

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:

PIANO DI DISMISSIONE DELLE OPERE E RIPRISTINO DEGLI AMBIENTI

Codice identificativo:

AGNROM_EP-R_REL-DISSMISS

Proponente:



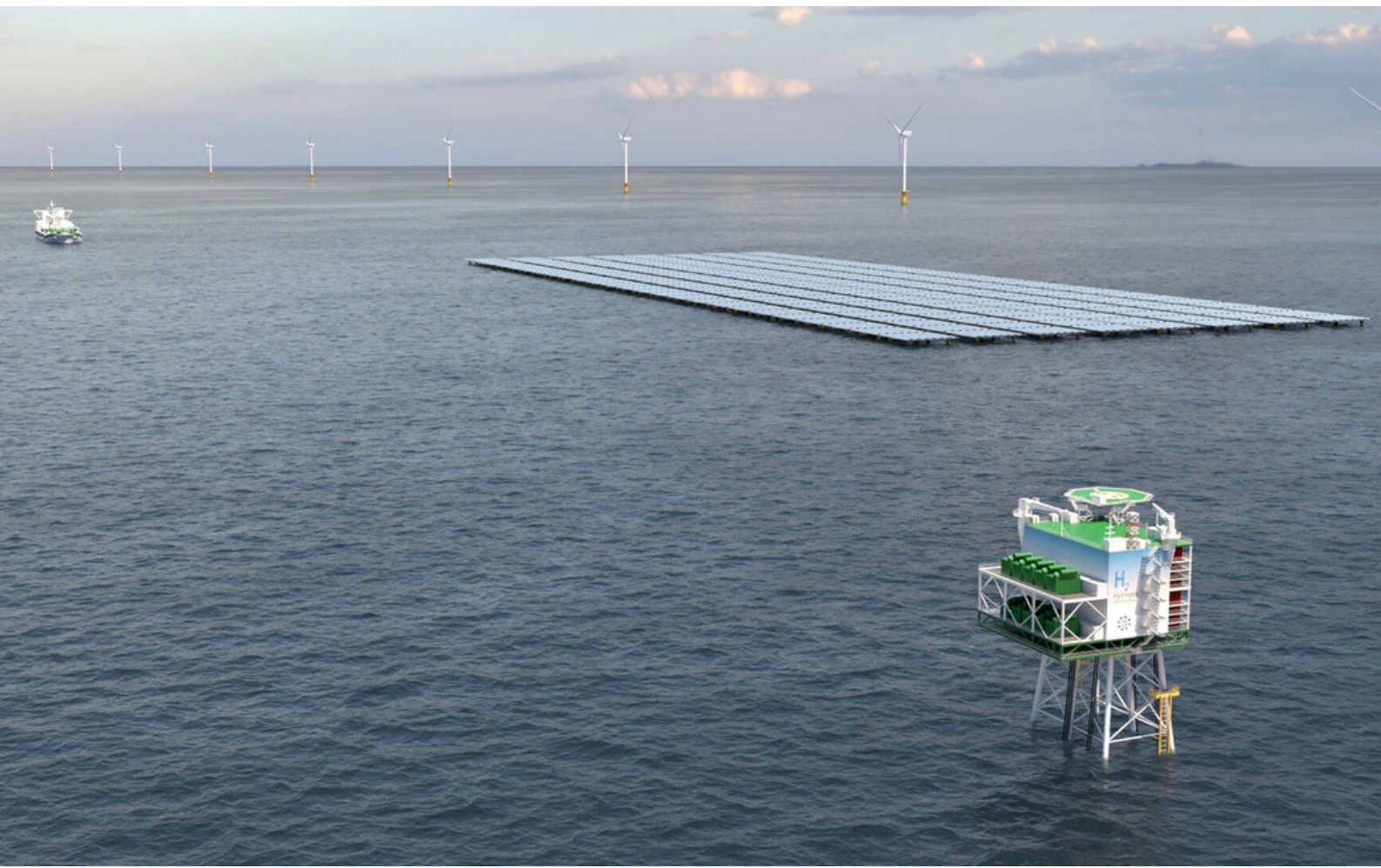
Agnes S.r.l.
P. IVA: 02637320397



Autore del documento:



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



DETTAGLI DEL DOCUMENTO

Titolo documento	Piano di dismissione delle opere e ripristino degli ambienti
Codice documento	AGNROM_EP-R_REL-DISSMISS
Titolo progetto	Hub energetico Agnes Romagna 1&2
Codice progetto	AGNROM
Data	12/01/2023
Versione	1.0
Autore/i	M. Mazzarella; N. Lontani; P. Solaroli di Briona
Tipologia elaborato	Relazione
Cartella	VIA_2
Sezione	Elaborati di progetto
Formato	A4

VERSIONI

1.0	00	M. Mazzarella; N. Lontani; P. Solaroli di Briona	A. Bernabini	AGNES	Emissione finale
Ver.	Rev.	Redazione	Controllo	Emissione	Commenti

FIRME DIGITALI



Agnes S.r.l.

Via Del Fringuello 28, 48124 Ravenna (IT)

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



Sommario

1. INTRODUZIONE	3
1.1 SCOPO DEL DOCUMENTO.....	4
2. PRINCIPI GUIDA PER LA FASE DI DISMISSIONE	5
2.1 INQUADRAMENTO NORMATIVO NAZIONALE ED INTERNAZIONALE	6
2.2 INQUADRAMENTO GENERALE DEI POTENZIALI IMPATTI PREVISTI	8
2.3 MITIGAZIONI, ECONOMIA CIRCOLARE E NUOVO USO	10
3. AREA MARINA.....	13
3.1 OPERAZIONI IN MARE	14
3.2 OPERAZIONI A TERRA.....	21
3.3 OPERAZIONI DI POST DISMISSIONE E RIPRISTINO DEGLI AMBIENTI	22
4. AREA TERRESTRE	24
4.1 OPERAZIONI DI DISMISSIONE	24
BIBLIOGRAFIA	27



Indice delle figure

FIGURA 1: PREVISIONE DI DECOMMISSIONING DI PROGETTI EOLICI OFFSHORE	10
FIGURA 2: RIMOZIONE ROTORE E NAVICELLA (LELY WIND FARM).....	15
FIGURA 3: RIMOZIONE FONDAZIONE IN ACCIAIO (LELY WIND FARM)	16
FIGURA 4: SISTEMA PER TAGLIO CON FILO DIAMANTATO	17
FIGURA 5: TIPICO DEL SISTEMA PER TAGLIO INTERNO.....	18
FIGURA 6: AREE CONSIDERATE PRELIMINARMENTE PER LA FASE DI DISMISSIONE	21

Indice delle tabelle

TABELLA 1: PRINCIPALI MATERIALI UTILIZZATI	23
--	----



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 MWp ("Romagna 1");
- un impianto eolico off-shore composto da 50 aerogeneratori da 8 MWp cadauno, per una capacità complessiva di 400 MWp ("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 di potenza fino a 50 MWp ed un impianto di produzione idrogeno per mezzo di elettrolizzatori;
- elettrodotti marini di inter-array da 66 kV ed export da 220kV, una buca giunti terra-mare per cavi export da 220 kV, cavi export terrestri a 220 kV per la trasmissione dell'energia generata dagli impianti eolici e fotovoltaico alla SSE Agnes Ravenna Porto e da questa, mediante cavi export terrestri a 380 kV alla Stazione Elettrica Terna "La Canala", individuata come punto di connessione alla RTN.



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

Nel gennaio del 2021 Agnes ha avviato ufficialmente l'iter di autorizzazione del Progetto, ai sensi dell'art. 12 del D.lgs 387/2003 e secondo quanto disposto dalla circolare n. 40/2012 del MIT (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

Questo documento intende fornire una descrizione dei principi che verranno considerati in fase di dismissione, smantellamento o repowering degli impianti costituenti il Progetto di hub energetico Agnes Romagna 1&2.

Tali operazioni verranno eseguite seguendo le future normative vigenti e le nuove tecnologie ed operazioni che saranno disponibili e che rappresenteranno lo standard tecnico e di *standard practice*.

Ad oggi, infatti, le esperienze di dismissioni già realizzate nell'ambito dell'eolico offshore non sono consistenti, poiché minime e limitate a progetti pilota o di piccola dimensione. Per un'accurata analisi delle procedure di dismissione degli impianti eolici è quindi necessario analizzare le tecniche utilizzate sia nel settore dell'eolico onshore che nel settore oil&gas offshore, per poter combinare le richieste ed i feedback derivanti dai due settori per comprenderle in appropriati piani di dismissione degli impianti eolici.

Per quanto riguarda gli impianti di fotovoltaico galleggiante offshore si applicano le stesse deduzioni effettuate per l'eolico offshore, con poche esperienze di dismissione di progetti pilota.

Un ragionamento diverso va effettuato per i sistemi del comparto onshore, per i quali si ha più esperienza di *standard practice* nell'ambito dei sistemi di trasmissione elettrica tramite cavi interrati, sottostazioni elettriche ad alta tensione, impianti di accumulo tramite batterie e impianti di elettrolizzatori, i quali possono essere considerati simili ad impianti di cloro soda o altro.

La disattivazione deve essere pianificata sin dall'inizio dello sviluppo progettuale per prevenire le eventuali complicazioni che potrebbero sorgere, in quanto implica operazioni importanti. Numerose caratteristiche rendono la disattivazione una sfida, come le condizioni dell'ambiente marino, le limitazioni tecniche delle imbarcazioni e la previsione delle future normative che potranno essere presenti in concomitanza con le tempistiche attese di attivazione della dismissione. Tutti parametri che influenzano le azioni che andranno intraprese.



2. PRINCIPI GUIDA PER LA FASE DI DISMISSIONE

Le azioni di smantellamento delle infrastrutture marine e terrestri saranno una sequenza invertita delle operazioni di costruzione. A queste si aggiungeranno alcune attività non presenti in fase di costruzione, quali in particolare:

- una più rilevante attività di gestione rifiuti, comprensiva di azioni per il riciclo del materiale;
- eventuali attività di ripristino dei luoghi;
- in alternativa, attività atte a promuovere l'eventuale "nuovo uso" di parte delle infrastrutture sommerse ed eventualmente anche di infrastrutture a terra, tramite la rimodernazione dell'impianto con il cosiddetto "repowering".

L'insieme delle attività di smantellamento previste, i relativi fattori di impatto saranno presenti nel documento di Appendice O dello "Studio d'Impatto Ambientale - Volume 3", AGNROM_SIA-R_SIA-VOLUME3, così come si fa sempre riferimento al doc. AGNROM_SIA-R_SIA-VOLUME3 "Studio d'Impatto Ambientale - Volume 3" per la stima degli impatti sulle componenti ambientali e sociali potenzialmente impattate.

Le principali azioni di dismissione previste sono le seguenti:

- Ispezioni infrastrutturali (es. fondazioni, elettrodotti marini di interconnessione e trasmissione, ecc.)
- Rimozione delle fondazioni degli aerogeneratori e dell'elemento di transizione
- Disconnessione del sistema di ormeggio dell'impianto fotovoltaico flottante
- Rimorchio delle piattaforme flottanti in area portuale
- Rimozione delle sottostazioni di conversione elettrica offshore (sovrastrutture e fondazioni)
- Trasporto materiale di risulta/rifiuti
- Smaltimento dei rifiuti prodotti durante le operazioni di cantiere di dismissione
- Riciclo/nuovo uso del materiale dismesso
- Eventuali operazioni di ripristino e pulizia dei fondali

Tali azioni, come evidenziato in APPENDICE O del SIA Volume 3, origineranno una serie di fattori di impatto, simili a quelli della fase di costruzione e potrebbero coinvolgere l'insieme delle componenti terrestri e marine di cui alla fase di costruzione.

La valutazione dell'impatto ambientale e sociale di un'attività quale la dismissione, che presumibilmente potrebbe essere avviata non prima dei prossimi 35 anni (prevedendo che l'opera potrebbe forse essere operativa tra circa 4-5 anni e che il tempo di vita dei parchi eolici potrebbe essere dell'ordine di circa 30 anni), presenta inevitabilmente limitazioni dovute sia alla concreta possibilità che mezzi e strumenti, tra 35 anni, avranno fattori di emissione più ridotti rispetto a quelli attuali, e che le modalità di standard tecnico siano migliorate rispetto a quelle attuali, sia al fatto che la situazione sociale e ambientale sarà differente rispetto a quella attuale e che anche le normative ambientali di riferimento, tra 35 anni, saranno verosimilmente aggiornate rispetto a quella vigente.



Inoltre, potrebbe anche verificarsi l'ipotesi di un'opzione di ripotenziamento e *repowering* dell'hub energetico, a valle di relativo iter autorizzativo che verrà intrapreso, con un conseguente prolungamento della sua durata per ulteriori 2 o 3 decenni.

Alla luce di quanto sopra esposto, mancando di fatto i dati e le informazioni di base, la valutazione degli impatti per la fase di dismissione presente all'interno dello Studio di Impatto Ambientale non può essere trattata alla stregua di quella effettuata per le fasi di costruzione ed esercizio, cioè con una definizione semi-quantitativa dei potenziali impatti, ma sarà trattata con un approccio più qualitativo e discorsivo.

Resta inteso che prima della dismissione, in accordo con la normativa che sarà in vigore al momento, andrà redatto un Piano di Dismissione, che verosimilmente dovrà anche includere una analisi previsionale dei potenziali impatti ambientali dovuti alle attività di dismissione.

Di seguito è fornito:

- Un inquadramento normativo sul tema decommissioning, per quanto, come già accennato, potrebbe essere aggiornato considerando le tempistiche attese per l'avvio della fase di dismissione dei vari impianti componenti l'hub energetico oggetto dell'istruttoria
- Un inquadramento generale di massima dei potenziali impatti previsti
- Un approfondimento generale sulle possibili misure di mitigazione, nuovo uso ed economia circolare

2.1 Inquadramento normativo nazionale ed internazionale

A **livello nazionale**, le attività di dismissione offshore sono recentemente state normate mediante un apposito Decreto (Decreto 15 febbraio 2019 - GU Serie Generale n.57 del 08-03-2019 - Linee guida nazionali per la dismissione mineraria delle piattaforme per la coltivazione di idrocarburi in mare e delle infrastrutture connesse. (19A01522)).

Tale decreto è però riferito alla dismissione mineraria delle piattaforme per la coltivazione di idrocarburi in mare e alle infrastrutture connesse e non ad impianti di rinnovabile offshore.

Tuttavia, in mancanza di altra normativa specifica (al momento non esistente), tale decreto rappresenta quanto più si avvicina ai temi della dismissione per gli impianti a mare compresi nel Progetto.

Il Decreto stabilisce che l'abbandono delle piattaforme e delle infrastrutture connesse (che quindi potrebbe applicarsi anche agli aerogeneratori e agli impianti di fotovoltaico galleggiante) è proibito: per la rimozione deve essere presentato il progetto di rimozione, oppure l'Amministrazione competente può autorizzare un riutilizzo alternativo, sulla base della presentazione di un progetto di riutilizzo, o una rimozione parziale delle infrastrutture.

In caso di rimozione viene descritto l'iter da seguire che include interazioni con il Ministero dell'Ambiente (oggi MASE), la Capitaneria di Porto, la Soprintendenza e l'ARPA.

Un aspetto di interesse del Decreto è che prevede anche il caso di una rimozione parziale e un riutilizzo di una parte delle infrastrutture per altri usi. Tale riutilizzo deve essere dimostrato tramite apposita relazione come definita all'art. 9 del Decreto. Inoltre, qualora il nuovo uso risulti soggetto a procedura di VIA, dovrà



essere predisposto un SIA, e, se anche non risultasse soggetto, dovrà comunque essere effettuata una “Valutazione Preliminare” del nuovo uso.

La non rimozione delle parti basali degli aerogeneratori potrebbe ricadere in un nuovo uso come “barriera artificiale”, previa dimostrazione del ruolo ecologico svolto dai substrati duri artificiali dopo 30 anni di immersione.

La stessa filosofia può essere applicata agli impianti di fotovoltaico galleggiante, i quali potranno essere oggetto di riutilizzo, dopo una verifica dell’integrità delle piattaforme galleggianti e dei relativi sistemi di ancoraggio, tramite la sostituzione dell’impianto di generazione composto dai pannelli fotovoltaici e dall’impianto di trasmissione elettrica in bassa e media tensione.

A livello internazionale e nazionale, le principali convenzioni e linee guida sono relative a strutture del settore O&G. Tuttavia, sempre forzando l’analogia tra le infrastrutture dell’O&G e quelle dell’eolico e fotovoltaico a mare, è possibile fare alcune considerazioni preliminari.

La Convenzione delle Nazioni Unite sulla Legge del Mare (UNCLOS, 1982) riporta che le infrastrutture abbandonate o in disuso devono essere rimosse per garantire la sicurezza della navigazione. La Direttiva Offshore (Direttiva 2013/30/UE) stabilisce che, in caso di dismissione di installazioni, tutte le sostanze pericolose devono essere opportunamente isolate e che deve essere preparata una descrizione dei possibili rischi associati per le persone e per l’ambiente.

Per terminali e piattaforme le principali convenzioni internazionali (OSPAR, IMO), stabiliscono la necessità, ove possibile, di una completa rimozione delle infrastrutture alla fine del ciclo produttivo. Tuttavia, le convenzioni contemplano l’approccio di valutazione “caso per caso” e il concetto di “nuovo uso”, permettendo possibili alternative di dismissione sulla base del tipo di struttura, delle modalità di smaltimento e dei potenziali impatti ambientali e sociali, nonché di eventuali aspetti riguardanti i costi e la fattibilità tecnica. Tra gli obblighi che il “nuovo uso” implica vi è anche la dimostrazione della sua efficacia. Nel caso in cui le strutture a fine vita (o parti di queste, come le fondazioni e le sottostrutture degli aerogeneratori, o i sistemi di ancoraggio e le strutture galleggianti dell’impianto fotovoltaico galleggiante) siano adibite a barriera artificiale, sarebbe pertanto necessario condurre uno studio in grado di dimostrare l’efficacia della struttura nel favorire la conservazione e l’incremento della biodiversità marina. La rimozione delle componenti inquinanti, la segnalazione del nuovo uso sulle carte nautiche e l’identificazione di un ente o figura giuridica responsabile sono altre richieste contenute nella maggior parte delle convenzioni esaminate.

La Convenzione OSPAR, che non include il Mediterraneo ma l’Atlantico nordorientale, ha prodotto linee guida specifiche per lo sviluppo dei campi eolici offshore (OSPAR, 2008), tali guide includono anche indicazioni sintetiche in merito alla dismissione, di fatto ribadendo il concetto di rimozione totale per consentire navigazione e pesca, ma al contempo riportano anche che nel caso di dismissione parziale (che di fatto viene quindi prevista), è importante segnalare la presenza delle parti sommerse delle infrastrutture sulle carte nautiche e condurre attività di monitoraggio ambientale.

Pertanto, lo Stato a cui compete la decisione può derogare dalla completa rimozione qualora:

- sia ipotizzato un nuovo uso per la struttura;



- la rimozione possa determinare una ingiustificabile interferenza con altri usi del mare;
- la rimozione possa determinare costi insostenibili o rischi per il personale o per l'ambiente marino.

Alcuni stati hanno già sviluppato proprie linee guida per lo smantellamento degli impianti di produzione di energia offshore. Nel Regno Unito nel 2011 è stato prodotto il “*Decommissioning of offshore renewable energy installations - Energy Act 2004*”. Di fatto i contenuti dell’Energy Act 2004 sono allineati agli standard internazionali (di cui sopra) e riprendono concetti già presenti nella decommissioning delle infrastrutture per l’O&G.

In merito agli elettrodotti in mare, l’approccio prevede:

- una scelta caso per caso nel Regno Unito;
- il recupero del cavo, salvo i casi nei quali l’impatto ambientale per il recupero risulti importante, in Germania;
- tendenzialmente, l’abbandono dei cavi se sono sepolti sotto il sedimento (o materiale roccioso), e la dismissione se sono solo posizionati al di sopra del fondo in Danimarca.

In base a quanto sopra sintetizzato, risulta al momento quindi possibile ipotizzare, accanto all’ipotesi di dismissione completa, anche (previa dimostrazione del nuovo uso e effettivo ruolo svolto dalle parti sommerse delle fondazioni sulla biodiversità) uno scenario che preveda la dismissione parziale degli aerogeneratori dei Parchi Romagna 1 e Romagna 2.

2.2 Inquadramento generale dei potenziali impatti previsti

Allo stato attuale, è necessario mantenere aperte le opzioni di dismissione completa o parziale, considerando il *repowering* degli impianti come possibile soluzione da attuare a fine vita:

- Dismissione completa: opzione che potrebbe essere preferita per rimuovere ostacoli alla navigazione e alla pesca industriale;
- Dismissione parziale: opzione che potrebbe essere preferita per limitare gli impatti sulla biodiversità e prevede che alcuni componenti vengano intenzionalmente lasciati in loco, come le fondazioni o la porzione più profonda di queste (così da consentire comunque la navigazione nell’area).
- Repowering: “nuovo uso” di parte delle infrastrutture di produzione e trasmissione energia rinnovabile a mare e delle infrastrutture di trasmissione energia e produzione idrogeno a terra, tramite il *repowering* degli impianti.

Gli impatti attesi per lo smantellamento in mare saranno simili a quelli della fase di costruzione, ma di entità inferiore. In particolare, in mare, non sarà presente l’attività di martellamento per l’infissione delle fondamenta, che rappresenta una delle azioni di costruzione più impattanti. Potranno comunque essere condotte, nell’ambito del decommissioning, attività che producono rumore subacqueo, ma tendenzialmente più di tipo “non impulsivo” (e quindi meno impattanti rispetto al martellamento).

A terra non sono da escludere eventuali azioni di riutilizzo degli impianti dismessi, soprattutto per i sistemi all’interno dell’area Agnes Ravenna Porto (sottostazione elettrica, impianto accumulo energia, impianto produzione e stoccaggio idrogeno). Infatti, poiché tali impianti nasceranno in area industriale portuale, il



ripristino e riutilizzo anche parziale degli impianti, potrà donare una nuova destinazione industriale all'area, mantenendo le relative opere civili ausiliarie.

Uno dei potenziali impatti tipici della fase di dismissione in mare (se completa), sarà l'impovertimento della biodiversità associata alle strutture nel corso dei 30 anni di presenza nei fondali marini, nonché la rimozione anche dell'effetto di protezione da attività dannose come la pesca a strascico.

Tale scenario può essere evitato applicando una dismissione parziale anziché totale.

A livello di produzione di rifiuti, in fase di dismissione, vi sarà invece una produzione maggiore rispetto a quella in fase di costruzione (che è minima).

Per quanto riguarda gli aerogeneratori, le fondazioni e sottostrutture (qualora rimosse), la torre, il generatore, il moltiplicatore di giri e tutti i componenti interni alla navicella sono considerati quasi completamente riciclabili. Unico elemento che presenta delle criticità dal punto di vista del riciclo, è rappresentato dalle pale, poiché costituite da materiali difficilmente riciclabili quali fibra di vetro, carbonio e resine. Per gli impianti di fotovoltaico a mare, le strutture galleggianti, i sistemi di ancoraggio, i pannelli fotovoltaici e tutta la componentistica di trasmissione elettrica, potranno essere quasi interamente riciclabili o riutilizzabili.

I materiali prodotti dalla dismissione quali terre rare, acciaio, ghisa, rame, alluminio, piombo e zinco saranno interamente o quasi interamente riutilizzati, mentre solo plastica PVC, resine e fibre di vetro, salvo nuovi usi delle pale (che sono i principali elementi dell'aerogeneratore contenenti tali elementi), andranno in discarica, salvo altri possibili nuovi usi; l'olio presente nella componentistica elettrica sarà invece incenerito.

In merito ai sistemi di accumulo dell'energia, per una predisposizione di dettaglio del piano di dismissione, i fornitori della tecnologia forniranno idonea documentazione descrittiva delle specifiche azioni di dismissione dell'impianto. Verrà descritta la gestione dei componenti, il loro corretto smaltimento e le tecniche di riciclo, nonché le tempistiche necessarie e gli aspetti di sicurezza legati ai composti chimici contenuti; il tutto in linea con le *best practices* e le migliori tecnologie disponibili al momento delle operazioni. Il riciclo delle batterie al litio è attualmente oggetto di diversi studi ed è presumibile che al momento della dismissione vi saranno tecnologie e metodi di gestione di questo tipo di rifiuti più economici ed efficienti rispetto a quelli attuali.

In conclusione i fattori di impatto saranno di tipologia simile a quelli della fase di costruzione, ma di entità più ridotta sia per le caratteristiche delle azioni di dismissione, sia per l'assenza di alcune attività più impattanti (martellamento delle fondazioni) sia perché tra circa 35 anni si presume che i fattori di emissione delle unità nautiche potranno essere più ridotti rispetto a quelli delle unità attualmente in uso e le tecnologie di taglio e recupero delle infrastrutture più avanzate, veloci e performanti. È anche verosimile che saranno anche più performanti le tecnologie di recupero dei materiali e tutto ciò che si collega all'economia circolare.

Fanno eccezione i rifiuti, che in fase di dismissione saranno maggiori rispetto a quelli in fase di costruzione, ma, come sopra specificato, in buona parte saranno recuperabili.

Alcune misure generali di mitigazione illustrate nel capitolo successivo potranno rendere ulteriormente accettabili i potenziali impatti legati alle operazioni di dismissione.

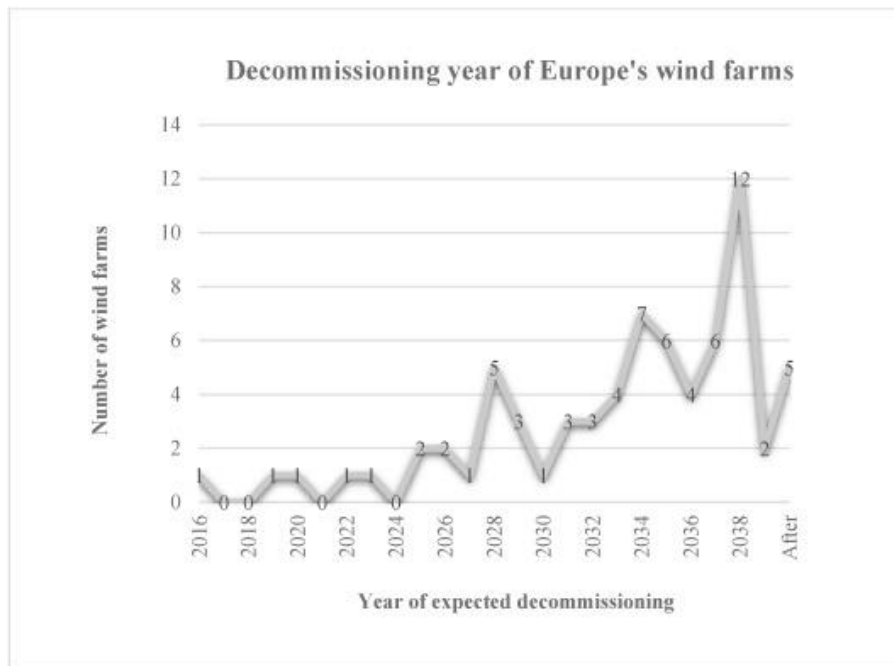


Figura 1: Previsione di decommissioning di progetti eolici offshore

2.3 Mitigazioni, economia circolare e nuovo uso

Alcune considerazioni sulle misure di dismissione, sull'economia circolare e sul possibile uso delle infrastrutture offshore a fine vita degli hub energetici Romagna 1 e Romagna 2 sono di seguito esposte, tuttavia sono considerazioni preliminari ed è opportuno ricordare la necessità di sviluppare, nel corso della fase di esercizio del Progetto, uno specifico Piano di Dismissione, che, in linea con la normativa e le linee guida disponibili al momento, dovrà verosimilmente anche includere studi e monitoraggi sull'eventuale nuovo uso e, in caso si renda necessario, uno Studio di Impatto ambientale specifico per le attività di dismissione e quindi anche le mitigazioni da mettere in opera per la fase di dismissione.

Le stesse mitigazioni già previste e descritte per la fase di costruzione potranno essere adattate al contesto futuro (ambientale e sociale) della fase di dismissione, ed applicate alle azioni di progetto di dismissione (con i dovuti aggiornamenti legislativi e prendendo in considerazione nuove linee guida e buone pratiche standard del settore disponibili al momento della dismissione).

A tali mitigazioni andranno aggiunte specifiche misure per la gestione del materiale di dismissione, che dovrà essere coerente con i principi della gerarchia dei rifiuti. La scelta degli impianti di riciclaggio e smaltimento dovrà essere effettuata in modo da assicurare la minimizzazione dei trasporti.

L'applicazione dei principi dell'economia circolare alle attività di dismissione degli impianti sarà, oltre che in grado di mitigare gli impatti dal punto di vista ambientale, anche essenziale e conveniente dal punto di economico. Infatti, in considerazione della quantità di materie prime che la realizzazione dei campi eolici richiede, e del crescente sviluppo di queste forme di produzione di energia, è essenziale che il decommissioning degli impianti avvenga in linea con i principi di eco-compatibilità della economia circolare



assicurando il recupero di risorse che possono essere reimpiegate come materie prime seconde sia nello stesso settore dei campi eolici, sia in settori differenti.

La maggior parte dei materiali prodotti dalla dismissione (terre rare, acciaio, ghisa, rame, alluminio, piombo e zinco) sarà interamente, o quasi interamente, recuperata, mentre il recupero dei materiali costituenti le pale eoliche, essenzialmente contenenti PVC, resine e fibre di vetro, sarà più difficile. In questo, contesto l'eventuale "nuovo uso" delle pale eoliche potrà essere preso in considerazione, ad esempio, per opere di arredo urbano (in parchi giochi, per realizzare pensiline o altro).

In merito al nuovo uso, in particolare di parte delle fondazioni, è opportuno un approfondimento sul ruolo ecologico delle strutture artificiali offshore, con particolare focus sull'Adriatico Nordoccidentale.

In generale, risulta scientificamente riconosciuto il ruolo delle strutture artificiali quali substrati in grado di favorire la colonizzazione da parte di organismi sessili e l'instaurarsi di comunità biologiche stabili, nonché di incrementare la produttività e la biodiversità locale. Chiaramente, la variabilità dei fattori legati al sito, quali ad esempio la sedimentazione, le correnti, la profondità e altri elementi fisici e biologici, può determinare alcune differenze nei popolamenti bentonici ed ittici.

Alcune strutture, le barriere artificiali, sono create per specifici scopi, quali: aumentare la produzione e la resa ittica, mitigare gli effetti distruttivi della pesca a strascico illegale, supportare le attività ricreative (immersioni, pesca sportiva, ecoturismo) e promuovere la conservazione della natura (Guidetti et al., 2005; Ponti et al., 2012). Tuttavia, la maggior parte delle strutture costruite dall'uomo in mare, come barriere frangiflutti, moli, piattaforme offshore e anche fondazioni di impianti di energia rinnovabile offshore, seppur finalizzate a una vasta gamma di altri scopi, o introdotte accidentalmente (come i relitti), possono agire come delle barriere artificiali. È noto che le barriere artificiali costituiscono nel tempo un sistema capace di accrescere la produzione dell'ecosistema nel quale vengono inserite. La premessa dell'aumento della produttività si basa sul presupposto che l'habitat sia un fattore limitante per le specie associate ai fondi duri, e che le barriere artificiali forniscano un habitat critico aggiuntivo che aumenta la capacità di carico ambientale, portando a un aumento dell'abbondanza e della biomassa del biota marino (Polovina, 1991), soprattutto grazie all'aumento della crescita e della sopravvivenza dei giovanili. Ciò avviene attraverso la colonizzazione delle nuove superfici artificiali disponibili da parte di alghe e larve di invertebrati bentonici sessili con affinità per i substrati duri, i quali, a loro volta, creeranno una maggiore disponibilità di cibo, trattenendo le specie per le quali rappresentano l'alimento.

La fauna associata alle barriere artificiali in Adriatico è stata studiata da diversi autori e tutti confermano gli effetti positivi in termini di diversità e incremento di biomassa del popolamento ittico (ad es. Bombace et al., 1994; Fabi et al., 1994; Santelli et al., 2013). Riguardo all'efficacia delle strutture artificiali costruite in mare con altri scopi come barriere artificiali, le piattaforme offshore per la produzione di gas o petrolio sono state studiate, e i risultati ottenuti (Consoli et al., 2013; Fabi et al., 2002, 2004; Scarcella et al., 2011a,b) hanno dimostrato come queste strutture funzionino da barriere artificiali, attraendo e concentrando molte specie ittiche generalmente non presenti nei fondi mobili naturali.

Al momento, la struttura artificiale più prossima ai parchi Romagna 1 e Romagna 2 su cui si hanno informazioni di dettaglio (ad es., Ponti et al., 2002; Rinaldi e Rambelli, 2004) è il "Relitto della Piattaforma



Paguro” (SIC IT4070026), ubicato su un fondale di 26 metri a circa 11 miglia nautiche al largo di Ravenna, a una distanza di circa 2,4 km dal Parco Romagna 1. Ponti et al (2002) descrivono la colonizzazione bentonica della piattaforma Paguro, affondata nel 1965, che risulta estremamente ricca e diversificata, dominata da mitili e ostriche che, a loro volta, offrono substrato e spazio ad altre diverse forme di invertebrati bentonici. Una descrizione dettagliata delle comunità bentoniche associate al relitto è inoltre riportata nel “Piano di Gestione Piano di Gestione “Relitto della piattaforma Paguro” - SIC IT4070026”. Oltre ai dati della colonizzazione della piattaforma Paguro, altre informazioni su un possibile sviluppo bentonico che potrebbe crearsi sulle parti sommerse delle fondazioni possiamo ricavarlo dalle osservazioni condotte sui due relitti trovati nell’area dei parchi, in particolare la ricca colonizzazione osservata della spugna protetta *Axinella cannabina*, fa presupporre che simili popolamenti di questa specie protetta potrebbero svilupparsi anche sulle fondazioni degli aerogeneratori dei Parchi Romagna 1 e Romagna 2.

In base ai dati disponibili sulle strutture sommerse (sia barriere artificiali sia altre strutture artificiali) in Adriatico nord-occidentale, tenuto conto delle caratteristiche morfologiche dei fondali dell’area e della ricchezza delle sue acque è verosimile prevedere che le fondazioni degli aerogeneratori dei parchi eolici Romagna 1 e Romagna 2 avranno un ruolo estremamente importante nella promozione della biodiversità dei fondali e nell’incremento indiretto delle risorse alieutiche tramite un effetto *spillover*. È quindi verosimile presumere che, a fine vita dei parchi eolici, potrebbe essere più conveniente la dismissione solo parziale, con l’abbandono della parte basale delle fondamenta, con un taglio ad una profondità tale da non creare ostacolo o rischi alla navigazione. Ovviamente, saranno studi sul “nuovo uso” da condurre nell’ambito del Piano di Dismissione, che potranno confermare la convenienza ambientale e sociale di tale ipotesi.



3. AREA MARINA

Al termine dell'operatività dell'hub energetico di Romagna 1&2, considerata nominalmente pari a 30 anni, si prevede la fase di dismissione in cui tutti i componenti dell'impianto eolico e fotovoltaico, incluse le sottostazioni elettriche a mare, saranno smantellati per poi procedere al ripristino o alla riabilitazione delle aree occupate.

In primo luogo, ancor prima di iniziare con le operazioni, si procederà con uno studio che valuti l'impatto dello smantellamento, verificando l'eventualità di un interesse ambientale nel mantenere alcuni elementi nell'area.

La dismissione è una fase importante del progetto in quanto fa acquisire maggiore sostenibilità ambientale ai parchi eolici offshore e garantisce il ripristino dell'ambiente o la compensazione degli impatti non mitigabili.

Le operazioni di smantellamento dipenderanno anche dalle tecniche e dalle metodologie utilizzate in fase di installazione, tentando di seguire una sequenza invertita rispetto alla fase di costruzione.

In funzione dei risultati dello studio preliminare alla dismissione, potrà anche essere presa in considerazione un'altra opzione, ovvero il ripotenziamento (*repowering*) degli impianti eolici e fotovoltaici.

Il ripotenziamento, considerato come una strada alternativa al decommissioning, prevede di mantenere le strutture di fondazione e la rete dei cavi elettrici sostituendo però le turbine eoliche con strutture in linea con il mercato e quindi più potenti. Il ripotenziamento potrà essere completo o parziale. Nel primo caso saranno sostituite completamente le turbine, a seguito di verifica della portata delle fondazioni; nel secondo caso si potrà avere la sostituzione di componenti minori come pale o rotore.

Tuttavia, non c'è ancora esperienza sufficiente per poter stimare la validità di un intervento di *repowering*.

Ci sono generalmente due opzioni per la dismissione:

- Dismissione completa: questa scelta può essere presa in considerazione per ripristinare completamente gli specchi acqueei, rimuovendo ostacoli e/o pericoli per la navigazione e la pesca;
- Dismissione parziale: prevede che alcuni componenti vengano intenzionalmente lasciati in loco come ad esempio le fondazioni, per proteggere l'habitat creatosi intorno alle strutture ed ottenere una soluzione meno impattante per flora e fauna in concomitanza delle nuove strutture sottomarine.

Le operazioni di dismissione degli impianti offshore saranno suddivise nelle seguenti fasi:

- Studio preliminare dello stato dell'ambiente marino a termine vita del parco;
- Pianificazione delle operazioni;
- Operazioni in mare;
- Operazioni a terra;
- Operazioni di post dismissione.



Di seguito si analizzano le fasi delle operazioni in mare, a terra e di post dismissione. Si ricorda che tutte le soluzioni proposte si basano sullo stato attuale di tecnologie e conoscenze nel settore.

3.1 Operazioni in mare

Per le operazioni in mare sono previste in primis attività di ispezione delle infrastrutture, che includeranno quindi le fondazioni monopalo e la base della sottostazione, i cavi inter-array ed export. I mezzi necessari per le successive operazioni di dismissione saranno gli stessi utilizzati in fase di costruzione:

- Nave per il sollevamento dei carichi pesanti, dotata di gru con capacità appropriata e spazio disponibile sul ponte;
- Chiatte con rimorchiatori per il trasporto degli elementi rimossi.

Nel descrivere le fasi delle operazioni per i diversi elementi, saranno presentati gli strumenti e le attrezzature che si prevedono utilizzare.

3.1.1 Aerogeneratori

Gli aerogeneratori dovranno essere completamente rimossi, a meno che non venga scelta l'alternativa del *repowering*. Il primo passaggio per la dismissione prevede la disconnessione dalla rete, successivamente potrà essere rimossa la turbina in un'unica soluzione o eseguendo l'inverso della successione di installazione.

Le procedure di dismissione degli aerogeneratori sono molto simili al contrario delle fasi di installazione, con le stesse richieste di mezzi impiegati e macchinari.

Successivamente al taglio dei cavi, un *jack-up vessel* o *heavy lift vessel*, con capacità di sollevamento e spazio sul ponte sufficienti sulla base delle dimensioni e dei pesi delle turbine, oppure con l'ausilio di una chiatte per il trasporto dei componenti fino al porto di riferimento, provvederà alla rimozione delle lame, delle navicelle e delle torri.



Figura 2: Rimozione rotore e navicella (Lely wind farm)

Gli oli ed i lubrificanti degli ingranaggi saranno lasciati all'interno della navicella, raccolti e poi trattati una volta a terra, al fine di ridurre al minimo il rischio di fuoriuscite. Si noti che al fine di ridurre i rischi di inquinamento anche in caso di sversamenti accidentali, gli oli utilizzati per la lubrificazione sono biodegradabili. I componenti elettrici come motori e trasformatori potranno essere rimossi dalla navicella durante le operazioni in mare, oppure lasciati all'interno per ridurre il rischio di fuoriuscita accidentale di liquidi.

Il *repowering* degli impianti eolici offshore potrà essere una soluzione da considerare alternativa alle tipologie di decommissioning, previo iter autorizzativo che si chiude positivamente, e potrà essere:

- *Repowering* parziale (*refurbishment*) tramite l'installazione di componenti minori degli aerogeneratori;
- *Repowering* completo come la sostituzione dei vecchi aerogeneratori con macchine più potenti, previa verifica delle fondazioni e della trasmissione elettrica, che, nell'eventualità, potrà essere potenziata.

Si precisa che non vi è ancora una definizione assoluta di vita utile degli impianti eolici offshore per la mancanza di esperienza rilevante nel fine vita di tali impianti.

3.1.2 Fondazioni ed elementi di transizione

Per la rimozione dell'elemento di transizione (*transition piece*) sono due le strade percorribili:

- Separare il *transition piece* dalla fondazione tagliando l'elemento di transizione ed i J-tube con tecnica di taglio a filo diamantato o a getto d'acqua, e successiva rimozione dell'elemento di transizione;



- Sollevare il *transition piece* con la fondazione.

Anche per la rimozione delle fondazioni sono due le opzioni considerabili:

- Rimozione completa della fondazione;
- Taglio della fondazione alla base e rimozione parziale.

L'opzione che si predilige è la seconda, in quanto permette di ridurre al minimo l'alterazione dell'ambiente marino creatosi, nonché di ridurre i rischi nelle operazioni di rimozione.

Nel caso di taglio dell'elemento di transizione, l'utensile di taglio verrà montato sotto la piattaforma dell'elemento, con le operazioni che inizieranno quando la gru sarà in posizione per sostenere i carichi del componente stesso.

Ogni fondazione sarà ispezionata con mezzi ROV per valutare lo stato della struttura, la presenza di eventuali coperture da rimuovere e l'altezza alla quale sarà eseguito il taglio, per mezzo di utensile a filo diamantato o a getto d'acqua. Il taglio per la rimozione sarà realizzato fino a - 1.0 m sotto al livello del fondale marino.

Di seguito sinteticamente le operazioni preliminari necessarie prima della rimozione della fondazione:

- Disconnessione dei cavi di interconnessione tra aerogeneratori e di connessione tra aerogeneratori e sottostazioni;
- Gestione e messa in sicurezza del cavo;
- Rimozione e trasporto dell'aerogeneratore al porto di riferimento.

Il metodo di rimozione individuato consiste nel procedere alla rimozione della fondazione attraverso il taglio del monopalo/jacket e successivo sollevamento mediante utilizzo di nave per carichi pesanti. Una volta ancorata la gru ai punti di sollevamento della fondazione, si procederà con il taglio ed il sollevamento per la rimozione. La parte di fondazione infissa nel fondo marino rimarrà in sito.



Figura 3: Rimozione fondazione in acciaio (Lely wind farm)



Le tecniche di taglio sottomarino ad oggi disponibili sono: il taglio a filo diamantato ed il taglio a getto d'acqua.

Il taglio a filo diamantato è eseguito all'esterno della struttura, con l'impiego di un macchinario come quello mostrato in figura. I suoi vantaggi sono l'assenza di vibrazioni, la versatilità, poiché si presta per molteplici forme e dimensioni, ed il costo ridotto in confronto alle altre soluzioni.

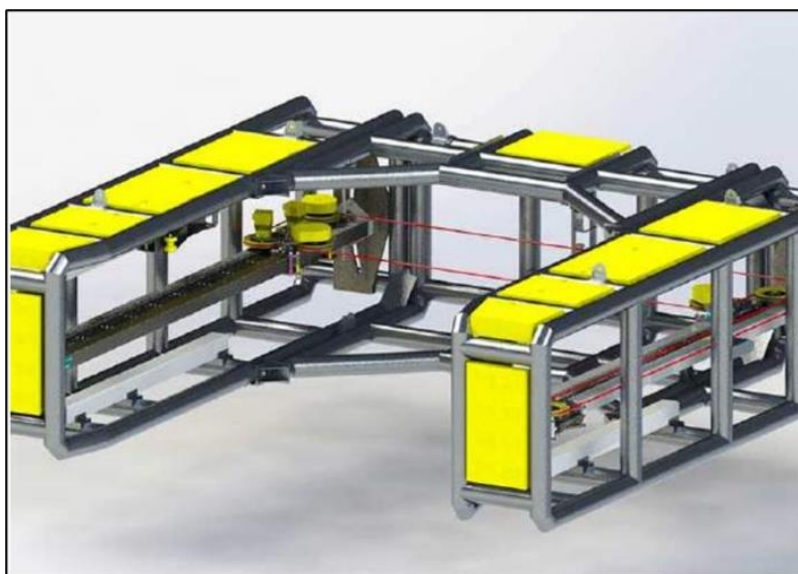


Figura 4: Sistema per taglio con filo diamantato

Come alternativa è possibile prevedere un sistema di taglio interno a tipologia getto d'acqua. Lo strumento andrebbe posizionato all'interno del palo per realizzare il taglio alla quota -1 m sotto la linea del fondale. Il sistema a getto d'acqua può tagliare qualsiasi materiale e può essere facilmente automatizzato; tuttavia, ha un maggiore impatto sull'ambiente ed un costo più elevato.

Per la sua movimentazione il sistema di taglio a getto d'acqua potrebbe essere collegato all'imbragatura di rimozione o connesso con quest'ultima al gancio della nave per mezzo di appositi sistemi. In alternativa, potrebbe essere ingegnerizzata una struttura esterna, come sistema addizionale, che funga da supporto temporaneo per sostenere il carico della struttura e garantirne la stabilità durante le operazioni di taglio e la connessione dell'imbracatura di rimozione.

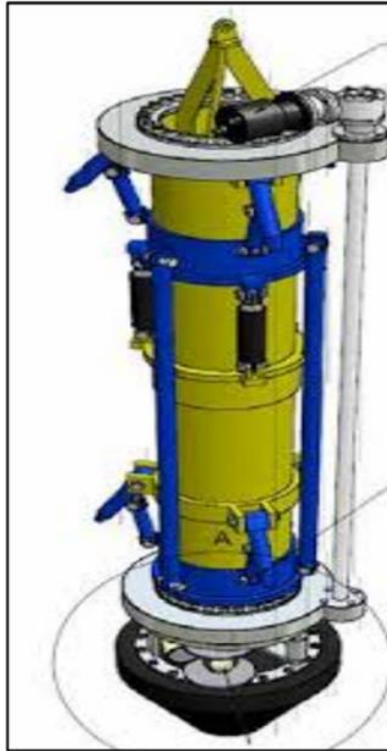


Figura 5: Tipico del sistema per taglio interno

Nel caso in cui sia presente la protezione da *scouring* tramite pietrame o materiali simili, i materiali verranno preferibilmente lasciati in situ per poter preservare il reef artificiale creatosi. Se la rimozione sarà richiesta, il materiale potrà essere prelevato e trasportato tramite chiatta a tramoggia per lo smaltimento e/o il riutilizzo.

3.1.3 Cavi marini

Tutti i cavi (o sezioni o estremità) offshore esposti al momento della dismissione, o che potrebbero esserlo, saranno recuperati a meno che gli studi dimostrino di non rappresentare una minaccia o che un ulteriore interrimento / copertura possa eliminarne il rischio.

Ciò sarà determinato dall'esame dei dati sulla stabilità e posizione del fondale marino / cavo provenienti da tutti i rilievi eseguiti, prima della dismissione del sito.

Le principali opzioni, sulla base dello stato attuale di tecnologie e conoscenze nel settore per la dismissione del cavo, sono:

- Lasciare il cavo in situ interrato;
- Lasciare il cavo in situ e fornire una protezione aggiuntiva dove risulti esposto;
- Rimuovere i tratti di cavo che presentano un rischio;
- Dismissione completa: opzione che ricrea lo stato ante-operam e rimuove ostacoli e pericoli per la navigazione e la pesca.



Eventuali trincee sottomarine rimaste dopo la rimozione del cavo potrebbero essere riempite naturalmente laddove ciò non rappresenti un rischio per l'ecosistema marino. Nel caso in cui non si sia verificato il riempimento naturale della trincea, si potrebbe prendere in considerazione il riempimento correttivo, in base alla profondità e al profilo della trincea.

Prima della dismissione, verrà sviluppato un piano di emergenza per risolvere il potenziale problema dei cavi esposti dopo la dismissione.

Le operazioni di dismissione del parco energetico offshore saranno suddivise nelle seguenti fasi:

- Studio preliminare dello stato dell'ambiente marino a termine vita del parco;
- Pianificazione delle operazioni;
- Operazioni in mare;
- Operazioni a terra;
- Operazioni di post dismissione.

Per le operazioni in mare sono previste in primis attività di ispezione delle infrastrutture, che includeranno quindi le fondazioni e le fondazioni della sottostazione, i cavi inter-array ed export.

Tra le opzioni sopra elencate per i cavi sottomarini, quella di lasciare il cavo in situ rimane l'opzione preferita, al fine di limitare l'alterazione della configurazione acquisita dal fondale marino. Sarà effettuata un'indagine per verificarne il corretto interrimento al termine dell'esercizio e, in caso questa condizione non sia verificata, saranno eseguite operazioni volte a mettere in sicurezza la porzione di cavo non interrata.

Di seguito vengono descritte le due opzioni di rimozione completa del cavo e quella di lasciare il cavo in situ.

3.1.3.1 *Cavi in situ*

La scelta di lasciare i cavi marini in situ è una soluzione che, nel caso in cui non fossero rilevate particolari problematiche di rischio, può risultare in un minor impatto ambientale, poiché l'ecosistema marino creatosi non risentirebbe della rimozione delle opere.

Potrebbero essere necessari lavori di riparazione per l'interramento del cavo o per fornire un'ulteriore protezione mediante la copertura con rocce. La scelta sarà determinata sulla base della mobilità del fondale marino e/o del cavo durante la vita di progetto come indicato dai risultati delle indagini svolte.

3.1.3.2 *Recupero di cavi interrati*

La rimozione dei cavi, laddove richiesto, comporterà generalmente l'estrazione del cavo dal fondale marino e l'avvolgimento dello stesso su un carosello per il trasferimento e lo smaltimento. Sulla base della consistenza del terreno e della profondità di interrimento determineranno se il cavo può essere rimosso dal fondale marino lungo sezioni del percorso o se risultino necessarie operazioni per rimuovere il materiale di interrimento del cavo prima del recupero.

L'operazione di rimozione del cavo avverrebbe tramite un dispositivo a getto per esporre solo una breve sezione di cavo, oppure utilizzando uno strumento *grapnel* per sollevare il cavo in superficie. In genere, il



modo più efficiente per rimuovere l'eccessivo sovraccarico è l'utilizzo di un escavatore a flusso di massa, poiché altri mezzi di sbancamento rischiano di danneggiare il cavo e rendere il recupero ancora più difficile.

Una volta esposta una sezione del cavo, esistono due metodi alternativi per esporre l'intera lunghezza del cavo. A condizione che le forze di distacco del cavo non risultino eccessive, è possibile collegare una pinza al cavo per sollevare un'estremità del cavo fino alla nave di recupero del cavo. A questo punto il recupero del cavo potrebbe procedere direttamente.

In alternativa, si potrebbe utilizzare un rullo sotto il cavo per percorrere l'intera lunghezza del cavo interrato. Questo dispositivo sarebbe collegato a una nave tramite un cavo d'acciaio e solleverebbe il cavo elettrico fino al livello del fondale marino.

Entrambi gli schemi garantirebbero che un'estremità del cavo venga recuperata dalla nave di recupero del cavo. Il recupero del cavo potrebbe coinvolgere l'intera lunghezza del cavo, oppure solo delle sezioni che verrebbero quindi tagliate e stoccate separatamente. Il processo di recupero del cavo sarebbe essenzialmente il contrario di un'operazione di posa del cavo, con l'attrezzatura di movimentazione del cavo che funziona in senso inverso e il cavo che viene interamente avvolto a spirale e raccolto in vasche sulla nave o in sezioni lunghe circa 16-10 m subito dopo il recupero. Queste brevi sezioni di cavo verrebbero poi stoccate in cassoni o contenitori aperti a bordo della nave per essere successivamente smaltite attraverso percorsi appropriati per il riutilizzo, il riciclo o lo smaltimento dei materiali. Una volta rientrata in porto, la nave procederà allo scarico del cavo.

Queste opzioni comporteranno generalmente lo spostamento del materiale del fondale marino e lasceranno un profilo di trincea sul fondale, che, a seconda della valutazione, potrebbe richiedere di essere livellato o lasciato riempire naturalmente.

Risulterà poi necessaria un'ulteriore campagna di ispezione del percorso come prova della completa rimozione di tutti i cavi dal fondale marino.

3.1.4 Sottostazioni offshore

Per la rimozione ed il trasporto delle sottostazioni offshore le strutture saranno divise in due parti, così come in fase di costruzione: la sovrastruttura (*topside*) e la fondazione (*jacket*). La sottostazione potrebbe anche essere tagliata in sezioni in modo da consentire, durante la rimozione, una serie di sollevamenti con carichi minori e quindi l'impiego di un mezzo con costi minori.

In seguito alla disconnessione della sottostazione dalla rete, saranno installati i punti di sollevamento sulla sovrastruttura a cui seguirà il taglio delle connessioni saldate del *topside* con la fondazione e al piede del *jacket* con i pali di fondazione.

I componenti con oli o altri liquidi, così come i contenitori dei liquidi ed i separatori, dovranno essere rimossi offshore e trasportati in modo sicuro a terra per non avere dispersioni in mare.

Entrambe le strutture saranno sollevate separatamente, ad opera della gru della nave per i carichi pesanti, e posizionate sulla chiatta per il trasporto in porto.



In alcuni casi ci sarà un mercato per il riutilizzo di componenti elettrici di seconda mano, dopo la ristrutturazione, come pezzi di ricambio o per altre applicazioni. Se la vita residua della sottostruttura e delle apparecchiature della sottostazione, dopo il ricondizionamento ed i vari controlli strutturali necessari, risultano sufficienti, la sottostazione potrebbe essere lasciata in situ e riutilizzata in un parco eolico ripotenziato della stessa capacità.

3.1.5 Fotovoltaico galleggiante

Per le piattaforme dell'impianto fotovoltaico galleggiante si prevede la disconnessione dei cavi inter-array e dei cavi export, successivamente la rimozione delle linee di ormeggio ed il recupero delle stesse e delle ancore. Non è esclusa la possibilità di lasciare le ancore sul fondale, qualora si sia creato un ambiente favorevole allo sviluppo di un ecosistema. Le piattaforme saranno poi rimorchiate con l'uso di rimorchiatori verso il porto. Le emissioni derivate dal trasporto delle piattaforme dismesse ad opera dei rimorchiatori sono assimilabili a quelle derivate dalla fase di installazione dell'impianto.

3.2 Operazioni a terra

Sono considerati nelle operazioni a terra tutti gli interventi volti allo smontaggio dei componenti delle strutture offshore (se non precedentemente divise), e le operazioni di scarico e di successivo deposito a terra delle componenti rimosse. Le aree utilizzate per le fasi di esercizio e manutenzione degli impianti potranno essere adeguate ad aree destinate all'arrivo dei componenti da dismettere, riutilizzare e/o riciclare dagli impianti offshore.



Figura 6: Aree considerate preliminarmente per la fase di dismissione



Questa fase rappresenta il punto di collegamento tra la rimozione delle strutture in mare e l'avvio allo smaltimento o al parziale riuso delle componenti.

Si consideri infatti che la dismissione di un impianto eolico offshore presenta numerose opportunità di riciclo e riuso dei materiali di risulta, anche in confronto ad altri impianti di produzione di energia elettrica. In particolare la fondazione, la torre, il generatore, il moltiplicatore di giri e tutti i componenti interni alla navicella sono considerati quasi completamente riciclabili. Unico elemento che presenta delle criticità in fase di dismissione è rappresentato dalle pale poiché costituite da materiali quali fibra di vetro, carbonio e resine.

I componenti elettrici (trasformatore, quadri elettrici, etc) verranno smaltiti, in accordo con la direttiva europea (WEEE - Waste of Electrical and Electronic Equipment); le parti in metallo (acciaio e rame) e in plastica rinforzata (GPR) potranno invece essere riciclate.

Per quello che riguarda le piattaforme di fotovoltaico galleggiante rimorchiate fino alle aree nel Porto dedicate alla dismissione, tutte le operazioni di smontaggio della componentistica elettrica e della struttura avvengono in loco.

L'acciaio marittimo che compone la struttura rigida e il polimero HDPE che compone la struttura a membrana possono essere entrambi smontati e riciclati. Anche il PVC che compone la membrana è riciclabile al 100%. I componenti elettrici dell'impianto sono analoghi a quelli degli impianti tradizionali onshore; pertanto, si adottano gli stessi criteri di smaltimento e riciclaggio. I moduli fotovoltaici sono identificati dal codice C.E.R. 16.02.14 come "Apparecchiature fuori uso, apparati, apparecchi elettrici, elettrotecnici ed elettronici; rottami elettrici ed elettronici contenenti e non metalli preziosi". Sono recuperabili semplicemente smontandoli dalla struttura di sostegno e scollegandoli dai connettori. Si tratta di un rifiuto speciale non pericoloso, da consegnare ad un punto di raccolta appropriato per il riciclaggio di apparecchiature elettriche ed elettroniche per il trattamento, il recupero e il riciclaggio corretti, in conformità alle Normative Nazionali. Del modulo fotovoltaico possono essere recuperati il vetro di protezione, le celle al silicio la cornice in alluminio ed il rame dei cavi di collegamento DC: in totale circa il 95% del peso. Le strutture di sostegno dei pannelli sono rimosse tramite smontaggio meccanico; i materiali ferrosi ricavati vengono inviati ad appositi centri di recupero e riciclaggio, istituiti a norma di legge. Gli inverter sono identificati dal codice C.E.R. 16.02.14 come "Apparecchiature fuori uso, apparati, apparecchi elettrici, elettrotecnici ed elettronici; rottami elettrici ed elettronici contenenti e non metalli preziosi". L'inverter è fondamentalmente composto da componentistica elettronica, rame e circuiti elettrici. Si tratta di materiali pregiati che possono essere recuperati, così come tutto il metallo delle strutture di sostegno. Le linee elettriche BT e i cavi di stringa vengono rimossi, e il rame degli avvolgimenti e dei cavi elettrici e le parti metalliche vengono inviati ad aziende specializzate nel loro recupero e riciclaggio.

3.3 Operazioni di post dismissione e ripristino degli ambienti

In seguito alla scomposizione delle strutture arrivate a terra, che prevedono il disassemblaggio dei diversi materiali di cui sono costituite, saranno avviate le operazioni post dismissione.



L'opzione che si prediligerà sarà quella del riutilizzo, per quanto possibile, degli elementi delle strutture. In secondo luogo, si seguiranno i principi del riciclo per i materiali come ad esempio l'alluminio. Infine tutti i materiali che non possono essere riciclati saranno smaltiti, in ottemperanza alle direttive europee.

Buona parte dei materiali potrà essere riutilizzata e riciclata, come ad esempio l'alluminio, l'acciaio, il filo di rame. E' noto che l'industria dell'eolico, compreso l'eolico offshore, genera una percentuale di materiale che può essere destinata a riutilizzo e riciclaggio fino all'80/90%, con tale percentuale che avanza verso il 100% di riciclo con adeguate operazioni di separazione e recupero dei materiali.

Di seguito la Tabella 1 riporta i principali materiali degli elementi che costituiscono il parco eolico e l'impianto fotovoltaico galleggiante, in particolare sono indicati i componenti che potranno essere riutilizzati. Per poter consultare una lista completa ed esaustiva dei materiali utilizzati e dei rifiuti prodotti a fine ciclo di vita dell'hub energetico si faccia riferimento al quadro progettuale contenuto nel Volume 1 dello Studio di Impatto Ambientale, identificato dal codice: AGNROM_SIA-R_SIA-VOLUME1.

Tabella 1: Principali materiali utilizzati

Componente	Elemento
Acciaio	Aerogeneratore
Alluminio	
Ghisa	
Magneti	
Plastica e gomma	
Rame	
Acciaio	Fondazione
Materiale plastico (XLPE, PE, PP)	Cavi sottomarini
Rame	
Acciaio	Fotovoltaico galleggiante
Alluminio	
Poliestere	



4. AREA TERRESTRE

In fase di progettazione esecutiva, si richiederà ai Fornitori di prevedere materiali per i quali sia fattibile il riciclo, mediante recupero e utilizzo, piuttosto che lo smaltimento a discarica.

Laddove possibile, si dovranno preferibilmente utilizzare materiali ad alto grado di biodegradabilità, in conformità con le leggi, regolamenti e norme vigenti in materia di salvaguardia ambientale.

Poiché tali impianti nasceranno in area industriale portuale, il ripristino e riutilizzo, anche parziale, degli impianti potrà donare una nuova destinazione industriale all'area, mantenendo le relative opere civili ausiliarie.

4.1 Operazioni di dismissione

4.1.1 Sottostazione elettrica Agnes Ravenna Porto e cavidotti interrati

I lavori di dismissione a terra riguardano la rimozione e lo smantellamento/dismissione delle linee di cavi elettrici terrestri, dall'area di approdo fino alla connessione della Rete di Trasmissione Nazionale, tramite una corretta gestione delle operazioni di trasporto e smaltimento dei rifiuti.

I lavori di disattivazione riguardano la disconnessione elettrica della sottostazione elettrica, con la rimozione dei quadri e degli impianti ausiliari e l'eventuale demolizione dell'intera sottostazione elettrica. I macchinari che verranno utilizzati per la demolizione saranno selezionati sulla base del rispetto dei limiti dello spettro del rumore, e sulla minimizzazione dei consumi di carburante per una ridotta quota di emissioni.

La definizione degli impianti di riciclaggio e smaltimento sarà effettuata sulla filosofia di minimizzazione dei consumi sul trasporto del materiale, così come da Piano di Dismissione e Smantellamento.

Successivamente alla fase di decommissioning, con la demolizione e rimozione dei cavidotti interrati, della sottostazione di conversione elettrica, così come degli impianti di stoccaggio energia e di produzione e stoccaggio dell'idrogeno verde, il corridoio degli elettrodotti e l'intera area di Agnes Ravenna Porto saranno ripristinati come da condizioni ante-operam.

Il ripristino del suolo e della vegetazione originaria, nonché la piantumazione di specie autoctone già presenti nelle aree limitrofe, potranno essere affiancate ad eventuali azioni di riutilizzo degli impianti dismessi soprattutto per i sistemi all'interno dell'area Agnes Ravenna Porto (sottostazione elettrica, impianto accumulo energia, impianto produzione e stoccaggio idrogeno).

Nell'eventualità di *repowering* degli impianti di produzione offshore, sarà necessario un controllo sullo stato degli impianti di trasmissione elettrica per assicurare il funzionamento adeguato dell'impianto.

Nel caso invece in cui gli impianti offshore siano dismessi, la sottostazione elettrica offshore, così come il cavidotto interrato a 380 kV che connette la sottostazione di Ravenna Porto con il nodo Terna della Stazione "La Canala", potranno essere riadattati e utilizzati per altri scopi, connettendo impianti rinnovabili di nuova generazione alla Rete di Trasmissione Nazionale.



4.1.2 Impianto di accumulo (BESS)

Lo smaltimento dei componenti del BESS, la loro rimozione e il loro riciclaggio verrà attuato in conformità alle leggi e alle norme nazionali, europee ed internazionali vigenti al momento del decommissioning. Il fine vita di batterie ed altri accumulatori elettrochimici è regolato in particolare dalla direttiva comunitaria europea 2006/66/CE e dalle sue integrazioni e/o modifiche successive.

Riguardo alle tecniche di riciclo delle batterie al litio, al momento c'è molta ricerca in atto in Europa e nel mondo e gli attuali metodi di riciclo potrebbero essere velocemente sorpassati da tecniche e modalità più economiche ed efficienti. Queste operazioni verranno ad ogni modo svolte dal produttore stesso del BESS, mentre il Cliente dovrà semplicemente accertarsi di inviare al produttore tutti i componenti seguendo le direttive ricevute.

Il processo di decommissioning, riciclaggio e smaltimento dei materiali costituenti il sistema BESS sarà in carico al fornitore dello stesso e verrà attuato in conformità alle leggi nazionali, europee ed internazionali vigenti (tra le quali European Directive on batteries and accumulators 2006/66/CE), assicurandone il rispetto anche nel caso di modifiche e/o integrazioni di quest'ultime dal momento in cui l'impianto verrà messo in esercizio. In base alle direttive e ai principi che saranno vigenti in fase preparatoria di dismissione, il fornitore della componentistica dovrà fornire idonea documentazione che andrà a descrivere le azioni specifiche e dedicate all'impianto specifico. In particolare, verrà descritta la gestione dei componenti, le tecniche del processo, il corretto smaltimento e le tecniche di riciclo, nonché le tempistiche necessarie e gli aspetti di sicurezza legati ai componenti chimici contenuti.

Il rifiuto costituito dalle batterie non più funzionanti o da dismettere è sottoposto alla normativa sui RAEE e sarà pertanto inviato agli appositi impianti di recupero secondo la normativa di settore vigente.

Dal 1° gennaio 2009, in virtù del D.Lgs. 188, datato 20 novembre 2008, è stato esteso in Italia l'obbligo di recupero alle pile e agli accumulatori non basati sull'uso di piombo bensì sull'impiego di altri metalli o composti. Tale decreto recepisce e rende effettiva la direttiva europea 2006/66/CE. A fine vita il sistema di accumulo sarà quindi disassemblato e, in conformità alle leggi vigenti, trasportato verso un centro autorizzato di raccolta e riciclaggio.

4.1.3 Impianto idrogeno

La fase di dismissione prevede lo svolgimento delle seguenti attività:

1. Rimozione degli elementi fuori terra:
 - Container
 - Tank
 - Piping
 - Apparecchiature
 - Edifici
 - Pipe rack
2. Rimozione delle fondazioni



3. Rimozione delle pavimentazioni stradali
4. Rinaturalizzazione e ripristino dei luoghi allo stato ante operam

Gli elementi fuori terra verranno rimossi dalle loro sedi tramite gru; successivamente verranno disassemblati e caricati su mezzi gommati per essere avviati verso centri di recupero. Per gli edifici sarà stilato apposito piano di demolizione allo scopo di svolgere le operazioni in sicurezza.

Le opere in cemento armato quali travi, pilastri, muri, solette e fondazioni superficiali saranno trasportati verso idoneo centro di recupero, così come le opere in acciaio da carpenteria.

Attorno agli edifici è prevista una pavimentazione tale da garantire una sicura viabilità ai mezzi di manutenzione; anche questa sarà smantellata e trasportata ai centri di recupero.

Si procederà inoltre alla rimozione di tutti i cavidotti interrati e del piping presenti.

Tutte le aree interessate dall'impianto verranno rimodellate per ricreare la morfologia iniziale, nel caso sia richiesto saranno ricoperte con terreno vegetale di nuovo apporto e gli usi saranno restituiti a quelli ante-operam.



BIBLIOGRAFIA

- Bombace, G., Fabi, G., Fiorentini, L., 1994. Analysis of the efficacy of artificial reefs located in five different areas of Adriatic Sea. *Bulletin of Marine Science* 55 (2-3), 559-580(22).
- Consoli, P., Romeo, T., Ferarro, M., Sarà, G., Andaloro, F., 2013. Factors affecting fish assemblages associated with gas platforms in the Mediterranean Sea. *Journal of Sea Research* 77, 45-52.
- Fabi, G., Fiorentini, F., 1994. Comparison between an artificial reef and a control site in the Adriatic sea - Analysis of 4 years of monitoring. *Bulletin Of Marine Science* 55., 538 – 558.
- Fabi, G., Grati, F., Lucchetti, A., Trovarelli, L., 2002. Evolution of the fish assemblage around a gas platform in the northern Adriatic Sea. *ICES Journal of Marine Science* 59, 309–315.
- Guidetti, P., Bussotti, S., Boero, F., 2005. Evaluating the effects of protection on fish predators and sea urchins in shallow artificial rocky habitats: a case study in the northern Adriatic Sea. *Marine Environmental Research* 59, 333–348.
- Ponti, M., Abbiati, M., Ceccherelli, V.U., 2002. Drilling platforms as artificial reefs: distribution of macrobenthic assemblages of the "Paguro" wreck (northern Adriatic Sea). *ICES Journal of Marine Science* 59, 316 – 323.
- Rinaldi, A., Rambelli, F., 2004. Sul relitto della piattaforma "Paguro" Guida al riconoscimento della fauna marina. Ed. La Mandragora. pp: 226.
- Santelli, A., Punzo, E., Scarcella, G., Strafella, P., Spagnolo A., Fabi G., 2013. Decapod Crustaceans associated with an artificial reef (Adriatic Sea). *Mediterranean Marine Science* 14 (3), 64 – 75.
- Scarcella, G., Grati, F., Fabi, G., 2011b. Temporal and spatial variation of the fish assemblage around a gas platform in the Northern Adriatic Sea, Italy. *Turkish Journal of Fisheries and Aquatic Sciences* 11, 433–444
- Scarcella, G., Grati, F., Polidori, P., Domenichetti, F., Bolognini, L., 2011a. Comparison of growth rates estimated by otolith reading of *Scorpaena porcus* and *Scorpaena notata* caught on artificial and natural reefs of the Northern Adriatic Sea. *Brazilian Journal of Oceanography* 59, 33–42.
- OSPAR, 2008. Guidance on Environmental Considerations for Offshore Wind Farm Development. Reference number: 2008-3.