reef artificiale in grado di contrastare l'erosione attorno ai pali. Per maggiori informazioni su questa questione specifica si rimanda al documento "Relazione di immersione in mare di materiale di materiali inerti e attività di posa e condotte – Art. 109 (c. 1b&5) D.Lgs 152/2006" con codice AGNROM_IM-R_ART-109.

4.1.3.2 Alternative tecnologiche di fondazione

Come anticipato, alla fondazione di tipologia standard predefinita del MONOPALO, si aggiungono come possibili soluzioni da tenere in considerazione, in virtù della campagna geotecnica da eseguire e della definizione del costruttore e installatore delle fondazioni nella successiva di gara di appalto, le fondazioni di tipologia JACKET e MULTIPALO (Figura 54).

Di seguito si riporta un riassunto tecnico di entrambe le tipologie di fondazioni alternative, per maggiori informazioni si rimanda alla relazione specifica con codice AGNROM_EP-R_REL-FOND-OWT.

La tipologia di fondazione a multipalo o pali "liberi" è realizzata con sei pali inclinati, $\varnothing 2590.8$ mm, infissi nel terreno con telaio guida posizionato sul mezzo di installazione. I sei pali sono collegati in mare con un conglomerato di calcestruzzo di dimensioni $\varnothing 12.0$ m e altezza 3.6 m. Il collegamento tra pali e conglomerato è realizzato con saldature eseguite in mare tra le estensioni della struttura in calcestruzzo e la testa dei pali.

Nel conglomerato di calcestruzzo, oltre alle estensioni per il collegamento con i pali, è inglobata la flangia di collegamento con la torre della turbina. Questo tipo di struttura è simile alle strutture utilizzate nei pontili petroliferi ed è appropriata per fondali poco profondi; quindi, potrà essere applicata per fondazioni sugli aerogeneratori fino a 35 metri di fondale marino.

Tale soluzione innovativa permetterebbe di ridurre considerevolmente i costi di fabbricazione delle fondazioni, aumentando però la durata della fase di installazione.

La seconda tipologia di fondazione alternativa, presa in considerazione per le batimetrie più alte, è rappresentata dal jacket. La fondazione jacket è una struttura realizzata in acciaio e fissata al fondale marino in tre punti attraverso pali in acciaio, comprende *il transition piece* e le strutture di supporto con *J-tubes*.

Il Jacket è una struttura reticolare saldata in acciaio tubolare a 3 gambe di forma tronco piramidale, che si estende dal fondale del mare ad elevazione +20m dal livello del mare.

Gli elementi tubolari e diagonali di controventatura sono disposti su tre file principali, con inclinazioni 1/12, e 2 piani orizzontali. Sul Jacket è pre-installato un attracco per consentire l'accesso dal mare tramite Crew Transfer Vessel (CTV).

La parte alta la struttura del Jacket è concepita per ricevere il Modulo di Raccordo che sarà predisposto per il collegamento bullonato con la torre dell'aerogeneratore.



In genere i pali sono strutture cave in acciaio e possono essere installati fino a 75 m nel fondale marino, facendo affidamento sulle proprietà di attrito e di appoggio delle estremità del fondale per il sostegno. Questo tipo di fondazione è una soluzione pratica per profondità d'acqua superiori a 20 m e fino a 70 m.

Pur essendo costituite principalmente da acciaio, è possibile che alcune strutture secondarie, come corrimano, griglie e scale, possano essere realizzate con altri metalli, come l'alluminio, o materiali compositi. Il calcestruzzo potrebbe essere utilizzato anche nella parte superiore della struttura, come parte della struttura di transizione o per formare la piattaforma di lavoro; inoltre, la connessione tra la struttura a jacket ed i pali è spesso realizzata con malta di cemento.

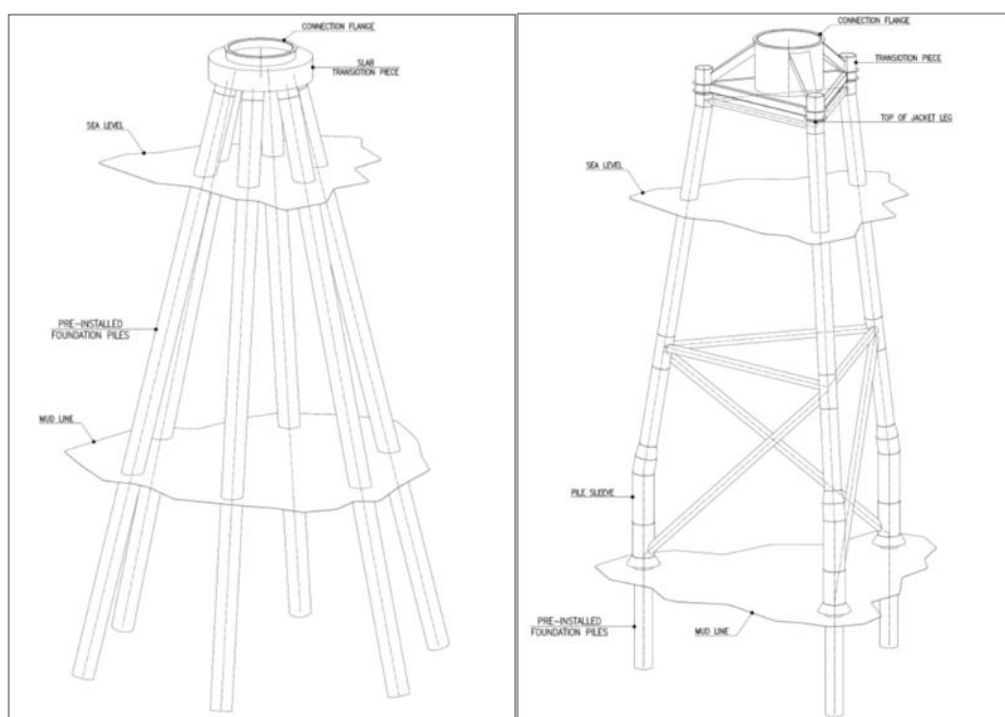


Figura 54: Soluzioni di fondazione a multipalo (sinistra) e jacket (destra)

4.1.4 Impianto fotovoltaico galleggiante

La produzione di elettricità da fonte solare sarà garantita da un impianto fotovoltaico galleggiante offshore di potenza totale nominale pari a 100 MWp. L'impianto è incluso nel parco Romagna 1, che comprende in totale 25 aereogeneratori, la sottostazione elettrica 66/220 kV e le opere di connessione a 66 kV. L'area di installazione si trova a 16.1 miglia nautiche dal litorale di Lido di Classe (Comune di Ravenna); la scelta di localizzare l'impianto lontano dalla costa è stata fatta seguendo 4 principi:

- La vicinanza all'OSS di Romagna 1, che consente di risparmiare sul bilancio degli impianti;



- La creazione di sinergie per la manutenzione degli impianti eolici e fotovoltaici;
- La riduzione pressoché totale dell'impatto visivo dalla costa;
- L'eliminazione dei canoni di concessione demaniale entro le 12 miglia nautiche.

La tecnologia del fotovoltaico galleggiante offshore è molto recente e, in quanto tale, soggetta a ulteriori ottimizzazioni; per tale motivo, si considerano due alternative tecnologiche nel progetto, in particolare la tecnologia a struttura sopraelevata (con riferimento specifico alla soluzione brevettata della società Solar Duck) e la tecnologia a membrana galleggiante (con riferimento specifico alla soluzione brevettata della società Ocean Sun). I due sistemi sono molto differenti tra di loro, ma considerando che ad oggi appaiono entrambi applicabili al sito di Progetto, si è deciso di considerarli in attesa che i recenti progetti pilota e utility scale orientino più chiaramente il mercato.

Le due soluzioni, nei successivi paragrafi, verranno definite rispettivamente alternativa tecnologica 1 (AT1) e (AT2).

Il tratto distintivo della AT1 è che essa risulta sopraelevata rispetto al livello medio del mare. Le caratteristiche chiave delle soluzioni di questa tipologia sono le seguenti:

- Strutture, di materiale generalmente metallico (acciaio o alluminio), rialzate rispetto al livello medio del mare (in alcuni casi fino a 10 metri);
- Geometria delle singole strutture che può variare in rettangoli, quadrati o triangoli;
- Strutture generalmente di piccola taglia (dai 50 ai 200 kWp) collegate fra loro tramite incastro in serie per raggiungere il target di potenza desiderato;
- Galleggianti di materiale metallico (acciaio, alluminio) o plastico fissati ad ogni struttura;
- Ormeggi che collegano le strutture alle ancore o blocchi di cemento, posati nel fondale;
- Pannelli fotovoltaici tipicamente bifacciali, con orientamento Est-Ovest e inclinazione di circa 10°;
- Manutenzione eseguita da sotto, disponendo tuttavia di sentieri sopra le strutture per garantire il camminamento.

Nelle figure sottostanti si mostrano alcuni esempi di impianti progettati da diverse compagnie per una maggiore comprensione.



Figura 55: Esempi di impianti a struttura sopraelevata; soluzione di Sinn Power (sinistra), Moss Maritime (destra), Solar Duck (in basso)

Come si evince dalle figure, il principale criterio di progettazione è quello di rialzare la struttura sopra il livello del mare per garantire che i pannelli e gli apparati elettrici siano distanti dall'acqua e che questi siano meno soggetti alla forza meccanica delle onde. La scelta del materiale metallico, solitamente tra alluminio e acciaio per condizioni offshore, è legata ad una maggiore tenuta alle sollecitazioni a cui le strutture galleggianti in mare aperto sono soggette. Questo tipo di soluzioni sono pensate per resistere a condizioni meteomarine anche molto ostili, con altezze d'onda significative massime ($H_s \max$) di più di 7 metri. Ovviamente, la struttura viene adattata a seconda dell' $H_s \max$ del sito di Progetto.

La filosofia di queste soluzioni è chiaramente modulare. Ogni piattaforma non ospita necessariamente tanti pannelli, configurando una potenza nominale che di solito non eccede i 200 kWp. Collegando in serie le



piattaforme, è possibile creare cluster di piattaforme che insieme formano veri e propri impianti utility scale da 5 o più MWp.

Infine, la disposizione dei pannelli E-O con inclinazione di circa 10° consente una curva di produzione più costante lungo il corso della giornata e permette una massimizzazione della capacità installata per metro quadro, aspetto di fondamentale importanza per mitigare i costi aggiuntivi delle strutture legati alle condizioni offshore. I pannelli inoltre sono spesso del tipo bifacciale, poiché la parte posteriore in vetro resiste meglio alla corrosione tipica della splash zone e può catturare i raggi solari riflessi dall'acqua (effetto di albedo).

Per quanto riguarda la AT2, il tratto distintivo di questa tecnologia, ispirata alle coltivazioni di acquacoltura, è che risulta posata direttamente sul pelo libero dell'acqua. Le caratteristiche chiave delle soluzioni di questa tipologia sono le seguenti:

- Struttura dotata di membrana speciale realizzata in polimeri che galleggia direttamente sull'acqua;
- Geometria delle strutture tipicamente circolare;
- Struttura generalmente di media taglia, dai 280 fino a 660 kWp;
- Galleggianti incorporati direttamente nel frame circolare esterno, a cui viene attaccata la membrana;
- Gli ormeggi sono tipicamente realizzati con boe galleggianti separate dalle strutture attaccate ad esse tramite corde; le boe galleggianti sono a loro volta sono collegate alle ancore o blocchi di cemento posati sul fondale;
- I pannelli fotovoltaici sono tipicamente mono facciali, con inclinazione di 0° quindi posati direttamente sulla membrana;
- La manutenzione viene eseguita sopra la membrana, calpestando la membrana e i pannelli fotovoltaici.

Nella figura sottostante si mostra un esempio della soluzione appena descritta. Si evince che la soluzione si è ispirata alle strutture utilizzate per l'acquacoltura in Norvegia, poi adottate in tutto il mondo. Non stupisce che l'azienda proponente di questa tecnologia, Ocean Sun, è per l'appunto norvegese.

Il criterio di progettazione principale è quello di utilizzare una membrana galleggiante (brevettata) composta da particolari polimeri che consentono elasticità, tenuta ed ottima sopportazione alla corrosione. In questo modo la struttura fluttua a tutti gli effetti sulle onde, seguendo la loro geometria. Nonostante queste strutture abbiano resistito a venti di categoria 4 superiori a 275 km/h, esse risultano rispetto alle soluzioni con strutture sopraelevate più sensibili ad elevati livelli di altezza d'onda significativa (ad oggi si è giunti ad installare sistemi con condizioni di Hs max superiori a 5 metri).

I pannelli fotovoltaici mono facciali sono fissati sopra la membrana grazie a giunzioni specifiche. La loro inclinazione a 0° non permette livelli di efficienza simili agli orientamenti a Sud oppure a Est-Ovest; tuttavia, il fatto che i pannelli siano a diretto contatto con il mare garantisce un notevole aumento della loro efficienza grazie al *cooling effect*, ovvero il trasferimento di calore dal pannello all'acqua.

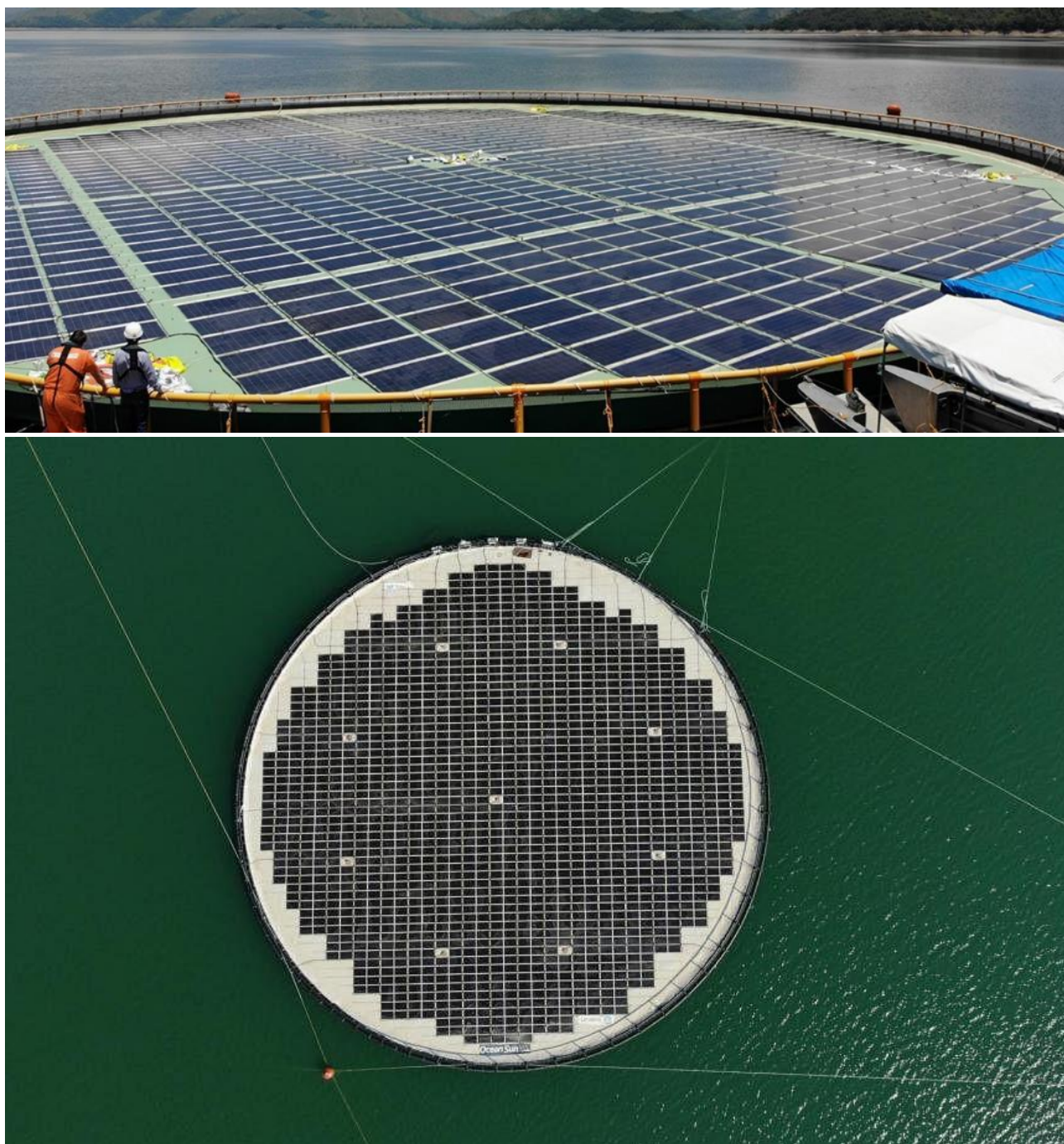


Figura 56: Esempio di tecnologia a membrana galleggiante



Anche questa soluzione ha una filosofia modulare, ovvero quella di ripetere le strutture circolari a membrana fino a che non si raggiunge il target di potenza desiderata. Tuttavia, ogni singola piattaforma ospita una notevole potenza rispetto alle soluzioni con strutture sopraelevate, necessitando quindi di ripetere in serie meno strutture circolari.

Le caratteristiche sopra elencate suggeriscono un aspetto comprovato dai fatti, cioè che questa tecnologia presenta generalmente costi minori, sia per il trasporto che per l'assemblaggio dei componenti: l'eliminazione delle strutture metalliche grazie alla membrana in polimeri e la maggior dimensione per piattaforma galleggiante fanno quindi sì che il LCOE sia più basso.

4.1.4.1 *Alternativa tecnologica 1: soluzione con struttura sopraelevata*

In questa sezione verrà presentato un riassunto della alternativa tecnologica 1 per l'impianto fotovoltaico previsto in Progetto. Per maggiori informazioni e dettagli tecnici si rimanda alla relazione specifica "Relazione tecnica dell'impianto fotovoltaico galleggiante" con codice AGNROM_EP-R_REL-OFPV.

Il sito di installazione ha un'estensione compresa tra i 450 e 510 ha e si trova a 16.1 miglia nautiche dal litorale di Lido di Classe (Comune di Ravenna); dagli studi batimetrici condotti, la profondità del mare in quell'area varia tra i 33 e i 35 metri.

Ogni struttura esagonale produce una potenza pari a 7.7 MWp. Le strutture esagonali necessarie per arrivare a 100 MWp sono 13.

Ogni struttura esagonale è composta da 96 piattaforme triangolari e una di queste accoglie il trasformatore da 0,8Kv/66Kv, da cui parte il cavo dinamico che collega la piattaforma triangolare alla successiva.

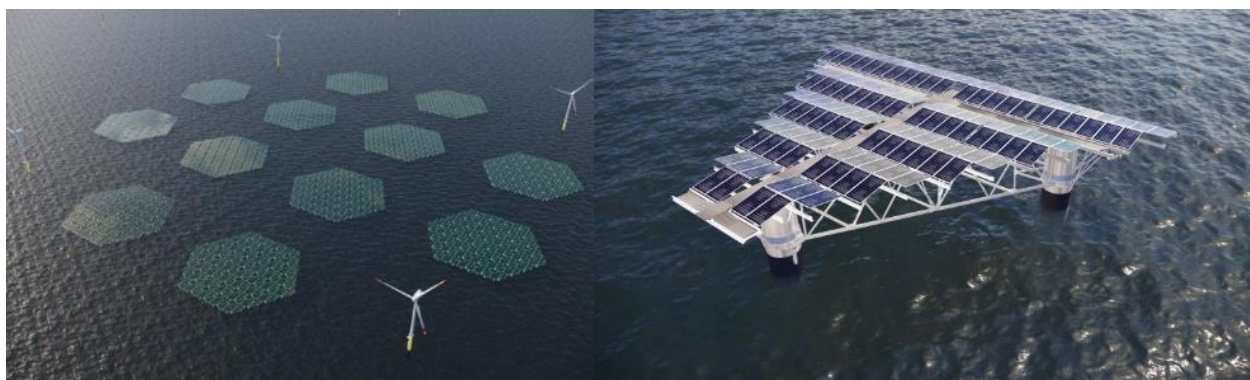


Figura 57: Rendering degli impianti di Solar Duck



Tabella 33: Parametri principali impianto fotovoltaico galleggiante (AT1)

| Elemento | Descrizione |
|---|----------------------|
| Impianto fotovoltaico galleggiante | Sistema modulare |
| Potenza totale installata | 100 MW |
| Numero di strutture esagonali installate | 13 |
| Dimensioni struttura esagonale | 149 metri (per lato) |
| Potenza singola struttura esagonale | 7.7 MW |
| Numero di piattaforme triangolari per struttura esagonale | 96 |
| Dimensioni piattaforma triangolare | 29x29x29 metri |
| Potenza singola piattaforma triangolare | 81.2 Kw |

La disposizione scelta permette il collegamento in serie degli impianti; in particolare, si prevede di disporre le 13 strutture esagonali su due linee parallele, una da 6 strutture e l'altra da 7 (per la consultazione del layout si rimanda alla tavola con codice AGNROM_EP-D_INQ-OFPV-A1). Le due linee parallele sono connesse alla sottostazione di Romagna 1 da due cavi dinamici da 66 kV posati sul fondale, con sezioni pari a 240 mm^2 , in quanto la potenza massima trasportata è pari a 54 MW su una linea e 46 MW sull'altra.

Il layout scelto assicura un giusto bilanciamento tra le aree esposte all'irraggiamento e quelle parzialmente coperte dalle piattaforme, in quanto si prevede una copertura effettiva dello specchio acqueo minore del 30%. Inoltre, la distanza di diversi metri tra il livello del mare e le strutture agisce anche come misura di mitigazione, per permettere alla luce solare di penetrare e riflettere. I materiali presenti nella struttura sono descritti nella tabella riportata di seguito (non è previsto l'utilizzo di sostanze pericolose, così come grassi o lubrificanti, ma nel caso in cui siano richiesti, saranno materiali a base naturale).

La struttura galleggiante è soggetta a diverse forze esterne agenti sul sistema e, per poter rimanere in posizione, deve essere ormeggiata tramite fondazioni e linee di ormeggio al fondale marino. Per le soluzioni di ormeggio sono adottate le soluzioni tradizionali dell'industria offshore, che comprendono sia catene che cime di ormeggio (*mooring line*). In particolare, per l'impianto fotovoltaico galleggiante di Romagna 1, l'ormeggio è composto da una catena o fune in acciaio di 20 m collegata all'ancora ed una catena di 5 m vicino alla piattaforma, unite da cime in poliestere. La catena posta in prossimità dell'ancora ha lo scopo di preservare la linea in poliestere evitando che possa essere danneggiata dal trascinarsi sul fondale; mentre la catena legata alla piattaforma serve principalmente per poter regolare le lunghezze di ormeggio in modo semplice. Il sistema totale è lungo circa 200 metri, tuttavia le lunghezze delle linee di ormeggio e le soluzioni di ancoraggio saranno adattate alle condizioni specifiche del sito.

Per quanto riguarda l'ancoraggio, in questo caso la soluzione adottata prevede l'utilizzo di drag anchors Flipper Delta, le quali presentano eccellenti proprietà di fissaggio al fondale e sono già ampiamente utilizzate nel settore dei progetti marittimi, navali e offshore. Ogni struttura esagonale ha 48 sistemi di ormeggio e ancoraggio, 8 per lato: l'impianto complessivo avrà, pertanto, 624 sistemi di ormeggio e ancoraggio.



I moduli fotovoltaici scelti sono bifacciali a doppio vetro con produttività pari a 660 Watt: per assicurare una potenza di circa 81 kW per piattaforma, è necessario installare su ognuna delle piattaforme 123 moduli fotovoltaici, che garantiscono una potenza complessiva della struttura esagonale di 7.7 MW. I moduli applicati hanno le dimensioni di 2384x1303x35 mm: poiché gli sviluppi dell'industria solare sono in rapida crescita, è probabile che un'altra dimensione e numero di moduli fotovoltaici sarà dominante al momento dell'installazione dell'impianto e che l'efficienza e quindi la producibilità del pannello fotovoltaico aumenti. La disposizione dei pannelli solari segue la direzione est-ovest, con un angolo di dieci gradi: in questo modo si può ottenere la massima producibilità per unità di superficie e, tale disposizione, non risente dell'effetto di ombreggiamento dei pannelli solari adiacenti. L'angolo di inclinazione di dieci gradi consente inoltre ai pannelli solari di auto pulirsi per larga parte in caso di pioggia.

Si è optato per l'inverter con stringhe da 1500 V, per ridurre le perdite e realizzare stringhe più grandi. Inoltre, gli inverter selezionati hanno una tensione di uscita di 800 V: l'elevata tensione di uscita dell'inverter in AC consente l'ottimizzazione del cablaggio di ciascun sottocampo, riducendo le sezioni dei cavi e le perdite. Ogni piattaforma è sufficientemente grande da coprire più stringhe. Gli inverter utilizzati sono inverter ad alta potenza compresi da 175 a 225 kW. Gli inverter di stringa, così come tutta la componentistica elettrica, sono supportati da un telaio collegato alla struttura dei pannelli fotovoltaici e sono coperti dalla luce solare diretta.

Tabella 34: Componenti e materiali principali impianto fotovoltaico galleggiante

| Componenti | Materiali |
|-----------------------|---|
| Cime di ormeggio | Poliestere |
| Catene | Acciaio |
| Ancore | Acciaio |
| Struttura piattaforma | Telaio a traliccio in alluminio estruso |
| Galleggianti | Alluminio |
| Giunti e bulloni | Tre molle in acciaio inox |
| Telaio FV | Lega di alluminio anodizzato |
| Celle FV | Silicio monocristallino |

4.1.4.2 *Alternativa tecnologica 2: soluzione con membrana galleggiante*

In questa sezione verrà presentato un riassunto della alternativa tecnologica 2 per l'impianto fotovoltaico previsto in Progetto. Per maggiori informazioni e dettagli tecnici si rimanda alla relazione specifica "Relazione tecnica dell'impianto fotovoltaico galleggiante" con codice AGNR0M_EP-R_REL-OPFV.

Il sito di installazione ha un'estensione compresa tra i 225 e 230 ha e si trova a 16.1 miglia nautiche dal litorale di Lido di Classe (Comune di Ravenna); dagli studi batimetrici condotti, la profondità del mare in quell'area



varia tra i 33 e i 35 metri. L'estensione dell'impianto è molto minore rispetto alla AT1 e ciò è dovuto alla vicinanza tra le piattaforme circolari galleggianti e alla maggiore potenza installata per singola unità (una piattaforma circolare ha una potenza installata circa 7 volte di quella di una piattaforma triangolare).

Le piattaforme circolari galleggiano direttamente a contatto con l'acqua, con distanza del pannello fotovoltaico dal pelo libero dell'acqua pari a 0,75mm. Questa tecnologia permette un *super cooling* del pannello, con conseguente aumento dell'efficienza. Il materiale con cui è realizzata la piattaforma è HDPE, con diametro di 73,3m.

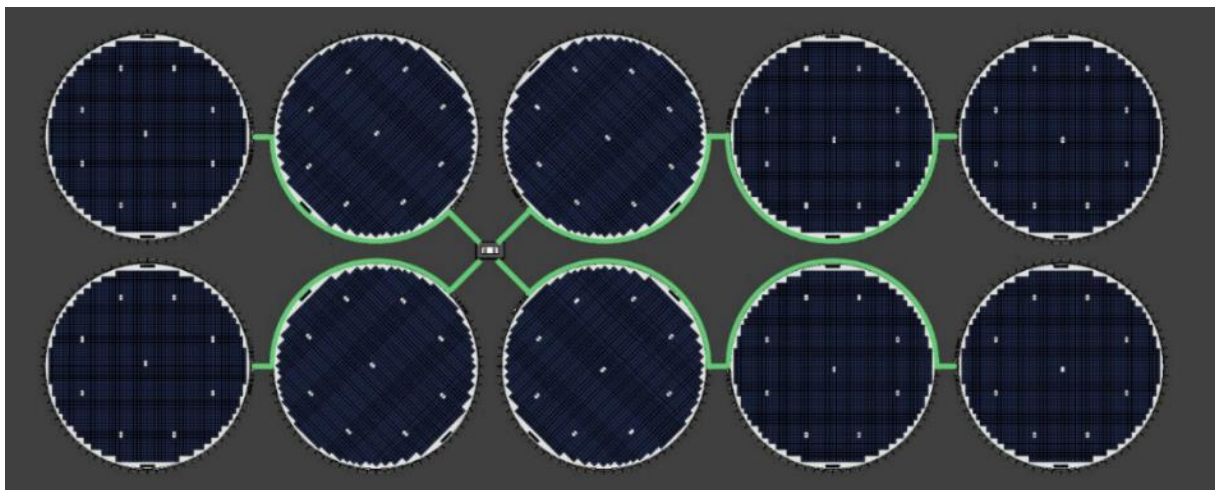


Figura 58: Vista in pianta di un cluster di potenza totale 6,64 MW

Tabella 35: Parametri principali impianto fotovoltaico galleggiante (AT2)

| Elemento | Descrizione |
|---|------------------|
| Impianto fotovoltaico galleggiante | Sistema modulare |
| Potenza totale istallata | 100 MW |
| Numero di cluster installate | 15 |
| Potenza singolo cluster | 6.64 MW |
| Numero di piattaforme circolari per cluster | 10 |
| Potenza singola piattaforma circolare | 664 kW |

I cluster sono composti da 10 piattaforme circolari da 0.664 MW l'una e collegate alla cabina di trasformazione 0,8kV/66kV galleggiante situato al centro del cluster, da cui parte il cavo dinamico che collega il cluster al successivo. La disposizione scelta dell'impianto, come mostrato nella figura sopra, permette il collegamento in serie dei cluster; in particolare, si prevede di disporre i 15 cluster su due linee parallele, una



da 7 cluster e l'altra da 8 (per la consultazione del layout si rimanda alla tavola con codice AGNROM_EP-D_INQ-OPV-A1). Le due linee parallele sono connesse alla sottostazione di Romagna 1 da due cavi dinamici da 66 kV posati sul fondale, con sezioni dei due cavi con sezione costante e pari a 240 mm^2 , in quanto la potenza massima trasportata è pari a 53 MW su una linea e 47 MW sull'altra. Il layout scelto assicura un giusto bilanciamento tra le aree esposte all'irraggiamento e quelle parzialmente coperte dalle piattaforme circolari, in quanto si prevede una copertura effettiva dello specchio acqueo minore del 30%.

I sistemi di ormeggio e ancoraggio previsti per tale tecnologia si basano sullo stesso principio dei sistemi per l'acquacoltura e consistono nell'utilizzo di ancore in acciaio o blocchi in calcestruzzo collegati a cime di ormeggio in poliestere o polipropilene. Il diametro delle cime è di 50 mm e una lunghezza pari a 100 m; tuttavia, le lunghezze delle linee di ormeggio e le soluzioni di ancoraggio saranno adattate alle condizioni specifiche del sito. Come per la tecnologia precedentemente descritta, tra la cima di ormeggio e l'ancora vi è una catena, al fine di evitare il contatto della cima con il fondale. Le cime di ormeggio sono collegate alle boe di superficie tramite l'utilizzo delle piastre d'ormeggio, cioè elementi di connessione che uniscono tutti gli elementi dell'ormeggio. Le piattaforme circolari galleggianti sono collegate, invece, alle boe da brevi cime chiamate briglie, che formano un reticolo, come mostrato nella figura seguente. Il numero totale di sistemi di ancoraggio sul fondale per cluster è pari a 18, rispettivamente 6 sistemi per lato lungo e 3 per lato corto. Per l'impianto da 100 MW si prevedono, pertanto, l'utilizzo di 270 sistemi di ormeggio e ancoraggio.

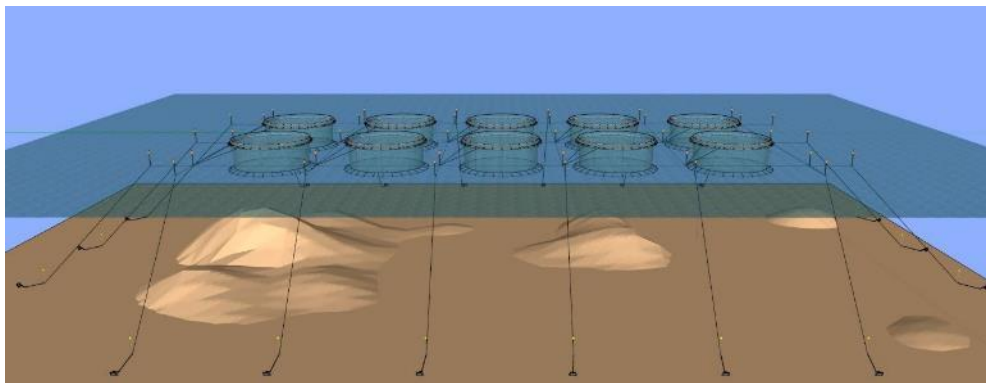


Figura 59: Sistema di ancoraggio e ormeggio per l'acquacoltura, a cui l'impianto in oggetto si ispira

I pannelli solari sono flessibili in silicio monocristallino, per garantire un'elevata efficienza e al tempo stesso resistere al continuo movimento della piattaforma circolare dovuta dal moto ondoso. Le dimensioni dei pannelli sono $1980 \times 1136 \times 5 \text{ mm}$, con inclinazione di 0 gradi. I moduli vengono fissati alla membrana inserendo un profilo di alluminio scanalato negli angoli del pannello, per poi farli scorrere nel "keder", che è pre-saldato



alla membrana. Ogni piattaforma circolare ha una potenza nominale di 0.664 MW: sono presenti, pertanto, 1427 pannelli con potenza nominale pari a 465W.

Gli inverter utilizzati sono inverter ad alta potenza da 185 kW, con tensione di uscita pari a 0.8 kV. Ogni piattaforma circolare presenta 3 inverter, situati nel frame, e sono collegati tutti al *combiner box*, per avere in uscita dalla piattaforma un solo cavo. Il *combiner box* è posizionato anch'esso nel *frame*.

Il trasformatore è alloggiato in un container marittimo standard, collocato su una piattaforma galleggiante al centro di ogni cluster. I tubi flottanti che contengono i cavi arrivano tutti alla cabina di trasformazione. Ogni cavo da 0.8 kV che parte dalle piattaforme circolari e arriva al trasformatore si prevede sia posato in un tubo galleggiante in PE100 per protezione e rigidità (senza piegature).

Di seguito si fornisce un riepilogo dei materiali utilizzati per questa tipologia di impianto.

Tabella 36: Componenti e materiali principali impianto fotovoltaico galleggiante

| Sottosistemi | Descrizione | Impatto ambientale |
|---------------------|-------------------------------|--------------------|
| Tubo ad anello | HDPE PE100 Pipe | Nessuno |
| Membrane | Materiale rivestito in PVC | Nessuno |
| Moduli PV | Silicio tipo P a doppio vetro | Nessuno |
| Cavi PV | Cavi isolati in PEX | Nessuno |
| Guaina per cavi | Nylon | Nessuno |
| Sistema di ormeggio | Catene, corde, boe | Nessuno |

4.1.5 Cavi elettrici marini

Per la trasmissione dell'energia elettrica dagli impianti di produzione a mare alle sottostazioni di trasformazione sono previsti cavi elettrici marini cosiddetti *inter-array* da 66 kV. Poi, per la trasmissione dalle sottostazioni al pozzetto di giunzione vicino a riva, sono previsti cavi cosiddetti *export* da 220 kV.

Nei prossimi paragrafi si procederà con un riassunto dell'infrastruttura di connessione in cavo prevista per il comparto marino. Per un approfondimento tecnico e maggiori informazioni si rimanda alla relazione specifica di Progetto con titolo "Relazione tecnica dei cavi elettrici marini" con codice AGNROM_EP-R_REL-CAVI-MARE.



4.1.5.1 Caratteristiche dei tracciati

Di seguito si riepilogano le caratteristiche dimensionali dei tracciati. Per una consultazione visiva dei tracciati si rimanda ai vari riquadramenti di Progetto (es. AGNROM_EP-D_INQ-ORTO-MARE).

Tabella 37: Dimensioni principali dei corridoi dei cavi export 220 kV

| Connessione | Parametro | Valore | Note |
|-------------------------------------|------------------|-----------|---|
| Export Nord corridoio | Numero di Linee | 2 | *Inclusiva della parte HDD (0.83 km) |
| | Larghezza | 250 m | |
| | Lunghezza totale | 40.24* km | |
| Export Sud corridoio | Numero di Linee | 2 | Alternativa scartata all' Export Nord. *Inclusiva della parte HDD (0.83 km) |
| | Larghezza | 250 m | |
| | Lunghezza totale | 40.22* km | |
| Connessione Romagna 1 & 2 corridoio | Numero di Linee | 2 | |
| | Larghezza | 250 m | |
| | Lunghezza totale | 21.13 km | |

Tabella 38: Dimensioni principali dei trench di installazione dei cavi export 220 kV

| Connessione | Parametro | Valore | Note |
|---------------------------------------|----------------------------------|--------------------------------|--|
| Export Nord - trench di installazione | Numero | 2 | |
| | Depth of Lowering | 1.0 - 2.0 m | Dipendentemente dai rischi naturali e antropogenici |
| | Larghezza | 1.5m - 2.5m | |
| | Area di disturbo / interferenza | *15 m di larghezza per trincea | *15m considerando lo scenario più invasivo (es. utilizzo del plough) |
| | Distanza tra gli assi dei trench | 30 m - 40 m | |
| Export Sud - trench di installazione | Numero | 2 | |
| | Depth of Lowering | 1.0 - 2.0 m | Dipendentemente dai rischi naturali e antropogenici |
| | Larghezza | 1.5m - 2.5m | |
| | Area di disturbo / interferenza | *15 m di larghezza per trincea | *15m considerando lo scenario più invasivo (es. utilizzo del plough) |



| Connessione | Parametro | Valore | Note |
|---|----------------------------------|--------------------------------|--|
| | Distanza tra gli assi dei trench | 30 m - 40 m | |
| Connessione Romagna 1 & 2 - trench di installazione | Numero | 2 | |
| | Depth of Lowering | 1.0 m | |
| | Larghezza | 1.5m | |
| | Area di disturbo / interferenza | *15 m di larghezza per trincea | *15m considerando lo scenario più invasivo (es. utilizzo del plough) |
| | Distanza tra gli assi dei trench | 30 m - 40 m | |

Tabella 39: Dimensioni principali dei corridoi dei cavi inter-array 66 kV

| Connessione | Parametro | Valore | Note |
|--|------------------|--------|------|
| Cavi inter-array Romagna 1 "corridoio" | Numero di Linee | 1 | |
| | Lunghezza totale | 41 km | |
| Cavi inter-array Romagna 2 "corridoio" | Numero di Linee | 1 | |
| | Lunghezza totale | 115 km | |

Tabella 40: Dimensioni principali dei trench di installazione dei cavi inter-array 66 kV

| Connessione | Parametro | Valore | Note |
|-------------|---------------------------------|--------------------|---|
| Romagna 1 | Numero | 1 | |
| | Depth of Lowering | 1.0 m | |
| | Larghezza | 1.5m – *5.0m | *5.0m considerando lo scenario più invasivo (es. utilizzo del plough) |
| | Area di disturbo / interferenza | *15 m di larghezza | *15m considerando lo scenario più invasivo (es. utilizzo del plough) |
| Romagna 2 | Numero | 1 | |
| | Depth of Lowering | 1.0 m | |
| | Larghezza | 1.5m – *5.0m | *5.0m considerando lo scenario più invasivo (es. utilizzo del plough) |
| | Area di disturbo / interferenza | *15 m di larghezza | *15m considerando lo scenario più invasivo (es. utilizzo del plough) |



Per quanto riguarda la profondità di installazione al di sotto del fondale marino riportate nelle tabelle, si segnala che è stato svolto uno studio ad hoc per la valutazione del rischio, il cosiddetto *Cable Burial Risk Assessment*. Per maggiori informazioni si rimanda al documento con codice AGNROM_EP-R_CBRA.

Si evidenzia che i tracciati hanno seguito numerose ottimizzazioni durante il corso delle varie fasi di progettazione, in considerazione del fatto che il tratto di mare antistante la costa romagnola, in particolare di Ravenna, risulta interessato da numerosi vincoli ambientali e attività antropogeniche. Si riscontra prima di tutto un numero elevato di infrastrutture per l'estrazione di idrocarburi ma anche attività di pesca, zone di tutela biologica, due siti SIC, un traffico marittimo discreto dovuto all'importanza del Porto di Ravenna.

Si è reso necessario, quindi, un attento studio degli usi dello spazio marittimo interessato, sia per quanto riguarda lo stato attuale che quello futuro. Il lavoro di ottimizzazione dei tracciati è frutto di un intenso lavoro durato circa tre anni che ha visto il coinvolgimento di numerosi stakeholder. Si rimanda al documento "Relazione sulle interferenze delle opere a mare" – AGNROM_EP-R_REL-INT-MARE per maggiori dettagli sui criteri di progettazione adottati dal proponente e dai consulenti tecnici per giungere all'attuale layout dell'infrastruttura di connessione in cavi per il comparto marino.

4.1.5.2 Cavi di interconnessione degli aerogeneratori a 66 kV

I cavi *inter-array* collegano gli aerogeneratori in serie trasmettendo l'energia prodotta verso le sottostazioni di conversione elettrica offshore. La tensione nominale prevista è di 66 kV mentre le sezioni sono 240 mmq e 630 mmq.

Di seguito si riportano le caratteristiche dei cavi previsti in Progetto.

Nella figura seguente si riporta un esempio di sezione trasversale di un cavo con conduttore in rame. Allegate anche le tabelle con i parametri tecnici per entrambi i cavi, sia con sezione trasversale da 240mm² che sezione trasversale da 630mm².

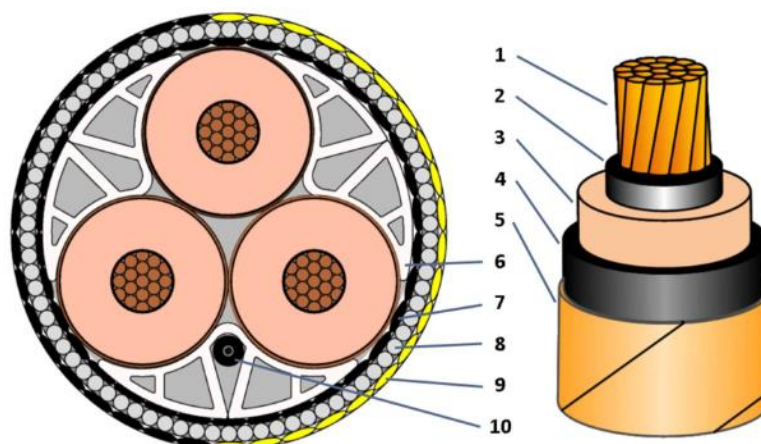


Figura 60: Sezione trasversale cavo 66kV

| | |
|----|--|
| 1 | Conduttore – Rame. Resistenza del conduttore conforme alla norma IEC 60228 |
| 2 | Schermo conduttore |
| 3 | Isolamento – EPR |
| 4 | Schermo isolamento - Nastro semiconduttore impermeabile |
| 5 | Schermo metallico |
| 6 | Riempitivo |
| 7 | Letto armatura – PP |
| 8 | Armatura – Filo in acciaio zincato con bitume |
| 9 | Armatura esterna - PP |
| 10 | Fibra ottica |

Tabella 41: Descrizione caratteristiche cavo inter-array 66 kV

| Area sezione trasversale conduttore [mm ²] | Diametro conduttore [mm] | Spessore schermo conduttore [mm] | Spessore nominale isolamento [mm] | Spessore indicativo schermo isolamento [mm] | Diametro centrale indicativo [mm] | Diametro del filo di armatura [mm] | Diametro esterno [mm] |
|--|--------------------------|----------------------------------|-----------------------------------|---|-----------------------------------|------------------------------------|-----------------------|
| 3 x 240 | 19.2 | 1.2 | 12 | 1.3 | 49 | 5.0 | 126 ± 6% |
| 3 x 630 | 30.4 | 1.2 | 11 | 1.3 | 58 | 5.0 | 147 ± 6% |



Tabella 42: Parametri di prestazione meccanica del cavo 66kV

| Area sezione trasversale conduttore [mm ²] | MBR (Minimum Bending Radius) [m] Cavo sottomarino | | Tensione di trazione rettilinea [kN] | | Peso, approx. [kg/m] | |
|--|---|----------------------|--------------------------------------|-------|----------------------|----------|
| | Installazione (con carico) | In opera (no carico) | - | a MBR | In aria | In acqua |
| 3 x 240 | 1.9 | 1.3 | 85 | 76 | 26 ± 1 | 16 ± 1 |
| 3 x 630 | 2.2 | 1.5 | 222 | 88 | 44 ± 1 | 30 ± 1 |

Tabella 43: Parametri di prestazione elettrica del cavo 66kV

| Area sezione trasversale conduttore [mm ²] | Resistenza conduttore CC 20°C [Ω/km] | Capacitanza nominale per fase [μF/km] | Induttanza per fase [mH/km] |
|--|--------------------------------------|---------------------------------------|-----------------------------|
| 3 x 240 | 0.0745 | 0.201 | 0.382 |
| 3 x 630 | 0.0283 | 0.292 | 0.322 |

Per quanto riguarda Romagna 1, i cavi da 66kV collegano gli aerogeneratori che hanno una disposizione radiale, unendo rispettivamente tre raggi da 8, 8 e 9 aerogeneratori in serie fino ad arrivare alla sottostazione offshore OSS 1.

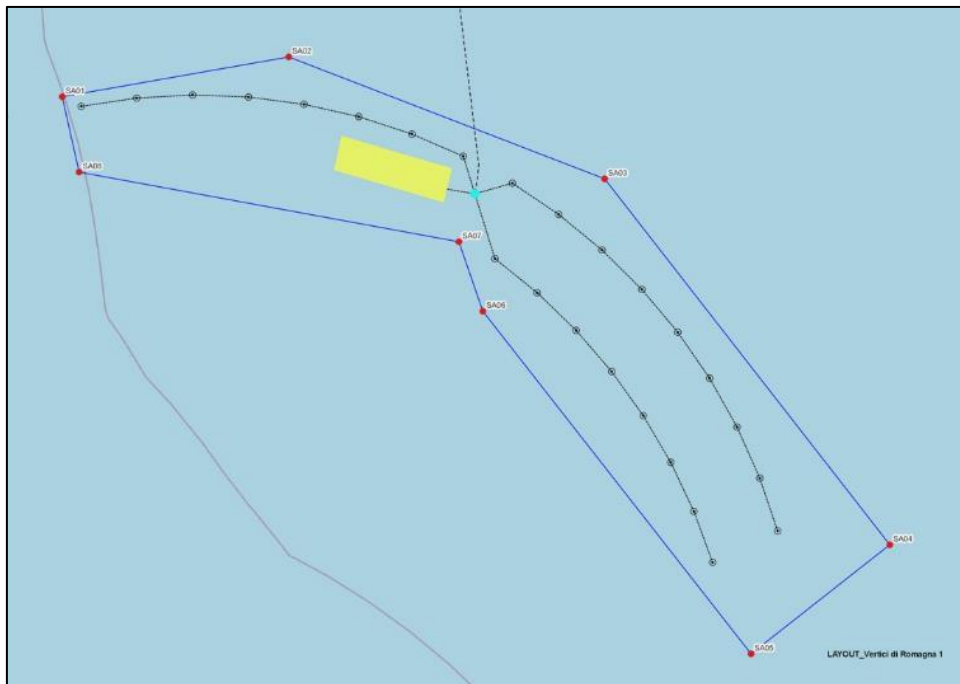


Figura 61: Disposizione dei cavi di interconnessione in Romagna 1

La dimensione di sezione trasversale del cavo che si predilige utilizzare è di 240mm² dal primo (partendo dall'esterno) al sesto aerogeneratore, passando poi ad una dimensione di sezione trasversale di 630 mm² per le ultime turbine, fino ad arrivare alla sottostazione.

La scelta della dimensione della sezione trasversale è stata guidata dallo studio dei parametri quali ad esempio la resistività termica del fondale nell'area di installazione, la profondità alla quale saranno interrati i cavi e la variazione della temperatura dell'acqua.

La lunghezza totale prevista dei cavi inter-array in Romagna 1 sarà di 41 km, divisi rispettivamente in 31.2 km di cavi da 240mm² e 9.8 km da 630mm².

Di seguito si riportano in tabella i dati di dimensionamento per Romagna 1.

Tabella 44: Dati cavi Inter-Array per Romagna 1

| ROMAGNA 1 | N° WTG | WTG 1 | WTG 2 | WTG 3 | WTG 4 | WTG 5 | WTG 6 | WTG 7 | WTG 8 | WTG 9 | Total length 240 (CS) | Total length 630 (CS) |
|-----------|-----------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-----------------------|-----------------------|
| R1_1a | P (MWp) | 8MW | 16MW | 24MW | 32MW | 40MW | 48MW | 56MW | 64MW | | | |
| | V (kV) | 66 | 66 | 66 | 66 | 66 | 66 | 66 | 66 | | | |
| | I (A) | 71,5 | 143,0 | 214,5 | 286 | 357,5 | 429 | 500,5 | 572 | | | |
| | CS (mm ²) | 240 | 240 | 240 | 240 | 240 | 240 | 240 | 630 | 630 | | |
| R1_2a | L (m) | 1750 | 1750 | 1750 | 1750 | 1750 | 1750 | 1750 | 1260 | | 10500 | 3010 |
| | P (MWp) | 8MW | 16MW | 24MW | 32MW | 40MW | 48MW | 56MW | 64MW | 72MW | | |
| | V (kV) | 66 | 66 | 66 | 66 | 66 | 66 | 66 | 66 | 66 | | |



| | | | | | | | | | | | | |
|-------|-----------------------|------|-------|-------|------|-------|------|-------|------|-------|-------|------|
| | I (A) | 71,5 | 143,0 | 214,5 | 286 | 357,5 | 429 | 500,5 | 572 | 643,5 | | |
| | CS (mm ²) | 240 | 240 | 240 | 240 | 240 | 240 | 630 | 630 | 630 | | |
| | L (m) | 1750 | 1750 | 1750 | 1750 | 1750 | 1750 | 1750 | 1750 | 1250 | 10500 | 3000 |
| R1_3a | P (MWp) | 8MW | 16MW | 24MW | 32MW | 40MW | 48MW | 56MW | 64MW | | | |
| | V (kV) | 66 | 66 | 66 | 66 | 66 | 66 | 66 | 66 | | | |
| | I (A) | 71,5 | 143,0 | 214,5 | 286 | 357,5 | 429 | 500,5 | 572 | | | |
| | CS (mm ²) | 240 | 240 | 240 | 240 | 240 | 240 | 630 | 630 | | | |
| | L (m) | 1700 | 1700 | 1700 | 1700 | 1700 | 1700 | 1700 | 2100 | | 10200 | 3800 |

Nel parco eolico Romagna 2 invece, lo schema dei cavi elettrici inter-array assume una disposizione simmetrica rispetto alla sottostazione, con 10 connessioni radiali in cui ogni cavo conterà 5 aerogeneratori in serie. In questo caso i cavi saranno da 66 kV con sezione trasversale di 240mm².

I cavi inter-array da 66 kV di Romagna 2 si estenderanno per una lunghezza prevista di 115 km e saranno interrati preferibilmente ad una profondità di 1 metro.

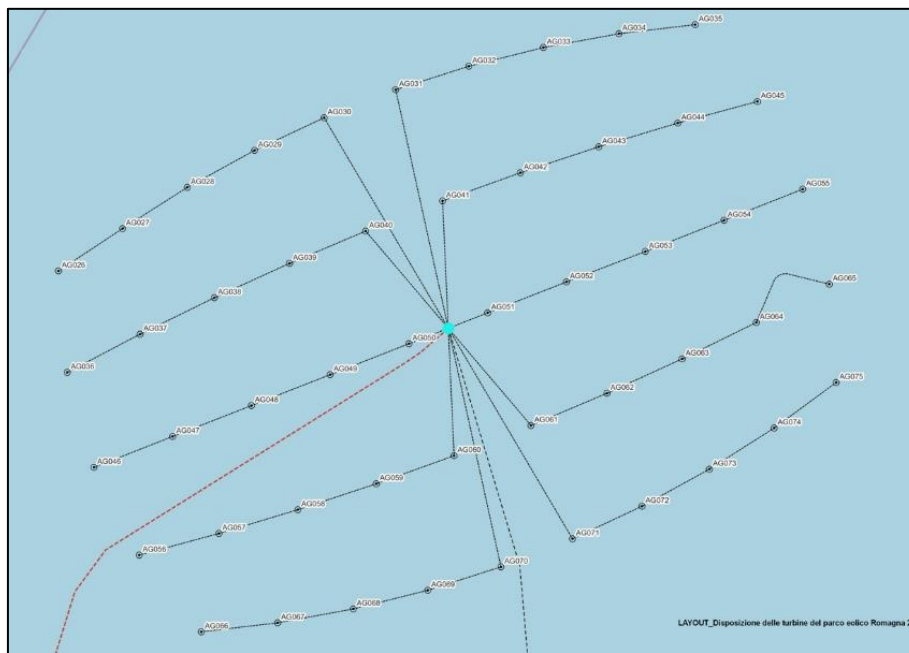


Figura 62: Disposizione dei cavi di interconnessione in Romagna 2

Tabella 45: Dati cavi Inter-Array per Romagna 2

| ROMAGNA 2 | N° WTG | WTG 1 | WTG 2 | WTG 3 | WTG 4 | WTG 5 | Total length 240 (CS) |
|-----------|---------|-------|-------|-------|-------|-------|-----------------------|
| R2_1b | P (MWp) | 8MW | 16MW | 24MW | 32MW | 40MW | |



| | | | | | | | |
|--------|-----------------------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|
| | V (kV) | 66 | 66 | 66 | 66 | 66 | |
| | I (A) | 71,5 | 143,0 | 214,5 | 286 | 357,5 | |
| | CS (mm ²) | 240 | 240 | 240 | 240 | 240 | |
| | L (m) | 1.850 | 1.850 | 1.850 | 1.850 | 5.670 | 13.070 |
| R2_2b | P (MWp) | 8MW | 16MW | 24MW | 32MW | 40MW | |
| | V (kV) | 66 | 66 | 66 | 66 | 66 | |
| | I (A) | 71,5 | 143,0 | 214,5 | 286 | 357,5 | |
| | CS (mm ²) | 240 | 240 | 240 | 240 | 240 | |
| R2_3b | L (m) | 1.980 | 1.980 | 1.980 | 1.980 | 3.010 | 10.930 |
| | P (MWp) | 8MW | 16MW | 24MW | 32MW | 40MW | |
| | V (kV) | 66 | 66 | 66 | 66 | 66 | |
| | I (A) | 71,5 | 143,0 | 214,5 | 286 | 357,5 | |
| R2_4b | CS (mm ²) | 240 | 240 | 240 | 240 | 240 | |
| | L (m) | 2.030 | 2.030 | 2.030 | 2.030 | 1.070 | 9.190 |
| | P (MWp) | 8MW | 16MW | 24MW | 32MW | 40MW | |
| | V (kV) | 66 | 66 | 66 | 66 | 66 | |
| R2_5b | I (A) | 71,5 | 143,0 | 214,5 | 286 | 357,5 | |
| | CS (mm ²) | 240 | 240 | 240 | 240 | 240 | |
| | L (m) | 1.850 | 1.850 | 1.850 | 1.850 | 5.670 | 13.070 |
| | P (MWp) | 8MW | 16MW | 24MW | 32MW | 40MW | |
| R2_6b | V (kV) | 66 | 66 | 66 | 66 | 66 | |
| | I (A) | 71,5 | 143,0 | 214,5 | 286 | 357,5 | |
| | CS (mm ²) | 240 | 240 | 240 | 240 | 240 | |
| | L (m) | 1.850 | 1.850 | 1.850 | 1.850 | 5.670 | 13.070 |
| R2_7b | P (MWp) | 8MW | 16MW | 24MW | 32MW | 40MW | |
| | V (kV) | 66 | 66 | 66 | 66 | 66 | |
| | I (A) | 71,5 | 143,0 | 214,5 | 286 | 357,5 | |
| | CS (mm ²) | 240 | 240 | 240 | 240 | 240 | |
| R2_8b | L (m) | 1.980 | 1.980 | 1.980 | 1.980 | 3.010 | 10.930 |
| | P (MWp) | 8MW | 16MW | 24MW | 32MW | 40MW | |
| | V (kV) | 66 | 66 | 66 | 66 | 66 | |
| | I (A) | 71,5 | 143,0 | 214,5 | 286 | 357,5 | |
| R2_9b | CS (mm ²) | 240 | 240 | 240 | 240 | 240 | |
| | L (m) | 2.030 | 2.030 | 2.030 | 2.030 | 1.070 | 9.190 |
| | P (MWp) | 8MW | 16MW | 24MW | 32MW | 40MW | |
| | V (kV) | 66 | 66 | 66 | 66 | 66 | |
| R2_10b | I (A) | 71,5 | 143,0 | 214,5 | 286 | 357,5 | |
| | CS (mm ²) | 240 | 240 | 240 | 240 | 240 | |
| | L (m) | 2.480 | 1.980 | 1.980 | 1.980 | 3.010 | 11.430 |
| | P (MWp) | 8MW | 16MW | 24MW | 32MW | 40MW | |
| | V (kV) | 66 | 66 | 66 | 66 | 66 | |
| | I (A) | 71,5 | 143,0 | 214,5 | 286 | 357,5 | |
| | CS (mm ²) | 240 | 240 | 240 | 240 | 240 | |
| | L (m) | 1.850 | 1.850 | 1.850 | 1.850 | 5.670 | 13.070 |



4.1.5.3 Cavi dinamici di interconnessione dell'impianto fotovoltaico galleggiante

Per la trasmissione dell'energia dell'impianto fotovoltaico galleggiante, si deve effettuare un'ottimizzazione del collegamento elettrico, considerando due cavi dinamici da 66 kV che collegano in serie le strutture esagonali/cluster galleggianti su due linee, al fine di trasmettere l'energia elettrica alla sottostazione di trasformazione di Romagna 1.

La natura dinamica dei cavi è necessaria per assecondare il movimento delle strutture galleggianti senza che si generino carichi che vanno a sostituire la funzione delle linee di ormeggio. I cavi dinamici hanno infatti più strati di armature ad eliche contrapposte e comprendono i tre conduttori elettrici tipicamente in rame o alluminio, i rivestimenti per l'isolamento elettrico, la fibra ottica, la guaina interna ed esterna. Il design dei fasci di armatura deve garantire sia la resistenza ai carichi di installazione, sia la resistenza ai carichi dinamici in esercizio durante la vita utile della connessione elettrica.

Le soluzioni in fase di analisi per la connessione delle strutture/cluster sono:

- W-shaped cable;
- Lazy-S cable.

La configurazione in linea teorica più idonea per poter interconnettere le strutture/cluster galleggianti dell'impianto fotovoltaico marino è tramite cavi W-shaped, con conformazione a W, considerando che le distanze tra una struttura/cluster all'altra sono molto inferiori rispetto alle distanze tra gli aereogeneratori nel sito eolico. Tale interconnessione riduce le forze assiali nel cavo, traducendosi in una migliore risposta dinamica del cavo. La lunghezza totale per assicurare la connessione, inoltre, si riduce, poiché il cavo non ha bisogno di raggiungere il fondale marino; in aggiunta, l'inter-distanza tra le strutture flottanti si riduce, non dovendo rispettare la distanza minima per ottenere due configurazioni a lazy-S con i relativi touch-down e la posa di intermezzo in trincea. La configurazione a W-shaped mediante applicazione di moduli di galleggiamento compensa, quindi, il movimento delle strutture flottanti evitando il tensionamento, ma devono sopportare sollecitazioni non solo di tipo statico ma anche dinamico, in relazione ai carichi a fatica.

La configurazione lazy-S, però, permette di semplificare la progettazione del percorso del cavo, molto complessa a causa del gran numero di sistemi di ormeggio e ancoraggio; Un altro vantaggio di questa tecnologia risiede nella sua grande diffusione nei parchi eolici flottanti, che garantisce informazioni chiare e precise da parte dei fornitori. Il limite principale di questa tipologia di connessione, come detto, risiede nel maggior distanziamento tra le piattaforme e aumento dei costi legato alle opere di posa sul fondale del cavo.

Al fine di rendere più semplice la comprensione delle due tipologie di connessione, di seguito sono rappresentate le possibili tecnologie di connessioni tra le strutture/cluster.

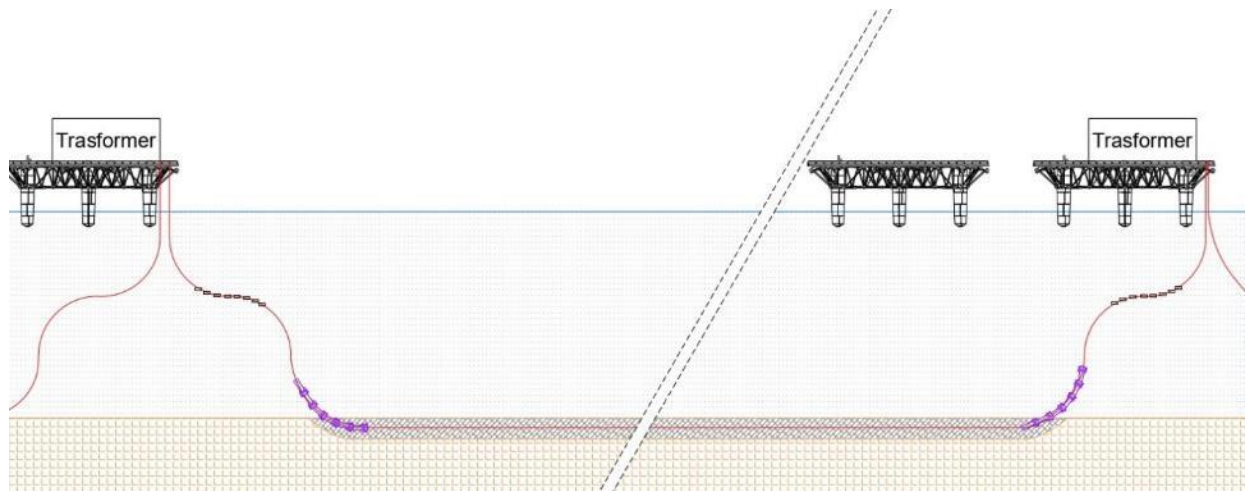


Figura 63: Collegamento Lazy-S con trincea su fondale marino

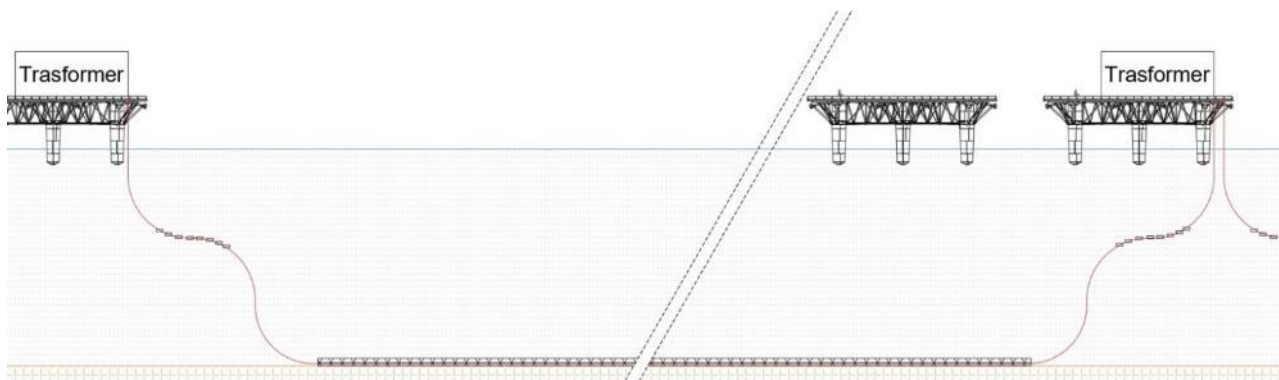


Figura 64: Collegamento Lazy S con posa su fondale con protezione mediante massi naturali

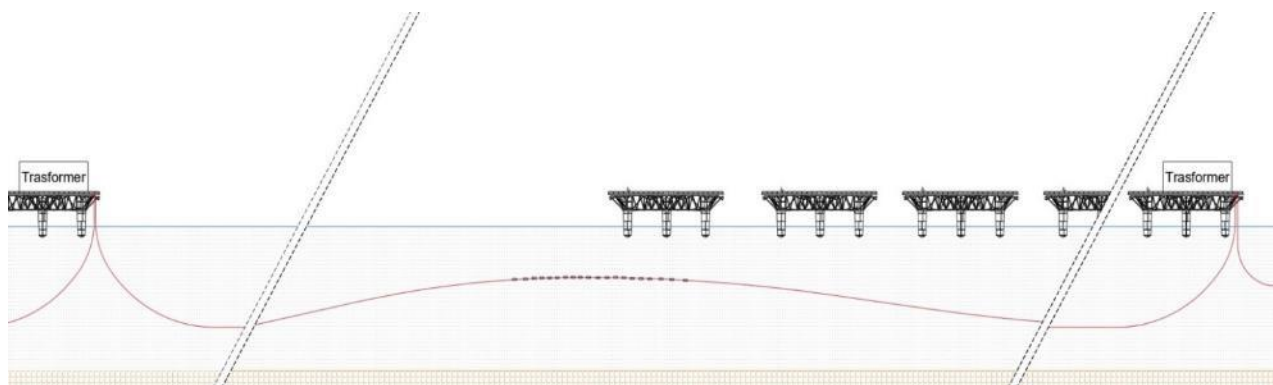


Figura 65: Collegamento W-shaped



Per la connessione, invece, tra l'ultima struttura/cluster con la sottostazione di Romagna 1 si prevede il cavo da 66 kV o posato sul fondale tramite trincea o con massi naturali, in quanto la distanza di connessione è di circa 1-1.5 km, a seconda della linea. I ragionamenti possono essere estesi ad entrambe le tecnologie.

A valle delle considerazioni fatte da parte dei consulenti tecnici e dal proponente, si è scelto di adottare la configurazione lazy-S.

Di seguito si fornirà una descrizione riassuntiva della composizione, delle caratteristiche tecniche e del dimensionamento dei cavi dinamici, quest'ultimo per entrambe le tecnologie presentate nel paragrafo 4.1.4.

Per quanto riguarda la composizione del cavo dinamico previsto in Progetto da 240 mmq, esso è caratterizzato da più strati, che garantiscono un'elevata resistenza meccanica e termica, oltre ad un buon isolamento; gli strati presenti e i relativi materiali sono mostrati nella seguente figura e nella seguente tabella.



Figura 66: Stratigrafia Cavo dinamico

Tabella 46: Composizione cavi dinamici

| | Strato | Materiale |
|-------------------------|-------------------------------|-------------------------|
| 3 x Cavo 66 kV | Conduttore | Rame |
| | Nastro idrorepellente | Nastro semiconduttore |
| | Primo schermo | Composto semiconduttore |
| | Isolamento Principale | TR-XLPE |
| | Schermo isolamento principale | Composto semiconduttore |
| | Nastro idrorepellente | Nastro semiconduttore |
| | Schermo metallico | Filo e nastro in rame |
| | Nastro idrorepellente | Nastro semiconduttore |
| | Nastro | MDPE |
| Cablaggio (riempimento) | | PVC |
| Nastro isolante | | Materiale isolante |



| | |
|----------------|-------|
| Guaina interna | MDPE |
| Armatura | GSW |
| Nastro | Nylon |
| Armatura | GSW |
| Nastro | Nylon |
| Guaina esterna | HDPE |

Oltre al cavo dinamico vi sono una serie di componenti ausiliari per la configurazione *lazy-S*; in particolare:

- Scatola di giunzione elettrica;
- Scatola di giunzione ottica;
- Connettori per cavi;
- *Pull-in head e hang off*;
- Bend Stiffener e connettore Bend Stiffener;
- Modulo di galleggiamento (includere il modulo di zavorra se necessario);
- Sistema *Hold-back* (include morsetto e base di ancoraggio);
- Sistemi di protezione dei cavi (CPS).

Di seguito invece sono riportati i valori tecnici del cavo dinamico da 66 kV con sezione di 240 mm².

Tabella 47: Caratteristiche cavo dinamico

| Caratteristiche | Parametri |
|-------------------------------------|-----------------------|
| Diametro | 155.6 mm ± 3 mm |
| Spessore della guaina esterna | 6.0 mm |
| Peso in aria (kg/m) | 41.6 kg/m |
| Peso in acqua (kg/m) | 22.1 kg/m |
| Peso specifico | 2.2 kg/m/m |
| Rigidità assiale | 780 MN |
| Rigidità a flessione | 13.9 kNm ² |
| Rigidità torsionale | 255 kNm ² |
| Capacità di trazione, installazione | 770 kN |
| Capacità di trazione, funzionamento | 610 kN |
| Raggio di curvatura minimo | 2.0 m |
| Raggio di curvatura massimo | 2.6 m |

Per quanto riguarda il dimensionamento dei cavi dinamici, esso si basa sulla configurazione mostrata nelle figure e nelle tabelle sottostanti, rispettivamente per l'adozione della AT1 e della AT2.

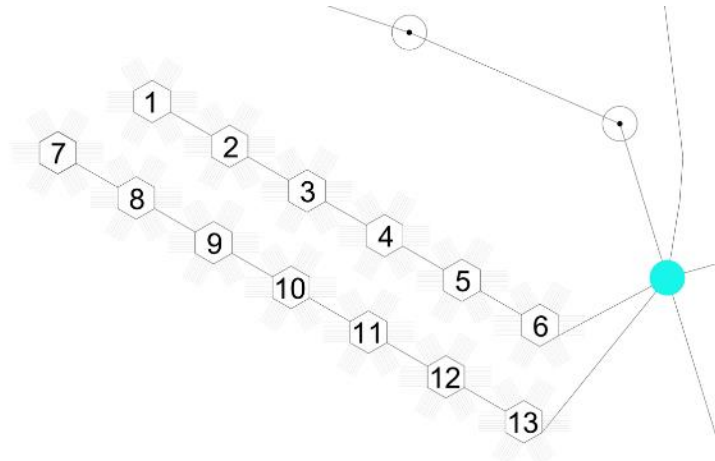


Figura 67: Numerazione strutture esagonali

Tabella 48: Dimensionamento cavi dinamici

| | | | | | | | |
|-----------------------|---------------|---------------|----------------|-----------------|-----------------|-----------------|---------------|
| TRATTO | OFPV1 – OFPV2 | OFPV2 – OFPV3 | OFPV3 – OFPV4 | OFPV4 – OFPV5 | OFPV5 – OFPV6 | OFPV6 – SSR1 | |
| P (MWp) | 7.7 MW | 15.4 MW | 23.1 MW | 30.8 MW | 38.5 MW | 46.2 MW | |
| V (kV) | 66 | 66 | 66 | 66 | 66 | 66 | |
| CS (mm ²) | 240 | 240 | 240 | 240 | 240 | 240 | |
| L (m) | 750 | 750 | 750 | 750 | 750 | 1000 | |
| TRATTO | OFPV7 – OFPV8 | OFPV8 – OFPV9 | OFPV9 – OFPV10 | OFPV10 – OFPV11 | OFPV11 – OFPV12 | OFPV12 – OFPV13 | OFPV13 – SSR1 |
| P (MWp) | 7.7 MW | 15.4 MW | 23.1 MW | 30.8 MW | 38.5 MW | 46.2 MW | 53.9 MW |
| V (kV) | 66 | 66 | 66 | 66 | 66 | 66 | 66 |
| CS (mm ²) | 240 | 240 | 240 | 240 | 240 | 240 | 240 |
| L (m) | 750 | 750 | 750 | 750 | 750 | 750 | 1500 |

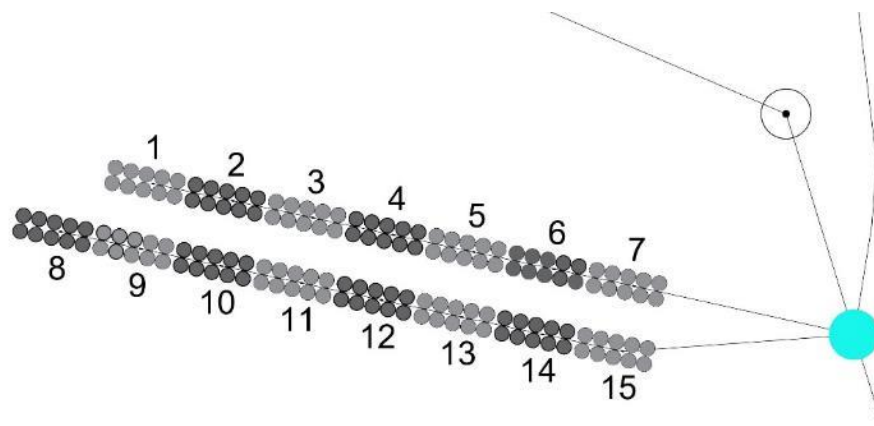


Figura 68: Numerazione cluster



Tabella 49: Dimensionamento cavi dinamici

| | | | | | | | |
|-----------------------|---------------|----------------|-----------------|-----------------|-----------------|------------------|-----------------|
| TRATTO | OFPV1 – OFPV2 | OFPV2 – OFPV3 | OFPV3 – OFPV4 | OFPV4 – OFPV5 | OFPV5 – OFPV6 | OFPV6 – OFPV7 | OFPV7 – SSR1 |
| P (MWp) | 6.7 MW | 13.3 MW | 20 MW | 26.7 MW | 33.3 MW | 40 MW | 46.7 |
| V (kV) | 66 | 66 | 66 | 66 | 66 | 66 | 66 |
| CS (mm ²) | 240 | 240 | 240 | 240 | 240 | 240 | 24 |
| L (m) | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 | 1200 |
| TRATTO | OFPV8 – OFPV9 | OFPV9 – OFPV10 | OFPV10 – OFPV11 | OFPV11 – OFPV12 | OFPV12 – OFPV13 | OFPV13 – OFPV134 | OFPV14 – OFPV15 |
| P (MWp) | 6.7 MW | 13.3 MW | 20 MW | 26.7 MW | 33.3 MW | 40 MW | 46.7 |
| V (kV) | 66 | 66 | 66 | 66 | 66 | 66 | 66 |
| CS (mm ²) | 240 | 240 | 240 | 240 | 240 | 240 | 240 |
| L (m) | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 |
| TRATTO | OFPV15 – SSR1 | | | | | | |
| P (MWp) | 53.4 MW | | | | | | |
| V (kV) | 66 | | | | | | |
| CS (mm ²) | 240 | | | | | | |
| L (m) | 1400 | | | | | | |

4.1.5.4 Cavi di export a 220 kV

I cavi export sono cavi che collegano le sottostazioni di conversione offshore al punto di approdo a terra con tensione nominale da 220 kV.

Saranno installati per collegare la sottostazione dell'impianto Romagna 1 alla sottostazione dell'impianto Romagna 2 e poi a partire da quest'ultima fino al punto di arrivo alla costa, dove saranno posizionati i giunti tra i cavi di export marini e quelli terrestri.

In entrambi i tratti di percorrenza saranno installati due cavi in parallelo, entrambi da 220 kV e con una distanza tra loro di 30 - 40 metri. Questo al fine di garantire continuità nella trasmissione elettrica, poiché in caso di guasto rilevato su uno dei due cavi e conseguente necessità di intervento per manutenzione o riparazione, sarà possibile continuare la trasmissione con il secondo cavo di esportazione. I cavi saranno interrati ad una profondità (DoL) da 1.0 a 2.0 m.

L'obiettivo nella scelta della disposizione è stato quello di minimizzare le sovrapposizioni tra i cavi di export del progetto e le infrastrutture presenti nell'area, quali prevalentemente condotte per il trasporto di idrocarburi che collegano terminal e piattaforme di estrazione, di cui alcune ancora in produzione mentre altre ormai inattive.

I cavi di export diretti alla costa, in uscita dalla sottostazione di Romagna 2, sono stati dimensionati considerando non solo l'apporto energetico che sarà prodotto dall'hub Romagna 1 (300 MWp) e dal parco eolico Romagna 2 (400 MWp), ma considerando anche l'hub energetico Romagna 3. Questo ultimo rappresenta la futura espansione del progetto Agnes Romagna, come descritto nel paragrafo 2.6.7. In totale quindi, i cavi di export dalla sottostazione Romagna 2 al punto di approdo potranno assicurare una trasmissione totale maggiore di 1000 MWp di potenza nominale.

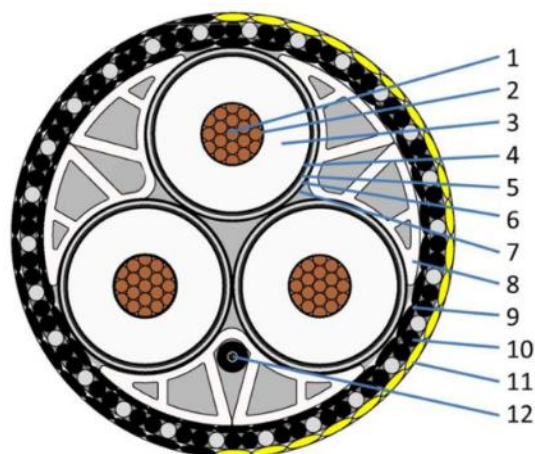


Figura 69: Sezione trasversale cavo 220 kV

| | |
|----|---|
| 1 | Conduttore – Rame |
| 2 | Schermo conduttore |
| 3 | Isolamento – XLPE |
| 4 | Schermo isolamento |
| 5 | Tenuta all'acqua |
| 6 | Guaina metallica |
| 7 | Guaina interna |
| 8 | Riempitivo |
| 9 | Letto armatura – PP |
| 10 | Armatura – strato miscelato: stainless steel + PE |
| 11 | Armatura esterna - PP |
| 12 | Fibra ottica |

Tabella 50: Design cavo 220 kV da 2000 mm²

| | | Spessore Nominale [mm] | Diametro Indicativo [mm] |
|-----------|--|-----------------------------------|---|
| - | | | |
| <u>1</u> | <u>Conduttore – Rame</u> | - | <u>53.4</u> |
| <u>2</u> | <u>Nastro tenuta acqua semi-conduttivo</u> | <u>0.3</u> | <u>54.6</u> |
| <u>3</u> | <u>Schermo conduttore</u> | <u>1.8</u> | <u>58.2</u> |
| <u>4</u> | <u>Isolamento – XLPE</u> | <u>24.0</u> | <u>106.6</u> |
| <u>5</u> | <u>Schermo isolamento</u> | <u>1.4</u> | <u>109.4</u> |
| <u>6</u> | <u>Nastro tenuta acqua semi-conduttivo</u> | <u>1.0</u> | <u>111.4</u> |
| <u>7</u> | <u>Guaina metallica</u> | <u>2.2</u> | <u>115.2</u> |
| <u>8</u> | <u>Guaina interna</u> | <u>3.0</u> | <u>121.2</u> |
| <u>9</u> | <u>Riempitivo</u> | - | <u>261.8</u> |
| <u>10</u> | <u>Raccoglitore</u> | <u>0.1*2</u> | <u>262.2</u> |



| | | Spessore Nominale [mm] | Diametro Indicativo [mm] |
|-----------|---|-----------------------------------|---|
| - | | | |
| <u>11</u> | Letto armatura – PP | <u>1.5</u> | <u>265.2</u> |
| <u>12</u> | Armatura – strato miscelato: stainless steel + PE | <u>6.0 (0.2)</u> | <u>275.2</u> |
| <u>13</u> | Armatura esterna - PP | <u>4.0</u> | <u>283.2</u> |
| <u>14</u> | Fibra ottica | - | - |

Tabella 51: Dati meccanici del cavo 220 kV da 2000 mm²

| Dati meccanici | |
|---|--------------|
| <u>Peso, approx. in aria [kg/m]</u> | <u>157.1</u> |
| <u>Peso, approx. in acqua [kg/m]</u> | <u>102.2</u> |
| <u>Forza massima a trazione del cavo (kN)</u> | <u>350</u> |
| <u>Massima tensione ammissibile @MBR (kN)</u> | <u>190</u> |
| <u>Raggio di curvatura minimo durante l'installazione (m)</u> | <u>4.3</u> |
| <u>Raggio minimo di curvatura durante lo stoccaggio (m)</u> | <u>3.5</u> |

Tabella 52: Dati elettrici del cavo 220 kV da 2000 mm²

| Dati elettrici | |
|---|---------|
| Frequenza nominale Hz | 50 |
| Tensione di illuminazione a impulsi (kV) | 1050 |
| Massima resistenza CA del conduttore alla temperatura di esercizio (Ω /km) | 0.018 |
| Capacità (μ F/km) | 0.236 |
| Induttanza del conduttore (mH/km) | 0.360 |
| Reattanza del conduttore (Ω /km) | 0.113 |
| Induttanza della guaina metallica (mH/km) | 0.152 |
| Reattanza della guaina metallica (Ω /km) | 0.049 |
| Stress dielettrico sulla superficie interna dell'isolamento (kV/mm) | 7.257 |
| Stress dielettrico sulla superficie esterna dell'isolamento (kV/mm) | 3.977 |
| Corrente di carica per un cavo (fase) (A/km) | 9.407 |
| Corrente di corto circuito non adiabatica per conduttore 1s (kA/s) | 287.3 |
| Corrente di corto circuito non adiabatica per schermo metallico 1s (kA/s) | 18.8 |
| Corrente nominale continua sepolta nel fondale marino (stato stazionario, 15°C, 1,5 m, 0,8 K.m/W) (A) | 1324.1 |
| Perdite totali (W/m) | 132.499 |



Tabella 53: Design cavo 220 kV con sezione da 500 mm²

| | | Spessore Nominale [mm] | Diametro Indicativo [mm] |
|----|-------------------------------------|---------------------------|-----------------------------|
| 1 | Conduttore – Rame | - | 26.3 |
| 2 | Nastro tenuta acqua semi-conduttivo | 0.3 | 27.5 |
| 3 | Schermo conduttore | 1.8 | 31.1 |
| 4 | Isolamento – XLPE | 27 | 85.5 |
| 5 | Schermo isolamento | 1.4 | 88.3 |
| 6 | Nastro tenuta acqua semi-conduttivo | 1.0 | 90.3 |
| 7 | Guaina metallica | 2.5 | 94.7 |
| 8 | Guaina interna | 3.0 | 100.7 |
| 9 | Riempitivo | - | 217.5 |
| 10 | Raccoglitore | 0.1*2 | 217.9 |
| 11 | Letto armatura – PP | 1.5 | 220.9 |
| 12 | Armatura | 6.0 (0.2) | 230.9 |
| 13 | Armatura esterna - PP | 4.0 | 238.9 |
| 14 | Fibra ottica | - | - |

Tabella 54: Dati meccanici del cavo 220 kV da 500 mm²

| Dati meccanici | |
|--|------|
| Peso, approx. in aria [kg/m] | 98.4 |
| Peso, approx. in acqua [kg/m] | 59.3 |
| Forza massima a trazione del cavo (kN) | 250 |
| Massima tensione ammissibile @MBR (kN) | 130 |
| Raggio di curvatura minimo durante l'installazione (m) | 3.6 |
| Raggio minimo di curvatura durante lo stoccaggio (m) | 2.9 |

Tabella 55: Dati elettrici del cavo 220 kV da 500 mm²

| Dati elettrici | |
|--|-------|
| Frequenza nominale Hz | 50 |
| Tensione di illuminazione a impulsi (kV) | 1050 |
| Massima resistenza CA del conduttore alla temperatura di esercizio (Ω /km) | 0.049 |
| Capacità (μ F/km) | 0.140 |
| Induttanza del conduttore (mH/km) | 0.466 |
| Reattanza del conduttore (Ω /km) | 0.146 |
| Induttanza della guaina metallica (mH/km) | 0.156 |
| Reattanza della guaina metallica (Ω /km) | 0.050 |
| Stress dielettrico sulla superficie interna dell'isolamento (kV/mm) | 8.115 |



| Dati elettrici | |
|---|---------|
| Stress dielettrico sulla superficie esterna dell'isolamento (kV/mm) | 2.966 |
| Corrente di carica per un cavo (fase) (A/km) | 5.585 |
| Corrente di corto circuito non adiabatica per conduttore 1s (kA/s) | 72.2 |
| Corrente di corto circuito non adiabatica per schermo metallico 1s (kA/s) | 17.3 |
| Corrente nominale continua sepolta nel fondale marino (stato stazionario, 15°C, 1,5 m, 0.8 K.m/W) (A) | 700.4 |
| Perdite totali (W/m) | 112.578 |

4.1.6 Stazioni elettriche di trasformazione

In questa sezione si fornisce una descrizione riassuntiva delle sottostazioni elettriche di trasformazione nel comparto marino previste in Progetto. Per una consultazione più approfondita e maggiori dettagli tecnici si rimanda al documento “Relazione tecnica delle sottostazioni elettriche a mare” con codice AGNROM_EP-R_REL-SSR-MARE, nonché alle tavole ad esso riferite.

Le sottostazioni elettriche di trasformazione offshore si comportano da nodo di interconnessione per gli impianti di produzione di energia, connessi tra loro in serie dal sistema di cavi marini da 66 KV che giungono ai trasformatori ubicati nelle sottostazioni, una per ciascun hub energetico.

- La sottostazione Romagna 1 (SSR1) nel polo energetico Romagna 1, raccoglie 300 MWe di potenza nominale generata da 25 aerogeneratori e dall'impianto di fotovoltaico galleggiante (OFPV);
- La sottostazione Romagna 2 (SSR2) nel polo energetico Romagna 2, raccoglie 400 MWe di potenza nominale generata da 50 aerogeneratori.

Di seguito in tabella sono fornite informazioni in merito alla loro ubicazione.

| | SS R1 | SS R2 |
|----------------------|-----------------------|-----------------------|
| Posizione (x; y) | 321633,39; 4914871,52 | 318491,53; 4935661,31 |
| Batimetria | 36,5 m | 34 m |
| Distanza dalla costa | 35 km | 33 km |

Ogni sottostazione ospiterà due trasformatori per poter elevare la tensione da 66kV a 220kV, le relative apparecchiature elettriche necessarie, come i reattori shunt ed i sistemi GIS, i sistemi di ventilazione delle apparecchiature e dei luoghi chiusi come unità AHU, i condensatori ed il relativo sistema HVAC, sistemi di sicurezza, sistemi di comunicazione e alloggi temporanei in condizioni di emergenza per il personale, con i relativi servizi.



L'accesso alle sottostazioni sarà possibile attraverso due sistemi di attracco per imbarcazioni di servizio, in modo da permettere al personale di raggiungere la sede di lavoro ed accedere ai locali per eseguire le attività di manutenzione.

Le sottostazioni raccoglieranno la produzione dagli impianti eolici e dall'impianto di fotovoltaico galleggiante, attraverso i cavi di interconnessione che saranno instradati dal fondo del mare al GIS da 66kV tramite J-tubes fissati alla fondazione della sottostazione.

A valle della trasformazione da 66kV a 220kV nella sottostazione SSR2, l'energia totale raccolta, comprendente quella prodotta in Romagna 1, viene inviata verso l'area di giunzione terra-mare con due cavi da 220kV.

Il topside, struttura ospitante tutta la componentistica necessaria per la trasmissione dell'energia e l'innalzamento della tensione da 66kV a 220kV, sarà realizzato con soluzioni semplici ed efficienti, al fine di ottimizzare la trasmissione elettrica e minimizzare l'impatto di questi elementi offshore.

L'innovativa soluzione adottata, detta OTM (Offshore Transfer Module) o similare, ha già riscontrato successo in progetti realizzati nel Mare del Nord, poiché rende la sovrastruttura più leggera, permette di semplificare il processo di fabbricazione e ridurre i requisiti di manutenzione. Il concept prevede di ridurre al minimo le infrastrutture, includendo solamente apparecchiature e strutture strettamente necessarie al funzionamento della sottostazione, per ricevere, trasformare e trasmettere energia.

Tra i concetti chiave che guidano lo sviluppo delle soluzioni modulari abbiamo infatti:

- Moduli e strutture indipendenti per la simultanea fabbricazione ed allestimento, con possibilità di successivo assemblaggio;
- Attrezzature selezionate collocate all'esterno (i.e. trasformatori e reattori shunt);
- Moduli dedicati per le altre apparecchiature;
- Ottimizzazione e semplificazione della filosofia antincendio;
- Cambiamento nell'approccio per gli interventi di manutenzione.

Assumendo la soluzione OTM, considerato il peso ridotto del topside, la sottostruttura di fondazione fissa potrà essere di tipologia jacket; tuttavia, le soluzioni a monopalo o multipalo potrebbero risultare idonee in futuri step di progettazione a valle di una caratterizzazione geotecnica più approfondita oppure ad una riduzione delle potenze installate in gioco, così come ad una ottimizzazione degli spazi nei vari deck.

4.1.6.1 Descrizione del topside

I topsides delle SSR1 e SSR2 con soluzione OTM avranno dimensioni fino a 33 m x 43 m x 15 m, raggiungendo un peso totale (attrezzatura inclusa) di 1500 tonnellate. L'altezza del piano più alto sul livello medio del mare è di circa 27 metri, mentre l'altezza massima contando anche le apparecchiature presenti è di circa 35 metri (Figura 70).

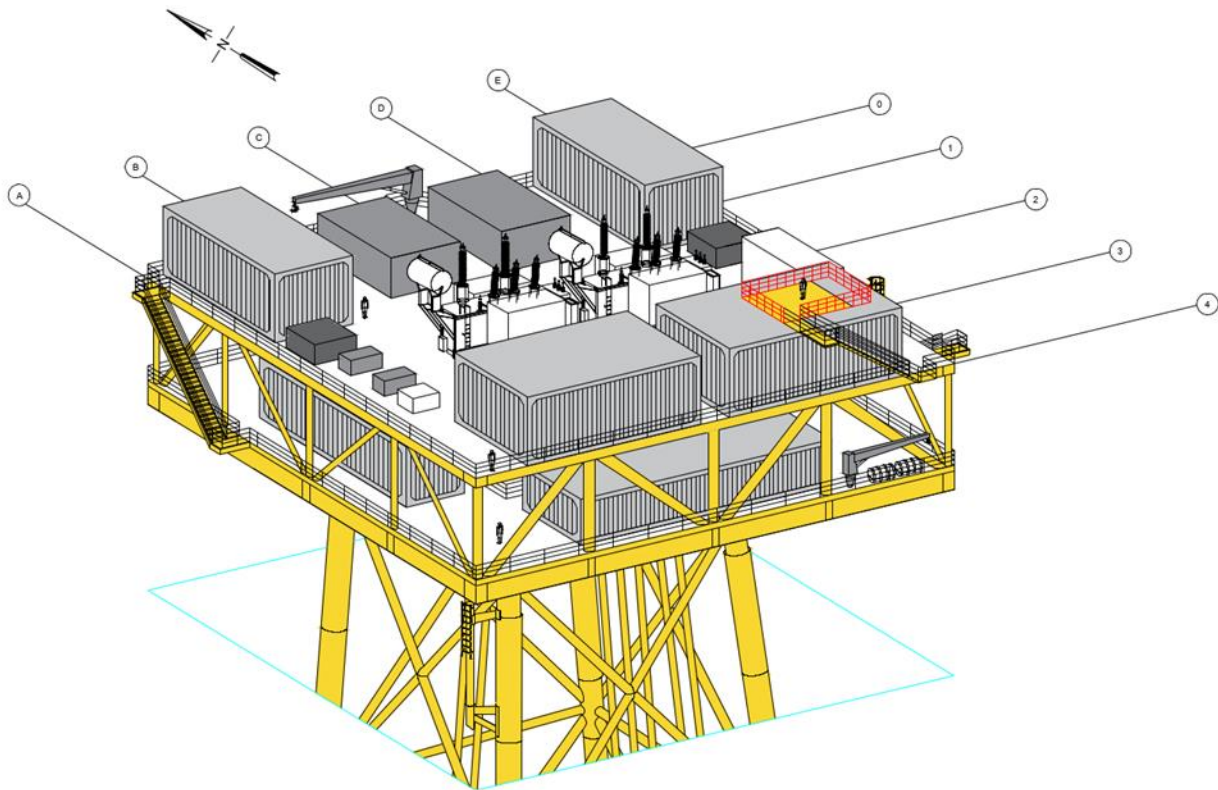


Figura 70: Vista isometrica della sottostazione offshore in Progetto

Ogni sottostazione comprenderà:

- *Cable deck*: ospiterà cavi, aree di raduno ed accesso agli approdi dei mezzi utilizzati per il trasferimento del personale (*boat landings*), nonché l'interfaccia con la sottostruttura;
- *Main/lower deck*: ubicazione dei due container con sala quadri e di controllo, delle strutture assistenziali di rifugio in caso di emergenza (*emergency shelter*), zattere di salvataggio da gettare in acqua, scale di accesso dal cable deck, attrezzature ausiliarie.
- *Utility/upper deck*: alloggerà i due trasformatori principali ed i reattori a 220 kV, i container GIS a 66 kV e 220kV, i generatori diesel principale e di emergenza con serbatoio di carburante, gru *davit*, trasformatori ausiliari e di terra.

Sarà presente, in cima ad ogni topside, una gru del tipo "Davit" e sarà predisposta un'area adibita all'atterraggio tramite verricello, utile al raggiungimento della sottostazione tramite elicottero, in caso di situazioni di emergenza o per opere di manutenzione ordinaria, in condizioni meteomarine con altezza d'onda superiore a quella consentita per il transito dei CTV. La principale modalità di accesso alla piattaforma, in situazione normale, sarà per mezzo dell'arrivo tramite *Crew Transfer Vessel (CTV)*, con punto di approdo



riscaldato elettricamente per evitare la formazione di ghiaccio che potrebbe complicare l'accesso nel periodo invernale.

Le sottostazioni supporteranno le apparecchiature per la trasformazione, la trasmissione e la distribuzione ad alta tensione ed altre strutture come generatori diesel e quadri per i sistemi di controllo.

Si prevede che il topside delle sottostazioni comprenda i seguenti componenti principali:

- Trasformatori;
- Reattori shunt;
- HV & MV GIS;
- Sistema per la messa a terra;
- Trasformatore ausiliario;
- Sistema a basso voltaggio & utenze;
- Gruppi elettrogeni a diesel e sistema di alimentazione;
- Sistema HVAC;
- Gru di bordo (Davit);
- Uffici e sale di controllo;
- Traliccio per la comunicazione;
- Area di raccolta;
- Area sul ponte per le operazioni di elisoccorso tramite verricello.

Nello specifico è necessario evidenziare le distinzioni tra le apparecchiature presenti nella sottostazione in Romagna 1 (SSR1) e le apparecchiature nella sottostazione in Romagna 2 (SSR2). In particolare, si avrà per Romagna 1:

- 1 GIS 220kV con sistema a singola sbarra, 3 interruttori, con LCC;
- 1 GIS 66kV con sistema a singola sbarra, 6 interruttori, con LCC;
- 2 trasformatori (PTR) 175MVA 220/66kV ONAF/ONAN/OFWF;
- 2 reattori shunt 50 MVar 220kV;
- 2 trasformatori ausiliari 400kVA 66/0,4kV;
- 1 set quadri P&C e Power Scada;
- Connessioni 66kV tra trasformatore e GIS 66kV;
- Connessioni 220kV tra trasformatore e GIS 220kV.

Per Romagna 2:

- 1 GIS 220kV con sistema a singola sbarra, 8 interruttori, con LCC;



- 1 GIS 66kV con sistema a singola sbarra, 12 interruttori, con LCC;
- 2 trasformatori (PTR) 250MVA 220/66kV ONAF/OFWF;
- 2 reattori shunt 100 MVar 220kV;
- 2 trasformatori ausiliari 400kVA 66/0,4kV;
- 1 set quadri P&C e Power Scada;
- Connessioni 66kV tra trasformatore e GIS 66kV;
- Connessioni 220kV tra trasformatore e GIS 220kV.

Si rinnova il rimando al documento “Relazione tecnica delle sottostazioni elettriche a mare” con codice AGNROM_EP-R_REL-SSR-MARE per approfondimenti tecnici relativi alle apparecchiature elettriche previste.

4.1.6.2 Descrizione delle fondazioni

La tecnologia OTM permette flessibilità nella scelta della tipologia di sottostruttura di fondazione impiegata, nel rispetto di standard di progettazione certificati. La campagna geotecnica in programma, così come la definizione del fornitore, costruttore e installatore delle sottostazioni elettriche di conversione offshore, andrà a definire la soluzione esecutiva delle fondazioni; tuttavia, la soluzione jacket a quattro gambe è allo stadio attuale preferibile.

Il *jacket* rappresenta la sottostruttura di sostegno per *topside* di sottostazioni elettriche offshore maggiormente utilizzata, è una struttura reticolare metallica, di forma tronco piramidale, convenzionalmente di quattro gambe, ai piedi delle quali saranno infissi i pali per ancorare l'elemento al fondale. Gli elementi tubolari e diagonali di controventatura sono disposti su quattro file principali, con inclinazioni 1/10 e 1/12, e tre piani orizzontali. Anche nel caso della fondazione di tipo jacket, la struttura sarà dotata di scala per accesso alla struttura tramite *boatlanding* da *Crew Transfer Vessel*, con approdo riscaldato elettricamente per evitare la formazione di ghiaccio che potrebbe complicare l'accesso nel periodo invernale. Gli approdi disposti su due gambe del *jacket* devono essere considerati ad un'altezza iniziale tra i livelli -2,5 m MSL e 6 m MSL.

Il principale elemento non strutturale installato sul jacket sono i *j-tubes*, tubi in acciaio che forniranno guida e protezione meccanica per i cavi sottomarini in risalita dal fondale, che saranno contenuti al suo interno. I cavi entreranno attraverso la campana predisposta sul fondo (*bellmouth*) e sono guidati fino a raggiungere il livello del *cable deck* dove si trovano i sistemi di sospensione. I *j-tubes* sono vincolati alla struttura del jacket tramite un sistema di guide che limita la lunghezza delle campate libere ed il rischio dello sviluppo di vibrazioni, indotte da vortici per le azioni di onde, correnti e vento.

La struttura jacket è ancorata al fondale mediante pali di fondazione di tipo *main piles*, inseriti in fase di installazione direttamente nel piede della gamba della fondazione. Per le fondazioni jacket del Progetto si



prevede di utilizzare pali in acciaio a punta aperta con un diametro compreso tra 1400 mm e 1600 mm, la lunghezza sarà definita e verificata sulla base degli effettivi dati meteorologici e geotecnici del sito, in una successiva fase del progetto.

I materiali strutturali sono costituiti da acciaio di medio ed alto grado di snervamento, presentano caratteristiche di ottima duttilità e facilità di saldatura. I livelli di snervamento utilizzati variano tra S355 e S460.



Figura 71: Esempio di sottostazione con fondazione a jacket

Per quanto riguarda l'alternativa di fondazione a monopalo, la struttura è realizzata in acciaio e dotata di scala di accesso alla struttura tramite *boatlanding* da *Crew Transfer Vessel*; nel caso della sottostazione può raggiungere un diametro pari a 9.5 metri, con una lunghezza massima di 90 metri infisso nel terreno fino a 35 metri.

Saranno inoltre considerati almeno due punti di approdo in barca, con altezza considerata tra i livelli -2,5 MSL e 6 m MSL.

Il corpo fondazione per la soluzione monopalo sarà costituito da:

- Monopalo in acciaio;
- Gabbia con sistema di protezione anodica per la corrosione;



- Elemento di transizione tra fondazione e topside.

Di seguito l'esempio di una sottostazione marina con fondazione della tipologia monopalo.

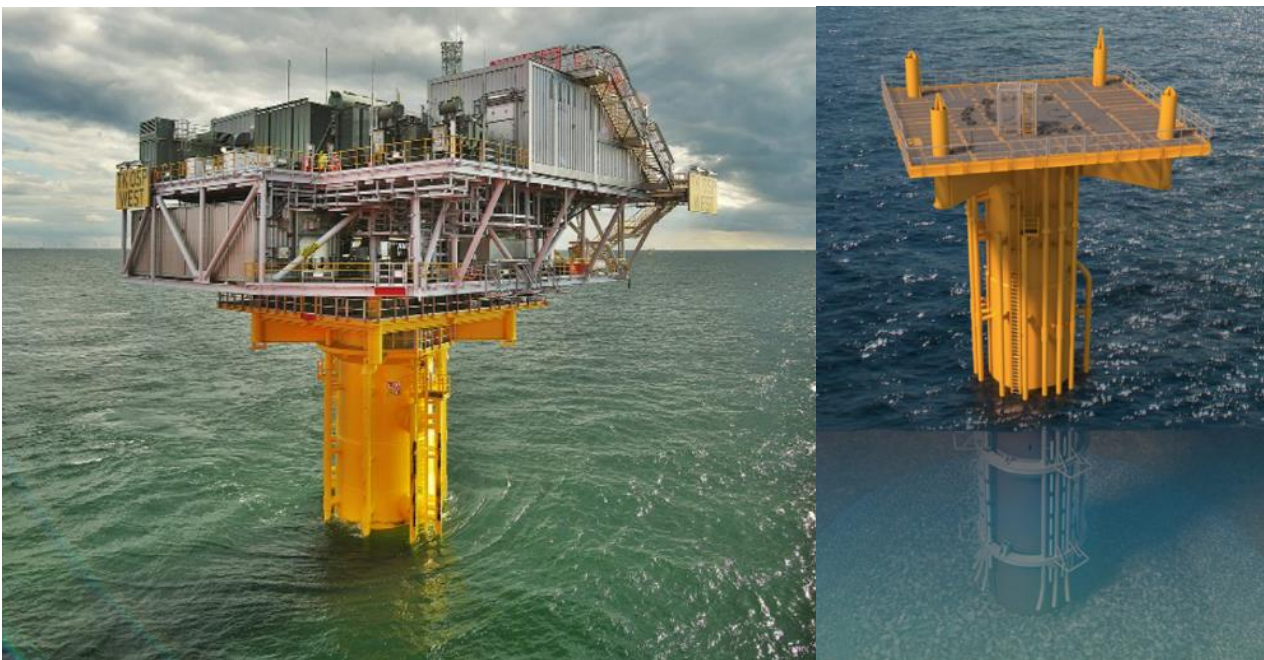


Figura 72: Sottostazione con fondazione monopalo

4.1.6.3 Protezione dalla corrosione

La strategia di protezione contro la corrosione sarà basata su una combinazione delle seguenti misure:

- Tolleranza alla corrosione per le diverse aree esposte alla corrosione;
- Sistemi di rivestimento per le aree esposte alla corrosione;
- Anodi galvanici distribuiti lungo la parte sommersa della fondazione.

La strategia di protezione consisterà quindi nell'unione dell'utilizzo di un rivestimento, l'installazione di anodi sacrificali e la misura di tolleranza alla corrosione (*corrosion allowance*) in fase di design.

Le superfici da proteggere contro la corrosione saranno suddivise nelle seguenti zone:

- Zona sommersa, al di sotto del pelo libero dell'acqua (tipicamente la fondazione), vi sarà applicata la protezione catodica;
- Zona di schizzo (splash zone), considera l'area investita dalle variazioni del livello del mare, sarà protetta mediante cicli di verniciatura ad alto spessore;
- Zona atmosferica, sarà protetta mediante cicli di verniciatura ad alto spessore.



Tutta la parte sommersa delle fondazioni sarà protetta da un sistema passivo di anodi sacrificali collegati elettricamente alla struttura e distribuiti uniformemente, in funzione delle effettive superfici esposte degli elementi.

Lo strato di verniciatura nella zona atmosferica avrà spessore finale fino a 350-400 micron, mentre nella splash zone lo spessore finale della verniciatura sarà di 600-800 micron. Nel rispetto della normativa, il colore della verniciatura nella splash zone sarà RAL 1023.

ISO 12944 è lo standard industriale di riferimento per la protezione dalla corrosione delle strutture in acciaio mediante sistemi di verniciatura protettiva. Lo standard è composto da 9 parti con componenti chiave dello standard che coprono la classificazione ambientale, i sistemi di verniciatura protettiva, metodi e sistemi di test di laboratorio e metodi di test per strutture offshore.

Nella scelta di un ciclo di verniciatura si terrà conto di:

- Aspettativa di durata richiesta;
- Caratteristiche del luogo di esposizione;
- Caratteristiche costruttive delle strutture da proteggere;
- Livello di preparazione della superficie e natura del supporto.

4.1.6.4 Connessione delle sottostazioni

Nelle sottostazioni di connessione elettrica marine, per proteggere i cavi inter-array in ingresso alla stazione ed i cavi export in uscita dalla stazione, saranno presenti dei *J-tubes*, come già descritto nel paragrafo 4.1.5.

I *J-tubes*, letteralmente tubi con forma a J, sostengono e proteggono i cavi nel punto critico tra il fondale e la fondazione della sottostazione a cui sono collegati. Forniscono il riparo necessario e sono una parte essenziale di qualsiasi struttura di fondazione offshore.

Costituiti in acciaio, sono tubi con dimensioni tipiche comprese tra 450 mm e 650 mm di diametro, piegati per raggiungere un angolo di inclinazione alla base che rispetti i requisiti di progetto. Nel caso in cui sia utilizzata la fondazione *jacket*, alle operazioni di tiraggio e allacciamento del cavo seguirà l'installazione della protezione da fenomeni di erosione, alla base della fondazione. Lo strato di roccia installato svolgerà anche una funzione di protezione nei confronti del punto di curvatura del cavo.

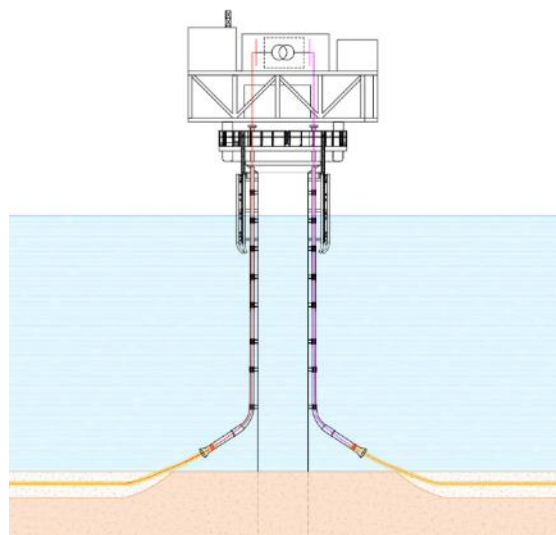


Figura 73: Tipico della sottostazione elettrica marina con fondazione di tipo monopalo

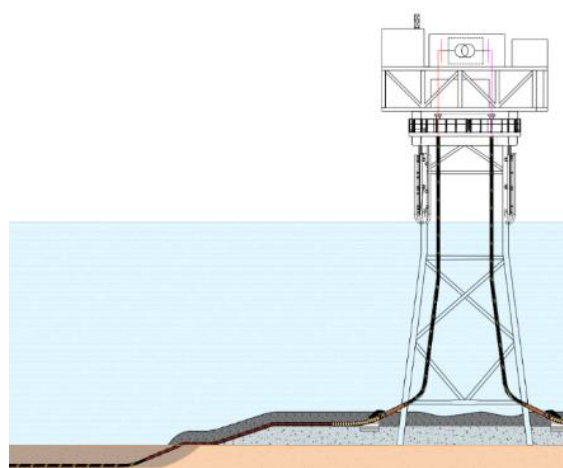


Figura 74: Tipico della sottostazione elettrica marina con fondazione di tipo jacket

La configurazione dei *J-tubes* su SSR1 è basata su 7 tubi con disposizione preliminare all'esterno del monopalo, mentre nel caso della fondazione jacket i *J-tubes* sarebbero disposti all'interno. In ogni caso la disposizione sul lato superiore sarà la seguente:

- Piattaforma nord: 2 cavi array;
- Piattaforma est: 2 cavi di interconnessione;
- Piattaforma sud: 3 cavi array;
- Piattaforma ovest: lato libero riservato alle operazioni di sollevamento.



La configurazione dei 14 *J-tubes* sul lato superiore della SSR2 sarà la seguente:

- Piattaforma nord: 5 cavi array;
- Piattaforma est: lato libero riservato alle operazioni di sollevamento;
- Piattaforma Sud: 2 cavi di interconnessione, 3 cavi array;
- Piattaforma ovest: 2 cavi per l'esportazione, 2 cavi array.

In ogni sottostazione sarà mantenuto un lato libero dalla presenza di cavi marini, al fine di predisporre un'area all'interno della quale potrà posizionarsi la nave incaricata delle operazioni di installazione delle sottostazioni.

Nelle seguenti figure si riporta la disposizione d'esempio comprendente l'area di esclusione dei cavi. Si ricorda che, per convenzione, il riferimento nord della piattaforma è inclinato di 45° rispetto al nord reale.

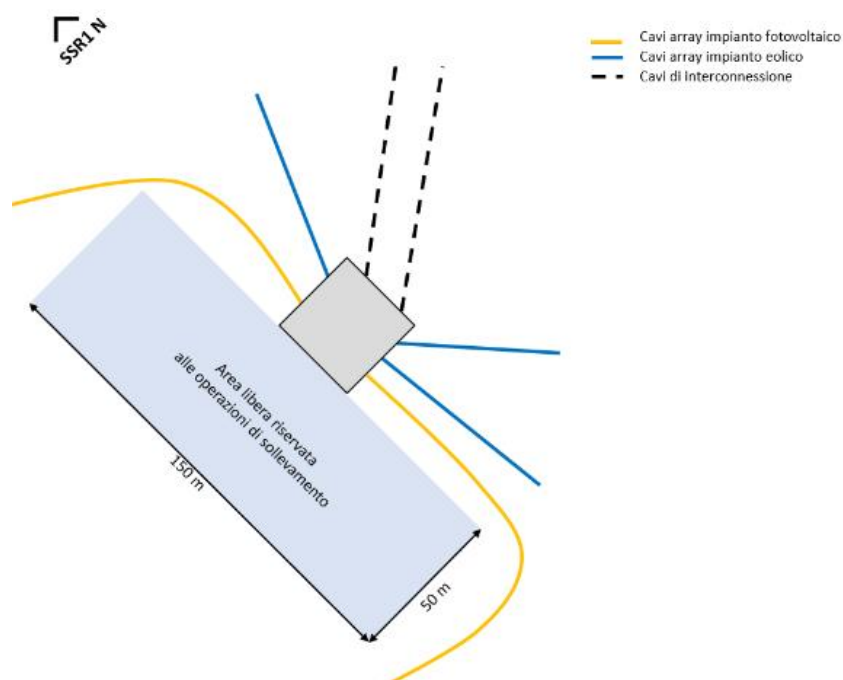


Figura 75: Schema ingresso cavi alla sottostazione Romagna 1

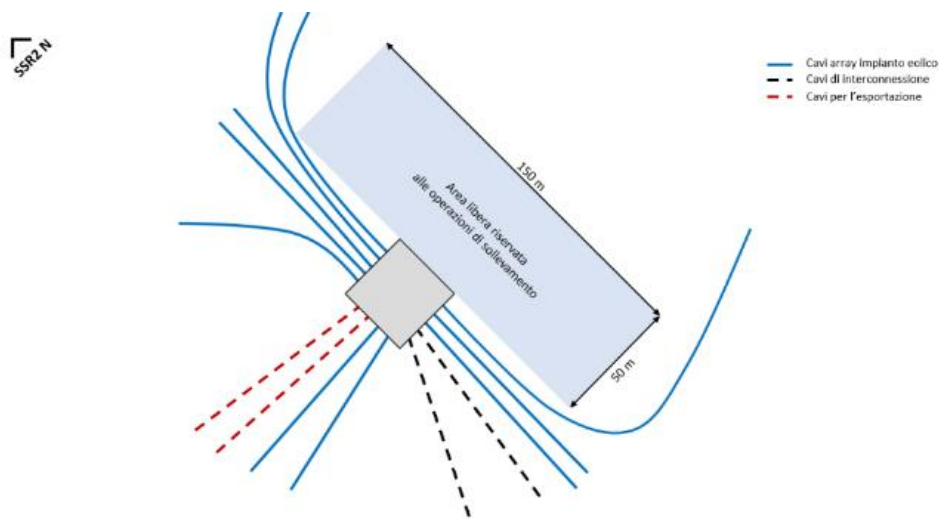


Figura 76: Schema ingresso cavi alla sottostazione Romagna 2

Si ricorda che la disposizione presentata dei J-tubes rappresenta l'approccio adottato in questa fase del progetto, non si esclude che in vista di futuri sviluppi del progetto la configurazione possa essere aggiornata per accogliere l'apporto energetico della futura espansione progettuale concretizzata nell'impianto offshore Romagna 3.

Si rimanda alle rappresentazioni AGNROM_EP-D_UNIF-SSR1 e AGNROM_EP-D_UNIF-SSR2 per consultare lo schema elettrico unifilare delle sottostazioni.

4.1.7 Opera di approdo

Il punto di approdo rappresenta l'interfaccia tra la trasmissione elettrica terrestre e la trasmissione elettrica marina del Progetto. L'area di approdo è prevista in un parcheggio pubblico a circa 250 metri della spiaggia di Punta Marina (RA) nei pressi di Viale delle Sirti.

A seguito della valutazione di più alternative, l'approdo risultato più idoneo è appunto quello ubicato in loc. Punta Marina, attualmente adibito a parcheggio pubblico, in area demaniale, posizionato in prossimità della fine di Viale delle Sirti prima dell'intersezione con Lungomare C. Colombo.

L'area risulta facilmente accessibile dal Lungomare C. Colombo in arrivo dalla SS67 collegata con la viabilità primaria dell'intera Provincia.

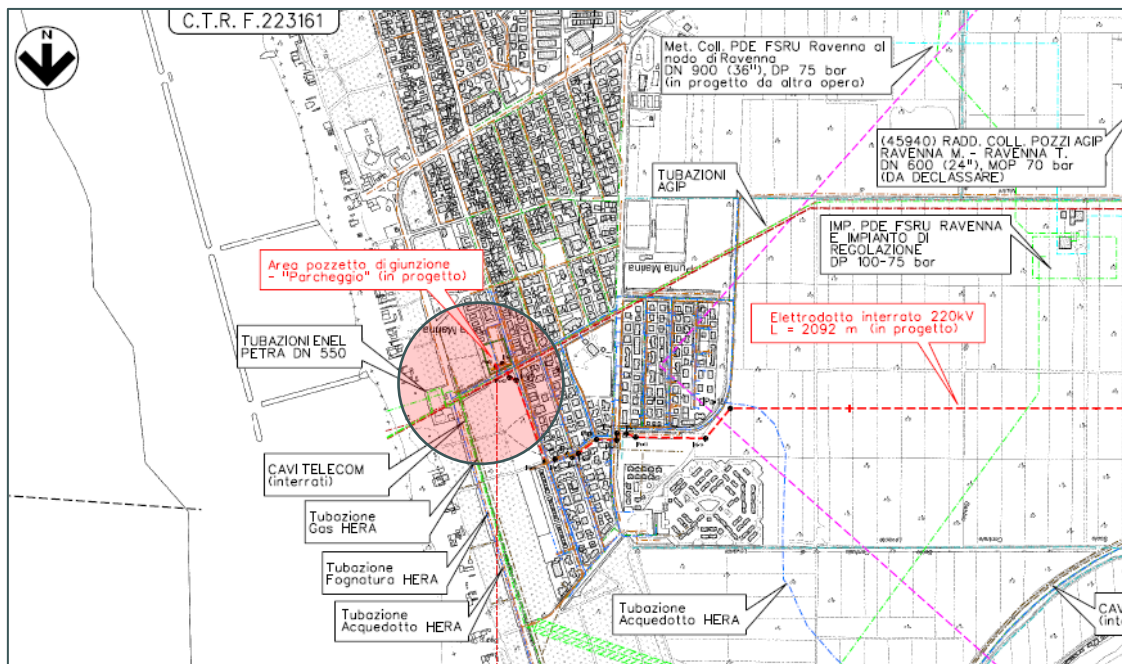


Figura 77: Inquadramento area atterraggio cavi offshore



Figura 78: Ortofoto e stato di fatto area di approdo

L'area di approdo terrestre coincide con il pozzetto di transizione terra-mare dal quale parte l'opera trenchless (HDD), con lunghezza che risulta pari a circa 830 m tra il suo punto di ingresso e il suo punto di uscita.

Se nella sua parte centrale il tratto risulta diritto, le sue estremità risulteranno curvilinee con un raggio di curvatura $R = 800$ m tali da permetterne il raccordo sia con il pozzetto verso terra sia con il suo prolungamento a mare. In questo caso la larghezza del corridoio dell'HDD è stimata in circa 80 m.



Per maggiori informazioni sulle modalità di HDD e la vasca giunti, si rimanda alla “Relazione tecnica delle opere per approdo in zona costiera” con codice AGNROM_EP-R_REL-APPRODO-HDD.

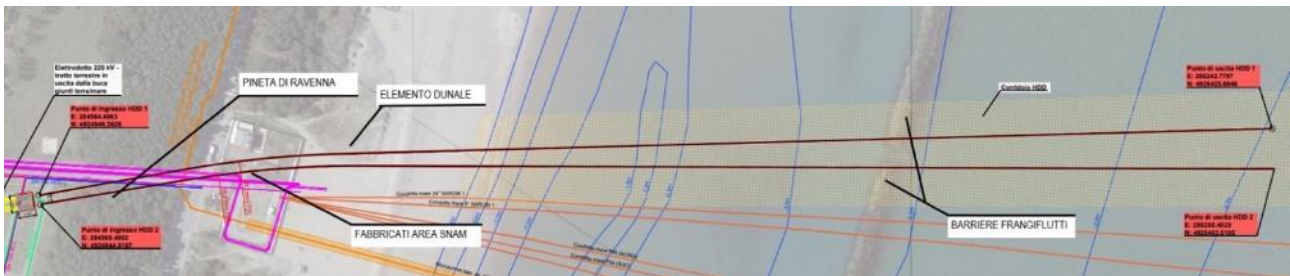


Figura 79: Area di approdo e caratteristiche dell’opera in HDD

La tecnologia ipotizzata per l’atterraggio dei cavi ha tenuto pertanto conto dei seguenti vincoli:

- Presenza di numerosi sottoservizi esistenti lungo Viale delle Sirti e Lungomare Colombo
- Area verde presene fra il parcheggio e Lungomare Colombo
- Area approdo nuovo gasdotto – progetto FSRU
- Necessità di uscita a mare con adeguato battente d’acqua
- Necessità di garantire nel tratto offshore in avvicinamento alla costa un adeguato interrimento dei cavi
- Garantire adeguata distanza di sicurezza tra tracciato oleodotti esistenti e gasdotto in progetto lungo il tratto offshore
- Minimizzare l’impatto lungo il tratto di litorale interessato da numerose opere di riqualificazione legate al progetto del “Parco Marittimo”

Visti i vincoli esistenti e le numerose interferenze si è optato per la tecnologia HDD (Horizontal directional drilling) con installazione di 2 tubi PEAD posti a adeguata distanza, per l’atterraggio dei 2 cavi offshore a 220 KV.

Di seguito vengono riassunte le principali caratteristiche geometriche dell’installazione.

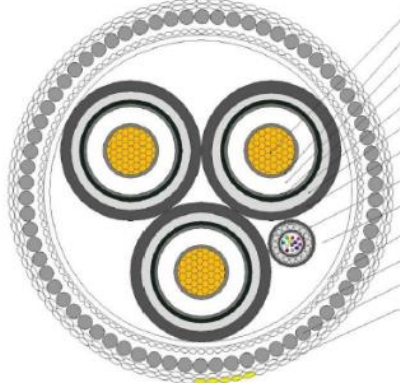
Tabella 56: Sintesi dati geometrici – scheda tecnica di installazione

| PILOT BOREHOLE | |
|---------------------------|--|
| Number of boreholes | 2 |
| Drilling machine position | Area parcheggio antistante Viale delle Sirti |
| Pilot hole direction | Ovest - Est |



| | | |
|---|---|------------|
| Coordinates of HDD 1 entry point Coordinates WGS84 UTM Zone 32N | Est | 284564,49 |
| | Nord | 4924949,36 |
| Coordinates of HDD 1 exit point Coordinates WGS84 UTM Zone 32N | Est | 285242,78 |
| | Nord | 4925425,69 |
| Coordinates of HDD 2 entry point Coordinates WGS84 UTM Zone 32N | Est | 284568,49 |
| | Nord | 4924944,82 |
| Coordinates of HDD 2 exit point Coordinates WGS84 UTM Zone 32N | Est | 285258,40 |
| | Nord | 4925403,51 |
| Planimetric length of drilling | HDD 830 m | |
| Pilot hole entrance trajectory inclination | 13° | |
| Pilot hole exit trajectory inclination | 10° | |
| Depth of submarine at exit point | -4,10 m | |
| Pilot Borehole Diameter (expected. Bore Diameter) | 250 mm | |
| REAMING | | |
| External diameter of final over-reaming (indicative values) | PC: 1100 mm | |
| PIPE PULL | | |
| Positioning of the drilling machine | Area parcheggio antistante Viale delle Sirti | |
| Direction of pipe pulling | Da mare a terra (Est – Ovest) | |
| Pipes to be pulled | HDPE pipe PE100 DN 800 (da verificare a valle definizione tipologia cavo) | |

Per quanto riguarda le sezioni tipologiche, si è ovviamente preso in considerazione come punto di partenza il cavo elettrico in Progetto, ovvero un cavo *tricolore* con fibra integrata e sezione 3x2000 mmq. Tuttavia, per la progettazione dell'opera HDD, per via cautelativa, si è preso in considerazione un cavo sovradimensionato, con le caratteristiche tipiche di un cavo di sezione 2500 mmq, per il quale si riportano i dati sotto.

| Item | Material | Nominal Thickness (mm) | Indicative Diameter (mm) |
|---------------------|--|------------------------|--------------------------|
| Conductor | Cu keystone shaped conductor & Water blocking compound | - | 57.0 |
| Water blocking tape | Semi-conductive water blocking tape | 0.3 | 58.2 |
| Conductor screen | Semi-conducting compound | 2.0 | 62.2 |
| Insulation | XLPE | 24.0 | 110.6 |
| Insulation screen | Semi-conducting compound | 1.5 | 113.6 |
| Water blocking tape | Semi-conductive water blocking tape | 1.0 | 115.6 |
| Metallic screen | Lead alloy | 2.2 | 119.4 |
| Inner sheath | Semi-conductive PE | 3.0 | 125.4 |
| Filler | Filler | - | 270.9 |
| Binder | Woven belt with glue tape | 0.1*2 | 271.3 |
| Serving | PP yarn | 1.5 | 274.3 |
| Armour | 141±5 stainless steel wires + bitumen | 6.0(0.2) | 284.3 |
| Outer Sheath | PP yarn | 4.0 | 292.3 |
| Optical fiber cable | 2*48 cores G.652D | - | - |

Tabella 57: Tipologico cavo AT offshore e caratteristiche

Nello specifico, sono state assunte le seguenti caratteristiche geometriche:

D_{est} 300 mm

W_{acqua} 102 kg/m

Per cui è prevista la posa all'interno di un tubo in PEAD dalle seguenti caratteristiche

- Tubo: HDPE PN 12,5 SDR 13,5
- Diametro esterno: 800 mm
- Diametro interno: 682,40 mm
- Spessore: 58,8 mm
- Lunghezza (*) HDD: ~830 m

** si è considerata la massima lunghezza attesa ai fini del dimensionamento della tubazione*

La posa all'interno del tubo avrà pertanto la seguente configurazione.

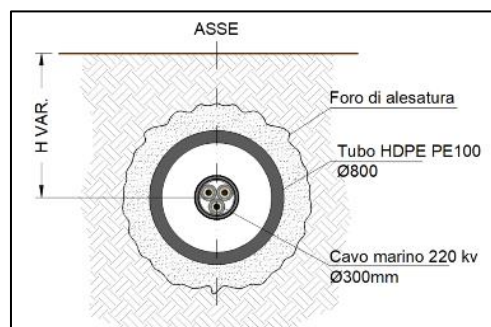


Figura 80: Sezione tipologica perforazione



Il presente dimensionamento della tubazione è pertanto da intendersi funzionale alla verifica degli sforzi e stress attesi sia durante la fase di installazione che durante la fase permanente e andrà verificato a valle della definizione del cavo da installare, una volta aggiudicato il contratto di fornitura dello stesso.

Tabella 58: Abaco tubazioni PEAD

| PE 100 Pipe Calculation Table | | | | | | | | | | | | | | | |
|-------------------------------|----------------|---------|-------|--------------------|---------|-------|----------------|---------|-------|---------------|---------|-------|-----------------|---------|------|
| da mm | SDR 17 - PN 10 | | | SDR 13.6 - PN 12.5 | | | SDR 11 - PN 16 | | | SDR 9 - PN 20 | | | SDR 7.4 - PN 25 | | |
| | Code | S mm | Kg/m | Code | S mm | Kg/m | Code | S mm | Kg/m | Code | S mm | Kg/m | Code | S mm | Kg/m |
| 630 | 7.500.180.630 | 37.4 | 69.40 | 7.500.175.630 | 46.3 | 84.60 | 7.500.176.630 | 57.2 | 102.0 | 7.500.172.630 | 70.3 | 125.0 | | | |
| 710 | 7.500.180.710 | 42.1 | 88.00 | 7.500.175.710 | 52.2 | 107.0 | 7.500.176.710 | 64.5 | 130.0 | 7.500.172.710 | 79.3 | 160.0 | | | |
| 800 | 7.500.180.800 | 47.4 | 112.0 | 7.500.175.800 | 58.8 | 136.0 | 7.500.176.800 | 72.6 | 166.0 | 7.500.172.800 | 89.3 | 202.0 | | | |
| 900 | 7.500.180.900 | 53.3 | 141.0 | 7.500.175.900 | 66.1 | 173.0 | 7.500.176.900 | 81.7 | 210.0 | | | | | | |
| 1000 | 7.500.180.910 | 59.3 | 175.0 | 7.500.175.910 | 73.4 | 215.0 | 7.500.176.910 | 90.8 | 259.0 | | | | | | |
| 1200 | 7.500.180.912 | 71.1 | 262.0 | 7.500.175.912 | 88.2 | 304.0 | 7.500.176.912 | 109.1 | 375.0 | | | | | | |

4.1.7.1 Considerazioni ambientali

Da un punto di vista ambientale occorre dividere le attività a terra da quelle a mare.

Nel primo caso le aree di intervento sono limitate e non risultano particolari interferenze da un punto di vista ambientale.

In particolare, l'area adibita a parcheggio presenta dei filari di alberi a delimitazione delle corsie di parcheggio. In sede di cantierizzazione si provvederà a proteggere le essenze limitrofe alle attività di perforazione con opportuni teli protettivi mentre quelli interferenti con la buca giunti terra mare e la zona di stazionamento della macchina (massimo n°3) saranno rimossi con salvaguardia delle radici e ricoverati in aree vegetali idonee o appositi vasi secondo le indicazioni che saranno impartite da tecnico agronomo forestale per poi essere reimpiantate.

Per quanto riguarda la traiettoria della perforazione, appena dopo l'area di parcheggio è presente un tratto boschivo con alberi ad alto fusto. Al fine di salvaguardare le radici delle essenze potenzialmente interessate dalla linea di traiettoria delle perforazioni si prevede un approfondimento > 6 metri lungo il tratto interessato.

Le attività a mare saranno limitate al punto di uscita della perforazione.

In prima battuta si prevede la realizzazione di una piccola buca di arrivo in prossimità del fondale per agevolare la fuoriuscita delle aste di perforazione e confinare il piccolo quantitativo di fanghi bentonitici previsto all'uscita. Al fine di confinare eventuali sversamenti di fanghi e limitare la turbidità dell'acqua, si prevede di confinare la porzione di specchio d'acqua interessata dall'exit point con barriera galleggiante antinquinamento, dotata di telo verticale anticontaminazione, estesa dalla superficie al fondale.

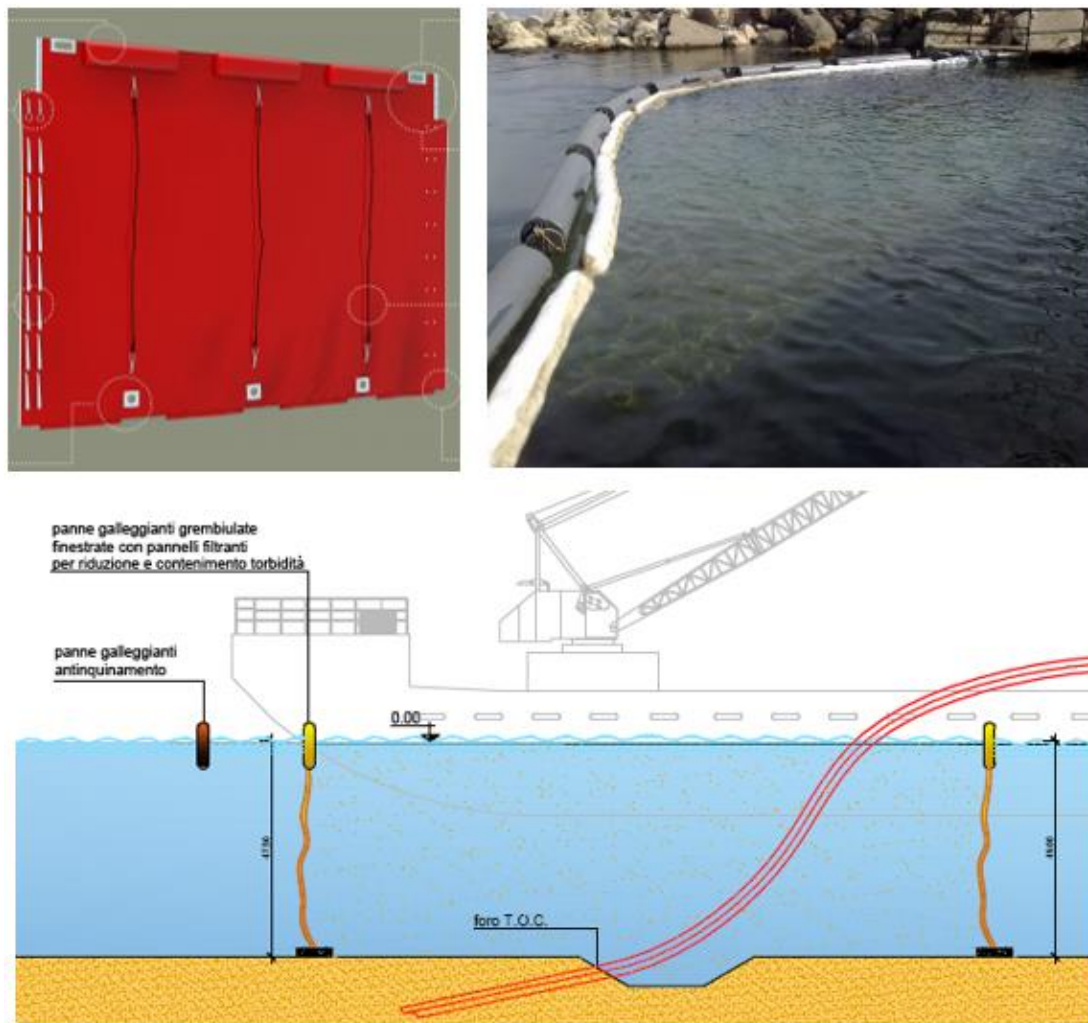


Figura 81: Esempio sistemi di protezione contro torbidità e sversamenti a mare

Per maggiori dettagli si rimanda allo specifico elaborato relativo alle aree di cantiere “Cantierizzazione dell’opera di approdo” (doc. AGNROM_EP-D_EPCI-HDD).

I residui bentonitici verranno poi raccolti in appositi sacchetti stagni e caricati sui mezzi navali di supporto alle operazioni per essere poi portati a terra e conferiti come il resto degli altri fanghi bentonitici. In merito a quest’ultimi generalmente i fanghi residui dalle perforazioni sono considerati rifiuti con codice CER 010504.

Nelle perforazioni complesse tipiche di un terra mare si prevede l’installazione di un ciclo di riciclaggio dei fanghi che prevede il trattamento di quest’ultimi (che vengono raccolti nella vasca fanghi) mediante il passaggio all’interno dell’unità di riciclaggio dal quale viene separato il rifiuto solido umido (smarino)



proveniente dalla perforazione. La restante aliquota verrà fatta passare all'interno delle cosiddette unità di miscelazione dove verrà arricchita con nuova bentonite e acqua dolce per tornare nuovamente in circolo.

La porzione di rifiuto solido verrà raccolta in apposite aree e conferita come rifiuto negli impianti di smaltimento, previa analisi di caratterizzazione.

4.2 Comparto terrestre

Gli interventi previsti in aree terrestri partono dall'area di giunzione tra cavidotti marini e terrestri situata in località Punta Marina, Comune di Ravenna, in un'area di parcheggio pubblico. Qui avviene la transizione tra i cavidotti export marini e quelli export terrestri a 220kV, che seguiranno con andamento da Est verso Ovest, un percorso di circa 2,1 km fino alla nuova Stazione Elettrica sorgente in area Cassa di Colmata "A" limitrofa a via Trieste, denominata "Agnes Ravenna Porto".

L'area di Agnes Ravenna Porto è il nodo principale del comparto terrestre poiché, oltre ad ospitare la Stazione Elettrica a terra, sarà la destinazione anche dell'impianto di stoccaggio energia tramite batterie elettriche, così come dell'impianto di produzione, compressione, stoccaggio e distribuzione dell'idrogeno verde.

Infine, dall'area di Ravenna Porto partirà il cavidotto a 380 kV per la connessione fino al Nodo Terna rappresentato dalla Stazione "Ravenna Canala", in località di Piangipane, frazione di Ravenna.



Figura 82: Inquadramento generale area terrestre



4.2.1 Vasca giunti di transizione

In prossimità del punto di sbarco a terra delle due linee di cavidotti export marini, verrà realizzata l'opera solitamente denominata "shore approach" o "sea landing" tramite la quale viene assicurato l'approdo terrestre del sistema di trasmissione elettrica marina.

L'opera di *shore approach* garantisce quindi il passaggio dei cavidotti senza attività di *trenching* nell'ultimo tratto offshore limitrofo alla costa e lascia libera da scavi a cielo aperto l'area costiera e in generale tutta l'area demaniale, compresa la Riserva Statale della pineta, l'area interessata dal corpo dunoso, tutta la zona costiera interessata dal futuro progetto di "Parco Marittimo", e le barriere frangiflutti poste a 100 metri circa dal litorale costiero.

Le modalità dell'opera in HDD sono state già descritte nel paragrafo 4.1.7, di seguito ci si concentrerà su un riassunto descrittivo della vasca giunti, anche detta pozzetto di giunzione. Per maggiori informazioni e approfondimenti si rimanda al documento "Relazione tecnica delle opere per approdo in zona costiera" con codice AGNROM_EP-R_REL-APPRODO-HDD.

Il pozzetto di giunzione (Transition Joint Bay, TJB) sarà ubicato in area di parcheggio pubblico, localizzato a 250 metri dalla costa della spiaggia di Punta Marina (RA) nei pressi di Viale delle Sirti.

Verrà realizzato tramite un pozzo scavato e rivestito con calcestruzzo, nel quale le due linee sottomarine trifase in entrata si connettono ad una coppia di cavi terrestri 220 kV, le quali giungeranno fino alla zona portuale, a sud della Pialassa del Piomboni.



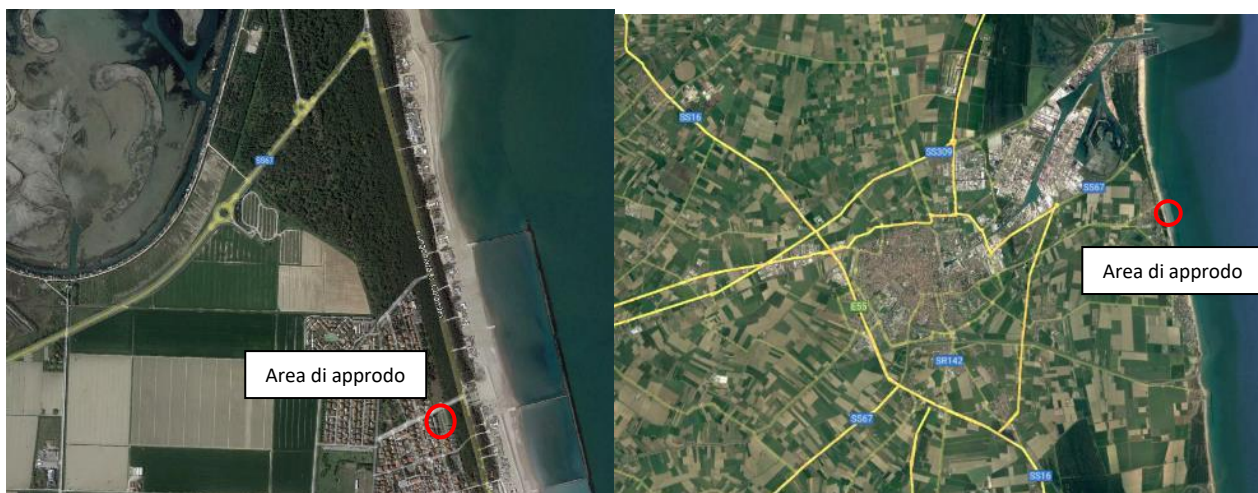


Figura 83: Fotografia e inquadramento del pozzetto di giunzione

La vasca in calcestruzzo ha base rettangolare di dimensioni 1100x1150 cm e profondità pari a 2 m (quota di estradosso della platea di fondazione).

Le pareti laterali, di spessore 25 cm, presentano delle forature che consentiranno il passaggio dei cavi.

In particolare, due delle quattro pareti saranno caratterizzate da:

- 2 fori per il passaggio di 2 cavi marini all'interno di due tubi in PEAD di diametro minimo DN500;
- 6 fori per il passaggio di 6 cavi terrestri all'interno di tubi in PEAD di diametro DN280 (linea 220 kV).

La platea di base, di spessore 25 cm, è realizzata su un getto di calcestruzzo magro con spessore minimo di 10 cm.

Una volta realizzata la vasca e i giunti di transizione, l'opera risulterà completamente interrata e così come visualizzata nel disegno tecnico sottostante.

La garanzia di accessibilità ordinaria per i pozzetti di giunzione non è prevista durante le fasi di esercizio e operazione degli impianti; tuttavia, devono essere previste delle botole di accessibilità straordinaria per permettere l'accesso al personale autorizzato, tramite la realizzazione di tombini di accesso.

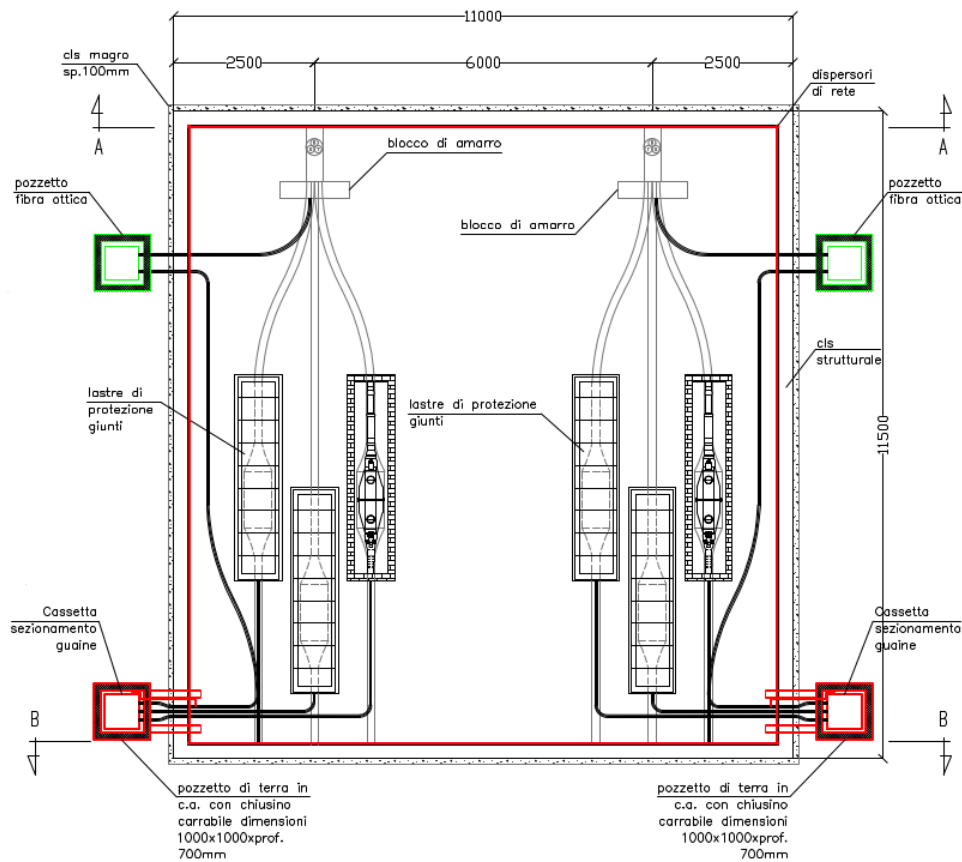


Figura 84: Geometria generale vasca dei giunti di transizione in pianta

4.2.2 Cavidotti di export a 220 kV tra il punto di approdo e la Stazione di Trasformazione Elettrica onshore

Il tracciato dell'elettrodotto interrato a 220 kV parte dall'area di giunzione terra-mare posta in località Punta Marina, e arriva all'area della sottostazione di conversione elettrica denominata "AGNES Ravenna Porto" tramite un corridoio di 2,1 km (Figura 70).

Di seguito si fornirà un riassunto del tracciato e delle caratteristiche dei cavi. Per maggiori dettagli consultare la "Relazione tecnica cavidotti terrestri 220 kV", codice AGNROM_EP-R_REL-LTEC-TERRA.

Inoltre, si evidenzia che la scelta finale del tracciato è stato frutto di un'intensa attività di ricognizione dei sottoservizi, dei vincoli ambientali e dei piani urbanistici che interessano l'area. Per una consultazione più approfondita delle scelte progettuali che hanno portato alla definizione del layout di percorso attuale si rimanda ai seguenti elaborati di Progetto:

- AGNROM_EP-R_REL-INT-TERRA: Relazione sulle interferenze delle opere terrestri



- AGNROM_EP-R_REP-CONNESSIONE-TERRA: Descrizione del tracciato degli elettrodotti interrati terrestri

L'elettrodotto sarà costituito da due linee interrate, ciascuna composta di tre cavi unipolari realizzati con conduttore in rame, isolante in XLPE, schermatura in guaina di alluminio e guaina esterna in PE. Ciascun conduttore di energia avrà una sezione di circa 2500 mm².

La posa dei cavi avverrà prevalentemente in piano direttamente interrato, non all'interno di tubi, eccezion fatta per alcune specifiche situazioni generate dalle singolarità riscontrabili lungo il tracciato, come ad esempio approfondimenti localizzati per sottopasso di altre infrastrutture, posa con trivellazione controllata (TOC) per attraversamento di rii e canali, o la presenza in adiacenza di altre sorgenti di calore o per vicinanza a recettori sensibili.

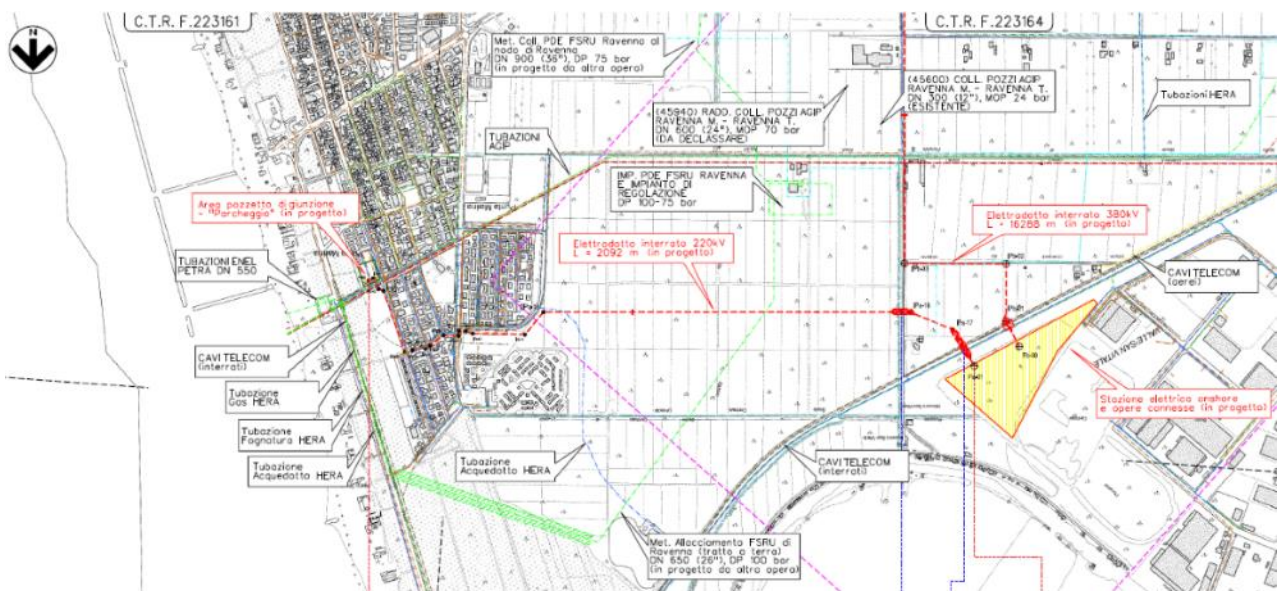


Figura 85: Tracciato di elettrodotto terrestre in cavo a 220 kV

L'elettrodotto è costituito dai seguenti componenti:

- n°6 giunti unipolari diritti sezionati per la connessione tra cavi export marini e cavi export terrestri, posti nella buca di giunzione in area di approdo, località Punta Marina;
- n°6 cavi unipolari di energia;
- buche giunti, poste a circa 500-700 m tra loro, ognuna composta da n°3 giunti unipolari diritti sezionati;
- per ogni buca giunti una relativa cassetta tripolare di sezionamento guaine, idonea al collegamento in cross-bonding schermi metallici dei cavi a 220 kV in corrispondenza dei giunti sezionati, costituita



- principalmente da involucro in acciaio inossidabile con grado di protezione IP67, da barre di connessione in rame stagnato per la connessione degli schermi metallici dei cavi;
- n°3+3 terminali unipolari adatti a connessione GIB posti in area esterna della nuova Stazione Elettrica di Trasformazione 220/380kV denominata “AGNES Ravenna Porto”;
 - n°6 cassette unipolari di sezionamento e messa a terra degli schermi metallici dei cavi in corrispondenza dei terminali, ognuna costituita principalmente da un involucro in poliestere con grado di protezione IP65 e barre di connessione in rame stagnato, poste per ognuno dei sostegni porta terminali ubicati in area esterna della nuova Stazione Elettrica di Trasformazione 220/380kV denominata “Ravenna Porto”;
 - q.b. collari unipolari per il fissaggio del cavo AT ai sostegni porta terminali;
 - q.b. collari per il fissaggio del cavo di messa a terra schermi metallici dei cavi AT posti in area esterna della nuova Stazione Elettrica di Trasformazione 220/380kV denominata “Ravenna Porto”;
 - sistema di telecomunicazioni;
 - sistema di monitoraggio cavi in trincea.

I giunti unipolari saranno posizionati lungo il percorso dei cavi, a circa 500-700 m l'uno dall'altro, ed ubicati all'interno di apposite buche giunti. Il posizionamento dei giunti sarà determinato in funzione delle interferenze sotto il piano campagna e della possibilità di trasporto.

Le caratteristiche elettriche di ciascuna delle due linee costituenti l'elettrodotto sono indicate nella Tabella seguente.

Tabella 59: Caratteristiche elettriche dell'elettrodotto in cavo 220kV

| | |
|---------------------------|---------|
| Frequenza nominale | 50 Hz |
| Tensione nominale | 220 kV |
| Corrente nominale | 1445 A |
| Potenza nominale | 550 MVA |

Per quanto riguarda le caratteristiche dei singoli cavi, si espongono di seguito i dati rilevanti nella figura e nelle tabelle.



Figura 86: Esploso della composizione del cavo 220 kV

Tabella 60: Dati costruttivi dell'elettrodotto in cavo 220kV

| Dati costruttivi | Unità | Valore/Descrizione |
|--------------------------------|-----------------|---|
| Materiale del conduttore | | Rame |
| Tipo di conduttore | | Milliken, tamponato |
| Schermo semiconduttivo interno | | Strato polimerico semiconduttivo estruso |
| Materiale dell'isolante | | XLPE |
| Schermo semiconduttivo esterno | | Uno strato polimerico semiconduttivo estruso; un nastro semiconduttivo igroespandente |
| Schermo metallico | | Nastro di alluminio saldato longitudinalmente ² |
| Guaina esterna | | PE estruso |
| Sezione conduttore | mm ² | 2500 |
| Diametro esterno cavo | mm | 131 |
| Peso netto del cavo | Kg/m | 39 |



| | | |
|---|---|--------------------------------------|
| Raggio minimo di curvatura sotto trazione (MBR) | m | 4,0 |
| Sigla del cavo | | Definizione in carico al costruttore |

Tabella 61: Parametri di sistema dell'elettrodotto in cavo 220kV

| Descrizione | Unità | Valore |
|---|-------|--------------|
| Tensione nominale U ₀ | kV | 220 |
| Tensione di fase U | kV | 127 |
| Tensione massima di funzionamento U _m | kV | 245 |
| Livello di tenuta ad impulso atmosferico U _p | kVp | 1050 |
| Corrente nominale I _n | A | 1445 |
| Fattore di carico | % | 100 |
| Massima corrente di corto circuito I _{cc} | kA | Da definirsi |
| Durata del corto circuito | s | 0,5 |

Tabella 62: Parametri elettrici del cavo 220kV

| Descrizione | Unità | Valore |
|--|-------|--------|
| Resistenza ohmica del conduttore a 20°C in CC | Ω/km | 0,0072 |
| Capacità | μF/km | 0,24 |
| Reattanza | Ω/km | 0,175 |
| Massima temperatura del conduttore in condizioni normali | °C | 90 |

4.2.3 Descrizione dell'area "Agnes Ravenna Porto"

L'area Agnes Ravenna Porto (ARP) è la naturale estensione dell'hub energetico in zona terrestre.

Tale area riveste un'importanza critica nella gestione complessiva dell'hub energetico poiché colletta l'elettricità prodotta dagli impianti a mare di generazione e da qui può innalzare la tensione per il conferimento alla rete di trasmissione nazionale oppure ridurla per indirizzarla ai sistemi di stoccaggio o di produzione di idrogeno verde.

Per quanto riguarda la sua ubicazione nel contesto specifico della città di Ravenna, l'area di installazione è prevista in zona portuale a sud della Pialassa dei Piomboni, tra Via Fiorenzi Francesco e Via Trieste, quest'ultima che rappresenta la strada principale che collega la città alla località di Marina di Ravenna.



Dal punto di vista catastale, l'area è ricompresa nella sezione A foglio 14, alle particelle 56, 57, 13, 95, 533. Le coordinate del centro dell'area sono invece Lat. 44.44759; Long. 12.26817 (WGS 84).

Per maggiori informazioni tecniche sullo stato d'uso dell'area e il regime urbanistico/vincolistico, si rimanda al Volume 1 del SIA (AGNROM_SIA-R_SIA-VOLUME1) oppure alla relazione tecnica generale di Progetto (AGNROM_EP-R_REL-TECNICA).



Figura 87: Ubicazione dell'area "Agnes Ravenna Porto" (ARP) su mappa topografica

4.2.3.1 Sintesi degli impianti previsti

Agnes Ravenna Porto è destinata ad ospitare tre macrosistemi:

- Stazione elettrica di trasformazione da 380/220/30/0,4 kV, che riceve in ingresso l'energia generata dagli impianti di produzione a mare
- Impianto di accumulo (BESS) da 50 MW/200 MWh
- Impianto di produzione, compressione, stoccaggio e distribuzione di idrogeno

L'impianto BESS e l'impianto di idrogeno sono quindi entrambi collegati alla stazione elettrica.



Nella figura sottostante è presente una classificazione dell'area grazie ad un'indicazione del sistema degli usi previsti.



Figura 88: Planimetria di Agnes Ravenna Porto con classificazione funzionale delle aree occupate

Come si evince, nella parte più a sinistra vi è l'impianto BESS. Nella parte centrale in basso vi è la sottostazione elettrica con sopra la baia di carico e la Hydrogen Refueling Station (HRS) per il rifornimento rispettivamente di carri bombolai e veicoli alimentati ad idrogeno. Nella parte a destra è previsto l'impianto di produzione, compressione e stoccaggio di idrogeno.



Per la consultazione della planimetria tecnica di dettaglio dell'area ARP si prega di consultare l'elaborato con codice AGNROM_EP-D_PLA-ARP-TECH.

4.2.3.2 Sintesi delle opere civili e strutturali previste

Inoltre, sono previste una serie di opere civili nell'area Agnes Ravenna Porto, che verranno descritte di seguito in sintesi. Per maggiori informazioni si rimanda alla relazione tecnica di Progetto con codice AGNROM_EP-R_REL-TECNICA.

Ogni area sarà dotata di impianti di illuminazione ordinaria e di sicurezza, previsti sia per l'illuminazione degli edifici che per l'area esterna. Per gli edifici, al fine di consentire una agevole e sicura alimentazione di apparecchi elettrici mobili, saranno previsti punti presa monofase e trifase con interruttore di blocco, fusibili e interruttore differenziale.

Per quanto riguarda la viabilità, sono presenti due ingressi/uscite, uno a S-O e l'altro a N-E, entrambi facilitati da rotatorie e presidiati/controllati automaticamente; sarà interdetto l'ingresso al personale non autorizzato. Internamente è presente un reticolo di strade a senso unico per percorrere tutta l'area e raggiungere gli edifici e le opere presenti, riducendo la probabilità di eventuali incidenti dovuti alla collisione di mezzi che viaggiano in senso opposto.

Ogni impianto sarà previsto con adeguate recinzioni perimetrali di tipo cieco, con gli ingressi alle aree che saranno previsti mediante cancello carrabile di tipo scorrevole e cancello pedonale, ambedue inseriti fra pilastri e pannellature in conglomerato cementizio armato.

L'acqua richiesta dalla rete idrica verrà utilizzata sia per l'alimentazione degli elettrolizzatori, che per scopi potabili e antincendio. Il ciclo dell'acqua prevede quindi che il prelievo avvenga direttamente dal sistema idrico, con l'utilizzo di contenitori dimensionati in maniera opportuna per l'approvvigionamento di acqua da utilizzare nel sistema antincendio.

L'esercizio dell'impianti in termini di gestione delle acque dovrà essere garantito tramite gli appositi reticoli fognari che raccolgono le diverse tipologie di acque presenti: acque meteoriche e lavaggi inquinabili da oli minerali, scarichi liquidi provenienti da sistemi di processo come la salamoia in uscita dall'impianto di demineralizzazione, acque provenienti da servizi igienici o altro. Il sistema delle condotte di scarico acque reflue è suddiviso nei seguenti marco-sistemi:

- Scarico dell'impianto di demineralizzazione con acqua salmastra e acqua di lavaggio, le quali saranno neutralizzate in opportuna vasca di neutralizzazione;
- Condensati raccolti nella PDU e dalle tubazioni di vent;
- Acque igienico sanitarie derivanti da tutti gli impianti nell'area;



- Sistema di drenaggio delle acque meteoriche lungo la viabilità perimetrale e nell'area interna dell'impianto.

Inoltre, ciascun impianto presente all'interno dell'area Agnes Ravenna Porto sarà dotato di idonei sistemi di protezione attiva e passiva conformi alle normative specifiche a seconda del tipo di attività da presidiare. Indicazioni preliminari di progettazione antincendio sono riportate negli elaborati:

- AGNROM_EP-R_REL-SICUREZZA – “Relazione su filosofia di sicurezza dell'hub energetico e relative prescrizioni”;
- AGNROM_EP-D_PLA-ARP-INC – “Agnes Ravenna Porto: Planimetria preliminare antincendio - reti di idranti ed impianti a diluvio;
- AGNROM_EP-D_SCH-ARP-INC – “Agnes Ravenna Porto: Reti preliminari antincendio – serbatoi di riserva idrica, reti di idranti e sistemi a diluvio.

Infine, per quanto riguarda riguarda le vie cavo e le vie condotte, i cunicoli per cassetteria bt e cavi MT saranno realizzati in calcestruzzo armato gettato in opera, oppure prefabbricati, con coperture asportabili carrabili e provvisti di adeguati drenaggi per lo smaltimento delle acque. Le tubazioni per cavi MT o BT saranno in PVC, serie pesante. Lungo le tubazioni ed in corrispondenza delle deviazioni di percorso, saranno inseriti pozzetti ispezionabili di opportune dimensioni. Lo stesso approccio vale per il sistema di piping che assicurerà tramite condotte la trasmissione e distribuzione di acqua in input, idrogeno e ossigeno in output. I collegamenti tra i sistemi di compressione, di stoccaggio e di utilizzo di idrogeno ed ossigeno sarà effettuato tramite tubazioni flessibili armate, resistenti internamente al fluido ed esternamente ad abrasioni, usura e all'inevitabile invecchiamento, in conformità con il D.Lgs 15 febbraio 2016, n.26. Il dimensionamento delle condotte sarà ottimizzato in base ai valori operativi del sistema in fase esecutiva e alle dimensioni presenti nei sistemi standard *skid mounted* dell'impianto, seguendo le normative ASME B31.12 - 2019 – “Hydrogen piping and pipelines” e EN 13480.

L'area, una volta ultimata con tutti i macrosistemi, avrà la parvenza mostrata in figura sottostante.



Figura 89: Rendering dell'area Agnes Ravenna Porto

4.2.4 Sottostazione elettrica di trasformazione terrestre

Di seguito si propone una sintesi dell'opera oggetto del presente paragrafo. Per maggiori informazioni si rimanda al documento AGNROM_EP-R_REL-SSRP - "Relazione tecnica della sottostazione elettrica terrestre".

La sottostazione risulta di fondamentale importanza, sia per innalzare che abbassare la tensione in ingresso dell'elettricità proveniente dai campi eolici e fotovoltaici a mare, al fine di immetterla nella RTN o nei sistemi BESS e H2.

4.2.4.1 Apparecchiature elettriche

L'opera, ubicata all'interno dell'area Agnes Ravenna Porto, sarà composta dai seguenti sistemi:

- una sezione GIS isolata in gas SF₆ a 220 kV con relativi Servizi di Controllo e Protezione, posta in edificio;
- una sezione di trasformazione 220/35 kV;
- una sezione di trasformazione 220/380 kV;
- una sezione reattori 220 kV;
- una sezione GIS isolata in gas SF₆ a 380 kV con relativi Servizi di Controllo e Protezione, posta in edificio;
- una sezione reattori 380 kV;
- un edificio per i servizi generali ed ausiliari;



- un'area disponibile per un impianto di accumulo di energia BESS ed un impianto di produzione idrogeno per mezzo di elettrolizzatori P2Hy.

In Figura 90 è mostrata la planimetria della stazione elettrica. Per una consultazione grafica più dettagliata si rimanda alle tavole seguenti:

- AGNROM_EP-D_PLA-SSRP-CATASTO: SSE 220/380kV - Rappresentazione dell'area impegnata dall'opera con individuazione delle particelle catastali interessate
- AGNROM_EP-D_PLA-SSRP-CIVILE: SSE 220/380kV - Planimetria Opere civili - Stazione elettrica di conversione
- AGNROM_EP-D_PROS-SSRP-CIVILE: SSE 220/380kV - Prospetti Opere civili - Stazione elettrica di conversione
- AGNROM_EP-D_PLA-SSRP-ELEMEC: SSE 220/380kV - Planimetria elettromeccanica
- AGNROM_EP-D_SEZ-SSRP-CIVILE: SSE 220/380kV - Sezioni longitudinali delle varie parti di impianto

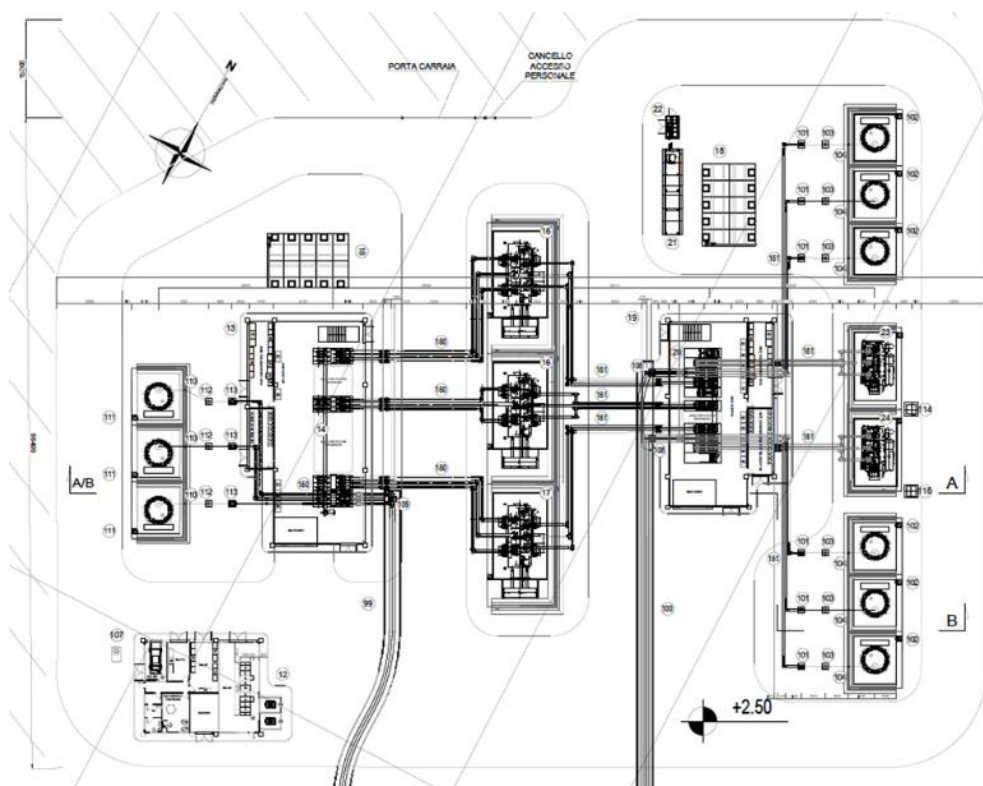


Figura 90: Planimetria generale della Stazione Elettrica di trasformazione 220/ 380kV

I macchinari principali costituenti i sistemi 220 kV e 380 kV saranno del tipo ad isolamento aria AIS, quali:

- tre autotrasformatori trifase di potenza 220/380 kV 400MVA;
- due trasformatori trifase di potenza 220/35 kV 125 MVA;
- sei reattori unipolari 220 kV 40 MVAR;
- tre reattori unipolari 380 kV 60 MVAR;
- due resistori di neutro trasformatore 220/35 kV;

Le apparecchiature principali costituenti i sistemi 220 kV e 380 kV saranno del tipo ad isolamento in gas SF6 e ad isolamento in aria AIS.

L' apparecchiatura blindata GIS 220 kV in fabbricato è composta da:

- un doppio sistema di sbarre;
- due montanti arrivo linea, con uscita SF6 e interfaccia SF6 - cavo;
- un montante congiuntore di sbarre;
- due montanti trasformatore AT/MT con uscita in condotto isolato in SF6 e interfaccia SF6 – olio;



- tre montanti autotrasformatore AT/AAT con uscita in condotto isolato in SF₆ e interfaccia SF₆– olio;
- due montanti Terra Sbarre con TV;
- due montanti Terra Sbarre.

L'apparecchiatura blindata GIS 220 kV in area esterna è composta da sei terminali cavi unipolari, mentre l'apparecchiatura AIS 220 kV è composta da sei scaricatori di sovratensione e sei isolatori portanti a colonnino.

L'apparecchiatura blindata GIS 380 kV in fabbricato è composta da:

- un singolo sistema di sbarre;
- un montante arrivo linea, con uscita SF₆ e interfaccia SF₆ - cavo;
- tre montanti autotrasformatore AT/AAT con uscita in condotto isolato in SF₆ e interfaccia SF₆ – olio;
- un montante Terra Sbarre con TV.

L'apparecchiatura blindata GIS 380 kV in area esterna è composta da tre terminali cavi unipolari, mentre l'apparecchiatura AIS 380 kV è composta da tre scaricatori di sovratensione e tre isolatori portanti a colonnino.

Nei prossimi sottoparagrafi sono descritte le opere civili e strutturali previste per la sottostazione.

4.2.4.2 Edificio elettrico MT/bt e ausiliari

L'Edificio Elettrico MT/bt e Servizi Ausiliari è un edificio a pianta pressoché rettangolare e di altezza complessiva di circa 4.00 m costituito da pilastri in c.a. e pannelli prefabbricati di spessore circa 200 mm, caratterizzati dalla presenza di bucatore di diverse dimensioni, che saranno meglio precisate nella successiva fase della progettazione. La fondazione, al momento ipotizzata a platea su pali, verrà meglio definita a valle della campagna geognostica, successivamente alla quale saranno stabiliti la tipologia, il diametro e la lunghezza dei pali di fondazione.

È destinato ad accogliere in appositi locali il sistema di protezione, comando, controllo ed automazione della stazione, gli apparati ed i vettori di telecomunicazione per tele protezione, tele conduzione, telecontrollo e monitoraggio da remoto, scada, i quadri BT e comuni, i quadri BT del sistema HVAC, distribuzione luce e FM, il quadro BT del generatore di emergenza, il quadro MT di distribuzione principale, i trasformatori SA MT/bt, il generatore diesel di emergenza, il magazzino ed i servizi per il personale di manutenzione che non presiederà continuamente l'impianto.

4.2.4.3 Edificio SF₆ 220 kV

L'edificio GIS 220 kV è un edificio a pianta pressoché rettangolare e di altezza complessiva di circa 10.15 m costituito da pilastri in c.a. e pannelli prefabbricati di spessore circa 200 mm caratterizzati dalla presenza di bucatore di diverse dimensioni, che saranno meglio precisate nella successiva fase della progettazione. La



fondazione, al momento ipotizzata a platea su pali, verrà meglio definita a valle della campagna geognostica, successivamente alla quale saranno stabiliti la tipologia, il diametro e la lunghezza dei pali di fondazione.

È destinato ad accogliere in apposito locale l'apparecchiatura blindata GIS isolata in gas SF6 220 kV, il sistema di comando e controllo locale, i relativi condotti sbarre isolati in gas SF6, il carroponete e la gru per il sollevamento e lo spostamento dell'apparecchiatura blindata. In un secondo locale separato sarà installato il sistema di protezione, comando, controllo dell'apparecchiatura blindata a 220 kV, e in un terzo locale i sistemi ausiliari costituiti dal quadro BT di distribuzione servizi, il quadro UPS di sezione, il quadro di distribuzione luce e prese, batterie e raddrizzatore, il quadro di distribuzione in CC.

4.2.4.4 Edificio SF6 380 kV

L'edificio GIS 380 kV è un edificio a pianta pressoché rettangolare e di altezza complessiva di circa 10.15 m costituito da pilastri in c.a. e pannelli prefabbricati di spessore circa 200 mm caratterizzati dalla presenza di bucaure di diverse dimensioni, che saranno meglio precisate nella successiva fase della progettazione. La fondazione, al momento ipotizzata a platea su pali, verrà meglio definita a valle della campagna geognostica, successivamente alla quale saranno stabiliti la tipologia, il diametro e la lunghezza dei pali di fondazione.

È destinato ad accogliere in apposito locale l'apparecchiatura blindata GIS isolata in gas SF6 380 kV, il sistema di comando e controllo locale, i relativi condotti sbarre isolati in gas SF6, il carroponete e la gru per il sollevamento e lo spostamento dell'apparecchiatura blindata. In un secondo locale separato sarà installato il sistema di protezione, comando, controllo dell'apparecchiatura blindata a 380 kV, e in un terzo locale i sistemi ausiliari costituiti dal quadro BT di distribuzione servizi, il quadro UPS di sezione, il quadro di distribuzione luce e prese, batterie e raddrizzatore, il quadro di distribuzione in CC.

4.2.4.5 Muri parafiamma

All'interno della sottostazione elettrica di conversione si distinguono due tipologie di muri di sostegno in c.a..

La prima tipologia funge da muro parafiamma per i reattori 380 kV, per i reattori 220 kV, e per i trasformatori 220/20kV 50MVA TR1-TR2. La lunghezza dei muri dei reattori è pari a circa 27.50 m, mentre quella dei 4 setti trasversali è all'incirca 6.60 m. La lunghezza dei muri dei trasformatori è pari a circa 26.50 m, mentre quella dei 3 setti trasversali è 6.60 m. L'altezza fuori terra del muro di sostegno di tipo 1 sarà di circa 6.15 m.

La seconda tipologia funge da muro parafiamma per Autotrafo 220/380 kV 400MVA ATR1-ATR2-ATR3. La lunghezza del muro è pari a circa 61.30 m, mentre quella dei 4 setti trasversali è all'incirca 8.60 m. L'altezza fuori terra del muro di sostegno di tipo 2 sarà di circa 9.30 m.

4.2.4.6 Vasche di contenimento acqua/olio

Le vasche di contenimento Acqua/Olio sono strutture di tipo prefabbricato costituite da monoblocchi in c.a. comprese le coperture. La fondazione sarà di tipo a platea su pali con dimensioni in pianta all'incirca di 12.9m



x 8.60m. A valle della campagna geognostica sarà meglio definita la tipologia di fondazione, il diametro e la lunghezza dei pali.

4.2.4.7 *Serbatoio di riserva idrica e shelter pompe antincendio*

All'interno dell'area della sottostazione elettrica sarà prevista la messa in opera di un serbatoio adibito alla riserva idrica antincendio e di uno shelter a protezione delle pompe del sistema antincendio. Tale serbatoio si ipotizza appoggiato su una fondazione a platea su pali. A valle della campagna geognostica sarà meglio definita la tipologia di fondazione, il diametro e la lunghezza dei pali. Le dimensioni in pianta della platea di base sono pari a 14m x 3.40m.

Lo shelter per le pompe si ipotizza appoggiato su una platea di dimensioni all'incirca pari a 2.4m x 3.9m. Nella fase di dettaglio sarà valutato, se necessario, l'eventuale utilizzo di pali.

4.2.5 *Impianto di stoccaggio dell'elettricità a batterie*

Il BESS (Battery Energy Storage System) è un insieme di apparecchiature, componenti e connessioni finalizzate all'immagazzinamento di energia elettrica all'interno di celle elettrochimiche ed ha lo scopo di garantire uno scambio bidirezionale di energia con un collegamento in media tensione. Il componente principale del sistema è la connessione di blocchi di celle elettrochimiche contenuti all'interno di container in acciaio. Il BESS consente quindi l'immagazzinamento dell'energia per un uso posticipato e per migliorare la flessibilità della rete.

Il sistema di immagazzinamento che si intende installare all'interno del Progetto di hub energetico Romagna 1&2 potrà fornire servizi di regolazione di frequenza e di bilanciamento ed inoltre, potrà fornire eventuali nuovi servizi specifici che potrebbero essere richiesti dall'operatore della rete di trasmissione nell'ambito dei progetti pilota sostenuti da ARERA con la delibera 300/2017/R/eel. In sostanza, il BESS potrà partecipare alla regolazione primaria, secondaria e terziaria di rete (eventualmente ad altri servizi ancillari/ausiliari di rete, come riserva rotante, solo su esplicita richiesta del TSO) nel punto di connessione in accordo all'Allegato 15 del codice di rete.

Il BESS previsto in progetto ha potenza nominale complessiva di 50 MW combaciante con la potenza di immissione/prelievo di 50 MW come da Soluzione Tecnica Minima Generale di Terna. La capacità di accumulo corrisponde a 200 MWh, valore che consente di ottenere a piena potenza un C-rate massimo di 0,25 h-1, il quale corrisponde ad un ciclo di completa carica/scarica in un intervallo di tempo di 4 ore.

I moduli delle batterie sono alimentati da corrente in BT a 0,69 kV che verrà poi portata a 20 kV dopo il passaggio tramite il trasformatore bt/MT. All'interno dell'impianto è previsto un sistema di distribuzione e connessione elettrica adeguato mediante cavidotti interrati in BT ed un cavidotto in MT per collegare in parallelo in trasformatori stessi all'adiacente sottostazione di Agnes Ravenna Porto.



L'impianto di accumulo, situato nella porzione sud-ovest dell'area, insiste su una superficie di 14361 m² e si compone di 102 container batteria e 17 sistemi di trasformatori ed inverter, disposti secondo la planimetria sottostante.



Figura 91: Planimetria dell'impianto di accumulo

Di seguito si mostrano inoltre la soluzione containerizzata e gli inverter/trasformatori previsti in Progetto.

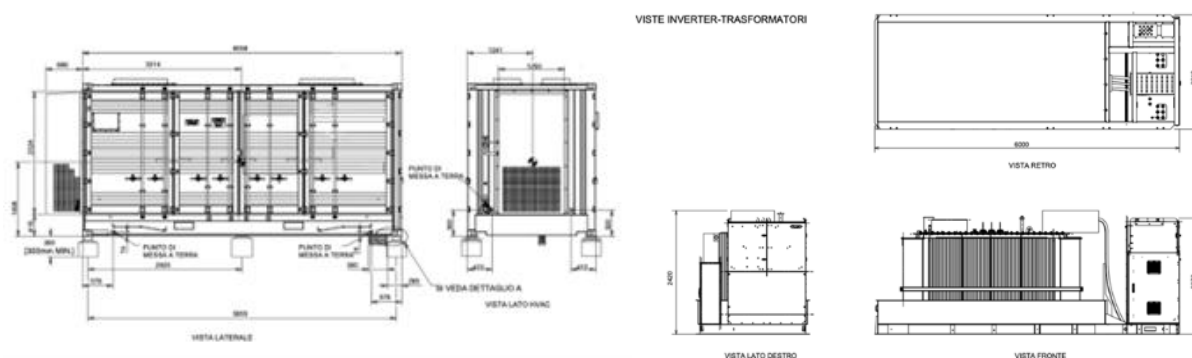


Figura 92: Vista frontale del container (sinistra) e viste varie dell'inverter/trasformatore (destra)

Per maggiori informazioni tecniche si rimanda al documento specifico “Relazione tecnica dell'impianto di accumulo dell'energia elettrica” con codice AGNROM_EP-R_REL-BESS.

4.2.6 Impianto di produzione, compressione, stoccaggio e distribuzione di idrogeno verde

Lo sviluppo di un impianto di produzione di idrogeno verde a volumi industriali ben si inserisce nella composizione di un hub energetico moderno e sostenibile come Agnes Romagna 1&2.

L'impianto di idrogeno, infatti, si colloca in un avanguardistico Progetto su larga scala con l'intento di aiutare ad aprire le porte a questo tipo di tecnologie e soluzione. Anche la scelta della posizione del progetto è strategica in quanto la città di Ravenna offre diverse possibilità di integrazione di questo tipo di risorsa.

Il polo industriale del porto di Ravenna conta molte aziende e fabbriche energivore che si avvalgono di metano ed altri combustibili fossili per alimentare i loro forni e fabbriche. Una sostituzione di questi impianti con altri alimentati completamente o parzialmente ad idrogeno potrà ridurre di molto le emissioni in atmosfera, rendendo inoltre le attività più indipendenti da forniture energetiche straniere.

Attualmente la società proponente Agnes S.r.l. sta valutando insieme a partner locali diverse opportunità commerciali per l'idrogeno prodotto:

- la miscelazione nella rete di gas metano gestita da Snam
- la fornitura alle industrie in zona portuale rientranti nei settori hard-to-abate
- il rifornimento di autobus appartenenti alla flotta della società responsabile del trasporto pubblico locale

I sistemi di produzione, compressione, stoccaggio e distribuzione di idrogeno verde, sono previsti nell'area “Agnes Ravenna Porto” ubicata nei pressi di via Trieste a Ravenna. Vi è una connessione elettrica diretta con l'impianto di sottostazione terrestre di conversione dell'energia elettrica, per la trasformazione dell'energia elettrica proveniente dagli impianti di produzione offshore da alta tensione a 220 kV a media tensione in ingresso all'impianto di idrogeno.



L'impianto in Progetto viene definito come sistema Power-to-Hydrogen (P2HY), in quanto utilizza l'elettricità prodotta dagli impianti ubicati in mare (n. 2 parchi eolici e n. 1 parco fotovoltaico galleggiante) e acqua demineralizzata per la generazione di idrogeno tramite il processo di elettrolisi.

Con una potenza complessiva a livello nominale di 60 MW, a pieno regime l'impianto sarà in grado di produrre 1160 kg/h o 12900 Nm³/h di puro idrogeno, 12000 Nm³/h come flusso operativo. L'impianto di stoccaggio è invece progettato per ospitare simultaneamente fino a circa 16,7 tonnellate di idrogeno con pressione di esercizio a 300 bar.

Di seguito si fornirà una descrizione di sintesi dell'impianto P2HY. Per maggiori informazioni si rimanda all'elaborato descrittivo specifico AGNROM_EP-R_REL-P2HY con titolo "Relazione tecnica dell'impianto di produzione e stoccaggio di idrogeno verde".

Il sistema P2HY propone di una serie di sottosistemi elencati di seguito:

- Impianto di elettrolizzatori per la produzione di idrogeno e ossigeno
- Impianto di depurazione ed essiccamento di idrogeno e ossigeno
- Sistemi di compressione di idrogeno
- Sistemi di compressione di ossigeno
- Sistemi di stoccaggio di idrogeno
- Sistemi di stoccaggio di ossigeno
- Sistemi ausiliari come impianto di demineralizzazione, sistema ad acqua di raffreddamento, sistema di gestione dell' azoto, sistema di KOH, sistema di fornitura aria strumentale e di impianto, sistema di energia elettrica con trasformatori e inverter, sistema di automazione e controllo, ecc.
- Baia di carico per rifornimento di idrogeno per carri bombolai
- Baia di carico per rifornimento di ossigeno per carri bombolai
- Stazione di rifornimento (HRS) per veicoli alimentati ad idrogeno (es. autobus o van)

All'elaborato con codice AGNROM_EP-D_P2HY-PROCES e intitolato "Impianto idrogeno – Diagramma di processo dell'impianto di produzione di idrogeno verde" è disponibile il diagramma di processo in cui si può comprendere l'interconnessione dei sottosistemi sopra elencati.

Inoltre, per una consultazione dei criteri di progettazione volti agli aspetti legati alla sicurezza, si rimanda alla relazione specifica con codice AGNROM_EP-R_REL-SICUREZZA.

4.2.6.1 *Impianto di elettrolisi*

L'elettrolisi è un fenomeno elettrochimico nel quale grazie all'utilizzo di una scarica elettrica fra un catodo e un anodo immersi in una soluzione acquosa è possibile scindere gli atomi di acqua nei suoi componenti che la compongono, l'ossigeno e l'idrogeno.



La reazione chimica corrispondente è la seguente: $2H_2O \rightarrow 2H_2 + O_2$.

Se questo processo impiega energia da fonti rinnovabili, l'idrogeno prodotto si definisce “verde”, come nel caso in questione. Il processo è quindi privo di emissioni durante la fase di esercizio, escludendo l'ossigeno che però non è un gas ad effetto serra, anzi, può essere riutilizzato per varie applicazioni industriali.

Gli elettrolizzatori previsti in Progetto si avvalgono della tecnologia alcalina, la tecnologia più affidabile e consolidata sul mercato. La potenza nominale dell'impianto è di 60 MW, corrispondente ad una produzione di 1160 kg/h o 12900 Nm³/h di idrogeno, 12000 Nm³/h in funzione normale operativa, alla purezza di 99,9% o superiore a carico massimale.

Saranno impiegati 3 array di elettrolizzatori, ciascuno composto da 4 moduli “stack” da 74 celle ciascuno, disposti all'interno di un edificio realizzato appositamente a contenerle, insieme ai loro ausiliari.

Di seguito si riporta una tabella con le principali caratteristiche tecniche degli elettrolizzatori di progetto ed una immagine rappresentativa.

Tabella 63: Dati tecnici elettrolizzatori

| Dati di output di un modulo da 20 MWe | | |
|--|---------------------|------------------|
| Produzione nominale di idrogeno | Nm ³ /h | 4.000,00 |
| Pressione in uscita di idrogeno | barg | 0,3 |
| Purità dell'idrogeno (saturato con H ₂ O a 40° C) | % (v/v) | ≥ 99,9 dry basis |
| Contenuto massimo di O ₂ | ppm v/v | ≤ 450 |
| Contenuto massimo di acqua | % v | Saturato a 50°C |
| Temperatura in uscita | °C | Max. 50°C |
| Produzione nominale di ossigeno | Nm ³ /h | 2.000,00 |
| Pressione in uscita di ossigeno | barg | 0,2 |
| Purità dell'ossigeno (saturato con H ₂ O a 40° C) | % (v/v) | 99,5 dry basis |
| Massimo contenuto di H ₂ | ppm v/v | ≤ 2700 |
| Massimo contenuto di acqua | % v | Saturato a 50°C |
| Dati in fase di esercizio | | |
| Turn down ratio del modulo | % | 10 |
| Turn up ratio del modulo | % | 100 |
| Ramp-speed | - | Adatto a FER |
| Tempo di start-up | Min | 40-60 |
| Disponibilità | % | < 98 |
| Consumo di energia di design (DC) | kWh/Nm ³ | 4,5 |
| Consumo di energia di design (AC) Includendo trasformazione/rettifica, compressione, consumi elettrici degli ausiliari | kWh/Nm ³ | 4,9 |



| | | |
|--|-----|-------|
| Degradazione dell'elettrolizzatore (energia) | %/y | 1.1 % |
|--|-----|-------|

L'impianto di elettrolisi, oltre che agli stack e alle celle elettrolitiche, è inoltre dotato di altri sottosistemi quali il circuito elettrolitico, il sistema di KOH, i sistemi di trattamento idrogeno e ossigeno e il sistema di controllo delle pressioni.

4.2.6.2 Sistema di fornitura di acqua da rete idrica

L'acqua richiesta dalla rete idrica verrà utilizzata sia per l'alimentazione degli elettrolizzatori, che per scopi potabili e antincendio. Il ciclo dell'acqua prevede quindi che il prelievo avvenga direttamente dal sistema idrico, con l'utilizzo di contenitori dimensionati in maniera opportuna per l'approvvigionamento di acqua da utilizzare nel sistema antincendio.

La richiesta di acqua si attesta ad un totale di 32 m³/h così suddivisi:

- 24 m³/h in condizioni operative normali per soddisfare le richieste nominali dell'impianto di elettrolisi (3 array di rack elettrolizzatori), con condizioni massime di design che arrivano a 26,4 m³/h
- 15 m³/h per usi civili con scopo prettamente potabile (considerando l'intera area di Agnes Ravenna Porto)

Il fabbisogno idrico per i sistemi antincendio è soddisfatto dai relativi sistemi di stoccaggio tramite serbatoi permanenti. Poiché in caso di incendio ed utilizzo dell'acqua nei serbatoi, i serbatoi stessi saranno da ripristinare entro 36 ore, considerando un ripristino dell'intero volume dei serbatoi presenti nell'area di Agnes Ravenna Porto (1075 m³), sarà da assicurare una portata di 30 m³/h. Tale portata che dovrà essere assicurata, è minore rispetto alla portata da garantire in fase di esercizio standard degli impianti, pari a 32 m³/h.

4.2.6.3 Demineralizzatore

Il demineralizzatore è un componente fondamentale per la produzione di idrogeno. Serve per poter ottenere una più alta purezza possibile dell'acqua, eliminando i minerali ed i sali presenti tramite processi di osmosi inversa. L'acqua deve essere il più pura possibile in quanto all'interno dell'elettrolizzatore, dove avviene la separazione dell'acqua nei suoi componenti principali, tutti i residui che non siano idrogeno o ossigeno rimarrebbero all'interno della cella, andando a compromettere la struttura degli elettrodi e dell'elettrolita riducendone l'efficacia e la durata nel tempo. L'acqua prelevata dall'acquedotto non necessiterà di onerose lavorazioni ma se in un futuro si dovesse implementare il progetto utilizzando acqua marina questa componente diventerebbe cruciale.

Il sistema di demineralizzazione dovrà essere progettato conformemente con lo standard di qualità Type 2 (ASTM D1193-91) ed è composto da:

- Filtrazione e pretrattamento meccanico



- Desalinizzazione mediante osmosi inversa
- Elettrodeionizzazione (EDI)

L'acqua grezza viene prelevata dal sistema idrico tramite pompa centrifuga (una pompa in esercizio ed una di riserva della stessa portata), ed inviata alla sezione di pretrattamento.

L'acqua demineralizzata viene stoccata nel serbatoio Demi Water e distribuita da una stazione di pompaggio dedicata. L'acqua di alimentazione richiesta per i 3 array di rack elettrolizzatori equivale a 24 m³/h in condizioni operative normali, con condizioni massime di design che arrivano a 26,4 m³/h. Il consumo di acqua di demineralizzazione è direttamente legato alla stechiometria del processo chimico e sarà inferiore a 0,9 l/Nm³H₂; il consumo effettivo di acqua grezza sarà confermato in fasi di ingegneria di dettaglio e sarà basato sull'effettiva qualità dell'acqua da rete idrica.

4.2.6.4 Unità di purificazione ed essiccazione

L'unità di purificazione ed essiccazione permette di aumentare la purezza del flusso di idrogeno fuori dall'elettrolizzatore. Può capitare che una certa quantità di ossigeno riesca ad entrare nel flusso di idrogeno (con una concentrazione che comunque non supera mai lo 0,3%). Il flusso perciò, passa attraverso un reattore catalitico (chiamato deoxidizer) che fa reagire in maniera controllata l'ossigeno presente con dell'idrogeno, andando a formare dell'acqua. L'idrogeno viene quindi raffreddato in un condensatore, per condensare parte del vapore acqueo creato nel disossidante, nel quale viene raccolta l'acqua in eccesso generata nel processo mediante un essiccatore ad adsorbimento a setaccio molecolare. Nel processo viene ovviamente consumata una parte di idrogeno ma molto minima rispetto al totale, meno dello 0,6% al massimo. L'acqua recuperata viene poi rimessa in circolo.

La descrizione è preliminare e sarà confermata dal fornitore selezionato per l'esecuzione del progetto.

4.2.6.5 Sistemi di compressione

Il compressore è una componente fondamentale per quanto riguarda la gestione dei flussi di idrogeno, in quanto l'idrogeno in uscita dall'elettrolizzatore sarà ad una pressione di poco superiore a quella atmosferica. Questa condizione non è idonea né allo stoccaggio né al trasporto, in quanto comprimendolo si avrebbe un notevole risparmio di volume occupato.

Il sistema previsto in progetto andrà a comprimere il gas fino ad una pressione massima di 300 bar operativi.

In caso di *blending* all'interno di tubature, la quale potrà avvenire con pressioni all'interno di range da 30 a 100 bar, l'idrogeno potrà essere immesso senza bisogno di dover effettuare altre operazioni di compressione con volumi variabili e con una pressione tale da ridurre i rischi di ritorno del gas metano all'interno della rete.

Nel caso di utilizzo della mobilità le pressioni previste per il sistema HRS di progetto sono pari a 300 bar per il rifornimento destinato agli autobus, mentre il valore dovrà incrementare fino a 900/1000 bar per la destinazione all'*automotive*.



La baia di carico per rifornimento ossigeno dei carri bombolai opera invece a pressioni pari a 200 bar, pertanto, non vi è necessità di una ulteriore fase di compressione.

Il sistema di compressione sarà nel concreto costituito da due compressori, da 6/8 stadi ciascuno, che si divideranno la portata dell'idrogeno in ingresso. Ogni stadio di compressione sarà seguito da uno scambiatore di calore e da un condensatore per poter mantenere sotto controllo la temperatura del gas e per eliminare le impurità residue di acqua ancora presenti all'interno del flusso.

Sulla linea di aspirazione è presente un trasmettitore di pressione, che, in caso di bassa pressione entro una certa soglia, blocca il compressore. Il compressore è dotato inoltre di sistema per lo svuotamento e l'inertizzazione tramite azoto, per consentire le operazioni di manutenzione e di sistema di valvole di scarico per la depressurizzazione di emergenza.

L'idrogeno in uscita del sistema di compressione, alla temperatura di 30/40°C e pressione di 300 bar, è inviato agli utilizzatori finali del sistema.

I collegamenti tra i sistemi di compressione, di stoccaggio e di utilizzo sarà effettuato tramite tubazioni flessibili armate, resistenti internamente all'idrogeno ed esternamente ad abrasioni, usura e all'inevitabile invecchiamento, in conformità con il D.Lgs 15 febbraio 2016, n.26.

Il sistema di compressione dell'ossigeno puro dovrà garantire una pressione di uscita di 200 bar per poter assicurare tale pressione nella baia di carico per la fornitura di ossigeno a scopi industriali o ospedalieri. Tale sistema sarà allocato in un edificio con le stesse caratteristiche e prescrizioni dell'edificio nel quale risiede il sistema per la compressione dell'idrogeno.

4.2.6.6 Sistema di stoccaggio

Per poter garantire continuità e affidabilità al sistema e agli *offtaker*, l'idrogeno verrà conservato allo stato gassoso all'interno di 14 rack da 24 serbatoi cilindrici orizzontali l'uno (*tube trailer*), per un utilizzo totale di 336 serbatoi.

La pressione all'interno di essi sarà di 300 bar con pressione massima operativa fino a 330 bar.

I serbatoi saranno disposti presso un'apposita area all'interno dell'area di Agnes Ravenna Porto. Ogni rack sarà disposto all'interno di un box in cemento armato incombustibile avente caratteristiche di resistenza al fuoco almeno R60. I box sono sprovvisti di copertura ma le pareti c.a. proseguiranno in altezza oltre il container serbatoi per almeno 1.00 m.

Lateralmente ai singoli container di stoccaggio sarà mantenuto il passaggio necessario a garantire le normali operazioni di manutenzione. All'interno delle singole unità ciascun rack di serbatoi sarà posizionato mediante l'ausilio di gru.

Ogni serbatoio avrà una lunghezza di 12,2 m ed un diametro di 0,56 m, che permetteranno di ottenere una capacità nominale totale pari a 16737 kg di idrogeno, con una capacità massima fino a 18103 kg di idrogeno (Figura 93).



I cosiddetti tube-trailer sono prodotti in conformità alla direttiva 2014/68/UE e alla norma EN 13445 o AD 2000, in conformità con il design ASME.

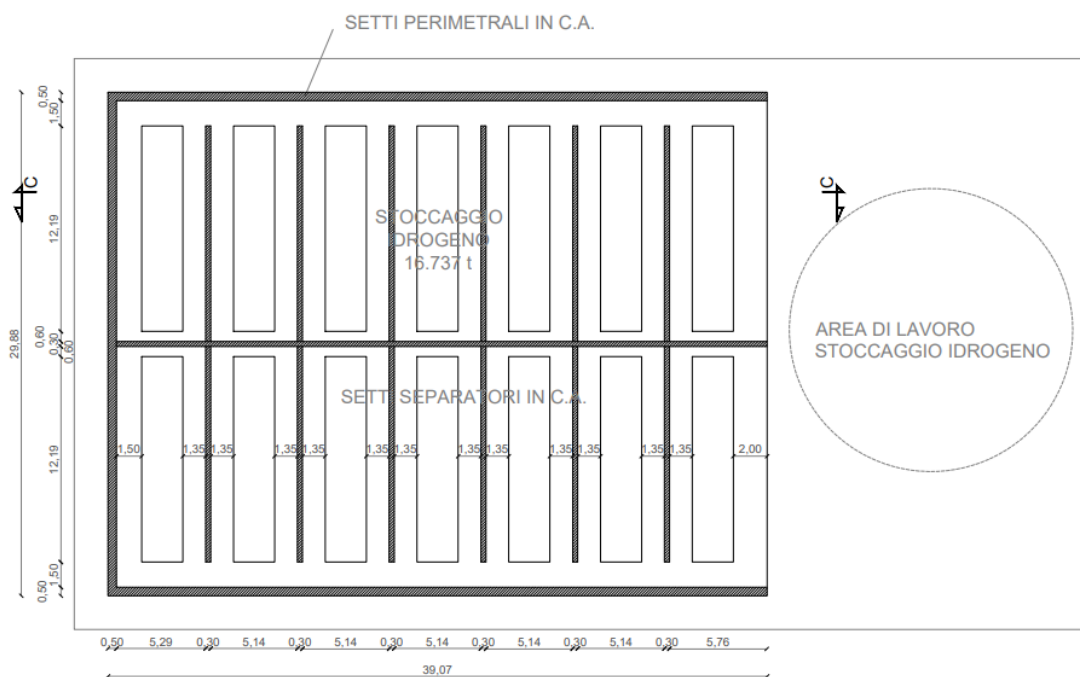


Figura 93: Vista in pianta dell'area di stoccaggio idrogeno



Figura 94: Tipologia di stoccaggio tramite tube trailer



I serbatoi saranno collegati sia all'impianto di compressione dell'idrogeno che agli impianti dedicati alla distribuzione. La regolazione dei flussi di idrogeno, sia verso l'interno che verso l'esterno del sistema di stoccaggio e di ogni singolo serbatoio, sarà gestito e valutato da un apposito software che ottimizzerà i valori, riducendo al minimo le perdite di pressione, lo stress sui singoli componenti e perseguendo una distribuzione uniforme del livello di stoccaggio.

Le temperature operative di tale soluzione hanno un range di operatività da -20°C a +65°C, comprendenti quindi le temperature di design necessarie nel sito di Progetto.

Opportune valvole di sicurezza saranno presenti in posizione frontale, così come i venting posizionati in corrispondenza dei tappi ciechi. Il sistema di PSV "pressure safety valve" e PRV "pressure relief valve" per blocco crea un'area di rischio rilegata in una particolare direzione che verrà opportunamente protetta tramite i setti perimetrali in calcestruzzo.

Ogni serbatoio avrà un peso di 4.5 tonnellate e la struttura a rack metallico che unisce i 24 serbatoi cilindrici potrà pesare fino a 300 kg.

Opportuni "leakage tests" dovranno essere eseguiti in fase di SAT e FAT.

4.2.6.7 Baie di carico

L'idrogeno, in uscita dal package di compressione alla pressione di 300 barg, è inviato al sistema di stoccaggio e da questo alla baia di carico ma anche direttamente alle baie di carico stesse consentendo un utilizzo diretto del prodotto in fasi di produzione positiva ma garantendo la funzionalità del sistema di carico dei carri anche in momenti di produzione nulla attingendo dalle riserve stoccate. I collegamenti saranno effettuati con tubazioni idonee, rispondenti alle normative di settore, per la cui progettazione si rimanda alla successiva fase esecutiva. Come già esposto, i carri bombolai arrivano a pressioni di 200 bar, pertanto, non vi è necessità di una ulteriore fase di compressione. I carri bombolai sono quindi caricati nelle baie di carico, una per idrogeno ed una per ossigeno.

Analogamente a quanto esposto per l'idrogeno, si applicano le stesse prescrizioni nel caso della baia di carico per rifornimento di ossigeno dei carri bombolai ma in questo caso, anche le pressioni operative di stoccaggio corrispondono a 200 bar.

La baia di carico è costituita da una corsia stradale dedicata allo scopo della larghezza di 5,00m separata dall'ambiente circostante da due muri in c.a. lunghi 15,00 e alti almeno 1 m al di sopra delle bombole stesse.

La zona di arrivo delle tubazioni è situata in cunicolo interrato ispezionabile con copertura a grata metallica, da questo si collega l'attacco flessibile per la ricarica del carro bombolaio. In questa zona di arrivo delle tubazioni l'area è riparata da una copertura sorretta dai due muri in c.a. Le aperture dei box non sono rivolte verso zone ove è prevista o consentita la presenza stazionaria di persone e/o di parti vulnerabili dell'impianto.

Tutto il sistema sarà gestito tramite sistema a PLC per la gestione dei blocchi di sicurezza, collocato in area sicura. Il PLC è interfacciato a monte con SCADA di impianto posto in sala di controllo.

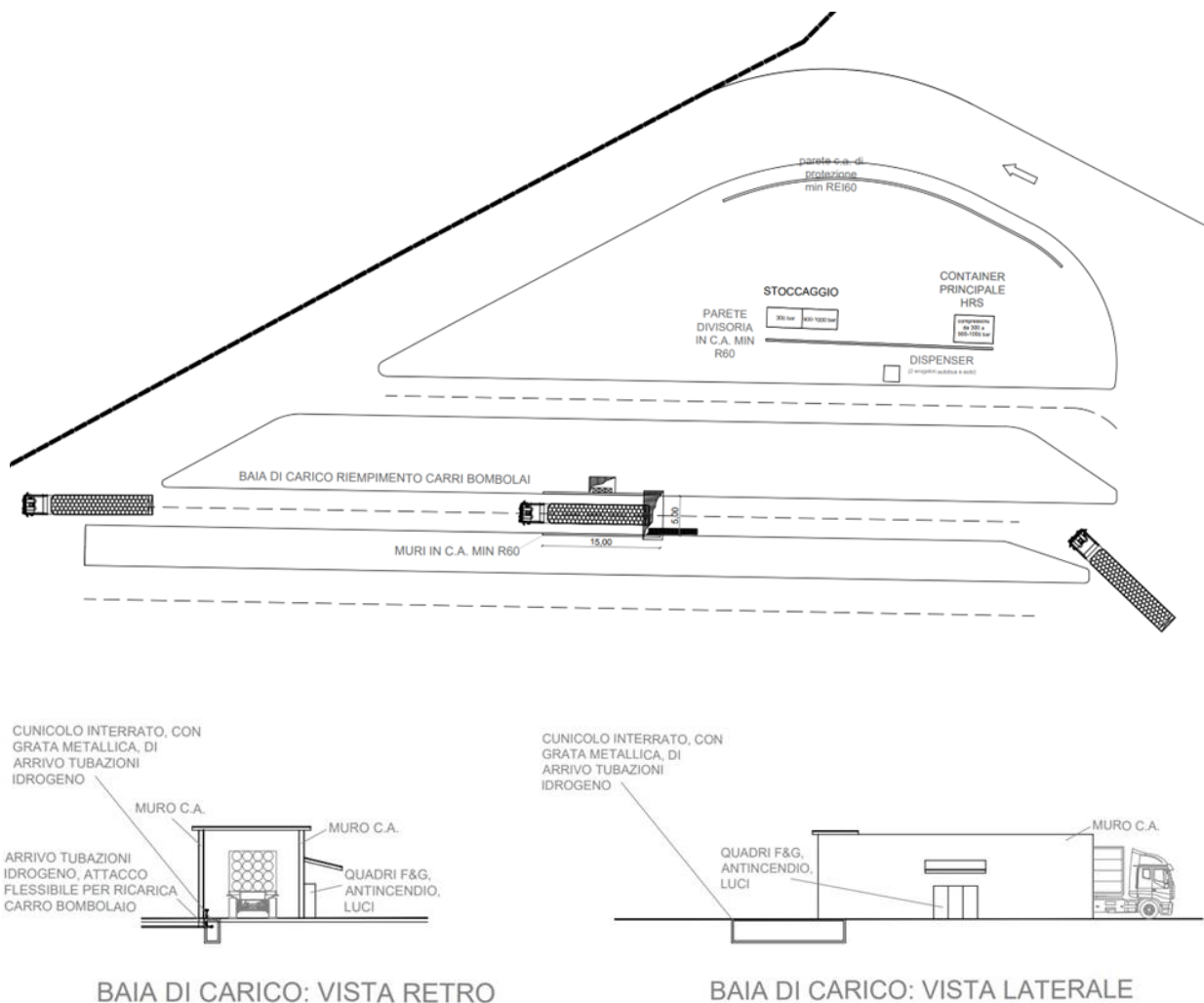


Figura 95: Pianta e viste dell'area delle baie di carico

4.2.6.8 Stazione di rifornimento idrogeno (HRS)

La stazione di rifornimento HRS per veicoli alimentati ad idrogeno si compone di un'unità di base comprendente un sistema di stoccaggio ed un dispenser. La stazione in Progetto prevede il rifornimento di autobus ed automobili, pertanto, necessita di due differenti pressioni operative e di stoccaggio. Nel dettaglio le automobili richiedono un sistema di compressione e stoccaggio a 900-1000 bar, mentre gli autobus (con riferimento alle flotte di autobus di Start Romagna) necessitano di compressione e stoccaggio a 300 bar. Ne consegue che all'interno del container principale HRS vi sarà necessità di un solo compressore per raggiungere le pressioni di erogazione tipiche delle automobili mentre per gli autobus si procederà a stoccare direttamente l'idrogeno proveniente dall'impianto di compressione principale a 300 bar. Il dispenser sarà dotato di doppia uscita alle due diverse pressioni operative.



4.2.7 Cavidotti di export a 380 kV tra Agnes Ravenna Porto e il punto di connessione alla RTN

Con riferimento alla corografia allegata, il tracciato in progetto dei cavi interrati a 380 kV parte dalla Stazione Elettrica di Trasformazione 220/380 kV di nuova realizzazione, in area “Agnes Ravenna Porto” localizzata nella vecchia Cassa di Colmata “A” limitrofa a Via Trieste ed arriva all’esistente stazione elettrica Terna denominata “La Canala”.

Per maggiori dettagli consultare la “Relazione tecnica cavidotti terrestri 380 kV”, doc. AGNROM_EP-R_REL-LTEC-TERRA.



Figura 96: Planimetria generale del tracciato elettrodotta in cavo interrato 380kV

L’elettrodotta sarà costituita da una linea interrata composta di tre cavi unipolari realizzati con conduttore in rame, isolante in XLPE, schermatura in guaina di alluminio e guaina esterna in PE. Ciascun conduttore di energia avrà una sezione di circa 2500 mm².

L’elettrodotta è costituito dai seguenti componenti:

- N°3 cavi unipolari di energia;
- buche giunti, poste a circa 500-800 m tra loro, ognuna composta da n°3 giunti unipolari dritti sezionati;
- per ogni buca giunti una relativa cassetta tripolare di sezionamento guaine, idonea al collegamento in cross-bonding degli schermi metallici dei cavi a 380 kV in corrispondenza dei giunti sezionati, costituita principalmente da involucro in acciaio inossidabile con grado di protezione IP67, da barre di connessione in rame stagnato per la connessione degli schermi metallici dei cavi;
- N°3 terminali unipolari adatti a connessione GIB posti in area esterna della nuova Stazione Elettrica di Trasformazione 220/380kV;



- N°3 terminali unipolari per esterno adatti a connessione AIS posti in area esterna della esistente Stazione Elettrica Terna “La Canala”;
- N°3 cassette unipolari di sezionamento e per messa a terra degli schermi metallici dei cavi in corrispondenza dei terminali, ognuna costituita principalmente da un involucro in poliestere con grado di protezione IP65 e barre di connessione in rame stagnato, poste per ognuno dei sostegni porta terminali ubicati in area esterna della nuova Stazione Elettrica di Trasformazione 220/380kV;
- N°3 cassette unipolari di sezionamento e per messa a terra degli schermi metallici dei cavi in corrispondenza dei terminali, ognuna costituita principalmente da un involucro in poliestere con grado di protezione IP65 e barre di connessione in rame stagnato, poste per ognuno dei sostegni porta terminali ubicati in area esterna della esistente Stazione Elettrica Terna “La Canala”;
- q.b. collari unipolari per il fissaggio del cavo AT ai sostegni porta terminali;
- q.b. collari per il fissaggio del cavo di messa a terra schermi metallici dei cavi AT posti in area esterna della nuova Stazione Elettrica di Trasformazione 220/380kV e dell’esistente Stazione Elettrica Terna “La Canala”;
- sistema di telecomunicazioni;
- sistema di monitoraggio cavi in trincea.

Le caratteristiche elettriche della linea costituente l’elettrodotto sono indicate nella Tabella seguente:

Tabella 64: Caratteristiche dell’elettrodotto in cavo 380kV

| | |
|---------------------------|----------|
| Frequenza nominale | 50 Hz |
| Tensione nominale | 380 kV |
| Corrente nominale | 1673 A |
| Potenza nominale | 1100 MVA |

Per quanto riguarda le caratteristiche dei singoli cavi, si espongono di seguito i dati rilevanti nella figura e nelle tabelle.



Figura 97: Esploso della composizione del cavo 380kV

Tabella 65: Caratteristiche costruttive cavo 380kV

| Dati costruttivi | Unità | Valore/Descrizione |
|--------------------------------|-----------------|---|
| Materiale del conduttore | | Rame |
| Tipo di conduttore | | Milliken, tamponato |
| Schermo semiconduttivo interno | | Strato polimerico semiconduttivo- estruso |
| Materiale dell'isolante | | XLPE |
| Schermo semiconduttivo esterno | | Uno strato polimerico semiconduttivo estruso Un nastro semiconduttivo igroespandente |
| Schermo metallico | | Nastro di alluminio saldato longitudinalmente ² |
| Guaina esterna | | PE estruso |
| Sezione conduttore | mm ² | 2500 |
| Diametro esterno | mm | 139 |
| Peso netto del cavo | Kg/m | 40,6 |



| | | |
|---|---|--------------------------------------|
| Raggio minimo di curvatura sotto trazione (MBR) | m | 4,2 |
| Sigla del cavo | | definizione in carico al costruttore |

Tabella 66: Parametri di sistema dell'elettrodotto in cavo 380kV

| Descrizione | Unità | Valore |
|---|-------|--------------|
| Tensione nominale U ₀ | kV | 380 |
| Tensione di fase U | kV | 220 |
| Tensione massima di funzionamento U _m | kV | 420 |
| Livello di tenuta ad impulso atmosferico U _p | kVp | 1425 |
| Corrente nominale I _n | A | 1673 |
| Fattore di carico | % | 100 |
| Massima corrente di corto circuito I _{cc} | kA | Da definirsi |
| Durata del corto circuito | s | 0,5 |

Tabella 67: Parametri elettrici del cavo 380kV

| Descrizione | Unità | Valore |
|--|-------|--------|
| Resistenza ohmica del conduttore a 20°C in CC | Ω/km | 0,0072 |
| Capacità | μF/km | 0,22 |
| Reattanza | Ω/km | 0,189 |
| Massima temperatura del conduttore in condizioni normali | °C | 90 |

4.2.8 Connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale

In data 06/11/2020 Agnes ha ottenuto da Terna la Soluzione Tecnica Minima Generale (STMG) per l'immissione nella RTN di 520 MW provenienti da n.2 impianti eolici offshore e 50 MW provenienti dal sistema BESS (codice pratica 201901778). In data 30/04/2021 ha invece ottenuto da Terna la STMG per l'immissione nella RTN di 100 MW proveniente da n. 1 impianto di fotovoltaico galleggiante (codice pratica 202002598). Entrambe le soluzioni di connessione prevedono il collegamento al medesimo stallo nella stazione RTN "Ravenna Canala" a Piangipane (RA).

In data 29/07/2022, in seguito ad una richiesta di modifica della STMG con codice 201901778, ha ottenuto da Terna la STMG aggiornata per l'immissione nella RTN di 600 MW da n.2 impianti eolici offshore e 50 MW provenienti dal sistema BESS (codice pratica 201901778).



Entrambe le STMG sono state accettate dalla società, con versamento a Terna pari al 30% del corrispettivo indicato. Sono stati puntualmente indicati a Terna l'avvio e il proseguimento dell'iter di autorizzazione seguiti dagli impianti interessati dalle due STMG. È stato inoltre ufficializzato l'impegno per la progettazione con la richiesta a Terna della documentazione tecnica relativa allo stallo di collegamento nella stazione "Ravenna Canala".

Lo stallo a 380 kV nel nodo Terna "La Canala" è già presente all'interno della stazione, quindi non richiede adeguamenti, prolungamenti di sezioni o qualsiasi opera di ampliamento.

Per le modalità di allaccio si rimanda ai due elaborati grafici seguenti:

- AGNR0M_EP-D_PLA-CRTN-STLL: Planimetria e sezioni dello stallo presso la Stazione Terna "La Canala"
- AGNR0M_EP-D_PLA-CRTN-AEREA: Planimetria della soluzione di connessione alla stazione Terna "La Canala" su foto aerea

4.3 Fase di costruzione

Nel presente sottocapitolo si riporta un riassunto delle fasi di costruzione relative ad ogni opera prevista in Progetto. Per una descrizione più dettagliata e maggiori informazioni si rimanda all'elaborato specifico AGNR0M_EP-R_REL-EPCI – "Relazione sulle attività di costruzione, installazione e commissioning delle opere".

4.3.1 Individuazione delle basi logistiche

Durante la fase di installazione dell'hub energetico Agnes Romagna sarà necessario disporre di più basi in una zona portuale come supporto logistico per tutte le operazioni di stoccaggio, assemblaggio, carico e trasporto. Per quanto riguarda gli impianti previsti a mare, sarà necessaria la definizione dell'area che, come di consueto nei progetti infrastrutturali in ambienti offshore, viene comunemente denominata "*marshalling harbour*". La sua importanza critica risiede nella possibilità di ottimizzare l'ingegneria esecutiva e l'ingegneria costruttiva di Progetto e garantire che i cantieri possano operare nel rispetto dei cronoprogrammi e delle misure di sicurezza.

Il *marshalling harbour* individuato per il Progetto è il porto di Ravenna, che fungerà quindi da base logistica per far transitare materiali, mezzi e personale impiegato per tutte le attività previste, con spazi dedicati per gli uffici necessari alla gestione delle operazioni ed al controllo, incluse sale riunioni, spogliatoi e servizi igienici. Inoltre, saranno previsti magazzini per lo stoccaggio e la movimentazione di componenti, di pezzi di ricambio (*spare parts*) e per la gestione dei rifiuti. Le aree dovranno necessariamente disporre anche di una banchina d'attracco per le imbarcazioni, da e verso gli impianti offshore del Progetto.



Figura 98: Aree di supporto al progetto Agnes Romagna, all'interno del Porto di Ravenna

Per quanto appena descritto, la proponente ha preliminarmente individuato tre aree all'interno del Porto di Ravenna (evidenziate nella figura sovrastante).

Per facilità di comprensione, le aree saranno così suddivise e denominate:

1. "Penisola Trattaroli" (in blu), per la logistica degli aerogeneratori, fondazioni incluse;
2. "Area Piomboni" (in verde), per la logistica delle sottostazioni elettriche;
3. "Area San Vitale" (in rosso), per la logistica dell'impianto fotovoltaico galleggiante.

L'individuazione delle tre basi logistiche è avvenuta a seguito di un lungo screening delle aree disponibili in zona portuale ravennate e hanno impiegato il proponente in numerosi colloqui con le aziende del Porto. Ai fini della loro individuazione, sono stati adottati principalmente i seguenti criteri:

- Estensione idonea a seconda delle attività previste



- Ubicazione, per quanto possibile, più vicina all'avamposto
- Presenza di una banchina operativa
- Piani attuali e futuri di utilizzo che rendano le aree trasformabili in cantieri temporanei nei periodi indicati nel cronoprogramma di Progetto (documento AGNROM_EP-R_CRONOPROGRAMMA).

4.3.2 Fondazioni e strutture

4.3.2.1 Prefabbricazione e assemblaggio

La scrivente, a valle di interlocuzioni con proprietari e gestori delle aree, potrà avere a disposizione aree all'interno del Porto di Ravenna, utilizzabili per lo stoccaggio e le fasi di load out delle chiatte di trasferimento, così come descritto in precedenza. Tali aree presentano caratteristiche di profondità, spazi e mezzi adeguati. Le fondazioni ed i componenti degli aerogeneratori saranno trasportati via mare dal luogo di fabbricazione al luogo di adeguato stoccaggio nel porto di Ravenna, in tal modo saranno ridotti i tempi di stand-by durante le operazioni di installazione. Si fa eccezione per i cavi che saranno caricati direttamente nello stabilimento di produzione dagli appositi mezzi di installazione.

Nelle figure seguenti si riporta un esempio di disposizione organizzativa dell'area di stoccaggio una volta che le fondazioni e le strutture giungeranno in sito, prendendo in riferimento la penisola Trattaroli. È importante considerare che i numeri utilizzati per simulare una situazione di stoccaggio sono indicativi, si eseguiranno considerazioni più dettagliate una volta confermati i mezzi di installazione ed i fornitori.



Figura 99: Ipotesi di stoccaggio 50 monopali e 50 elementi di transizione in posizione orizzontale



Figura 100: Ipotesi di stoccaggio monopali, torri e pale in posizione orizzontale, elementi di transizione in posizione verticale

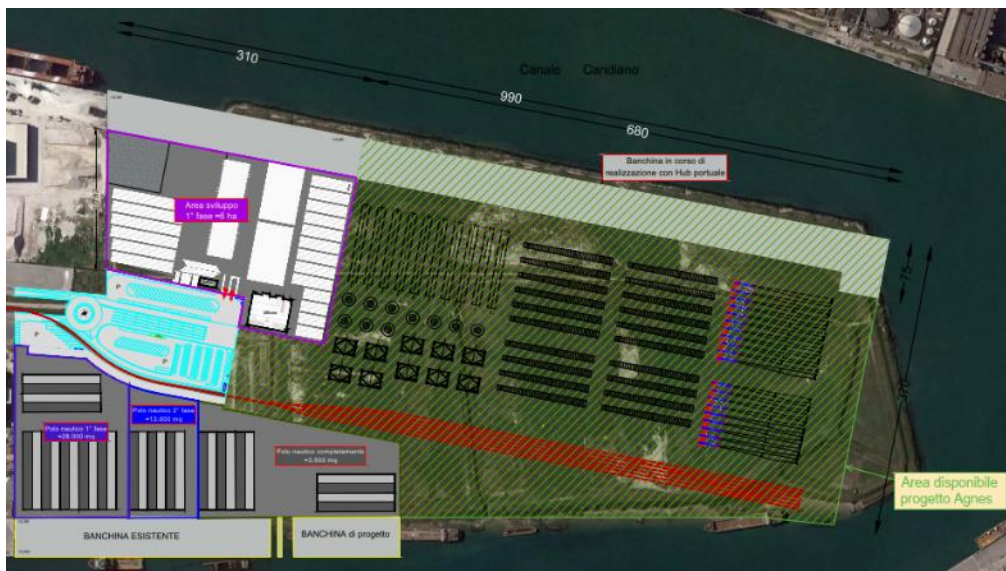


Figura 101: Ipotesi di stoccaggio monopali, torri e pale in posizione orizzontale, elementi di transizione e jacket in posizione verticale



4.3.2.2 Installazione delle fondazioni

Dopo aver ultimato la preparazione del fondo marino, si potrà procedere con le attività di installazione.

Monopalo

La struttura del monopalo, considerando le dimensioni tra 8.0 m e i 10.0 m di diametro e lunghezza attorno agli 80.0 m, sarà caricata e trasportata sulla bettolina in posizione orizzontale.

Per il trasporto delle fondazioni monopalo dal porto verso il sito di installazione è necessario utilizzare una chiatte, trainata da un rimorchiatore di capacità adeguata. In alternativa i monopali possono essere posizionati con particolari sistemi di fissaggio sul ponte della nave, in caso si utilizzi una nave *jack-up* o una nave per carichi pesanti, dotate di ampio spazio sul ponte principale. Sarà possibile avere diverse configurazioni, trasportando solo i monopali o trasportando monopali e relativi elementi di transizione per poter eseguire la sequenza di installazione.



Figura 102: Chiatte per il trasporto di fondazioni monopalo ed elementi di transizione



Figura 103: Nave jack-up con monopali ed elementi di transizione fissati sul ponte della nave



Figura 104: Nave HLV con monopali ed elementi di transizione fissati sul ponte della nave

L'installazione dovrà essere eseguita con Heavy-Lift Vessel (HLV) o Jack-up Vessel di classe superiore rispetto alle altre tipologie di fondazione analizzate in questo studio; inoltre, sulla HLV dovrà essere predisposta una attrezzatura specifica per la verticalizzazione del Monopalo.



I pali saranno installati nel fondale marino con un martello idraulico (alimentato dalla nave di installazione o da un generatore situato sul ponte). La capacità di infiggere i pali alla profondità richiesta può essere limitata in un determinato luogo da:

- Strati profondi di materiale granulare denso/ grossolano/ depositi di ghiaia grossolana;
- Ostacoli interrati, come massi;
- Roccia e/o roccia.

Per tale scopo è importante svolgere un'accurata campagna geotecnica nell'area di interesse.

L'installazione può includere anche metodi di perforazione per assistere le operazioni di palificazione. La trivellazione può essere utilizzata quando le condizioni del fondale marino rendono difficile l'infissione.

Il metodo "drive-drill-drive", che prevede l'utilizzo di entrambi i metodi di guida e di perforazione per installare un determinato monopalo, è stato utilizzato con successo in diversi progetti, per superare le condizioni difficili del terreno, tra cui argilla e gesso.

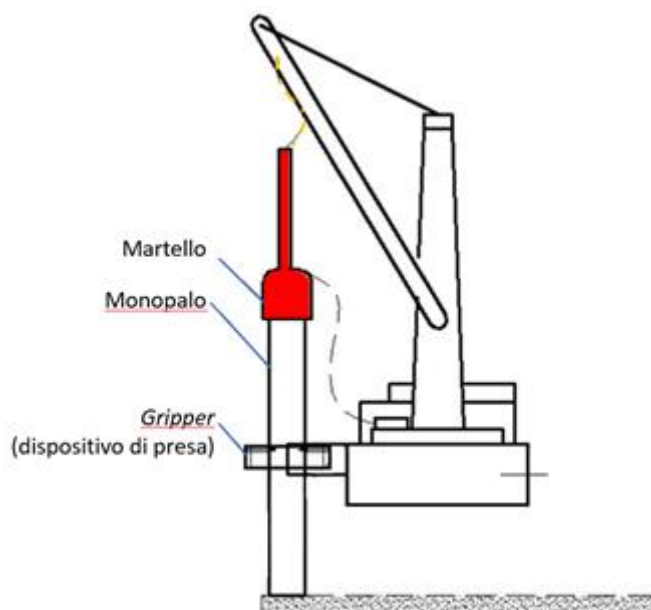


Figura 105: Installazione di fondazioni monopalo – Schematica dei componenti principali

Si riassume la sequenza delle operazioni per l'installazione delle fondazioni:

- Caricamento delle fondazioni sulla chiatta presso il porto di Ravenna;
- Traino della chiatta fino al punto di installazione;



- Posizionamento della nave *jack-up* nel luogo di installazione;
- Sollevamento del monopalo dalla chiatta fino alla posizione verticale e apertura del *gripper*;
- Preparazione del martello idraulico, posizionandolo in cima al monopalo;
- Infissione del palo fino alla profondità desiderata;
- Rimozione del martello e del *gripper*;
- Discesa della nave *jack-up* e spostamento verso il punto di installazione successivo.

Il rumore che scaturisce dalle operazioni di *hammering* durante l'infissione dei pali rappresenta una delle maggiori criticità. I livelli di rumore raggiunti potrebbero disturbare la fauna marina e potranno quindi essere messe in campo misure di mitigazione che prevedono tecniche di schermatura, assorbimento e dispersione.

Tabella 68: Esempio di misure di mitigazione per rumore generato dall'infissione dei monopali

| Categoria | Riduzione del rumore |
|---|----------------------|
| Bubble curtains (let. tende di bolle di aria) | 11-21 dB |
| Bubble curtains (let. tende di bolle di aria) | 11-15 dB |
| Isolation castings (let. getti isolanti) | 5-17 dB |
| Isolation castings (let. getti isolanti) | 6-8 dB |
| Cofferdam | 17-23 dB |

Si tenga in considerazione il fatto che le soluzioni ad oggi proposte e disponibili sul mercato sono state ideate e realizzate per le operazioni nelle aree marine del nord Europa, Mare del Nord in prevalenza.

Per la messa in opera di soluzioni come la *bubble curtain* è necessario l'impiego di mezzi aggiuntivi quali navi apposite, mentre ci sono sistemi che possono essere direttamente integrati nel martello.



Figura 106: Schematica di esempio: Bubble curtain grande durante operazioni di installazione

Successivamente all'installazione della fondazione, si procede con gli elementi di transizione. Gli elementi di transizione vengono portati nell'area di progetto su una chiatta o sulla nave di installazione e sollevati in posizione. Se non vi è una connessione bullonata, la malta viene quindi pompata nello spazio tra il tubolare centrale della fondazione e l'elemento di transizione e lasciata indurire. In genere, è necessaria una malta ad alta resistenza e basso ritiro per resistere alle notevoli sollecitazioni di compressione nei giunti. La miscela di cemento è fortemente inerte e può essere miscelata a bordo delle navi di installazione o miscelata a terra e trasportata in cantiere.

Jacket a tre gambe

I componenti della struttura saranno trasportati tramite chiatta, trainata da rimorchio fino al sito di installazione dove le operazioni saranno eseguite utilizzando una nave per sollevamento di carichi pesanti.

Sono tre le principali fasi previste per l'installazione, ognuna delle quali corrisponde ad una campagna in mare.

La prima fase prevede l'installazione e la battitura dei pali di fondazione, attraverso l'uso di un template, struttura ausiliaria in acciaio che funge da guida per il posizionamento dei tre pali. Si procederebbe con il posizionamento del template in acqua ed il successivo inserimento dei tre pali, raggiunta la profondità di interrimento di progetto si rimuove il template e si passa al successivo sito di installazione. In questo caso i pali potranno essere installati da una nave installatrice diversa da quella che posizionerà il jacket.

A questo punto con la gru dell'HLV si solleverà ed installerà il jacket, inserendolo nei pali di fondazione precedentemente installati.



I jackets saranno montati sui pali con disposizione “pin and socket” nel quale le gambe del jacket sono inserite nei pali (di solito in caso di pre-palificazione) o i pali sono inseriti negli sleeves alla base del jacket (di solito in caso di post-palificazione).

Infine, sempre ad opera dell’HLV, sarà installato l’elemento di transizione e assicurato alla fondazione tramite saldatura. L’ultima operazione prevista è la cementazione dell’anello tra la gamba del jacket ed il palo di fondazione.

Multipalo

I pali saranno trasportati con chiatte trainate da rimorchio; dato il peso e la dimensione minori dei pali sarà possibile utilizzare una nave con capacità inferiore rispetto all’HLV.

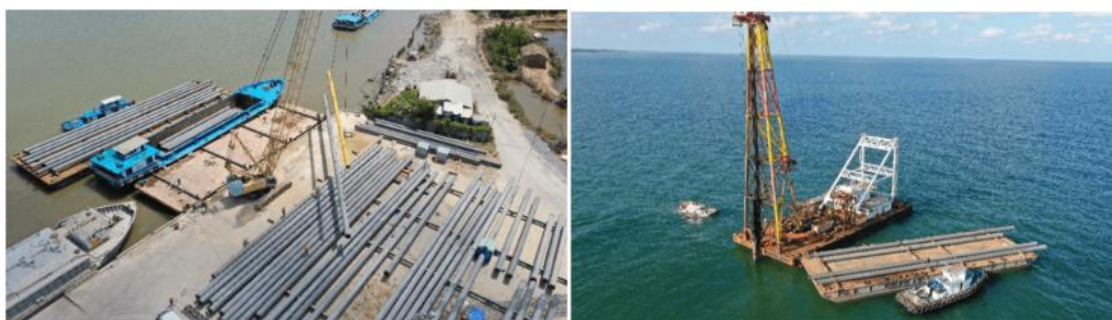


Figura 107: Operazioni di carico in porto dei pali per la fondazione multipalo

La gru della nave utilizzata solleverà e verticalizzerà i pali che saranno posizionati all’interno di un apposito dispositivo di presa che ne manterrà l’inclinazione durante la fase di battitura tramite martello.

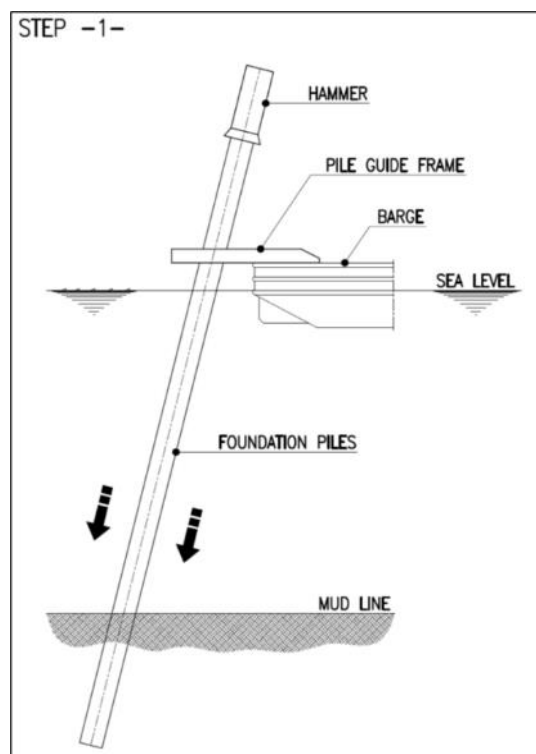


Figura 1: Installazione pali con guida

Una volta installati i sei pali che compongono la fondazione si passa alla struttura di transizione in calcestruzzo, sollevata con un gancio singolo sarà posizionata sopra i pali. Il collegamento tra le estensioni della struttura in calcestruzzo e la testa dei pali inglobata sarà eseguito tramite saldatura.

4.3.3 Aerogeneratori

La costruzione della componentistica degli aerogeneratori avverrà in aree distanti dal luogo di installazione, con alcuni componenti che saranno prodotti in continente asiatico ed altra componentistica in continente europeo.

I componenti verranno trasportati via mare o via terra fino a giungere all'area di stoccaggio nel porto di Ravenna, con area adeguata preliminarmente individuata nella penisola Trattaroli.

Una volta arrivati a destinazione i componenti dell'aerogeneratore, tutte le attività di assemblaggio che possono essere effettuate a terra dovranno essere svolte, prima dell'installazione in mare successivamente all'installazione delle fondazioni e dell'elemento di transizione.



L'installazione della torre precede l'installazione della navicella e delle pale. Una nave sarà utilizzata per il trasporto dei componenti mentre un'altra sarà adoperata per l'installazione.

Il caricamento delle componenti è effettuato tramite gru che sollevano i pezzi, li spostano orizzontalmente e li calano sulla nave, con relativa messa in sicurezza e sgancio.

La navicella e le pale della turbina potrebbero essere trasportate in loco e installate da una nave installatrice (*jackup vessel*) oppure trasportate su una chiatte da cui verrebbero sollevate e poi installate tramite una nave installatrice separata.

L'assemblaggio dovrà essere effettuato in mare, con rotore e pale che vengono singolarmente assemblati a mare nella navicella, massimizzando il trasporto dei componenti.

Nel caso in cui i vessels degli operatori possano trasportare l'assieme di pale e mozzo, si potrà minimizzare il tempo impiegato delle navi per l'installazione, anche se, la logistica sia a terra che in mare aumenta esponenzialmente.

Vengono quindi considerati gli step di installazione dell'aerogeneratore come segue:

- Trasporto della torre, della navicella e delle pale tramite chiatte e rimorchio;
- Installazione dei tronconi della torre sull'elemento di transizione con jack-up;
- Installazione della navicella+rotore nella torre con jack-up;
- Montaggio delle pale nella navicella con jack-up.



Figura 108: Fase di installazione aerogeneratori in mare



4.3.4 Impianto fotovoltaico galleggiante

4.3.4.1 Alternativa tecnologica 1: struttura sopraelevata

Costruzione e assemblaggio

L'assemblaggio delle piattaforme non richiede un cantiere apposito, ma può essere adottata una linea di assemblaggio temporanea chiamata “pop-up factory”, la quale riduce sensibilmente il numero di personale necessario durante le operazioni.

Le piattaforme vengono assemblate nelle aree disponibili delle banchine e, mediante l'utilizzo di una gru, posizionate in acqua dove saranno trainate da due rimorchiatori fino al sito. Si considera che ogni giorno vengano assemblate 3 piattaforme, ossia 250 kW di capacità di assemblaggio al giorno. Per ogni linea di assemblaggio è necessaria una squadra di circa 50-60 persone, divisa in gruppi di lavoro da 10 persone impegnate rispettivamente nell'assemblaggio dei tralicci, delle piattaforme triangolari, dei pannelli fotovoltaici e, infine, dei galleggianti. Nel complesso, le tempistiche necessarie per completare l'assemblaggio dell'impianto da 100 MW sono comprese tra i 130 e i 400 giorni. La soluzione ottimizzata per assemblaggio ed installazione, al fine di ridurre i tempi, è di considerare 150/180 persone che operano su tre linee di assemblaggio in parallelo. La capacità di assemblaggio è di 750 kW al giorno circa, riducendo il periodo di montaggio a 150 giorni.

Trasporto

Le piattaforme triangolari assemblate vengono poi posate in acqua con l'utilizzo di carrelli di trasferimento.

Dopo la posa in acqua, le piattaforme vengono collegate in serie con cavi temporanei, per poi essere trasportate fino al sito di Romagna 1 da due rimorchiatori (tugboats); i rimorchiatori possono trainare fino a 4 piattaforme triangolari in un unico viaggio.

La distanza del sito, dalla banchina di partenza delle piattaforme, è di 41 km circa: si prevede, pertanto, un periodo di 8 mesi per la conclusione dell'installazione dell'impianto fotovoltaico da 100 MW, cioè il trasporto di 96 piattaforme triangolari per ognuna dei 13 strutture esagonali.

Installazione in sito

Tutti gli ancoraggi di un singolo impianto dovranno essere disposti prima che le piattaforme arrivino al sito di installazione. Quando arriveranno le prime piattaforme triangolari, alcune saranno parzialmente fissate ad ormeggi permanenti mentre altri saranno fissati ad ormeggi temporanei, i quali hanno la funzione di mantenere le cime permanenti in posizione e di garantire stabilità alle piattaforme. Con il successivo arrivo e installazione di nuovi set di piattaforme, le linee di ormeggio temporanee verranno rilasciate e saranno



sostituite da linee di ormeggio permanenti, ripetendo il procedimento fino alla completa installazione dell'impianto.

Le ancore e le cime di ormeggio possono essere installate con rimorchiatori classici, che possono installare circa 10-12 ancore al giorno; le cime di ormeggio e le ancore vengono preparate a terra e caricate sul rimorchiatore.

4.3.4.2 *Alternativa tecnologica 2: struttura a membrana*

Costruzione e assemblaggio

Per la fase di costruzione si assembla inizialmente l'anello di galleggiamento, saldando tra di loro i tubi in HDPE, con l'aiuto di piccole gru. L'anello di galleggiamento è, poi, rinforzato con anelli di sostegno nei punti di giunzione. Tutti i materiali necessari sono trasportati nel sito di assemblaggio mediante un container di circa 12 metri. Dopo aver assemblato la struttura portante, si aggancia la membrana in materiale PVC, tirata direttamente dalla squadra di operatori, grazie a corde fissate alle estremità della membrana. Dopo aver teso correttamente la membrana, la struttura galleggiante viene spostata in acqua e fissata alla banchina con corde temporanee. Essendo la membrana calpestabile dal personale, si procede all'installazione dei pannelli fotovoltaici, delle pompe di sentina e di tutti i componenti elettrici, quali cavi, stringhe e inverter.

Trasporto

La struttura galleggiante, una volta ultimata, è trasportata fino al sito da due rimorchiatori, per poi essere fissata e ancorata a boe di superficie, briglie e ancore pre-posizionate. Vi è la possibilità di trasportare fino a due piattaforme galleggianti alla volta. La capacità tipica di installazione è di 1,5-2 MW al giorno, per un totale di 50-67 giorni necessari per completare l'installazione.

Installazione

Il telaio di ormeggio per le 10 piattaforme circolari che compongono il cluster da 6.64 MW è prefabbricato. Le ancore e le linee di ormeggio sono posizionate a coordinate predefinite e vengono collegate al telaio di ormeggio. Una volta collegate, le cime di ormeggio vengono regolate per garantire la corretta pretensione del sistema di ormeggio. Le piattaforme circolari, in arrivo dal sito di assemblaggio, sono collegate al telaio di ormeggio con l'utilizzo di briglie di ormeggio, senza la necessità di cime temporanee, come per l'installazione delle piattaforme triangolare per la tecnologia rigida sopraelevata.



4.3.5 Cavi marini

L'installazione dei cavi dovrà essere eseguita dal fornitore con un'ideale nave posacavi, che soddisfi ogni prescrizione, limitazione e standard di design definito in fase di progettazione esecutiva e imposto dalle specifiche dei cavi da installare.

La fase di messa in opera dei cavi sottomarini generalmente si sviluppa attraverso le seguenti attività:

Tabella 69: Attività previste nella fase esecutiva di messa in opera dei cavi sottomarini

| Attività num. | Descrizione |
|---------------|---|
| 01 | Caricamento del cavo e trasporto |
| 02 | Preparazione del fondale marino prima dell'installazione (incl. PLGR) |
| 03 | Installazione (incl. <i>pulling on platforms</i>) |
| 04 | Protezione dei cavi mediante <i>Post-lay Burial</i> |
| 05 | Protezione dei cavi marini |
| 06 | Rilievo As-built |
| 07 | Cable crossing |
| 08 | Terminazione dei cavi e Collaudo |



Figura 109: Esempio di idonea nave posacavi



Per una descrizione dettagliata di tutte le fasi si rimanda al documento di Progetto AGNROM_EP-R_REL-EPCI – “Relazione sulle attività di costruzione, installazione e commissioning delle opere”.

4.3.6 Sottostazioni elettriche marine

La struttura della sottostazione elettrica di trasformazione offshore sarà composta da:

- Fondazione, con funzione di sostegno del topside e alloggio dei j-tube per i cavi;
- Topside, elemento che alloggerà le strumentazioni per la trasformazione elettrica 66/220 kV

Entrambi i componenti saranno realizzati e stoccati a terra per poi essere trasportati ed installati con l'utilizzo di navi attrezzate. I mezzi utilizzati durante la fase di installazione saranno una chiatta da carico ed un *Heavy Lift Vessel (HLV)*, nave da sollevamento per carichi pesanti.

Saranno di seguito descritte le operazioni di installazione delle sottostazioni elettriche, in particolare per entrambe le tipologie di fondazione considerate per lo stato attuale del progetto.

I mezzi utilizzati durante la fase di installazione saranno:

- Chiatta da carico, utilizzata per il trasporto di *jacket*, pali di fondazione e *topside* dal cantiere al punto di installazione;
- HLV (*Heavy Lift Vessel*), nave utilizzata per il sollevamento di carichi pesanti.

Prima di iniziare le operazioni di installazione delle strutture di fondazione dovrà essere eseguito un accurato sopralluogo del fondale nella zona di installazione in modo da individuare eventuali ostacoli da rimuovere e verificare che il fondale sia regolare. Il sopralluogo potrà essere eseguito tramite ROV (*Remote Operated Vehicle*).

Sottostazione con fondazione jacket a quattro gambe

Il jacket ed i pali di fondazione saranno trasportati al sito di installazione tramite chiatta, quest'ultima ormeggerà a fianco della nave utilizzata per le operazioni successive.

L'HLV solleverà il jacket dalla chiatta e lo introdurrà in acqua nel punto predefinito da piano progettuale, una volta smobilitata la chiatta di supporto. Una volta posizionato sarà necessario infiggere, all'interno dei piedi delle gambe del jacket, i pali di fondazione.

Ogni palo sarà sollevato dalla chiatta tramite HLV, posto in posizione verticale ed inserito nel piede del jacket, al raggiungimento della penetrazione di equilibrio la gru sarà scollegata. Questa operazione sarà ripetuta per i quattro pali della fondazione, la fase successiva prevede l'utilizzo della gru per il sollevamento del battipalo. Le caratteristiche del battipalo dovranno essere tali da garantire il raggiungimento dell'infissione di progetto senza provocare eccessive sollecitazioni nel palo stesso.



Il battipalo sarà posizionato sulla testa del palo e si eseguiranno le operazioni di battitura, fino al raggiungimento della profondità di penetrazione finale.

Completata l'installazione dei quattro pali saranno eseguite misurazioni per verificarne il corretto posizionamento, inclinazione e profondità. A questa fase seguiranno le operazioni che renderanno il collegamento tra palo e jacket permanente, tramite l'iniezione di malta nel giunto tra il piede della struttura ed il palo di fondazione. La cementazione avverrà attraverso linee di cementazione preinstallate nella fondazione, la tenuta del cemento nell'intercapedine dovrà essere garantita attraverso appositi sistemi di ritenuta attivi (inflatable packers) o passivi (grout seals) installati nella parte inferiore della gamba.

Terminata l'installazione del jacket, in una differente seconda campagna, sarà installato il topside.

Il topside sarà composto da un unico elemento, posizionato su una chiatta e trainato al sito di installazione. Lì il sollevamento avverrà tramite nave HLV che andrà a posizionare il topside sopra la struttura di fondazione ed il collegamento avverrà tramite saldatura.

La fase successiva prevederà il commissioning della sottostazione, con il tiraggio dei cavi elettrici dentro ai J-tube tramite verricello e la successiva connessione con le apparecchiature elettriche.

Sottostazione con fondazione monopalo

Le operazioni prevedono in primo luogo l'installazione del monopalo in acciaio, con procedura analoga a quella eseguita per l'installazione dei monopali di fondazione per aerogeneratori.

Con l'ausilio di una nave per carichi pesanti (HLV) il monopalo sarà collegato alla gru e sollevato, dalla chiatta su cui è stato trasportato, fino a raggiungere la posizione verticale. A questo punto il monopalo viene collocato all'interno del dispositivo di presa (gripper) e lasciato inizialmente penetrare per gravità. Successivamente la gru viene disconnessa dal monopalo, e connessa al martello battipalo per sollevarlo e posizionarlo alla cima del monopalo. Sarà quindi eseguita la battitura, fino al raggiungimento della profondità di progetto, momento in cui sarà rimosso il martello battipalo e si potrà proseguire con l'installazione degli altri componenti del sistema di fondazione.

Il successivo componente installato sarà la gabbia per la protezione dalla corrosione, a cui sono uniti i J-tube per i cavi elettrici. L'elemento sarà trasportato in posizione verticale su chiatta, sollevato con la gru dell'HLV e posizionato sul monopalo installato. Lentamente sarà abbassato fino a raggiungere la posizione finale dove sarà unito al monopalo tramite saldatura.

Infine, sarà sollevato e posizionato in cima al monopalo l'elemento di transizione (in giallo nella figura precedente), predisposto per accogliere la sovrastruttura della sottostazione.

Il topside sarà composto da un unico elemento, posizionato su una chiatta e trainato al sito di installazione. Lì il sollevamento avverrà tramite nave HLV che andrà a posizionare il topside sopra la struttura di fondazione ed il collegamento avverrà tramite saldatura.



La fase successiva prevederà il commissioning della sottostazione, con il tiraggio dei cavi elettrici dentro ai J-tube tramite verricello e la successiva connessione con le apparecchiature elettriche.

4.3.7 Opera di approdo e pozzetto di giunzione

L'operazione HDD (Horizontal Directional Drilling) sarà eseguita da una macchina di perforazione situata nel punto di ingresso prestabilito dove verrà installato anche il cantiere operativo principale che includerà le necessarie attrezzature ausiliarie. La perforazione del foro pilota verrà eseguita spingendo una testa di perforazione all'interno del terreno con un angolo di ingresso approssimativamente compreso tra 10 e 15°. Un set di aste di perforazione viene aggiunto man mano che la perforazione procede e spinte seguendo un percorso definito.

Il punto di partenza dell'asse di perforazione sarà a circa 1 / 1,5 metri al di sotto del piano di campagna al fine di aumentare la profondità della perforazione in prossimità dei tratti sensibili (presenza interferenze).

Il punto di uscita sottomarino sarà in corrispondenza delle coordinate individuate negli elaborati grafici allegati al Progetto. Una chiatta ("pontone") sarà ormeggiata in prossimità del punto di uscita per assistenza durante tutte le operazioni del drilling (foro pilota, alesatura e tiro della tubazione).

All'uscita del foro pilota verrà collegato l'utensile di alesatura al rig di perforazione. L'alesatura del foro pilota si ottiene utilizzando la rotazione del rig di perforazione impressa all'alesatura di forma tronco conica che creerà un anulus di dimensioni idonee al passaggio del tubo o fasci di tubi.

Le sezioni del tubo HDPE saranno collegate a terra mediante saldatura e l'intera lunghezza del tubo verrà trasportata per galleggiamento da barche di assistenza nelle posizioni del foro di uscita. Il tubo verrà quindi tirato attraverso il foro forato fino a raggiungere il foro di ingresso a terra.

La saldatura delle canne dei tubi dovrà essere eseguita in modo tale da evitare il più possibile bavette interne difficilmente rimovibili una volta collegati tutti i tubi.

Quando il tubo HDPE è installato e l'operazione HDD è completata, l'area del foro di perforazione a terra verrà ripristinata alle sue condizioni originali.

Di seguito è riportata una tabella che elenca i vari passaggi di ciascuna delle tre principali attività (foro pilota, alesatura, tiro tubazione).

Tabella 70: Schema delle sottofasi dell'HDD

| Mobilitazione e preparazione del sito | |
|---------------------------------------|---|
| Sequenza | Attività |
| 0 | Ottenimento permessi, autorizzazioni demaniali e ordinanze specchi d'acqua interessati dalle attività |
| 1 | Delimitazione dell'area di cantiere a terra |
| 2 | Picchettamento del punto di ingresso a terra e individuazione tramite coordinate del punto di arrivo a mare |



| | |
|-----------------------------------|---|
| 3 | Verifica presenza sottoservizi potenzialmente interferenti |
| 4 | Approvvigionamento idrico |
| 5 | Allestimento area di lavoro |
| 6 | Preparazione buca di ingresso |
| 7 | Posizionamento macchina e allestimento di tutte le connessioni necessarie |
| 8 | Controllo sottomarino in prossimità del punto di uscita a mare per controllo eventuali interferenze non rilevate in fase di survey e presenza di vegetazione |
| 9 | Verifica e controllo delle attrezzature |
| Operazione di alesatura | |
| 10 | Preparazione delle batterie di aste per l'esecuzione del foro pilota |
| 11 | Calibrazione del sistema di guida e realizzazione campo magnetico artificiale (almeno nel tratto a mare) |
| 12 | Esecuzione del foro pilota mediante ausilio di fanghi bentonitici |
| 13 | Operazioni propedeutiche all'installazione degli utensili di alesatura a mare |
| 14 | Recupero eventuale fuoriuscita di fanghi bentonitici |
| 15 | Collegamento degli utensili preposti all'alesatura del foro |
| 16 | Esecuzione 1 st back-reaming (utile per questa perforazione prevedere batteria d'aste posteriore al fine di poter garantire l'alesatura senza soluzione di continuità – opzione da definire anche in funzione delle condizioni meteo marine) |
| 17 | Esecuzione 2 st o n back-reaming (sovente sono necessari più passaggi di alesatura per la realizzazione del foro finale) |
| Installazione di tubi HDPE | |
| 18 | <p>Stesa e saldatura delle tubazioni in prossimità della buca di partenza o in area attigua con spazi idonei per la stesa dell'intera stringa da installare.</p> <p>Verifica ed eliminazione di eventuali bavette di saldatura presenti lato interno tubo (opzione eventualmente attivata dal cliente)</p> <p>NB in caso di impossibilità di realizzare l'intero collegamento a terra è possibile realizzare n spezzoni da trasportare via mare in prossimità del punto di uscita provvedendo a saldarli poi insieme da pontone anche se sarebbe preferibile preparare l'intera stringa a terra</p> |
| 19 | Installazione di apposita fune messaggera all'interno delle tubazioni |
| 20 | Trasporto della stringa di tubazione per galleggiamento via mare in corrispondenza del punto di installazione, mediante barche di supporto |
| 21 | Collegamento della tubazione con l'alesatore mediante interposizione di apposito utensile girevole |
| 22 | Tiro della tubazione all'interno del foro |
| 23 | Scollegamento della tubazione in prossimità della buca di partenza e taglio di extra lunghezze di tubazione con puntuale alesatura degli spigoli (evitare presenza di spigoli vivi alle estremità) |
| 24 | Sagomatura delle tubazioni in prossimità del raccordo la Buca giunti terra mare |



| | |
|-----------------------|--|
| 25 | Esecuzione pigging test (opzione eventualmente richiesta dal cliente) |
| 26 | Chiusura delle testate delle tubazioni con appositi tappi di protezione |
| Smobilitazione | |
| 27 | Rimozione delle attrezzature |
| 28 | Ripristino delle aree interessate dalle lavorazioni incluso smaltimento fanghi di perforazione |

Per una descrizione delle singole fasi espone in tabella si rimanda alla relazione specialistica “Relazione tecnica sulle opere di approdo in zona costiera” AGNROM_EP-R_REL-APPRODO-HDD.

4.3.8 Cavi elettrici terrestri a 220 kV

Per maggiori dettagli consultare la “Relazione tecnica dei cavidotti terrestri 220 kV”, doc. AGNROM_EP-R_REL-LTEC-TERRA. Di seguito verrà fornito un riassunto per quanto riguarda la fase di installazione dell’elettrodotta in cavo a 220 kV in zona terrestre.

Le profondità di posa dei cavi intese come profondità dei piani di appoggio, saranno quindi di 1,4 e 1,5 m, rispettivamente per posa su strada urbana ed extraurbana, e per posa in terreno agricolo.

Nello stesso scavo, a distanza di almeno 0,3 m dai cavi di energia, sarà posato un tritubo di diametro 50 mm; all’interno di uno dei tre tubi che lo compongono verrà installato un cavo con fibre ottiche (FO) da 48 fibre per trasmissione dati e protezioni elettriche delle linee.

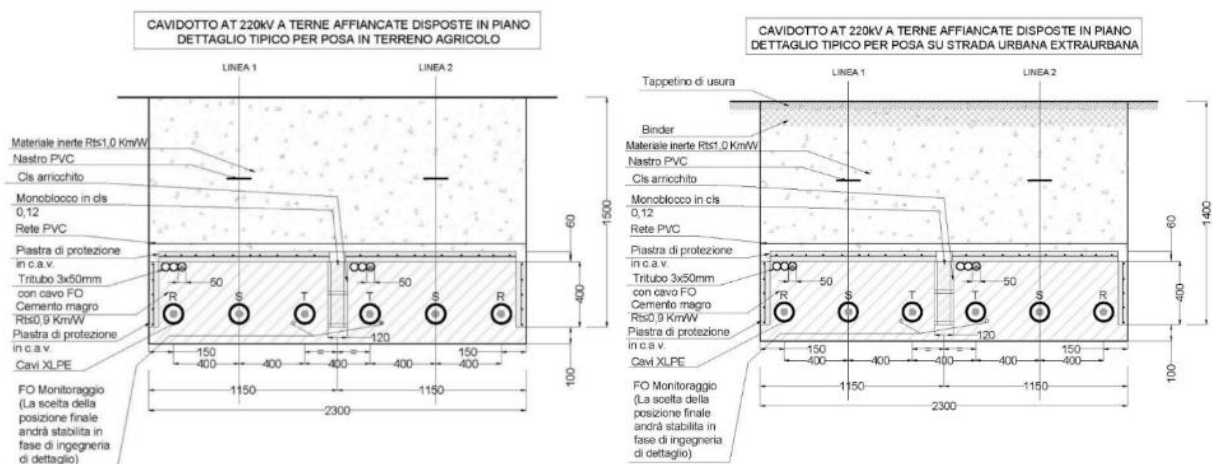


Figura 110: Dettaglio posa cavi in terreno agricolo (sinistra) e strada (destra)



La realizzazione dell'opera di cavo interrato 220 kV avverrà per fasi sequenziali di lavoro che permettano di contenere le operazioni in tratti limitati della linea di progetto (500/700 metri), con un avanzamento progressivo sul corridoio.

Le attività si articolano nelle tre fasi sequenziali di realizzazione infrastrutture provvisorie, realizzazione di opere di escavazione e infine la posa dei cavi con collaudo e ripristino dell'area.

Le fasi di costruzione si possono quindi semplificare negli step seguenti:

- Realizzazione delle opere per la cantierizzazione temporanea dell'area e controllo sulla sicurezza del cantiere, segregazione delle aree di lavoro con idonea recinzione, preparazione dell'area di lavoro con rimozione degli ostacoli superficiali, realizzazione delle piazzole di stoccaggio per il deposito delle bobine dei cavi
- Picchettamento e tracciamento del percorso cavi e delle buche giunti
- Apertura del cantiere (fascia di lavoro) e scavo della trincea, scarificazione dell'asfalto, dove necessario, per mezzo di fresatrice a freddo, scavo della trincea mediante escavatore con benna o macchina scava-trincea
- Posa dei cavi e realizzazione delle giunzioni, con posizionamento dell'argano e delle bobine contenenti i cavi
- Collaudo
- Ricopertura della linea e ripristini con compattazione del materiale di rinterro mediante piastra vibrante e, dove necessario, compattazione degli strati di asfalto per mezzo di rullo compattatore

Per una descrizione più dettagliata e maggiori informazioni si rimanda all'elaborato specifico AGNROM_EP-R_REL-EPCI – “Relazione sulle attività di costruzione, installazione e commissioning delle opere”.

Tutti i sottoservizi esistenti dovranno essere esattamente localizzati al fine di evitare danneggiamenti durante le fasi di scavo ed installazione. Gli scavi in prossimità dei sottoservizi dovranno essere eseguiti a mano.

Nel caso in cui non sia possibile eseguire gli scavi con l'interramento del cavo, in prossimità di particolari attraversamenti di opera esistenti lungo il tracciato (strade, fiumi, ecc.), potrà essere utilizzato il sistema di attraversamento in trenchless.

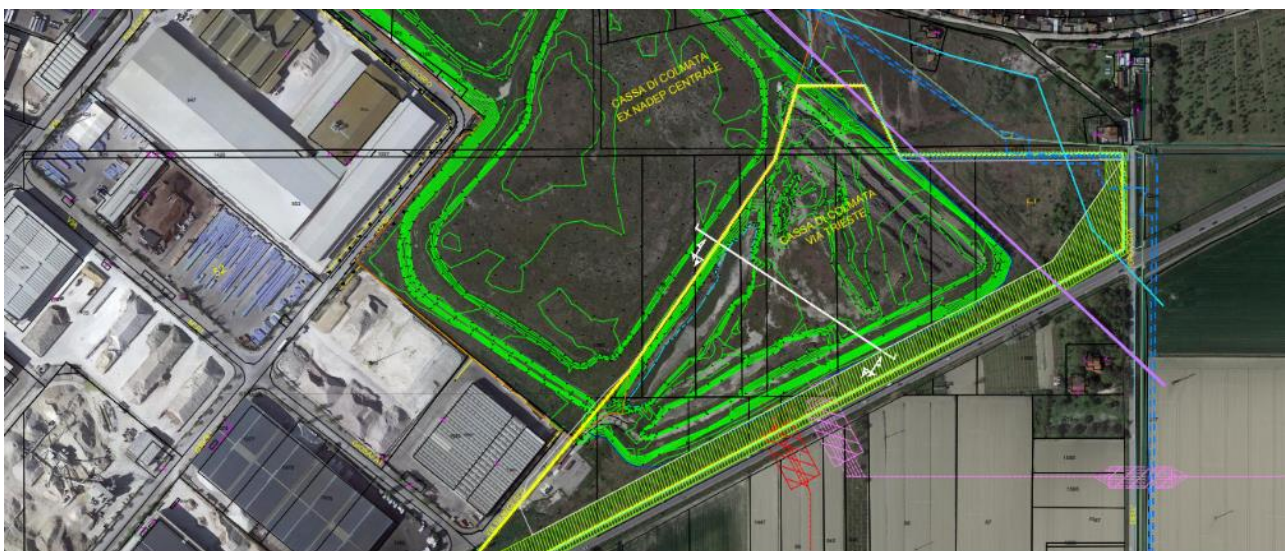
4.3.9 Sistemazione dell'area Agnes Ravenna Porto

L'area denominata Agnes Ravenna Porto è una superficie di circa 11 ettari che ospiterà la Sottostazione Elettrica di Trasformazione 220/380 kV, così come gli impianti collegati in modalità diretta alla Sottostazione stessa di accumulo di energia elettrica tramite parco batterie (impianto BESS) e l'impianto di produzione e



accumulo dell'idrogeno verde (impianto P2Hy), tramite parco elettrolizzatori alimentato direttamente dalla Sottostazione Elettrica, con l'ausilio dell'impianto BESS, e l'area per lo stoccaggio dell'idrogeno.

Agnes Ravenna Porto nasce all'interno del lotto della vecchia Cassa di Colmata "A" ubicato in prossimità della SS n. 67 Via Trieste; l'area è infatti stata ubicazione di un'isola artificiale per contenere materiale di scavo dragato dal fondale del porto di Ravenna e non compatibile con il ripascimento dell'arenile o altri tipi di impiego. Il materiale dragato è stato bonificato e lavorato nel corso degli anni per poter essere compatibile con la definizione di "sedimenti" e poter essere asportato dall'area.



Sezione A-A

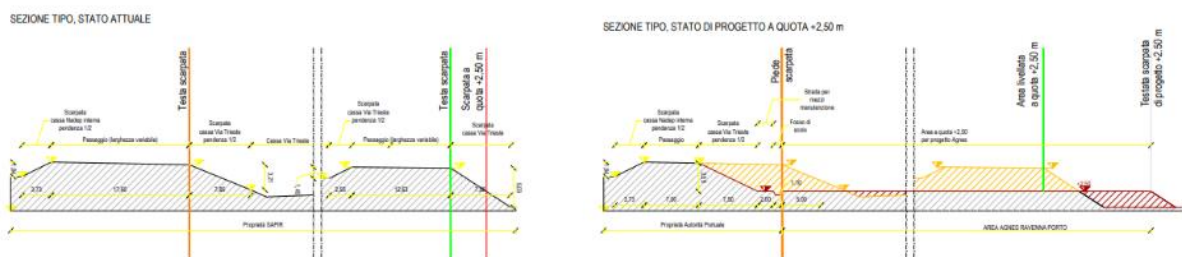


Figura 111: Plano-altimetrico dell'area Agnes Ravenna Porto

A partire da Marzo 2022 è in corso l'attività di rimozione dei sedimenti e risagomatura del terreno dell'ex cassa di colmata, con lavori di asportazione dei terreni che prevedono il passaggio dai +10/12 m.s.l.m.m ad una quota di +1.00 m.s.l.m.m, per poi essere portati alla quota finale di +3.00 m.s.l.m.m con il materiale di riporto proveniente dagli argini della cassa.



L'attività finale, prevista con entro il Q3 del 2023, è la sagomatura finale dell'area con la relativa compattazione di tutto il lotto, comprendendo anche gli attuali argini, a quota finale di +3.00 m.s.l.m.m. Preliminarmente all'avvio del cantiere di costruzione, verranno effettuate nuovamente le analisi chimiche finalizzate alla determinazione del codice CER, alla classificazione del terreno e alla determinazione della destinazione finale del terreno.

4.3.10 Sottostazione elettrica terrestre

La nuova Stazione Elettrica di Trasformazione 220/380 kV, ubicata in area Agnes Ravenna Porto, sorgerà tra l'impianto di accumulo dell'energia elettrica di 50MW/200MWh e l'impianto di produzione e stoccaggio dell'idrogeno verde, mantenendo le prescrizioni e normative di sicurezza e di aree classificate.

La soluzione adottata di tre autotrasformatori 380/220 kV, ciascuno di taglia pari a 400MVA, ottimizza la massima potenza praticabile per macchine trifase con la necessità di garantire il dispacciamento di energia anche nell'ipotesi di fuori servizio per guasto o manutenzione.

La scelta dell'autotrasformatore piuttosto che il trasformatore, apporta benefici sia in termini di costruzione per il minor peso e ingombro, sia in termini di esercizio, assicurando maggiori rendimenti di funzionamento.

Un minor peso ed ingombro degli autotrasformatori rispetto ai trasformatori convenzionali implicano certamente dei vantaggi che si possono tradurre nell'ottimizzazione del layout di stazione e in una conveniente soluzione di installazione delle macchine.

Le costruzioni da realizzare si possono riassumere nei seguenti 3 edifici:

- Edificio SF₆ 220 kV
- Edificio SF₆ 380 kV
- Edificio Elettrico MT/BT e servizi ausiliari

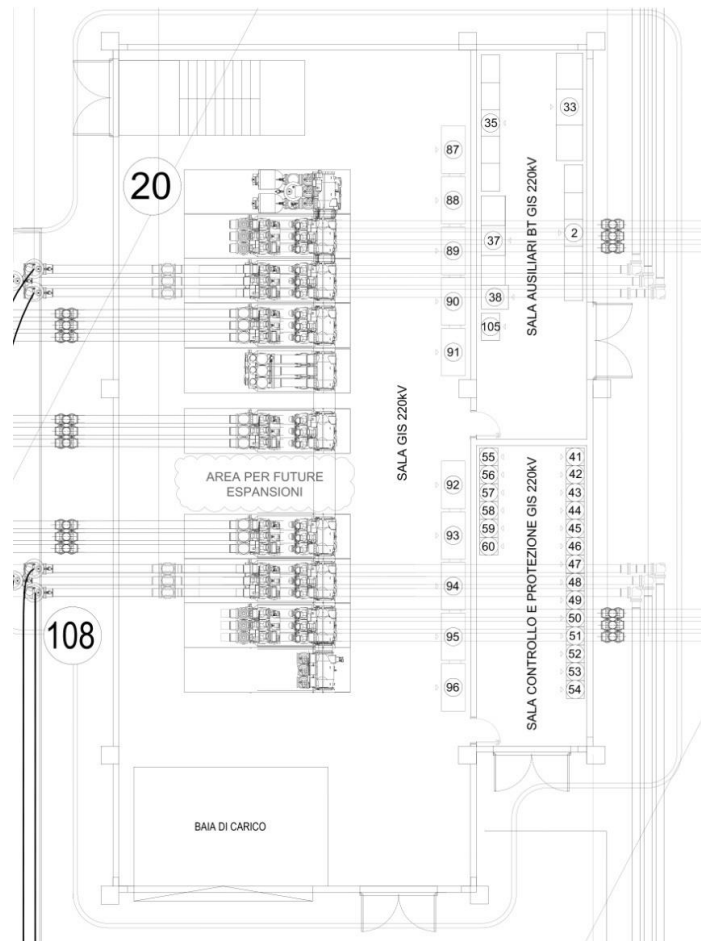


Figura 112: Planimetria Edificio SF₆ 220 kV

L'edificio SF₆ 220 kV è destinato ad accogliere in apposito locale l'apparecchiatura blindata GIS isolata in gas SF₆ 220 kV, il sistema di comando e controllo locale, i relativi condotti sbarre isolati in gas SF₆, il carro ponte e la gru per il sollevamento e lo spostamento dell'apparecchiatura blindata. In un secondo locale separato sarà installato il sistema di protezione, comando, controllo dell'apparecchiatura blindata a 220 kV, e in un terzo locale i sistemi ausiliari costituiti dal quadro BT di distribuzione servizi, il quadro UPS di sezione, il quadro di distribuzione luce e prese, batterie e raddrizzatore, il quadro di distribuzione in CC.

Le piazzole per l'installazione delle apparecchiature dovranno essere ricoperte con strato di ghiaione stabilizzato per poter ridurre i valori effettivi di tensione di contatto e di passo in caso di guasto a terra.

La costruzione sarà di tipo tradizionale con struttura in c.a. e tamponature in muratura di laterizio rivestite con intonaco di tipo civile o di tipo prefabbricato. La quota di calpestio dei locali sarà posta a +0,30 m rispetto al piazzale, definita convenzionalmente a quota 0,00 m. Nei locali contenenti i sistemi di protezione e controllo ed i servizi ausiliari bt sarà previsto il pavimento flottante sopraelevato. Per l'ingresso dei cavi



provenienti dai cunicoli o banchi tubi esterni al fabbricato e per i collegamenti tra i diversi locali, saranno previste apposite forature e percorrenze.

La copertura è piana, e sarà opportunamente coibentata ed impermeabilizzata.

Gli infissi saranno realizzati in alluminio anodizzato naturale. Particolare cura sarà osservata ai fini dell'isolamento termico impiegando materiali isolanti idonei in funzione della zona climatica e dei valori minimi e massimi dei coefficienti volumici globali di dispersione termica, nel rispetto delle norme di cui alla Legge n. 373 del 1976 e successivi aggiornamenti nonché alla Legge n. 10 del 1991 e successivi regolamenti di attuazione.

L'accesso da esterno al locale GIS avviene attraverso portoni e porte a doppie ante. L'accesso da esterno ai locali contenenti i sistemi di protezione e controllo ed i sistemi ausiliari avviene da esterno a mezzo porte a doppie ante e da interno, dal locale GIS, attraverso porte a singola anta.

La presenza di batterie ermetiche richiederà che il locale dove sono installate abbia un ricambio di aria adeguato; qualora non sia sufficiente la ventilazione naturale ottenibile tramite aperture sugli infissi, sarà necessario prevedere la ventilazione forzata.

Le stesse soluzioni verranno applicate per l'edificio SF6 380 kV che saranno destinate ad accogliere in apposito locale l'apparecchiatura blindata GIS isolata in gas SF6 380 kV, i sistemi di comando e controllo così come i condotti sbarre isolati, in secondo locale il sistema di protezione, comando, controllo dell'apparecchiatura blindata a 380 kV, ed in un terzo locale i sistemi ausiliari costituiti dal quadro BT di distribuzione servizi, il quadro UPS di sezione, il quadro di distribuzione luce e prese, batterie e raddrizzatore, il quadro di distribuzione in CC.

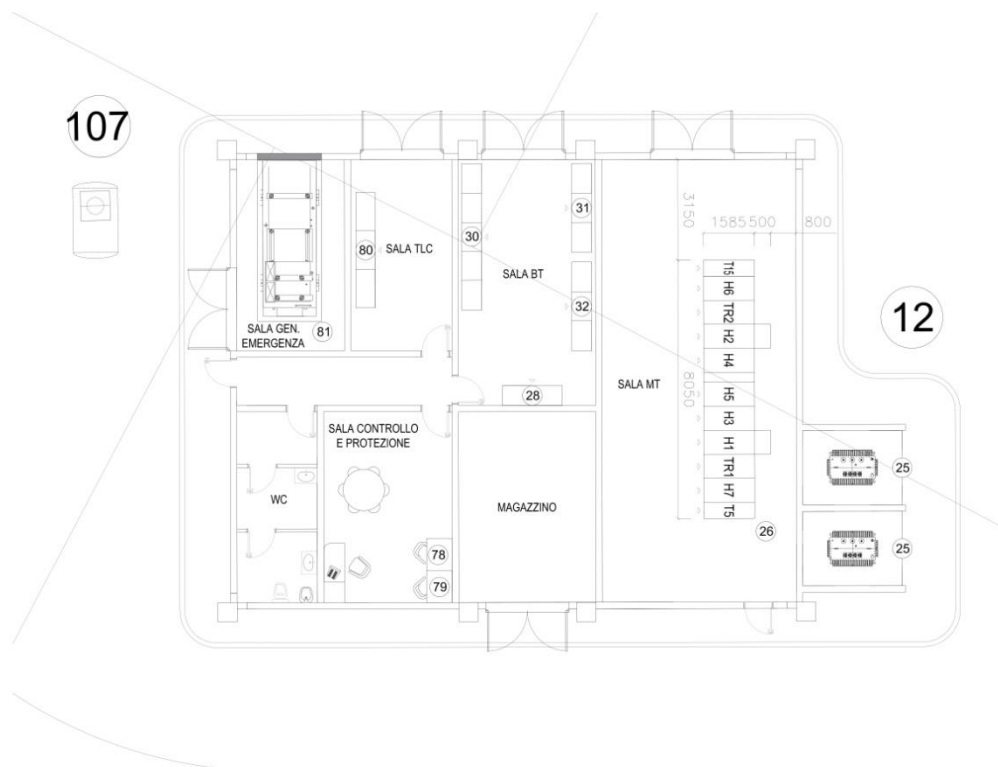


Figura 113: Planimetria Edificio Elettrico MT/bt e Servizi Ausiliari

Il terzo edificio relativo alla media e bassa tensione ed ai servizi ausiliari, è destinato ad accogliere in appositi locali il sistema di protezione, comando, controllo ed automazione della stazione, gli apparati ed i vettori di telecomunicazione per tele protezione, tele conduzione, telecontrollo e monitoraggio da remoto, scada, i quadri BT e comuni, i quadri BT del sistema HVAC, distribuzione luce e FM, il quadro BT del generatore di emergenza, il quadro MT di distribuzione principale, i trasformatori SA MT/BT, il generatore diesel di emergenza, il magazzino ed i servizi per il personale di manutenzione che non presiederà continuativamente l'impianto.

La costruzione sarà di tipo tradizionale con struttura in c.a. e tamponature in muratura di laterizio rivestite con intonaco di tipo civile o di tipo prefabbricato. La quota di calpestio dei locali sarà posta a +0,30 m rispetto al piazzale, definita convenzionalmente a quota 0,00 m. In alcuni locali sarà previsto il pavimento flottante sopraelevato. Per l'ingresso dei cavi provenienti dai cunicoli o banchi tubi esterni al fabbricato e per i collegamenti tra i diversi locali, saranno previste apposite forature e percorrenze. I percorsi dei cavi MT e BT saranno tra loro separati.

La copertura è piana, e sarà opportunamente coibentata ed impermeabilizzata.

Gli infissi saranno realizzati in alluminio anodizzato naturale. Particolare cura sarà osservata ai fini dell'isolamento termico impiegando materiali isolanti idonei in funzione della zona climatica e dei valori minimi e massimi dei coefficienti volumici globali di dispersione termica, nel rispetto delle norme di cui alla



Legge n. 373 del 1976 e successivi aggiornamenti nonché alla Legge n.10 del 1991 e successivi regolamenti di attuazione.

La presenza del gruppo elettrogeno richiederà che il locale dove è installato sia munito di aperture con griglia per la necessaria ventilazione e raffreddamento dell'apparecchiatura. Particolare attenzione sarà altresì riposta nella segregazione in apposito cunicolo delle tubazioni di adduzione del gasolio connesse al serbatoio ausiliario interrato in area sterna, della capacità di 3.000 litri. Il gruppo elettrogeno sarà introdotto all'interno di opportuno cabinato, posizionato su apposito basamento all'interno del locale, e completo di tutti gli apprestamenti necessari al corretto funzionamento ed alla sicurezza. Il gruppo sarà altresì completo di serbatoio integrato della capacità di circa 120 litri. Il serbatoio ausiliario, necessario per garantire la necessaria autonomia al gruppo elettrogeno, sarà interrato ad una distanza non inferiore ai 3 m dalla parete esterna del locale contenente il gruppo, facente parte dell'Edificio Elettrico.

L'Edificio Elettrico presenta addossati ad una parete perimetrale esterna, i trasformatori ausiliari MT/bt a loro volta contenuti in box prefabbricati con copertura spiovente. I box saranno separati tra loro mediante pareti in muratura, muniti ognuno di cancello metallico di accesso e segregazione di sicurezza e realizzati in modo tale da garantire una adeguata e sufficiente ventilazione naturale per il raffreddamento dei trasformatori.

Le piazzole per l'installazione delle apparecchiature elettriche potranno essere ricoperte con uno strato di ghiaione stabilizzato per poter diminuire i valori di tensione di contatto e di passo effettive in caso di guasto a terra.

4.3.11 Impianto di accumulo (BESS)

La fase costruttiva dell'impianto di BESS potrà essere considerata in parallelo con la costruzione della sottostazione di conversione elettrica, mentre l'impianto di produzione e stoccaggio dell'idrogeno verde sarà costruito in una fase temporale successiva all'avviamento degli impianti elettrici.

La fase di costruzione dell'impianto di accumulo energia (BESS) richiede tra i 12 e i 14 mesi di costruzione che corrisponderanno con la fase conclusiva di costruzione della sottostazione elettrica di conversione, la quale richiede una tempistica più lunga di cantierizzazione.

I container contenenti i moduli di batterie arriveranno in cantiere già preassemblati non saranno pertanto necessarie importanti operazioni di installazione dei componenti.

Il cantiere sarà collocato all'interno dell'area recintata e corrispondente all'occupazione dell'impianto, con le aree di lavoro raggiungibili percorrendo la viabilità interna che sarà già presente in Agnes Ravenna Porto.

Il cantiere di realizzazione del sistema BESS prevede essenzialmente attività di carattere elettromeccanico, le lavorazioni di tipo civile saranno di limitata entità e riguarderanno principalmente la realizzazione delle fondazioni del rialzo sul quale saranno posti i container/moduli e dei cunicoli per la posa dei cavi.



Gli scavi per la realizzazione delle fondazioni e dei cunicoli saranno eseguiti mediante escavatori ed autocarri per il trasporto delle terre di scavo, lavori che saranno in concomitanza con la fase di scavo per le fondazioni della sottostazione elettrica.

I mezzi utilizzati per la l'attività saranno ovviamente di vari tipi, ma principalmente si avranno mezzi per lo scavo e la movimentazione terra per la predisposizione del sito, autobetoniere per la fase di realizzazione delle fondazioni, autocarri/autoarticolati per il trasporto di materiali e componenti ed apparecchi di sollevamento per lo scarico e la movimentazione di questi ultimi. La loro tipologia esatta verrà scelta dall'appaltatore che si aggiudicherà i contratti di montaggio.

Successivamente ai necessari check di SAT sulle condizioni dei sistemi dopo il trasporto, l'installazione dei container dovrà assicurare il mantenimento della rigidità del telaio evitando distorsioni alla struttura, con attenzione particolare ad eventuali danneggiamenti alle porte ed alle relative maniglie, a giunti e bulloni.

I container giungeranno in cantiere trasportati su camion e, mediante gru, verranno posizionati direttamente sulle platee di fondazione. Il sollevamento avviene tramite imbragature alloggiare in appositi fori disposti nei quattro angoli inferiori. Il fissaggio delle imbragature deve essere effettuato solo sugli angolari inferiori mantenendo una distanza minima di 38 mm dalla faccia esterna.

In conformità alla norma NF ISO 3874, sono necessarie imbragature di 4,30 m di lunghezza per ottenere un angolo di sollevamento di 45 gradi e un'altezza della trave di 60 cm sopra il container, per garantire un sollevamento sicuro e un baricentro centrato.

Una volta posizionato, è necessario garantire il posizionamento a livello mediante appositi rialzi forniti dal produttore. Questi verranno posizionati ai quattro angoli e al centro dei due lati lunghi, per garantire il miglior livellamento possibile.

Verranno poi installati i seguenti componenti:

- I pannelli anti-esplosione, posizionati sul tetto del container
- I rilevatori di fiamma
- I termometri esterni
- Il sistema di drenaggio dell'acqua
- Gli spruzzatori d'acqua del sistema antincendio
- Sistemi HVAC

Solo dopo aver completato l'installazione di tutti i componenti del sistema, si provvede alla realizzazione dei collegamenti elettrici, delle messe a terra e di tutte le operazioni di cable management. Vengono poi collegati e testati i sistemi antincendio e quelli legati alla connessione con l'esterno.

Verranno poi realizzate delle operazioni di commissioning, per verificare la corretta installazione e costruzione del sistema. Queste operazioni riguarderanno:



- Un controllo dei sistemi antincendio
- Un controllo del funzionamento del sistema HVAC
- Un controllo sull'effettivo funzionamento delle celle, se performano come previsto e reagiscono ai giusti comandi del BMS
- Un controllo sulla ricezione di input esterni
- Una serie di test legati a funzionamenti specifici del sistema

4.3.12 Impianto di idrogeno

4.3.12.1 Produzione dei componenti in fabbrica

La fabbricazione della componentistica dell'impianto di produzione e stoccaggio di idrogeno verde è prevista nelle relative strutture di produzione dei fornitori, con le strutture containerizzate "skid-mounted" che garantiscono una semplice trasportabilità ed installazione.

A valle della fase di ingegnerizzazione e costruzione della componentistica della durata di circa 18 mesi, si procede con la fase di assemblaggio, pre-commissioning e FAT (test e prove in fabbrica) prima del trasporto in loco.

L'impianto di moduli elettrolitici consiste infatti in skid modularizzati, completamente pre-assemblati, pre-commissionati e testati in fabbrica, i quali possono essere trasportati facilmente via camion, riducendo i lavori di costruzione in sito al minimo, con la finalità di ridurre le tempistiche di start-up dell'impianto.

I sistemi di trasformazione di potenza, rettificatori, sistema di demineralizzazione, sistemi di purificazione e compressione di idrogeno e ossigeno, così come i sistemi di stoccaggio, sono sempre modularizzati in skid e quindi semplicemente da installare in sito.

Questa fase nelle facilities dei fornitori richiede fino a 12 mesi, dopo di che avviene il trasporto per via marittima o terrestre, fino all'area di cantiere.

4.3.12.2 Fase di cantiere

La cantierizzazione dell'impianto di idrogeno prevede una durata di 12 mesi, considerando la preparazione dell'area già avvenuta in fase preliminare, congiuntamente con gli impianti di sottostazione elettrica e impianto di accumulo energia.

L'installazione dei componenti, la costruzione dei sistemi elettrici e idraulici associati, e il commissioning dell'impianto hanno una durata prevista di 10 mensilità, mentre la fase di start-up e accettazione dell'impianto ricopre gli ultimi 2 mesi prima della fase di esercizio.

Si evidenzia come le opere civili quali edifici, muri, pipe rack e tettoie metalliche, sono costituite da strutture ordinarie di non rilevante complessità, pertanto, non necessitano di particolari metodologie costruttive.



Piuttosto semplice risulta essere anche l'installazione degli elettrolizzatori e dei suoi ausiliari, nonché dei compressori e di tutti i macchinari necessari; questi componenti come già riportato sono preassemblati in fabbrica all'interno di container appositi in maniera tale da semplificare le operazioni di trasporto e di installazione in sito. Pertanto, una volta arrivati nella zona dell'impianto non saranno necessari lavori specifici o complessi per l'installazione se non l'assemblamento dei componenti fra diversi container.

L'impianto di moduli elettrolitici consiste in skid modularizzati, completamente pre-assemblati, pre-commissionati e testati in fabbrica, i quali possono essere trasportati facilmente via camion, riducendo i lavori di costruzione in sito al minimo, con la finalità di ridurre le tempistiche di start-up dell'impianto.

I sistemi di trasformazione di potenza, rettificatori, purificazione e compressione sono sempre modularizzati in skid e quindi semplicemente da installare in sito. Per l'installazione vengono utilizzati apparecchi di sollevamento mobili, mentre non sono previsti lavori di saldatura, essendo presenti connessioni solo flangiate.

Discorso diverso riguarda l'installazione dei componenti di collegamento elettrico, delle pipeline, dei sistemi ausiliari di raffreddamento, aria compressa e degli impianti di sicurezza. L'installazione di questi componenti e la finitura impiantistica sarà invece svolta in loco da operai specializzati e costituisce la fase di installazione più impegnativa dell'impianto. Per i sistemi di piping di interconnessione, un'attività di spool verrà considerata, per effettuare i soli lavori di connessione in sito.

Le interconnessioni tramite il sistema di tubazioni saranno quindi realizzate in situ e questo sarà l'unico sistema nel quale sono previste saldature in campo. Le tubazioni garantiranno il trasporto dell'idrogeno prodotto, passando dall'impianto di compressione, fino all'impianto di stoccaggio composto da diversi tank in grado di ospitare un massimo di 14.7 tonnellate di idrogeno pressurizzato.

La costruzione e installazione dell'impianto sarà in linea con le normative CE e sarà conforme alle direttive europee di seguito:

- Direttiva macchine: 2006/42/CE
- Direttiva sulla costruzione di attrezzature a pressione: 2014/68/UE e AD2000 (certificazione come assemblaggio)
- Direttiva sulla compatibilità elettromagnetica: 2014/30/UE
- Direttiva atmosfera esplosiva per alcuni componenti (ATEX): 2014/34/EU
- Direttiva bassa tensione: 2014/35/UE
- Generatori di idrogeno utilizzando processo di elettrolisi: ISO 22734-1

Le tubazioni seguiranno la normativa EN 13480, i sistemi in pressione la EN 13445 e l'AD2000, mentre il sistema elettrico sarà conforme con le norme EN 81346, EN 60204-1/61439-1/60079-0/60364.



4.3.13 Cavi elettrici terrestri a 380 kV

Per maggiori dettagli consultare la “Relazione tecnica dei cavidotti terrestri 380 kV”, doc. AGNROM_EP-R_REL-HTEC-TERRA. Di seguito verrà fornito un riassunto per quanto riguarda la fase di installazione dell'elettrodotto in cavo a 380 kV in zona terrestre.

I cavi saranno interrati ed installati normalmente in una trincea della profondità di 1,5 m per posa su strada urbana ed extraurbana, di 1,6 m per posa in terreno agricolo, con disposizione delle fasi in piano come da tipici “Sezioni di scavo e posa” nelle figure seguenti.

Le profondità di posa dei cavi intese come profondità dei piani di appoggio saranno quindi di 1,4 e 1,5 m, rispettivamente per posa su strada urbana ed extraurbana e per posa in terreno agricolo.

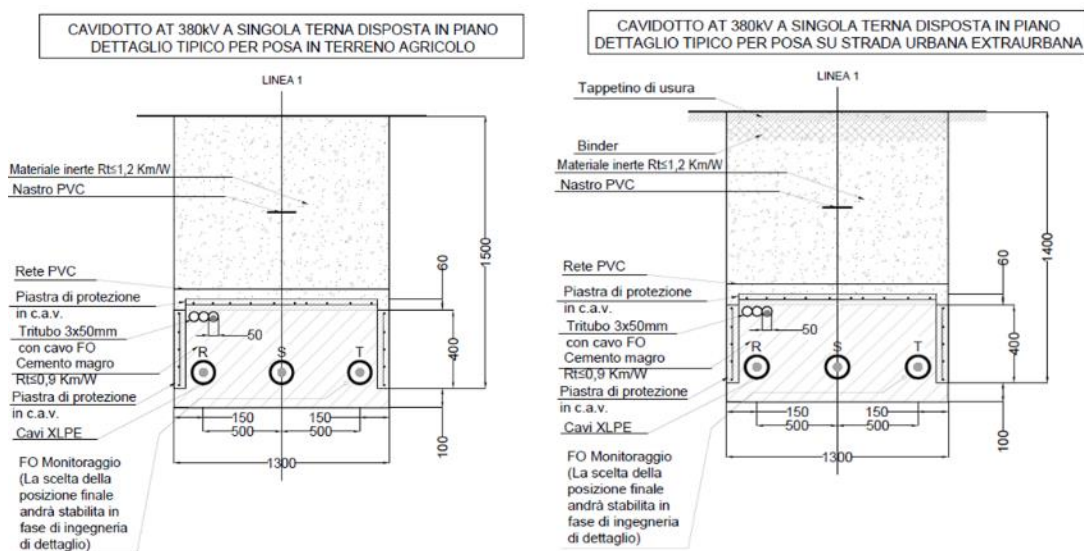


Figura 114: Posa cavo in terreno agricolo (sinistra) e su strada (destra)

Per quanto riguarda le indicazioni tecnico-descrittive delle fasi di costruzione durante la cantierizzazione, le soluzioni adottate saranno le stesse medesime presentate per i cavidotti interrati da 220 kV (paragrafo 4.3.8).

4.4 Fase di esercizio

4.4.1 Individuazione della base logistica

Il marshalling harbour individuato per il progetto Agnes Romagna è il porto di Ravenna, che fungerà quindi da base logistica per far transitare materiali, mezzi e personale impiegato per tutte le attività previste, con spazi dedicati per gli uffici necessari alla gestione delle manutenzioni e al controllo degli impianti, incluse sale riunioni, spogliatoi e servizi igienici. Inoltre, saranno previsti magazzini per lo stoccaggio e la movimentazione



dei pezzi di ricambio (spare parts) e per la gestione dei rifiuti. Quest'area dovrà necessariamente disporre anche di una banchina d'attracco delle imbarcazioni da e verso i parchi offshore del Progetto.

Per quanto appena descritto è stata preliminarmente individuata la penisola Trattaroli, che separa il Canale Candiano dall'accesso alla Pialassa del Piomboni. Tuttavia, sono già state identificate alternative qualora si riveli necessario l'uso di maggiore spazio.

La base logistica per il comparto terrestre del Progetto è facilmente individuabile dall'area di Agnes Ravenna Porto, nella quale saranno presenti anche uffici per le attività di gestione, pianificazione e controllo di tutti i sistemi del Progetto.



Figura 115: Basi logistiche individuate per O&M

4.4.2 Gestione operative degli asset

La gestione operativa è relativa in senso ampio alla gestione degli asset dell'hub energetico. Nello specifico la gestione è rivolta per lo più al controllo della salute e la sicurezza del personale impiegato e delle terze parti; al controllo del corretto funzionamento degli asset (sia impianti che opere di connessione); al piano di monitoraggio ambientale; al monitoraggio remoto del sito; alla vendita di energia elettrica; alle attività di



amministrazione e contabilità; alla supervisione delle operazioni marittime e terrestri; al funzionamento delle navi e delle infrastrutture di banchina; alle attività di back office.

Una volta messo in funzione, l'hub energetico avrà una vita utile di circa 30 anni. Tutte le infrastrutture offshore, comprese le turbine eoliche, le fondazioni, i cavi e le sottostazioni offshore e gli impianti di fotovoltaico galleggiante saranno monitorate e sottoposte a manutenzione durante questo periodo, al fine di massimizzare l'efficienza operativa e la sicurezza.

Il funzionamento e il controllo degli impianti di produzione saranno gestiti da un sistema di supervisione, controllo e acquisizione dati (SCADA), che collegherà ogni turbina ed ogni impianto fotovoltaico alla sala di controllo a terra. Il sistema SCADA consentirebbe il controllo in generale, nonché l'interrogazione a distanza, il trasferimento di informazioni, l'archiviazione e lo spegnimento o il riavvio di qualsiasi turbina eolica o gruppo inverter dell'impianto fotovoltaico, se necessario.

Nei successivi paragrafi si descrivono con più dettaglio le macro-categorie delle attività di gestione operativa in fase di esercizio, così elencate:

- Monitoraggio
- Training del personale impiegato
- Logistica

4.4.3 Attività di monitoraggio

4.4.3.1 Comparto marino

Una sala di controllo onshore garantisce l'accesso tramite SCADA e altri sistemi a dati dettagliati storici e in tempo reale per tutte le componenti dell'hub energetico. I sistemi assicurano che il personale responsabile delle operations sappia dove si trovano tutto il personale e le navi e possa valutare le performance degli impianti.

È ormai prassi comune che i parchi eolici siano monitorati da remoto su base continuativa utilizzando sistemi SCADA e di monitoraggio delle condizioni. La revisione dei dati provenienti SCADA e il monitoraggio prognostico delle condizioni degli impianti possono aiutare, ad esempio, a programmare la manutenzione preventiva prima che si verifichi un guasto.

Una strategia data-driven permette di massimizzare il valore degli asset, tra cui un maggiore uso di analisi delle prestazioni, benchmarking delle prestazioni e sistemi digitali integrati. Questo aspetto è ancora più fondamentale per un Progetto come Agnes Romagna 1&2, in cui diversi impianti e opere connesse sono integrati tra loro in un vero e proprio hub energetico. Si pensi, ad esempio, alla necessità di bilanciare la produzione di elettricità con i sistemi connessi quali il BESS o l'impianto di idrogeno, a seconda di quelle che saranno le necessità della Rete di Trasmissione Nazionale.



In future fasi di progettazione, sarà quindi necessaria la realizzazione di un Digital Twin dell'intero hub energetico, per consentire i cosiddetti System Modeling & Visualization e la Power Flow Analysis.

Le attività di monitoraggio non saranno utili solamente per la gestione efficiente degli impianti ma anche per questioni relative alla cyber security e alla protezione degli impianti, nonché agli aspetti ambientali ai fini di comprendere in maniera più efficace gli impatti positivi e negativi del Progetto sugli ecosistemi durante la fase di esercizio.

4.4.3.2 Comparto terrestre

Sottostazione elettrica

Presso la SSE "Ravenna Porto" saranno in servizio macchinari elettrici di tipo statico (trasformatori, autotrasformatori e reattori), caratterizzati da un funzionamento continuo; hanno invece funzionamento sporadico dispositivi quali interruttori e sezionatori, la cui emissione sonora, di brevissima durata ma di elevata intensità, avviene solo in fase di manovra. Nel caso specifico della SSE, essi sono posizionati all'interno degli edifici preposti. Vi è poi una componente legata all'effetto corona su componenti in tensione a contatto con l'aria. L'effetto corona ha come manifestazione una particolare emissione sonora, una sorta di sfrigolio/crepitio, che è funzione della tensione applicata (si evidenzia particolarmente per il 380 kV) e delle condizioni meteo. La presenza di elevata umidità e/o nebbia o pioggia leggera esalta il fenomeno, che si manifesta sia da punti particolari (isolatori), che lungo lo svolgersi delle sbarre e degli elettrodotto aerei. Nel caso specifico, esso è comunque limitato, data l'esecuzione in tecnologia GIS (blindato) dei quadri di alta tensione.

Il sistema di monitoraggio sarà costituito da un cavo a fibre ottiche destinato principalmente a misurare/monitorare la temperatura (DTS-Distributed Temperature Sensing) lungo il percorso dell'elettrodotto.

Detto sistema potrà assolvere ad ulteriori altre funzioni che potranno essere meglio definite durante le fasi di Progetto Esecutivo assieme alle caratteristiche fisiche, meccaniche ed elettriche del cavo in fibra ottica da utilizzarsi allo scopo.

Impianto di idrogeno

L'impianto in esercizio non richiede una presenza fisica, ma può essere controllato e gestito da remoto. Il personale per la gestione impianto è da definirsi con il numero di turni, personale per turno etc.

In ogni caso è possibile considerare 1 o 2 operatori in turno (24/7) nell'impianto in sala controllo ed 1 operatore a impianto per eventuale supporto. Il personale giornaliero (5/6 giorni settimana) si intende in 1 supervisore impianto / ingegnere di processo, e personale ausiliario per attività manutentive con almeno 1



elettrico, 1 meccanico, 1 specialista strumentale / programmazione. Le analisi chimiche di acqua demineralizzata e soluzione KOH saranno invece attività da effettuare in un laboratorio analisi centralizzato.

Il monitoraggio digitale di ogni cella permette un'efficace predizione manutentiva che monitora l'invecchiamento delle celle ed anticipa eventuali guasti.

La strategia di produzione di idrogeno da parte del sistema di elettrolizzatori può essere regolata principalmente seguendo una di tre modalità impostate dall'utente:

- Richiesta di lavoro su un carico definito relativo alla potenza nominale [%]
- Portata obiettivo, volumetrica o massica [Nm³/h] o [kg/h]
- Seguendo la disponibilità energetica, con un tetto massimo da non superare [kW]

Queste modalità non sono fisse e possono essere cambiate a piacimento in base alle richieste dell'operatore. Le istruzioni di controllo verranno comunicate tramite una interfaccia informatica ad una unità di controllo automatizzato, inclusa fra i componenti del progetto. Questa unità è in grado di elaborare i dati rilevati dai diversi sensori presenti all'interno del sistema in modo tale da conoscere lo stato del sistema in tempo reale, ed è anche in grado di modificare il funzionamento dell'impianto, regolandolo in base alle necessità di produzione e rimanendo all'interno delle condizioni di sicurezza.

Un altro parametro che può essere impostato in fase di funzionamento è la gestione del carico sui diversi moduli che compongono il sistema. Come ampiamente descritto nei capitoli precedenti, il sistema è composto da diversi moduli potenzialmente indipendenti l'uno dall'altro. L'unità di controllo può essere impostata per suddividere il carico sulle celle in diversi modi, in caso di operazioni a carico parziale. Le strategie operative sono principalmente due:

- Far lavorare il minor numero di moduli possibile, facendo lavorare a potenza massima nominale i moduli attivi e spegnendo gli altri
- Far lavorare il maggior numero di moduli possibile, distribuendo il carico di lavoro fra tutti i moduli, facendoli lavorare a carico parziale

La modularità della produzione di idrogeno può avvenire con differenti densità di corrente per diversi moduli, gestendo ogni modulo in maniera indipendente.

Un fattore interessante legato alla modularità dell'impianto è la possibilità di continuare a far funzionare l'impianto anche in caso di guasto o manutenzione di un singolo modulo. È infatti possibile spegnere uno di questi moduli, riducendo la potenza massima a disposizione ed eseguire le operazioni necessarie senza la necessità di fermare l'impianto.

Un'ulteriore applicazione del sistema di elettrolizzatori è la possibilità di fornire servizi ausiliari di rete. Negli ultimi anni gli elettrolizzatori sono diventati sempre molto più reattivi, garantendo una regolazione di potenza nel giro di pochi secondi. Data la dimensione, questo li rende degli attori importanti per l'evoluzione del mercato dei servizi ausiliari di rete, in particolare come carico a scendere se non addirittura interrompibile, in caso di necessità. La rapidità di regolazione degli elettrolizzatori scelti offre la possibilità di accedere a tutti



i servizi di bilanciamento: FCR (riserva primaria), aFRR (riserva secondaria), mFRR (riversa terziaria) e RR (riserva per ristorare le altre). Al momento non esiste una normativa per far accedere anche gli elettrolizzatori all'interno di questo mercato, ma sono in corso approfondimenti per valutare questo ingresso nel mercato energetico e nella gestione della rete.

Durante la vita operativa dell'elettrolizzatore, questo alternerà momenti di produzione a momenti di fermo, in base alle necessità e alla disponibilità di elettricità. L'elettrolizzatore può trovarsi in quattro stati distinti:

- Stato di normale funzionamento
- Stato di fermo
- Stato di standby freddo
- Stato di standby caldo

Stato di normale funzionamento - questo stato è l'unico in cui avviene l'elettrolisi ed in cui si genera idrogeno. Regolando il consumo di elettricità secondo le strategie precedentemente descritte è possibile ottenere il flusso di idrogeno in uscita desiderato. L'elettrolizzatore e tutto il sistema lavoreranno a temperatura e pressione nominale. Si può raggiungere questo stato solo da uno stato precedente di standby caldo.

Stato di fermo - Stato in cui tutti i componenti del sistema vengono fermati. Non c'è consumo di elettricità se non per le correnti residue rimaste nei trasformatori e negli inverter. La pressione all'interno dei componenti è portata a pressione ambiente. Il sistema permane in questo stato fino ad un comando dell'operatore o del sistema di controllo. Quando questo segnale viene ricevuto, il sistema inizia ad operare uno spurgo delle condotte tramite l'utilizzo di azoto, conservato negli appositi tank. Una volta completata questa operazione il sistema raggiunge lo stato di standby freddo.

Stato di standby freddo - In questo stato il sistema è in uno stato di transizione. È il primo stato da raggiungere dopo un periodo di fermo, ma può anche essere uno stato intermedio in caso di una momentanea interruzione di produzione di idrogeno per guasti o interruzioni elettriche. In questo stato la produzione è interrotta e non c'è consumo elettrico ad eccezione di quello dei primi sistemi ausiliari che vengono messi in standby. Il sistema viene pressurizzato a bassa pressione e vi permane fino a quando non riceve un segnale, per fermarsi completamente o per raggiungere lo stato successivo, quello di standby caldo.

Stato di standby caldo - Questo stato è raggiunto in seguito a quello di standby freddo o in caso si verificano alcune variazioni rispetto al normale funzionamento (es. carico al di sotto del minimo consentito). Il sistema viene mandato a pressione nominale e viene iniziata la produzione di una quantità minima di idrogeno, necessaria per spurgare le tubazioni dall'azoto precedentemente immesso. Anche la temperatura inizia ad aumentare, causando perdite termiche. Per questo motivo, questo stato deve perdurare per il minor tempo possibile. Dopo che lo spurgo di azoto è completato e le condizioni nominali di temperatura e pressione sono raggiunte, il sistema può passare in stato di normale funzionamento su comando dell'operatore o del sistema di controllo.



Impianto BESS

Di seguito si descrivono prima le modalità di controllo e monitoraggio dell'impianto e poi i possibili servizi che può erogare.

Il sistema di controllo della unità è composto da due componenti principali:

- L'unità di controllo responsabile del funzionamento e dell'attivazione dei sistemi di protezione di ogni componente dell'unità;
- Il modulo di gestione delle batterie, responsabile della gestione dei flussi elettrici all'interno dei moduli, del loro equilibrio e del loro funzionamento in base alle richieste esterne, mantenendoli all'interno dei limiti tecnici di sicurezza

Le principali funzioni del sistema di gestione e controllo delle batterie saranno:

- Monitoraggio e diagnostica delle batterie
- Gestione dei segnali di allarme/anomalia
- Supervisione delle protezioni
- Gestione dei segnali di sicurezza delle batterie
- Invio segnali di soglia per la gestione delle fasi di carica e scarica
- Elaborazione dei parametri per la gestione delle fasi di carica e di scarica
- Elaborazione dei parametri necessari ad identificare la vita utile residua delle batterie
- Elaborazione dei parametri necessari alla stima dello Stato di Carica delle batterie
- Raccolta di stati, guasti e avvisi dall'impianto HVAC, sezionatore principale, FSS, scaricatore di sovratensione, alimentazione ausiliaria, ecc.

Le principali funzionalità del sistema di monitoraggio saranno:

- Calcolare ed inviare ai sistemi locali (SCI) lo stato di carica (SOC)
- Fornire ai sistemi locali (SCI) i parametri di valutazione dei programmi di produzione ed erogazione ammissibili
- Fornire ai sistemi locali (SCI) i segnali di allarme/anomalia
- Confermare la fattibilità di una richiesta di potenza in assorbimento o in erogazione.

Le principali funzioni di competenza del sistema di controllo del PCS saranno:

- Gestione della carica/scarica delle batterie
- Gestione dei blocchi e interblocchi delle batterie
- Protezione delle batterie
- Protezione dei convertitori



Le principali funzioni di competenza del sistema integrato SCI saranno:

- Consentire l'esercizio in locale dei singoli moduli batteria, mediante funzioni di protezione, comando e interblocco
- Operare l'esercizio remoto dell'impianto
- Comunicazione con il Sistema Centrale di Supervisione (SCCI), che in questa fase è identificato nel DCS (Distributed Control System) dei gruppi termoelettrici in funzione che posseggono una control room presidiata

Per quanto riguarda i servizi, essi sono principalmente tre:

- Servizi ausiliari e di dispacciamento
- Regolazione dell'immissione in rete
- Operazione di shifting

I primi consistono nel soddisfare le richieste di risoluzione delle congestioni e di bilanciamento, ma anche quelle di riserva secondaria e terziaria di sostituzione, sia nella modalità "a salire" sia nella modalità "a scendere".

I secondi limitano improvvise variazioni dell'immissione di elettricità in rete, creando un gradiente meno brusco del flusso elettrico di immissione in rete, oppure stabilizzando un flusso oscillante di corrente. Queste operazioni sono fondamentali per evitare fenomeni di stress all'interno della rete elettrica nazionale, contribuendo anche ad un migliore ritorno economico del progetto.

I terzi sono relativa alla carica delle batterie nei momenti di picco nella rete e di scarica nei momenti di maggior fabbisogno. Anche questa operazione consente una maggiore stabilità alla rete, oltre che ad un ritorno economico. Questa possibilità costituisce anche un servizio di ottimizzazione nella produzione idrogeno, garantendo una produzione più continua e con un minore numero di stand-by dell'impianto, che degradano il sistema e creano discontinuità al servizio di approvvigionamento del prodotto.

4.4.4 Training del personale impiegato

Una formazione iniziale e continuativa durante la fase di esercizio garantisce che il personale impiegato sia qualificato per svolgere i ruoli richiesti dalle attività di manutenzione, garantendo al contempo la propria sicurezza e quella dei colleghi. In merito a ciò, nel documento "Relazione sulla filosofia di sicurezza dell'hub energetico e relative prescrizioni" con codice AGNROM_EP-R_REL-SICUREZZA si sono fornite preliminarmente una serie di indicazioni in merito a questo aspetto.



Le attività principali, spesso svolte grazie a istituti o aziende specializzate in questo settore, saranno lo svolgimento di corsi specifici, esaminazioni e rilascio di certificati, per garantire i seguenti aspetti:

- Pronto soccorso di emergenza e formazione medica avanzata
- Addestramento alla sopravvivenza offshore
- Addestramento verricello elicottero
- Lavoro in quota
- Lavoro in spazi ristretti
- Movimentazione di merce pesante
- Gestione dell'alta tensione

4.4.5 Gestione delle attività logistiche

La gestione della logistica offshore comporta il management e il coordinamento di tutte le attività e operazioni marittime.

Il coordinamento prevede il monitoraggio 24 ore su 24, 7 giorni su 7, delle posizioni di tutte le navi e del personale nelle vicinanze del Progetto, attraverso software dedicati grazie al supporto sia di telecamere posizionate su strutture offshore che sistemi GPS.

La logistica onshore comporta il management di tutte le risorse a terra per le operazioni necessarie al corretto funzionamento dell'hub energetico. Come già indicato nel capitolo 3, la base logistica a terra sarà ubicata all'interno del Porto di Ravenna, in un'area preliminarmente individuata nella Penisola Trattaroli.

Questa parte delle operations è relativa alla gestione delle varie strutture e attrezzature, come ad esempio:

- Edifici per sale amministrative, operative, di controllo e per riunioni
- Attrezzature di sollevamento, come carrelli elevatori (fino a 600 kg) e piccole gru gommate per spostare componenti da e sulle navi
- Aree di lavoro e deposito strumenti
- Magazzini per lo stoccaggio dei componenti di ricambio
- Deposito di gasolio, di bombole di gas e strutture di gestione dei rifiuti
- Parcheggi

4.4.6 Piano preliminare delle attività di manutenzione

Il presente sottocapitolo ha lo scopo di descrivere il piano preliminare delle attività previste per la manutenzione delle opere del Progetto Agnes Romagna 1 e 2. In quanto piano preliminare, si precisa che la declinazione e l'organizzazione delle attività potrebbe variare in sede di progettazione esecutiva o subire modifiche durante la fase di esercizio volte all'efficientamento delle attività stesse.



Ad ogni modo, le attività dovranno essere pianificate ed eseguite rispettando i massimi standard di sicurezza. Per la consultazione delle prescrizioni sulla sicurezza da osservare durante le attività di manutenzione si rimanda al documento “Relazione sulla filosofia di sicurezza dell'hub energetico e relative prescrizioni” con codice AGNROM_EP-R_REL-SICUREZZA.

I costi operativi e di manutenzione rappresentano una parte importante del costo livellato dell'energia (*Levelized Cost of Energy* – LCOE) di un impianto energetico offshore, per questo è essenziale realizzare una strategia di manutenzione efficace ed affidabile.

Le strategie di manutenzione sono tipicamente classificate, in funzione del momento in cui viene effettuata la manutenzione, come:

- Manutenzione preventiva;
- Manutenzione correttiva (reattiva);
- Manutenzione opportunistica.

I primi due tipi di manutenzione ricadono nella macrocategoria di manutenzione ordinaria, mentre l'ultima rientra nella manutenzione eccezionale.

La manutenzione preventiva prevede ispezioni e sostituzioni programmate secondo le specifiche dei fornitori dei componenti degli impianti, per evitare che guasti minori si trasformino in guasti gravi.

La manutenzione correttiva (o reattiva) viene messa in atto al verificarsi di un allarme per guasto, risulta poco efficace per impianti di ampia dimensione a causa dell'elevato tasso di guasti e dei problemi di affidabilità del sistema di controllo.

Infine, la manutenzione eccezionale prevede la sostituzione di componenti fondamentali degli impianti danneggiati, come ad esempio una pala dell'aerogeneratore o una rottura o danneggiamento di un cavo di connessione. Gli interventi di manutenzione eccezionale non sono pianificati e richiedono l'implementazione di una specifica logistica marina, l'intervento di specifici mezzi operativi che proverranno dall'esterno del porto di Ravenna.

I guasti che possono colpire gli impianti sono in genere dovuti a:

- Usura e funzionamento nel lungo termine;
- Guasti improvvisi e sovraccarichi nel breve termine.

Nel caso delle turbine eoliche, poiché il rotore e la trasmissione sono organi in movimento, e le fondazioni sono esposte alle onde, i guasti sono più comunemente causati dall'usura e dalla fatica. Tuttavia, si ritiene che alcuni guasti si verifichino in modo casuale senza seguire tendenze o previsioni esplicite.



4.4.7 Manutenzione ordinaria

Per le operazioni di manutenzione ordinaria dell'hub energetico sarà applicata una strategia di manutenzione preventiva, con predisposizione dell'infrastruttura portuale anche nel caso si renda necessaria una manutenzione reattiva.

4.4.7.1 Impianti eolici

Il sistema SCADA consentirà il controllo a distanza delle singole turbine e del parco eolico, nonché l'interrogazione a distanza, il trasferimento di informazioni, l'archiviazione e lo spegnimento o il riavvio di qualsiasi turbina eolica, se necessario.

Durante la vita del progetto, non dovrebbero essere necessarie riparazioni o sostituzioni programmate, tuttavia potrebbero essere necessarie riparazioni e ispezioni periodiche.

I principali guasti ai componenti di un impianto eolico *offshore* sono di seguito elencati:

- Rotore e pale: degradazione, errore di allineamento, sbilanciamento del rotore, corrosione esterna delle pale e dell'hub, spaccature e gravi deformazioni aeroelastiche;
- Albero: disequilibrio dell'albero, disallineamento dell'albero, danno, rottura;
- Riduttore: usura, fatica, corrosione, danno ai denti dell'ingranaggio, spostamento, perdita di olio, lubrificazione insufficiente, elevata temperatura dell'olio, lubrificazione insufficiente;
- Generatore: surriscaldamento, sovravelocità, usura, eccessive vibrazioni, asimmetrie del rotore, rottura delle barre, problemi elettrici, danni all'isolamento, slittamenti, danni agli avvolgimenti e rumori anomali;
- Cuscinetti: surriscaldamento, sfaldatura, usura, difetti dei gusci dei cuscinetti e danno ai cuscinetti;
- Navicella: incendio, errore di imbardata;
- Torre: fatica, vibrazioni, formazione di spaccature e debolezza della fondazione;
- Sistema elettrico: cortocircuito, guasto di un componente, difetto di connessione, contaminazione

Per le opere di manutenzione ordinaria è previsto l'utilizzo di un CTV (Crew Transfer Vessel), imbarcazione impiegata per il trasferimento del personale addetto. Il trasferimento partirà dal porto di Ravenna ed impiegherà in media 1h30m per arrivare al parco eolico.

Attività di manutenzione correttiva, come la sostituzione degli anodi e delle protezioni contro la corrosione, richiedono l'impiego di sommozzatori e l'accesso sottomarino. Attività correttive speciali, come la sostituzione di un boat landing per l'accesso, richiedono anche l'uso di una nave jack-up. Questi servizi sono richiesti nel caso di eventi eccezionali di incidenti (come una collisione di imbarcazioni) o se i risultati delle ispezioni di routine ne indicano la necessità. Le strutture di fondazione, compreso il rivestimento in vernice, saranno progettate per garantire l'integrità degli asset durante i 30 anni di vita previsti degli aerogeneratori e si prevede che saranno necessarie operazioni di manutenzione correttiva minime.



Si stima che le attività di manutenzione ordinaria per l'impianto Romagna 2 e l'impianto Romagna 1 si svolgeranno per un totale di 182 giorni all'anno, considerando la stima della vita nominale di 32 anni per le fondazioni e di 25-30 anni per gli aerogeneratori.

A titolo esemplificativo e non esaustivo si riporta un elenco delle azioni comunemente eseguite tramite manutenzione, per ispezioni di controllo in caso di allarme ed in caso di necessità di riparazioni, da eseguire con mezzi logistici e navali direttamente in loco:

- Manutenzione generale della turbina eolica;
- Controllo regolare delle pale, che non presentino incrinature e danni;
- Ispezione della scatola degli ingranaggi per verificarne l'usura;
- Cambio con regolarità dell'olio degli ingranaggi;
- Valutazione del corretto funzionamento del generatore;
- Pulizia regolare della navicella;
- Controllo funzionamento del rotore, libero da elementi di intralcio;
- Controllo regolare dello stato dei cavi nell'aerogeneratore;
- Sostituzione delle batterie dell'UPS (gruppo di continuità);
- Assistenza e ispezioni delle attrezzature di sicurezza della turbina eolica, della gru della navicella, dell'ascensore di servizio, del sistema ad alta tensione e delle pale.

4.4.7.2 Impianto fotovoltaico

Per l'impianto fotovoltaico galleggiante si prevede di attuare una manutenzione pianificata. In funzione delle condizioni climatiche e meteomarine, sarà necessaria una apposita imbarcazione CTV (Crew Transfer Vessel). Per lo scenario dato dal clima del Mar Adriatico si prevede la possibilità di eseguire le operazioni con un CTV standard.

I giorni di ispezione e di intervento saranno programmati in maniera tale da massimizzare il rendimento dell'impianto con visite periodiche, più frequenti in periodi più soleggiati e meno frequenti in periodo invernale quando le necessità manutentive dei parchi eolici aumentano. Si considera che l'operazione di pulizia per una singola struttura esagonale da 7.7 MW sia svolta nell'arco di una giornata da una squadra composta da 3 operatori, e il numero di attività previste in un anno sia pari a 22. Considerando il sito composto in totale da 13 strutture da 7.7 MW, il numero totale di interventi è pari a 286, se si considera che essi avvengano tutti in giornate diverse. Al fine di ottimizzare gli interventi, finalizzati alla riduzione dei consumi di carburante e alle spese di noleggio/utilizzo dei mezzi, si considerano più squadre che operino su impianti differenti in una stessa giornata; nell'arco di un anno, il numero di interventi previsti è ridotto da 286 a 72, considerando per ogni giorno di intervento un equipaggio di 12 persone, divisi in 4 squadre da 3 operatori che operino su 4 diversi impianti da 7.7 MW. Le attività di manutenzione degli impianti solari sono quindi riassunte in 72 giorni circa non continuativi, ma con una frequenza di 2/3 giorni a settimana in periodo



estivo e 1 giorno ogni 1/2 settimane in periodo invernale. La pulizia potrà essere eseguita manualmente o mediante uso di robot, inoltre l'inclinazione di 10 gradi dei pannelli garantisce un effetto auto pulente durante eventi di pioggia. Il robot che si prevede di utilizzare è leggero e può essere trasportato da un operatore: questo permette di utilizzare un singolo robot per l'intero sito.

La tecnologia a membrana permette agli operatori di camminare sulla membrana e sui pannelli stessi: questo permette una maggior facilità e velocità nelle operazioni di O&M. Sarà necessario un magazzino di 300-400 m² per l'inventario dei pezzi di ricambio. Le attività di manutenzione ordinaria sono di tipo tradizionale manuale, cioè senza l'utilizzo di sistemi robotizzati e automatizzati.

4.4.7.3 Sottostazioni elettriche

Per la progettazione dettagliata della sottostazione si terrà conto dell'intero ciclo di vita dell'asset, prendendo quindi in considerazione la fase di trasporto ed installazione, la fase di commissioning offshore, il funzionamento ed infine lo smantellamento. Durante la fase di esercizio delle sottostazioni elettriche a mare si prevedono attività di regolare manutenzione ordinaria.

In particolare, le sottostazioni opereranno con filosofia *unmanned*, ovvero senza personale fisso nella sottostazione, ma da controllo remoto. Gli interventi di manutenzione ordinaria prevederanno regolari attività manutentive di base, volte ad ispezionare la componentistica elettrica principale, così come tutti i sottosistemi elettrici.

Le principali attività riguardano il campionamento ed il cambio dell'olio, test di tenuta, verifica di eventuali caratteristiche ausiliarie delle apparecchiature elettriche e controlli termografici.

I macchinari elettrici presenti nella sottostazione saranno di tipo statico con funzionamento continuo, rappresentando una modesta sorgente di rumore. Avranno invece funzionamento sporadico le apparecchiature elettriche, la cui emissione sonora è di breve durata, ma di alta intensità. I livelli di emissione del rumore nei pressi della sottostazione in ogni caso saranno in accordo con i limiti fissati dalla normativa vigente in materia di inquinamento acustico.

4.4.7.4 Cavi elettrici marini

Per la fase di esercizio dei cavi marini è rilevante fare riferimento alla protezione da *scouring*.

Il termine *scouring* si riferisce alla rimozione di sedimenti del fondale marino o di altro materiale mediante l'azione di correnti ed onde. L'entità dell'erosione dipende da molteplici fattori: dalla direzione e dall'entità di correnti e del moto ondoso, dalla morfologia del fondale, ma anche dalla tipologia di sedimento.

Nel caso del progetto AGNES Romagna, i dati a disposizione ed i risultati del report meteomarinario non sembrano evidenziare una significativa mobilità del sedimento, motivo per cui le opere di protezione dei cavi marini saranno concentrate nei punti più critici per i cavi. L'interramento rappresenterà quindi il metodo di protezione principale contro lo *scouring*.



In seguito al rilievo As-Built (o alle successive ispezioni programmate), metodi di protezione potranno essere adottati successivamente, laddove necessario (ad es. per cavi esposti), ma dovranno essere valutati caso per caso. Tali rilievi risultano particolarmente importanti a causa dei potenziali cambiamenti a lungo termine nei modelli di erosione e sedimentazione che si possono verificare dopo l'installazione dei cavi e dei metodi di protezione degli stessi, esponendo quindi nuove zone precedentemente interrato con conseguente degrado, destabilizzazione e corrosione.

Per ulteriori informazioni in riferimento al fenomeno di scouring in relazione ai cavi marini, si rimanda alla relazione tecnica specifica "AGNROM_EP-R_REL-CAVI-MARE Relazione tecnica dei cavi elettrici marini".

4.4.7.5 Area Agnes Ravenna Porto

L'area di Agnes Ravenna Porto, così come i corridoi dei cavidotti interrati che collegano l'area di sbarco dei cavidotti marini con Agnes Ravenna Porto, e quest'ultima con il nodo Terna "La Canala", così come tutte le aree di proprietà o diritto di superficie della Scrivente, saranno gestite e mantenute nel rispetto dell'ambiente, delle normative vigenti e della vincolistica presente nelle aree.

Qui di seguito alcune tematiche principali che verranno rispettate nell'area di Agnes Ravenna Porto:

Gestione delle acque

L'esercizio degli impianti di gestione delle acque dovrà essere garantito tramite gli appositi reticoli fognari che raccolgono le diverse tipologie di acque presenti: acque meteoriche e lavaggi inquinabili da oli minerali, acque di scarico industriali come soprattutto l'acqua salmastra a valle dell'impianto di demineralizzazione, acque provenienti da servizi igienici o altro.

In termini di effluenti liquidi, in condizioni di funzionamento normale, la sottostazione elettrica ed il sistema di accumulo dell'energia non generano alcuna perdita di liquidi.

Occupazione di suolo

La presenza degli impianti occuperà una porzione di suolo a lungo termine, con eventuali operazioni durante la vita degli impianti che potranno riguardare esclusivamente aree interne al perimetro esistente.

La destinazione d'uso durante la vita degli impianti sarà quindi produttiva/industriale, con la presenza della fascia verde come mostrato nella "Planimetria dell'area Agnes Ravenna Porto su ortofoto (sistema degli usi)", doc. AGNROM_EP-D_PLA-ARP-ORTO e "Planimetria tecnica dell'area Agnes Ravenna Porto", doc. AGNROM_EP-D_PLA-ARP-TECH.

Stabilità e rischio sismico

Il Comune di Ravenna si colloca in zona sismica 3, considerando una vita nominale pari a 50 anni ed una classe d'uso III dell'opera si ha un valore di ag allo SLV pari a 0,175g

Le fondazioni considerate per le apparecchiature elettriche della sottostazione elettrica, così come gli edifici presenti negli impianti di idrogeno, ed i rialzi sul quale saranno posti i componenti dell'impianto di accumulo



energia BESS, saranno calcolate in base alle indicazioni tecniche dei fornitori e dovranno comunque tener conto della sollecitazione sismica di progetto.

Potenziale contaminazione del suolo

Lo sversamento accidentale dei vari materiali impiegati nell'esercizio dell'impianto pare poco probabile in quanto sono già adottate e continueranno ad esserlo semplici regole di gestione e controllo delle varie operazioni di rischio.

Saranno previste le norme di sicurezza ambientale con procedure di pronto intervento in caso di fuoriuscita delle sostanze in terra (quali la delimitazione della zona interessata allo sversamento utilizzando sabbia o materiale inerte etc.). Le aree di transito degli automezzi ed interne agli edifici saranno tutte pavimentate. La pavimentazione dei piazzali esterni e delle aree di movimentazione è provvista di asfaltatura e di reti di raccolta delle acque nere e delle acque meteoriche raccolte e adeguatamente gestite.

4.4.7.6 Sottostazione elettrica onshore

Si precisa che nella stazione, che normalmente esercita in tele-conduzione, non è prevista la presenza di personale se non per interventi di manutenzione ordinaria o straordinaria.

L'edificio elettrico MT/BT e servizi ausiliari è destinato ad accogliere in appositi locali il sistema di protezione, comando, controllo ed automazione della stazione, così come il magazzino ed i servizi per il personale di manutenzione che non presidierà continuativamente l'impianto.

Tutte le aree della sottostazione dovranno essere facilmente accessibili per le normali operazioni di controllo e manutenzione ordinaria (quali per es.: intervento sui comandi degli apparecchi di manovra, sui dispositivi per il controllo della densità del SF₆, sui sensori per il rilievo d'archi interni, sui morsetti degli avvolgimenti secondari dei trasformatori di misura, etc.), con l'eventuale utilizzo di idonee scale fisse e relativi piani di lavoro e/o passerelle fisse, realizzate in grigliato metallico di tipo pedonabile leggero (portata 250 daN/m²), dotati di appositi corrimano e battipiedi.

Ciascun montante dovrà essere accessibile, senza interessare quelli adiacenti, per i controlli e le normali operazioni di manutenzione, quali ad esempio:

- Intervento sui comandi degli apparecchi di manovra;
- Intervento sui dispositivi di controllo della densità del gas SF₆ nei diversi compartimenti;
- Intervento sui sensori di rilevamento di archi interni di potenza;
- Intervento sui morsetti degli avvolgimenti secondari dei trasformatori di misura;

Dovranno inoltre poter essere agevolmente effettuate, dal più vicino piano di calpestio, senza utilizzo di mezzi mobili:

- Le manovre manuali dei sezionatori;



- Le operazioni di bloccaggio meccanico dei sezionatori;
- Il reintegro del gas SF₆ nei diversi compartimenti;
- L'individuazione, da terra, delle posizioni di APERTO/CHIUSO (AP/CH) delle apparecchiature, nonché delle pressioni del gas SF₆ negli scomparti.

L'eventuale utilizzo di mezzi mobili sarà consentito solo in caso di particolari situazioni impiantistiche con limitate disponibilità di spazi.

La manutenzione conseguente ad un guasto localizzato in uno dei compartimenti dei sezionatori di sbarra e di montante, comporti esclusivamente il fuori servizio del montante interessato dal guasto e della relativa sbarra, senza interessare i montanti adiacenti che dovranno rimanere in regolare servizio, ovvero in tutte le possibili situazioni di guasto del GIS.

Dovrà essere possibile accedere agli interruttori (una volta sezionati e segregati dalle restanti parte attive con la chiusura dei relativi otturatori) sia per manutenzione che per riparazione con sostituzione, anche con sbarre o linea in tensione.

4.4.7.7 *Impianto di accumulo*

Nonostante il sistema di stoccaggio energia sia un sistema altamente indipendente ed automatizzato necessita di una serie di operazioni di manutenzione volte a garantirne il corretto funzionamento nel tempo.

Una lista delle principali operazioni di manutenzione con la loro frequenza è riportata nel seguente Programma di Manutenzione.



Tabella 2: Indicazioni preliminari sul Piano di Manutenzione

| Operazione richiesta | Frequenza |
|---|-----------------------------------|
| Rimuovere i semi o la vegetazione germogliata, i nidi di uccelli, le foglie o i detriti, ecc. | 1 volta x anno |
| Ispezione visiva dei rack delle batterie e dei componenti interni dell'armadio di controllo, per verificare la presenza di segni di infiltrazione d'acqua, corrosione e fuoriuscita di elettroliti. Ispezionare le cerniere, le serrature e i meccanismi di chiusura delle porte per verificarne il corretto funzionamento, regolare e lubrificare se necessario. Ispezionare le penetrazioni del tetto per verificare che il sigillante sia applicato correttamente e non si stia degradando. Controllare i segni di torsione e serrare nuovamente le connessioni dei cavi di alimentazione secondo le specifiche di coppia previste dalle linee guida. Ispezione visiva e correzione dei punti di terminazione per i collegamenti elettrici allentati e le connessioni di terra nei rack delle batterie e nell'armadio di controllo. Ispezione visiva delle condizioni generali del sito dell'impianto di stoccaggio, delle batterie, delle apparecchiature elettriche, della struttura di montaggio, della recinzione, dell'ombreggiatura, della vegetazione, dei danni causati dagli animali, dell'erosione, della corrosione e dei pannelli scoloriti. | 1 volta x anno |
| Ispezionare e azionare le ventole, rilevare eventuali rumori anomali che indicano problemi ai cuscinetti, assicurarsi che tutte le ventole ruotino e funzionino in modo appropriato. | 1 volta x anno |
| Controllare visivamente i fusibili per verificare la continuità e i segni di stress termico. | In caso di fault o 1 volta x anno |
| Azionare e sconnettere gli interruttori DC per verificare che non siano bloccati. | 1 volta x anno |
| Testare il funzionamento dell'arresto rapido. | 1 volta x anno |
| Verifica della tensione di controllo. | 1 volta x anno |
| Ispezionare e attivare i circuiti di riscaldamento dell'armadio di controllo e dei rack delle batterie, verificandone il funzionamento. | 1 volta x anno |
| Assicurarsi che gli UPS di backup funzionino. | 1 volta x anno |
| Pulire i rack delle batterie e le prese d'aria dell'armadio di controllo. | 1 volta x anno |



| Operazione richiesta | Frequenza |
|---|---|
| Pulire e sostituire i filtri dell'aria, secondo i requisiti della garanzia. | In base allo stato di inquinamento dell'aria nel sito |
| Eseguire una termografia durante il normale funzionamento per i collegamenti dei circuiti di alimentazione DC sui moduli batteria sul lato anteriore e sul circuito combinatorio nell'armadio di controllo. | 1 volta x anno |
| Test di capacità ed efficienza. Far funzionare il sistema per un ciclo completo 0-100-0% SOC secondo il protocollo di prova, assicurandosi che i dati siano registrati per la post-elaborazione o per il caricamento diretto sul server cloud dei dati. | 1 volta x anno |
| Documentare i dettagli del lavoro di manutenzione preventiva, come le osservazioni sulle condizioni, il lavoro svolto, le letture dei contatori, le immagini termiche e i risultati dei test del sistema. Includere rapporti di non conformità per identificare potenziali problemi di produzione di energia a breve e lungo termine. | In concomitanza di queste operazioni |
| Test del rilevamento dei guasti della messa a terra a livello di inverter | 1 volta x anno |

4.4.7.8 Impianto di idrogeno

L'impianto di Power-to-Hydrogen è composto da molti sottosistemi, descritti in dettaglio nel documento "Relazione tecnica dell'impianto di produzione e stoccaggio di idrogeno verde", doc. AGNROM_EP-R_REL-P2HY.

Molti di questi sono sistemi delicati o comunque ricoprono un ruolo importante per garantire la sicurezza dell'impianto. Per questo dev'essere ben presente un piano di manutenzioni e controlli ordinari, in modo tale da garantire la sicurezza dell'impianto e valutare con accortezza la necessità di eventuali manutenzioni straordinarie. Una sintesi del piano di manutenzione è presente nei successivi paragrafi.

Ogni mese

- Ispezione visiva complessiva (tubazioni, raccordi, apparecchiature)
- I parametri della miscela di acqua e glicole (livello del serbatoio, pressione e flusso) devono essere confermati all'interno dei range specificati nel manuale d'uso

Ogni 3 mesi



- Sostituzione della pastiglia di cloro per la pulizia dell'unità di depurazione dell'acqua
- Ispezione e pulizia dei filtri
- Controllo dell'umidità relativa all'interno dei contenitori
- Ispezione dei sensori
- Controlli visivi delle tubazioni e dei raccordi (verniciatura, sigillatura dei bulloni delle flange)
- Controlli di apparecchiature speciali (PSV, pompe) secondo le raccomandazioni del fornitore

Ogni 6 mesi

- Ispezione visiva del sistema antincendio
- Test ESD
- Ispezione e pulizia dei filtri dell'armadio E&I
- Ispezione dei collegamenti elettrici e fluidici delle batterie
- Sostituzione della resina per conduttività dell'acqua > 1 μ S/cm
- Lubrificazione delle pompe
- Ispezione e calibrazione dei sensori

Ogni anno

- Sostituzione degli assorbitori di umidità, se necessario
- Pulizia e calibrazione dei rilevatori OIHA
- Sostituzione del filtro CO2
- Sostituzione dell'olio delle pompe secondo le raccomandazioni del produttore
- Sostituzione del glicole dallo skid termico
- Periodo di stop per manutenzione del sistema di compressione e di purificazione dell'idrogeno

4.4.8 *Manutenzione straordinaria*

4.4.8.1 *Comparto marino*

Impianto fotovoltaico

La pulizia totale dell'impianto, invece, dovrà essere eseguita 2- 3 volte all'anno e comprenderà un intervento di manutenzione completa, all'inizio del periodo di massima produzione (marzo circa). Con questo intervento di manutenzione si prevedono le attività di manutenzione straordinaria come controllare e serrare i bulloni, le cime d'ormeggio e le ancore, così come tutte le parti strutturali che compongono le piattaforme. L'ispezione più approfondita degli inverter, dei trasformatori e di tutti i componenti elettrici verrà eseguita secondo le raccomandazioni dei fornitori, solitamente 2 volte l'anno. L'impianto sarà dotato di un'area sicura e riparata all'interno della quale potranno essere conservati alcuni pezzi di ricambio necessari per la



manutenzione quotidiana. Componenti più ingombranti come ancore o cime d'ormeggio saranno conservate nell'area di magazzino situata all'interno del porto di Ravenna e/o in container presenti in apposite aree della sottostazione di Romagna 1. Il costo del noleggio dell'imbarcazione CTV è uno dei fattori dominanti sui costi di manutenzione dell'impianto; perciò, è una scelta importante considerare tale imbarcazione come condivisa con gli impianti eolici, per poter ammortizzare tale costo.

Impianto eolico

Le operazioni di manutenzione straordinaria per gli impianti eolici sono previste in caso di danneggiamento grave all'impianto, nel caso in cui sia necessaria la sostituzione di un componente dell'aerogeneratore o il danneggiamento e quindi la sostituzione di un cavo di interconnessione.

Le operazioni di manutenzione eccezionale considerano la sostituzione dei componenti principali dell'aerogeneratore (aerogeneratore, riduttore, rotore, cuscinetti, pale, etc.). Tali operazioni sono eccezionali, non pianificate e derivanti da problematiche di funzionamento della componentistica; esse richiedono quindi attività complesse sia in termini di mezzi navali che di specifica logistica di intervento.

I componenti sostitutivi per gli aerogeneratori saranno immagazzinati in un'area dedicata del porto di Ravenna per il cantiere di base. In caso sia necessaria la manutenzione di uno dei componenti dell'aerogeneratore, come ad esempio la sostituzione di una pala, sarà necessario l'intervento di una nave come quella utilizzata in fase di installazione, un *jackup vessel* oppure un *jackup barge* con la capacità di sollevamento necessaria. Ad oggi non sono presenti in mare Adriatico navi di questo tipo e quindi in caso di necessità dovranno arrivare da un porto esterno, potenzialmente del Mare del Nord.

Dal momento in cui si ha la disponibilità del mezzo presso il porto di Ravenna, le operazioni per la sostituzione del componente danneggiato richiederanno un totale di dieci giorni (incluso il *load out* dal porto ed il ritorno). Si ricorda che le componenti di ricambio saranno conservate nell'area di magazzino situata presso il porto di Ravenna.

Sottostazioni elettriche a mare

Gli interventi di manutenzione straordinaria per le sottostazioni elettriche a mare sono previsti nel caso in cui si verifichi un problema non risolvibile con i sistemi di controllo remoto, in caso di guasto, grave danneggiamento all'impianto e conseguente necessità di sostituire un componente.

I componenti sostitutivi per i macchinari e le apparecchiature elettriche saranno immagazzinati in una delle aree dedicate allo stoccaggio nel porto di Ravenna.

Cavi marini

In riferimento al periodo di esercizio dei cavi di interconnessione ed esportazione, vanno presi in considerazione i rischi che possono portare alla necessità di interventi di manutenzione straordinaria per danneggiamento da eventi antropogenici e naturali.



Il maggior fattore di rischio è rappresentato dalla possibilità di avere, in via eccezionale, navi ancorate nell'area di ingresso al porto di Ravenna e quindi la possibilità che le ancore si vadano a posare sul percorso dei cavi causandone il guasto. È il caso di imbarcazioni in entrata o uscita dal porto di Ravenna che, per necessità dovute a malfunzionamenti o emergenze di qualsiasi casistica, debbano rilasciare le ancore in aree dove vige il divieto di ancoraggio (es. nei corridoi di entrata/uscita portuale).

Il tracciato dei cavidotti export principali percorre un corridoio nel quale, dalle 0 NM alle 12 NM (miglia nautiche), vige il divieto di ancoraggio come da ordinanze della Capitaneria di Porto. Oltre le 12 NM le linee export mantengono una distanza di almeno 1km dall'area di ancoraggio come da nuovo TSS.

Per quel che riguarda i cavidotti di interconnessione, poiché sono installati all'interno degli specchi acquei di riferimento, il divieto di accesso su queste aree esclude alcun tipo di rischio legato ad ancoraggi o altre attività che vadano a causare guasti alle linee elettriche.

Meno probabile invece risulta il danneggiamento causato da fattori naturali.

Nel documento AGNROM_EP-R_CBRA "Valutazione dei rischi e definizione del sotterramento degli elettrodotti marini" è stata definita la profondità di interrimento, tenendo conto della penetrazione teorica massima calcolata e garantendo un fattore di sicurezza. Per le zone a più alto Rischio Complessivo è stata definita una profondità pari a 2.0 m, mentre per le zone a più basso rischio complessivo la profondità di interrimento sarà di 1.0 m. I precedenti valori sono stati definiti con il fine di escludere ogni possibilità che, durante la fase di esercizio, i cavi possano essere dissotterrati e danneggiati a causa delle condizioni meteomarine.

È stata redatto inoltre un elaborato progettuale intitolato "Relazione tecnica sulla valutazione dei rischi della navigazione marittima" con codice AGNROM_SIA-R_NRA, nel quale sono state compiute valutazioni sul grado di pericolo di danneggiamento dei cavi da parte di ancore.

Operazioni di manutenzione dei cavi marini saranno programmate in seguito alla verifica delle buone condizioni del cavo, effettuata tramite studio geofisico in cui viene verificata la posizione dei cavi e la configurazione del fondale marino nell'intorno dei cavi stessi.

Per la valutazione nel breve termine dei risultati delle attività di installazione, sarà effettuato un primo controllo entro i primi due anni di attività degli impianti. Ulteriori indagini saranno previste ogni 5/6 anni o in seguito ad eventi meteomarini eccezionali; la cadenza di questi intervalli viene definita in seguito alla prima ispezione applicando un approccio basato sul rischio per la definizione della strategia di O&M (Operation and Maintenance).

Nel caso in cui l'attività di pesca o il lancio delle ancore delle navi danneggino un cavo, per il necessario intervento di manutenzione sarà necessario utilizzare una nave posacavi. La durata delle operazioni si stima dalle 3 alle 8 settimane.



4.4.8.2 Comparto terrestre

Impianto di accumulo

L'impianto di BESS necessiterà di operazioni di manutenzione straordinaria quando si verificano malfunzionamenti o alcuni componenti dell'impianto come moduli o sottomoduli della batteria, inverter, trasformatori o altra componentistica elettrica subiscono disfunzioni di ogni tipologia.

Nel caso in cui le prestazioni dell'impianto dovessero ridursi notevolmente, prima del fine vita dell'impianto si potrà prevedere l'aggiunta di alcuni moduli per ripristinare i parametri nominali di capacità e potenza dell'impianto.

Impianto idrogeno

Di seguito si elencano le operazioni di manutenzione straordinaria previste per l'impianto di idrogeno.

Ogni 2 anni

- Sostituzione del cuscinetto della pompa di circolazione

Ogni 3 anni

- Sostituzione della cartuccia del rivelatore di idrogeno ambientale

Ogni 4 anni

- Sostituzione della soluzione di KOH

Ogni 5 anni

- Ispezione esterna dei recipienti a pressione
- Sostituzione della miscela glicole/acqua dai circuiti di raffreddamento
- Sostituzione delle valvole di sicurezza

Ogni 8 anni

- Sostituzione del diaframma all'interno delle celle
- Recoating degli elettrodi anodico e catodico

Ogni 10 anni

- Ispezione interna dei recipienti a pressione

Il rinnovamento delle celle elettrolitiche è consigliato ogni 8 anni di operazione e ripristina le performance iniziali di start-up, dopo la degradazione annuale stimata di 1.1% riferita al consumo elettrico in kwh/Nm3.

La sostituzione del diaframma e il nuovo rivestimento all'anodo e al catodo può essere svolto in maniera sequenziale, richiedendo lo spegnimento di un singolo modulo per 7 giorni.



Le manutenzioni annuali programmate si possono considerare per un periodo da 10 a 15 giorni, durante il quale vengono eseguiti interventi di manutenzione principalmente su compressori e sul sistema di purificazione.

Le manutenzioni straordinarie più rilevanti, in aggiunta alle manutenzioni ordinarie, sono appunto il ricambio della soluzione di KOH ogni 4 anni, e il ricambio della soluzione di KOH, la sostituzione del diaframma interno delle celle e il recoating degli elettrodi anodico e catodico, senza la sostituzione totale degli elettrolizzatori.

Il coating catodico viene sostituito in sito, mentre il coating anodico richiede la spedizione in fabbrica degli anodi. Dopo il recoating, le celle vengono riassemblate, riportando l'efficienza come ad inizio vita.

La soluzione di KOH sostituita può essere venduta sul mercato e riutilizzata, oppure riciclata.

I sistemi di compressione e stoccaggio necessiteranno di manutenzione ordinaria e predittiva, assicurando il giusto funzionamento dei componenti.

Per ogni sistema di stoccaggio di idrogeno e ossigeno si dovrà procedere con un repainting e leakage tests ogni 10 anni oppure ogni qualvolta si superi un determinato delta di pressione.

4.5 Fase di dismissione

4.5.1 Comparto marino

Al termine dell'operatività del parco energetico, considerata fino a 30 anni, si prevede la fase di dismissione in cui tutti i componenti dell'impianto eolico e fotovoltaico, incluse le sottostazioni saranno smantellati e si procederà al ripristino o la riabilitazione delle aree occupate.

In primo luogo, ancor prima di iniziare con le operazioni si procederà con uno studio che valuti l'impatto dello smantellamento, verificando l'eventualità di un interesse ambientale nel mantenere alcuni elementi nell'area.

La dismissione è una fase importante del progetto in quanto fa acquisire maggiore sostenibilità ambientale ai parchi eolici offshore e garantisce il ripristino dell'ambiente o la compensazione degli impatti non mitigabili.

Le operazioni di smantellamento dipenderanno anche dalle tecniche e dalle metodologie utilizzate in fase di installazione, tentando di seguire una sequenza invertita rispetto alla fase di costruzione.

In funzione dei risultati dello studio preliminare alla dismissione, potrà anche essere presa in considerazione anche un'altra opzione ovvero il ripotenziamento (*repowering*) dell'impianto eolico.

Il ripotenziamento, considerato come una strada del decommissioning, prevede di mantenere le strutture di fondazione e la rete dei cavi elettrici sostituendo però le turbine eoliche con strutture in linea con il mercato



e quindi più potenti. Il ripotenziamento potrà essere completo o parziale. Nel primo caso saranno sostituite completamente le turbine, a seguito di verifica della portata delle fondazioni; nel secondo caso si potrà avere la sostituzione di componenti minori come pale o rotore.

Tuttavia non c'è ancora esperienza sufficiente per poter stimare la validità di un intervento di repowering.

Ci sono generalmente due opzioni per la dismissione:

- Dismissione completa: opzione solitamente preferita, per non creare ostacoli e pericoli per la navigazione e la pesca;
- Dismissione parziale: prevede che alcuni componenti vengano intenzionalmente lasciati in loco come ad esempio le fondazioni, per proteggere l'habitat creatosi intorno alla struttura.

Le operazioni di dismissione del parco energetico offshore saranno suddivise nelle seguenti fasi:

- Studio preliminare dello stato dell'ambiente marino a termine vita del parco;
- Pianificazione delle operazioni;
- Operazioni in mare;
- Operazioni a terra;
- Operazioni di post dismissione.

Di seguito si analizzano le fasi delle operazioni in mare, a terra e di post dismissione. Si ricorda che tutte le soluzioni proposte si basano sullo stato attuale di tecnologie e conoscenze nel settore.

4.5.2 Operazioni in mare

Per le operazioni in mare sono previste in primis attività di ispezione delle infrastrutture, che includeranno quindi le fondazioni e le sottostrutture di turbine e sottostazioni, i cavi inter-array ed export.

Lo scopo dei lavori di decommissioning sarà determinato dalla legislazione e dalle linee guida pertinenti al momento del decommissioning e molto probabilmente riguarderà i componenti installati accessibili.

Nella componente eolica offshore, è probabile che questo includa la rimozione di tutti i componenti della turbina eolica, parte delle fondazioni (quelle al di sopra del livello del fondale), la rimozione di alcuni o tutti i cavi dell'array, dei cavi di interconnessione e dei cavi di esportazione offshore. Le protezioni dei cavi e lo scour saranno probabilmente lasciate in situ.

I mezzi necessari saranno gli stessi utilizzati in fase di costruzione:

- Nave per il sollevamento dei carichi pesanti, dotata di gru con capacità appropriata e spazio disponibile sul ponte;
- Chiatte con rimorchiatori per il trasporto degli elementi rimossi.



Nel descrivere le fasi delle operazioni per i diversi elementi, saranno presentati gli strumenti e le attrezzature che si prevedere utilizzare.

4.5.2.1 Aerogeneratori

Gli aerogeneratori dovranno essere completamente rimossi, o, in alternativa al decommissioning, si potrà prendere in considerazione la rialimentazione (*repowering*) del parco eolico. Se la proprietà delle infrastrutture decidesse di perseguire questa opzione, ciò sarebbe soggetto a una nuova richiesta di autorizzazione.

In entrambi i casi i liquidi, gli oli ed i lubrificanti degli ingranaggi saranno lasciati all'interno della navicella e raccolti poi trattati una volta a terra, al fine di ridurre al minimo il rischio di fuoriuscite. Si noti che al fine di ridurre i rischi di inquinamento anche in caso di sversamenti accidentali, gli oli utilizzati per la lubrificazione sono biodegradabili.

Il primo passaggio per la dismissione prevede la disconnessione dalla rete, successivamente potrà essere rimossa la turbina in un'unica soluzione o, eseguendo l'inverso della successione di installazione.



Figura 116: Rimozione rotore e navicella (Lely wind farm)

4.5.2.2 Fondazioni ed elemento di transizione

Le fondazioni delle turbine una volta completata la loro vita operativa saranno probabilmente totalmente rimosse anche in considerazione del fatto che i fondali per i campi eolici di Ravenna 1 e 2 non superano i 55.0 m. La rimozione sarà realizzata fino a -1.0 m sotto il fondale marino.

Di seguito sinteticamente le operazioni preliminari necessarie prima della rimozione della fondazione:



- disconnessione dei cavi tra gli aerogeneratori e del cavo di collegamento delle stazioni di trasformazione;
- recupero dei cavi;
- trasporto dell'aerogeneratore in darsena.

Il processo di rimozione delle fondazioni è generalmente inverso a quello di installazione. Le tecniche previste per i vari tipi di fondazioni sono descritte di seguito.

Per la rimozione dell'elemento di transizione (*transition piece*) sono due le strade percorribili:

- Separare il *transition piece* dalla fondazione tagliando l'elemento di transizione ed i J-tube con tecnica di taglio a filo diamantato o a getto d'acqua, e successiva rimozione dell'elemento di transizione;
- Sollevare il *transition piece* con la fondazione.

Una volta ancorata la gru ai punti di sollevamento della fondazione, si procederà con il taglio ed il sollevamento per la rimozione. La parte di fondazione infissa nel fondo marino rimarrà in sito.

Anche per la rimozione delle fondazioni sono due le opzioni considerabili:

- Rimozione completa della fondazione;
- Taglio della fondazione alla base e rimozione parziale.

Il metodo di rimozione individuato per le fondazioni consiste nel procedere alla rimozione attraverso il taglio delle strutture delle gambe/pali e sollevamento mediante utilizzo di una HLV. Il taglio sottomarino può essere esterno con l'impiego di sommozzatori o dall'interno delle gambe/pali con attrezzatura operata da sopra la superficie del mare e senza sommozzatori.

Si noti che, una volta rimosse le fondazioni, sono potenzialmente disponibili altre opzioni di riutilizzo/smaltimento. Ciò potrebbe essere applicabile a qualsiasi tipo di fondazione, ma occorrerebbe un'attenta pianificazione del sito per garantire che non vengano introdotti pericoli per la navigazione.

Soluzioni per monopalo

La metodologia di rimozione complessiva per le fondazioni monopalo in acciaio è tipicamente la seguente:

- Rimozione della turbina, della torre, delle apparecchiature di comando e dei dispositivi ausiliari e taglio dei cavi (lasciando in situ i cavi interrati dell'array);
- Mobilitazione di una nave di servizio;
- Getto e/o aspirazione locale intorno alla base del monopalo a una profondità di circa 1-2 m;
- Dispiegamento di un'apparecchiatura di taglio abrasivo subacqueo a distanza dalla nave di servizio;



- Mobilitazione di un'imbarcazione heavy lift o di un impianto jack-up per il sollevamento di carichi pesanti e fissaggio della gru alla sommità del monopalo e all'elemento di transizione;
- Taglio abrasivo del monopalo a una profondità di circa 1-2 m sotto il fondale marino;
- Sollevamento del monopalo/elemento di transizione con gru su nave heavy lift o jack-up su chiatta;
- Trasporto del monopalo/elemento di transizione al porto per lo smantellamento e il riutilizzo e/o riciclaggio, ove possibile.

Si noti che non si intende ripristinare gli scavi locali rimasti in corrispondenza dei monopali, poiché si prevede che questi si riempiranno naturalmente nel tempo.

Soluzioni per jacket e multipali inclinati

La metodologia di rimozione complessiva per le fondazioni con pali (jacket o multipali inclinati) è tipicamente la seguente:

- Rimozione della turbina, della torre, delle apparecchiature di comando e dei dispositivi ausiliari e taglio dei cavi (lasciando in situ i cavi interrati dell'array);
- Getto e/o aspirazione locale intorno alle gambe del *jacket* fino a una profondità di circa 1-2 m sotto il livello del fondale;
- Dispiegamento di un'apparecchiatura di taglio abrasivo subacqueo a distanza da una nave di servizio;
- Mobilitazione di un'imbarcazione heavy lift o jack-up, per il sollevamento di carichi pesanti e fissaggio della gru alla fondazione;
- Taglio abrasivo delle gambe dei pali ad una profondità di circa 1-2 m sotto il fondale marino;
- Sollevamento della fondazione con la gru sulla nave su una chiatta;
- Trasporto del jacket al porto per lo smantellamento e il riutilizzo/riciclaggio, ove possibile.

Si noti che non si intende ripristinare gli scavi locali rimasti in corrispondenza dei punti di appoggio dei pali, poiché si prevede che, dato il trasporto naturale attivo dei sedimenti nel sito, questi si riempiranno naturalmente.

4.5.2.3 Cavi marini

Al termine della fase di esercizio dell'hub energetico, considerata nominalmente pari a 30 anni, si prevede la fase di dismissione di tutti i componenti dell'impianto eolico e fotovoltaico, incluse le sottostazioni.

I componenti saranno smantellati e si procederà quindi al ripristino o la riabilitazione delle aree occupate.

Prima dell'inizio delle operazioni si procederà con uno studio per la valutazione dell'impatto dello smantellamento, verificando l'eventualità di un interesse ambientale nel mantenere alcuni elementi nell'area.



La dismissione è una fase importante del progetto in quanto fa acquisire maggiore sostenibilità ambientale ai parchi eolici offshore e garantisce il ripristino dell'ambiente o la compensazione degli impatti non mitigabili.

Le operazioni di smantellamento dipenderanno anche dalle tecniche e dalle metodologie utilizzate in fase di installazione, tentando di seguire una sequenza invertita rispetto alla fase di costruzione.

In funzione dei risultati dello studio preliminare alla dismissione, potrà anche essere presa in considerazione un'altra opzione ovvero il ripotenziamento (repowering) dell'impianto eolico.

Il ripotenziamento, considerato come una strada alternativa alla dismissione, prevede di mantenere le strutture di fondazione e la rete dei cavi elettrici sostituendo però le turbine eoliche con strutture in linea con il mercato e quindi più potenti. Il ripotenziamento potrà essere completo o parziale. Nel primo caso saranno sostituite completamente le turbine, a seguito di verifica della portata delle fondazioni; nel secondo caso si potrà avere la sostituzione di componenti minori come pale o rotore.

Tuttavia, non c'è ancora esperienza sufficiente per poter stimare la validità di un intervento di repowering.

Gli obiettivi durante il processo di dismissione saranno quelli di ridurre al minimo gli effetti sia a breve che a lungo termine sull'ambiente, rendendo l'area di mare interessata sicura per la navigazione.

Tutti i cavi (o sezioni o le estremità) offshore, esposti al momento della dismissione, o che potrebbero esserlo, saranno recuperati a meno che gli studi dimostrino di non rappresentare una minaccia o che un ulteriore interrimento / copertura possa eliminarne il rischio.

Ciò sarà determinato dall'esame dei dati sulla stabilità e posizione del fondale marino / cavo provenienti da tutti i rilievi eseguiti, prima della dismissione del sito.

Le principali opzioni, sulla base dello stato attuale di tecnologie e conoscenze nel settore per la dismissione del cavo, sono:

- Lasciare il cavo in situ interrato;
- Lasciare il cavo in situ e fornire una protezione aggiuntiva dove risulti esposto;
- Rimuovere i tratti di cavo che presentano un rischio;
- Dismissione completa: opzione che ricrea lo stato ante-operam e rimuove ostacoli e pericoli per la navigazione e la pesca.

Eventuali trincee sottomarine rimaste dopo la rimozione del cavo potrebbero essere riempite naturalmente laddove ciò non rappresenti un rischio per l'ecosistema marino. Nel caso in cui non si sia verificato il riempimento naturale della trincea, si potrebbe prendere in considerazione il riempimento correttivo, in base alla profondità e al profilo della trincea.



Prima della dismissione, verrà sviluppato un piano di emergenza per risolvere il potenziale problema dei cavi esposti dopo la dismissione.

Le operazioni di dismissione del parco energetico offshore saranno suddivise nelle seguenti fasi:

- Studio preliminare dello stato dell'ambiente marino a termine vita del parco;
- Pianificazione delle operazioni;
- Operazioni in mare;
- Operazioni a terra;
- Operazioni di post dismissione.

Per le operazioni in mare sono previste in primis attività di ispezione delle infrastrutture, che includeranno quindi le fondazioni e le fondazioni della sottostazione, i cavi inter-array ed export.

Tra le opzioni sopra elencate per i cavi sottomarini, quella di lasciare il cavo in situ rimane l'opzione preferita, al fine di limitare l'alterazione della configurazione acquisita dal fondale marino. Sarà effettuata un'indagine per verificarne il corretto interrimento al termine dell'esercizio e, in caso questa condizione non sia verificata, saranno eseguite operazioni volte a mettere in sicurezza la porzione di cavo non interrata.

La scelta di lasciare i cavi marini in situ è una soluzione che, nel caso in cui non fossero rilevate particolari problematiche di rischio, può risultare in un minor impatto ambientale, poiché l'ecosistema marino creatosi non inficia della rimozione delle opere.

Dall'altro lato, l'operazione di rimozione del cavo avverrebbe tramite un dispositivo a getto per esporre solo una breve sezione di cavo oppure utilizzando uno strumento *grapnel* per sollevare il cavo in superficie. In genere, il modo più efficiente per rimuovere l'eccessivo sovraccarico è un escavatore a flusso di massa, poiché altri mezzi di sbancamento rischiano di danneggiare il cavo e rendere il recupero ancora più difficile.

Queste brevi sezioni di cavo verrebbero poi stoccate in cassoni o contenitori aperti a bordo della nave per essere successivamente smaltite attraverso percorsi appropriati per il riutilizzo, il riciclo o lo smaltimento dei materiali. Una volta rientrata in porto, la nave procederà allo scarico del cavo.

Le operazioni di rimozione comportano generalmente lo spostamento del materiale del fondale marino e lasciando un profilo di trincea sul fondale, che, a seconda della valutazione, potrebbe richiedere di essere livellato o lasciato riempire naturalmente.

Risulterà poi necessaria un'ulteriore campagna di ispezione del percorso come prova della completa rimozione di tutti i cavi dal fondale marino.



4.5.2.4 Sottostazioni offshore

Per la rimozione ed il trasporto delle sottostazioni offshore le strutture saranno divise in due parti, così come in fase di costruzione: la sovrastruttura (*topside*) e la fondazione.

In seguito alla disconnessione della sottostazione dalla rete, saranno installati i punti di sollevamento sulla sovrastruttura a cui seguirà il taglio delle connessioni saldate con la fondazione. Entrambe le strutture saranno sollevate separatamente, ad opera della gru della nave per i carichi pesanti, e posizionate sulla chiatte per il trasporto in porto.

4.5.2.5 Fotovoltaico galleggiante

Per le piattaforme dell'impianto fotovoltaico galleggiante si prevede la disconnessione dei cavi inter-array e dei cavi export, successivamente la disconnessione delle linee di ormeggio ed il recupero delle stesse e delle ancore. Le piattaforme saranno poi trascinate mediante l'uso di rimorchiatori verso il porto.

4.5.3 Operazioni a terra

Sono considerate nelle operazioni a terra tutti gli interventi volti allo smontaggio dei componenti delle strutture se non precedentemente divisi, e le operazioni di scarico e di successivo deposito a terra delle componenti rimosse.

Questa fase rappresenta il punto di collegamento tra la rimozione delle strutture in mare e l'avvio allo smaltimento o al parziale riuso delle componenti.

Si consideri infatti che la dismissione di un impianto offshore presenta molti meno impatti in confronto ad altri impianti di produzione di energia elettrica. In particolare, la fondazione, la torre, il generatore, il moltiplicatore di giri e tutti i componenti interni alla navicella sono considerati quasi completamente riciclabili. Unico elemento che presenta delle criticità in fase di dismissione è rappresentato dalle pale poiché costituite da materiali quali fibra di vetro, carbonio e resine.

4.5.4 Operazioni di post dismissione

In seguito alla scomposizione delle strutture arrivate a terra, che prevedono il disassemblaggio dei diversi materiali di cui sono costituite, saranno avviate le operazioni post dismissione.

L'opzione che si prediligerà sarà quella del riutilizzo, per quanto possibile, degli elementi delle strutture. In secondo luogo, si seguiranno i principi del riciclo per i materiali come ad esempio l'alluminio. Infine, tutti i materiali che non possono essere riciclati saranno smaltiti, in ottemperanza alle direttive europee.



Buona parte dei materiali potrà essere riutilizzata e riciclata, come ad esempio l'alluminio, l'acciaio, il filo di rame.

Di seguito si riportano i principali materiali degli elementi che costituiscono il parco eolico e l'impianto fotovoltaico galleggiante, in particolare sono indicati i componenti che potranno essere riutilizzati.

Tabella 71: Materiali principali utilizzati

| Componente | Elemento |
|-----------------------------------|---------------------------|
| Acciaio | Aerogeneratore |
| Alluminio | |
| Ghisa | |
| Magneti | |
| Plastica e gomma | |
| Rame | |
| Acciaio | Fondazione |
| Materiale plastico (XLPE, PE, PP) | Cavi sottomarini |
| Rame | |
| Acciaio | Fotovoltaico galleggiante |
| Alluminio | |
| Poliestere | |

Sarà stabilito un trattamento specifico a seconda della natura dei materiali:

- la maggior parte delle attrezzature delle fondazioni e i loro accessori, composte principalmente da acciaio e materiali compositi, saranno riciclati dall'industria dell'acciaio e da aziende specializzate;
- la biomassa accumulata durante il ciclo di vita del parco sarà trattata come residuo di processo. Questi residui saranno quindi smaltiti;
- le componenti elettriche, se non possono essere riutilizzate, saranno smantellate e riciclate.

I componenti elettrici (trasformatore, quadri elettrici, etc) verranno smaltiti, in accordo con la direttiva europea (WEEE - Waste of Electrical and Electronic Equipment); le parti in metallo (acciaio e rame) e in plastica rinforzata (GPR) potranno invece essere riciclate.

Particolare attenzione sarà dedicata allo smantellamento delle apparecchiature che utilizzano lubrificanti e olio per prevenire sversamenti accidentali. Eventuali residui di olio o lubrificante saranno rimossi secondo le procedure appropriate.



4.5.5 Comparto terrestre

In fase di progettazione esecutiva, si richiederà al Fornitore di prevedere materiali per i quali sia fattibile il riciclo, mediante recupero e utilizzo, piuttosto che lo smaltimento a discarica.

Laddove possibile, si dovranno preferibilmente utilizzare materiali ad alto grado di biodegradabilità, in conformità con le leggi, regolamenti e norme vigenti in materia di salvaguardia ambientale.

I lavori di dismissione a terra riguardano la rimozione e lo smantellamento/dismissione delle linee di cavi elettrici terrestri, dall'area di approdo fino alla connessione della Rete di Trasmissione Nazionale, tramite una corretta gestione delle operazioni di trasporto e smaltimento dei rifiuti.

I lavori di disattivazione riguardano la disconnessione elettrica della sottostazione elettrica, con la rimozione dei quadri e degli impianti ausiliari e l'eventuale demolizione dell'intera sottostazione elettrica. I macchinari che verranno utilizzati per la demolizione saranno selezionati sulla base del rispetto dei limiti dello spettro del rumore aereo, e sulla minimizzazione dei consumi di carburante per una ridotta quota di emissioni.

La definizione degli impianti di riciclaggio e smaltimento sarà effettuata sulla filosofia di minimizzazione dei consumi sul trasporto del materiale, così come da Piano di Dismissione e Smantellamento.

Successivamente alla fase di decommissioning, con la demolizione e rimozione dei cavidotti interrati, della sottostazione di conversione elettrica, così come degli impianti di stoccaggio energia e di produzione e stoccaggio dell'idrogeno verde, il corridoio degli elettrodotti e l'intera area di Agnes Ravenna Porto saranno ripristinati come da condizioni ante-operam.

Il ripristino del suolo e della vegetazione originaria, nonché la piantumazione di specie autoctone già presenti nelle aree limitrofe, potranno essere affiancate ad eventuali azioni di riutilizzo degli impianti dismessi soprattutto per i sistemi all'interno dell'area Agnes Ravenna Porto (sottostazione elettrica, impianto accumulo energia, impianto produzione e stoccaggio idrogeno).

Poiché tali impianti nasceranno in area industriale portuale, il ripristino e riutilizzo, anche parziale, degli impianti potrà donare una nuova destinazione industriale all'area, mantenendo le relative opere civili ausiliarie.

4.5.5.1 Impianto di accumulo energia elettrica

Lo smaltimento dei componenti del BESS, la loro rimozione e il loro riciclaggio verrà attuato in conformità alle leggi e alle norme nazionali, europee ed internazionali, vigenti al momento del decommissioning. Il fine vita di batterie ed altri accumulatori elettrochimici è regolata in particolare dalla direttiva comunitaria europea 2006/66/CE e s.s.m.i



In base a queste direttive e a questi principi, il fornitore del BESS fornirà idonea documentazione descrittiva delle specifiche azioni di *decommissioning* dell'impianto. In particolare, verrà descritta la gestione dei componenti, il loro corretto smaltimento e le tecniche di riciclo, nonché le tempistiche necessarie e gli aspetti di sicurezza legati ai composti chimici contenuti. È attualmente molto attiva la ricerca in Europa e nel mondo riguardo alle tecniche di smaltimento e riciclo delle batterie al litio, e gli attuali metodi di gestione di questo tipo di rifiuti potrebbero presto risultare obsoleti, venendo in breve tempo superati da tecniche più economiche ed efficienti. Sarà cura della società responsabile del decommissioning, in considerazione anche delle indicazioni del fornitore della tecnologia, selezionare il metodo più idoneo per il riciclo e/o lo smaltimento di queste componenti secondo le migliori tecnologie disponibili e praticabili dal punto di vista tecnico ed economico.

4.6 Stima dei mezzi impiegati e tempo di attività

4.6.1 Traffico mezzi ed emissioni in atmosfera

Il presente capitolo riporta una descrizione dei mezzi potenzialmente utilizzati per le operazioni di costruzione, manutenzione e dismissione delle opere di Progetto, nonché una stima delle ore di attività di tali mezzi. Per una stima delle emissioni si rimanda al Cap. 7.4 del Volume 3 del presente SIA

4.6.1.1 Presentazione dei mezzi di installazione, attrezzature utilizzati nel comparto offshore

L'installazione di una turbina eolica è un'attività in cui più parti di un aerogeneratore vengono assemblate ed infine collegate alla rete. Poiché questa attività si svolge in mare aperto, deve affrontare diverse sfide e difficoltà, come ad esempio la disponibilità delle attrezzature per l'installazione, la finestra meteorologica nel quale operare ed i rischi per la sicurezza durante le operazioni di sollevamento dei carichi.

Di seguito si presentano le navi e le apparecchiature di installazione più comuni.

Le navi vengono selezionate in base a fattori quali la disponibilità di mercato, il budget per le attività di installazione e le caratteristiche delle turbine eoliche, come le dimensioni e il numero di componenti.

Per lo sviluppo di un parco eolico offshore possono essere utilizzati diversi tipi di navi da installazione (Figura 117) La Tabella 72 riporta una breve descrizione delle principali specifiche tecniche delle navi in figura, si noti che i valori riportati sono indicativi per poter dare un'idea dell'ordine di grandezza.



a) Tugboat



b) Crane barge



c) Heavy lift vessel



d) Jackup barge



e) Purpose-built jackup vessel

Figura 117: Tipologie di navi più comunemente utilizzate per l'installazione di turbine eoliche offshore

Tabella 72: Tipologie di mezzi nautici per l'installazione di aerogeneratori

| Tipologia | Specifiche |
|--|--|
| a) Rimorchiatore (Tugboat) | Motori diesel Elevato rapporto potenza/tonnellaggio (2.2-9.5) |
| b) Chiatta con gru (Crane barge) | Gru a braccio o rotante Elevata capacità della gru (1000-4000 ton) |
| c) Nave da carichi pesanti (Heavy lift vessel) | Carico e scarico di oggetti pesanti Ampia area sul ponte principale |



| | |
|----------------------------------|--|
| d) Chiatta jackup (Jackup barge) | Non autopropulsa Capacità della gru medio-grande (200-1300 ton) Sistema di posizionamento dinamico o di ormeggio |
| e) Nave jackup (Jackup vessel) | Autopropulsa Sistema di sollevamento (jacking) Ampio ponte di lavoro Elevata capacità della gru |

Tra le tipologie sopraelencate, i rimorchiatori sono i più economici e spesso utilizzati per trainare le chiatte non autopropulse. Il rimorchiatore manovra altre navi spingendole o trainandole, sia per contatto diretto che per mezzo di una cima di traino.

Le navi da carichi pesanti sono caratterizzate da ampi spazi di carico che consentono di trasportare componenti modulari pesanti, e soddisfare le esigenze di progetti specifici. Come si può vedere da Figura 117c, c'è la possibilità di avere una nave con disposizione di doppia gru per aumentare la capacità di sollevamento.

Poiché le operazioni di sollevamento richiedono gru con elevate capacità, le chiatte con gru e le chiatte jackup sono ampiamente utilizzate per sollevare turbine eoliche preassemblate o strutture di supporto durante le installazioni. Una chiatta jackup di medie dimensioni può avere uno scafo lungo 60-80 metri. Le chiatte jackup di vecchia generazione sono dotate di sistemi di ormeggio ed è necessario avere previsioni sulle direzioni del vento e delle onde prima delle installazioni per poter ormeggiare la nave in una posizione sicura rispetto alla turbina eolica.

In ogni caso, per la pianificazione delle operazioni di installazione è necessario eseguire previsioni attendibili sia del moto ondoso, sia delle condizioni di corrente.

Le chiatte jackup tuttavia non hanno gru con la capacità di sollevare le fondazioni per le turbine eoliche. A tal fine, nell'ultimo decennio sono state costruite apposite navi jackup (Figura 117e).

Rispetto ai modelli jackup più vecchi, queste navi possono raggiungere lunghezze dello scafo superiori ai 100 m, sono meno sensibili alle condizioni meteorologiche e sono dotate di sistemi di posizionamento dinamico. Gli ampi spazi sul ponte consentono di trasportare ed installare diversi elementi in un unico viaggio. Sebbene il costo giornaliero sia elevato, c'è un'enorme richiesta di queste imbarcazioni specializzate per il settore dell'energia eolica offshore.



L'attività di installazione offshore non può essere portata a termine senza l'impiego di attrezzature specializzate, come l'integrazione di dispositivi di compensazione del movimento, oggetto di continuo sviluppo e miglioramento.

4.6.1.2 Fase di costruzione comparto offshore

In fase di costruzione della parte a mare del progetto i mezzi navali che si prevede di utilizzare sono riportati di seguito:

- Jackup vessel: imbarcazione dotata di sistema di sollevamento, utilizzata per l'installazione delle fondazioni monopalo e dei componenti degli aerogeneratori;
- Heavy Lift Vessel (HLV): nave da carichi pesanti, dotata di gru con capacità elevata in grado di eseguire operazioni di sollevamento carichi pesanti mantenendo la stabilità con sistema di posizionamento dinamico;
- Chiatta: utilizzata per il carico in porto e trasporto al sito di installazione, delle fondazioni e dei componenti degli aerogeneratori;
- Rimorchiatore: utilizzato per trainare la chiatta e l'impianto fotovoltaico galleggiante;
- Crew Transfer Vessel (CTV): imbarcazione utilizzata per il trasferimento dell'equipaggio dal porto di riferimento al sito di installazione;
- Nave posacavi: sono imbarcazioni particolari, attrezzate per la posa dei cavi sottomarini

Tabella 73: Descrizione e durata attività, indicazione numero di mezzi coinvolti

| Attività | Jackup Vessel | HLV | Chiatta | Rimorchio | CTV | Nave posacavi | Durata attività (giorni) | |
|--|---------------|-----|---------|-----------|-----|---------------|--------------------------|-------|
| | | | | | | | R2 | R1 |
| Installazione fondazioni | 1 | | 1 | 1 | 1 | | 130-150 | 70-80 |
| Installazione aerogeneratori | 1 | | 1 | 1 | 1 | | 65-80 | 35-40 |
| Installazione impianto fotovoltaico | | | | 2 | | | | 60-80 |
| Installazione e allacciamento sottostazione (jacket + topside) | | 1 | 1 | 1 | 1 | | 4-6 | 4-6 |
| Posa dei cavi export | | | | | 1 | 1 | 50-70 | 25-35 |



| | | | | | | | | |
|---------------------------|--|--|--|--|---|---|---------|-------|
| Posa dei cavi inter-array | | | | | 1 | 1 | 100-120 | 50-60 |
|---------------------------|--|--|--|--|---|---|---------|-------|

4.6.1.3 Fase di esercizio comparto offshore

Durante la fase di esercizio si prevedono operazioni di manutenzione ordinaria e manutenzione straordinaria.

Impianto eolico

Durante la fase di esercizio è previsto per le opere di manutenzione ordinaria l'utilizzo di un CTV (Crew Transfer Vessel), imbarcazione impiegata per il trasferimento del personale addetto. Il trasferimento partirà dal porto di Ravenna ed impiegherà in media 1h30m ad arrivare al parco eolico (necessario considerare nei consumi anche la tratta di ritorno). Si stima che le attività di manutenzione ordinaria per l'impianto eolico Romagna 2 e l'impianto energetico Romagna 1 verranno svolte per un totale di 182 giorni all'anno, e si consideri che si stima una vita nominale di 32 anni per le fondazioni e di 29 anni per gli aerogeneratori.



Figura 118: CTV Crew Transfer Vessel

A titolo esemplificativo si riporta una serie delle azioni comunemente eseguite tramite manutenzione:

- Controllo regolare delle pale, che non presentino incrinature e danni;
- Ispezione della scatola degli ingranaggi per verificarne l'usura;
- Cambio con regolarità dell'olio degli ingranaggi;
- Valutazione del corretto funzionamento del generatore;
- Pulizia regolare della navicella;
- Controllo funzionamento del rotore, libero da elementi di intralcio;
- Controllo regolare dello stato dei cavi.



Le attività di manutenzione straordinaria sono previste solo in caso di danneggiamento grave all'impianto, in caso di opere che richiedono la sostituzione di un componente dell'aerogeneratore o il danneggiamento e quindi la sostituzione di un cavo di trasmissione.

I componenti sostitutivi per gli aerogeneratori saranno immagazzinati in un'area dedicata del porto di Ravenna.

In caso di necessità di manutenzione di uno dei componenti dell'aerogeneratore, come ad esempio la sostituzione di una pala sarà necessario l'intervento di una nave come quella utilizzata in fase di installazione cioè un jackup vessel oppure anche un jackup barge con la capacità di sollevamento necessaria. Ad oggi non sono presenti nel mare Adriatico navi di questo tipo ed in caso di necessità dovranno arrivare da un porto, potenzialmente del Mare del Nord. Dal momento in cui si ha la disponibilità del mezzo, le operazioni per la sostituzione del pezzo danneggiato richiederanno un totale di 10 giorni (incluso il load out dal porto ed il ritorno al porto).

In riferimento alla possibilità di intervento sui cavi di connessione, il guasto potrà essere causato da un impatto esterno ossia dalle attività di pesca o dalle ancore delle navi. In caso di necessità di intervento di manutenzione su cavo si dovrà utilizzare una nave posacavi e dal momento in cui si ha la disponibilità del mezzo le operazioni dureranno 40 giorni.

Impianto fotovoltaico galleggiante

Per le operazioni di manutenzione ordinaria dell'impianto fotovoltaico galleggiante si prevede di eseguire una manutenzione pianificata. In funzione delle condizioni climatiche, meteomarine e delle altezze d'onda che insistono nell'area di progetto sarà necessaria un'imbarcazione CTV (Crew Transfer Vessel) standard che copra il tragitto tra il porto di Ravenna e il sito dell'impianto.

Si stima che l'operazione di pulizia per un singolo impianto da 7.7 MW sia svolta nell'arco di una giornata, da una squadra di 3 operatori. Ogni impianto necessita di circa 22 visite all'anno, considerando che il sito è composto da 13 impianti da 7.7 MW, si arriva ad un totale di 286 interventi, non continuativi. È possibile ottimizzare gli interventi, riducendone il numero a 72, al fine di diminuire i consumi di carburante e le spese di utilizzo dei mezzi. In tal caso l'equipaggio sarà composto da 12 persone.

La pulizia dell'impianto sarà eseguita manualmente o mediante uso di robot, inoltre si consideri che i pannelli saranno disposti con un'inclinazione di 10 gradi, garantendo un effetto autopulente durante eventi di pioggia.

Sarà considerata come attività di manutenzione straordinaria la manutenzione completa dell'impianto, prevista per una volta all'anno. Anche in questo caso sarà impiegato un CTV standard per coprire il tragitto tra il porto di Ravenna e il sito dell'impianto.



4.6.1.4 *Dismissione comparto offshore*

Al termine della vita utile dell'impianto offshore sarà eseguita una valutazione dello stato di colonizzazione delle opere con particolare attenzione alle aree del fondale marino e agli ancoraggi. In funzione dei risultati di queste valutazioni, si deciderà se eseguire una rimozione totale o prendere in considerazione l'ipotesi di una parziale rimozione delle opere installate, al fine di preservare gli habitat.

Non potendo al momento prevedere il reale sviluppo degli habitat intorno alle strutture esagonali, si assume che, nel caso in cui si opti per una rimozione totale delle opere i mezzi utilizzati saranno gli stessi impiegati durante la fase di costruzione. Per la valutazione dei consumi in fase di dismissione, si considera, in via cautelativa che le emissioni di contaminanti ed i consumi siano equivalenti a quelli valutati in fase di costruzione.

4.6.1.5 *Fase di costruzione comparto onshore*

La fase di costruzione riguardante gli impianti presenti nell'area Agnes Ravenna Porto individuati dalla sottostazione di conversione elettrica, l'impianto di accumulo di energia 50 MW/200MWh e l'impianto di produzione e stoccaggio di idrogeno verde per una potenza installata fino a 60 MW, è l'opera principale del comparto terrestre progettuale.

L'opera di approdo della trasmissione elettrica e la realizzazione della vasca giunti di trasmissione, così come la realizzazione dell'intero percorso interrato dei cavidotti terrestri fino alla connessione con la stazione nodo di Terna "La Canala", sono le restanti opere di realizzazione terrestri.

Durante la fase di costruzione sarà inevitabile un temporaneo aumento del consumo di energia/combustibile per l'impiego di mezzi e attrezzature.

La realizzazione della trincea per la posa dei cavidotti interrati riutilizzerà quanto più possibile i materiali di scavo, secondo normativa vigente; nei casi in cui lo smaltimento delle terre e rocce da scavo risulti necessario, il materiale di risulta potrà essere comunque considerato come materiale di recupero e non come rifiuto.

Per quanto riguarda il traffico dei mezzi durante la fase di costruzione delle opere terrestri, le interazioni sono dovute principalmente alla presenza dei mezzi necessari per le operazioni di cantiere relative agli impianti nell'area di Agnes Ravenna Porto, e all'interramento degli elettrodotti terrestri, e si possono classificare come segue:

- Mezzi utilizzati per il trasporto dei materiali per i cantieri attivi
- Presenza di più cantieri mobili lungo il tracciato elettrodotti, per le operazioni di posa

I mezzi di supporto per il trasporto in supporto al cantiere si individuano usualmente in autobetoniere e camion cassonati, utili per il trasporto di materiale escavato o di materiale utile per la realizzazione dell'opera.



I cantieri mobili per le operazioni di posa degli elettrodotti terrestri si prevedono nel numero di 2/3 contemporanei, per poter assicurare le tempistiche stringenti di realizzazione dell'opera, e interesseranno un tratto previsto di 500/700 metri di lunghezza dei cantieri.

Il cantiere previsto in area Agnes Ravenna Porto sarà invece fisso, per la costruzione della sottostazione di conversione elettrica, l'impianto di accumulo energia e l'impianto di produzione e stoccaggio di energia.

Tutti i mezzi utilizzati saranno sottoposti a revisioni e manutenzioni preventive per poter garantire il rispetto delle tempistiche ed evitare problematiche, così come per un controllo del contenimento delle emissioni gassose per poter assicurare il rientro dei parametri previsti dalla legge.

I cantieri mobili finalizzati alla posa degli elettrodotti prevederanno la realizzazione di zone di cantiere mobili su un massimo di 3 diversi punti del tracciato.

Le ipotesi generali applicabili per la realizzazione dei cavidotti sono riassunte nei seguenti punti:

- n°1 squadra di lavoro per l'elettrodotto 220kV e n°2 squadre di lavoro per l'elettrodotto 380kV
- avanzamento giornaliero massimo del cantiere pari a circa 100 m
- lavorazioni su un solo turno, in solo periodo diurno

Per la realizzazione dell'elettrodotto a 380kV si sono considerate due squadre in parallelo. Le attività di ciascuna squadra inizieranno ai due capi dell'elettrodotto (lato SSE "Ravenna Porto" e la SSE Terna "La Canala, rispettivamente), per poi concludersi indicativamente a metà percorso. Ai fini delle problematiche inerenti al rumore, fatto salvo il frangente in cui le due squadre si troveranno a completare la rispettiva tratta, è ragionevole considerare le due squadre come fossero una sola.

In fase di progetto di dettaglio potrà essere vagliata la possibilità di eseguire le attività in orari notturni al fine di minimizzare gli impatti sulla viabilità. Tale opportunità andrà valutata e concordata con gli enti preposti.

La prima fase interessa gli scavi e realizzazioni delle trincee con i seguenti mezzi:

- n°1 Escavatore/Trencher
- n°1 Autocarro per spostamenti materiale di scavo

La seconda fase richiede la posa dei cavi con l'utilizzo dei seguenti mezzi in aree urbane:

- n°1 Escavatore/Trencher
- n°1 Macchina Posacavo
- n°1 Mezzo porta bobine cavi
- n°1 Mezzo/Autogru per pozzetti, beole vasche giunti, cassetture, armature, ecc.
- n°1 Betoniera e n°1 Pompa Autocarrata o n°1 Betopompa

In area extraurbana i seguenti mezzi saranno necessari:

- n°1 Escavatore/Trencher



- n°1 Macchina Posacavo
- n°1 Mezzo porta bobine cavi
- n°1 Autogru per pozzetti, vasche giunti ecc.
- n°1 Betoniera e n°1 Pompa Autocarrata o n°1 Betopompa

La fase successiva prevede la sistemazione delle aree/strade utilizzando i seguenti mezzi:

- n°1 Vibrocompattatore per costipare aree da asfaltare
- n°1 Gruppo elettrogeno
- n°1 Mezzo per movimentazione massiccata o stabilizzato
- n°1 Escavatore per spandimento massiccato o stabilizzato
- n°1 Asfaltatrice
- n°1 Rullo compattatore

Gli attraversamenti in Trivellazione Orizzontale Controllata (T.O.C.) saranno le opere che richiederanno i cantieri mobili aggiuntivi (1/2) per la realizzazione degli attraversamenti prima della posa elettrodotti:

- n°1 Escavatore/Trencher
- n°1 Mezzo per spostamenti del materiale di scavo
- n°1 Gruppo elettrogeno
- n°1 Pompa
- n°1 Unità di perforazione Rig

Le ipotesi generali applicabili per la realizzazione della sottostazione di conversione elettrica e dell'impianto di stoccaggio dell'energia, così come, in fase successiva, dell'impianto di produzione e accumulo di idrogeno verde, tengono conto di n°3 squadre di lavoro operanti contemporaneamente con lavorazioni su un solo turno, in periodo diurno, sebbene non sia escluso l'utilizzo di periodo notturno in fasi costruttive che richiedano alternazione dei turni lavorativi.

La prima fase di scavi e movimenti a terra richiede:

- n°3 pale meccaniche/terne
- n°4 escavatori
- n°4 dumpers/autocarri per spostamenti ed accumulo materiale di scavo in area di cantiere

I Lavori in presenza acqua richiedono i seguenti mezzi:

- n°2 Vibroinfessori per inserimento palancole;
- n°4 Motopompe per sistema di drenaggio "wellpoint";



- n°2 Gruppi elettrogeni per attrezzature elettriche ed illuminazione;
- n°2 Macchine per trivellazioni (se necessarie fondazioni su pali);

La terza fase di lavori di costruzione prevede:

- n°4 Motopompe per sistema di drenaggio “wellpoint”.
- n°2 Gruppi elettrogeni per attrezzature elettriche ed illuminazione;
- n°2 Gru a torre;
- n°2 Vibrocompattatori/Compattatori terreno di posa fondazioni;
- n°2 Mezzi per movimentazione casserature, armature, ponteggi ecc.;
- n°2 Betoniere e n°2 Pompe Autocarrate o n°2 betopompe;
- n°2 Vibratori per calcestruzzo ad immersione (o aghi vibranti per calcestruzzo);

La fase di sistemazione delle aree richiede i seguenti mezzi:

- n°2 Vibrocompattatori per costipare aree da pavimentare/asfaltare;
- n°2 Gruppi elettrogeni per illuminazione;
- n°2 Camion per movimentazione massicciata o stabilizzato;
- n°2 Escavatori per spandimento massicciata o stabilizzato;
- n°2 Asfaltatrici;
- n°2 Rulli compattatori;

La fase di montaggi elettromeccanici e messa in servizio prevede l'utilizzo di:

- n°2 Autogru;
- n°1 Cestello elevatore;
- n°1 Sollevatore tipo “Merlo”;
- n°1 Gruppo elettrogeno di piccola taglia;
- n°1 Gruppo elettrogeno di grossa taglia con utilizzo solo nella parte finale della fase;
- n°1 Autocarro;
- n°1 Motocompressore;
- Utensili manuali vari elettrici e pneumatici.

Il traffico indotto per la realizzazione delle opere terrestri si può stimare in circa n°12 arrivi/partenza (quindi in un totale di n°24 passaggi di betoniere e/o trasporto di materiale) nei soli giorni dedicati a queste attività.



4.6.1.6 Fase di esercizio comparto onshore

Traffico indotto

Per la fase di esercizio delle opere terrestri è previsto un traffico ordinario di piccoli automezzi per il trasporto del personale tecnico necessario per la gestione e le azioni di manutenzione sulla rete elettrica di trasmissione energia.

Per quanto riguarda la fase di esercizio dell'impianto di idrogeno, autocisterne per assicurare il trasporto dell'idrogeno legato a particolari opzioni di utilizzo, così come la potenziale tratta di autobus ad idrogeno per essere ricaricati nelle stazioni di rifornimento nell'area stessa di Agnes Ravenna Porto, potranno aumentare il traffico su gomma lungo via Trieste e nei dintorni dell'area, ma tali mezzi saranno comunque previsti "green", con l'utilizzo di idrogeno verde.

Emissioni gassose

L'impianto di produzione e stoccaggio di idrogeno verde scarica nell'atmosfera ossigeno e idrogeno come segue:

- Durante il funzionamento normale:
 - Ossigeno puro in condizioni di saturazione, con una piccola percentuale di idrogeno proveniente dall'unità elettrolizzatore, quando lo stoccaggio di O2 è pieno. Il vent è situato in un luogo sicuro;
 - Idrogeno puro quando lo stoccaggio di H2 è pieno. Il vent è situato in un luogo sicuro.
- Durante la fase di manutenzione:
 - Azoto con percentuali di idrogeno e ossigeno;
- In condizioni di emergenza:
 - Ossigeno puro in condizioni di saturazione, con una piccola percentuale di idrogeno proveniente dall'unità elettrolizzatore o dai sistemi di stoccaggio;
 - Idrogeno puro, con una piccola percentuale di ossigeno dall'unità elettrolizzatore o dai sistemi di stoccaggio;

I vent di sfiato sono situati all'esterno degli edifici.

Gli altri impianti non prevedono emissioni gassose.

4.6.1.7 Dismissione comparto onshore

Per la valutazione dei consumi in fase di dismissione, si considera, in via cautelativa, che la rimozione delle opere sia totale e che le emissioni di contaminanti ed i consumi siano equivalenti a quelli valutati in fase di costruzione.



4.7 Utilizzo di materie prime e risorse naturali

Al netto della compatibilità ambientale del progetto, da valutare in termini di entità degli impatti sulle varie matrici ambientali interessate, e della sua coerenza con gli obiettivi di decarbonizzazione e transizione ecologica, è necessario mettere in evidenza che la realizzazione dell'hub energetico in progetto comporta l'impiego di numerose risorse e materie prime per costruire i singoli elementi d'impianto.

La sezione che segue quindi fornisce una stima di quello che si prevede essere il consumo e l'utilizzo di materie prime e di risorse naturali.

4.7.1 Aerogeneratori

Tipicamente gli aerogeneratori sono strutture complesse, con più di 25'000 componenti distribuiti tra pale, navicella, rotore, torre e fondazioni. Per la realizzazione di questi elementi sono impiegati diversi tipi di materiale, la Figura seguente riporta un'indicazione di massima dei materiali comunemente utilizzati in una generica turbina eolica.

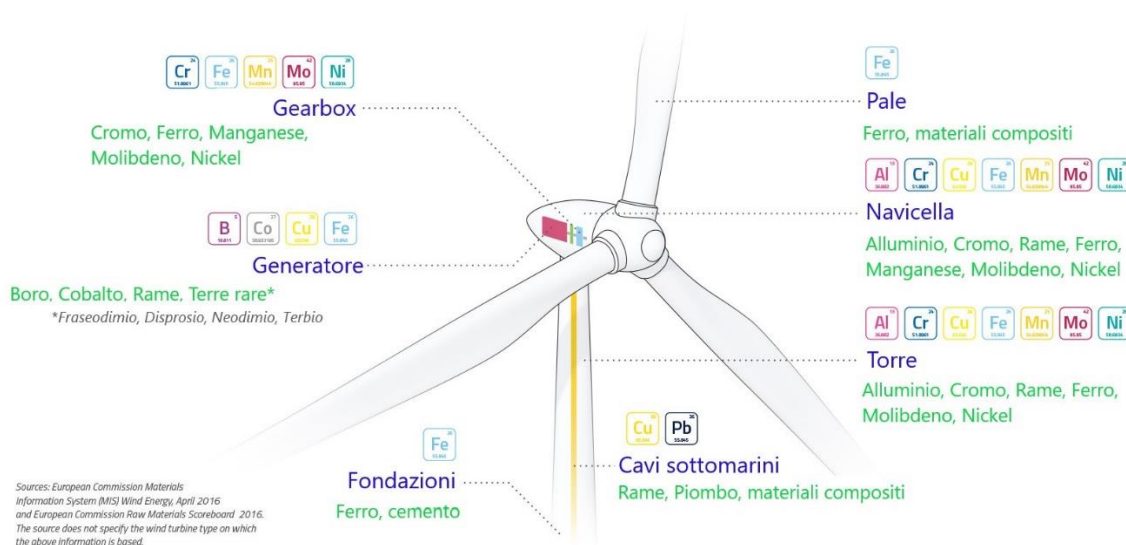


Figura 119: Materie prime utilizzate per la realizzazione di aerogeneratori. (Fonte: Maani et al., 2020)

I materiali principalmente utilizzati sono, in ordine di importanza decrescente:

- 1) Acciaio e materiali ferrosi, utilizzati per la realizzazione della torre e di altri elementi strutturali, nonché per parti mobili e meccanismi
- 2) Cemento e calcestruzzo, utilizzati per la realizzazione delle fondazioni delle torri
- 3) Polimeri e materiali compositi, utilizzati per la realizzazione di pale, che devono risultare leggere, flessibili e resistenti



- 4) Alluminio e simili, utilizzati per la realizzazione di parti della torre e della navicella
- 5) Rame e terre rare, utilizzati per la realizzazione del generatore e delle parti elettriche.

Gli oli delle turbine eoliche dovranno essere biodegradabili, ove possibile. Tutte le turbine eoliche avranno la possibilità di trattenere tutti i fluidi versati all'interno della navicella/torre. Il volume dell'olio e dei fluidi varierà a seconda del design della turbina eolica, cioè convenzionale o senza ingranaggi, dell'utilizzo di uno o due o più cuscinetti del rotore nel design e della quantità di ridondanza progettata nel sistema.

Tutti i prodotti chimici utilizzati devono essere certificati secondo gli standard pertinenti. Nella Tabella sottostante è riportato un breve riepilogo degli oli e dei fluidi normalmente presenti nei sistemi di una tipica turbina eolica.

Tabella 74: Quantità stimate di fluidi presenti

| Sostanza | Unità | Quantità |
|------------------------------|-------|----------|
| Grasso | l | 1000 |
| Olio idraulico / sintetico | l | 2000 |
| Azoto liquido | l | 100 |
| Acqua/Glicerolo | kg | 1000 |
| SF6 gas (opzione MV breaker) | kg | 50 |

4.7.2 Impianto fotovoltaico galleggiante

L'impianto fotovoltaico galleggiante si compone dei seguenti elementi principali:

Celle fotovoltaiche

Questa è la parte di generazione e di gestione dell'energia; è possibile classificare i materiali utilizzati per la realizzazione di impianti fotovoltaici in due gruppi: materiali utilizzati per la fabbricazione delle celle fotovoltaiche, e materiali generici utilizzati nei sistemi connessi alle celle, come materiali strutturali e di connessione elettrica.



E' opportuno specificare che la tecnologia adottata per la componente fotovoltaica del Progetto è quella basata sulle celle fotovoltaiche a Silicio monocristallino, tecnologia ad alta efficienza e largamente diffusa sul mercato.

La Figura seguente illustra una sezione tipica di una cella a Silicio monocristallino, con un'indicazione dei materiali utilizzati nei vari strati che la compongono e le relative percentuali in peso.

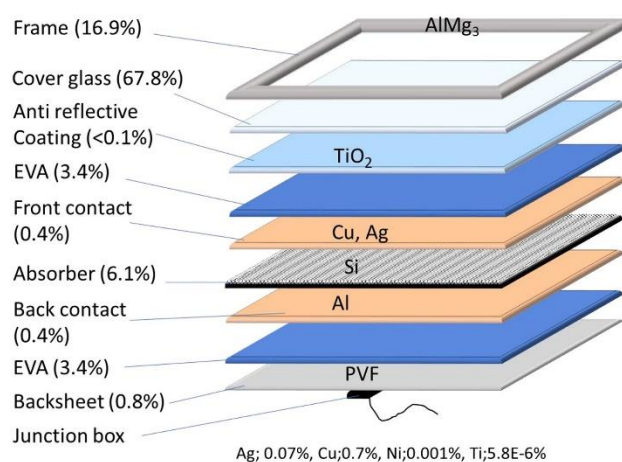


Figura 120: Tipico strutturale di una cella fotovoltaica a Silicio monocristallino, con le composizioni in massa percentuale. Le percentuali in massa sono state ottenute facendo una media di dati provenienti da sei fonti differenti. (Fonte: Maani et al., 2020)

EVA: Etilene Vinil Acetato, TCO: Transparent Conducting Oxide, PVF: Poli Vinil Fluoruro.

Per quanto riguarda le strutture di supporto, vengono solitamente utilizzati i seguenti materiali, in ordine di importanza decrescente :

- Alluminio, per le strutture di supporto ai pannelli
- Acciaio, principalmente per la bulloneria
- Polimeri e materiali compositi, per altre componenti di supporto e per protezione dagli agenti atmosferici

Secondo il report della Comunità Europea sulla domanda di materie prime nelle industrie del fotovoltaico e dell'eolico (Carrara et al., 2020), Cemento, acciaio, plastica, vetro, alluminio e rame sono i materiali generalmente più utilizzati per le componenti strutturali ed elettriche degli impianti fotovoltaici, comuni a quasi tutte le tecnologie. Lo studio fornisce una stima quantitativa dei seguenti materiali:

- Cemento: 60.7 t/MW.
- Acciaio: 67.9 t/MW.



- Plastica: 8.6 t/MW.
- Vetro: 46.4 t/MW.
- Alluminio: 7.5 t/MW.
- Rame: 4.6 t/MW.

Queste quantità sono applicabili solo parzialmente al caso in esame, in quanto l'impianto di Agnes Romagna è flottante e non su terraferma, presenta quindi differenze sostanziali a livello di materiali strutturali (Es: cemento non presente, acciaio in quantità minori ecc)

Moduli strutturali: piattaforme, galleggianti, cavi di ancoraggio, ancore

Per quanto riguarda le componenti strutturali dell'impianto, di seguito sono indicati i principali materiali impiegati nella loro realizzazione:

- Acciaio marittimo e inox, usati nelle catene di ancoraggio, nelle ancore, nella bulloneria e nelle molle di sospensione dei moduli flottanti
- Alluminio, impiegato per i telai delle piattaforme galleggianti, e per i galleggianti stessi
- Calcestruzzo, utilizzato nelle eventuali zavorre là dove siano più indicate delle ancore in acciaio
- Poliestere, per le cime di ormeggio e ancoraggio

4.7.3 Opere di connessione elettrica

Elettrodotti

Con 236 km di estensione totale tra parte marina e parte terrestre, il sistema di elettrodotti è una delle componenti principali del progetto, e una quantità importante di materie prime è destinata alla sua realizzazione.

Di seguito vengono elencati i principali materiali utilizzati per la realizzazione degli elettrodotti, per una descrizione approfondita della composizione dei cavi si rimanda ai **Cap. 4.1.5, 4.2.2 e 4.2.7.**

- Rame, utilizzato nei conduttori, e negli schermi metallici
- Alluminio, utilizzato nei conduttori e nella barriera impermeabile
- HDPE, utilizzato per la guaina centrale
- Fibra ottica
- Polipropilene (PP), per la matrice riempitiva e lo strato di armatura
- Polimeri, per la composizione del nastro legante esterno
- Acciaio zincato, utilizzato per l'armatura del cavo
- Bitume, come matrice per l'armatura del cavo



- Lega di piombo, utilizzata nella guaina protettiva

Trasformatori

I trasformatori sono macchine adibite all'elevazione della tensione dell'energia prodotta, sono localizzati nelle stazioni off-shore, dove la corrente passa da 66 kV a 220 kV per poi essere trasmessa a terra. Qui, nell'area Agnes Ravenna Porto vi è una stazione di trasformazione aggiuntiva che eleva ulteriormente la tensione da 220 kV a 380 kV.

In totale, tra la sezione offshore e quella onshore sono previsti nove trasformatori: quattro offshore (due per sottostazione) e cinque a terra; a ogni trasformatore sono poi connesse le relative apparecchiature elettriche necessarie al funzionamento. Per informazioni più approfondite si rimanda ai **Cap. 4.1.6 e 4.2.4**

La manifattura di questo tipo di macchinario implica l'utilizzo di numerose materie prime, di seguito sono elencate quelle principali:

- Acciaio e materiali ferrosi per il nucleo, il giogo in lamiera e il container metallico
- Rame per gli avvolgimenti ed il conduttore elettrolitico
- Silicio e derivati per il filtro e le lamine del trasformatore
- Materiali plastici isolanti per le colonne
- Materiali di porcellana solida per le boccole di sicurezza
- Oli minerali per l'isolamento

4.7.4 Impianto di accumulo in batteria

L'impianto BESS onshore sarà realizzato da un parco di batterie agli ioni di litio, che attraverso la connessione di blocchi di celle elettrochimiche sarà in grado di stoccare fino a 50 MW di potenza elettrica. A supporto del sistema sono inclusi gli inverter, i trasformatori, i sistemi di controllo, e tutte le apparecchiature elettriche ed elettroniche che consentono il funzionamento dell'impianto. In aggiunta a questo, tutti questi componenti saranno allocati in container in acciaio per garantirne un'adeguata protezione dagli agenti atmosferici.

Nelle sezioni che seguono sono indicate le materie prime impiegate per la realizzazione dei componenti principali del sistema BESS.

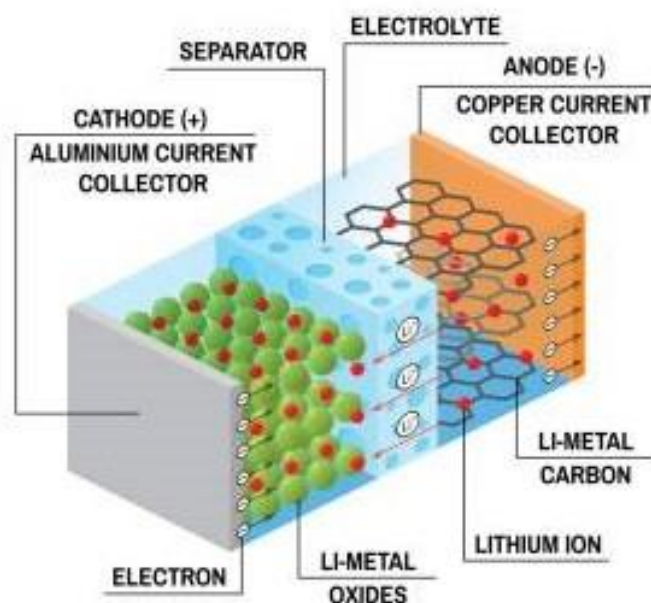


Figura 121: Rappresentazione schematica delle componenti di una batteria agli ioni di litio

Ai fini di una descrizione più completa possibile, si riportano le materie prime utilizzate per la realizzazione di due tipologie di batterie:

Tecnologia NMC

- Ossidi di Litio, Nickel, Cobalto e Manganese (32%)
- Grafite (21%)
- Alluminio (6,5%)
- Rame (7,5%)
- Carbonato di Litio, per la soluzione elettrolitica (21%)
- Polimeri plastici (4%)
- PE e materiale ceramico (8%)
- Piombo (--)
- Cadmio (--)
- Mercurio (--)

Tecnologia LFP

- Litio-Ferro-Fosfato (32,78%)
- Grafite (17,23%)
- Etilene-Carbonato (7,18%)



- Etil-Metil-Carbonato (10,25%)
- Esafluorofosfato di Litio (3,08%)
- PE (3,29%)
- Rame (10,7%)
- Alluminio (13,26%)
- Altri materiali (2,23%)

Componenti strutturali

Per quanto riguarda le componenti strutturali del sistema BESS, i principali materiali impiegati sono i seguenti:

- Acciaio, per i container delle celle
- Ghiaione, intonaco e muratura con cui sono realizzate le piazzole e gli altri elementi di sostenimento

4.7.5 Impianto di elettrolisi

Il sistema di produzione di idrogeno verde è costituito da numerosi sottosistemi interconnessi, al fine di garantire una produzione di 12000 kg/h e uno stoccaggio fino a 14.7 t di idrogeno.

I principali componenti che costituiscono questo impianto sono:

- Celle elettrolitiche: i siti attivi della reazione di elettrolisi, nei quali l'acqua viene scissa in idrogeno e ossigeno con l'utilizzo di energia elettrica rinnovabile. Queste sono disposte in "stack", le unità di lavoro dell'impianto.
- Balance of Plant (BoP), cioè tutto il sistema elettrico a supporto dell'impianto come cavi, quadri elettrici, sistema di automazione, trasformatori ecc.
- Sistema di demineralizzazione acque
- Unità di compressione gas
- Sistemi di stoccaggio dell'idrogeno

Di seguito si riporta una tabella riassuntiva dei materiali impiegati per la realizzazione delle stack elettrochimiche e del sistema BoP di un impianto di elettrolizzatori PEM da 1MW, ripresa da uno studio pubblicato dalla rivista "Applied Energy" nel 2019.



Tabella 75: Materiali utilizzati per una stack PEMWE da 1 MW, stato dell'arte nel 2017 e "Futuro prossimo". Fonte: Bareiß et al, 2019

| Material (kg) | 2017 | Near future |
|------------------|-------|-------------|
| Titanium | 528 | 37 |
| Aluminu | 27 | 54 |
| Stainless steel | 100 | 40 |
| Copper | 4.5 | 9 |
| Nafion® | 16 | 2 |
| Activated carbon | 9 | 4.5 |
| Iridium | 0.75 | 0.037 |
| Platinum | 0.075 | 0.010 |

Tabella 76: Principali materiali e masse stimate per il BoP di un sistema PEMWE. Fonte: Bareiß et al, 2019

| Materials | Mass (t) |
|---|----------|
| Low alloyed steel | 4.8 |
| High alloyed steel | 1.9 |
| Aluminum | < 0.1 |
| Copper | < 0.1 |
| Plastic | 0.3 |
| Electronic material (power, control) | 1.1 |
| Process material (adsorbent, lubricant) | 0.2 |
| Concrete | 5.6 |

4.7.5.1 Richiesta idrica

L'acqua richiesta dalla rete idrica verrà utilizzata sia per l'alimentazione degli elettrolizzatori, che per scopi potabili e antincendio.

Il ciclo dell'acqua prevede quindi che il prelievo avvenga direttamente dal sistema idrico, con l'utilizzo di contenitori dimensionati in maniera opportuna per l'approvvigionamento di acqua da utilizzare nel sistema antincendio.

La richiesta di acqua si attesta ad un totale di 32 m3/h così suddivisi:



- 24 m³/h in condizioni operative normali per soddisfare le richieste nominali dell'impianto di elettrolisi (3 array di rack elettrolizzatori), con condizioni massime di design che arrivano a 26,4 m³/h
- 15 m³/h per usi civili con scopo prettamente potabile (considerando l'intera area di Agnes Ravenna Porto)

Il fabbisogno idrico per i sistemi antincendio è soddisfatto dai relativi sistemi di stoccaggio tramite serbatoi permanenti. Poiché in caso di incendio ed utilizzo dell'acqua nei serbatoi, i serbatoi stessi saranno da ripristinare entro 36 ore, considerando un ripristino dell'intero volume dei serbatoi presenti nell'area di Agnes Ravenna Porto (1075 m³), sarà da assicurare una portata di 30 m³/h.

Tale portata che dovrà essere assicurata, è minore rispetto alla portata da garantire in fase di esercizio standard degli impianti, pari a 32 m³/h.



Figura 122: Presenza di sottosistemi di acqua e fognatura limitrofi all'area Agnes Ravenna Porto



4.7.6 Tabella riepilogativa delle materie prime utilizzate

La tabella che segue presenta una stima quantitativa delle materie prime utilizzate per la realizzazione delle componenti di progetto; i materiali elencati nella seguente tabella sono da considerarsi indicativi e non esaustivi, inoltre le quantità indicate sono da considerarsi preliminari e non vincolanti.

Tabella 77: Stima delle materie prime utilizzate per la realizzazione del Progetto

| Tabella di stima dei materiali utilizzati per la realizzazione delle opere di progetto | | | | | | |
|--|--------------------------------------|--------------------------|--|--------------------------|-----------------|-------------------|
| Ubicazione | Elemento progettuale | Risorse principali | Allocazione | Qtà stimata | Unità di misura | |
| Opere a Mare | Aerogeneratore | Acciaio | mozzo, componenti strutturali navicella, componenti meccaniche, trasformatore, ecc | 24000 | t | |
| | | Alluminio | mozzo, componenti strutturali navicella, componenti meccaniche, trasformatore, ecc | 1125 | t | |
| | | Rame | Trasformatore, componenti elettriche | 450 | t | |
| | | Fibre di vetro e resine | lame aerogeneratori | 12000 | t | |
| | | Polimeri plastici | | 150 | t | |
| | Altri materiali non stimabili | | | | | |
| | | Torre | Acciaio | Torre | 63750 | t |
| | | Fondazioni WTG | Acciaio | Fondazioni | 120000 | t |
| | | Protezione anti-scouring | Materiali inerti | Protezione anti-scouring | 87150 | m ³ |
| | | OSS - Fondazioni | Acciaio | Fondazioni | 3400 | t |
| | | OSS - Topside | Olio isolante | Trasformatori | 280 | t |
| | | | Olio isolante | Reattori AT | 240 | t |
| | | | SF6 | GIS 220kV | 2 | t |
| | | | SF6 | GIS 380kV | 2 | t |
| | | | Acciaio | Struttura | 1600 | t |
| | | | Rame | Macchine elettriche | 20 | t |
| | | OPPV | Vetro | Cella fotovoltaica | 4640 | t |
| | | | Plastica | Cella fotovoltaica | 860 | t |
| | | | Alluminio | Cella fotovoltaica | 750 | t |
| | | | Rame | Cella fotovoltaica | 460 | t |
| | Altri materiali non stimabili | | | | | |
| | | | Alluminio | Struttura flottante | 2880 | t |
| | | | Acciaio | Struttura flottante | | Qtà non stimabile |



| | | | |
|----------------------------|---|--|-----------------------|
| | Poliestere | Ancoraggi | Qtà non stimabile |
| | Acciaio | Catene di ancoraggio e ancore | 4368 t |
| Elettrodotti marini 220 kV | Acciaio | Armatura in filo di acciaio e acciaio zincato del cavo 220 kV fibra ottica | 460.8 m ³ |
| | Rame | Cavo 220kV | 810.2 m ³ |
| | Filato di PP | Armatura esterna/interna | 326 m ³ |
| | Altri materiali, prevalentemente plastici | Cavo 220kV | 5796.5 m ³ |
| | Armatura in filo di acciaio zincato | cavo inter-array 240mm2 Rame + Fibra ottica | 261.0 m ³ |
| Elettrodotti marini 66 kV | Acciaio Inox | Fibra ottica | 0.2 m ³ |
| | Rame | cavo inter-array 240mm2 Rame | 1123.0 m ³ |
| | Alluminio | cavo inter-array 240mm2 Rame | 9.9 m ³ |
| | Altri materiali, prevalentemente plastici | cavo inter-array 240mm2 Rame | 1240.6 m ³ |
| Protezione cavi | Materiali inerti | Protezione cavi | 24000 m ³ |
| Elettrodotti terrestri | Rame | Cavi 220kV | 371 t |
| | Polietilene | Cavi 220kV | 114 t |
| | Alluminio | Cavi 220kV | 32 t |
| | Rame | Cavi 380kV | 1346 t |
| | Polietilene | Cavi 380kV | 483 t |
| | Alluminio | Cavi 380kV | 125 t |
| SSE | Olio isolante | Trasformatori | 285 t |
| | Olio isolante | Reattori AT | 180 t |
| | SF6 | GIS 220kV | 3.2 t |
| | SF6 | GIS 380kV | 2 t |
| | Altri materiali non stimabili | | |
| BESS | Ossidi metallici | Cella elettrochimica | 396.48 t |
| | Grafite | Cella elettrochimica | 260.19 t |
| | Alluminio | Rivestimento batteria | 80.535 t |
| | Rame | Componenti elettriche | 92.925 t |
| | Carbonato di Litio | soluzione elettrolitica | 260.19 t |
| | Polimeri plastici | Componenti strutturali | 49.56 t |
| Impianto P2Hy | Titanio | Stack | 2.22 t |
| | Alluminio | Stack, BoP | 291.24 t |
| | Acciaio | Stack, BoP | 8.4 t |
| | Rame | Stack, BoP | 6.54 t |
| | Iridio | Stack | 2.22 kg |
| | Platino | Stack | 0.6 kg |
| | Plastica | BoP | 18 t |



| | | | |
|------------------------|---|---------------------|--------|
| | Materiale elettrico | BoP | 66 t |
| | Materiali di processo (lubrificanti, assorbenti) | BoP | 12 t |
| Storage H ₂ | Acciaio | Bombole cilindriche | 19.2 t |

4.8 Produzione di rifiuti

Di seguito si fornisce una stima dei principali rifiuti derivati dalle operazioni di costruzione e manutenzione del Progetto.

I rifiuti prodotti durante la fase di cantiere potranno corrispondere ai capitoli 15, 17, 20 dell'elenco CER, di cui all'allegato D alla parte IV del D.Lgs. 152/06 e ss.mm.ii., quindi rifiuti di imballaggio, materiali filtranti, indumenti di protezione, stracci, rifiuti urbani inclusi i rifiuti della raccolta differenziata, ecc.

I materiali elencati nella seguente tabella sono da considerarsi indicativi e non esaustivi, inoltre le quantità indicate sono da considerarsi preliminari e non vincolanti.

Tabella 78: Stima dei principali rifiuti generati dalla realizzazione del progetto

| Rifiuto | Origine | Qtà stimata | Unità di misura |
|-----------------------------------|---|--------------------------|-----------------|
| CAVI MARINI | | | |
| Rottami di cavo | Installazione | 495.8 | m ³ |
| Plastiche | Installazione | 6944.7 | m ³ |
| Inerte | Protezione | 1200 | m ³ |
| metalli | Installazione | 2475.4 | m ³ |
| Rifiuti da nave | Installazione e manutenzione | Qtà non stimabile | |
| OPERE DI APPRODO TERRESTRE | | | |
| Plastica,PVC, PEAD | Sfridi di cantiere | 2 | t |
| Cemento | Demolizione piastrelle cemento piazzale | 80 | mc |
| Bitume | Forfettario | 40 | mc |
| Cartone | Sfridi di cantiere | 100 | kg |
| Olio | Macchinari (forfettario) | 50 | l |
| Rottami cavo | Sfrido taglio per giunzioni | 800 | kg |
| Terre e rocce da scavo | Scavo buca di partenza e buca fanghi | 850 | mc |



| CAVI TERRESTRI | | | |
|-----------------------|---------------------------------|------|----------------|
| Rottami di cavo | Installazione | 33.0 | m ³ |
| Plastiche | Installazione | 23.0 | m ³ |
| metalli | Installazione | 10 | m ³ |
| SOTTOSTAZIONE A TERRA | | | |
| Legno | Imballaggio, sfridi di cantiere | 60 | kg |
| Materiali ferrosi | Installazione e funzionamento | 100 | kg |
| Cartone | Installazione e residuo | 50 | kg |
| Plastiche | Installazione e funzionamento | 50 | kg |
| Cemento | Installazione | 5 | m ³ |
| Olio | Funzionamento | 50 | l |

Per quanto riguarda le operazioni in mare aperto, tutte le navi impiegate saranno dotate di apposite infrastrutture per garantire il raccoglimento dei rifiuti di cantiere, da conferire in seguito alla destinazione di smaltimento e trattamento appropriata per ciascun rifiuto; nessuno scarico in acqua sarà effettuato.

I rifiuti di cavo saranno gestiti in conformità con regolamenti MARPOL.

In aggiunta a questo, durante la realizzazione delle opere sarà prodotta la minor quantità di rifiuti possibile, e là dove fattibile, i materiali di scavo saranno riutilizzati in loco secondo normativa vigente. In ogni caso i rifiuti riutilizzabili saranno considerati materiali di recupero e saranno destinati ai processi di recupero, riciclo e riutilizzo tramite idonei trattamenti, in conformità con la filosofia di economia circolare.

Durante le operazioni di manutenzione offshore, i reflui (oli, grassi lubrificanti ecc) e le componenti da sostituire, là dove possibile, saranno avviate ad un percorso di riciclo. Inoltre, i materiali impiegati per la manutenzione saranno selezionati secondo un criterio di eco-compatibilità, per garantire il minore impatto ambientale possibile.

La seguente lista comprende i principali tipi di fluidi che saranno necessari per gli impianti offshore:

- Diesel per i generatori di emergenza (contenuto in appositi serbatoi);
- Olio per i trasformatori;
- Acqua deionizzata per il sistema di raffreddamento delle valvole;
- Glicole;
- Acque reflue ed acque grigie;
- Acido di piombo per gruppo di continuità e batterie;
- Olio per motori.
- Grasso



- Azoto liquido

Per evitare lo scarico di oli nell'ambiente, gli impianti saranno progettati con sistemi di contenimento appositi per raccogliere eventuali possibili fuoriuscite di olio. Sia i rifiuti di olio che gli altri rifiuti (acque reflue, etc.) saranno portati a terra in contenitori sicuri e smaltiti secondo le procedure di *best practice* del settore. Qualsiasi trasferimento di olio o carburante tra le sottostazioni e i mezzi di manutenzione sarà eseguiti nel rispetto delle procedure di sicurezza stabilite per la fase operativa.

4.8.1 Sistema di scarico liquidi in Agnes Ravenna Porto

L'esercizio dell'impianti in termini di gestione delle acque dovrà essere garantito tramite gli appositi reticoli fognari che raccolgono le diverse tipologie di acque presenti: acque meteoriche e lavaggi inquinabili da oli minerali, scarichi liquidi provenienti da sistemi di processo come la salamoia in uscita dall'impianto di demineralizzazione, acque provenienti da servizi igienici o altro.

Il sistema delle condotte di scarico acque reflue è suddiviso nei seguenti marco-sistemi:

- Scarico dell'impianto di demineralizzazione con acqua salmastra e acqua di lavaggio le quali saranno neutralizzate in opportuna vasca di neutralizzazione;
- Condensati raccolti nella PDU e dalle tubazioni di vent;
- Acque igienico sanitarie derivanti da tutti gli impianti nell'area;
- Sistema di drenaggio delle acque meteoriche lungo la viabilità perimetrale e nell'area interna dell'impianto.

I flussi di acque reflue di processo devono essere ridotti al minimo, riciclati e/o riutilizzati all'interno del singolo impianto, ove possibile.

Un sistema di tubazioni in acciaio di scarico con adeguate portate andrà a confluire nella la rete fognaria limitrofa.

L'eventuale necessità di pretrattamento per soddisfare le specifiche di ingresso all'interno della rete fognaria sarà accertata una volta disponibile la composizione dettagliata dei fluidi.

I valori limite di accettabilità di concentrazione dei contaminanti per lo scarico nelle acque superficiali e nella rete fognaria urbana sono riportati nella tabella 3 dell'Allegato 5 al D.Lgs. 152/06 (Valori limite di emissione in acque superficiali e fognarie).

Per quello che riguarda le acque meteoriche, il loro convogliamento nella rete fognaria generale dell'area sarà assicurato da una rete di raccolta con pozzetti prefabbricati con coperture in ghisa e tubazioni in PVC.



4.9 Analisi delle alternative di progetto

4.9.1 Alternativa “zero”

Tra le alternative prese in considerazione, vi è la cosiddetta alternativa “zero”, la quale prevede la non realizzazione del Progetto.

Qualora il Progetto non fosse realizzato, verrebbero a mancare i seguenti impatti positivi:

- Emissioni evitate di gas a effetto serra, secondo quanto stimato nel paragrafo 2.5.2
- Risvolti sul fabbisogno energetico provinciale, regionale e nazionale, con conseguente mancato contributo ai target nell’ambito dei piani per la produzione di elettricità a basse emissioni, secondo quanto stimato nel paragrafo 2.5.3
- Risvolti sul piano socioeconomico, grazie all’occupazione diretta e indiretta generata, alle entrate fiscali e al rafforzamento dell’ecosistema industriale locale, in base a quanto già descritto nel paragrafo 2.5.4
- Risvolti sul piano ambientale, secondo quanto descritto nella Sintesi Non Tecnica e nel Volume 3 dello SIA (elaborati con codici AGNROM_SNT-R_SNT e AGNROM_SIA-R_SIA-VOLUME3).

Considerando quindi che la non realizzazione del Progetto annullerebbe tutti i benefici sopra elencati e che, dal punto di vista degli impatti negativi, il Progetto causerà principalmente effetti trascurabili o di bassa entità (si rimanda al Capitolo 7 del Volume 3 del presente SIA per dettagli sugli impatti), il bilancio tra gli importanti benefici mancati e gli impatti bassi o trascurabili non verificatesi, risulterà in un danno sia per l’ambiente sia per gli aspetti sociali ed economici del territorio.

4.9.2 Alternative tecnologiche delle fondazioni

Nel caso specifico del Progetto, è stato eseguito uno screening delle varie tipologie di fondazione per aerogeneratori comunemente riscontrabili nel settore dell’eolico offshore. L’obiettivo della fase di screening è stato quello di sondare l’applicabilità delle varie tipologie al sito di Progetto e proseguire quindi con la fase di *concept design* basate su un *subset* di fondazioni, cioè quelle ritenute più idonee da un punto di vista tecnico-economico.

I criteri principalmente utilizzati per lo studio sulle tipologie delle fondazioni possono essere riassunti nei seguenti punti:

- Prima frequenza naturale dell'intero sistema
- Peso totale della fondazione e della sottostruttura
- Costruibilità dei pali e delle sotto-strutture
- Flessibilità nel trasporto e nell'installazione rispetto alla nave di installazione presenti sul mercato e alle eventuali problematiche di supply-chain nel settore
- Aspetti economici



Le alternative considerate durante la fase di screening sono mostrate nella figura successiva:

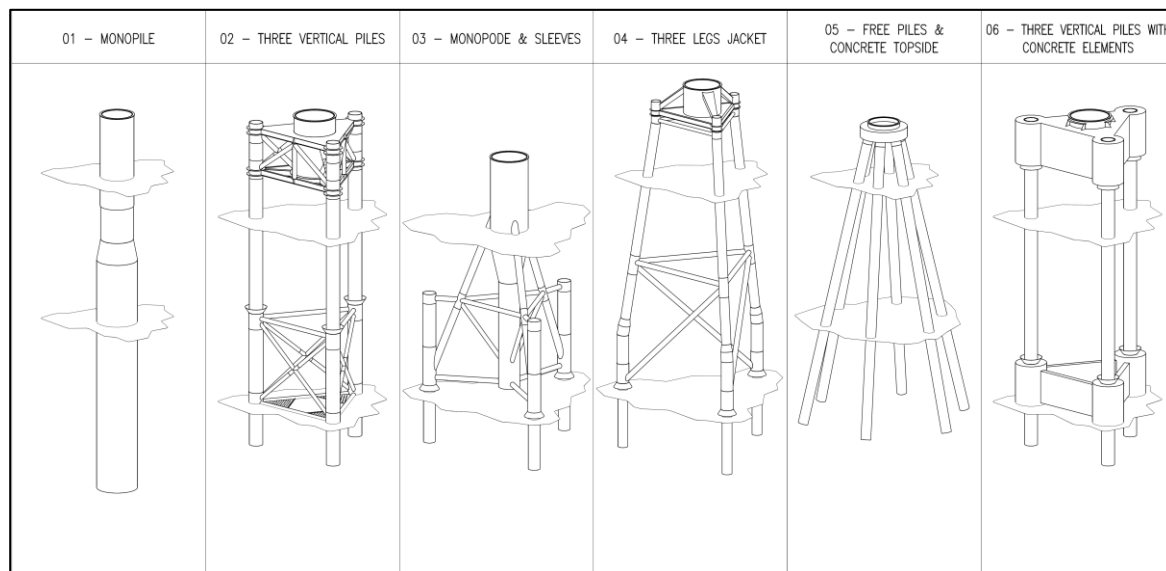


Figura 123: Tipologie di fondazioni per aerogeneratori analizzate in fase di screening

In prima battuta, si evidenzia che è stata scartata la tipologia a “Pali verticali con templates in calcestruzzo” (n° 06 in Figura 123), poiché le simulazioni strutturali hanno evidenziato problematiche su carichi flettenti e strutturali, e comunque sarebbe stata meno conveniente da un punto di vista tecnico-economico rispetto alla tipologia 02, simile ma senza templates in calcestruzzo.

L’analisi è proceduta con le restanti cinque tipologie, ovvero:

- Monopalo
- Tre pali verticali
- Monopalo con sistema palo/sleeve
- Jacket a tre Gambe
- Pali inclinati con sovrastruttura in calcestruzzo

Le cinque soluzioni sono state analizzate sia in termini costruttivi e di fattibilità nelle fasi di installazione, che con analisi modali e simulazioni con carichi statici e dinamici, per analizzare le risposte delle varie soluzioni.

Si è quindi giunti alla scelta di tre tipologie di fondazioni che potranno essere applicate al Progetto e che saranno considerate nella successiva fase di *feed engineering* post-campagna geotecnica, per l’aggiudicazione del contratto di fornitura delle fondazioni. Le tipologie individuate sono le seguenti:

- **MONOPALO (n° 01):** applicabile su diverse batimetrie e condizioni geotecniche paragonabili ad un profilo “soft”;
- **JACKET A TRE GAMBE CON PALI (n° 04):** applicabile su batimetrie elevate e strati superficiali con argille dure o con sabbie dense.



- **MULTIPALO CON SOVRASTRUTTURA IN CALCESTRUZZO (n° 05):** applicabile su batimetrie medio/basse;

La scelta finale sul tipo di fondazione e sottostruttura che verranno effettivamente adottate per il Progetto sarà dettata appunto dalle soluzioni tecnico-economiche più vantaggiose che verranno presentate in fase di gara di appalto, sia a livello di fornitura che di aspetti legati all'installazione.

La soluzione esecutiva dipenderà senz'altro da limitazioni di approvvigionamento delle imbarcazioni che potranno essere disponibili durante le campagne di installazione previste per il Progetto.

In questa fase di progettazione si è deciso quindi di presentare il monopalo come opzione base mentre le soluzioni jacket a tre gambe e multipalo come alternative tecnologiche.

Dal **punto di vista ambientale** la soluzione del monopalo non presenta significative differenze in termini di tempi di costruzione rispetto alle altre due alternative tecnologiche (jacket a tre gambe e multipalo), potrebbe invece determinare, in fase di costruzione, rumore subacqueo di maggiore intensità (a causa del maggiore diametro dell'infrastruttura pari a 10 m contro i 2,5 metri circa delle infrastrutture tubolari delle due alternative tecnologiche) e necessitare quindi di maggiori misure di mitigazione del rumore subacqueo. Il monopalo, sempre a causa del maggiore diametro, potrebbe anche potenzialmente determinare maggiori interazioni con onde e correnti. In termini di impatti positivi, quali l'effetto reef sulla fauna ittica e sulla comunità bentonica di substrato duro, il monopalo, presentando minore complessità strutturale, e quindi meno diversificazione di nicchie spaziali, potrebbe avere effetti positivi leggermente minori. Il monopalo è quindi la soluzione che, potenzialmente, presenta gli impatti negativi simili alle altre due opzioni o più rilevanti (e quelli positivi simili o lievemente minori) e in virtù dell'applicazione del principio di precauzione è pertanto stata oggetto di valutazione di impatto (nel Volume 3 del presente SIA). Qualora la scelta di progetto ricadesse su una delle due alternative tecnologiche sopra illustrate (jacket a tre gambe e multipalo), gli impatti negativi valutati nel Volume 3 del presente SIA sarebbero di importanza minore e quelli positivi di importanza maggiore rispetto a quanto valutato.

Per quanto riguarda le fondazioni delle sottostazioni, è stato adottato un approccio analogo a quello degli aerogeneratori.

Nell'attuale fase di progettazione, si è deciso di considerare come fondazione per le sottostazioni il jacket a quattro gambe sia per il parco Romagna 1 che Romagna 2. Tuttavia, la fondazione a monopalo è considerata come alternativa tecnologica.



Figura 124: Esempio di sottostazione elettrica OTM con fondazione a monopalo (a sinistra) e jacket (a destra)

La scelta di presentare un'alternativa tecnologica è principalmente dettata dal fatto che sebbene l'opzione del monopalo sia preferibile da un punto di vista economico, essa nell'attuale fase di progettazione risulta più critica da un punto di vista strutturale a causa del dimensionamento del *topside*, che è in funzione delle apparecchiature previste. Ciò nonostante, è possibile che l'opzione del monopalo risulti in futuro preferibile, a seguito di ottimizzazioni spaziali e di disponibilità nel mercato di diverse apparecchiature.

In Figura 124, a titolo informativo, sono mostrate due piattaforme con tecnologia OTM (*Offshore Transmission Module*) adottata per il Progetto, le quali hanno rispettivamente fondazione a monopalo e fondazione a jacket.

Dal **punto di vista ambientale** la fondazione monopalo, per le stesse motivazioni già illustrate in merito alle fondazioni degli aerogeneratori (di cui sopra), presenta impatti potenziali di maggiore importanza: diametro maggiore e quindi maggiore impatto potenziale in termini di rumore in fase di costruzione e di interazione con onde e correnti in fase di esercizio. Seppur la soluzione scelta per la progettazione delle fondazioni delle sottostazioni offshore sia il jacket a quattro gambe e la fondazione monopalo sia stata considerata solo come alternativa tecnologica, applicando il principio di precauzione, è su quest'ultima che è stata condotta la valutazione di impatto nel Volume 3 del presente SIA.

4.9.3 Alternative tecnologiche dell'impianto fotovoltaico galleggiante

La tecnologia del fotovoltaico galleggiante offshore è molto recente e, in quanto tale, soggetta ancora a future ottimizzazioni impiantistiche.



Pur esistendo diversi approcci di progettazione, ad oggi si sono delineate nel mercato due principali alternative tecnologiche così denominate:

- Tecnologia con struttura galleggiante sopraelevata (Figura 125)
- Tecnologia con membrana galleggiante (Figura 126)

Come desumibile dalla denominazione, la prima si basa principalmente su una struttura di materiale metallico che galleggia grazie ad appositi *floaters*, sulla quale sono poggiati i pannelli fotovoltaici; l'altezza sul livello medio del mare può quindi raggiungere, a seconda dei casi, fino a 10 metri.

La seconda si basa invece su una membrana realizzata in polimeri che galleggia direttamente sull'acqua grazie ad un *floating ring* attorno al perimetro esterno; i pannelli fotovoltaici sono incastrati sopra la membrana e risultano quindi a pelo dell'acqua.

Le tecnologie presentano vantaggi e svantaggi diversi ma risultano entrambe applicabili all'area dell'Alto Adriatico.

Nel caso del Progetto, si è deciso di considerare come opzione base la tecnologia con struttura sopraelevata, mentre come opzione alternativa la tecnologia con membrana. La motivazione alla base della presentazione di due alternative tecnologiche è il grado di sviluppo emergente che caratterizza queste soluzioni. Le soluzioni, per quanto entrambe idonee alle caratteristiche dell'Alto Adriatico, subiranno con buona probabilità numerose ottimizzazioni impiantistiche nel corso dei prossimi mesi ed anni, come suggerito dai tanti progetti sia prototipali che su scala commerciale previsti in diverse aree geografiche del mondo.

È lecito aspettarsi che una delle due soluzioni (o entrambe) possa far emergere notevoli vantaggi dal punto di vista economico, tecnico e ambientale, giustificando la sua adozione per il sito di Progetto.



Figura 125: Alternativa 1 - Tecnologia con struttura galleggiante sopraelevata



Figura 126: Alternativa 2 - Tecnologia con membrana galleggiante

Dal **punto di vista ambientale**, la tecnologia con struttura sopraelevata, che è la soluzione scelta per la progettazione, presenta impatti ambientali simili ma di probabile entità inferiore rispetto all'opzione alternativa rappresentata dalla tecnologia con membrana. In particolare, l'effetto ombra determinato dalla tecnologia con membrana sarà maggiore; infatti la soluzione sopraelevata grazie al fatto di presentare i pannelli distanti alcuni metri dalla superficie dell'acqua - fino ad un massimo di 10 m - e alla presenza di



passerelle in grigliato, permette una maggiore penetrazione della radiazione luminosa e non costituisce una barriera di interscambio aria acqua. Al contrario, la tecnologia con membrana, che galleggia direttamente sull'acqua, indicata solo come "alternativa tecnologica", determinerebbe un maggiore effetto ombra e potrebbe compromettere gli scambi aria-acqua. Dal punto di vista della costruzione, la tecnologia con membrana necessita però di un numero di linee di ancoraggio inferiore a 15 per ciascun cluster, per un totale di 270, contro le 624 linee di ancoraggio necessarie per i 13 esagoni delle strutture sopraelevate. Considerato che, nonostante un probabile maggiore impatto in fase di costruzione dovuto al maggior numero di linee di ancoraggio necessarie alla struttura sopraelevata, l'opzione alternativa di tecnologia con membrana presenta comunque, potenzialmente, maggiori criticità ambientali (per l'effetto ombra maggiore e l'interazione dell'interfaccia acqua-aria); applicando il principio di precauzione, è stata questa oggetto di valutazione di impatto nel Volume 3 del presente SIA.

4.9.4 Alternative d'ubicazione dell'impianto fotovoltaico galleggiante

Come citato nel precedente paragrafo, il fotovoltaico galleggiante per ambienti offshore è una tecnologia recente e, in quanto tale, sarà senz'altro soggetta in futuro ad ottimizzazioni. Le ottimizzazioni non saranno solo al livello dei singoli impianti ma anche all'integrazione di essi con centrali eoliche esistenti o in corso di progettazione.

Proprio in merito all'ultimo punto è bene citare che esistono almeno due possibili configurazioni per la coesistenza di impianti fotovoltaici ed eolici in ambienti offshore:

- Configurazione integrata
- Configurazione *stand alone*

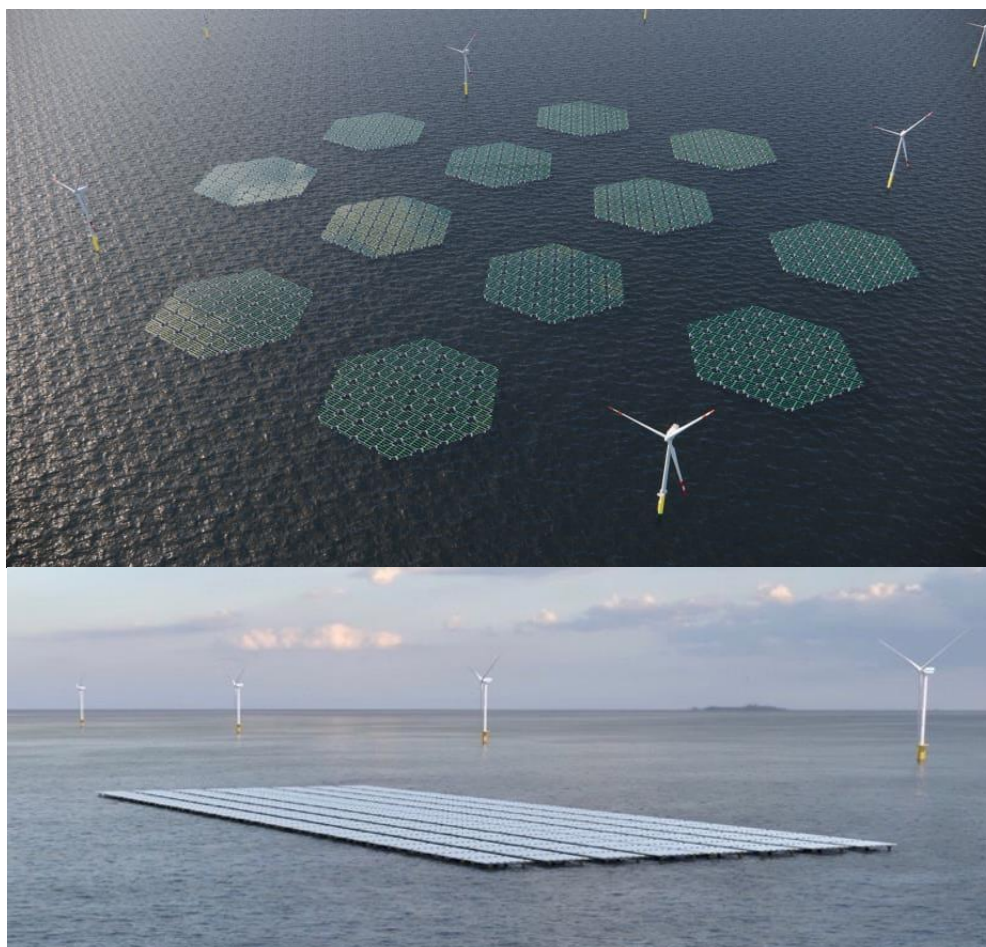


Figura 127: configurazione integrata (in alto, immagine di Solar Duck) e stand alone (in basso, rendering di Agnes)

La configurazione integrata consiste nel posizionare le piattaforme solari galleggianti adiacenti o comunque in prossimità degli aerogeneratori, in modo tale che per l'innalzamento della tensione si utilizzi un unico trasformatore (tipicamente quello all'interno della torre dell'aerogeneratore).

La configurazione *stand alone* consiste invece nel posizionare l'impianto fotovoltaico galleggiante non in aree immediatamente limitrofe all'impianto eolico, o comunque facendo in modo che l'unico elemento in condivisione sia la sottostazione elettrica di trasformazione, che riceve in entrata l'elettricità dalle due tipologie di impianti in cavi separati. In questo caso, quindi, gli impianti fotovoltaici hanno un trasformatore dedicato, tipicamente posizionato in una piattaforma galleggiante *ad hoc*.

I progetti realizzati e in sviluppo in diverse aree geografiche propendono per queste due soluzioni principalmente.

Nel caso dell'hub energetico proposto viene presentata come opzione base la configurazione *stand alone* e come alternativa d'ubicazione la configurazione integrata.



A seconda delle evoluzioni del mercato e di eventuali modifiche progettuali che potranno scaturire dal procedimento di VIA, la società proponente valuterà se mantenere l'opzione base o propendere verso l'alternativa d'ubicazione presentata, solo se emergeranno vantaggi tecnico-economici e minori impatti ambientali.

Dal **punto di vista ambientale** le due soluzioni di configurazione non dovrebbero presentare differenze significative, tuttavia si potrebbero ipotizzare potenziali impatti maggiori per la configurazione *stand alone*, che concentra in una stessa area marina l'effetto ombra e di interazione dell'interfaccia aria-acqua. In fase di valutazione di impatto nel Volume 3 del presente SIA è stata pertanto considerata la configurazione stand-alone. Qualora in fase di realizzazione del Progetto si optasse per l'alternativa di ubicazione integrata, gli impatti saranno di entità simile o minore rispetto a quelli valutati.

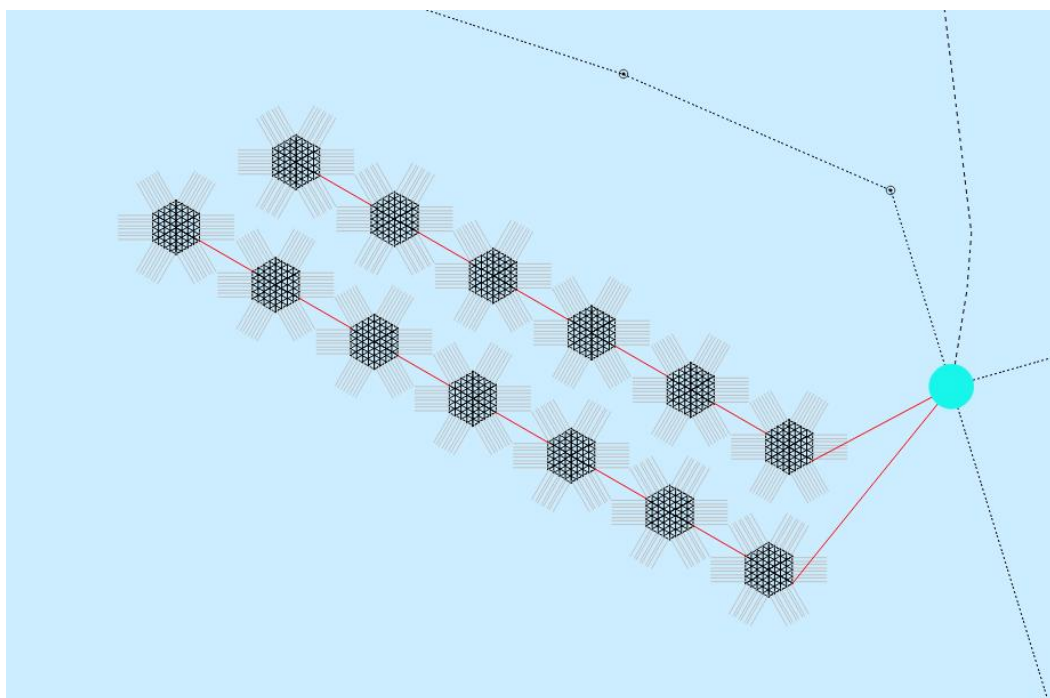


Figura 128: Opzione base di ubicazione dell'impianto fotovoltaico galleggiante

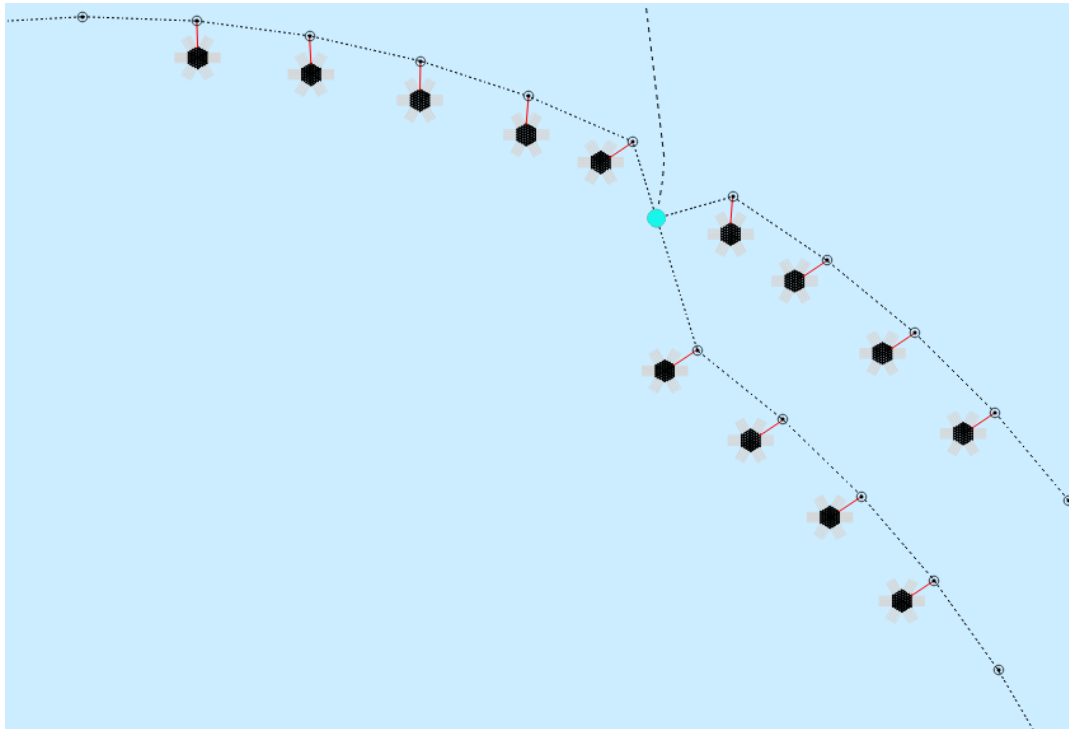


Figura 129: Opzione alternativa di ubicazione dell'impianto fotovoltaico galleggiante



5. APPROCCIO METODOLOGICO

5.1 Area di Studio

In ottemperanza al D.lgs. 152/2006 e s.m.i., il quale richiede che la descrizione dello stato di base delle componenti ambientali (o fattori ambientali) sia condotta per le aree geografiche potenzialmente interessate dagli effetti del Progetto, nel presente studio sono state considerate 2 aree, un'Area di Sito e un'Area Vasta, definite in base alle Norme Tecniche SNPA (SNPA, 2020), come descritto di seguito:

- L'**Area di Sito** (o Area di Studio Locale, LSA) è definita considerando le superfici direttamente interessate dagli interventi in Progetto, e quindi l'impronta delle strutture e degli impianti del Progetto, ed un significativo intorno (*buffer*) di ampiezza tale da poter comprendere i fenomeni in corso o previsti.
- L'**Area Vasta** include l'Area di Sito ed è intesa come la porzione di territorio nella quale si esauriscono gli effetti significativi, diretti e indiretti, dell'intervento con riferimento alla tematica ambientale considerata. L'individuazione dell'Area Vasta è circoscritta al contesto territoriale individuato nell'ambito della verifica della coerenza del Progetto con la programmazione e pianificazione di riferimento e della coerenza con la vincolistica.

Nella **Sezione Offshore**, l'Area di Sito si identifica con l'impronta di tutte le strutture offshore del Progetto (parco eolico e cavidotti marini). A tale impronta è stato applicato un *buffer*, variabile da alcune centinaia di metri ad alcuni km a seconda della componente ambientale in esame (Figura 130).

L'Area Vasta offshore, invece, è stata identificata per la maggior parte delle componenti offshore nel settore dell'Alto Adriatico occidentale, che si estende dal Golfo di Venezia e Trieste alla congiungente Ancona-Zara (Figura 131).

Per quanto riguarda la **Sezione Onshore**, l'Area di Sito corrisponde all'impronta del cavidotto terrestre dal punto di approdo alla stazione elettrica onshore alla quale è stato aggiunto un *buffer* variabile da alcune centinaia di metri ad alcuni km a seconda della componente ambientale in esame. L'estensione dell'Area Vasta onshore è anch'essa variabile a seconda della specifica componente e normalmente si estende alcuni chilometri intorno all'Area di Sito.

L'estensione dell'Area di Sito e dell'Area Vasta, variando componente per componente, è indicata all'inizio della trattazione di ciascuna componente ambientale e sociale.

Per quel che riguarda le **componenti sociali**, nella definizione dell'Area di Sito e dell'Area Vasta è stato fatto riferimento alle suddivisioni amministrative previste dall'ordinamento italiano, in quanto queste sono le unità rispetto alle quali vengono solitamente raccolti e messi a disposizione dati statistici. Si è cercato di utilizzare dati al maggior livello di dettaglio possibile, ossia dati a livello comunale e, quando non disponibili, dati a livello provinciale o regionale. Ove possibile, si è inoltre cercato di effettuare un confronto tra dati ai



diversi livelli amministrativi, per evidenziare somiglianze e differenze nelle dinamiche in atto nel territorio allargato in cui si colloca il Progetto.

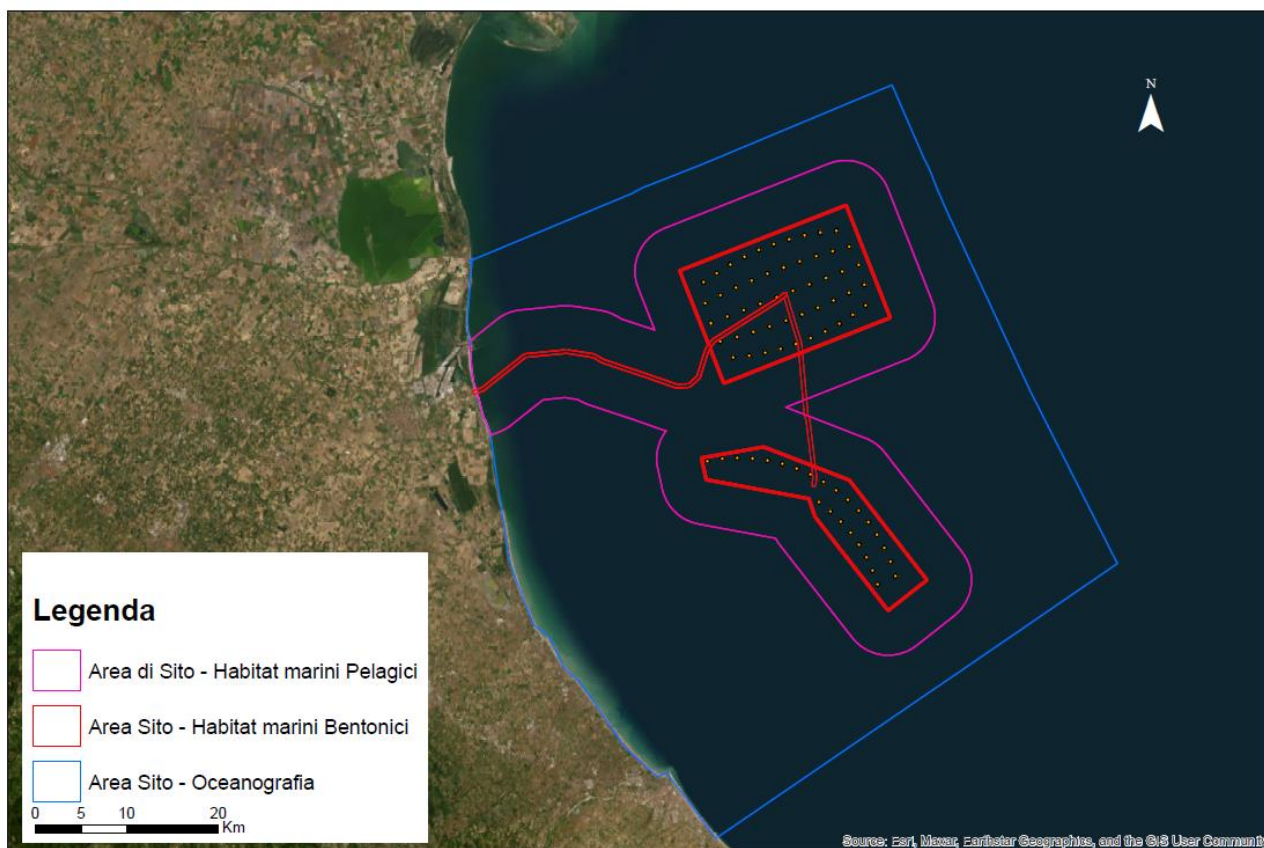


Figura 130: Sezione offshore, limiti delle principali Aree di Sito

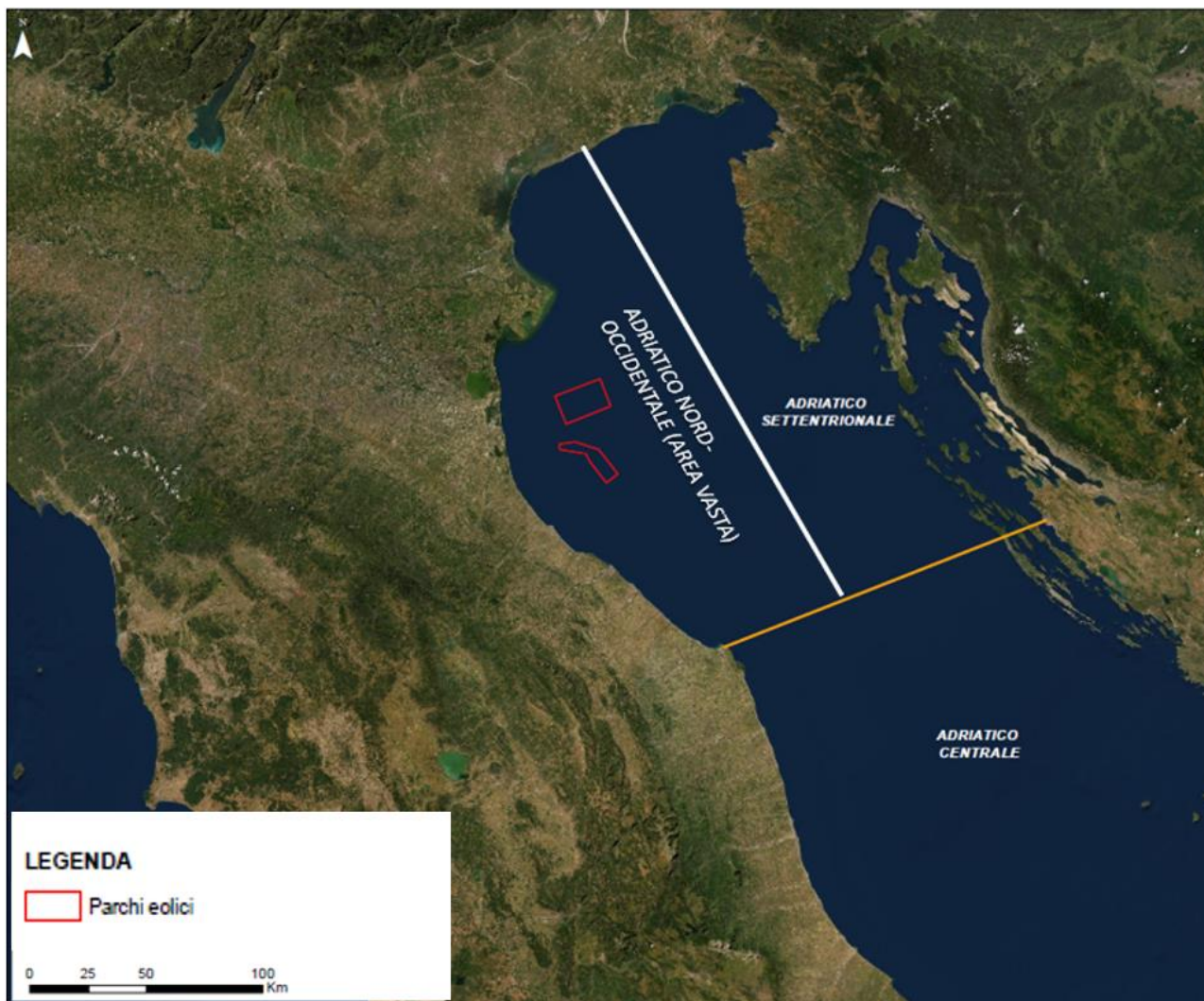


Figura 131: Sezione offshore, Area Vasta

5.1.1 Area interessata da impatti cumulativi

È stata infine considerata un'area interessata da impatti cumulativi che risulta dalla sovrapposizione di potenziali impatti derivanti da altri progetti esistenti e/o pianificati. Quest'area tiene conto di eventuali criticità ambientali esistenti, relative all'uso delle risorse naturali e/o ad aree di particolare sensibilità ambientale suscettibili di risentire degli impatti derivanti dal Progetto.

I principali progetti in programma considerati per la definizione dell'area di impatto cumulativo sono:

- il progetto CCS Ravenna Hub che consiste in un sito per lo storage di CO₂ al largo di Ravenna;
- il progetto della centrale eolica offshore "Rimini";



- il progetto di decommissioning del Terminale 1, ubicato al largo di Ravenna.
- Il progetto FSRU (*Floating Storage & Regassification Unit*) Ravenna e collegamento alla rete nazionale gasdotti per l'incremento della capacità di rigassificazione;

Tra i progetti/attività in corso sono state considerate:

- le attività di sfruttamento dei giacimenti offshore di sabbie per i ripascimenti;
- le attività delle diverse piattaforme ubicate al largo di Ravenna e Rimini;
- il traffico marittimo del porto di Ravenna

Tra le risorse naturali sono state incluse nell'area di impatto cumulativo in mare:

- il SIC "Adriatico settentrionale" (Codice: IT4060018);
- il ZSC "Relitto della Piattaforma Paguro" (Codice: IT4070026);
- la Zona di Tutela Biologica "Area fuori Ravenna".

La mappa di seguito raffigurata illustra l'estensione dell'area utilizzata per l'impatto cumulativo in mare e include l'insieme dei progetti/attività sopra elencati (Figura 132).

A livello onshore, l'area di impatto cumulativo considerata è il Comune di Ravenna.

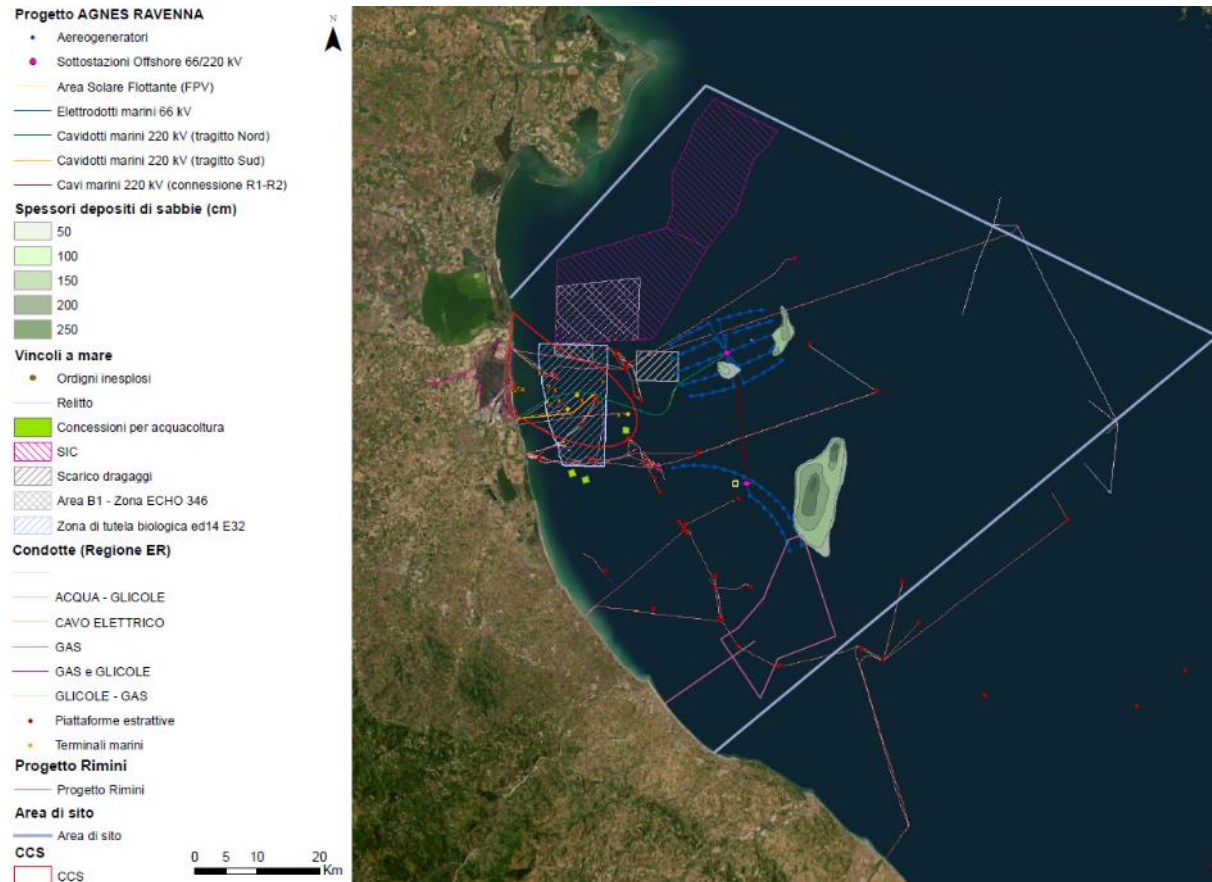


Figura 132: Area di studio considerata per gli impatti cumulativi



5.2 Metodologia per l'analisi dello stato dell'ambiente

L'analisi dello stato dell'ambiente *ante-operam* (baseline) è stata realizzata sia attraverso la raccolta di dati secondari (letteratura scientifica e grigia) che, per alcune delle componenti, mediante apposite campagne di campionamento/rilievo. Di seguito si riporta una breve descrizione delle campagne condotte. Per ulteriori dettagli si rimanda ai rispettivi capitoli dello SIA (Capitolo 6 – Volume2).

- **Geomorfologia dei fondali marini** – è stata condotta una campagna di rilievo tra maggio e luglio 2022, durante la quale sono stati eseguiti:
 - rilievi batimetrici *Singlebeam Echosounder* (SBES)
 - rilievi geomorfologici *Side Scan Sonar* (SSS)
 - rilievi batimetrici *Multibeam Echo Sounder* (MBES)
 - rilievi stratigrafici *Sub Bottom Profiler* (SBP)
 - rilievi magnetometrici (MAG)

I rilievi SBES e SSS sono stati condotti sull'area di indagine costituita dai due campi eolici, sull'intera lunghezza dell'elettrodotto marino di connessione tra i parchi e sull'intera lunghezza dell'elettrodotto marino che collega il parco "Romagna 2" al punto di approdo a terra. I rilievi MBES, SBP, e MAG sono stati condotti principalmente lungo le linee macchina (linee di collegamento tra gli aerogeneratori) e lungo gli elettrodotti.

- **Sedimenti marini** - una campagna di campionamento è stata eseguita a luglio 2022. I campioni sono stati prelevati in 44 stazioni distribuite tra l'area dei campi eolici i corridoi degli elettrodotti di collegamento. Per ogni stazione sono state eseguite 3 repliche. I prelievi sono stati condotti con benna Van-Veen.
- **Acque marine** - sono state condotte due campagne di campionamento, una primaverile (maggio 2022) e una autunnale (settembre 2022). I campioni sono stati prelevati in 8 stazioni (4 lungo l'elettrodotto e 4 entro l'area dei due campi eolici). In ciascuna stazione sono state prelevate 2 quote (superficiale e profonda) o 3 quote (superficiale, intermedia, profonda) a seconda della batimetria: 2 quote in corrispondenza delle stazioni la cui profondità non raggiungeva i -30 m; 3 quote nelle restanti stazioni.
- **Comunità macrozoobentonica** - è stata condotta una campagna di indagine estiva (luglio-agosto 2022). I campioni sono stati prelevati in 35 stazioni di campionamento distribuite tra l'area dei campi eolici e i corridoi degli elettrodotti di collegamento. I campioni sono stati raccolti tramite benna Van-Veen da 18 litri (superficie di presa di 0,1 m). Per ogni stazione sono state eseguite 3 repliche.



- **Fauna ittica demersale** - sono state effettuate due campagne di indagine, una tardo primaverile-estiva (giugno 2022) e una autunnale (settembre 2022), condotte mediante pesca scientifica a strascico. In ciascuna campagna sono state eseguite 6 cale: due entro l'area del "Parco Romagna 1", due entro il "Parco Romagna 2" e due in stazioni di controllo, all'esterno dell'area dei due campi eolici.
- **Mammiferi marini e tartarughe** – sono state effettuate due campagne di indagine, una estiva (giugno 2022) e una autunnale (settembre 2022) della durata ciascuna di 5 giorni operativi ciascuna. Le campagne sono state condotte con osservazioni visive da parte di personale specializzato (Marine Mammal Observer) e Passive Acoustic Monitoring (PAM).
- **Avifauna migratrice** – sono state realizzate due campagne di indagine, una tarda primaverile (aprile-maggio 2022) e una autunnale (settembre-ottobre 2022). I rilievi sono stati condotti in quattro stazioni di osservazione a mare (due all'interno del "Parco Romagna 1" e due all'interno del "Parco Romagna 2") e in una stazione di osservazione a terra. Complessivamente sono state condotte 20 giornate di rilievo in mare e 6 giornate di rilievo a terra.
- **Rumore subacqueo** – sono state condotte due campagne di indagine, una estiva (luglio 2022) e una autunnale (settembre 2022). L'ambiente acustico subacqueo è stato indagato utilizzando un registratore a banda larga e un idrofono posizionato in prossimità del fondale. Le registrazioni sono state ottenute presso 2 stazioni di rilevamento (una in ciascuno dei due campi eolici) e per una durata di 24 ore consecutive in ciascuna stazione.
- **Comparto terrestre e costiero** – sono state realizzati diversi sopralluoghi nel territorio interessato dalle azioni di progetto, nell'ambito dei quali sono state condotte osservazioni su paesaggio, geomorfologia, idrografia, uso reale del suolo, vegetazione e recettori degli agenti fisici. I sopralluoghi sono stati eseguiti lungo l'intero tracciato dell'elettrodotto a terra e nelle aree dove è prevista la realizzazione di opere.
- **Rumore onshore** - la valutazione acustica onshore è stata definita, oltreché dall'analisi della Zonizzazione Acustica Comunale (ZAC), anche mediante sopralluoghi e indagini fonometriche in situ per caratterizzare lo stato acustico dell'area (*ante-operam*).
- **Morfologia costiera** - le indagini sono state eseguite in corrispondenza del punto di atterraggio dell'elettrodotto e di costruzione del pozzetto e hanno incluso l'impiego di sistemi GNSS (*Global Navigation Satellite System*) topografici differenziali.



5.3 Identificazione delle azioni di progetto e dei fattori d'impatto

5.3.1 Identificazione delle azioni di progetto

Le **azioni di progetto** sono attività direttamente o indirettamente correlate al progetto che possono interferire con l'ambiente e che possono generare pressioni primarie, definite nel contesto di questa metodologia come fattori di impatto. Le azioni derivano dall'analisi e dalla scomposizione degli interventi previsti per la realizzazione del progetto tenendo conto dell'intero ciclo vita suddiviso in fasi quali la costruzione, l'esercizio e la dismissione. A titolo di esempio, sono azioni di progetto: la predisposizione delle aree di cantiere, il trasporto dei materiali di costruzione, lo stoccaggio temporaneo di materiale, lo scavo di trincee, le attività di manutenzione ordinaria degli aerogeneratori, le attività di manutenzione straordinaria, ecc. L'insieme delle azioni di progetto è elencato nel Capitolo 7.1 (Volume 3 del presente SIA).

5.3.2 Identificazione dei fattori d'impatto

Le azioni di progetto possono determinare **fattori di impatto** sul contesto, cioè delle potenziali forme di interferenza in grado di influire, positivamente o negativamente, in maniera diretta o indiretta, sullo stato qualitativo dell'ambiente.

A titolo di esempio tipici fattori di impatto generati dalle azioni di progetto sono: emissione di gas serra, emissione di polvere e particolato, emissione di rumore e vibrazioni, alterazione della morfologia locale, alterazioni della morfologia del fondo marino, alterazioni del paesaggio, sottrazione di suolo, emissione di inquinanti in acque (superficiali, sotterranee o marine), alterazione del regime sedimentologico, introduzione di specie aliene, alterazione di habitat, utilizzo di acqua potabile, utilizzo di forza lavoro (questo fattore solitamente è positivo), utilizzo di energia, alterazione del flusso di traffico, ecc.

Nell'ambito della individuazione dei potenziali fattori di impatto connessi alle azioni di progetto non sono considerati quei fattori connessi agli eventi accidentali, trattati in una specifica sezione dello studio di impatto ambientale, dedicata ai rischi. A titolo di esempio non sono considerati i fattori di impatto connessi a sversamenti accidentali di olio/ combustibile da mezzi pesanti per il trasporto dei materiali in entrata e uscita dalle aree di cantiere oppure dai mezzi d'opera e dalle apparecchiature di cantiere, oppure da incidenti navali. In questo caso, infatti, la contaminazione delle componenti ambientali (o fattori ambientali) acque superficiali e sotterranee, suolo e sottosuolo o acque e sedimenti marini potrebbe essere causata esclusivamente dal verificarsi di perdite o sversamenti accidentali o incedenti estranee all'ordinaria conduzione delle attività di cantiere e dell'impianto.

Di conseguenza la valutazione dei potenziali impatti imputabili ad eventi accidentali non è oggetto della metodologia di valutazione di impatto ma è oggetto di valutazione dei rischi di cui al capitolo 5.7



5.4 Individuazioni delle componenti (o fattori ambientali) potenzialmente oggetto di impatto e assegnazione del valore di sensibilità

Dopo aver individuato i fattori di impatto generati dal progetto, viene predisposta una **matrice Azioni di progetto – Fattori di impatto** nella quale per ciascuna fase di progetto è evidenziata la correlazione tra questi due elementi al fine di individuare l'elenco dei fattori di impatto originati dalle singole azioni di progetto.

Sulla base di quanto emerso dalla matrice Azioni di progetto – Fattori di impatto vengono predisposte tabelle che per ciascuna fase di progetto riportano le azioni di progetto, i fattori di impatto da questa originati e le componenti (o fattori ambientali) potenzialmente oggetto d'impatto. La definizione dello stato delle componenti potenzialmente oggetto d'impatto è effettuata mediante l'individuazione e la verifica delle caratteristiche peculiari delle componenti stesse all'interno dell'area di studio.

La valutazione complessiva dello stato della componente analizzata è espressa mediante l'assegnazione di un grado di sensibilità all'impatto. Ogni componente ha una diversa sensibilità agli impatti generati dal progetto e può presentare un diverso livello di vulnerabilità rispetto al progetto.

La **sensibilità (S)** di una componente viene definita sulla base della presenza/assenza di alcune caratteristiche che definiscono sia lo stato attuale della qualità della componente stessa, sia la sua vulnerabilità.

Pertanto, l'assegnazione del grado di sensibilità, che può assumere valori tra 1 e 5, tiene conto dei seguenti elementi:

- **Elementi di sensibilità:**
 - confronto con gli standard di qualità e le condizioni di base valutate (es. soglie per la qualità dei parametri ambientali; stato degli habitat);
 - protezione giuridica (definita in base a requisiti nazionali e/o internazionali), valore ecologico, valore storico o culturale, opinioni degli stakeholder e valore economico;
 - importanza delle componenti a livello nazionale e/o della regione marina in cui ricade il Progetto (es. estensione di un habitat rispetto alla presenza dello stesso habitat su scala nazionale o della regione marina).
- **Elementi di vulnerabilità:**
 - possibilità di adattarsi facilmente a una nuova condizione, possibilità di spostare o sostituire gli elementi della componente;
 - vulnerabilità intrinseca dovuta alle caratteristiche della componente.

Nella valutazione della sensibilità, la presenza di questi elementi è riferita all'Area di Sito. La sensibilità della componente può variare da bassa ad alta, in base, all'incirca, alle seguenti definizioni:

- **Bassa:** la componente non presenta elementi di sensibilità o vulnerabilità.



- **Medio - bassa:** la componente presenta limitati elementi di sensibilità e/o vulnerabilità e poco rilevanti.
- **Media:** la componente presenta molti elementi di sensibilità e/o vulnerabilità, ma poco rilevanti; oppure la componente presenta pochi elementi rilevanti.
- **Medio - alta:** la componente presenta molti elementi di sensibilità e/o vulnerabilità, alcuni rilevanti e altri poco rilevanti.
- **Alta:** la componente presenta molti elementi di sensibilità e/o vulnerabilità e dei quali la maggior parte sono rilevanti.

Di seguito sono elencate le componenti potenzialmente oggetto di impatti, insieme agli elementi di vulnerabilità considerati nella definizione della sensibilità di ciascuna componente.

- Cambiamenti climatici: evidenza di fenomeni associabili ai cambiamenti climatici, come squilibri ambientali ed eventi meteorologici, come ad esempio ondate di calore; territori soggetti ad erosione costiera e ad inondazioni costiere; presenza di colture o attività sensibili a modifiche del clima.
- Qualità dell'aria: zone con circolazione limitata delle masse d'aria; zone con livello di contaminazione superiore alle soglie; presenza di insediamenti e popolazione potenzialmente esposti ad emissioni di inquinanti in atmosfera e/o emissioni odorigene; presenza di recettori ecologici sensibili come aree protette, habitat e specie protette o minacciate di estinzione.
- Campi elettromagnetici terrestri: presenza di zone con livello di inquinamento elettromagnetico superiore alle soglie; Presenza di insediamenti e popolazione potenzialmente esposti.
- Clima acustico onshore: aree in classe di zonizzazione acustica I; aree in cui sono superati i limiti normativi di immissione.
- Suolo e sottosuolo: presenza di faglie attive; zone a rischio sismico significativo e/o di subsidenza; zone a rischio idrogeologico (es. esondazioni); aree a lento drenaggio cave attive o dismesse; discariche in esercizio e le discariche abusive
- Ambiente idrico superficiale: corsi d'acqua con elevato stato di qualità ambientale e corsi d'acqua molto inquinati; corsi d'acqua utilizzati per la potabilizzazione, per l'irrigazione e per l'itticoltura; laghi eutrofizzati o a rischio di eutrofizzazione; tratti costieri eutrofizzati o a rischio di eutrofizzazione.
- Ambiente idrico sotterraneo: acquiferi ad alta vulnerabilità; falde contaminate; zone con falda superficiale o affiorante; zone di ricarica della falda; sorgenti perenni e termali, fonti idrominerali e fontanili.



- Caratteristiche chimico fisiche delle acque marine e onde, correnti e maree: zone a circolazione e scambio di massa d'acqua limitati; zone a settori ampi con range batimetrico limitato; zone soggette a eutrofizzazione; zone soggette a fenomeni di distrofia, ipossia e anossia; zone interessate da stratificazione verticale e/o orizzontale.
- Sedimenti: zone caratterizzate dalla presenza di sedimento fine adatto all'adsorbimento dei contaminanti; zone con livello di contaminazione dei sedimenti superiore ai valori soglia stabiliti dalla normativa.
- Rumore in ambiente marino: aree non interessate dal rumore generato da sorgenti artificiali, e aree note per essere importanti per i cetacei ed ecologicamente significative per la fauna marina in generale.
- Specie – Vegetazione: presenza di specie protette a livello nazionale e/o internazionale; presenza di specie meno comuni/rare.
- Specie - Fauna: aree con concentrazione di specie; aree di alimentazione; rotte migratorie; presenza di specie protette a livello nazionale e/o internazionale; presenza di specie meno comuni/rare.
- Specie - Zooplancton e fitoplancton: zone di *upwelling*; zone ad alta densità di plancton; zone note per essere aree di dispersione degli stadi planctonici.
- Specie - Benthos: specie protette a livello nazionale e/o internazionale, specie meno comuni/rare, specie di elevato interesse economico; presenza di specie endemiche.
- Specie – Pesci: habitat di deposizione delle uova; nursery; rotte migratorie dei grandi pelagici; presenza di specie protette a livello nazionale e/o internazionale; presenza di specie meno comuni/rare; presenza di specie di elevato interesse economico.
- Specie - Tartarughe marine: habitat di deposizione delle uova; rotte migratorie; importanti aree di alimentazione/svernamento.
- Specie - Mammiferi marini: aree con concentrazione di specie; zone caratterizzate da frequenti avvistamenti; aree di alimentazione; rotte migratorie.
- Paesaggio: contesto paesaggistico di qualità, presenza di vincoli paesaggistici.
- Habitat marini: habitat interessati da limitate attività umane e da uno stato di conservazione più vicino alle condizioni naturali; habitat marini prioritari secondo il Protocollo SPA/BIO (Convenzione di Barcellona) e/o secondo la nomenclatura EUNIS.



- Aree protette e altre aree importanti per la biodiversità: presenza di aree protette; presenza di zone importanti per la biodiversità a livello nazionale e/o internazionale, aree importanti per i cetacei (IMMAs).
- Patrimonio storico e culturale: presenza di beni culturali, livello di tutela dei beni.
- Archeologia marina: presenza di reperti; aree con vincoli archeologici; aree di potenziale interesse archeologico marino (rotte, morfologia costiera in base alle indicazioni dagli archivi).
- Archeologia terrestre: presenza di reperti, aree con vincoli archeologici, aree di potenziale interesse archeologico.
- Navigazione: importanti rotte di navigazione; intenso di traffico marittimo; vicinanza di aree portuali importanti.
- Servizi ecosistemici - Pesca e acquacoltura: zone con elevata attività di pesca; zone ricche di risorse alieutiche; zone di nursery; zone con barriere artificiali; zone con impianti di acquacoltura o molluschicoltura.
- Servizi ecosistemici - Turismo: aree ad alta fruizione; presenza di attività di turismo costiero; presenza di turismo nautico.
- Energia: livello di produzione di energia, quota di energia da impianti rinnovabili.
- Gestione Rifiuti: disponibilità di impianti di smaltimento e stoccaggio; sistema di gestione dei rifiuti a livello comunale e provinciale.
- Trasporti: livello di connessione alle reti di mobilità, livello di traffico sulle reti.
- Salute umana - presenza di recettori sensibili (strutture sanitarie).
- Economia e occupazione: tasso di disoccupazione; livello di dinamismo dell'economia locale.

5.5 Valutazione di impatto

5.5.1 Assegnazione dei punteggi ai fattori di impatto

Il grado di importanza dei **fattori di impatto** identificati nelle fasi precedenti viene valutata assegnando un punteggio che tiene conto dei seguenti parametri:

Durata (D): indica la durata del fattore di impatto e può variare da breve a lungo in base alle seguenti definizioni:



- **Breve:** inferiore a un mese
- **Medio – breve:** compresa tra un mese e sei mesi
- **Media:** compresa tra sei mesi e due anni
- **Medio – lunga:** compresa tra due e cinque anni
- **Lunga:** superiore ai cinque anni

Frequenza (F): indica la cadenza con cui un fattore di impatto si manifesta e può variare da concentrata a continua, in base alle seguenti definizioni:

- **Concentrata:** singolo evento
- **Poco frequente:** pochi eventi distribuiti in modo uniforme o casuale nel tempo
- **Frequente:** alcuni eventi distribuiti in modo uniforme o casuale nel tempo
- **Molto frequente:** numerosi eventi distribuiti in modo uniforme o casuale nel tempo
- **Continua:** senza interruzione nel tempo

Estensione geografica (G): indica l'area geografica entro cui il fattore di impatto può esercitare i suoi effetti e può variare da sito di progetto a transfrontaliero in base alle seguenti definizioni:

- **Sito del progetto:** entro il perimetro del progetto
- **Locale:** entro l'area definita dalla presenza di recettori ambientali o antropici prossimi al sito del progetto
- **Regionale:** al di là delle aree circostanti il sito di progetto
- **Nazionale:** esteso a più regioni o all'intero paese
- **Transfrontaliero:** esteso a scala internazionale o globale

Intensità (I): indica l'entità del fattore di impatto e può variare da trascurabile a molto alta in base alle seguenti definizioni:

- **Trascurabile:** il fattore di impatto è generato in quantità che non possono essere facilmente rilevate o percepite e che non sono in grado di causare cambiamenti rilevabili nelle componenti
- **Bassa:** il fattore di impatto è generato in una quantità che può essere rilevata o percepita, ma i cui effetti non sono suscettibili di provocare cambiamenti tangibili nelle componenti
- **Media:** il fattore di impatto può causare cambiamenti tangibili nelle componenti, ma è generato in quantità che rientrano nei limiti normativi o nelle pratiche industriali accettate
- **Alta:** il fattore di impatto può causare gravi effetti sulle componenti ed è generato in quantità che si collocano agli estremi dei limiti normativi o delle pratiche industriali accettate



- **Molto alta:** il fattore di impatto può causare gravi danni alle componenti ed è generato in quantità che sono a rischio di superare i limiti normativi o delle pratiche industriali accettate.

A ciascuno dei parametri elencati viene assegnato un valore che può variare tra 1 e 5; il grado di importanza del fattore di impatto è determinata dalla somma dei 4 parametri. Il punteggio complessivo del fattore di impatto (**FI**) potrà quindi assumere un valore compreso tra 5 e 20.

5.5.2 Calcolo del valore di impatto

Il calcolo del **valore di impatto** viene effettuato moltiplicando il punteggio del fattore di impatto (capitolo 5.5.1) per il grado di sensibilità della componente determinato allo stato attuale (capitolo 5.4) Il risultato viene quindi ponderato considerando la **reversibilità** dell'impatto.

La **reversibilità (R)** è la proprietà di un impatto di diminuire la sua intensità nel tempo e alla fine di esaurirsi:

- **A breve termine:** la condizione iniziale della componente sarà ripristinata in un periodo compreso tra settimane e mesi dopo la fine del periodo nel quale il fattore di impatto è generato dalle azioni di progetto e/o a seguito delle attività di ripristino;
- **A breve/medio termine:** la condizione iniziale della componente sarà ripristinata in un periodo compreso tra alcuni mesi e un anno dopo la fine del periodo nel quale il fattore di impatto è generato dalle azioni di progetto e/o a seguito delle attività di ripristino;
- **A medio termine:** la condizione iniziale della componente sarà ripristinata in un periodo compreso tra un anno e cinque anni dopo la fine del periodo nel quale il fattore di impatto è generato dalle azioni di progetto e/o a seguito delle attività di ripristino;
- **A lungo termine:** la condizione iniziale della componente sarà ripristinata in un periodo compreso tra cinque e 25 anni dopo la fine del periodo nel quale il fattore di impatto è generato dalle azioni di progetto e/o a seguito delle attività di ripristino;
- **Irreversibile:** non è possibile prevedere il ripristino delle condizioni iniziali.

Alla reversibilità viene assegnato un punteggio tra 1 e 5.

Il **valore di impatto (VI)** viene calcolato moltiplicando il punteggio del fattore di impatto con il grado di sensibilità della componente e la reversibilità dell'impatto, secondo la seguente formula:

$$VI = FI \times S \times R$$

5.5.3 Calcolo dell'Impatto Residuo

Il passaggio successivo consiste nel valutare l'efficacia delle misure di mitigazione nel ridurre o eliminare l'impatto negativo, o nel massimizzare quello positivo. Le misure di mitigazione vengono definite con riferimento alla seguente gerarchia di mitigazione (in ordine di efficacia):



- Evitare
- Minimizzare
- Ripristinare
- Compensare.

L'efficacia delle misure di mitigazione definite nell'ambito della valutazione di impatto è stimata utilizzando il giudizio di esperti e i risultati di precedenti applicazioni delle misure in progetti simili. Le definizioni dell'efficacia della mitigazione possono variare da nulla ad alta in base alle seguenti definizioni:

- **Nulla:** le misure possono ridurre gli impatti in misura inferiore al 20% rispetto al valore atteso;
- **Bassa:** le misure possono ridurre gli impatti del 20% - 40% rispetto al valore atteso;
- **Media:** le misure possono ridurre gli impatti del 40% - 60% rispetto al valore atteso;
- **Medio - alta:** le misure possono ridurre gli impatti del 60% - 80% rispetto al valore atteso;
- **Alta:** le misure possono ridurre gli impatti di oltre l'80% rispetto al valore atteso.

L'efficacia della mitigazione è misurata su una scala 1 - 0,2 (1 = efficacia minima; 0,2 = efficacia massima).

Gli impatti positivi sono tipicamente associati alle opportunità economiche e sociali che un progetto può generare e talvolta a criticità ambientali che un progetto può risolvere. I progetti in genere promuovono attività per migliorare le opportunità economiche, sociali e ambientali mediante programmi, piani e misure specifici, tra cui ad esempio creazione di competenze professionali, investimenti comunitari, programmi di valore condiviso, programmi di bonifica, e progetti di conservazione della biodiversità.

La valutazione degli impatti positivi si basa sugli stessi parametri della valutazione degli impatti negativi, con la sola differenza che le misure di mitigazione sono sostituite da misure di miglioramento o misure per massimizzare i potenziali impatti positivi.

L'efficacia delle misure di miglioramento definite nel piano di gestione ambientale e sociale è valutata utilizzando il giudizio di esperti e i risultati di precedenti applicazioni delle misure in progetti simili. Le definizioni dell'efficacia del miglioramento possono variare da nulla ad alta in base alle seguenti definizioni:

- **Nulla:** le misure possono aumentare gli impatti positivi in misura inferiore al 10% rispetto al valore atteso;
- **Bassa:** le misure possono aumentare gli impatti positivi del 10% - 20% rispetto al valore atteso;
- **Media:** le misure possono aumentare gli impatti positivi del 20% - 30% rispetto al valore atteso;
- **Medio-alta:** le misure possono aumentare gli effetti positivi del 30% - 40% rispetto al valore atteso;
- **Alta:** le misure possono aumentare gli impatti positivi di oltre il 40% rispetto al valore atteso.



Il **valore di impatto residuo (IR)** viene calcolato moltiplicando il valore di impatto con l'efficacia della mitigazione:

$$IR = VI \times M$$

5.5.4 Scala degli Impatti Residui

La scala degli impatti residui risultante dal calcolo sopra descritto va da 0,8 a 500. Il valore di impatto viene quindi ridimensionato in 5 livelli sommando l'intera distribuzione dei valori ottenuti in 5 classi.

Gli impatti negativi residui sono classificati in 5 livelli usando la tabella seguente:

Tabella 79: Valori di impatto negativo

| Scala Impatto Residuo | Definizione Impatto Residuo | |
|-----------------------|-----------------------------|--|
| 0,8 - 33,0 | Trascurabile | |
| 33,1 - 76,0 | Basso | |
| 76,1 - 136,0 | Medio | |
| 136,1 - 228,0 | Alto | |
| 228,1 - 500,0 | Molto Alto | |

Gli impatti positivi residui sono classificati in 5 livelli usando la tabella seguente:

Tabella 80: Valori di impatto positivo

| Scala Impatto Residuo | Definizione Impatto Residuo | |
|-----------------------|-----------------------------|--|
| 0,8 - 33,0 | Trascurabile | |
| 33,1 - 76,0 | Basso | |
| 76,1 - 136,0 | Medio | |
| 136,1 - 228,0 | Alto | |
| 228,1 - 500,0 | Molto Alto | |



5.5.5 Valutazione complessiva

La metodologia sopra descritta consente una valutazione analitica degli impatti causati dai singoli fattori di impatto rispetto alle singole componenti: in tabella, nei capitoli relativi agli impatti, vengono presentati per ciascuna componente il valore di impatto generato da ciascun fattore di impatto.

Inoltre, nella tabella è definito il giudizio dell'impatto complessivo sulla componente, che rappresenta la sintesi dell'impatto esercitato su di essa da tutti i fattori di impatto generati dalle azioni di progetto. Il giudizio di impatto fornisce una visione complessiva del valore di impatto che effettivamente agisce sulla componente ambientale.

Il giudizio di impatto è stato espresso sulla base dell'esperienza del valutatore e attribuendo maggior peso ai valori più sfavorevoli per la tutela della componente, al fine di orientare la valutazione secondo un approccio cautelativo.

I risultati della valutazione di impatto sono presentati in tabelle separate per gli impatti negativi e positivi.

5.6 Valutazione di impatto cumulativo

Gli impatti cumulativi sono causati dal cumulo degli effetti derivanti da altri progetti esistenti e/o programmati, tenendo conto di eventuali criticità ambientali esistenti, relative all'uso delle risorse naturali e/o ad aree di particolare sensibilità ambientale suscettibili di risentire degli effetti derivanti dal Progetto.

Ai fini del presente studio, la valutazione di impatto cumulativo è limitata a quegli impatti residui (post mitigazione) derivanti da attività o azioni umane passate, presenti o ragionevolmente prevedibili che si verificano nell'area dove può avvenire un'interazione tra gli impatti residui del Progetto e gli impatti residui di altri progetti.

5.7 Metodologia per la valutazione dei rischi

Eventuali impatti ambientali e sociali riconducibili ad incidenti (intesi come eventi accidentali rilevanti) non sono stati trattati secondo la metodologia di cui al capitolo 5.5. Gli impatti sulle componenti ambientali e sociali, infatti, non sono in questo caso dovuti alle azioni di Progetto la cui probabilità di accadimento è certa, ma a incidenti che hanno una probabilità di accadimento non certa, anzi tendenzialmente piuttosto improbabile.

Questa tipologia di possibili impatti associati ad incidenti è quindi stata trattata mediante una analisi preliminare dei rischi ambientali. Per realizzare tale analisi è stata utilizzata una matrice semplificata a due entrate: da una parte la probabilità di accadimento, secondo una scala di 6 livelli da “Evento praticamente non credibile” a “Evento frequente”; dall'altra le conseguenze, secondo una scala qualitativa di 5 livelli. La



probabilità di accadimento e le conseguenze sono state valutate solo qualitativamente in base alle informazioni progettuali e ambientali disponibili e quando possibile alla letteratura.

Tabella 81: Matrice per la valutazione del rischio

| Conseguenza | | | | | Frequenza annuale di crescita | | | | | |
|-------------|-------------------------------|------------------|----------------|------------------------|---------------------------------------|------------------------------|---|--------------------------------------|---|--|
| Gravità | Persone | Ambiente | Risorse | Reputazione | 0 | A | B | C | D | E |
| | | | | | Evento praticamente non credibile | Evento raro | Evento improbabile | Evento credibile | Evento probabile | Evento Frequente |
| | | | | | Potrebbe succedere nell'industria E&P | Segnalato nell'industria E&P | È successo almeno una volta nella società | È successo molte volte nella società | Accade molte volte all'anno nella società | Accade molte volte all'anno nello stesso luogo |
| 1 | Effetto lieve sulla salute | Effetto lieve | Danno lieve | Impatto lieve | | | | | | |
| 2 | Effetto minore sulla salute | Effetto minore | Danno minore | Impatto minore | | | | | | |
| 3 | Effetto notevole sulla salute | Effetto locale | Danno locale | Impatto locale | | | | | | |
| 4 | PTD o 1 fatalità | Effetto notevole | Danno notevole | Impatto nazionale | | | | | | |
| 5 | Fatalità multiple | Effetto ampio | Danno ampio | Impatto internazionale | | | | | | |

| Legenda | Basso | Basso | Medio | Alto |
|---------|-------|-------|-------|------|
|---------|-------|-------|-------|------|



6. BIBLIOGRAFIA

- A. Louwen, W. v. (2012). R&D Integrated Life Cycle Assessment: A Case Study on the R&D of Silicon Heterojunction (SHJ) Solar Cell Based PV Systems. *27th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*.
- Garcia Teruel, A. R. (2022). Life cycle assessment of floating offshore wind farms: an evaluation of operation and maintenance. *Applied Energy*.
- GSE. (2021). *Rapporto Statistico 2019*.
- IRENA. (2018). *Renewable Energy Benefits: Leveraging Local Capacity For Offshore Wind*. IRENA.
- ISPRA. (2022). *Indicatori di efficienza e decarbonizzazione del sistema energetico nazionale e del settore elettrico*. Roma.
- ISPRA. (2022). *Indicatori di efficienza e decarbonizzazione del sistema energetico nazionale e del settore elettrico*. Roma.
- Magnani, F., & Raddi, S. (2021). Afforestazione e fissazione della CO2 atmosferica: qualche cifra indicativa dalla ricerca scientifica. *Rivista di Selvicoltura ed Ecologia Forestale*, 60-63.
- National Renewable Energy Laboratory. (2012). *Life Cycle Greenhouse Gas Emissions from Solar Photovoltaics*.
- National Renewable Energy Laboratory. (2013). *Wind LCA Harmonization*.
- Terna. (2021). *Dati Provvisori di Esercizio del sistema elettrico nazionale*. Roma.
- Wind Denmark. (2020). *Socio-Economic Impact Study Of Offshore Wind*. Copenhagen: Wind Denmark.