

# 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:

**RELAZIONE SULLA GESTIONE OPERATIVA E ATTIVITÀ DI MANUTENZIONE DELLE OPERE**

Codice identificativo:

**AGNROM\_EP-R\_REL-OM**

Proponente:



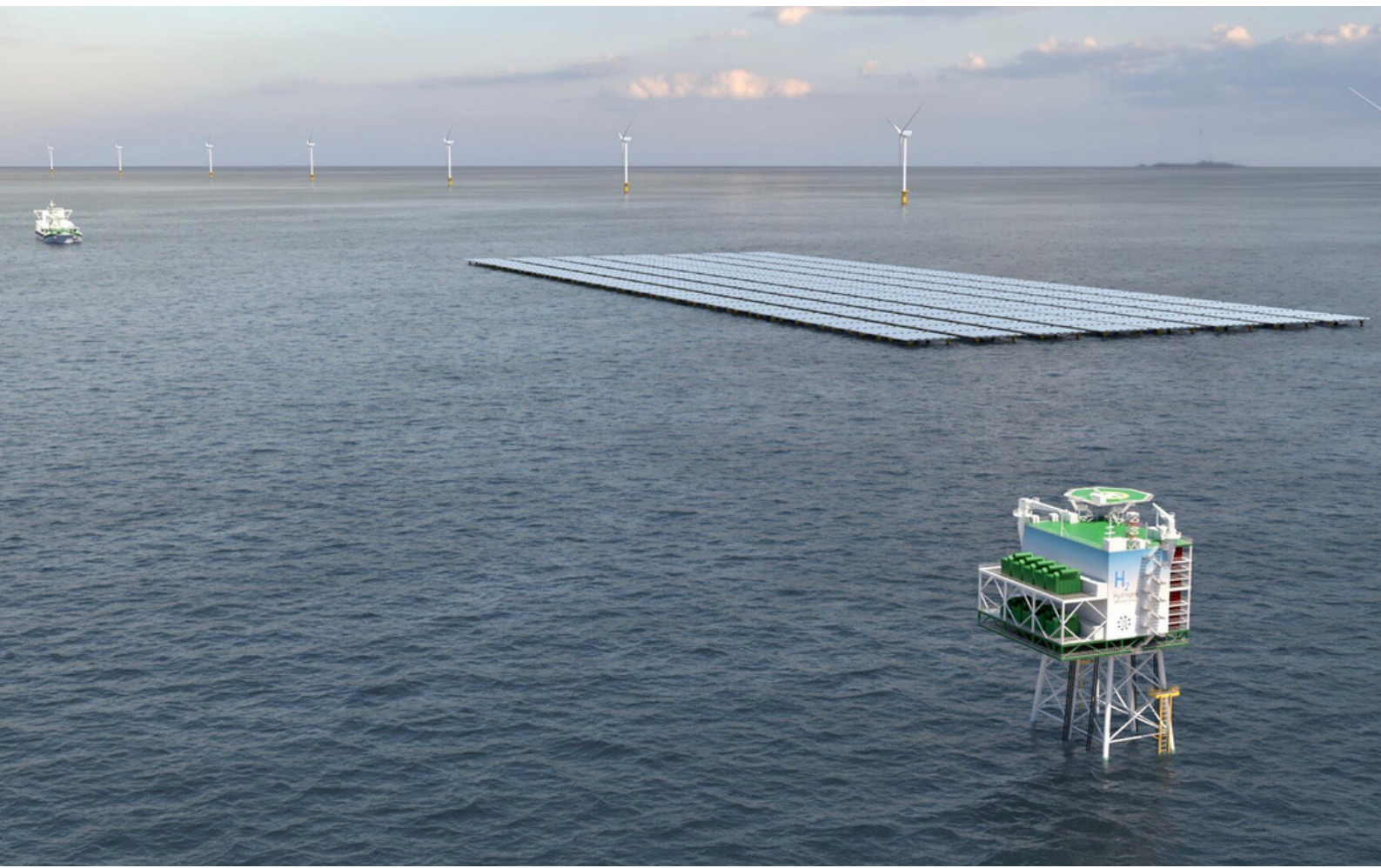
Agnes S.r.l.  
P. IVA: 02637320397



Autore del documento:



Qint'x S.r.l.  
P. IVA: 01445520396



## DETTAGLI DEL DOCUMENTO

<b>Titolo documento</b>	Relazione sulla gestione operativa e attività di manutenzione delle opere
<b>Codice documento</b>	AGNROM_EP-R_REL-OM
<b>Titolo progetto</b>	Hub energetico Agnes Romagna 1&2
<b>Codice progetto</b>	AGNROM
<b>Data</b>	13/01/2023
<b>Versione</b>	1.0
<b>Autore/i</b>	N. Lontani; M. Mazzealla
<b>Tipologia elaborato</b>	Relazione
<b>Cartella</b>	VIA_2
<b>Sezione</b>	Elaborati di progetto
<b>Formato</b>	A4

## VERSIONI

1.0	00	N. Lontani; M. Mazzealla	A. Bernabini	AGNES	Emissione finale
<b>Ver.</b>	<b>Rev.</b>	<b>Redazione</b>	<b>Controllo</b>	<b>Emissione</b>	<b>Commenti</b>

## 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

<b>1. INTRODUZIONE</b>	<b>3</b>
1.1 SCOPO DEL DOCUMENTO	4
<b>2. DESCRIZIONE DELLE AREE D'INTERESSE PER LA MANUTENZIONE</b>	<b>5</b>
2.1 AREA MARINA	5
2.2 AREA TERRESTRE	6
<b>3. BASE LOGISTICA PRELIMINARMENTE INDIVIDUATA PER LA FASE DI ESERCIZIO</b>	<b>8</b>
3.1 COMPARTO MARINO	9
3.2 ALTERNATIVE DI UBICAZIONE PER LA BASE LOGISTICA	12
3.3 COMPARTO TERRESTRE	15
<b>4. GESTIONE OPERATIVA DURANTE LA FASE DI ESERCIZIO</b>	<b>17</b>
4.1 ATTIVITÀ DI MONITORAGGIO E GESTIONE DELL'HUB ENERGETICO	17
4.1.1 IMPIANTI DI PRODUZIONE OFFSHORE	17
4.1.2 IMPIANTO DI PRODUZIONE IDROGENO	18
4.1.3 IMPIANTO DI STOCCAGGIO ENERGIA BESS	23
4.2 TRAINING DEL PERSONALE IMPIEGATO	28
4.3 GESTIONE DELLA LOGISTICA OFFSHORE	29
4.4 GESTIONE DELLA LOGISTICA ONSHORE	29
<b>5. PIANO PRELIMINARE DELLE ATTIVITÀ DI MANUTENZIONE</b>	<b>30</b>
5.1 CONSIDERAZIONI DI CARATTERE GENERALE	30
5.2 MANUTENZIONE ORDINARIA	31
5.2.1 COMPARTO MARINO	31
5.2.2 COMPARTO TERRESTRE	38
5.3 MANUTENZIONE STRAORDINARIA	43
5.3.1 COMPARTO MARINO	43
5.3.2 COMPARTO TERRESTRE	45



## Indice delle figure

FIGURA 1: UBICAZIONE DEL PROGETTO RISPETTO AI LIMITI AMMINISTRATIVI .....	5
FIGURA 2: UBICAZIONE DEL PROGETTO IN AREA TERRESTRE .....	6
FIGURA 3: PENISOLA TRATTAROLI EVIDENZIATA NEL PORTO DI RAVENNA .....	8
FIGURA 4: PORZIONE DELLA PENISOLA TRATTAROLI PRELIMINARMENTE INDIVIDUATA.....	9
FIGURA 5: INTERVENTI PREVISTI NELLA PENISOLA TRATTAROLI CON INDICAZIONE DELL'AREA DISPONIBILE (IMMAGINE DEL GRUPPO SAPIR) .....	10
FIGURA 6: DISTANZE MINIME DI PERCORSO FRA AREE OFFSHORE DELL'HUB AGNES ROMAGNA E IL MARSHALLING HARBOUR INDIVIDUATO .....	11
FIGURA 7: ALTERNATIVE DI UBICAZIONE PER LA BASE LOGISTICA.....	12
FIGURA 8: FOTO DAL SATELLITE DELL'AREA SAIPEM .....	13
FIGURA 9: AREA LOGISTICA 1 IN GESTIONE DEL GRUPPO SAPIR, CON INDICAZIONE DELL'OCCUPAZIONE DELLE ZONE (IMMAGINE DEL GRUPPO SAPIR) .....	14
FIGURA 10: MODIFICHE PREVISTE PER L'AREA LOGISTICA 1 CON INDICAZIONE DELLA ZONA INDIVIDUATA PER LA BASE AGNES (IMMAGINE DEL GRUPPO SAPIR) ..	14
FIGURA 11: UBICAZIONE DELL'AREA "AGNES RAVENNA PORTO" (ARP) SU MAPPA TOPOGRAFICA.....	15
FIGURA 12: UFFICI DI GESTIONE E CONTROLLO IN AREA AGNES RAVENNA PORTO.....	16
FIGURA 13: DIVERSI STATI DELL'ELETTROLIZZATORE.....	21
FIGURA 14: MANUTENZIONE PANNELLI SOLARI TRAMITE ROBOT (IMMAGINE DI SOLAR DUCK) .....	32
FIGURA 15: ACCESSO DIRETTO ALLA PIATTAFORMA A MEMBRANA (IMMAGINE DI OCEAN SUN) .....	32
FIGURA 16: TRASFERIMENTO DEL PERSONALE VERSO LA STRUTTURA DI FONDAZIONE.....	34
FIGURA 17: ESEMPIO - PERSONALE DURANTE LE OPERE DI MANUTENZIONE ORDINARIA ALL'AEROGENERATORE. ....	35

## Indice delle tabelle

TABELLA 1: FUNZIONAMENTO DINAMICO PREVISTO .....	20
TABELLA 2: INDICAZIONI PRELIMINARI SUL PIANO DI MANUTENZIONE: PROGRAMMA DI MANUTENZIONE .....	40



## 1. INTRODUZIONE

Il Progetto Romagna 1&2 è relativo alla installazione e messa in esercizio di un hub energetico localizzato in parte nel tratto di mare antistante la costa emiliano-romagnola e in parte nell'area del Comune di Ravenna. 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, secondo le condizioni previste nella suddetta concessione e nel rispetto degli atti di indirizzo emanati dal Ministero 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 off-shore;
- 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 da 50 MW/200 MWh ed un impianto di produzione idrogeno per mezzo di elettrolizzatori di potenza fino a 60 MW;
- 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 (ora MIMS). È stato superato 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 elaborato ha lo scopo di descrivere la filosofia per le attività di gestione dell'hub e manutenzione delle opere dell'hub energetico Agnes Romagna 1&2 durante la fase di esercizio.

Si presenteranno sia le attività di gestione, le cosiddette *operations*, sia la filosofia applicata nelle attività di manutenzione di tutti gli impianti, sia a terra che a mare, facendo in particolare distinzione tra:

- Manutenzione preventiva;
- Manutenzione straordinaria.

In entrambi i casi saranno presentati i mezzi utilizzati, le tempistiche di intervento e le tipologie di interventi che potrebbero rendersi necessari.



## 2. DESCRIZIONE DELLE AREE D'INTERESSE PER LA MANUTENZIONE

Le aree in cui saranno eseguite le attività di gestione e manutenzione coincidono con l'area occupata dall'hub energetico Agnes Romagna 1&2. Il Progetto 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.

### 2.1 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.

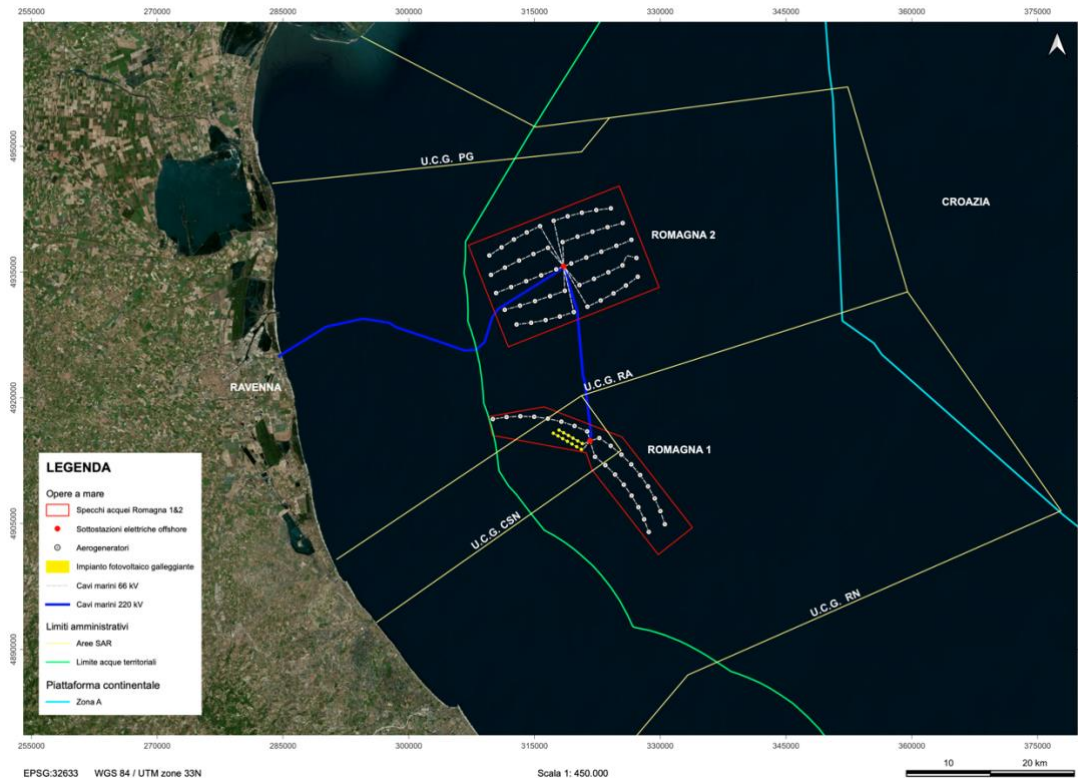


Figura 1: Ubicazione del Progetto rispetto ai limiti amministrativi



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 Casalborgorsetti (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.

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.

## 2.2 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 dalla 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.



Figura 2: Ubicazione del Progetto in area terrestre





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 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**”.



### 3. BASE LOGISTICA PRELIMINARMENTE INDIVIDUATA PER LA FASE DI ESERCIZIO

Durante la fase di esercizio dell'hub energetico Agnes Romagna sarà necessario mantenere una base in zona portuale come supporto logistico per tutte le operazioni di gestione e manutenzione. Quest'area, nei progetti infrastrutturali in ambienti offshore, viene comunemente denominata *marshalling harbour*.

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 (evidenziata in Figura 3).

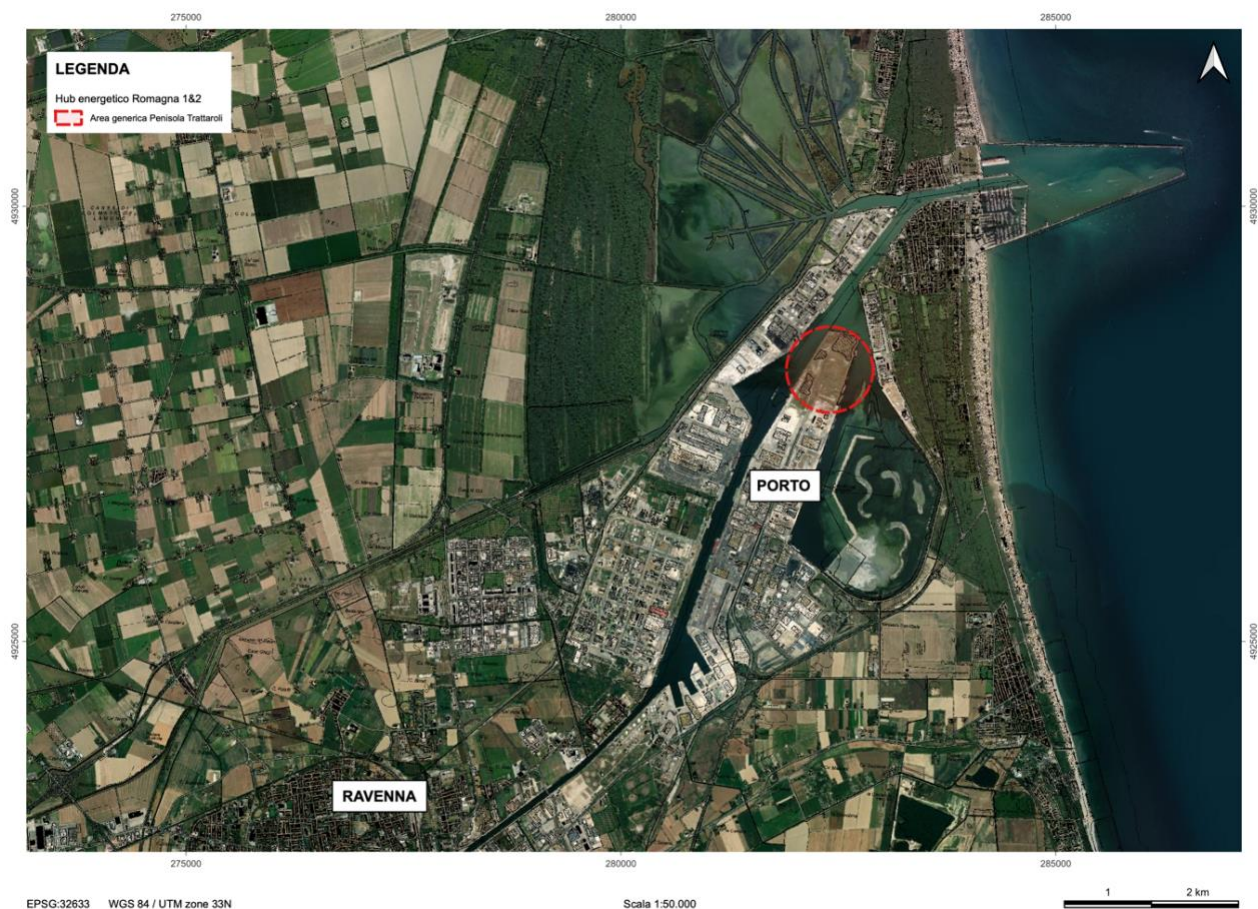


Figura 3: Penisola Trattaroli evidenziata nel porto di Ravenna



La base logistica individuata 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.

Agnes Ravenna Porto sarà anche la base per svolgere le attività di manutenzione ed ispezione ordinaria dei sottosistemi a terra come l'impianto di trasmissione elettrica, l'impianto di accumulo energia e impianti legati alla filiera dell'idrogeno.

### 3.1 Comparto marino

La penisola Trattaroli, individuata come base logistica di riferimento per le attività di manutenzione ed ispezione dei sistemi offshore, è un'area di notevoli dimensioni che nella parte più a sud (a sinistra della figura) ospita una lunga banchina operativa e uffici o capannoni di diverse aziende, mentre nella parte più a nord (a destra della figura) risulta sgombra e non urbanizzata.

L'area individuata da Agnes è per l'appunto la porzione della penisola su cui ancora non insistono attività o costruzioni, delimitata dal perimetro rosso in figura.



*Figura 4: Porzione della Penisola Trattaroli preliminarmente individuata*

Attualmente l'area d'interesse risulta in gestione del Gruppo SAPIR, che comunque ha ceduto l'area di sua proprietà (circa 29 ettari) alla AdSP di Ravenna. Il Gruppo SAPIR gestisce in Darsena San Vitale il principale terminal operator del porto di Ravenna e uno dei più grandi in Italia, controlla Terminal Nord SpA alla sinistra del Canale, specializzato in inerti, ed è proprietaria del 70% delle quote di TCR (Terminal Container Ravenna), il Terminal Container del porto, gateway strategico per lo scambio delle merci containerizzate.



La società proponente ha da lungo tempo avviato colloqui con il Gruppo SAPIR per la possibilità di utilizzare parte della Penisola Trattaroli per la base logistica in fase di costruzione e manutenzione, così come per l'area "Agnes Ravenna Porto", destinata ad ospitare la sottostazione elettrica 220/380 e gli impianti di BESS e di idrogeno.

L'area preliminarmente individuata sarà soggetta ad interventi di modifica ed ammodernamento, come delineato dal Piano Urbanistico Attuativo "Trattaroli", approvato a settembre 2020. Nello specifico, il PUA Trattaroli concerne un'area di circa 37 ettari destinata prevalentemente ad attività terminalistiche, per la quale saranno necessarie opere di dragaggio dei fondali per consentire imbarco e sbarco container e movimentazione auto e Ro-Ro.

Nello specifico, gli interventi principali previsti in Penisola Trattaroli saranno i seguenti (visualizzati in Figura 5):

- Piazzale container per settore automotive
- Installazione di gru gommate per la movimentazione dei container
- Polo nautico
- Ammodernamento della banchina e costruzione sia lato Candiano che lato Piomboni di nuove banchine

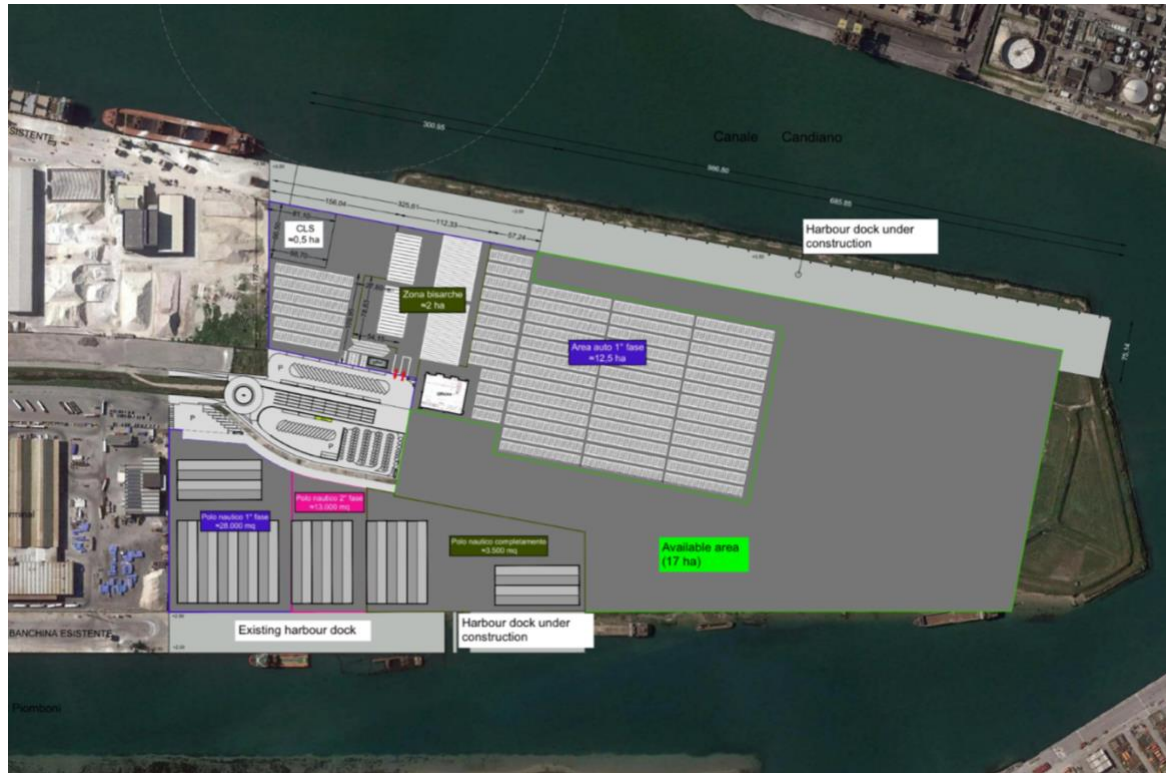


Figura 5: Interventi previsti nella Penisola Trattaroli con indicazione dell'area disponibile (immagine del Gruppo SAPIR)



Come si evince dalla figura sopra, l'area risultante disponibile sarà di circa 17 ettari (perimetro verde nella figura sovrastante), che potrebbe essere ridotta fino a 10 ettari a causa della futura espansione del progetto di Terminal Container e Polo Nautico. Ad ogni modo, 10 ettari risultano comunque in eccesso rispetto a quanto sarà necessario per ospitare tutte le strutture, mezzi e attrezzature previste per il Progetto Agnes Romagna 1&2. Gli spazi per la realizzazione degli edifici e dei magazzini sono quindi garantiti.

L'area individuata come base logistica non è solo ottima per quanto concerne gli spazi e le dimensioni, anche la sua ubicazione presenta due vantaggi principali: in primo luogo, risulta posizionata al termine del canale d'accesso principale del Porto di Ravenna, con traiettoria praticamente dritta rispetto all'imboccatura dell'avamposto delimitata dalle dighe foranee, escludendo quindi manovre difficoltose o potenzialmente pericolose; in secondo luogo, essendo il Porto di Ravenna ubicato pressoché di fronte ai parchi Romagna 1 e 2, consente tragitti per la manutenzione da e verso la base logistica di durata minore rispetto a quanto solitamente si può riscontrare in altri progetti eolici. Infatti, come si evince in figura sottostante, la distanza minima da Romagna 1 e 2 è rispettivamente 26,6 e 28,5 km di cui 4,8 in aree interne al porto.

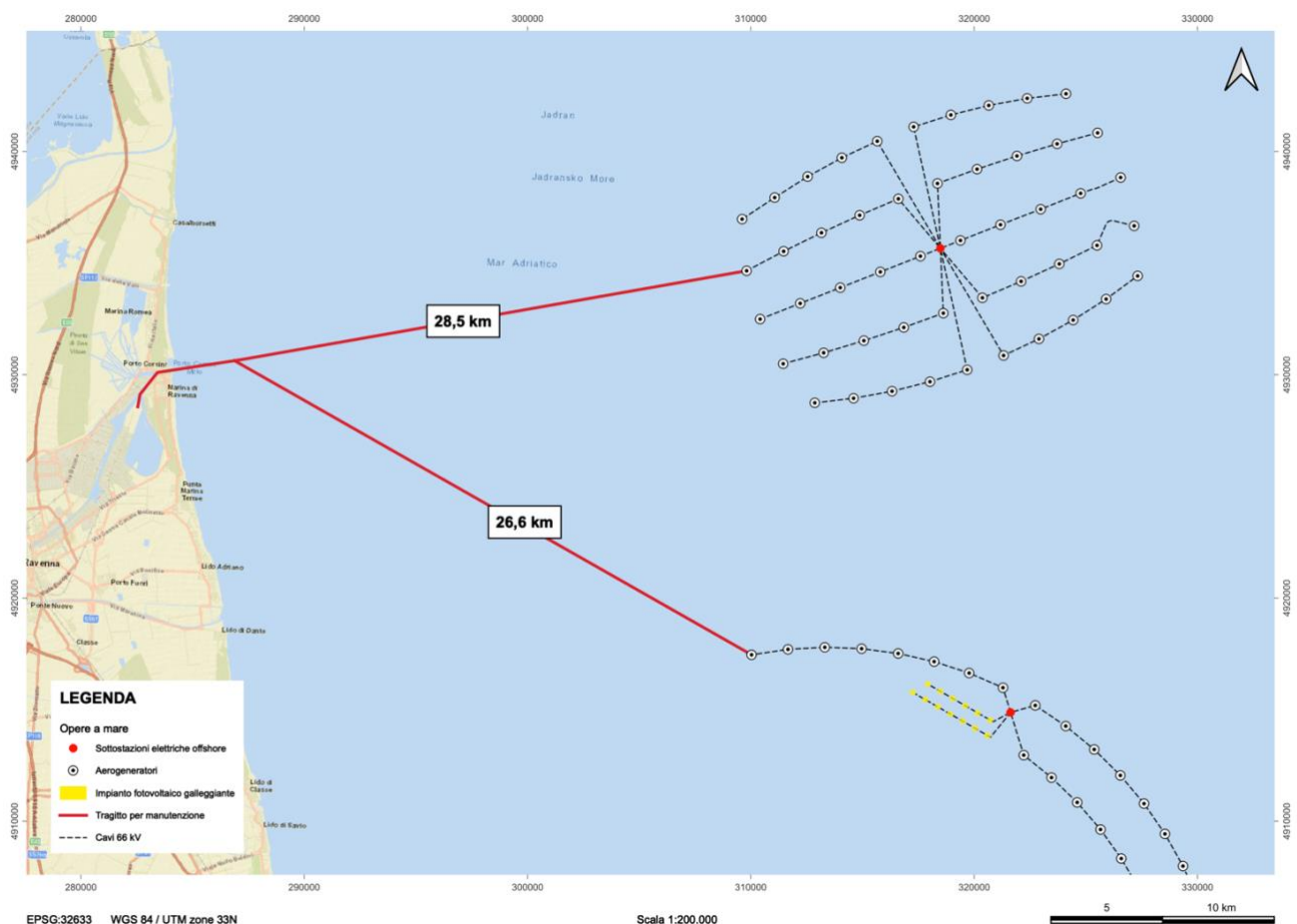


Figura 6: Distanze minime di percorso fra aree offshore dell'hub Agnes Romagna e il Marshalling Harbour individuato



### 3.2 Alternative di ubicazione per la base logistica

Nell'eventualità che l'area in Penisola Trattaroli non fosse disponibile, vi sono comunque almeno due alternative di ubicazione per consentire la sistemazione di una base logistica nel *marshalling harbour* di riferimento.

Le due alternative preliminarmente individuate sono così denominate e descritte nei successivi paragrafi:

- Area SAIPEM
- Area LOGISTICA 1

Nella mappa sottostante si mostrano le alternative considerate in questa fase di progettazione.



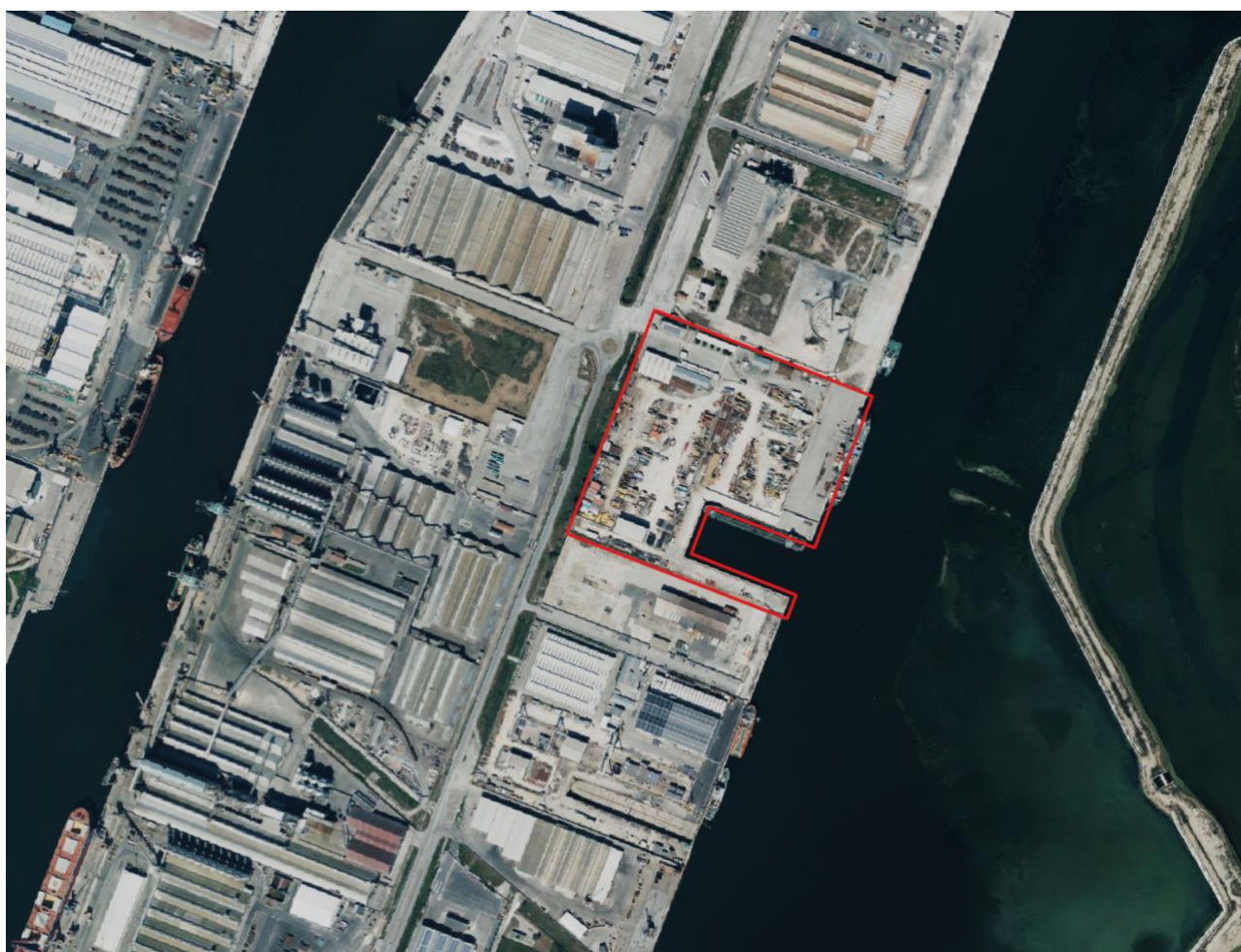
Figura 7: Alternative di ubicazione per la base logistica

Per quanto riguarda l'area SAIPEM, essa risulta ubicata più a sud rispetto alla Penisola Trattaroli all'interno della Pialassa del Piomboni. Si estende per circa 8 ettari.



Come si evince dalla foto dal satellite sottostante, l'area contiene già almeno due fabbricati da adibire potenzialmente a magazzino e un piazzale sul quale è possibile costruire nuove strutture. Inoltre, dispone di circa 600 metri di banchina attrezzata, grazie alla quale è possibile eseguire operazioni di carico-scarico.

Grazie al suo posizionamento chiave e all'estensione che risponde all'esigenze di una base logistica, anche quest'area potrebbe risultare più che idonea.



*Figura 8: Foto dal satellite dell'area SAIPEM*

La seconda alternativa denominata LOGISTICA 1 è ubicata a sud del Terminal San Vitale, dal lato opposto di Via Trieste. L'area è di notevole estensione, circa 50 ettari, ed è in gestione del Gruppo SAPIR.

Circa il 90% di questa è destinata al futuro progetto di hub logistico esterno al Progetto, la parte restante di 5 ettari potrebbe invece essere adibita a base operativa per la gestione del Progetto Agnes Romagna 1&2 durante la fase di esercizio.

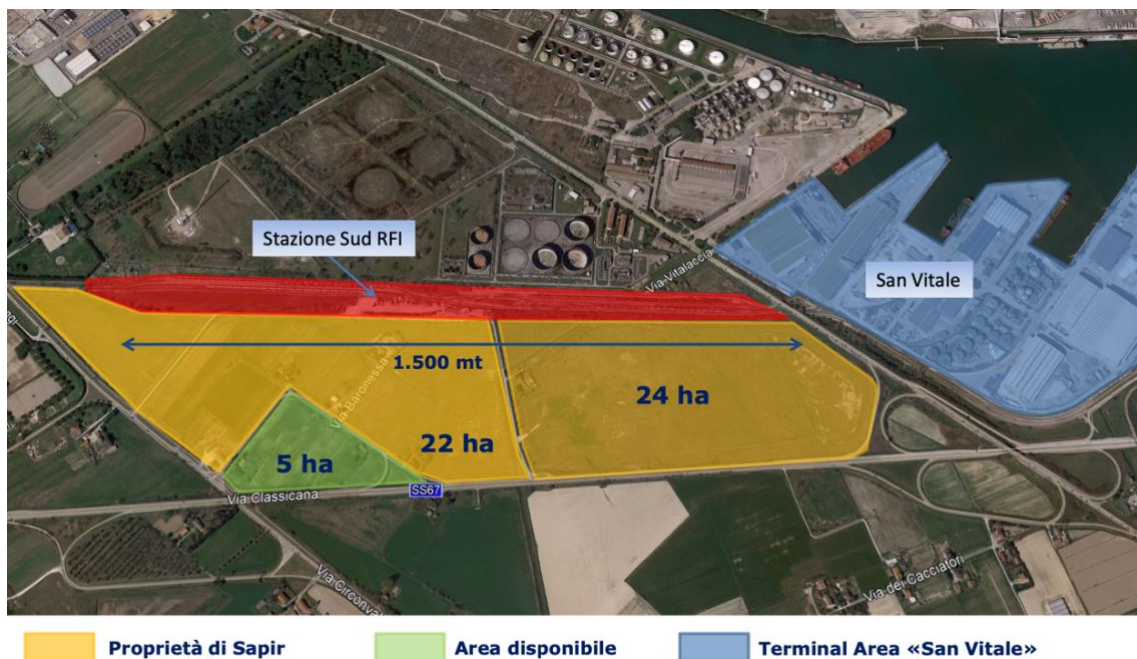


Figura 9: Area Logistica 1 in gestione del Gruppo SAPIR, con indicazione dell'occupazione delle zone (immagine del Gruppo SAPIR)

L'area sarà soggetta ad opere di modifica ed ammodernamenti, come mostrato in figura sottostante. In particolare verrà effettuata una connessione sia stradale che ferroviaria con il Terminal San Vitale, che dista a poche centinaia di metri. Per questo motivo, pur non essendo adiacente al porto o non disponendo di una banchina, quest'alternativa risulta comunque idonea seppur non ottimale.



Figura 10: Modifiche previste per l'Area Logistica 1 con indicazione della zona individuata per la base Agnes (immagine del Gruppo SAPIR)





### 3.3 Comparto terrestre

La base logistica individuata 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 11: Ubicazione dell'area "Agnes Ravenna Porto" (ARP) su mappa topografica

Agnes Ravenna Porto sarà anche la base per svolgere le attività di manutenzione ed ispezione ordinaria dei sottosistemi a terra come impianto di trasmissione elettrica, impianto di accumulo energia e impianti legati alla filiera dell'idrogeno.

All'interno dell'area sono appunto previste aree destinate a magazzini per lo stoccaggio della componentistica di ricambio, così come sale di controllo e aree adibite ad ospitare il personale che verrà utilizzato per le attività di manutenzione programmate.

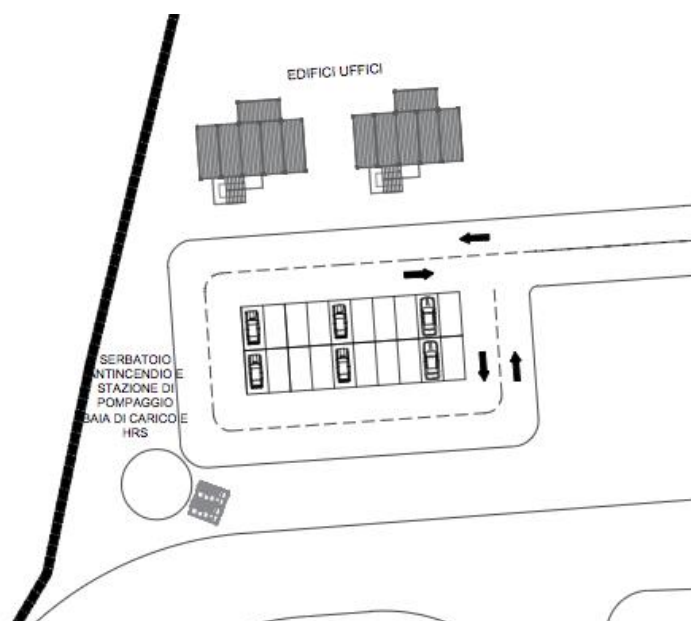


Figura 12: Uffici di gestione e controllo in area Agnes Ravenna Porto

Gli uffici verranno realizzati tramite strutture pre-assemblate quindi di rapida installazione, ed ospiteranno sistemi di interfaccia per il controllo e l'ispezione da remoto dei vari sistemi, con alcune aree adibite ad uffici del personale di campo e sale riunione.

Gli uffici amministrativi, tecnici, di management o altro saranno previsti altrove, poiché non vi è la necessità operativa che siano localizzati in area limitrofa all'area di Agnes Ravenna Porto.



## 4. GESTIONE OPERATIVA DURANTE LA FASE DI ESERCIZIO

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 consentirà 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.

Durante la vita del progetto, non dovrebbero essere necessarie riparazioni o sostituzioni programmate dei cavi sottomarini, tuttavia potrebbero essere necessarie riparazioni reattive e ispezioni periodiche. Saranno inoltre necessarie indagini periodiche per garantire che i cavi rimangano interrati e, se dovessero essere esposti, saranno intrapresi lavori di reinterro.

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 a mare
- Logistica a terra

### 4.1 Attività di monitoraggio e gestione dell'hub energetico

#### 4.1.1 Impianti di produzione offshore

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 possibile anche 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.

#### 4.1.2 Impianto di produzione idrogeno

##### 4.1.2.1 Funzionamento e controllo

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.

Se necessario, una singola cella potrebbe essere sostituita con un basso periodo di inattività e senza spegnere il resto dell'impianto. Non avendo aree pressurizzate nel parco elettrolizzatori, non sono presenti zone ATEX e la manutenzione risulta più semplice e rapida.

Per qualsiasi informazione sul funzionamento degli impianti componenti il sistema di produzione, compressione, stoccaggio e distribuzione dell'idrogeno si rimanda alla "Relazione tecnica dell'impianto di



produzione e stoccaggio di idrogeno verde”, doc. AGNROM\_EP-R\_REL-P2HY, e alla tavola tecnica “Impianto idrogeno - Schema di bilancio energia e materia”, doc. AGNROM\_EP-D\_SCH-P2HY-BILANCIO.

#### 4.1.2.2 Strategie di produzione

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 [ $\text{Nm}^3/\text{h}$ ] o [ $\text{kg}/\text{h}$ ]
- 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 (riserva 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.

Tabella 1: Funzionamento dinamico previsto

Freddo (>5°C) / Caldo Stand-by / Circolazioni calda al 10% del carico	< 1 min
Capacità di avvio freddo	>50% di capacità
Avvio freddo	Da 10% a 50% in 2.5 min Da 50% a 100% in approx. 1h, dipendente da temperatura di start-up (aumento carico adattivo)
Avvio da circolazione calda fino a piena carica	< 5 min
Velocità massima di rump-up	10% - 100% in 5 min
Velocità massima di rump-down	100% - 10% in 2 min

Per far fronte alle fluttuazioni tipiche dell'energia rinnovabile, è possibile mantenere i moduli in standby caldo. La condizione di standby caldo consente un rapido riavvio in base alla disponibilità di energia. Il consumo in stato di standby caldo è inferiore a 100 kW per modulo.

#### 4.1.2.3 Modalità di funzionamento

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

Gli stati sono interconnessi fra loro e si può passare da uno all'altro come mostrato nel seguente schema:

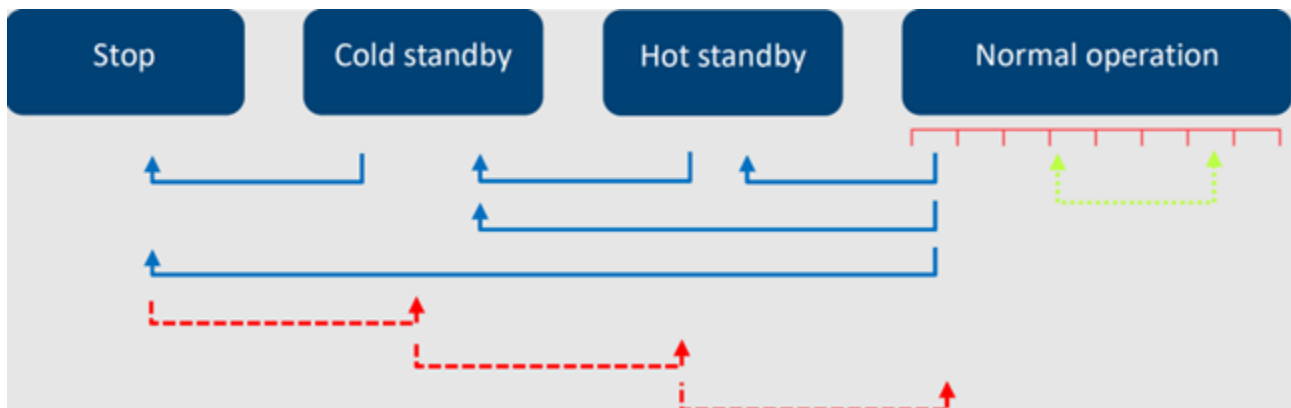


Figura 13: diversi stati dell'elettrolizzatore.

#### Stato di normale funzionamento

Detto anche stato di produzione, 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.

#### 4.1.2.4 Sicurezza di processo

L'impianto di elettrolisi opera con un elevato grado di automazione. L'impianto reagisce quindi in modo indipendente a malfunzionamenti e condizioni di disturbo e ciò è reso possibile da un sistema di controllo automatico di sicurezza integrato.

Lo scopo del sistema di controllo di sicurezza è quello di mettere l'impianto in uno stato di sicurezza in base alla sequenza del processo del sistema. Lo stato di sicurezza dell'impianto è raggiunto attraverso il seguente processo:

- Gli inverter sono spenti e bloccati;
- Stop delle pompe di ricircolo dell'elettrolita e delle pompe di iniezione dell'acqua;
- Stop dell'unità di purificazione ed essiccazione;
- Le valvole a valle degli stack e prima dei separatori di testata vengono chiuse;
- Il modulo elettrolizzatore passa alla modalità STOP. In caso di interruzione dell'alimentazione, il sistema viene portato in uno stato di sicurezza eseguendo un arresto di sicurezza tramite il sistema di controllo supportato da un'unità UPS.

Il sistema di controllo si basa su 2 livelli di controllo:

- Sistema di arresto del processo (PSD) controllato dal Sistema di controllo del processo di base (BPCS) che agisce come prima protezione;
- Il sistema di sicurezza (SIS) con funzioni strumentali di sicurezza integrate (SIF) per tutti i rischi residui del processo non completamente affrontati dal BPCS e dalle apparecchiature meccaniche. Il SIS è alimentato da un sistema UPS per garantire la funzionalità indipendentemente dall'alimentazione elettrica generale. Il sistema di rilevamento degli incendi e dei gas fa attualmente parte del SIS.

Gli interventi del PSD possono essere causati da diversi eventi, come i seguenti:

- Shutdown to Stop, utilizzato per monitorare i parametri di processo più importanti ed ha la massima priorità. Quando viene attivato, arresta l'impianto e lo porta in uno stato di sicurezza. È attivo durante tutte le fasi;
- Shutdown a causa di insufficiente purezza dell'idrogeno;
- Shutdown a causa del superamento del tempo di spurgo durante la fase specifica;
- Stop a causa del superamento della temperatura e del limite di flusso nella PDU;
- Shutdown a causa della presenza di persone nell'impianto;
- Shutdown con riduzione della pressione in caso di guasto al sistema di raffreddamento, alla pompa dell'elettrolita o all'analisi dei gas;





- Shutdown con riduzione della pressione a causa di incendio e rilevamento di gas;
- Stop a causa di guasto al gruppo inverter;
- Shutdown a causa di guasto allo spurgo dell'N2, utilizzato per monitorare la pressione dell'N2 e il tempo totale di spurgo durante la fase specifica.

Nel caso in cui il BPCS non sia in grado di controllare il processo, viene installato un Sistema di Sicurezza (SIS), con livello di protezione superiore, ha la funzione di mitigare ulteriormente il rischio.

Il SIS include funzioni per evitare i seguenti eventi:

- Situazione di pericolo dovuta a guasti nei separatori di H2 e O2;
- Alta pressione del sistema;
- Alta pressione nel sistema dell'acqua di raffreddamento;
- Salvaguardia per evitare l'alta temperatura del sistema, la temperatura di O2 e H2 a valle degli stack;
- Salvaguardia per evitare l'alta temperatura del sistema all'interno della PDU;
- Pulsanti di emergenza "push buttons";
- Gas rilevatori "gas detectors".

Per approfondire l'argomento si rimanda ai documenti di "Relazione tecnica dell'impianto di produzione e stoccaggio di idrogeno verde", doc. AGNROM\_EP-R\_REL-P2HY, e "Relazione sulla filosofia di sicurezza dell'hub energetico e relative prescrizioni", doc. AGNROM\_EP-R\_REL-SICUREZZA.

#### 4.1.3 Impianto di stoccaggio energia BESS

Un sistema BESS può fornire diverse tipologie di servizi sia all' hub energetico Agnes Romagna 1&2 che alla Rete di Trasmissione Nazionale. Lo sviluppo di tecnologie di accumulo energetico ad alta efficienza è cruciale nella realizzazione di una rete stabile all'avanguardia che possa garantire il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione europea. Il sistema BESS di progetto ben si configura in questo scenario.

##### 4.1.3.1 Servizi ausiliari e di dispacciamento

Dato il rapporto fra capacità e potenza dell'impianto di accumulo previsto, si potranno 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".

L'inquadramento dei sistemi di accumulo nei mercati elettrici dipende da un quadro normativo e regolatorio che si trova in un periodo di estrema evoluzione ed incertezza.

Fermo restando la possibilità di entrare nei mercati dell'energia e nel capacity market (con un cap fisso di valorizzazione basato sulla capacità disponibile). L'ARERA, con la deliberazione 560/2021/R/EEL ha posticipato al 1 gennaio 2023 l'applicazione della regolamentazione che permette un accesso più semplice dello storage sul mercato per i servizi di dispacciamento.



#### 4.1.3.2 *Regolazione immissione in rete*

La produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili non prevedibili come il vento ed il sole può essere soggetta a brusche ed improvvise variazioni sia in salita che in discesa. Inoltre, può essere variabile essendo soggetta a continue oscillazioni causate da un'improvvisa raffica di vento, il passaggio di una nuvola o altri eventi simili. Il ruolo del BESS sarà anche quello di limitare queste improvvise variazioni, 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.

Tali funzioni si possono tradurre concretamente con i seguenti servizi:

- Servizio coordinato alla regolazione primaria per contrastare le variazioni di frequenza che si verificano nella rete elettrica;
- Migliorare la risposta dinamica del sistema elettrico.

L'attuale fase di evoluzione del mercato elettrico avviato da ARERA (Autorità di regolazione per Energia Reti e Ambiente) e Terna (Operatore del sistema elettrico nazionale), permette di inserire il sistema di accumulo energia in questione come nuova risorsa che contribuisce a garantire più stabilità, sicurezza e qualità di servizio, conformemente a quanto previsto dalle delibere del 5 maggio 2017 N. 300/2017/R/EEL, del 26 luglio 2018 N. 402/2018/R/EEL e del 03 giugno 2020 N. 200/2020/R/EEL.

#### 4.1.3.3 *Operazioni di shifting*

Un'altra problematica legata alla sempre maggiore diffusione degli impianti di produzione a energia rinnovabile è quella legata al fatto che tali impianti non sempre sono in grado di fornire elettricità nei momenti di carenza di vento o di sole. Questo problema può essere risolto, almeno parzialmente, con operazioni di shifting, cioè di carica delle batterie nei momenti di picco nella rete e di scaricare questa elettricità 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.

Per garantire una lunga vita agli elettrolizzatori, questi dovranno essere spenti il meno possibile, ma essendo anche essi dipendenti dall'elettricità prodotta in maniera non programmabile, senza una fonte energetica di riserva subirebbero un logoramento molto accelerato, riducendo, per di più, la produzione di idrogeno totale. Il supporto del BESS è quindi cruciale nelle ore di maggiore scarsità energetica o nei momenti di maggior richiesta di idrogeno.

#### 4.1.3.4 *Unità di controllo per BESS*

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 degli assemblati 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 degli assemblati batterie
- Gestione dei blocchi e interblocchi degli assemblati batterie
- Protezione degli assemblati 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



Il sistema di protezione sarà progettato per garantire il corretto funzionamento del sistema BESS in accordo con quanto previsto dal Codice di Rete Terna.

#### 4.1.3.5 Sistema di gestione

Ogni stringa è composta da un sistema di gestione e da 24 moduli batteria collegati in serie; la stringa di batterie viene collegata e scollegata dalla sbarra in DC.

Il sistema di gestione monitora le tensioni e le temperature delle celle di ciascun modulo della stringa di batterie tramite i dati inviati dalla SMU. Utilizzando questi dati, esegue funzioni a livello di stringa, controllando e gestendo l'operato delle celle, infatti il dispositivo rileva e gestisce lo stato del SoC e SoH, parametri che indicano il livello di carica e lo stato di salute delle singole celle. Altri controlli che vengono effettuati sulle celle riguardano il bilanciamento della carica nelle celle e le eventuali anomalie riscontrate nella struttura delle batterie. In base all'elaborazione dei dati rilevati dai suoi sensori può dare indicazioni utili per gestire le fasi di scarica e carica della cella, oltre ad una stima della vita utile residua di esse.

Il sistema impedisce che vengano superate le soglie di carica di sicurezza delle celle, ed in caso di anomalie riscontrate sotto questo ed altri aspetti, manda segnali di allarme ed eventualmente procedere con una disconnessione o connessione d'emergenza in caso di necessità. Fra i parametri rilevati ci sono le temperature della cella, le tensioni d'esercizio e le correnti di dispersione.

#### 4.1.3.6 Rumore

Tutti i principali componenti del BESS saranno di nuova concezione, con caratteristiche di bassa rumorosità. Nella fase progettuale di dettaglio saranno valutati ed eventualmente inseriti ulteriori dispositivi e interventi di contenimento del rumore.

I criteri di progettazione e di realizzazione del BESS garantiranno il rispetto dei limiti acustici definiti dalla zonizzazione comunale. Inoltre, durante la fase di progettazione e di realizzazione, saranno prese in conto le raccomandazioni riportate, nel paragrafo 4.5.2 della norma CEI EN 1936-1 e di quanto prescritto dal Decreto Legislativo 81/2008 e successive modifiche. Pertanto, considerando un regime di pieno carico (massima potenza attiva) e con impianto di condizionamento e ventilazione in funzione, il livello acustico prodotto dal sistema BESS non sarà superiore di 80 dB, mentre il livello acustico dei trasformatori non sarà superiore di 70 dB, Norma CEI EN 60076-10; il conseguente livello di potenza sonora sarà trascurabile rispetto a quello degli altri componenti.

I criteri di progettazione e di realizzazione del BESS garantiranno il rispetto dei limiti acustici definiti dalla zonizzazione comunale. Inoltre, durante la fase di progettazione e di realizzazione, saranno prese in conto le raccomandazioni riportate, nel paragrafo 4.5.2 della norma CEI EN 61936-1 e di quanto prescritto dal Decreto Legislativo 81/2008 e successive modifiche.



#### 4.1.3.7 Campi elettromagnetici

I gruppi inverter che realizzeranno la trasformazione da alimentazione DC, lato batterie, ad AC, lato rete in modo bi-direzionale, dovranno rispondere ai requisiti della normativa vigente (IEC 61000) per quanto riguarda l'emissione elettromagnetica.

Ogni modulo sarà equipaggiato con un set di opportuni filtri:

- Filtri RFI e nell'eventualità opportuni filtri antidisturbo
- Filtri LC sinusoidali opportunamente dimensionati, saranno realizzati ed accordati per ottenere forme d'onda di corrente e tensione in uscita, ad ogni livello di carico.

Tali filtri saranno in grado di evitare la trasmissione di disturbi a frequenze elevate attraverso i conduttori di potenza. L'emissione irradiata invece sarà evitata grazie all'installazione in container metallico. La messa a terra dei containers, la gestione del sistema DC isolato da terra, la presenza del trasformatore BT/MT che assicurerà un isolamento galvanico della sezione di conversione rispetto al punto di connessione MT, consentiranno di evitare i disturbi anche attraverso modalità di accoppiamento di modo comune. I cavi tripolari MT saranno schermati e collegati a terra su entrambi gli estremi del cavo, mentre i cavi unipolari MT saranno schermati e collegati a terra su un solo estremo del cavo. I cavi tripolari BT saranno schermati e collegati a terra su un entrambi gli estremi del cavo. Gli accorgimenti menzionati garantiscono il rispetto dei limiti di riferimento per i campi elettromagnetici.

#### 4.1.3.8 Controllo operativo dei rischi

L'allarme antincendio dell'FSS deve essere monitorato 7 giorni su 7 e 24 ore su 24.

Prima della messa in funzione e durante le operazioni di manutenzione, il contatto dell'FSS viene attivato (architettura di sicurezza attiva). Durante l'esercizio, dopo il rilevamento dell'incendio viene inviato un allarme all'operatore ed i primi soccorritori/vigili del fuoco saranno sul posto in meno di un'ora per avere un accesso il più sicuro possibile al container/modulo.

Il container/modulo potenzialmente guasto viene identificato grazie all'avvisatore acustico attivato. La temperatura interna sarà disponibile grazie ad un sensore di temperatura analogico esterno; se non è possibile un accesso sicuro, i vigili del fuoco possono utilizzare un binocolo per vedere a distanza il sensore di temperatura.

Grazie a questa procedura e al valore del sensore di temperatura interno, i primi soccorritori e/o i vigili del fuoco possono determinare il processo da mettere in atto.

Dopo la gestione dell'incidente, il monitoraggio del valore della temperatura del contenitore grazie al termometro analogico visibile dall'esterno è obbligatorio per un minimo di 24 ore.

Il primo soccorritore è indicato come la persona che arriva per prima sul posto. Nel caso in cui non sia addestrato a gestire le operazioni di incidente, deve contattare i vigili del fuoco e non rimanere vicino al container/modulo potenzialmente guasto.



In ogni caso, tutte le connessioni elettriche devono essere scollegate a distanza e si deve vietare l'accesso all'area potenzialmente guasta con un perimetro di sicurezza di 60 metri. Nel caso in cui i primi soccorritori siano addestrati a gestire le operazioni di incidente, devono essere in grado di collegare l'estintore alla manichetta e di monitorare la temperatura interna, grazie al sensore di temperatura esterno situato vicino alla botola dell'acqua.

Nel caso in cui i primi soccorritori/vigili del fuoco non possano essere sul posto durante la prima ora dopo l'attivazione dell'allarme antincendio, la propagazione interna dell'incendio potrebbe essere più significativa e l'integrità meccanica potrebbe essere compromessa.

Dopo la prima ora, l'accesso al container in avaria è lasciato alla valutazione dei vigili del fuoco. Se l'accesso non è possibile, i vigili del fuoco devono mettere in sicurezza i container e/o le infrastrutture vicine e contenere l'evento sul modulo/container danneggiato.

Dopo la prima ora o in caso di incendio, per accedere al container, i primi soccorritori/vigili del fuoco devono indossare i DPI contro le aggressioni termiche e la tossicità, contro le aggressioni elettriche fino a 1500V per collegare l'FSS dell'acqua. L'intervento di disconnessione deve essere effettuato da una persona autorizzata a lavorare sotto tensione, indossando i DPI appropriati.

In fase esecutiva sarà predisposto apposito documento recante le procedure operative di emergenza da seguire.

## 4.2 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



### 4.3 Gestione della logistica offshore

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 gestione da remoto di queste attività consente l'efficientamento della manutenzione, descritta nel capitolo 5.

### 4.4 Gestione della logistica onshore

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



## 5. PIANO PRELIMINARE DELLE ATTIVITÀ DI MANUTENZIONE

Il presente capitolo 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 preliminari sulla sicurezza da osservare durante le attività a terra e a mare nei luoghi di lavoro si rimanda al documento "Relazione sulla filosofia di sicurezza dell'hub energetico e relative prescrizioni" con codice AGNROM\_EP-R\_REL-SICUREZZA.

### 5.1 Considerazioni di carattere generale

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.

## 5.2 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.

### 5.2.1 Comparto marino

#### 5.2.1.1 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.



Figura 14: Manutenzione pannelli solari tramite robot (immagine di Solar Duck)

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  $m^2$  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.



Figura 15: Accesso diretto alla piattaforma a membrana (immagine di Ocean Sun)

#### 5.2.1.2 Impianto eolico

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

Le fondazioni del parco eolico, per la durata della fase di esercizio, saranno sottoposte ad ispezioni periodiche che ne verifichino lo stato, e in funzione dei risultati ottenuti si eseguiranno le operazioni di manutenzione. Il fine è quello di garantire l'integrità strutturale, le buone condizioni ed il funzionamento degli elementi installati.

Le ispezioni saranno effettuate con l'ausilio di apparecchiature specializzate come i mezzi ROV (*Remotely Operated Vehicle*).

Particolare attenzione sarà prestata al monitoraggio del fenomeno di *biofouling*, crescita di organismi marini incrostanti comunemente denominata *marine growth*, che può avere conseguenze impattanti sull'integrità della struttura. In fase di costruzione delle fondazioni, opportune vernici e sistemi anti incrostazione (*anti-fouling*) saranno messi in opera. Inoltre, saranno promosse iniziative con le marinerie locali di raccolta dei mitili nelle fondazioni degli aerogeneratori.

Per gli aerogeneratori, durante la fase di esercizio si prevedono operazioni di manutenzione ordinaria, di seguito descritte, e di manutenzione straordinaria (rif. 5.3.1.2).

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.



*Figura 16: Trasferimento del personale verso la struttura di fondazione.*

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.

Il funzionamento e il controllo degli impianti eolici saranno gestiti da un sistema di supervisione, controllo e acquisizione dati (SCADA) che collegherà ogni turbina alla sala di controllo a terra.

Il sistema SCADA consentirà il controllo a distanza delle singole turbine e degli impianti eolici, 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.

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.

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.

Le operazioni di manutenzione eccezionale considerano la sostituzione dei componenti principali dell'aerogeneratore (generatore, riduttore, rotore, cuscinetti principali, pale, ecc.) così come la componentistica delle fondazioni. Tali operazioni sono straordinarie, non pianificate e derivanti da problematiche di funzionamento della componentistica; esse richiedono quindi attività complesse sia in termini di mezzi navali che di una specifica logistica di intervento.

Sebbene non si preveda che i componenti di grandi dimensioni (ad esempio le pale delle turbine eoliche o i trasformatori delle sottostazioni) debbano essere sostituiti frequentemente durante la fase operativa, il guasto di uno di questi componenti è possibile. Se ciò dovesse accadere, navi jack-up di grandi dimensioni dovrebbero operare ininterrottamente per un periodo significativo al fine di svolgere queste attività di manutenzione. I componenti sostitutivi per gli aerogeneratori saranno immagazzinati in un'area dedicata del porto di Ravenna per il cantiere di base.



Figura 17: Esempio - personale durante le opere di manutenzione ordinaria all'aerogeneratore.



Il costo del noleggio dell'imbarcazione CTV è uno dei fattori dominanti sui costi di manutenzione e di mantenimento degli impianti; perciò, è una scelta importante considerare tale imbarcazione come condivisa con l'impianto fotovoltaico, per poter ammortizzare tale costo.

### 5.2.1.3 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.

In caso di improvviso cambiamento climatico che potrebbe obbligare il personale addetto alla manutenzione a pernottare in piattaforma, è previsto un rifugio di emergenza presso le sottostazioni. Le aree di ricovero temporaneo saranno dotate di locali quali spogliatoi, pronto soccorso, sala pausa, servizi igienici in numero idoneo (2) e posto per pernottamento per 10 persone, con sacchi a pelo aggiuntivi per altre 10 persone.

L'analisi di fuga, evacuazione e salvataggio (EERA – *Emergency Evacuation Rescue Analysis*) sarà presa in considerazione nel progetto di dettaglio, allo scopo di fornire adeguati requisiti di sicurezza per mantenere il più basso, ragionevolmente possibile, i rischi per il personale e far sì che le disposizioni da rispettare corrispondano alla best practice del settore.

La presenza di personale sulla sottostazione è prevista unicamente per interventi di manutenzione ordinaria e straordinaria, la sottostazione sarà pertanto gestita in tele conduzione.

Ad ogni modo l'impianto della sottostazione sarà progettato e realizzato nel rispetto delle norme di riferimento per i valori di campo elettrico e magnetico previsti dalle norme vigenti.

Per maggiori informazioni in riferimento alla fase di esercizio per le sottostazioni elettriche a mare si faccia riferimento alla relazione tecnica specifica AGNROM\_EP-R\_REL-SS-MARE – “Relazione tecnica su sottostazioni elettriche a mare”.



#### 5.2.1.4 Cavi 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 interrate 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".

Durante la fase di esercizio dei cavi marini, vanno presi in considerazione i rischi che possono portare alla necessità di interventi di manutenzione straordinaria per danneggiamento a causa di 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). Per maggiori informazioni sulla valutazione del rischio del sotterramento dei cavi marini, si rimanda allo studio realizzato in merito, il cosiddetto Cable Burial Risk Assessment, con codice AGNROM\_EP-R\_CBRA.

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, sarà necessario disporre specifico divieto di ancoraggio all'interno degli specchi acquei dei campi eolici per scongiurare il rischio di interferenza tra le ancore e gli elettrodotti.

Meno probabile invece risulta il caso di danneggiamento causato da fattori naturali. I cavi inter-array saranno interrati fino ad una profondità di 1.0 m, mentre i cavi export saranno interrati fino ad una profondità



massima di 2.0 m, risultando quindi poco probabile la possibilità che, durante la fase di esercizio, possano essere esposti e danneggiati a causa delle condizioni meteomarine.

Le operazioni di manutenzione dei cavi marini vengono programmate in seguito alla verifica delle buone condizioni del cavo, effettuata tramite uno studio geofisico in cui viene verificata la posizione dei cavi e la configurazione del fondale marino nell'intorno dei cavi stessi.

Il primo controllo è richiesto entro i primi due anni di attività degli impianti, per la valutazione nel breve termine delle attività di installazione. Successivamente ulteriori controlli sono previsti a intervalli temporali maggiori, generalmente ogni 5/6 anni, la cui cadenza viene generalmente 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 sui cavi si dovrà utilizzare una nave posacavi. La durata delle operazioni è stimata dalle 3 alle 8 settimane.

### 5.2.2 Comparto terrestre

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.

#### *5.2.2.1 Sottostazione elettrica Ravenna Porto*

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 presiederà 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 SF<sub>6</sub>, 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/m<sup>2</sup>), 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 SF<sub>6</sub> 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 SF<sub>6</sub> nei diversi compartimenti;
- L'individuazione, da terra, delle posizioni di APERTO/CHIUSO (AP/CH) delle apparecchiature, nonché delle pressioni del gas SF<sub>6</sub> 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.

#### 5.2.2.2 *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: Programma 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



Operazione richiesta	Frequenza
<p>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.</p>	<p>1 volta x anno</p>
<p>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.</p>	<p>1 volta x anno</p>
<p>Controllare visivamente i fusibili per verificare la continuità e i segni di stress termico.</p>	<p>In caso di fault o 1 volta x anno</p>
<p>Azionare e sconnettere gli interruttori DC per verificare che non siano bloccati.</p>	<p>1 volta x anno</p>
<p>Testare il funzionamento dell'arresto rapido.</p>	<p>1 volta x anno</p>
<p>Verifica della tensione di controllo.</p>	<p>1 volta x anno</p>
<p>Ispezionare e attivare i circuiti di riscaldamento dell'armadio di controllo e dei rack delle batterie, verificandone il funzionamento.</p>	<p>1 volta x anno</p>
<p>Assicurarsi che gli UPS di backup funzionino.</p>	<p>1 volta x anno</p>
<p>Pulire i rack delle batterie e le prese d'aria dell'armadio di controllo.</p>	<p>1 volta x anno</p>
<p>Pulire e sostituire i filtri dell'aria, secondo i requisiti della garanzia.</p>	<p>In base allo stato di inquinamento dell'aria nel sito</p>
<p>Eseguire una termografia durante il normale funzionamento per i collegamenti dei circuiti di alimentazione DC sui moduli batteria sul lato anteriore e sul circuito combinatore nell'armadio di controllo.</p>	<p>1 volta x anno</p>



Operazione richiesta	Frequenza
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

### 5.2.2.3 Impianto 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. AGNR0M\_EP-R\_REL-P2HY.

Molti di questi sono sistemi delicati o che 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 > 1μS/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

## 5.3 Manutenzione straordinaria

### 5.3.1 Comparto marino

#### 5.3.1.1 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.



#### 5.3.1.2 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.

#### 5.3.1.3 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.

#### 5.3.1.4 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.

### 5.3.2 Comparto terrestre

#### 5.3.2.1 Sottostazione elettrica Ravenna Porto

Attività di manutenzione straordinaria potranno essere necessarie nel caso in cui apparecchiature elettriche o parti di esse dovessero riscontrare delle problematiche inattese durante l'esercizio degli impianti.



In tal caso, tutti i sistemi dovranno essere in condizioni di fermo.

#### 5.3.2.2 *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.

#### 5.3.2.3 *Impianto 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/Nm<sup>3</sup>.

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.