

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:

QUADRO DELL'INVESTIMENTO, SOGGETTI COINVOLTI E STRATEGIE DI FINANZIAMENTO

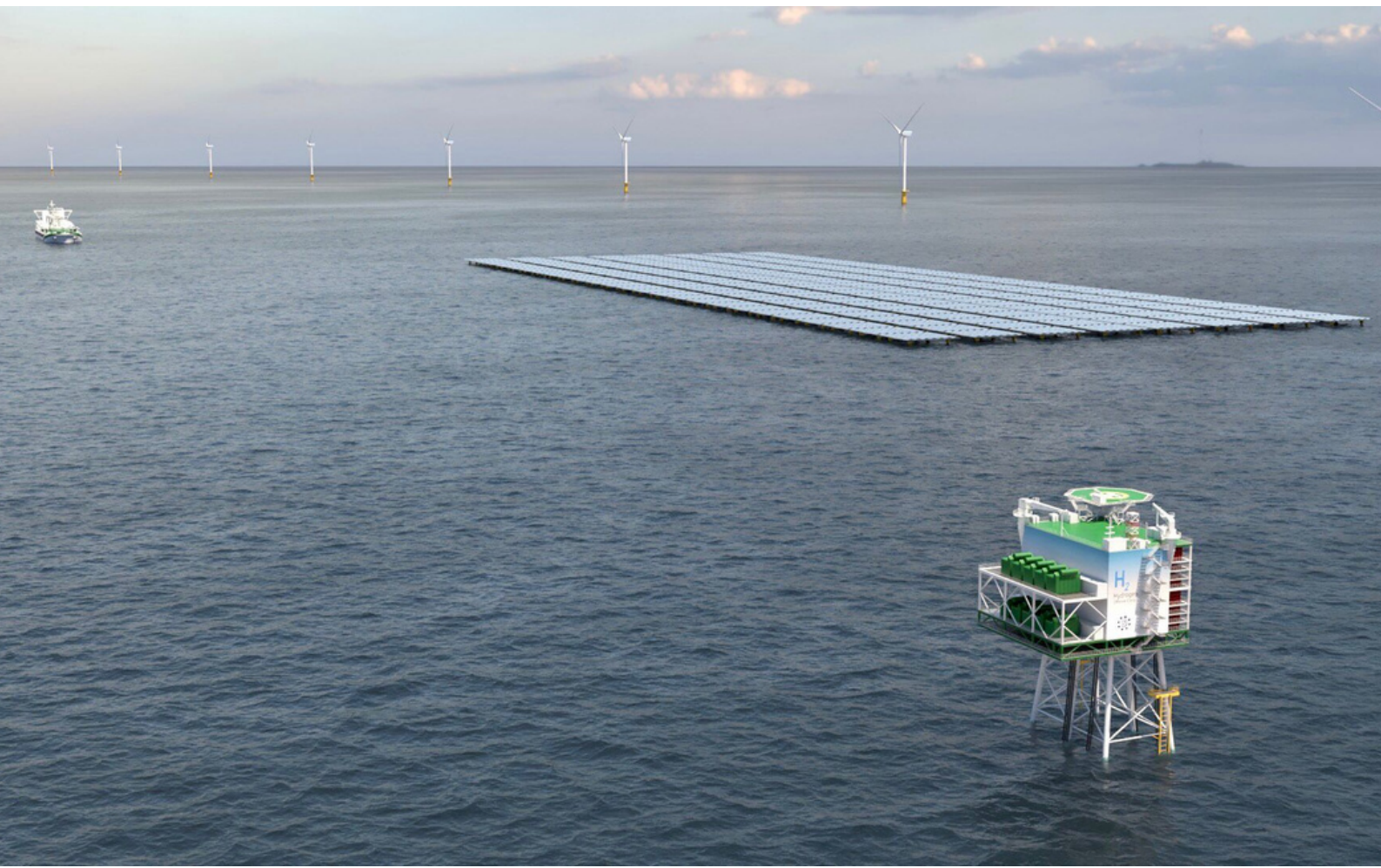
Codice identificativo:

AGNROM_EP-R_QUA-INVESTIMENTO

Società proponente e autore del documento:



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



DETTAGLI DEL DOCUMENTO

Titolo documento	Stima dell'investimento e soggetti coinvolti
Codice documento	AGNROM_EP-R_QUA-INVESTIMENTO
Titolo progetto	Hub energetico Agnes Romagna 1&2
Codice progetto	AGNROM
Data	07/02/2023
Versione	1.0
Autore/i	G. L. Vaglio
Tipologia elaborato	Relazione
Cartella	VIA_2
Sezione	Elaborati di progetto
Formato	A4

VERSIONI

1.0	00	G. L. Vaglio	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

PREMESSA	3
1. INTRODUZIONE	4
1.1 SCOPO E STRUTTURA DEL DOCUMENTO	5
2. PRESENTAZIONE DEI SOGGETTI COINVOLTI	6
2.1 SOCIETÀ PROPONENTE: AGNES S.R.L.	6
2.2 CONSULENTE TECNICO: QINT'X S.R.L.	7
2.3 INVESTITORE: F2I S.G.R. (FONDI ITALIANI PER LE INFRASTRUTTURE)	8
3. STIMA DEL VALORE DELLE OPERE	10
3.1 ANALISI DELLE STIME RIPORTATE	11
3.1.1 COMPONENTE EOLICA	12
3.1.2 COMPONENTE DELLA BALANCE OF PLANT (BOP)	16
3.1.3 IMPIANTO DI IDROGENO	16
3.1.4 IMPIANTO BESS	17
4. STRATEGIA DI FINANZIAMENTO	19
5. SOSTENIBILITÀ FINANZIARIA DELL'INIZIATIVA	20
5.1 DATI DI INPUT	20
5.2 DATI DI OUTPUT	21
5.3 CONSIDERAZIONI DI CARATTERE GENERALE	22
6. BIBLIOGRAFIA	23



INDICE DELLE FIGURE

FIGURA 1: LOCALIZZAZIONE DEI PROGETTI NELLA PIPELINE DI AGNES S.R.L.	7
FIGURA 2: BREAKDOWN DELL'INVESTIMENTO PER LE TIPOLOGIE DI OPERE PREVISTE	12
FIGURA 3: CAPEX PER MW DEI PROGETTI FINANZIATI IN ACQUE EUROPEE (FONTE: WIND EUROPE, 2022).....	14
FIGURA 4: CAPEX PER MW DEI PROGETTI IN USA, EUROPA E ASIA SU LINEA DEL TEMPO (FONTE: U.S. DEPARTMENT OF ENERGY).....	15
FIGURA 5: CAPEX DI IMPIANTI AEL DA REVISIONE DELLA LETTERATURA (PUNTI BLU) IN FUNZIONE DELLE DIMENSIONI DELL'IMPIANTO DI ELETTROLIZZATORE E COMPARAZIONE PER GLI ANNI 2015 (PUNTI ARANCIONI) E 2030 (TRIANGOLI VERDI)	17
FIGURA 6: PROIEZIONE DEL CAPEX AL MWh PER IMPIANTI CON BATTERIE AGLI IONI DI LITIO AVENTI CAPACITÀ DI RILASCIO DI 4H	17

INDICE DELLE TABELLE

TABELLA 1: STIMA SOMMARIA DEL VALORE DELLE OPERE IN PROGETTO.....	10
TABELLA 2: BREAKDOWN TRA LA PARTE A MARE E A TERRA	11
TABELLA 3: PROGETTI ANALIZZATI NELLA RIELABORAZIONE INTERNA DI AGNES.....	13
TABELLA 4: INPUT TECNICI DI PROGETTO	20
TABELLA 5: INPUT FINANZIARI ED ECONOMICI DI PROGETTO	21
TABELLA 6: OUTPUT FINANZIARI DI PROGETTO.....	22



PREMESSA

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

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

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

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

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

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

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

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

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



1. INTRODUZIONE

Il Progetto Romagna 1&2 è relativo alla installazione e messa in esercizio di un hub energetico localizzato in parte 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, nel rispetto degli atti di indirizzo emanati dai Ministeri e delle direttive impartite dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas;
- concorrere a promuovere, nell'ambito delle sue competenze e responsabilità, la tutela dell'ambiente e la sicurezza degli impianti.

Le opere del Progetto sono nello specifico:

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

ed opere di connessione costituite da:

- due stazioni elettriche di trasformazione 66/220 kV off-shore;
- una stazione elettrica di trasformazione 380/220/30/0,4 kV on-shore (SSE Agnes Ravenna Porto) con opere connesse tra cui un impianto di accumulo di energia di potenza pari a 50 MW e capacità pari a 200 MWh 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 e struttura del documento

Questo documento è stato redatto al fine di fornire un quadro generale dell'investimento del Progetto, composto da una stima sommaria del valore delle opere e dei servizi previsti in realizzazione, realizzata dalla società a seguito di attività svolte nel corso degli ultimi tre anni che hanno riguardato principalmente richieste di quotazione ai fornitori, analisi di mercato e studi di letteratura. Verrà esposta anche un'analisi delle stime riportate.

Inoltre, si fornisce un'introduzione alla compagine sociale proponente e ai soggetti coinvolti, descrivendo le strategie di finanziamento del Progetto nel corso delle sue varie fasi di vita.



2. PRESENTAZIONE DEI SOGGETTI COINVOLTI

In questa sezione si introducono le società coinvolte in parte nello sviluppo e in parte nella futura realizzazione del Progetto, nonché nell'investimento.

2.1 Società proponente: Agnes S.r.l.

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

Con sede a Ravenna, è stata fondata dall'ingegnere Alberto Bernabini nel 2019.

La sua *mission* è di sviluppare impianti sostenibili ed innovativi in ambienti marini che producono energia pulita, in varie forme, per milioni di persone. La sua *vision* è quella di diventare un'azienda di sviluppo di riferimento a livello internazionale, con un ampio portafoglio di progetti sostenibili, grazie ad un team altamente qualificato, nel rispetto dell'ambiente e di tutti gli stakeholder.

La società è quindi composta da ingegneri, scienziati ambientali, economisti e altre figure professionali in diverse discipline che con competenze verticali e orizzontali si occupano dello sviluppo di progetti di energia rinnovabile offshore. Anche grazie al supporto di un network di consulenti specializzati, il team di Agnes S.r.l. è in grado di coprire tutte le fasi di progettazione, ovvero: l'ideazione e il concept; la pre-fattibilità tecnico-economica; progettazione preliminare, definitiva e supporto nella parte esecutiva. Inoltre, gestisce direttamente le attività di procurement e di relazioni con gli stakeholder sia a livello locale che nazionale.

Oltre al Progetto Romagna 1&2, è attualmente occupata nello sviluppo di altri 5 progetti lungo il Mare Adriatico, per un totale complessivo di circa 4,5 GW nella propria *pipeline* (gli impianti in progettazione sono visualizzati in Figura 1).

Nello specifico, gli impianti in vari stadi di progettazione da parte di Agnes S.r.l. sono i seguenti:

- **Romagna 1&2:** oggetto della presente istanza di VIA, due parchi eolici con fondazioni fisse per un totale di 600 MW, un impianto fotovoltaico galleggiante da 100 MW, BESS da 50 MW e impianti di idrogeno da 60 MW.
- **Romagna 3:** futura espansione del progetto Romagna 1&2, comprende un nuovo parco eolico da 320-400 MW.
- **Marche 1&2:** due parchi eolici per un totale di circa 960 MW, con fondazioni fisse e/o galleggianti.
- **Abruzzo:** un parco eolico con fondazioni galleggianti di circa 1.700 MW.
- **Veneto:** un parco eolico con fondazioni fisse di circa 800 MW.
- **ZOE:** un parco fotovoltaico di circa 145 MW in un'isola all'interno della laguna di Venezia.
- **Trieste:** un impianto fotovoltaico galleggiante da 100 MW



Figura 1: Localizzazione dei progetti nella pipeline di Agnes S.r.l.

La pipeline è quindi composta da progetti basati esclusivamente su impianti alimentati da fonti di energia rinnovabile in zone costiere e marine, tipicamente integrate da sistemi per lo stoccaggio e la trasformazione di energia, quali BESS (battery energy storage system) oppure elettrolizzatori per la produzione di idrogeno verde.

Al momento della presentazione dell'istanza di VIA, la società proponente risulta così partecipata:

- Ing. Alberto Bernabini: 88,33%
- F2i SGR: 11,67% (si veda paragrafo 2.3)

2.2 Consulente tecnico: Qint'x S.r.l.

Agnes S.r.l. è nata da decenni di esperienza nel settore delle energie rinnovabili di Qint'x S.r.l. Qint'x è una società che si occupa di sviluppo, installazione e manutenzione in aree terrestri di impianti energetici alimentati da fonti rinnovabili.

Fra i suoi progetti, si contano circa 50 MW di impianti fotovoltaici, circa 150 turbine eoliche e 2 centrali idroelettriche.

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



Grazie all'esperienza maturata nel settore onshore e alla partecipazione in cantieri di impianti *utility-scale*, Qint'x ha supportato il Progetto Agnes Romagna 1&2 con diversi servizi professionali in diversi campi di progettazione.

2.3 Investitore: F2i S.G.R. (Fondi italiani per le infrastrutture)

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

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

In particolare, i fondi gestiti da F2i sono:

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

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

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

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

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



F2i è recentemente entrata nel capitale sociale di Agnes S.r.l. e perfezionerà l'investimento in oggetto per mezzo di uno dei fondi in gestione o di una o più società partecipate da uno o più di detti fondi, secondo le modalità riassunte nel capitolo 4.



3. STIMA DEL VALORE DELLE OPERE

Di seguito si riporta un elenco delle singole opere previste, includendo una descrizione sintetica delle componenti e una stima sommaria del valore atteso in investimento.

I dati riportati sono rilevati dal documento di Progetto con titolo "Quadro economico e stima del valore complessivo delle opere" con codice AGNROM_DA-R_QUA-ECONOMICO. Per una descrizione più approfondita delle stime delle opere si rimanda pertanto a tale documento. Ad ogni modo, i dati sono stati desunti da analisi di mercato, richieste ufficiali ai fornitori e studi della letteratura di settore; le attività appena elencate, svolte dalla società proponente, sono durate per un arco temporale non inferiori ai 3 anni.

È bene evidenziare che i dati potrebbero essere suscettibili di modifiche a valle dell'assegnazione dei contratti in fase di appalto e di progettazione esecutiva; inoltre, possibili fluttuazioni dell'economia, sia in senso positivo che negativo, potrebbero alterare i valori riportati.

Tabella 1: Stima sommaria del valore delle opere in Progetto

COMPONENTE	DESCRIZIONE SINTETICA	EURO (IVA INCLUSA)
Aerogeneratori	Fabbricazione, assemblaggio e installazione di n. 75 aerogeneratori da 8 MW cada uno, con altezza hub di 170 m e rotore di 260 m	596.765.000
Fondazioni degli aerogeneratori	Fabbricazione, trasporto e installazione di n. 75 fondazioni fisse della tipologia monopalo ed elementi di transizione	365.600.800
Impianto fotovoltaico galleggiante	Fabbricazione, trasporto e assemblaggio di n. 13 strutture galleggianti da 7,7 MW, sistemi di ancoraggio e apparati elettrici	135.750.000
Cavi elettrici marini	Fabbricazione, trasporto e collaudo di cavi elettrici marini tripolari di tipo XLPE sia da 66 kV (statici e dinamici) che da 220 kV con sezioni variabili da 240 mmq a 2000 mmq, inclusi sistemi accessori	230.299.600
Sottostazioni elettriche offshore	Fabbricazione, trasporto e installazione di due sottostazioni offshore da 66/200 kV inclusive sia di top side con MEQ, E&I, HVAC e piping che fondazioni jacket	77.500.000
Opere di approdo	Trivellazione orizzontale controllate di circa 900 metri e costruzione della vasca di calcestruzzo per la giunzione terra-mare dei cavi elettrici	8.850.000
Cavi elettrici terrestri	Fabbricazione, trasporto e installazione di cavi elettrici terrestri di tipo XLPE, sia da 220 kV che da 380 kV, con sezione di 2500 mmq	50.238.250
Sottostazione elettrica onshore	Fornitura, installazione e commissioning della sottostazione elettrica da 220/380 kV, inclusi GIS, IPB, trasformatori, SR, QMT e altri ausiliari, incluse opere civili	40.400.000
Sistema di stoccaggio dell'elettricità a batterie	Fornitura, installazione e commissioning dei sistemi di stoccaggio con batterie agli ioni di litio in soluzione containerizzata, contenente: battery room, control/power room e ausiliari, incluse le opere civili	38.000.000
Impianto di idrogeno verde	Fornitura, installazione e commissioning del gruppo elettrolizzatori, balance of plant ed ausiliari, dell'impianto di stoccaggio con tube trailer, di n. 2 baie di carico e n. 1 HRS, e delle opere civili	49.010.600



Spese di progettazione definitiva ed esecutiva	Spese varie; spese per studio e monitoraggio ambientale; spese tecniche relative alla progettazione; spese di consulenza e supporto, per rilievi, accertamenti e prove di laboratorio, collaudo tecnico amministrativo, statico e collaudi specialistici	58.865.045
Oneri	Oneri di sicurezza, di mitigazione e di legge	25.895.800
Imprevisti	Imprevisti e contingenze	23.886.214
TOTALE		<u>1.701.061.309</u>

L'ammontare totale dell'investimento è quindi di circa € 1.700.000.000 e verrà sostenuto dal primo trimestre del 2024 fino al terzo trimestre del 2026, periodo che coincide con la fase di EPCI e termina con l'entrata in esercizio di tutti gli impianti in Progetto.

3.1 Analisi delle stime riportate

Di seguito si propongono una serie di analisi dei dati esposti in Tabella 1, con dati provenienti sia da rielaborazioni interne che da letteratura.

Per quanto riguarda un primo *breakdown* generale dell'investimento, in Tabella 2 si mostra che le opere a mare risultano essere senz'altro le più dispendiose in termini economici, rappresentando circa l'80% dell'investimento.

Tabella 2: *breakdown tra la parte a mare e a terra*

COMPARTO	EURO (IVA inclusa)
Opere a mare	1.405.915.400 €
Opere a terra (inclusa l'opera di TOC e la vasca giunti terra-mare)	186.498.850 €
Spese di progettazione, oneri e imprevisti	108.647.059 €

Nel diagramma a torta in Figura 2 si mostra invece un *breakdown* specifico per le singole tipologie di opere.

Per continuare l'analisi, è utile riportare l'ammontare dell'investimento alla potenza installata (€/MW), parametro solitamente utilizzato per compiere un *assessment* dell'onerosità dei progetti rispetto agli standard di mercato. Va premesso che il Progetto, essendo un hub energetico, fa sì che i diversi impianti condividano le opere di connessione. Questo risulta inevitabilmente in un'approssimazione dei risultati.

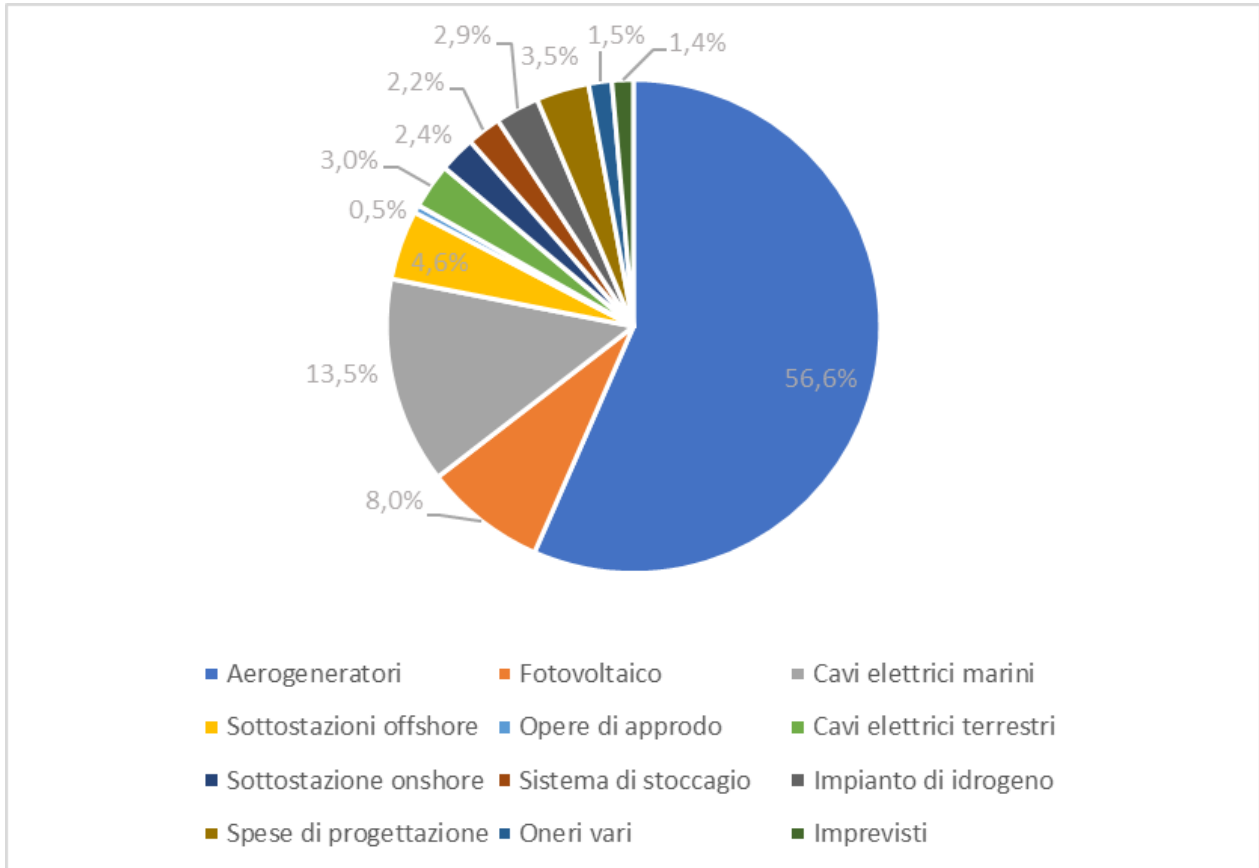


Figura 2: Breakdown dell'investimento per le tipologie di opere previste

3.1.1 Componente eolica

Considerando il Progetto solo nella sua componente eolica (600 MW di potenza con opere di connessione e spese di progettazione) e quindi escludendo dal totale dell'investimento la stima del fotovoltaico galleggiante, dell'impianto di stoccaggio e dell'impianto di idrogeno, il valore del sub-investimento sarebbe circa € 1.500.000.000, ovvero circa € 2.500.000/MW.

Questo valore tuttavia potrà subire variazioni in fase di progettazione esecutiva, al termine delle attività di *procurement* con l'assegnazione dei lavori ai vari fornitori e la chiusura dei contratti.

Agnes ha compiuto un'analisi di mercato per comparare questo risultato, rielaborando internamente i dati tecnici e finanziari di 40 progetti di eolico offshore realizzati o in sviluppo in Europa dal 2015 al 2026 (visualizzati in Tabella 3).

Dall'analisi è emerso che a livello di CAPEX (*capital expenditures*) la media e la mediana del dataset in tabella sono intorno ai € 3.450.000/MW. Questo risultato è maggiore di circa il 29% rispetto a quanto ottenuto per il caso specifico Progetto. Le giustificazioni in merito sono esposte nei successivi paragrafi.



Tabella 3: Progetti analizzati nella rielaborazione interna di Agnes

Comissioned Year	Country	Project Name	Capacity	Number of Turbine	Capacity of Turbine
2015	Germany	Amrumbank West	302 MW	80	3,6 MW
2015	Germany	DanTysk	288 MW	80	3,6 MW
2015	Germany	Global tech 1	400 MW	80	5 MW
2015	Germany	Meerwind Süd Ost	288 MW	80	3,6 MW
2015	Germany	Nordsee-Ost	295,2 MW	48	6,15 MW
2015	Germany	Trianel	200 MW	40	5 MW
2015	the UK	Gwynt y Môr	576 MW	160	3,6 MW
2015	the UK	Humber Gateway	219 MW	73	3 MW
2016	Germany	Gode Wind Farm	582 MW	54	6 MW
2017	Germany	Nordsee One	332 MW	56	6,2 MW
2017	Germany	Veja Mate	402 MW	67	6 MW
2017	the UK	Burbo Bank Extension	258 MW	32	8 MW
2017	the UK	Dudgeon	402 MW	67	6 MW
2018	the UK	Galloper	336 MW	56	6 MW
2018	the UK	Race Bank	573 MW	91	6 MW
2018	the UK	Rampion	400 MW	116	3,45 MW
2018	Germany	Wikingen	350 MW	70	5 MW
2019	Denmark	Horns Rev 3	407 MW	49	8,3 MW
2019	the UK	Beatrice	588 MW	84	7 MW
2019	Germany	Arkona	385 MW	60	6,4 MW
2019	Germany	Borkum Riffgrund 2	450 MW	56	8 MW
2019	Germany	Hohe See	497 MW	71	7 MW
2019	Germany	Trianel Windpark Borkum II	203 MW	32	6,2 MW
2019	Belgium	Rentel	309 MW	42	7 MW
2019	Belgium	Norther	370 MW	44	8,4 MW
2020	the UK	East Anglia One	714 MW	102	7 MW
2020	Netherlands	Borssele 1 & 2	752 MW	94	8 MW
2020	Belgium	Northwester 2	219 MW	23	8 MW
2020	Belgium	SeaMade	487 MW	58	8,4 MW
2021	Denmark	Krigers flak	600 MW	72	8,4 MW
2021	Netherlands	Borssele 3+4	731,5 MW	77	9,5 MW
2022	the UK	Moray East	950 MW	100	9,5 MW
2022	the UK	Triton Knoll	857 MW	90	9,5 MW
2023	the UK	Neart Na Gaoithe	450 MW	54	8 MW
2023	the UK	Seagreen	1075 MW	114	10 MW
2023	France	Fecamp	497 MW	71	7 MW
2023	Netherlands	Hollandse Kust Zuid 1-4	1540 MW	140	11 MW
2023	France	Saint-Brieuc	496 MW	62	8 MW
2024	the UK	Dogger Bank A & B	2400 MW	190	13 MW
2026	the UK	Sofia	1400 MW	100	14 MW

Caratteristiche del dataset utilizzato

La maggior parte dei progetti analizzati presenti nel dataset ha visto la propria realizzazione dal 2015 al 2020, mentre solo 2 progetti sono dal 2024 al 2026 (5% sul totale). Come apprezzabile, i progetti sono perlopiù di piccole dimensioni in quanto costruiti in periodi relativamente immaturi nell'industria eolica offshore. Ciò fa sì che le scarse economie di scala raggiungibili da progetti con potenze nominali esigue si rifletta in un costo al MW inevitabilmente superiore.



Trend decrescente dei costi

Di seguito si riporta un grafico di Wind Europe (2022), la principale organizzazione europea dell'eolico, che mostra il trend decrescente che ha interessato l'eolico offshore dal 2012 al 2021. Si evince che la curva di esperienza e le ottimizzazioni tecnologiche hanno fatto sì che i CAPEX/MW passassero da € 5 Mln nel 2012 a € 3,5 Mln nel 2021, con l'estremo inferiore raggiunto nel 2018 a circa € 2,5 Mln.

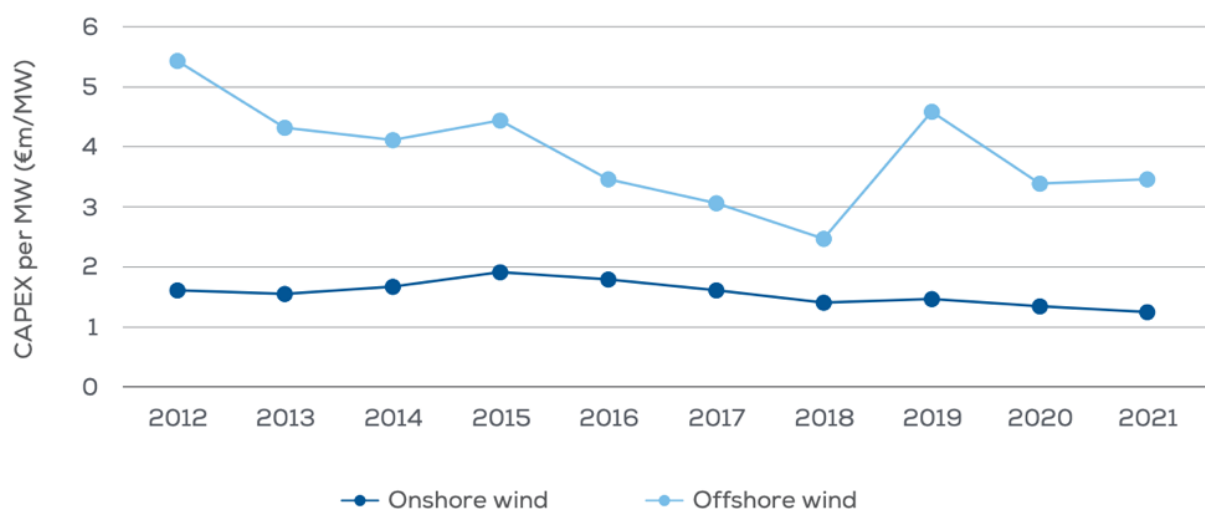


Figura 3: CAPEX per MW dei progetti finanziati in acque europee (Fonte: Wind Europe, 2022)

È opinione diffusa che, al netto di effetti negativi sul mercato (es. crisi energetica dovuta alla guerra tra Russia e Ucraina) i prezzi continueranno a subire un decremento e la tecnologia dell'eolico offshore diventerà sempre più competitiva. Quest'effetto nel Mare del Nord potrà essere in parte controbilanciato dal fatto che i nuovi progetti nei prossimi anni sorgeranno in aree più critiche (es. maggior lontananza dalla costa o maggior profondità del mare) poiché gli *spot* migliori sono già occupati da progetti pregressi; tuttavia questo aspetto non influenza il Progetto, essendo tra i primi in sviluppo in Italia.

Queste riflessioni trovano riscontro nell'edizione del 2022 del rinomato *Offshore Wind Market Report* (U. S. Department of Energy, 2022)

Il grafico in Figura 4 estratto dal suddetto report mostra i CAPEX/MW dell'eolico offshore dal 2010 al 2030, dando contezza dell'evoluzione dei costi medi di costruzione. Come si evince, vi è un chiaro trend decrescente dei costi che nel caso europeo rompe la barriera dei \$ 3.000.000/MW circa nel 2026, anno in cui si attende l'entrata in esercizio dell'hub in Progetto (da notare che la valuta in questo caso è il dollaro, non l'Euro, ai livelli del 2021).

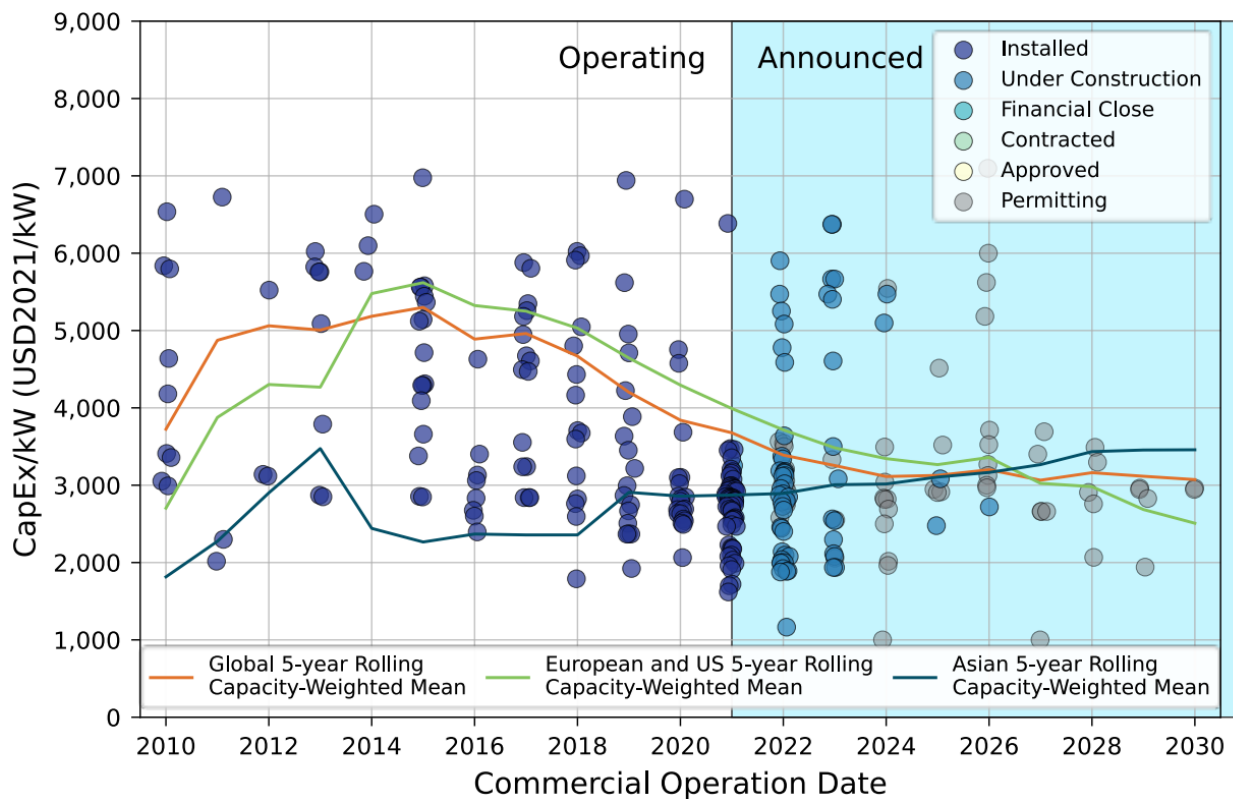


Figura 4: CAPEX per MW dei progetti in USA, Europa e Asia su linea del tempo (Fonte: U.S. Department of Energy)

Distanza ridotta dalla costa

La distanza dalla costa dei progetti analizzati in Tabella 3 risulta comunemente maggiore rispetto al caso in oggetto. Ciò implica maggiori costi nella BoP poiché il tracciato dei cavi elettrici marini è più lungo e, come accennato in precedenza, questa componente di impianto è piuttosto onerosa. Anche le Mob/Demob delle imbarcazioni, tipicamente molto costose per la fase di installazione, risultano maggiori.

Condizioni marine favorevoli

Le condizioni meteomarine nell'area di Progetto risultano senz'altro migliori rispetto ai progetti del Mare del Nord, con conseguente maggior velocità di installazione e riduzione dei costi relativi agli *standby meteo*. Si evidenzia che i *vessel* più comunemente usati per le attività di installazione (es. *heavy-lift vessel* o *jack-up*) possono costare anche più di € 500.000/giorno. In caso di finestre temporali con pessime condizioni meteo, come spesso avviene nel Mare del Nord, vi è inevitabilmente una perdita economica che dev'essere comunque preventivata e accantonata.



Vicinanza all'hub logistico

La distanza dal *marshalling harbour* (porto logistico) nel caso del Progetto è appena 20 km, coincidente pressoché con la distanza alla costa. La vicinanza del porto di Ravenna, che fungerà da hub logistico per la fase di cantiere come descritto nel documento AGNROM_EP-R_REL-EPCI, riduce anche in questo caso i costi e i rischi installazione.

3.1.2 Componente della balance of plant (BoP)

La *balance of plant* (BoP), che include le opere di connessione sia terrestri che marine (cavi e sottostazioni), è a livello cumulato intorno al 24%, confermando la discreta incidenza che solitamente ha nei progetti di questo genere.

Prendendo in considerazione uno studio di riferimento del settore, "*Guide To An Offshore Wind Farm*" (BVG Associates, 2019) pubblicato da The Crown Estate e l'Offshore Renewable Energy Catapult, si evince che la BoP è stimata tra il 25% e il 30%. Il valore di Progetto, quindi, rientra sostanzialmente nel range indicato.

La minima differenza è attribuibile al fatto che nel caso del Progetto insistono sul CAPEX totale anche impianti di altro genere (es. idrogeno e fotovoltaico), diluendo la quota della BoP sul totale dell'investimento.

3.1.3 Impianto di idrogeno

Come riportato in Tabella 1, la stima del valore dell'impianto di idrogeno basato su elettrolizzatori alcalini (AEL) è circa € 49 Mln, ovvero € 0,8 Mln/MW.

Il valore risulta all'interno del range indicato dalla International Energy Agency (Electrolysers Tracking Report, 2022), che si assesta tra \$ 0,4 Mln/MW e \$ 1.4 Mln/MW.

È bene evidenziare che all'interno del costo dell'impianto in Progetto sono presenti anche i sistemi di rifornimento (baie di carico e stazioni di ricarica HRS) e i sistemi di stoccaggio. Nonostante ciò, le dimensioni dell'impianto (60 MW) consentono di raggiungere interessanti economie di scala. Questo è dovuto principalmente al fatto che non solo la potenza totale è notevole rispetto agli attuali standard di mercato, ma anche le 3 unità di elettrolizzatori risultano di notevole potenza nominale (20 MW). Non si tratta quindi di una banale replicazione di soluzioni di piccola o media taglia per raggiungere il target desiderato di capacità installata; vi è un sostanziale *upscaling* dei singoli moduli.

A supporto del concetto appena esposto, in Figura 5 è riportato il risultato di un recente studio (Anita H. Reksten, 2022) che stima i costi futuri degli elettrolizzatori PEM e AEL fino al 2030 in funzione delle dimensioni degli impianti. Come osservabile, per entrambe le tecnologie, vi sono sostanziali economie di scala fino a circa 50 MW, potenza oltre alla quale cominciano ad arrestarsi. Si evince ancora inoltre che il costo indicato in Progetto per l'impianto di idrogeno è in linea con i trend rilevati in letteratura.

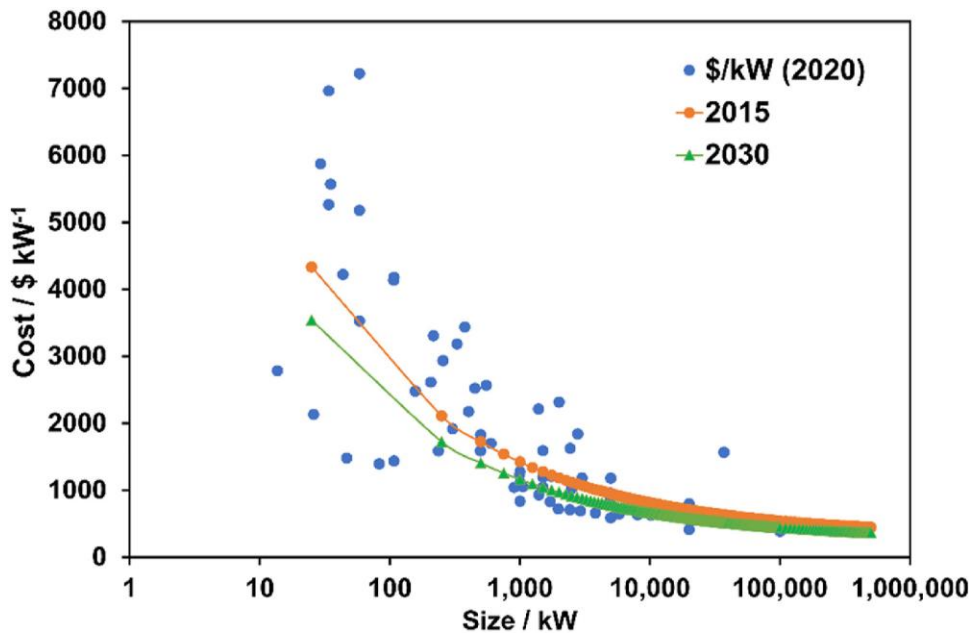


Figura 5: CAPEX di impianti AEL da revisione della letteratura (punti blu) in funzione delle dimensioni dell'impianto di elettrolizzatore e comparazione per gli anni 2015 (punti arancioni) e 2030 (triangoli verdi)

3.1.4 Impianto BESS

Per l'impianto BESS in Progetto, con potenza di 50 MW e capacità di accumulo di 200 MWh, è riportato un costo di € 38 Mln. In termini relativi, il costo è di circa € 0,76 Mln/MW e € 0,19 Mln/MWh.

L'allineamento con i prezzi di mercato è confermato dal grafico in Figura 6 proveniente dallo studio *Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2021 Update* (National Renewable Energy Laboratory, 2021).

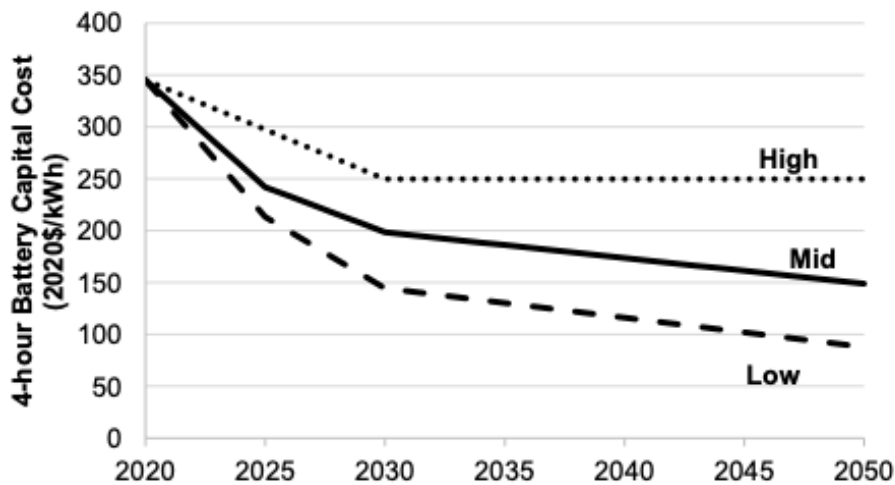


Figura 6: Proiezione del CAPEX al MWh per impianti con batterie agli ioni di litio aventi capacità di rilascio di 4h



Quadro dell'investimento, soggetti coinvolti e strategie di finanziamento
AGNROM_EP-R_QUA-INVESTIMENTO

Lo studio, oltre che provenire da un autorevole fonte, risulta particolarmente adatto per compiere valutazioni poiché prende in considerazione sistemi con batterie agli ioni di litio con *discharge* di 4 ore, che sono le stesse caratteristiche dell'impianto in Progetto.

Il costo previsto al MWh al 2026 (anno di entrata in esercizio del Progetto) oscilla tra i € 0,18 Mln/MWh e € 0,275 Mln/MWh, con la media a circa € 0,225 Mln/MWh.



4. STRATEGIA DI FINANZIAMENTO

Il finanziamento del progetto avverrà in parte tramite apporti di capitale dai soci di Agnes S.r.l., tra cui F2i, e in parte con il ricorso al debito bancario tramite la formula del *project financing*, secondo una proporzione preliminarmente stimata come 30:70 tra capitale di rischio e debito.

Relativamente alla parte dell'investimento finanziata con debito, si ritiene che il *project financing* sia uno strumento particolarmente adatto, nonché già noto e ampiamente utilizzato, per il finanziamento di opere di grandi dimensioni e di pubblica utilità. Tale strumento prevede il tiraggio di un prestito di lungo termine il cui rimborso è garantito dai flussi di cassa previsti dall'esercizio dell'opera stessa (come sintetizzato nel capitolo 5).

La tipologia di progetto in questione risulta particolarmente incline ad essere finanziata tramite lo schema del *project financing*, data la stabilità dei flussi di cassa attesi: l'ottenimento di una tariffa fissa *contract for difference* come da bozze circolate del decreto FER II, o il perfezionamento di uno o più *Power Purchase Agreement* (PPA) con soggetti terzi, garantirebbero infatti la stabilità di ricavi necessaria al ripagamento del debito secondo nei tempi previsti e senza incorrere in alcun stress dal punto di vista finanziario.

La solidità economico-finanziaria dell'investitore F2i, unitamente alla lunga esperienza nell'ambito di transazioni nel settore delle energie rinnovabili, garantiscono la capacità della società proponente di realizzare l'investimento secondo la modalità sopra descritta con la conseguente costruzione e messa in esercizio dell'hub energetico Agnes Romagna 1&2



5. SOSTENIBILITÀ FINANZIARIA DELL'INIZIATIVA

Nell'attuale fase progettuale, è stato eseguito un *assessment* della sostenibilità dell'investimento tramite la realizzazione di un *business plan*. In questo capitolo si espongono in maniera sintetica i principali dati di *input* e *output* del modello utilizzato.

È bene evidenziare che sia a livello del Progetto che del mercato dell'eolico offshore italiano vi sono ancora aspetti che dovranno essere necessariamente approfonditi e chiariti (es. schema di incentivazione per gli impianti eolici offshore, con definizione della tariffa *contract for difference* dopo l'approvazione del decreto FERII). Inoltre, come già evidenziato nei capitoli 2 e 3. Di conseguenza, i risultati del *business plan* esposti di seguito sono da considerarsi come provvisori ed indicativi. Il *business plan* sarà in costante aggiornamento e raggiungerà la sua maturità solo durante la *financial closure* del Progetto.

5.1 Dati di input

Di seguito vengono elencati i dati di input utilizzati per il modello finanziario adottato, suddividendoli per tecnici e economico-finanziari.

Tabella 4: Input tecnici di Progetto

IMPIANTI EOLICI	
POTENZA NOMINALE	600 MWp
ORE EQUIVALENTI DI PRODUZIONE ALLA POTENZA NOMINALE ¹	2.463 ore
FATTORE DI CAPACITÀ	28,12%
IMPIANTO FOTOVOLTAICO GALLEGGIANTE	
POTENZA NOMINALE	100 MWp
ORE EQUIVALENTI DI PRODUZIONE ALLA POTENZA NOMINALE	1.201 ore
FATTORE DI CAPACITÀ	13,71%
PROGETTO AGNES ROMAGNA	
POTENZA NOMINALE TOTALE	700 MWp
ENERGIA NETTA PRODOTTA (1° anno) ²	1.597.900 MWh
DURATA TOTALE DEL PROGETTO	34 anni
FASE DI SVILUPPO	4 anni
FASE DI CANTIERE	3 anni
FASE DI ESERCIZIO	25 anni

¹ A scopo puramente prudenziale, è stato utilizzato lo scenario di produzione degli impianti eolici con dati ERA-5, cioè il *worst case scenario*, così come esposto nel documento di Progetto AGNROM_EP-R_REL-PRODUZIONE. È lecito aspettarsi che il valore di produzione sia sensibilmente maggiore.

² Si veda punto sopra



FASE DI DISMISSIONE	2 anni
---------------------	--------

Tabella 5: Input finanziari ed economici di Progetto

PARAMETRI FISCALI	
IRES	24%
IRAP	3,90%
TOTALE	27,90%
PARAMETRI TARIFFARI	
PREZZO DI PARTENZA PER IMPIANTO FOTOVOLTAICO GALLEGGIANTE ³	€ 170,00 / MWh
PREZZO EFFETTIVO PER IMPIANTO FOTOVOLTAICO GALLEGGIANTE ⁴	€ 166,60 / MWh
PREZZO DI PARTENZA PER IMPIANTI EOLICI	€ 185,00 / MWh
PREZZO EFFETTIVO PER IMPIANTI EOLICI ⁵	€ 181,30 / MWh
PARAMETRI DI COSTO ⁶	
CAPEX	1.701.061.309 €
OPEX (1° anno)	52.723.000 €
DECEX	191.100.000 €
PARAMETRI FINANZIARI ⁷	
WACC	5,8 - 6,35%
DEBT/EQUITY RATIO (D/E)	2,33
COST OF EQUITY	9 - 9,5%
COST OF DEBT	4,5 - 5%
LUNGHEZZA DEL PRESTITO	15 anni

5.2 Dati di output

Di seguito sono elencati i dati di output del modello finanziario.

³ La tariffa del fotovoltaico galleggiante è stata assunta in base a ricerche di mercato interne siccome le bozze del decreto FERII includono questa tecnologia ma non danno indicazioni sull'ammontare dello schema d'incentivazione.

⁴ Il prezzo effettivo viene inteso come prezzo di partenza a cui viene decurtato il 2% come da bozza del decreto FERII.

⁵ Si veda punto sopra.

⁶ CAPEX e OPEX verranno definiti con maggior dettaglio durante la fase esecutiva. Le DECEX potrebbero variare a seguito di nuove strategie per la dismissione degli impianti definite nel corso della fase di esercizio.

⁷ I parametri finanziari necessiteranno di essere confermati o adeguati durante la fase di FID (*final investment decision*).



Tabella 6: Output finanziari di Progetto

OUTPUT FINANZIARI	
RICAVI TOTALI (1° anno)	287.933.800 €
RICAVI TOTALI (fase di esercizio)	6.708.656.500 €
TASSO INTERNO DI RENDIMENTO	9,5 - 11%
VALORE ATTUALE NETTO ⁸	~ 100.000.000 €
PERIODO DI PAYBACK	~ 10 anni
DEBT SERVICE COVERAGE RATIO	1,20 - 1,51

5.3 Considerazioni di carattere generale

L'assessment della sostenibilità finanziaria del Progetto, all'attuale stadio di sviluppo, consente già di inquadrare l'iniziativa come redditizia e pertanto perseguibile.

Vi sono tuttavia una serie di considerazioni di carattere generale da fare, presentate di seguito:

- Gli schemi di incentivazione per impianti alimentati da fonti rinnovabili in ambienti offshore non sono ancora stati emanati ufficialmente dal governo italiano. Le tariffe utilizzate come input nel modello presentato in questo capitolo si rifanno a bozze circolate del cosiddetto Decreto FERII. A valle di una sua approvazione e quindi dell'esatta definizione delle tariffe, il modello sarà aggiornato. È opportuno evidenziare che, qualora gli schemi di incentivazione venissero a mancare o tardassero ad essere approvati, la società titolare degli impianti potrebbe comunque optare per uno o più *Power Purchase Agreement* (PPA). In questo caso il prezzo dovrebbe essere negoziato specificatamente con il cliente finale ed il *business plan* modificato in accordo.
- Nel modello non sono stati presi in considerazione finanziamenti a tasso agevolato o fondo perduto, a cui iniziative di queste genere possono generalmente ambire date le circostanze storiche e socioeconomiche. La motivazione della loro esclusione è il principio di prudenza, volto a non considerare aspetti eventuali e non certi che possano migliorare i risultati finanziari. Sarà tuttavia interesse della società proponente accedere a tali forme di finanziamento con gli strumenti messi a disposizione, per esempio, dal PNRR e dalla BEI (Banca Europea degli Investimenti).
- Sia i parametri finanziari che quelli economici si basano su dati che, come già anticipato, necessiteranno di essere confermati o adeguati in fasi di progettazione più avanzate, al termine della chiusura dei round di *procurement* e al conseguente consolidamento della FID (*Final Investment Decision*).

⁸ Calcolato utilizzando il cost of equity come tasso di riferimento.



6. BIBLIOGRAFIA

U. S. Department of Energy. (2022). *Offshore Wind Market Report: 2022 Edition*.

Wind Europe. (2022). *Financing and Investment trends 2021*.

BVG Associates. (2019). *Guide to an offshore wind farm: Updated and extended*. The Crown Estate; The Offshore Renewable Energy Catapult.

IEA. (2022). *Electrolysers Tracking Report*. Tratto da <https://www.iea.org/reports/electrolysers>

Anita H. Reksten, M. S.-H. (2022). Projecting the future cost of PEM and alkaline water electrolysers; a CAPEX model including electrolyser plant size and technology development. *International Journal of Hydrogen*, 38106-38113.

National Renewable Energy Laboratory. (2021). *Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2021 Update*. NREL.