



**Politecnico
di Torino**

Politecnico di Torino

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria per l'Ambiente e il Territorio

Tesi di Laurea Magistrale

**Ottimizzazione energetica di una
piattaforma petrolifera**

Relatori

Prof.ssa Mariachiara Zanetti
Ing. Marco Ravina

Candidato

Riccardo Francisca

Anno Accademico 2023-2024

Abstract

L'unione dei concetti di efficienza e continuità energetica con gli obiettivi di decarbonizzazione costituisce una sfida verso la mitigazione dei cambiamenti climatici; l'introduzione di forme rinnovabili, infatti, presenta il problema della non programmabilità delle risorse, come sole e vento. La produzione e l'utilizzo di energia contribuiscono a oltre il 75% delle emissioni di gas serra dell'UE; pertanto, sono stati definiti obiettivi che culminano nella neutralità delle emissioni di carbonio entro il 2050. Un contesto impattante in termini di inquinamento, ma delicato date l'importanza, ancora fondamentale, degli idrocarburi nel settore energetico e la criticità nell'ubicazione degli impianti, è rappresentato dall'attività di estrazione offshore. Finora, soltanto la Norvegia ha adottato politiche definite con tassazioni sulla quantità di CO₂ emessa in tale ambito; tuttavia, questo modello sarà inevitabilmente replicato per un futuro sostenibile. L'oggetto della Tesi è l'ottimizzazione energetica di una piattaforma petrolifera localizzata in mare aperto, con l'obiettivo di minimizzare le emissioni di CO₂ generate per la produzione di energia; la situazione iniziale è rappresentata dall'ipotetica piattaforma di estrazione di gas naturale e petrolio denominata *Low Emission Oil and Gas Open reference platform*, derivante dall'omonimo studio di Svendsen (2023); esso approssima, tramite equazioni lineari, il funzionamento di un impianto di questo tipo. Tre turbine a gas naturale cogenerative da 21.8 MW sono impiegate per alimentare un fabbisogno elettrico e termico variabile, dipendente dall'attività dei dispositivi che processano i fluidi estratti; l'analisi, estesa a 25 anni, simula la produzione del giacimento con una prima fase stazionaria e una successiva fase di declino. Dall'ipotesi che non sia possibile il collegamento alla rete elettrica onshore si tenterà, mediante il software HOMER Pro, di determinare la configurazione più vantaggiosa, scegliendo come forma di energia rinnovabile l'eolico offshore. Ciò è fatto con lo scopo di minimizzare l'attività delle turbine a gas, riducendo le emissioni e i costi derivanti da tassazioni, uniti ai ricavi del gas naturale non utilizzato che viene venduto in rete. L'utilizzo diretto del gas estratto per alimentare le turbine rappresenta tuttavia un notevole vantaggio economico per la configurazione attuale e la convenienza nell'impiego dell'eolico offshore si dimostra soltanto in presenza di un sistema di tassazione delle emissioni. Lo studio considera dunque l'introduzione di un elettrolizzatore PEM (*Proton Exchange Membrane*) per generare idrogeno con il recupero del surplus di energia elettrica rinnovabile che si verifica nella fase di declino inoltrata del giacimento (*Power-to-gas*). Si tenterà di impiegare una quota di idrogeno da destinare a un reattore di biometanazione per legarlo all'anidride carbonica emessa dai gas di scarico delle turbine e generare metano; tuttavia, questo processo rappresenta ancora una criticità dato il basso tenore di CO₂ in essi. Per la quota preponderante di idrogeno si prevede invece la miscelazione con il gas naturale estratto dal giacimento, secondo i limiti massimi di concentrazione raccomandati. Per le simulazioni sono stati considerati due luoghi con effettiva presenza di giacimenti di idrocarburi, disponibilità di vento e batimetria idonea alle fondazioni delle turbine eoliche; il primo sito si trova in corrispondenza del giacimento Ekofisk (Norvegia), il secondo nei pressi di Hibernia (Canada).

Ringraziamenti

Desidero ringraziare innanzitutto la Prof.ssa Mariachiara Zanetti e l'Ing. Marco Ravina per la disponibilità e l'ascolto mostrati durante questo periodo di stesura della Tesi, e per il tema proposto, che mi ha appassionato molto; ringrazio inoltre la Prof.ssa Cristina Archer per i preziosi consigli sul tema dell'energia eolica.

Ringrazio i miei genitori, Luisa e Corrado, perché nonostante le cose non sempre facili, hanno spesso avuto la lungimiranza di capire ciò che fosse meglio per la mia vita e hanno creato, in ogni circostanza, le condizioni per renderla migliore.

Ringrazio i miei amici e i giorni in cui li ho incontrati, perché non sono mai mancati per me, perché negli ultimi anni mi hanno fatto capire quanto un'amicizia vera sia qualcosa di tutt'altro che scontato; grazie per tutto il tempo che abbiamo passato insieme a ridere e a parlare dei problemi contemporaneamente, grazie perché Vi avrò sempre dentro di me.

Infine, ringrazio questa Università, perché appena uscito dal liceo mi ha preso un po' alla sprovvista, un po' privo di interessi, ma mi saluta decisamente con la voglia di imparare ancora e di farmi nuove domande.

Indice

Abstract	3
Ringraziamenti	4
Indice.....	5
1. Introduzione	7
2. Modellazione energetica della piattaforma petrolifera	13
2.1. Profili di produzione di gas naturale, petrolio e acqua	13
2.2. Modellazione dei consumi energetici.....	18
2.2.1. Pozzo di produzione.....	19
2.2.2. Separazione delle tre fasi	20
2.2.3. Linea del gas naturale	21
2.2.4. Linea del petrolio	24
2.2.5. Linea dell'acqua.....	24
2.2.6. Utilities e servizi al personale	26
2.2.7. Capacità di riserva.....	26
2.3. Alimentazione energetica allo stato attuale.....	26
2.3.1. Turbine a gas cogenerative.....	26
2.3.2. Costi legati al componente	29
2.4. Profili annuali di carico elettrico e termico.....	30
3. Energia eolica offshore	35
3.1. Tipologie di fondazioni fisse.....	35
3.2. Ubicazione della piattaforma e caratterizzazione della disponibilità di vento.....	36
3.3. Aspetti ingegneristici delle turbine eoliche.....	42
3.4. Analisi dei costi.....	46
4. Power-to-gas: componenti del sistema	52
4.1. Osmosi inversa.....	53
4.2. Elettrolisi: elettrolizzatore Proton Exchange Membrane	54
4.3. Compressione dell'idrogeno	58
4.4. Stoccaggio dell'idrogeno	60
4.5. Separazione della CO ₂ dai gas di scarico.....	61
4.6. Compressione e stoccaggio della CO ₂	64
4.7. Reattore di biometanazione.....	66

4.8.	Hydrogen blending (<5%)	69
4.9.	Biometanazione & Hydrogen blending.....	70
5.	Simulazioni e Risultati.....	72
5.1.	Implementazione su HOMER Pro	72
5.1.1.	Definizione del fabbisogno	72
5.1.2.	Definizione delle risorse	74
5.1.3.	Componenti del sistema energetico	75
5.1.4.	Schema del sistema	80
5.1.5.	Definizione degli indicatori economici e finanziari utilizzati.....	81
5.2.	Premessa: tasse sulla CO ₂	83
5.3.	Risultati prima parte.....	84
5.3.1.	Ekofisk Oil and Gas Field (Mare del Nord, Norvegia).....	84
5.3.2.	Hibernia Oil and Gas Field (Newfoundland & Labrador, Canada)	90
5.3.3.	Caso aggiuntivo: tassazione nulla sulle emissioni di CO ₂	96
5.4.	Implementazione del power-to-gas come strategia di recupero energetico	97
5.4.1.	Hydrogen blending (<5%): metodologia di simulazione utilizzata	98
5.4.2.	Biometanazione & Hydrogen blending: metodologia di simulazione utilizzata	102
5.5.	Risultati seconda parte	104
5.5.1.	Ekofisk Oil and Gas Field (Mare del Nord, Norvegia).....	104
5.5.2.	Hibernia Oil and Gas Field (Newfoundland & Labrador, Canada)	111
6.	Conclusioni	117
6.1.	Criticità emerse	117
6.2.	Limitazioni.....	117
6.3.	Sintesi dei risultati e sviluppi futuri	118
	Bibliografia	120
	Elenco delle figure	124
	Elenco delle tabelle	127

1. Introduzione

Contesto

Fino a poche decine di anni fa, Energia e Ambiente erano due concetti quasi del tutto slegati tra loro; per l'uomo del passato, l'ambiente rappresentava il luogo in cui reperire risorse al fine di produrre energia nel modo più immediato possibile, e il legame così si estingueva. Tuttavia, gli studi sull'Effetto serra e sul conseguente riscaldamento globale hanno spostato l'attenzione sugli impatti che la produzione di energia potesse avere sull'ambiente. L'effetto serra non è un fenomeno di recente scoperta: il fisico francese Joseph Fourier fu probabilmente la prima persona, nel 1827, ad alludere e a ipotizzare che le attività umane potessero influenzare il clima (Fleming, 1998). Un'azione decisiva a livello globale nell'affrontare questa tematica si è però concretizzata soltanto ben 170 anni dopo, con la pubblicazione del Protocollo di Kyoto, avvenuta nel 1997; questo trattato rappresenta il primo accordo internazionale in materia di gas serra e riscaldamento globale ed è stato sottoscritto da più di 160 paesi, con l'entrata in vigore nel 2005; esso prevede l'obbligo per i paesi industrializzati "di operare una riduzione delle emissioni di elementi inquinanti (anidride carbonica ed altri cinque gas serra, ovvero metano, ossido di diazoto, idrofluorocarburi, perfluorocarburi ed esafluoruro di zolfo) in una misura non inferiore al 5% rispetto alle emissioni registrate nel 1990" (MASE, 2013). Il più recente Accordo di Parigi sui cambiamenti climatici, stipulato nel 2015, rappresenta un'ulteriore evoluzione del Protocollo poiché viene superata la divisione tra paesi industrializzati e in via di sviluppo, coinvolgendo quindi tutti gli stati, ciascuno con impegni definiti a livello nazionale; questo trattato è stato reso efficace dal 2016, con la firma a oggi di 195 paesi, e prevede l'obiettivo di mantenere l'aumento della temperatura media globale al di sotto di 2°C, o meglio 1.5°C, rispetto ai livelli preindustriali. La concretizzazione può avvenire tramite il raggiungimento delle zero emissioni nette di CO₂ entro il 2050: ciò si deve tradurre, in base ai dati del 2022, in una riduzione di quasi 37 gigatonnellate di emissioni annuali a livello mondiale. Le strategie previste per affrontare questa sfida sono: l'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili, l'aumento dell'efficienza energetica, l'elettrificazione di trasporti, edifici e industria, l'utilizzo dell'idrogeno o dei combustibili da esso derivati e l'impiego di strategie per la cattura e lo stoccaggio del carbonio (*carbon capture and storage*, CCS) (IRENA, 2023).

Emissioni derivanti dall'industria degli idrocarburi

La tematica riguardante le emissioni di gas serra rappresenta certamente una sfida anche per l'industria degli idrocarburi, che dovrà adeguarsi agli standard futuri per il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione; se per gli impianti siti sulla terraferma o nelle immediate vicinanze essi possono essere perseguiti tramite l'elettrificazione, il discorso appare ben più complicato per le installazioni offshore, ossia in mare aperto, a notevole distanza dalla costa. Le normative sull'inquinamento per questo tipo di impianti appaiono meno delineate rispetto ad altri settori; finora soltanto la Norvegia sembra aver adottato politiche chiare che prevedono tassazioni sulla quantità di inquinanti emessi in atmosfera, in particolare CO₂ e NO_x, in questo ambito; altri accenni di misure adottate per ridurre efficacemente le emissioni delle piattaforme petrolifere sono stati fatti in Canada e in Australia, ma la situazione appare finora piuttosto confusa. Ciò si spiega nella criticità rappresentata da queste installazioni: da una parte esse risultano infrastrutture centrali ai fini

energetici poiché petrolio e gas naturale costituiscono ancora risorse di riferimento principali per la produzione di energia: a livello globale, la maggior parte dell'energia proviene dal petrolio (29.78%), seguito dal carbone (24.87%), dal gas naturale (21.89%) e dall'energia idroelettrica (6.01%) (Ritchie et al., 2024); d'altra parte, anche il contesto remoto in cui sono ubicati questi impianti rende le misure attuabili decisamente di difficile implementazione.

Tutte le fasi coinvolte nelle operazioni di estrazione di petrolio e gas naturale provocano pesanti impatti ambientali: dall'esplorazione dei giacimenti, alla fase di produzione, fino allo smantellamento. Le attività offshore danno origine a diverse forme di inquinamento, tra cui quello dovuto agli scarichi in mare di acque di produzione, sostanze chimiche e residui di perforazione; altri fattori includono l'impatto fisico delle infrastrutture e dei gasdotti sul fondale, il disturbo acustico da sondaggi sismici e trivellazioni, l'inquinamento luminoso prodotto dagli impianti e le citate emissioni nell'atmosfera (OSPAR, 2023).

Focalizzandosi sull'inquinamento atmosferico, durante l'attività di produzione, le piattaforme petrolifere emettono una consistente quantità di gas serra: in Norvegia, sono state emesse da questo settore quasi 14 milioni di tonnellate di CO₂ equivalente nel 2018, cioè circa un quarto delle emissioni del Paese. La maggior parte dell'inquinamento atmosferico, come indicato nella Figura 1.1, è causato dalle turbine a gas impiegate per generare elettricità e azionare macchinari di processo sulle piattaforme; ben al di sotto si collocano le emissioni derivanti dalla combustione del gas in torcia (*flaring*) o macchinari e boiler.

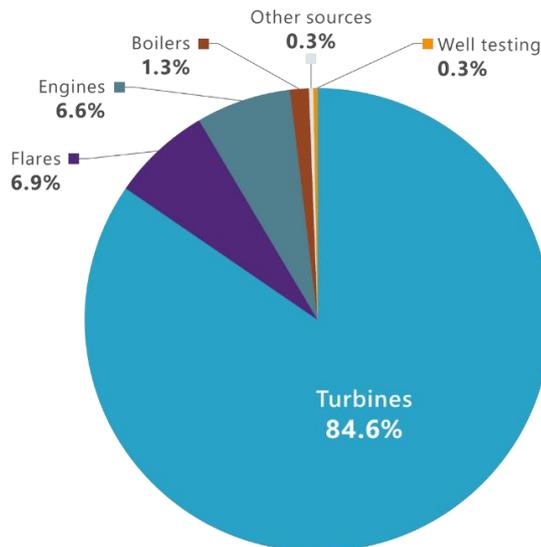


Figura 1.1: Fonti di emissioni di CO₂ delle piattaforme norvegesi (Norwegian Petroleum Directorate, 2019)

Le misure principali finora identificate per ridurre le emissioni di CO₂ derivanti dalle attività offshore sono:

- Aumento dell'efficienza: turbine più efficienti consentono un minor consumo di gas naturale per la generazione di energia e ne permettono la vendita in rete in maggior quantità;
- Utilizzo del flaring solo per ragioni di sicurezza;

- Elettrificazione con l'allacciamento alla rete elettrica sulla terraferma: questa misura è risultata particolarmente efficace e popolare in Norvegia; si è passati, dal 22% di piattaforme elettrificate nel 2010, al 44% nel 2023;
- Generazione di energia rinnovabile tramite impianti eolici offshore: in luoghi caratterizzati da alta disponibilità di vento, l'alimentazione ibrida costituita da turbine a gas ed energia eolica può contribuire a ridurre le emissioni di anidride carbonica.

Energia eolica offshore

La produzione di energia eolica offshore prevede l'utilizzo di impianti eolici costruiti a largo delle coste (quindi tuttalpiù in mare, ma talvolta anche in acque interne) per sfruttare la potenza del vento al fine di generare energia elettrica. Questa tecnologia "è maturata rapidamente dal 2010. Infatti, la capacità installata a livello globale è aumentata di venti volte tra il 2010 e il 2022, passando da 3.1 GW a 63.2 GW; questo risultato è stato determinato quasi in egual misura dalle installazioni effettuate in Cina e in Europa. [...] A differenza dei progetti eolici sulla terraferma, quelli offshore prevedono l'installazione, il funzionamento e la manutenzione in ambienti marini difficili, rendendo i costi e i tempi di realizzazione maggiormente significativi" (IRENA, 2023).

Nonostante gli ottimi risultati, l'eolico offshore non è esente da problematiche progettuali: una fra queste è sicuramente legata alla realizzazione delle fondazioni in mare aperto; la quasi totalità delle installazioni si basa finora su fondazioni fisse, ma la tecnologia dell'eolico galleggiante (*floating*) sembra fornire risultati promettenti per il futuro. Un esempio di applicazione di questa tecnica è il progetto di Hywind Tampen: il primo parco eolico a fondazioni galleggianti costruito per alimentare le piattaforme petrolifere in corrispondenza dei giacimenti Snorre e Gullfaks nel Mare del Nord norvegese (Figura 1.2); localizzato a 140 km dalla costa, con una potenza nominale complessiva di 88 MW, risulta pienamente operativo dal 2023 e consente di evitare l'emissione di 200,000 tonnellate di CO₂ all'anno da parte delle piattaforme collegate (Equinor, 2020).

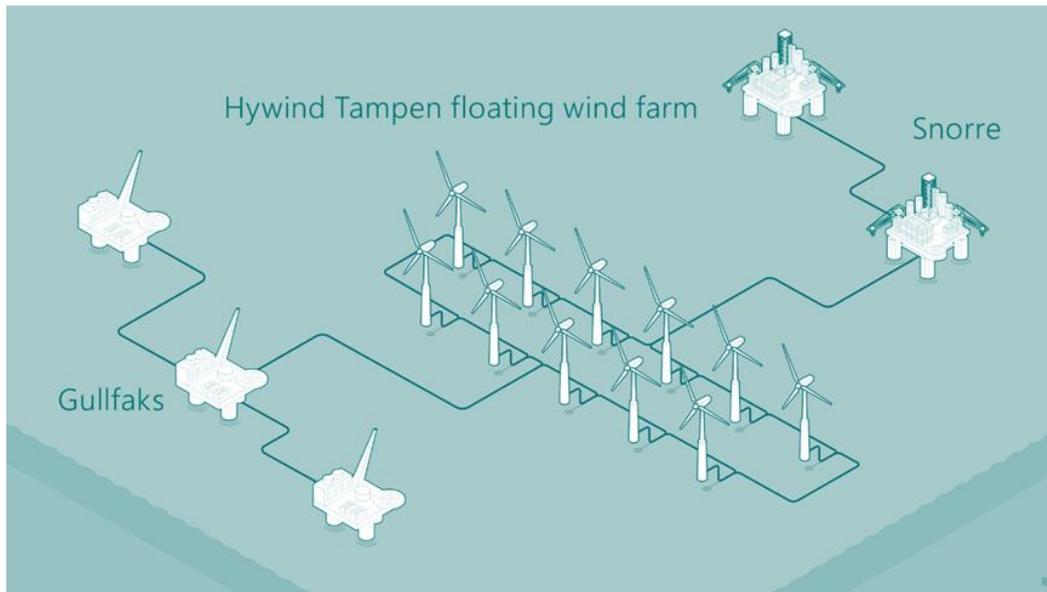


Figura 1.2: Il parco eolico galleggiante Hywind Tampen e le piattaforme petrolifere alimentate (Equinor, 2020)

Tuttavia, non essendo ancora disponibili dati economici affidabili per le turbine eoliche galleggianti, che rimangono per ora una tecnologia pilota non sviluppata commercialmente ed estremamente costosa, in questo studio si considererà il più tradizionale eolico offshore a fondazioni fisse. Questa tecnologia ha permesso comunque di raggiungere profondità già rilevanti: quella massima appartiene per ora a una fondazione di tipo *jacket* installata presso il parco eolico offshore Seagreen, a 27 chilometri al largo delle coste scozzesi, che ha raggiunto i 58.6 m di profondità superando il record precedente di 57.4 m (SSE Renewables, 2023).

Power-to-gas

Per Power-to-gas, indicato spesso con l'acronimo P2G, si intende l'utilizzo di energia elettrica per la produzione di un combustibile allo stato gassoso; nella maggior parte dei casi, come per questo studio, si fa riferimento alla produzione di idrogeno gassoso (H_2) tramite il processo di elettrolisi dell'acqua. Questa tecnica può essere vista come una delle soluzioni per l'accumulo di energia elettrica rinnovabile che altrimenti andrebbe persa, al pari del pompaggio idroelettrico, dell'accumulo sotto forma di energia termica o del più comune stoccaggio in batterie.

Focalizzandosi sulla produzione di idrogeno, attualmente il modo più comune per produrre idrogeno è tramite combustibili fossili senza sistemi di abbattimento delle emissioni: al 2024, circa i due terzi si ottengono a partire dal gas naturale, quasi il 20% dal carbone e il 15% come sottoprodotto del reforming della nafta. La produzione sostenibile di idrogeno può avvenire per mezzo dell'elettrolisi, ma a condizione che l'elettricità necessaria derivi da fonti energetiche rinnovabili come, appunto, l'eolico offshore; questo metodo rappresenta finora meno dell'1% della produzione globale e avviene tramite unità note come elettrolizzatori, le cui taglie possono variare dal kW alle centinaia di MW, così come la tecnologia utilizzata, ma la chimica di base è essenzialmente la stessa (IEA, 2024).

Come mostra la Figura 1.3, l'idrogeno prodotto tramite l'elettrolisi può, al giorno d'oggi ma ancor più in futuro, trovare svariate applicazioni: dallo stoccaggio in serbatoi pressurizzati o in formazioni geologiche per usi futuri, all'utilizzo come combustibile per mezzi di trasporto o edifici, all'impiego in differenti processi industriali.

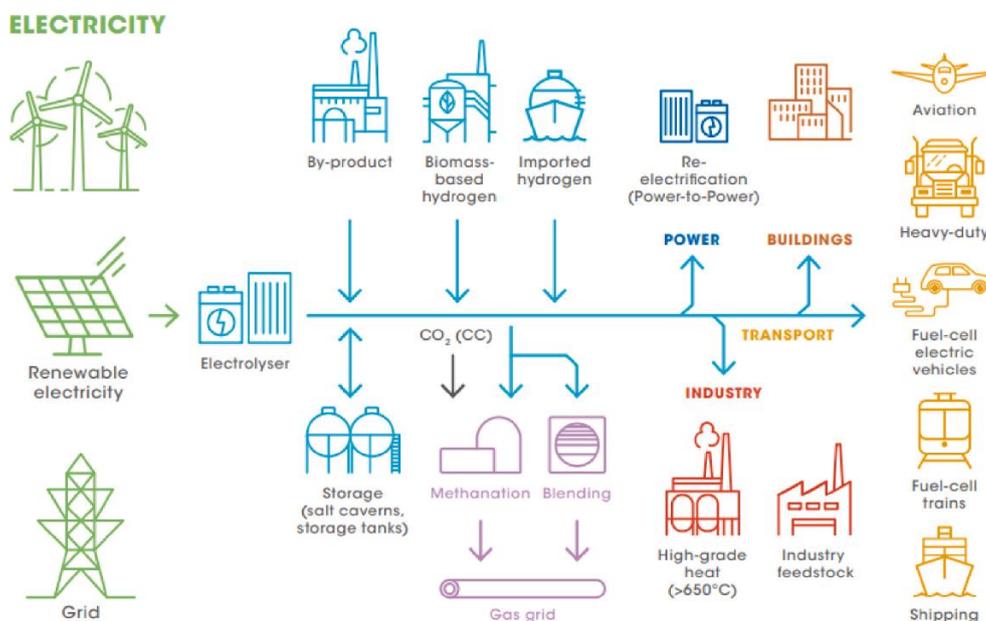


Figura 1.3: Catena di approvvigionamento dell'idrogeno gassoso (Costa et al., 2023)

Nel contesto di una piattaforma petrolifera offshore, un'opzione interessante è quella di fare affidamento sulla rete di trasmissione adibita al trasporto del gas naturale; come indicato nella Figura 1.3, vi sono due opzioni che prevedono l'utilizzo dell'idrogeno ai fini dell'iniezione nella rete (*gas grid*). Esso può venire iniettato tale e quale, ma in quantità ridotte, all'interno del flusso di gas naturale; questa prima opzione prende il nome di *Hydrogen blending*, o più semplicemente *blending*. In alternativa, può essere legato a un flusso di CO₂ per generare metano: questo approccio è noto come metanazione; in particolare, nel presente studio sarà mostrata una variante nota come *biometanazione*, che impiega processi biologici per la produzione di metano.

Struttura della Tesi

La Tesi è organizzata in sei capitoli; in aggiunta a questo capitolo introduttivo, i successivi sono organizzati nel seguente modo. Il **Capitolo 2** fornisce una descrizione schematica della piattaforma petrolifera allo stato originario e ha l'obiettivo di ottenere dei profili di carico elettrico e termico da utilizzare nelle simulazioni energetiche; ciò è compiuto partendo da curve sintetiche di estrazione di gas naturale, petrolio e acqua, che influenzano i consumi. Il **Capitolo 3** introduce la tecnologia eolica offshore illustrando gli aspetti strutturali, ingegneristici e soprattutto economici che la contraddistinguono; sono presentati tre modelli di turbina eolica idonei all'applicazione, con le relative curve di potenza; vengono inoltre individuate due località geografiche, Ekofisk (Norvegia) e Hibernia (Canada), che presentano giacimenti di idrocarburi e condizioni adatte all'installazione di

turbine eoliche offshore; la verifica è effettuata mediante la caratterizzazione del vento e della batimetria del fondale. Nel **Capitolo 4** si elencano i diversi componenti previsti nelle due configurazioni del power-to-gas che si intende simulare. La prima, denominata “Hydrogen blending (<5%)”, coinvolge un’unità di trattamento acqua a osmosi inversa, un elettrolizzatore PEM e un compressore dedicato all’idrogeno prodotto. La seconda, detta “Biometanazione & Hydrogen blending”, in aggiunta a essi comprende: due serbatoi di stoccaggio, uno per l’idrogeno, l’altro per l’anidride carbonica; quest’ultima deve essere separata dai gas di scarico mediante un’unità di carbon capture (MEA) e processata da un ulteriore compressore; infine, prevede un reattore di biometanazione, che consente la generazione di metano. Per tutte le tecnologie sono indicati gli aspetti ingegneristici e i relativi costi (CAPEX e OPEX). Nel **Capitolo 5** si metterà in pratica quanto spiegato: prima di tutto, si introduce il software HOMER Pro; dunque, si passa alle simulazioni vere e proprie, con durata complessiva di 25 anni. In una prima parte si illustrano i risultati economici ed energetico/ambientali conseguenti all’implementazione del sistema ibrido in entrambe le località, che prevede le turbine a gas preesistenti affiancate da un numero ottimale di turbine eoliche offshore; parallelamente è compiuto un confronto con il sistema originario, che comprende le sole turbine a gas. Nella seconda parte si mostrano invece i risultati ottenuti simulando le configurazioni del power-to-gas, la cui collocazione temporale è prevista per gli ultimi 10 anni di simulazione. Infine, il **Capitolo 6** chiude l’elaborato con la sintesi delle conclusioni raggiunte e delle criticità emerse.

2. Modellazione energetica della piattaforma petrolifera

Nel presente Capitolo si illustrerà il modello di funzionamento di una piattaforma petrolifera che estrae simultaneamente gas naturale, petrolio e acqua, prendendo spunto dalle equazioni e dai valori presenti negli studi “*The Low Emission Oil and Gas Open reference platform – An off-grid energy system for renewable integration studies*” e “*Optimised operation of low-emission offshore oil and gas platform integrated energy systems*” (Svendsen et al., 2023; Svendsen, 2022); saranno dunque costruiti i profili di domanda elettrica e termica necessari poi alle simulazioni energetiche.

2.1. Profili di produzione di gas naturale, petrolio e acqua

Innanzitutto, lo studio di riferimento si basa su dati medi di produzione di gas naturale, petrolio e acqua e mostra una simulazione energetica di breve durata; in questo caso, lo scopo è invece effettuare un’analisi su base annuale per meglio comprendere il comportamento energetico della piattaforma in relazione alla dinamicità caratteristica dell’attività di estrazione di idrocarburi. Pertanto, si è deciso di utilizzare un profilo estrattivo reale ed è stata considerata la produzione del giacimento di gas naturale britannico Saturn (Mare del Nord) durante l’anno 2008. I dati, ricavati dal database di North Sea Transition Authority (North Sea Transition Authority, 2020), forniscono la curva di produzione giornaliera (composta da 365 valori), ottenuta sommando le portate estratte dai quattro pozzi di produzione denominati 48/10b-N01Z, 48/10b-N02, 48/10b-N03Y, 48/10b-N04; i caratteri 48/10b indicano l’identificazione del giacimento, che si trova nel quadrante 48, blocco 10b, dello UK Continental Shelf (UKCS), ossia la regione delle acque che circonda il Regno Unito, in cui il paese detiene diritti minerari; i caratteri dopo il trattino identificano invece il singolo pozzo di produzione. I valori di portata del gas naturale saranno riferiti alle condizioni standard ($T=15^{\circ}\text{C}$, $p=1\text{ atm}=101,325\text{ Pa}$) così come i flussi di petrolio e acqua, questi ultimi nell’ipotesi di incomprimibilità. La curva di produzione giornaliera di riferimento è pertanto la seguente, rappresentata nella Figura 2.1.

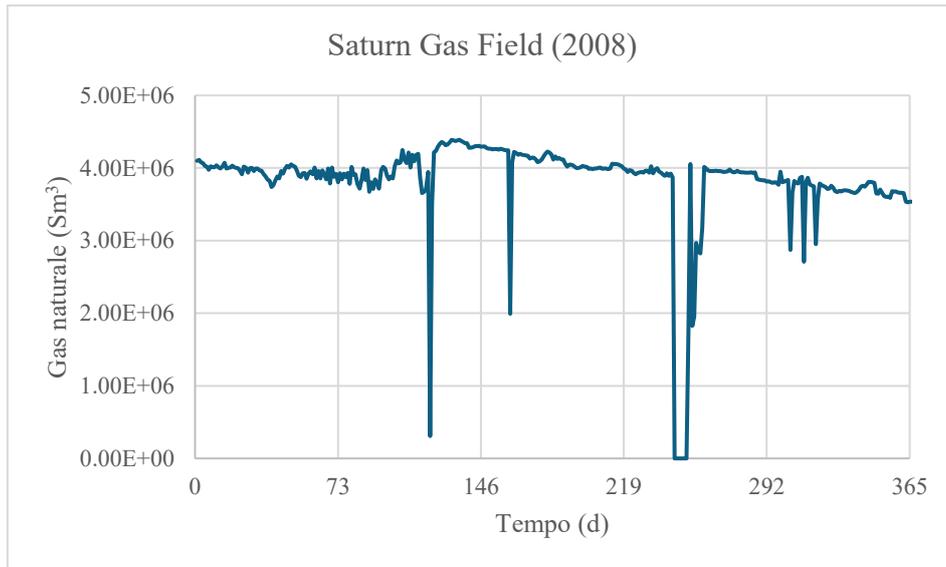


Figura 2.1: Produzione giornaliera di gas naturale del giacimento Saturn (2008)

Le ragioni nella scelta di questo profilo sono:

- Produzione vicina al valore di 4.3 milioni di standard metri cubi di gas giornalieri come avviene nel caso della piattaforma di riferimento denominata LEOGO (*Low Emission Oil and Gas Open reference platform*; Svendsen et al., 2023).
- Attività estrattiva regolare durante l'anno senza interruzioni rilevanti esclusa quella intorno al giorno 250, frequente nel contesto del Mare del Nord.

Come si vedrà, per gran parte dell'attività della piattaforma, il consumo energetico legato al gas naturale all'interno dei compressori è più elevato rispetto ai carichi elettrici richiesti per la movimentazione degli altri due fluidi (petrolio e acqua); questa è quindi la ragione per cui si è cercato un profilo reale partendo dal dato di produzione di gas naturale. Tuttavia, l'attività estrattiva del giacimento Saturn non coinvolge petrolio e acqua in maniera rilevante come avviene per la piattaforma LEOGO; come approssimazione si sono considerati i valori di *Gas over Oil Ratio* (GOR) e di *Water Cut* (WC) utilizzati nello studio citato (Svendsen et al., 2023), ammettendo quindi anche la produzione di petrolio e acqua nell'ipotetico giacimento considerato:

$$GOR = \frac{\text{gas} \left(\frac{Sm^3}{h} \right)}{\text{petrolio} \left(\frac{Sm^3}{h} \right)} = 500$$

$$WC = \frac{\text{acqua} \left(\frac{Sm^3}{h} \right)}{\text{acqua} + \text{petrolio} \left(\frac{Sm^3}{h} \right)} = 0.6$$

Volendo performare una simulazione energetica su base oraria (composta da 8760 valori all'anno) e avendo a disposizione soltanto dati di produzione giornaliera si procede creando una *spline* in modo

da ottenere dei valori orari di produzione, avendo posto come vincolo l'uguaglianza della produzione di gas naturale per ciascun giorno. Ne conseguono le curve di produzione orarie dei tre fluidi (Figure 2.2, 2.3, 2.4).

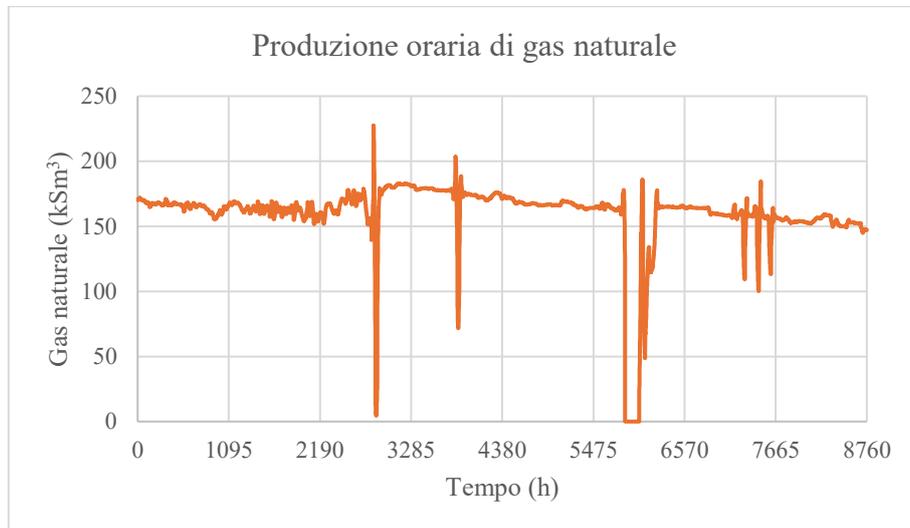


Figura 2.2: Produzione oraria di gas naturale ipotizzata

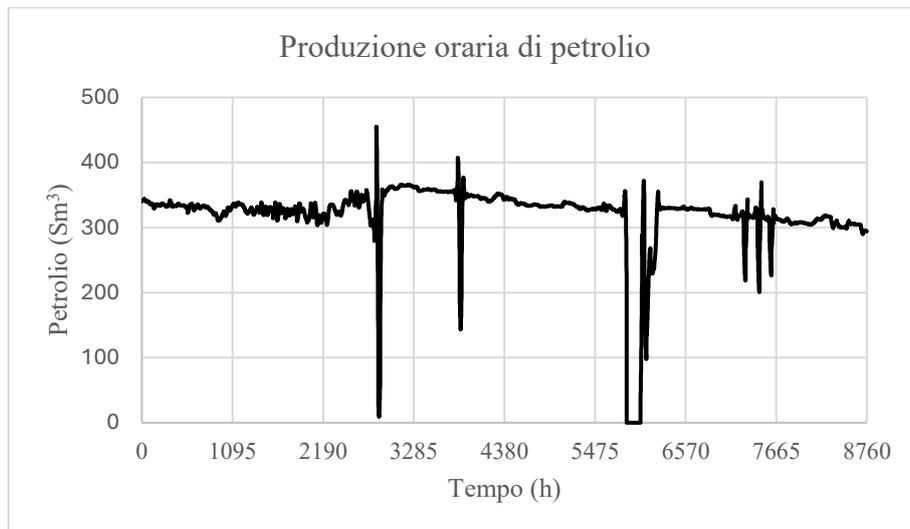


Figura 2.3: Produzione oraria di petrolio ipotizzata

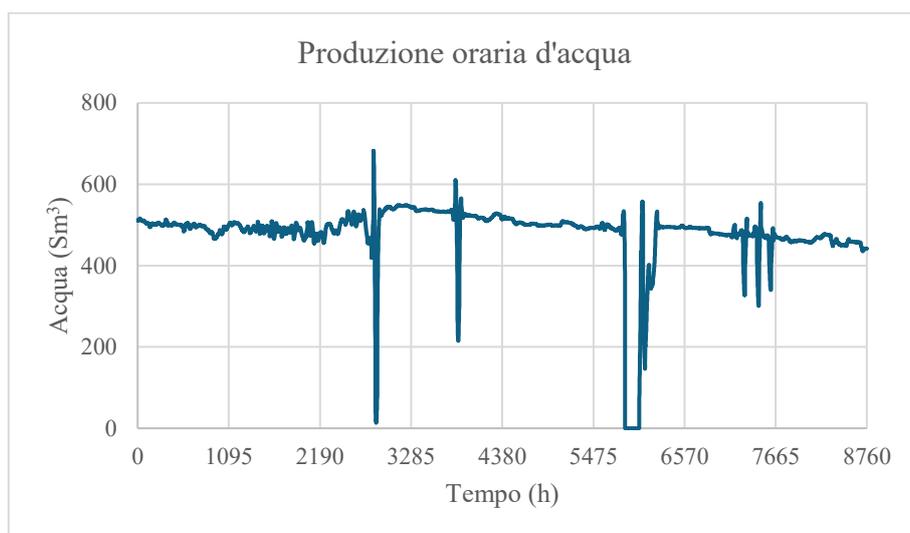


Figura 2.4: Produzione oraria d'acqua ipotizzata

Le tre curve di produzione mostrano lo stesso andamento poiché gli indici GOR e WC sono supposti costanti.

Fino a qui si è discusso riguardo a un anno “tipico” di estrazione; tuttavia, la situazione è estremamente dinamica sia all’interno dell’anno, sia considerando il ciclo di vita del giacimento al trascorrere degli anni di attività estrattiva. L’estrazione di gas e petrolio, infatti, segue generalmente l’andamento illustrato nella Figura 2.5.

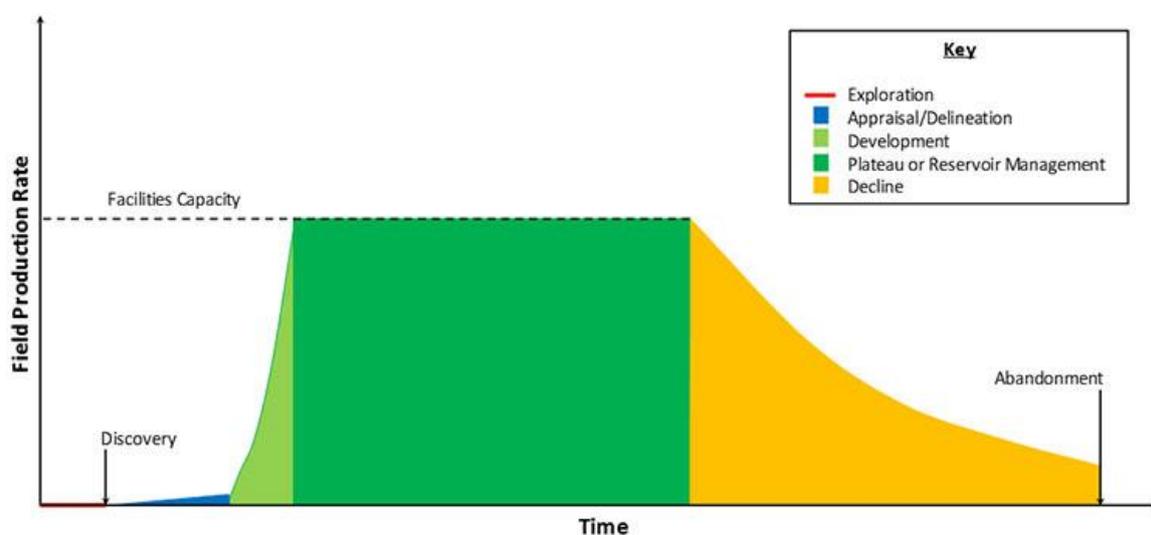


Figura 2.5: Ciclo di vita di un giacimento di idrocarburi (Razavi et al., 2023)

Superata una prima fase che comprende l’esplorazione del giacimento e lo sviluppo dei pozzi: nella Figura 2.5 sono le fasi denominate *exploration*, *appraisal/delineation* e *development*, si assiste a un

periodo della produzione che viene spesso definito come plateau, poiché l'estrazione è relativamente costante nel tempo, così come i consumi energetici che ne derivano. Il periodo successivo viene definito fase di declino, in figura *decline*, poiché la capacità del pozzo è legata alla pressione del giacimento, che diminuisce continuamente nel tempo; la produzione si arresta con l'abbandono, *abandonment*, che può avvenire soprattutto a seguito di considerazioni economiche che suggeriscono l'esplorazione di altri giacimenti data la scarsità di risorse rimaste. Ogni giacimento ha un comportamento differente e cercare di prevedere l'andamento dell'estrazione nel tempo è un compito assai delicato che richiede un'analisi dettagliata. Per creare una curva che simuli l'attività durante il ciclo di vita si faranno pertanto le seguenti assunzioni:

- La durata dell'analisi sarà di 25 anni; il primo anno è fatto coincidere con l'inizio della fase di plateau.
- L'andamento all'interno del singolo anno è il medesimo ricavato precedentemente e verrà ripetuto tale e quale per tutta la durata della fase di plateau, supposta di cinque anni, che è un valore consono come esemplificato dai giacimenti norvegesi Statfjord, Draugen, Gullfaks, Oseberg, Veslefrikk (Norwegian Petroleum, 2024); per la fase di declino il profilo orario annuale rimane lo stesso, ma è scalato di un fattore, come spiegato nel punto seguente.
- Per la fase di declino si utilizza il modello matematico esponenziale, che è il tipo di decrescita più comune nei giacimenti e nei pozzi convenzionali di petrolio e gas. Questa ipotesi consente di calcolare il decremento della produzione di un giacimento mediante l'uso dell'equazione seguente (Robelius, 2007):

$$P_n = (1 - x)^n \cdot P_p \quad (2.1)$$

Dove P_p è la produzione, cioè la portata composta di idrocarburi e acqua estratta dal giacimento, durante la fase di plateau; x è il tasso di decrescita percentuale, supposto costante e pari a 0.1 per ogni anno successivo al plateau. Pertanto, in questa fase, la produzione istantanea oraria sarà minore del 10% rispetto alla medesima ora dell'anno precedente analogamente alla produzione annuale. n indica il numero di anni trascorsi nella fase di declino e P_n la produzione nel corrispondente anno della fase di declino.

L'andamento che approssima l'attività del giacimento in termini di flusso composto di gas naturale, petrolio e acqua è rappresentato nel grafico della Figura 2.6; i valori degli indici GOR e WC sono ipotizzati costanti e pari a quelli definiti in precedenza.

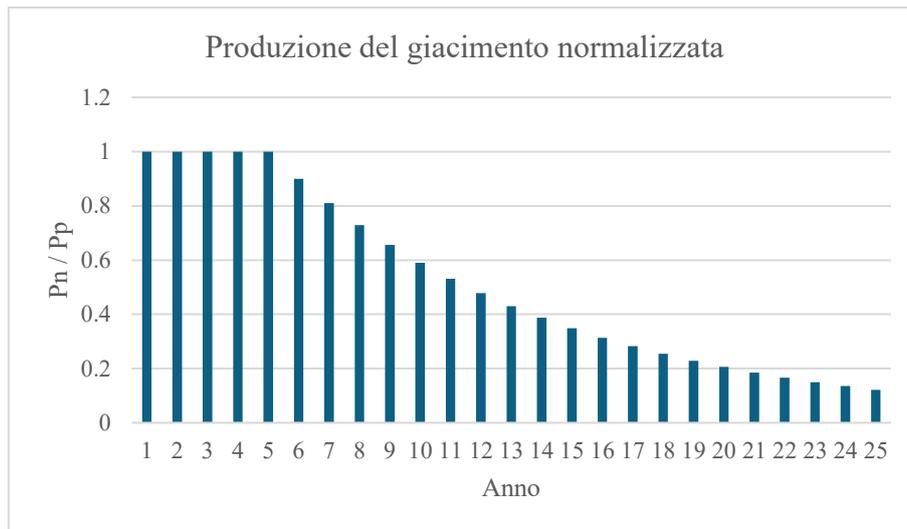


Figura 2.6: Produzione annuale del giacimento (P_n) normalizzata rispetto al valore di plateau (P_p)

2.2. Modellazione dei consumi energetici

I consumi elettrici e termici della piattaforma sono strettamente correlati alle curve sopra riportate poiché la richiesta di potenza è, per la quasi totalità, proveniente dai dispositivi che lavorano in base alle portate dei tre fluidi in gioco. Tuttavia, vi è anche un fabbisogno indipendente dall'attività estrattiva che riguarda, come verrà spiegato, la pompa dell'acqua per il pozzo di iniezione, le utilities elettriche e termiche e, in parte, la pompa di prelievo dell'acqua di mare. Nella Figura 2.7 si riporta lo schema a blocchi dell'impianto allo stato attuale secondo l'impostazione dello studio di riferimento (Svendsen et al., 2023). Si rappresentano, con linee continue, i flussi di materia, ovvero quello composto di pozzo e quelli di gas naturale, petrolio e acqua; le linee tratteggiate sono invece impiegate per descrivere i flussi di energia elettrica e termica: entrambe vengono generate dall'attività delle turbine a gas cogenerative, che soddisfano i fabbisogni imputabili ai diversi dispositivi o alle richieste presenti sulla piattaforma.

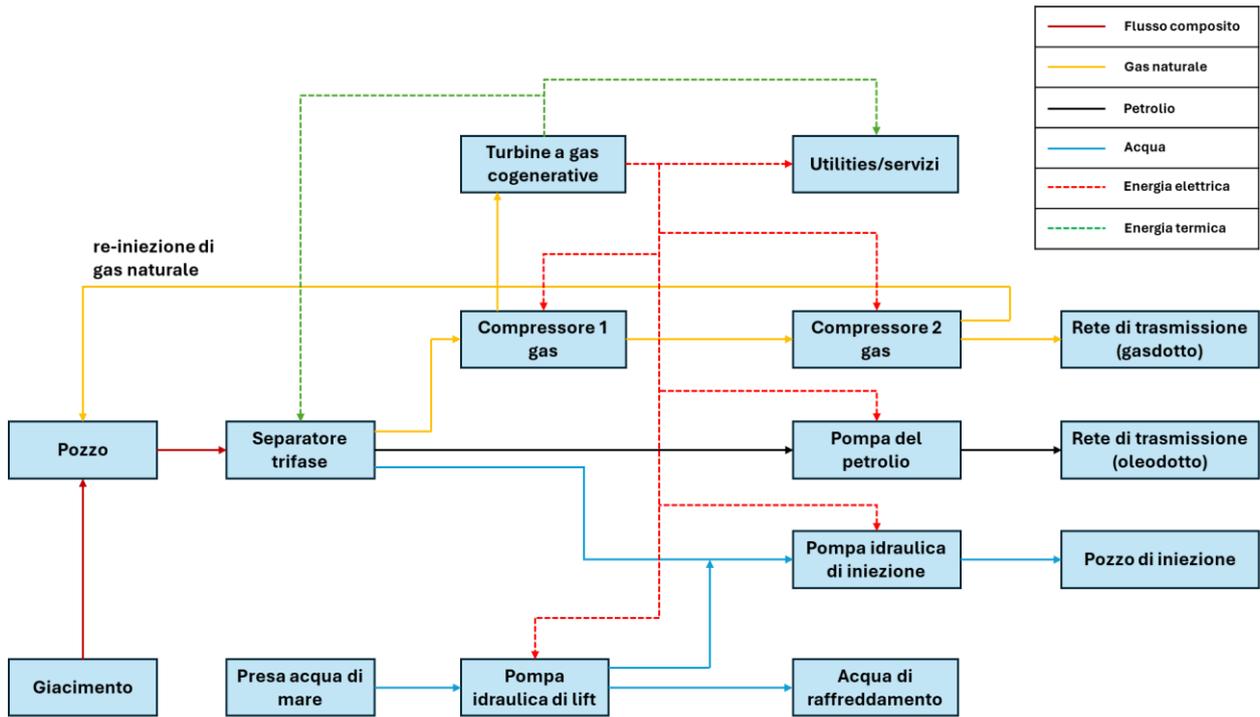


Figura 2.7: Schema a blocchi della piattaforma: principali dispositivi, flussi di materia ed energia

Tutte le equazioni citate nei seguenti paragrafi, riguardanti i flussi di materia ed energia, così come i valori di indici e grandezze fisiche sono tratti dagli studi menzionati nell'apertura del presente Capitolo (Svendsen et al., 2023; Svendsen, 2022).

2.2.1. Pozzo di produzione

Generalmente, come visto per Saturn, l'estrazione di idrocarburi avviene da più pozzi perforati all'interno del giacimento; per questioni di semplicità il modello ipotizza che essa faccia capo a un solo pozzo dal quale, come detto, vengono estratti contemporaneamente gas naturale, petrolio e acqua, ripartiti in base ai coefficienti GOR e WC. Per caratterizzare al meglio i flussi, è necessario introdurre un ulteriore coefficiente denominato Gas Injection Ratio (GIR); il modello, infatti, come visibile nello schema a blocchi (Figura 2.7), prevede la re-iniezione di gas, o gas lift, il cui scopo è quello di assistere la fuoriuscita di flusso dal pozzo: una quota di gas naturale viene quindi re-iniettata nel giacimento per aumentare la pressione e contribuire a spingere più petrolio o gas in superficie. Il rapporto GIR, ipotizzato costante, si definisce come:

$$GIR = \frac{\text{gas reiniettato} \left(\frac{Sm^3}{h} \right)}{\text{petrolio estratto} \left(\frac{Sm^3}{h} \right)} = 220$$

Sommando il flusso di gas estratto al netto della quantità re-iniettata e le portate di petrolio e acqua prodotte, si ottiene il flusso totale, espresso in standard metri cubi, che dal giacimento effluisce al pozzo (Equazione 2.2):

$$f = (f_{gas}^{out,well} - f_{gas}^{in,well}) + f_{oil}^{out,well} + f_{water}^{out,well} \quad (2.2)$$

Dove:

- $(f_{gas}^{out,well} - f_{gas}^{in,well})$ è il termine che rappresenta la quantità di gas effettivamente prodotta dal giacimento, cioè quella totale uscente dal pozzo verso i processi successivi epurata dalla portata reiniettata per favorire la produzione.
- $f_{oil}^{out,well}$ e $f_{water}^{out,well}$ sono le portate di petrolio e acqua uscenti dal pozzo, che coincidono con quelle estratte dal giacimento.

Le espressioni di queste quantità espresse in funzione di f sono riassunte di seguito:

- Portata di gas uscente dal pozzo:

$$f_{gas}^{out,well} = \frac{GOR \cdot (1 - WC)}{1 + GOR \cdot (1 - WC)} \cdot f + f_{gas}^{in,well} \quad (2.3)$$

- Portata di petrolio uscente dal pozzo:

$$f_{oil}^{out,well} = \frac{1 - WC}{1 + GOR \cdot (1 - WC)} \cdot f \quad (2.4)$$

- Portata d'acqua uscente dal pozzo:

$$f_{water}^{out,well} = \frac{WC}{1 + GOR \cdot (1 - WC)} \cdot f \quad (2.5)$$

- Portata di gas entrante nel pozzo (reiniezione):

$$f_{gas}^{in,well} = GIR \cdot f_{oil}^{out,well} \quad (2.6)$$

La pressione del flusso di pozzo è supposta fissa e vale 2 Mpa (1 Mpa = 10 bar); la pressione di reiniezione $p_{gas}^{in,well}$ vale invece 20 MPa.

Il flusso di pozzo composito e, come detto, comprensivo della quota di gas naturale reiniettata giunge dunque allo step di successivo, ovvero la separazione.

2.2.2. Separazione delle tre fasi

La scomposizione della portata f nelle tre componenti avviene per mezzo di un separatore trifase, un reattore utilizzato per separare il gas e due liquidi immiscibili di differenti densità come nel caso di gas naturale, petrolio e acqua. Il valore di pressione del flusso in entrata è fatto coincidere con quello in uscita dal pozzo (2 Mpa). L'estrazione della fase gassosa dalla fase liquida avviene nella prima

sezione del separatore; la velocità del gas viene fatta diminuire per permettere al liquido contenuto di ricadere nella parte bassa del reattore e infine viene estratto nella parte alta. Petrolio e acqua sono deviati verso una sezione a bassa turbolenza per far sì che l'interfaccia tra i due liquidi venga mantenuta; infine lasciano entrambi il separatore attraverso differenti sbocchi (Lyons et al., 2011).

Le portate volumetriche coinvolte sono quelle entranti nel separatore, indicate con $f_i^{in,spr}$, che coincidono con le portate dei tre fluidi uscenti dal pozzo (quelle del tipo $f_i^{out,well}$). Si noti che queste due serie di flussi di fatto ancora non sussistono, in quanto il fluido entrante a separazione è composito e deve ancora essere separato; vi sono poi le portate uscenti dalla separazione, indicate con $f_i^{out,spr}$, che invece sono reali. Anche in questa fase si trascurano eventuali perdite, dunque le tre quantità menzionate, per lo stesso fluido considerato, si equivalgono. I valori di pressione con cui gas naturale, petrolio e acqua lasciano il separatore sono rispettivamente: $p_{out,spr}^{gas} = 1.4 \text{ MPa}$, $p_{out,spr}^{oil} = 0.3 \text{ MPa}$, $p_{out,spr}^{water} = 0.7 \text{ MPa}$.

Nella realtà, il processo di separazione delle tre fasi non coinvolge soltanto il reattore come si è descritto, ma si aggiungono altri sistemi e strumentazioni la cui trattazione esula dallo scopo di questo studio; la configurazione proposta prevede una separazione a triplo stadio, in cui vi sono essenzialmente tre separatori per aumentare la qualità dei prodotti. Il processo di separazione è approssimato come un sistema con un fabbisogno di calore proporzionale al flusso composito entrante, secondo l'equazione:

$$f_{heat}^{in,spr} = r_{heat} \cdot (f_{gas}^{in,spr} + f_{oil}^{in,spr} + f_{water}^{in,spr}) \quad (2.7)$$

Dallo studio (Svendsen et al., 2023) si ottiene che $r_{heat} \cong 69500 \frac{J}{sm^3} \cong 0.02 \frac{kWh}{sm^3}$; la domanda di elettricità per questo dispositivo risulta invece considerata nulla o trascurabile.

Alla fine di questa fase, si hanno i tre flussi separati che intraprendono linee distinte. Si procede con la trattazione della linea del gas naturale.

2.2.3. Linea del gas naturale

Ri-compressione (Compressore 1)

Al termine della fase di separazione, il gas va incontro a una ri-compressione da 1.4 ai 2 MPa originari prima del separatore; si noti che questa è un'ulteriore approssimazione del sistema compiuta da Svendsen et al., poiché questa operazione sul gas naturale in realtà sarebbe svolta tra i diversi stadi del separatore, che operano a valori di pressione diversi. Pertanto, questo step può essere modellizzato tramite un unico compressore elettrico, denominato Compressore 1, che opera su tutto il flusso di gas naturale in uscita dal separatore; il consumo elettrico in kW, $f_{el}^{in,cmp1}$, si calcola tramite l'Equazione 2.8, nell'ipotesi di processo adiabatico:

$$f_{el}^{in,cmp1} (kW) = \frac{1}{\eta_{cmp1}} \frac{\gamma}{\gamma - 1} \rho_g Z_g R_g T_{in} \left[\left(\frac{p_{out,cmp1}^{gas}}{p_{in,cmp1}^{gas}} \right)^{\frac{\gamma-1}{\gamma}} - 1 \right] f_{gas}^{in,cmp1} \cdot \left(\frac{1}{3600 \frac{s}{h} \cdot 1000 \frac{W}{kW}} \right) \quad (2.8)$$

Le quantità presenti sono riportate nella Tabella 2.1.

Tabella 2.1: Valori necessari al calcolo del consumo (Compressore 1) (Svendsen et al., 2023)

Simbolo	Definizione	Valore	Unità
η_{cmp1}	Rendimento del compressore	0.75	-
$\gamma = \frac{c_p}{c_v}$	Rapporto tra i calori specifici per il gas naturale	1.27	-
ρ_g	Densità del gas naturale	0.9	$\frac{kg}{Sm^3}$
T_{in}	Temperatura del gas in ingresso	300	K
R_g	Costante individuale per il gas naturale	500	$\frac{J}{(kg \cdot K)}$
Z_g	Fattore di comprimibilità	0.9	-
$p_{out,cmp1}^{gas}$	Pressione di mandata	2	Mpa
$p_{in,cmp1}^{gas}$	Pressione di aspirazione, coincidente con quella in uscita dal separatore	1.4	Mpa
$f_{gas}^{in,cmp1}$	Portata volumetrica di gas naturale	$f_{gas}^{out,spr}$	$\frac{Sm^3}{h}$

All'uscita del Compressore 1, la pressione della linea del gas naturale è di 2 MPa; mentre gran parte del gas prosegue verso il compressore di export (Compressore 2), una quota, denominata $f_{gas}^{in,GT}$, va invece ad alimentare le turbine a gas cogenerative, che seguono le richieste di carico elettrico e termico imposte; pertanto, la portata di gas di alimentazione delle turbine è variabile e dipende, oltre che dal fabbisogno, dalla *fuel curve* caratteristica delle turbine a gas, che si vedrà in seguito.

Compressione di export (Compressore 2)

Questa ulteriore compressione rappresenta lo step finale a cui è sottoposto il gas naturale prima di essere iniettato nella rete di trasmissione, la cui pressione $p_{out,cmp2}^{gas}$ è fissata a 20 Mpa (200 bar); date l'elevata portata volumetrica processata e la differenza tra la pressione in entrata $p_{in,cmp2}^{gas} = p_{out,cmp1}^{gas} = 2 MPa$ e la pressione del gasdotto, questa compressione rappresenta, per la gran parte dei 25 anni, la fase più onerosa in termini energetici di tutto il sistema. I parametri che caratterizzano il gas rimangono invariati rispetto a quelli elencati nella Tabella 2.1. La portata volumetrica in ingresso al compressore di export, $f_{gas}^{in,cmp2}$, vale invece (2.9):

$$f_{gas}^{in,cmp2} = f_{gas}^{out,cmp1} - f_{gas}^{in,GT} \quad (2.9)$$

La frazione di gas naturale che serve per alimentare le turbine sfugge di fatto dalla compressione di export. Questo si traduce, seppure in maniera non estremamente rilevante, in una minore portata da

comprimere all'interno del Compressore 2, quindi in un minore fabbisogno di potenza elettrica da parte del dispositivo. Facendo diretto riferimento ai dati riportati nello studio di Svendsen et al. (2023), risulta che, a fronte di un consumo elettrico di 46.6 MW e di un consumo termico di 8 MW totali della piattaforma, la quantità di gas prelevato per alimentare le tre turbine è di 3.3 Sm³/s, con una portata di gas uscente dal separatore di 71.6 Sm³/s. Pertanto, la portata entrante al compressore di export risulta essere di 68.3 Sm³/s. Ammettendo che l'alimentazione della piattaforma sia affidata ai tre generatori a gas attualmente presenti, la portata di gas naturale che entra nel compressore di export rappresenta il 95.4% di quella che esce dal separatore, equivalente a un risparmio sulla compressione del 4.6%; ammettendo invece che il fabbisogno della piattaforma sia completamente, e idealmente, soddisfatto da fonti di energia rinnovabile, la portate di gas uscente dal separatore ed entrante nel Compressore 2 sarebbero equivalenti, poiché le turbine a gas sarebbero spente e non vi sarebbe alcun autoconsumo di gas naturale sulla piattaforma. Volendo ricavare un profilo dei consumi univoco, da utilizzare nelle simulazioni energetiche che si vedranno, si può calcolare una media tra i due casi, cioè tra 4.6% e 0%, che fornisce il 2.3%. Tuttavia, la situazione per cui le tre turbine a gas sono completamente spente non è realistica in quanto rappresentano l'unica fonte di calore disponibile. Pertanto, si approssima per eccesso la portata che alimenta le turbine come un risparmio del 2.5% nella richiesta elettrica del compressore. Data la linearità dell'equazione di $f_{el}^{in,cmp2}$ rispetto a $f_{gas}^{in,cmp2}$, queste considerazioni possono tradursi in una riduzione del consumo compressore di 2.5 punti percentuali, il che si può assimilare a un aumento dell'efficienza; perciò, si assume che $\eta_{cmp2} = 76.6\%$ diversamente da $\eta_{cmp1} = 75\%$ per la fase di ri-compressione. Con questa approssimazione, la portata di gas naturale entrante nel compressore di export, $f_{gas}^{in,cmp2}$, può essere considerata numericamente equivalente a quella che esce dal separatore, fatta la correzione per l'efficienza.

La formula che esprime il consumo elettrico del compressore di export, denominato Compressore 2 è:

$$f_{el}^{in,cmp2} (kW) = \frac{1}{\eta_{cmp2}} \frac{\gamma}{\gamma - 1} \rho_g Z_g R_g T_{in} \left[\left(\frac{p_{out,cmp2}^{gas}}{p_{in,cmp2}^{gas}} \right)^{\frac{\gamma-1}{\gamma}} - 1 \right] f_{gas}^{in,cmp2} \cdot \left(\frac{1}{3600 \frac{s}{h} \cdot 1000 \frac{W}{kW}} \right) \quad (2.10)$$

Quest'ultima quantità non rappresenta la portata volumetrica di gas naturale che lascia il sistema per l'immissione in rete, ma deve ancora essere epurata della quota di gas re-iniettato nel pozzo, definita in precedenza, che quindi ritorna in testa al sistema. Il gas che effettivamente viene mandato in export è pertanto:

$$f_{gas}^{out,cmp} = f_{gas}^{in,cmp2} - f_{gas}^{in,GT} - f_{gas}^{in,well} \quad (2.11)$$

2.2.4. Linea del petrolio

Pompa di trasferimento del petrolio

Il petrolio, dopo la separazione, segue un percorso più semplice rispetto al gas; infatti, il modello prevede esclusivamente uno step di pompaggio per questo fluido che deve essere anch'esso esportato nella rete di trasmissione (separatamente dal gas naturale).

Non è specificato il tipo di pompa per il trasferimento del petrolio all'oleodotto, ma per questa applicazione si fa spesso affidamento su pompe volumetriche a cavità progressiva che sono progettate per muovere fluidi con viscosità variabile o contenenti particelle solide; la pompa è costituita da un rotore elicoidale e da uno statore: quando il rotore ruota all'interno dello statore, crea delle cavità che si spostano lungo l'asse della pompa, trasportando il fluido in modo uniforme. L'equazione seguente (2.12) esprime il consumo elettrico per questo dispositivo, nell'ipotesi l'incompressibilità del fluido; le quantità presenti sono riassunte nella Tabella 2.2.

$$f_{el}^{in,pmpto} (kW) = \frac{p_{out,pmpto}^{oil} - p_{in,pmpto}^{oil}}{\eta_{pmpto}} \cdot f_{oil}^{in,pmpto} \cdot \left(\frac{\frac{10^6 Pa}{MPa}}{3600 \frac{s}{h} \cdot 1000 \frac{W}{kW}} \right) \quad (2.12)$$

Tabella 2.2: Valori necessari al calcolo del consumo (Pompa del petrolio) (Svendsen et al., 2023)

Simbolo	Definizione	Valore	Unità
η_{pmpto}	Rendimento della pompa	0.6	-
$p_{out,pmpto}^{oil}$	Pressione del petrolio nella rete di trasmissione (oleodotto)	5	MPa
$p_{in,pmpto}^{oil}$	Pressione del petrolio in ingresso alla pompa, coincidente con quella di uscita del separatore	0.3	MPa
$f_{oil}^{in,pmpto}$	Portata volumetrica di petrolio	$f_{oil}^{out,spr}$	$\frac{Sm^3}{h}$

2.2.5. Linea dell'acqua

Pompa di iniezione dell'acqua

Mentre la fuoriuscita del flusso composito è supportata dalla reiniezione di gas all'interno del pozzo, la pressione del giacimento è mantenuta tramite l'iniezione di acqua (*water injection*). Per questo scopo si impiega una pompa che utilizza acqua di mare in aggiunta a quella prodotta dal pozzo, ottenuta dal separatore. La portata di iniezione dell'acqua e la pressione sono ipotizzate fisse e rispettivamente pari ai valori riportati da Svendsen et al.: $f_{water}^{in,pmppw} = 0.277 \frac{Sm^3}{s} \cong 1000 \frac{Sm^3}{h}$ e $p_{out,pmppw}^{water} = 25 MPa$. La pressione dell'acqua in ingresso alla pompa coincide invece con quella in uscita dal separatore, per cui $p_{in,pmppw}^{water} = p_{out,spr}^{water} = 0.7 MPa$. Il contributo di tale portata che viene prelevato dal mare è innalzato a quest'ultima pressione tramite un'ulteriore pompa che si vedrà in seguito. Il consumo elettrico della pompa di iniezione dell'acqua si calcola tramite l'Equazione 2.13.

$$f_{el}^{in,pmppw} (kW) = \frac{p_{out,pmppw}^{water} - p_{in,pmppw}^{water}}{\eta_{pmppw}} \cdot f_{water}^{in,pmppw} \cdot \left(\frac{\frac{10^6 Pa}{MPa}}{3600 \frac{s}{h} \cdot 1000 \frac{W}{kW}} \right) \quad (2.13)$$

Dove il rendimento della pompa è $\eta_{pmppw} = 0.75$.

Il funzionamento di questa pompa è ipotizzato costante durante tutti i 25 anni di produzione considerati; pertanto, nel periodo finale, essa impatterà su gran parte del consumo elettrico della piattaforma come si vedrà nel seguito. Per essa si è ipotizzato un periodo di spegnimento durante la pausa estrattiva nel mese di settembre.

Pompa di prelievo dell'acqua di mare

La pompa idraulica di prelievo (o di lift) dell'acqua di mare viene impiegata per due motivi: il primo è soddisfare la necessità d'acqua di raffreddamento delle apparecchiature, il secondo è integrare la quantità d'acqua uscente dal separatore per raggiungere il valore di portata costante richiesto per l'iniezione nel giacimento, $f_{water}^{in,pmppw}$, a cui provvede la pompa dell'acqua menzionata precedentemente. Il fabbisogno d'acqua di raffreddamento è nuovamente ipotizzato fisso e pari a $f_{water}^{cooling} = 0.2 \frac{m^3}{s} = 720 \frac{m^3}{h}$ non trovando ulteriori informazioni in merito nella descrizione (Svendsen et al., 2023). Per adempiere a questi compiti si adotta il seguente criterio: se l'acqua prodotta dal giacimento e separata dal separatore, ($f_{water}^{out,spr}$) è maggiore di quella necessaria all'iniezione, si ha una portata di scarto, denominata f_{water}^{dsp} , che viene smaltita; se essa è minore, la si preleva dal mare ($f_{water}^{in,lftw}$).

Le casistiche sono pertanto:

- Se:

$$f_{water}^{out,spr} < f_{water}^{in,pmppw} \rightarrow f_{water}^{dsp} = 0 \ \& \ f_{water}^{in,lftw} = (f_{water}^{in,pmppw} - f_{water}^{out,spr}) + f_{water}^{cooling}$$

- Altrimenti se:

$$f_{water}^{out,spr} > f_{water}^{in,pmppw} \rightarrow f_{water}^{in,lftw} = f_{water}^{cooling} \ \& \ f_{water}^{dsp} = f_{water}^{out,spr} - f_{water}^{in,pmppw}$$

I valori di pressione in ingresso e di mandata dell'acqua sono fissi e rispettivamente pari a $p_{in,lftw}^{water} = p^{atm} = 0.1 \ MPa$ e $p_{out,lftw}^{water} = 0.7 \ MPa$. Il consumo elettrico della pompa si calcola come nel caso precedente:

$$f_{el}^{in,lftw} (kW) = \frac{p_{out,lftw}^{water} - p_{in,lftw}^{water}}{\eta_{lftw}} \cdot (f_{water}^{in,lftw} + f_{water}^{cooling}) \cdot \left(\frac{\frac{10^6 Pa}{MPa}}{3600 \frac{s}{h} \cdot 1000 \frac{W}{kW}} \right) \quad (2.14)$$

Il rendimento della pompa è nuovamente $\eta_{lftw} = 0.75$.

2.2.6. Utilities e servizi al personale

L'attività estrattiva richiede vari sistemi, denominati utenze o utilities, a supporto dei principali processi. Alcuni fra questi possono essere: sistemi antincendio, ventilazione, riscaldamento, climatizzazione e illuminazione; anche il personale che alloggia a bordo della piattaforma necessita di servizi essenziali con una domanda sia elettrica che termica. In accordo con il modello di riferimento (Svendsen et al., 2023), la domanda di elettricità e calore per le utenze e i servizi al personale è considerata costante e indipendente dalla produzione di idrocarburi.

- Fabbisogno di energia elettrica: $f_{el}^{in,utl} = 3500 \text{ kW}$
- Fabbisogno di energia termica: $f_{heat}^{in,utl} = 3000 \text{ kW}$

2.2.7. Capacità di riserva

Infine, un ulteriore aspetto rilevante per l'esercizio della piattaforma è la necessità di garantire costantemente una quantità di potenza elettrica disponibile all'uso per far fronte a imprevisti come l'incremento istantaneo dei carichi elettrici o, come si vedrà nel caso di impiego di turbine eoliche, l'improvvisa assenza di vento; questa quantità, detta *spinning reserve*, è la capacità di generazione supplementare che è istantaneamente disponibile aumentando la potenza dei generatori che sono già collegati al sistema elettrico (Wärtsilä Encycl.). Questa capacità di riserva verrà introdotta in fase di simulazione. Un vincolo importante da rispettare è che tutto il carico elettrico e termico richiesto deve essere soddisfatto; pertanto, non sono ammessi deficit di potenza.

2.3. Alimentazione energetica allo stato attuale

2.3.1. Turbine a gas cogenerative

I tre generatori attualmente presenti sulla piattaforma, come ipotizzato da Svendsen et al., sono turbine a gas naturale di derivazione aeronautica General Electric LM2500 da 21.8 MW di potenza attiva, prodotte dall'azienda statunitense General Electric (Figura 2.8). “Con più di 2.500 unità vendute e più di 97 milioni ore di funzionamento, questo modello risulta il più venduto a livello globale” (General Electric, 2019), con numerose applicazioni in campo industriale, marittimo e petrolifero. La generazione di elettricità e calore richiesti dalla piattaforma viene quindi affidata a queste tre turbine che operano pertanto in assetto cogenerativo, o *combined-heat-and-power* (CHP). Il carico minimo a cui può operare questo motore è pari a 3.5 MW, corrispondente a circa il 16.05 % della massima potenza erogabile; la vita utile considerata prima della completa sostituzione è di 100.000 ore di funzionamento, mentre il tempo minimo di accensione (*minimum runtime*) attribuito è pari a 30 minuti (Wärtsilä). Nel grafico in Figura 2.9 viene rappresentata la fuel curve, supposta lineare, caratteristica della turbina, che è in grado di operare nel range compreso tra le due linee tratteggiate (3.5-21.8 MW). Questa curva esprime il consumo di gas naturale in funzione della potenza elettrica generata ed è stata ricavata conoscendo i valori di efficienza della turbina a pieno carico, pari al 34.7%, e al 20% del carico, pari al 20%, e conoscendo le caratteristiche del carburante

(Svendsen et al., 2023), cioè il gas naturale prodotto dal giacimento stesso, che sono riportate nella Tabella 2.3.

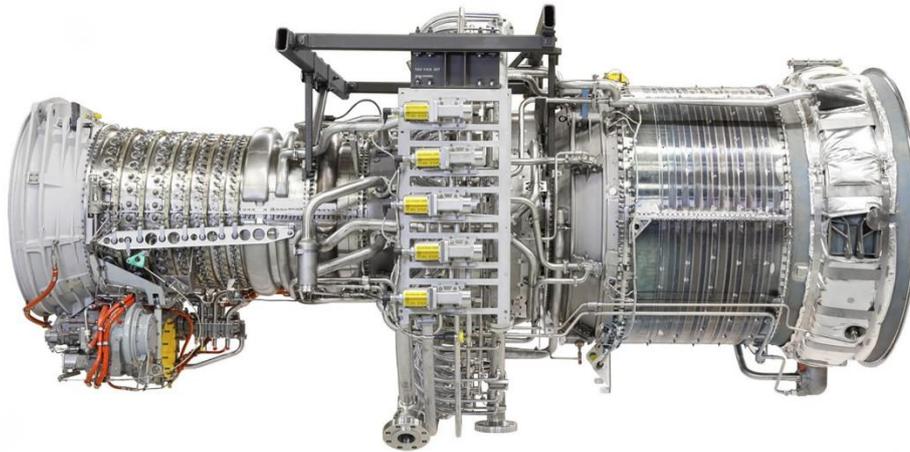


Figura 2.8: Turbina a gas naturale General Electric LM2500 (GE Vernova)

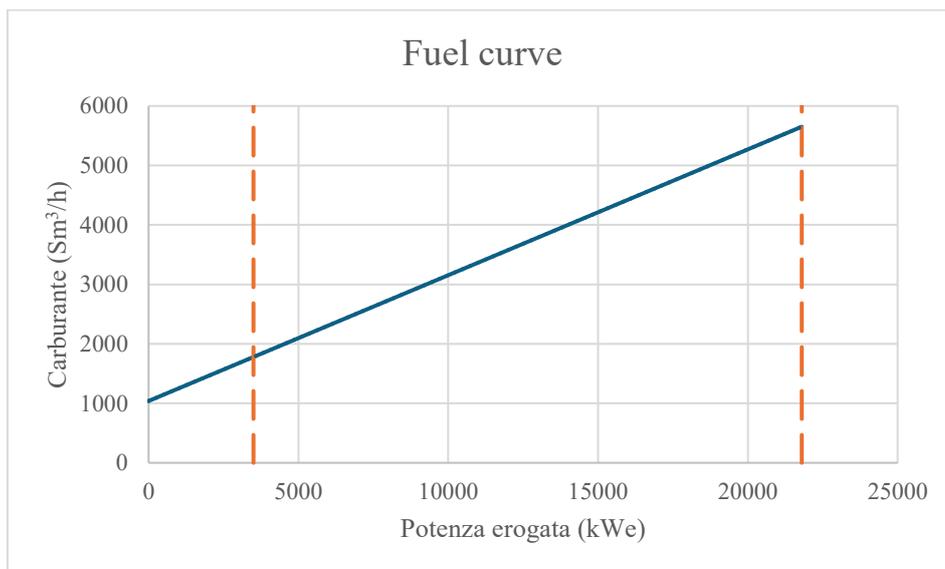


Figura 2.9: Fuel curve della turbina a gas naturale GE LM2500 (21.8 MW)

Tabella 2.3: Parametri di riferimento per il gas naturale

	Valore	Unità
Densità del gas naturale	0.8	$\frac{kg}{Sm^3}$
Contenuto energetico (PCI)	40 (50)	$\frac{MJ}{Sm^3} \left(\frac{MJ}{kg} \right)$
Fattore di emissione	2.34	$\frac{kg_{CO_2}}{Sm^3}$
Valore economico considerato	0.08	$\frac{€}{Sm^3}$

Il gas naturale autoconsumato teoricamente non avrebbe un costo diretto per i gestori della piattaforma; tuttavia, se così fosse, non vi sarebbe alcun interesse, per esempio, nell'aumentare l'efficienza energetica delle turbine, che potrebbero necessitare di una minor quantità di gas naturale per funzionare a favore dell'export che sarebbe maggiore, con maggiori guadagni associati.

Nel mercato del gas naturale vi sono due punti di riferimento per la stima dei prezzi: un valore valido per il mercato europeo (TTF, Title Transfer Facility) e un valore utilizzato per il mercato americano (Henry-Hub). A ottobre 2024 il TTF si attesta a 41.54 €/MWh (pari a 0.46 €/Sm³, considerando il potere calorifico inferiore del gas in questione), mentre l'Henry-Hub a 2.3 \$/MMBtu; MMBtu sta per *Million British Thermal Unit* ed è un'unità di misura dell'energia che equivale a 1055.06 MJ: la conversione del valore fornisce un costo del gas di 0.002 €/MJ, perciò, noto il PCI, di 0.08 €/Sm³. Poiché il TTF è generalmente molto maggiore rispetto all'Henry-Hub, in un'eventuale analisi economica si avrebbero risultati estremamente discordanti a seconda dell'indice utilizzato. In sintesi, essendo il mercato americano del gas naturale, a differenza di quello europeo, stabile, non dipendente dall'importazione e con un'infrastruttura più avanzata per la produzione, si è deciso di attribuire il valore fornito da Henry-Hub. Questo prezzo quantifica il costo all'ingrosso del gas naturale una volta consegnato e disponibile presso l'omonimo punto di scambio, che è interconnesso con numerosi gasdotti nazionali della Louisiana, negli Stati Uniti; è indicativo per il caso in esame perché non comprende i costi di trasporto, distribuzione e stoccaggio che incrementano notevolmente il prezzo del gas. Infatti, il gas estratto dalla piattaforma che viene immesso nella rete di trasmissione dovrà ancora subire ulteriori operazioni che ne incrementeranno i costi fino all'utente finale.

Le curve della Figura 2.10 rappresentano infine le efficienze di generazione elettrica, termica e totale che variano in funzione della potenza elettrica generata dalla turbina; esse sono state ottenute dal software HOMER Pro, in cui la cogenerazione è modellata sotto l'ipotesi che la turbina converta tutta l'energia del combustibile in elettricità e calore; la fuel curve, come detto, specifica quanta elettricità viene prodotta per un determinato input di combustibile, l'energia chimica rimanente viene invece convertita in calore. La quantità che più avanti prenderà il nome di *CHP heat recovery ratio*, che rappresenta la percentuale di calore che può essere recuperata per soddisfare il carico termico è posta pari al 50%.

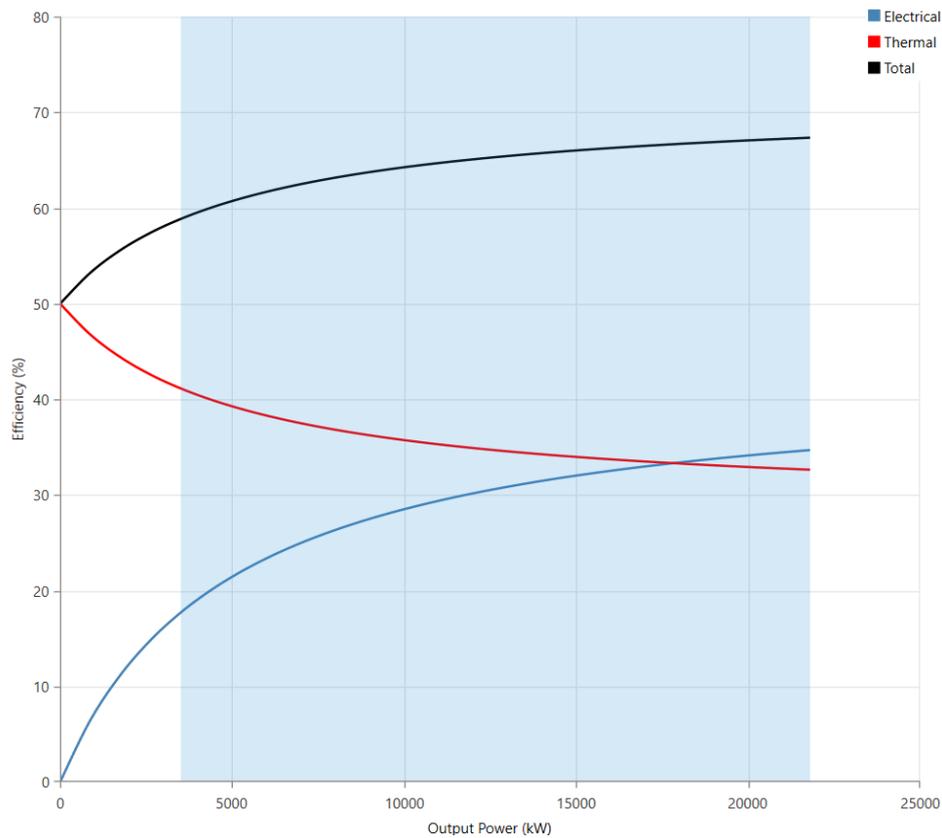


Figura 2.10: Efficienze di generazione elettrica, termica e totale turbina a gas GE LM2500 (21.8 MW)

2.3.2. Costi legati al componente

Le spese legate all'acquisto e alla gestione di una turbina a gas di derivazione aeronautica del tipo descritto sono sintetizzabili attraverso il CAPEX (*Capital Expenditures*) e l'OPEX (*Operational Expenditures*); il primo di questi due parametri economici identifica le spese in conto capitale, che si intenderanno in generale come il costo totale di un componente del sistema all'inizio della corrispondente vita utile, e si esprimeranno in euro; il secondo quantifica invece le spese operative del componente, anche dette costi di O&M, e si valuteranno tipicamente in euro all'anno. Per questa unità il CAPEX è stato stimato dal manuale Gas Turbine World-2018 GTW (Isles, 2018) che riporta i costi riferiti al kW di potenza nominale per numerose turbine a gas naturale operanti a ciclo semplice, con indicazioni valide anche per le condizioni offshore; l'OPEX è stato invece stimato dallo studio di Lynghjem (Lynghjem et al., 2019) ed è espresso in euro per kW di taglia per ora di funzionamento. Entrambi i parametri sono forniti nella Tabella 2.4 e torneranno utili in fase di simulazione.

Tabella 2.4: Costi legati alla turbina a gas cogenerativa GE LM2500 21.8 MW

	Valore	Unità
CAPEX	700	$\frac{\text{€}}{\text{kW}}$
OPEX	0.003	$\frac{\text{€}}{\text{kW} \cdot \text{op hr.}}$

2.4. Profili annuali di carico elettrico e termico

Per calcolare i profili di richiesta elettrica e termica globali della piattaforma, strettamente dipendenti dai profili di produzione di gas naturale, petrolio e acqua, che saranno presi come riferimento nelle simulazioni energetiche, tutte le equazioni precedenti sono state implementate nel software SIMULINK (MathWorks). Avendo estrapolato dati di produzione orari, anche i consumi della piattaforma sono calcolati su base oraria; la simulazione avviene su base annua, pertanto sono stati ottenuti 8760 valori sia di richiesta elettrica, sia di richiesta termica per ciascuno dei 25 anni. Considerando il ciclo di vita del giacimento ipotizzato in precedenza si ottengono le seguenti curve (Figura 2.11), che rappresentano l'andamento del fabbisogno elettrico e termico lungo tutta la durata dell'analisi.

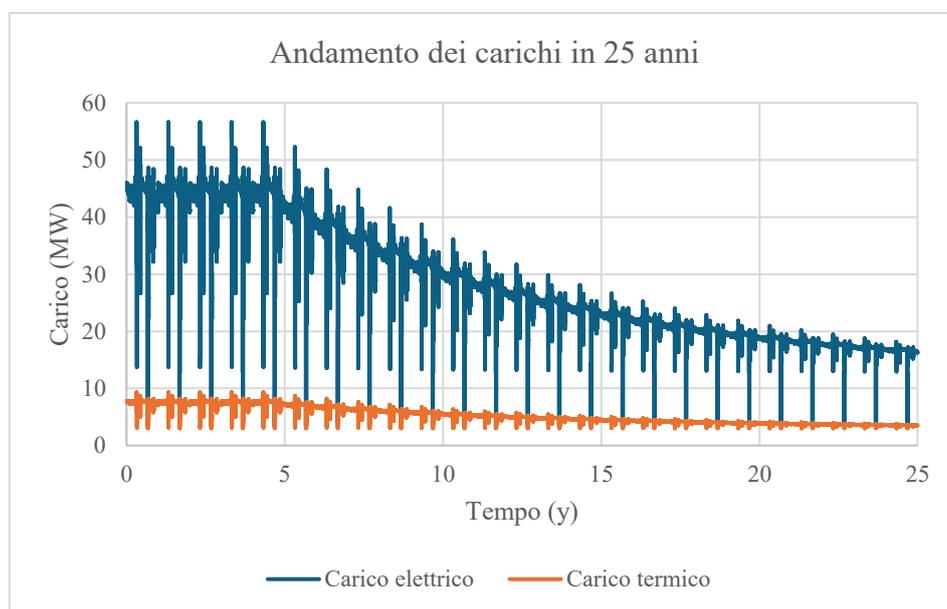


Figura 2.11: Andamento dei carichi elettrici e termici della piattaforma (25 anni)

Dal grafico si nota chiaramente l'analogia con la curva che rappresenta l'andamento dell'estrazione normalizzata rispetto al valore di plateau (Figura 2.6).

Nei grafici delle Figure 2.12 e 2.13 sono invece riportati, con maggiore dettaglio, i carichi elettrici e termici complessivi per alcuni anni.

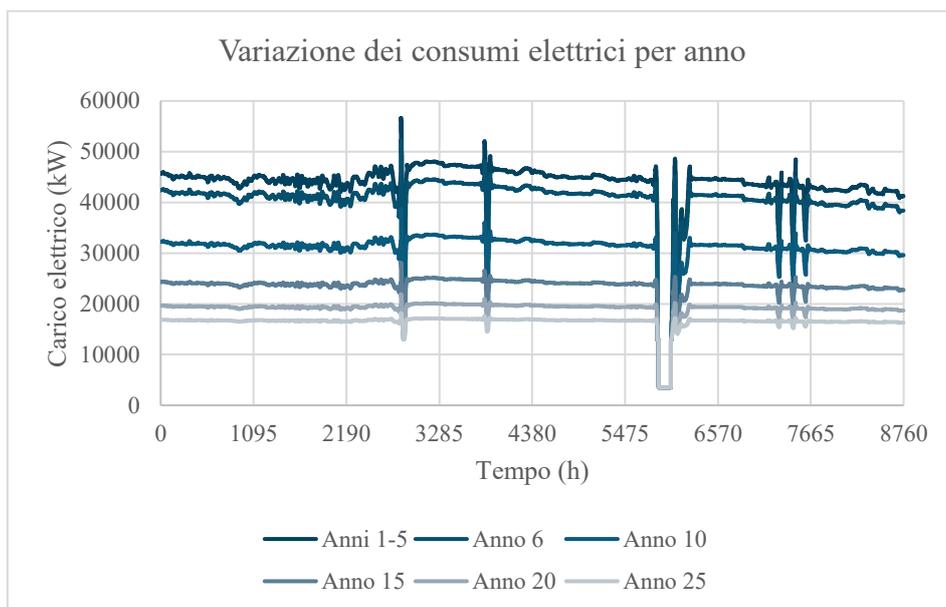


Figura 2.12: Carichi elettrici orari degli anni 1-5, 6, 10, 15, 20, 25

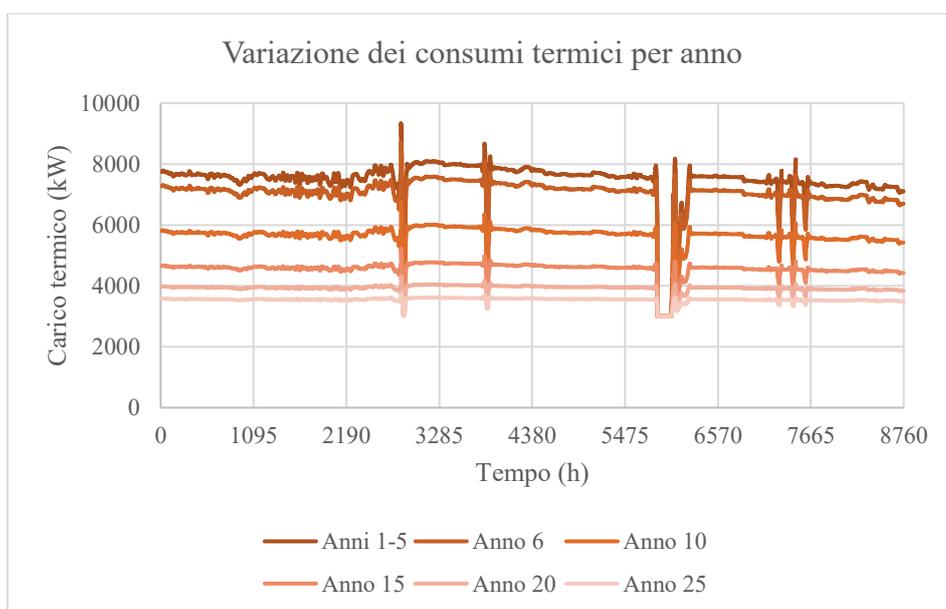


Figura 2.13: Carichi termici orari degli anni 1-5, 6, 10, 15, 20, 25

Infine, nei restanti grafici del Capitolo, è riportato il dettaglio della richiesta elettrica e termica di ciascun dispositivo o servizio operante sulla piattaforma durante la fase di plateau del giacimento (anni 1-5) (Figure 2.14, 2.15) e nell'ultimo anno dell'analisi (anno 25), in fase di declino inoltrata (Figure 2.16, 2.17).

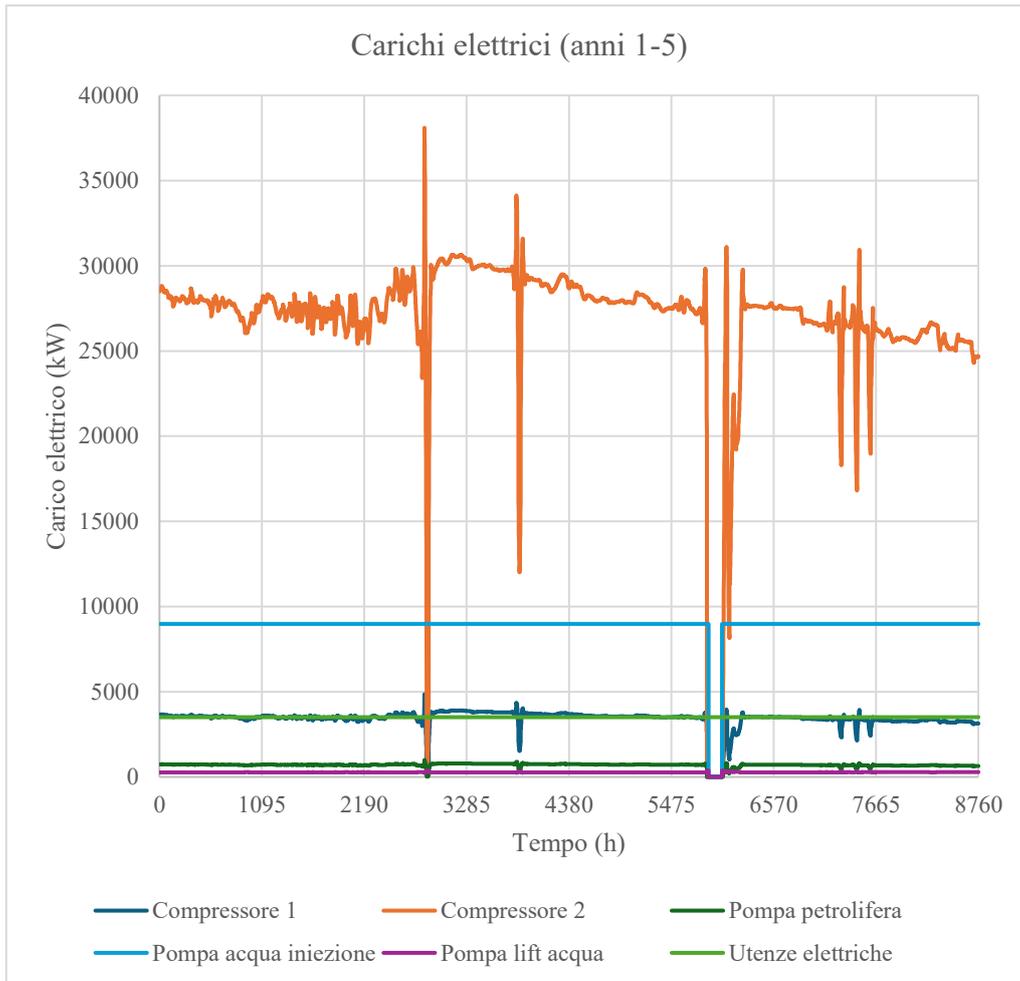


Figura 2.14: Suddivisione del carico elettrico (anni 1-5)

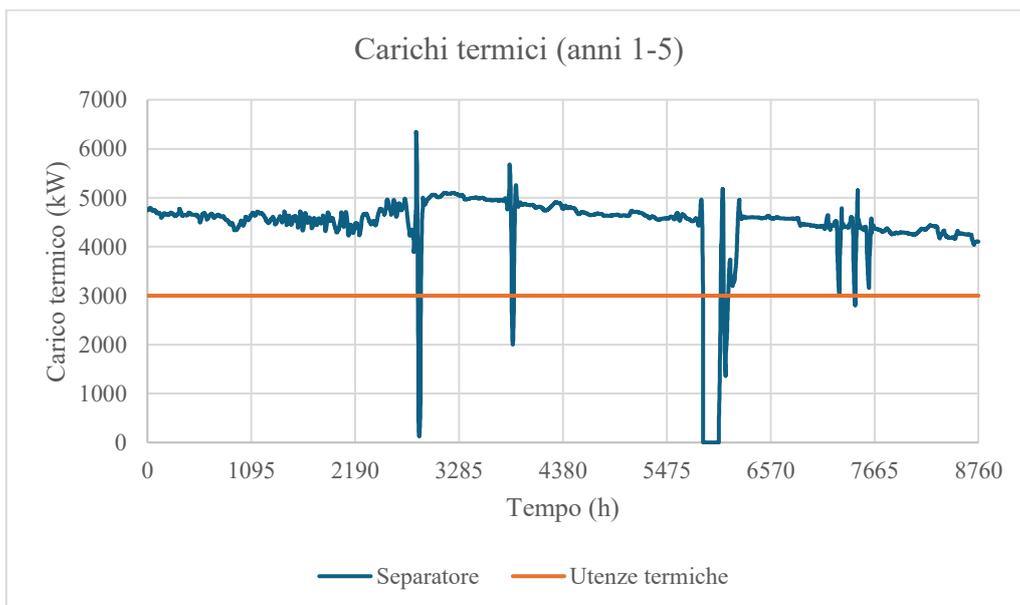


Figura 2.15: Suddivisione del carico termico (anni 1-5)

Per i due grafici nelle Figure 2.14, 2.15 è possibile evidenziare che, durante il plateau, il dispositivo elettrico con la maggiore richiesta è il Compressore 2, ovvero quello adibito all'immissione del gas naturale nella rete di trasmissione alla pressione di 20 MPa; analogamente per il carico termico, dal separatore deriva un fabbisogno di calore maggiore rispetto alle utenze.

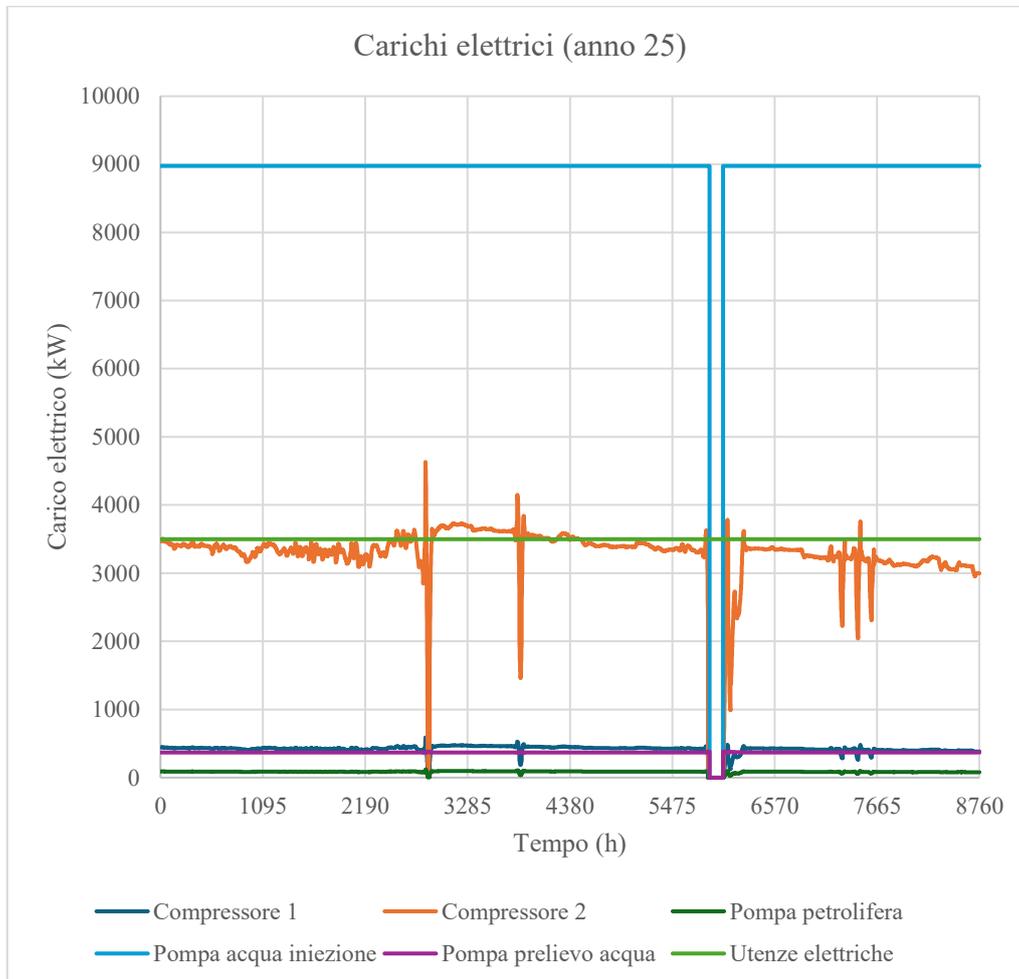


Figura 2.16: Suddivisione del carico elettrico (anno 25)

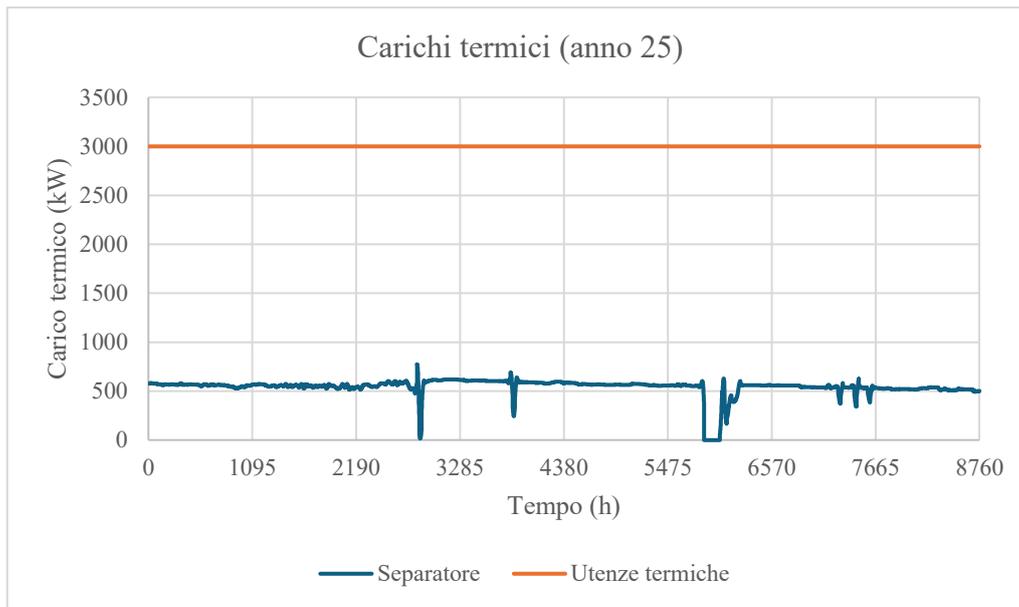


Figura 2.17: Suddivisione del carico termico (anno 25)

Per l'ultimo anno, il consumo derivante dal processamento dei fluidi estratti dal pozzo (in particolare del Compressore 1) è molto ridotto rispetto alla fase iniziale ed è inferiore a quello causato dalla pompa di iniezione dell'acqua di mare, che è stato ipotizzato costante negli anni per mantenere la pressione all'interno del giacimento. Allo stesso modo, al separatore, che lavora secondo il modello proporzionalmente alla quantità di fluidi estratti, è imputabile un minor carico rispetto alle utenze.

3. Energia eolica offshore

Finora, la Tesi si è basata sull'ipotetica piattaforma LEOGO facendo diretto riferimento al lavoro svolto da Svendsen et al.. Tramite i valori forniti dall'Autore e l'introduzione di una curva di produzione sintetica di gas, petrolio e acqua costruita a partire dai dati di un giacimento reale, sono stati ricavati i profili di domanda elettrica e termica annuali, che variano durante il ciclo di vita del giacimento modellato in precedenza. Nell'impostazione vista (sistema base) questi fabbisogni sono interamente coperti dall'attività di tre turbine a gas naturale cogenerative GE LM2500 da 21.8 MW ciascuna. Lo scopo dell'Elaborato, nell'ottica della transizione energetica e degli obiettivi di decarbonizzazione, è quello di proporre una soluzione alternativa volta a mitigare l'impatto sull'ambiente delle piattaforme petrolifere nei casi in cui esse non possano essere collegate alla rete elettrica onshore. Pertanto, in questo Capitolo, sarà descritta la tecnologia che si propone di introdurre per l'ottimizzazione energetica della piattaforma, ovvero l'energia eolica offshore.

A livello di ubicazione dell'ipotetica piattaforma, sono state considerate due località nel mondo basandosi sulla quantità di vento disponibile, per valutare la fattibilità degli scenari nelle migliori condizioni a disposizione in termini di vento e basandosi inoltre sulla batimetria, poiché la profondità del mare è una limitazione importante per l'installazione di turbine eoliche offshore a fondazioni fisse, dette anche *fixed-bottom*, previste in questo studio; questo è il motivo principale per cui, in futuro, la tecnologia eolica galleggiante (*floating*) potrebbe rappresentare la svolta in contesti distanti dalle coste in cui la profondità raggiunga livelli non economicamente e strutturalmente sostenibili per la costruzione di fondazioni fisse. Tuttavia, mentre il primo è un sistema già ampiamente sviluppato con diverse soluzioni disponibili, il secondo è appena entrato nella fase commerciale precoce ed è difficile, per ora, ipotizzarne i costi.

3.1. Tipologie di fondazioni fisse

Esistono quattro tipi differenti di fondazioni *fixed-bottom* (Figura 3.1); questi sono applicati a seconda della profondità e del substrato (WU et al., 2019):

- **Gravity base:** sono fondazioni utilizzate per basse profondità (0-10 m) e consistono in grandi basamenti in acciaio o cemento che poggiano sul fondale marino. I punti di forza di questo genere di fondazione stanno nel peso proprio della stessa, che consente di resistere a elevati momenti ribaltanti, e nel basso costo poiché semplici e popolari fin dagli albori dell'eolico offshore; sono adatte a fondali in argilla compatta, sabbia e roccia.
- **Monopile:** trovano applicazione per profondità di 20-40 m e consistono in un cilindro cavo del diametro di 3-8 m, che viene spinto nel terreno tramite percussione o vibrazione nel caso di fondali argillosi o sabbiosi, mentre per quelli rocciosi viene prima effettuata una perforazione; sono in genere meno costose di altri tipi di fondazione e sono le più utilizzate.
- **Tripod:** impiegate per profondità tra 10-35 m, consistono in una struttura prefabbricata che prevede tre gambe collegate a un albero centrale adibito ad accogliere il mozzo della turbina. Ciascuna gamba si prolunga con un palo verticale che viene conficcato nel fondale marino, su cui si scaricano il peso di tutta la struttura e i momenti sollecitanti; questa fondazione

consente di posizionare l'hub a una profondità inferiore rispetto alle fondazioni dei punti precedente.

- **Jacket:** possiedono una struttura reticolare composta da tubi in acciaio che comprende tre o quattro punti di ancoraggio infissi nel fondale; essa viene dunque accoppiata a questi pali tramite la discesa controllata con navi-gru. Analogamente alle fondazioni *tripod*, sono anch'esse prefabbricate sulla terraferma e trasportate in situ: ciò prevede elevati costi di logistica e di installazione. Questo tipo di fondazione “è considerato una buona scelta per profondità dai 30 fino agli 80 m” (SHI et al., 2013) e rappresenta finora l'ultima opzione percorribile prima di affidarsi al prototipo delle fondazioni galleggianti.

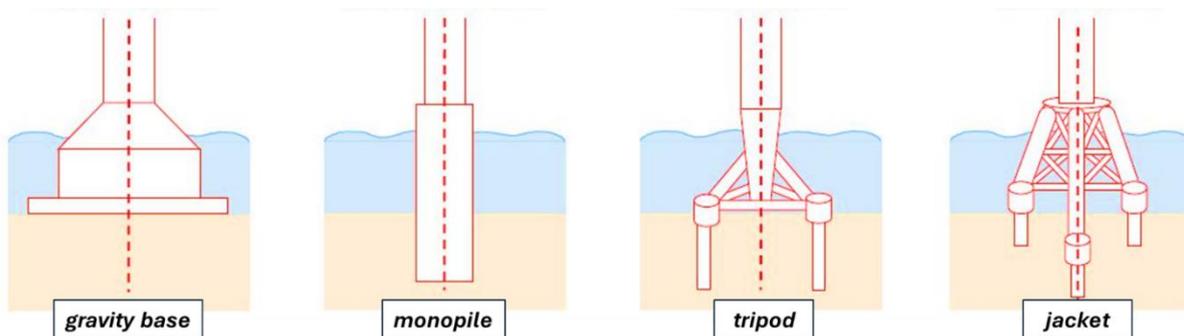


Figura 3.1: Tipologie di fondazioni fisse per turbine eoliche offshore (Wu et al., 2019)

3.2. Ubicazione della piattaforma e caratterizzazione della disponibilità di vento

Le località candidate alle simulazioni sono state selezionate dopo aver verificato, in primo luogo, la presenza comprovata di giacimenti di gas e petrolio in mare aperto e, preferibilmente, la reale esistenza di una piattaforma non collegata alla rete elettrica onshore; verificate dunque queste condizioni, si è valutata la quantità di risorsa di vento disponibile tramite i dati medi di densità di potenza (Global Wind Atlas, 2024) e si sono scelte località in cui essa fosse estremamente elevata: dai dati di vento, infatti, dipendono essenzialmente le prestazioni e la convenienza dello scenario energetico proposto nel presente studio. In terzo luogo, è stata analizzata la batimetria delle località per considerazioni, fatte in precedenza, riguardanti le fondazioni delle turbine eoliche. Incrociando quindi le localizzazioni dei giacimenti e i dati medi di vento e batimetrici, sono emerse le due potenziali ubicazioni presentate nella Tabella 3.1.

Tabella 3.1: Località selezionate per le simulazioni energetiche

Giacimento	Ubicazione	Coordinate (WGS84)	Dens. di pot. media del vento a 100 m	Porto idoneo più vicino	Distanza
			W/m^2		(km, ca.)
Ekofisk Oil and Gas Field	Mare del Nord (Norvegia)	56.55, 3.21	>1200	Port of Esbjerg (Danimarca)	350
Hibernia Oil and Gas Field	Newfoundland & Labrador (Canada)	46.75, -48.78	>1600	Port of Argientia (Canada)	500

Per porto idoneo più vicino si intende il porto situato alla minima distanza dalle località interessate, in grado di supportare la costruzione e il funzionamento dei progetti eolici offshore; il porto di Esbjerg in Danimarca è considerato il più grande al mondo nel suo genere.

Le mappe seguenti, ottenute nuovamente dal Global Wind Atlas, illustrano la batimetria del fondale marino entro la distanza di 60 km dai giacimenti Ekofisk Oil and Gas Field, in Norvegia (Figura 3.2), e Hibernia Oil and Gas Field, in Canada (Figura 3.3). La profondità è rappresentata mediante una legenda a colori, scalata tra i valori di -50 m e -80 m; il simbolo indica, in entrambi i casi, la localizzazione della piattaforma realmente esistente.

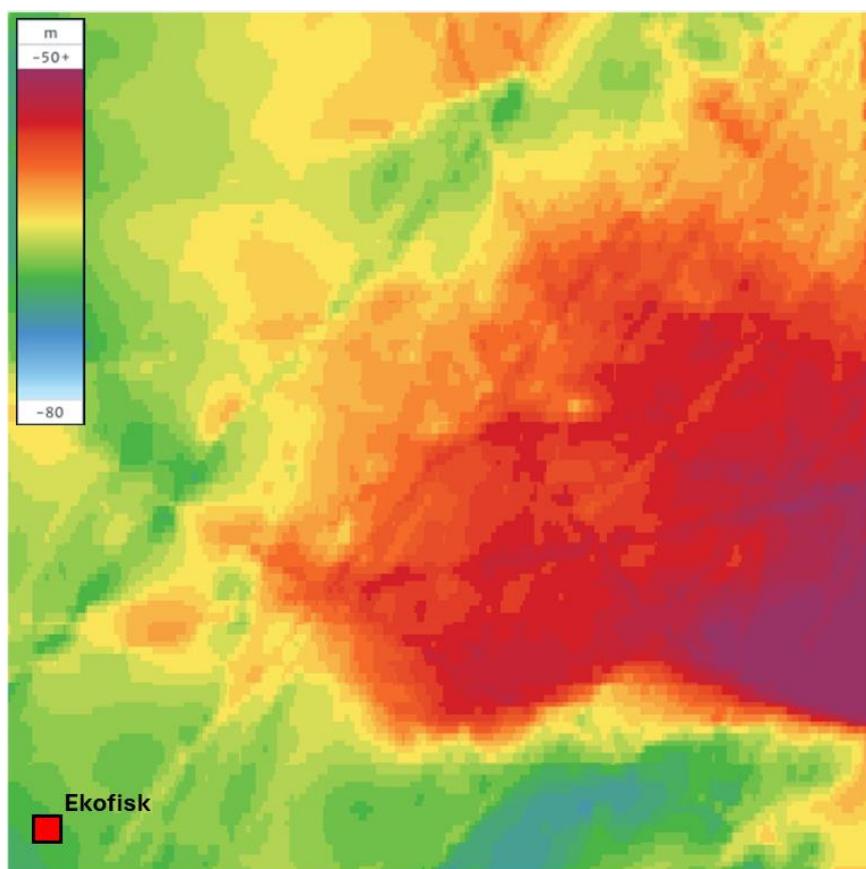


Figura 3.2: Mappa a colori (60x60 km), batimetria nei pressi di Ekofisk (Mare del Nord, Norvegia) (Global Wind Atlas, 2024)

La batimetria nei pressi del giacimento Ekofisk (Norvegia) evidenzia che è possibile procedere con l'installazione di fondazioni fisse di tipo jacket per una profondità di -55 m.

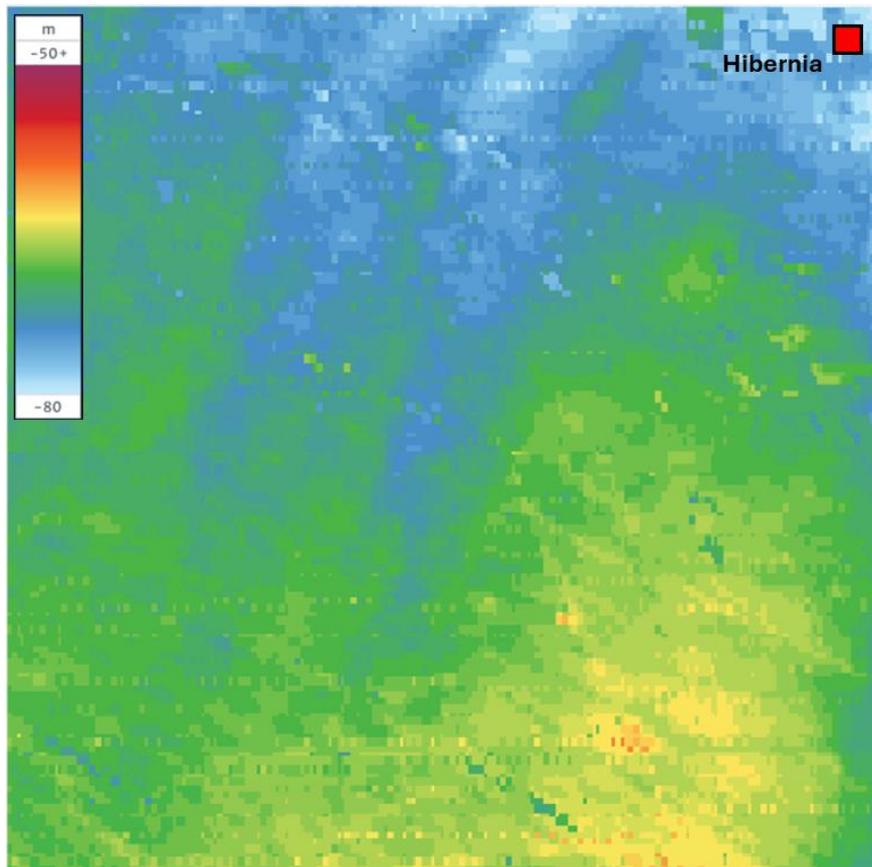


Figura 3.3: Mappa a colori (60x60 km), batimetria nei pressi di Hibernia (Newfoundland & Labrador, Canada) (Global Wind Atlas, 2024)

La batimetria nei pressi di Hibernia (Canada) mostra nuovamente la necessità di affidarsi al sistema jacket, ora per una colonna d'acqua di 65 m; rispetto al caso precedente, ciò comporta costi aggiuntivi. In particolare, quest'ultimo valore rappresenta un'altezza considerevolmente elevata anche per fondazioni di questo tipo. L'analisi sulla scelta delle fondazioni, oltre a indagini batimetriche, richiederebbe anche delle caratterizzazioni geologiche approfondite per valutare se il substrato consenta o meno l'installazione di questo tipo di progetto.

Ci si sofferma ora maggiormente sulla caratterizzazione della risorsa, poiché la media della densità di potenza o della velocità non sono sufficienti a descrivere il vento in un dato luogo, che può essere più o meno variabile durante l'anno con conseguenze importanti sulla generazione dell'energia.

Sono stati estratti, per ciascuna località, i dati orari di velocità media del vento a 50 m d'altezza per gli anni compresi tra il 2001 e il 2023, utilizzando il database NASA Prediction Of Worldwide Energy Resources (POWER, 2024). Questi dati sono derivati dal dataset MERRA-2 di NASA e ogni anno è rappresentato da 8760 valori di velocità. Per ottenere una serie rappresentativa di un anno di vento è stata dapprima calcolata la media oraria sui 23 anni, ottenendo una nuova serie delle stesse dimensioni

delle precedenti; dunque, per ogni anno è stato determinato il *Root Mean Square Error* (RMSE) rispetto alla media, che è definito dalla seguente espressione:

$$RMSE = \sqrt{\sum_{i=1}^n \frac{(\hat{u}_i - u_i)^2}{n}} \quad (3.1)$$

Dove:

- $\hat{u}_1, \hat{u}_2, \dots, \hat{u}_{8760}$ sono i valori di velocità del vento risultanti dalla media sui 23 anni per ogni ora i
- $u_1, u_2, \dots, u_{8760}$ sono i valori di velocità del vento osservati per l'anno considerato (quelli ottenuti dal database)
- $n = 8760$ è il numero di osservazioni di vento effettuate all'anno

Da questa operazione si ottengono 23 valori di RMSE; come anno di vento rappresentativo per una località viene scelto quello per cui questa misura statistica risulti minima. Nei prossimi grafici si riportano dunque la curva di velocità media oraria del vento a 50 m d'altezza associata all'anno con il minimo RMSE e la curva media oraria ottenuta dagli anni 2001-2023; si riportano inoltre gli istogrammi di frequenza, espressa come numero di ore all'anno, della velocità del vento nelle due località. Per il sito di Ekofisk, si ottengono i seguenti dati grafici (Figure 3.4, 3.5).

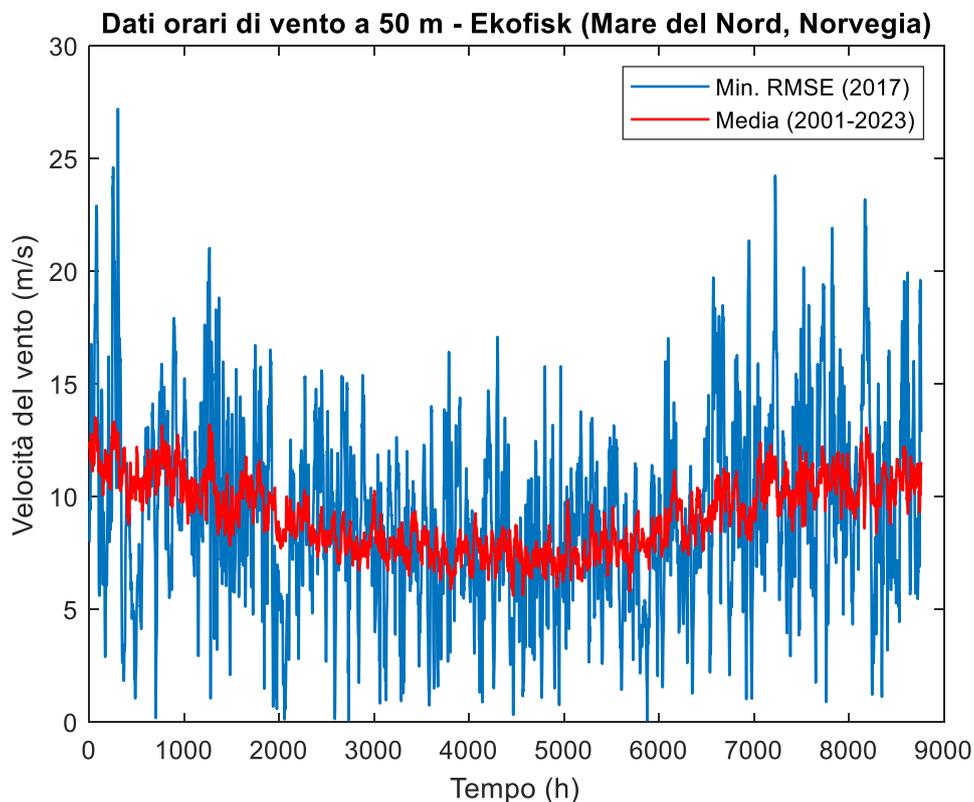


Figura 3.4: Profili di velocità del vento per Ekofisk (Mare del Nord, Norvegia)

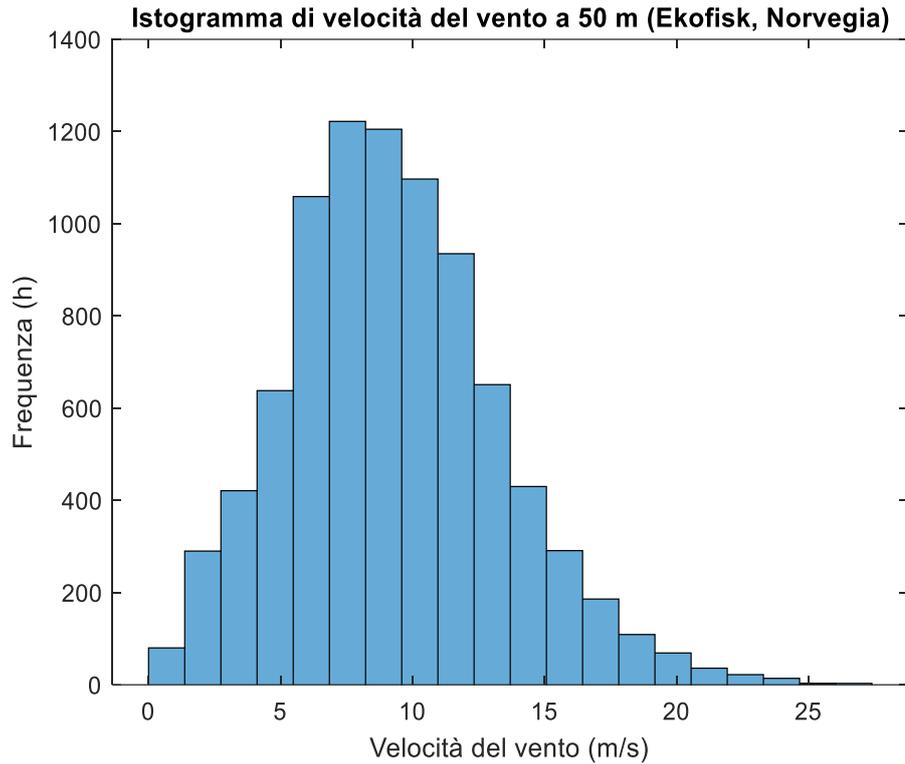


Figura 3.5: Istogramma di frequenza delle velocità del vento per Ekofisk (Mare del Nord, Norvegia)

Osservando la media dei 23 anni si nota che, nella parte centrale dell'anno, il vento diminuisce di intensità; questo influisce sulla generazione di energia eolica e ci si aspetta che l'attività delle turbine a gas possa essere maggiore durante questo periodo e l'eventuale eccesso di energia rinnovabile minore o nullo. Il valore minimo del RMSE rispetto alla media si ottiene per l'anno 2017 ed è pari a 3.64.

Per Hibernia, invece, i dati di vento forniscono gli andamenti riportati nelle Figure 3.6, 3.7.

Dati orari di vento a 50 m - Hibernia (Newfoundland & Labrador, Canada)

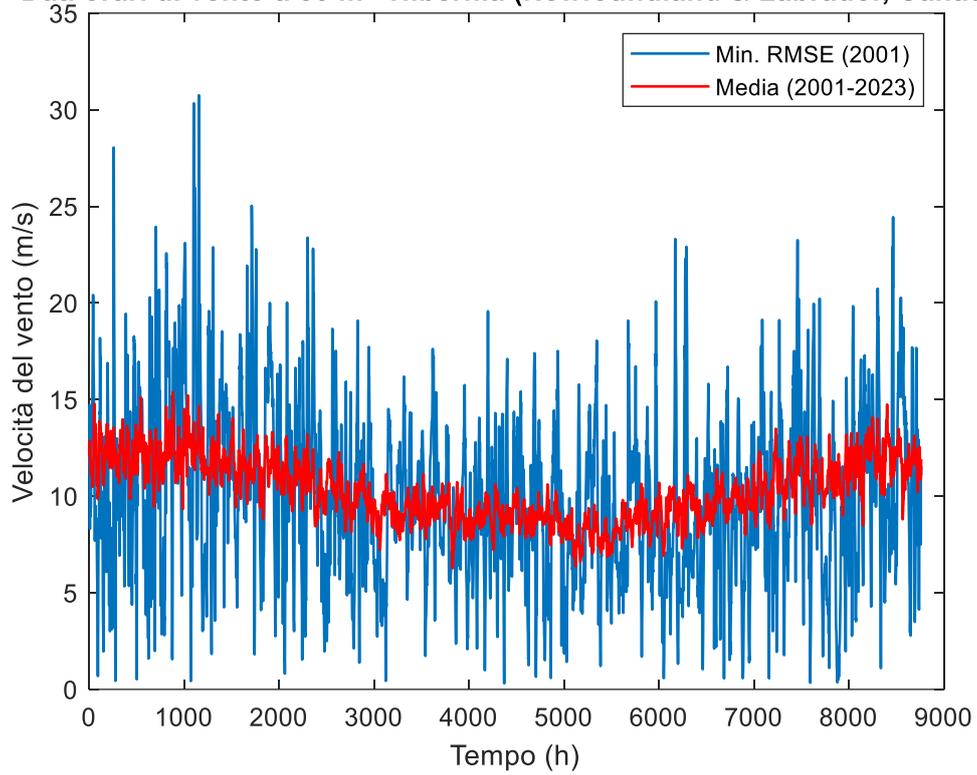


Figura 3.6: Profili di velocità del vento per Hibernia (Newfoundland & Labrador, Canada)

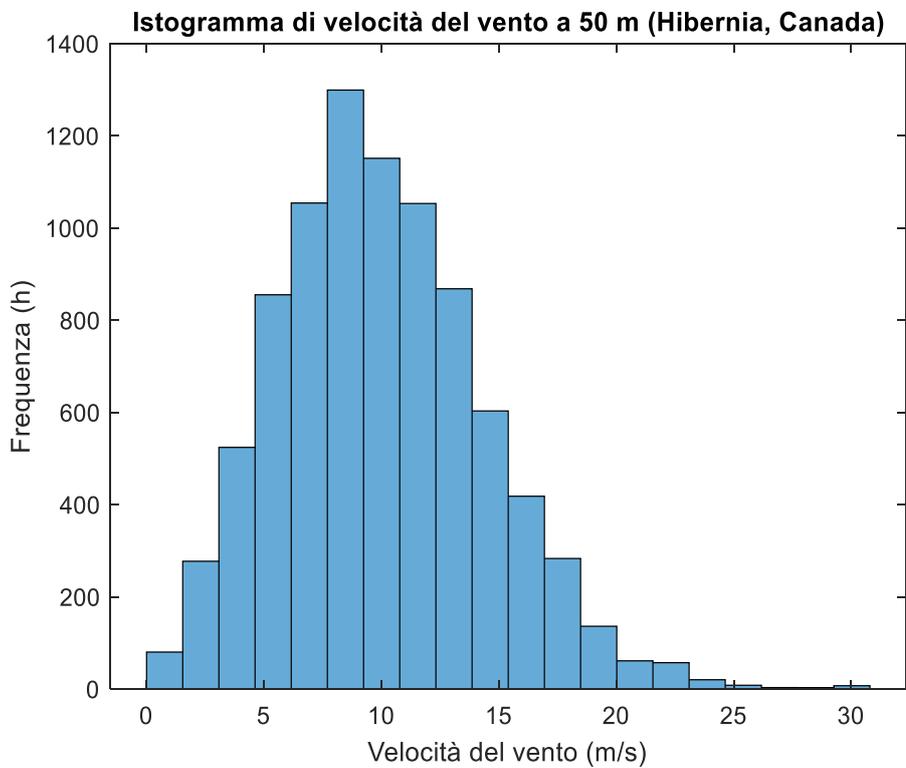


Figura 3.7: Istogramma di frequenza delle velocità del vento per Hibernia (Newfoundland & Labrador, Canada)

In questo caso, la media dei venti è maggiore e leggermente più stabile durante tutto l'anno. Tuttavia, il valore minimo del RMSE, che si ottiene per l'anno 2001, è maggiore rispetto al caso norvegese ed è pari a 4.16; ciò indica una minore rappresentatività di questi dati di vento rispetto al caso precedente.

Individuata la serie più rappresentativa per ciascuna località, è necessario estrapolare i valori orari di velocità del vento alla quota del rotore, corrispondente all'altezza dell'hub delle turbine eoliche (assunta pari a 110 m, come verrà specificato successivamente). L'estrapolazione può essere effettuata attraverso la *logarithmic law* (HOMER Energy):

$$u_{hub} = u_{anem} \cdot \frac{\ln\left(\frac{z_{hub}}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z_{anem}}{z_0}\right)} \quad (3.2)$$

In cui:

- $u_{hub} \left(\frac{m}{s}\right)$ è la velocità del vento all'altezza del rotore
- $u_{anem} \left(\frac{m}{s}\right)$ è la velocità rilevata all'altezza dell'anemometro (il dato a 50 m)
- $z_{hub} (m)$ è l'altezza dell'hub della turbina, pari a 110 m
- $z_0 (m)$ è un parametro denominato *surface roughness length* che matematicamente si definisce come l'altezza alla quale la velocità del vento si annulla. Per il mare aperto è suggerito il valore di $z_0 = 0.0002 m$ (HOMER Energy).

3.3. Aspetti ingegneristici delle turbine eoliche

Compite le necessarie considerazioni riguardanti le fondazioni in ambiente offshore e l'analisi statistica della disponibilità di vento nelle due località, ci si concentra ora sugli aspetti ingegneristici delle turbine eoliche, cominciando con una descrizione dei componenti principali che le costituiscono.

Queste macchine trasformano l'energia del vento in energia meccanica di rotazione: le turbine eoliche offshore più impiegate sono ad asse orizzontale e sono collocate a una certa altezza dal mare mediante una torre di sostegno (detta anche hub o mozzo): in questo studio per altezza dell'hub si intenderà la quota del rotore rispetto al livello del mare. "L'elemento essenziale per la conversione in energia meccanica sono le pale, progettate in modo che il profilo aerodinamico dia la massima portanza; la potenza meccanica convertita dipende dall'area spazzata dalle pale: raddoppiare la loro lunghezza significa quadruplicare la potenza prodotta (vedi Equazione 3.4). Le pale, per la maggior parte in fibra di vetro e resina epossidica, sono fissate al mozzo da cui parte l'albero lento della macchina: questo è collegato all'albero veloce (1500 rpm) mediante un moltiplicatore del numero di giri; l'albero veloce trasmette la coppia motrice al generatore elettrico. Gli alberi di trasmissione, il moltiplicatore di giri e il generatore elettrico sono contenuti in un involucro metallico chiamato navicella o gondola" (Spertino, 2016).

Come illustrato nella Figura 3.8, le regolazioni meccaniche di cui è dotata la macchina eolica sono essenzialmente (Spertino, 2016):

- **Il controllo del passo delle pale (*pitch*):** utilizzato al fine di regolare, per una certa velocità del vento, la portanza (sul profilo superiore della pala la pressione è minore che su quello inferiore) e quindi la coppia motrice sulle pale allo scopo di ottenere una ben precisa velocità di rotazione.
- **Il controllo di imbardata (*yaw*):** consente di far ruotare la navicella rispetto alla torre di sostegno, in modo da orientare la turbina eolica nella direzione del vento.

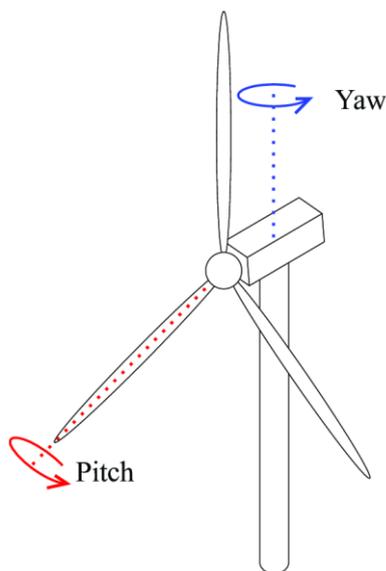


Figura 3.8: Sistemi di regolazione delle turbine eoliche (controllo del passo e d'imbardata) (Shin et al., 2022)

Esistono sistemi a velocità delle pale costante e sistemi a velocità variabile, ma la tecnologia offshore fa generalmente affidamento su questi ultimi. “Nei sistemi a velocità variabile, per far sì che il rendimento si mantenga sul valore massimo al variare della velocità del vento, bisogna disaccoppiare il generatore elettrico dalla rete a frequenza costante. A valle del generatore elettrico, si inseriscono un convertitore AC/DC, per raddrizzare e stabilizzare la tensione generata a frequenza variabile, e un inverter per produrre potenza AC a frequenza costante” (Spertino, 2016).

Non conoscendo a priori la taglia o la combinazione di taglie più idonee per alimentare la piattaforma, sono stati presi in esame i seguenti modelli di turbine eoliche, di recente e popolare impiego in ambito offshore:

- **Vestas V112-3.45 MW**
- **Siemens-Gamesa 8.0-167 DD**
- **Vestas V164-9.5 MW**

La prima e la terza turbina sono prodotte dall'azienda danese Vestas Wind Systems A/S, leader mondiale nel settore eolico; questi modelli sono impiegati in diversi progetti eolici offshore come Rampion (Regno Unito, Canale della Manica; operativo dal 2018) e Triton Knoll (Regno Unito, Mare

del Nord; operativo dal 2021); il secondo modello è invece prodotto dalla multinazionale Siemens Gamesa Renewable Energy, S.A, marchio che nasce dalla fusione tra l'azienda tedesca Siemens' Wind Power division e la spagnola Gamesa Corporación Tecnológica, S.A; il parco eolico Kriegers Flak (Danimarca, Mar Baltico; operativo dal 2021) fa affidamento su 72 di questi esemplari. In tutti i casi si tratta di aerogeneratori ad asse orizzontale a tre pale, le cui specifiche tecniche d'interesse sono riassunte nella Tabella 3.2.

Tabella 3.2: Modelli di turbine eoliche offshore considerati

Modello	Potenza nominale	Diametro del rotore	Cut-in	Cut-out
	MW	m	m/s	m/s
Vestas V112-3.45 MW	3.45	112	4	25
Siemens-Gamesa 8.0-167 DD	8.0	167		
Vestas V164-9.5 MW	9.5	164		

Le velocità di *cut-in* e di *cut-out* rappresentano rispettivamente la velocità del vento raggiunta la quale la turbina inizia a produrre potenza e la velocità del vento a cui la turbina deve arrestarsi per evitare danni alle apparecchiature. Per valutare le prestazioni di una turbina eolica si fa riferimento alla curva di potenza caratteristica del modello considerato; questo tipo di grafico mostra la relazione tra la velocità del vento e la potenza elettrica prodotta dalla turbina. La produzione di energia avviene per velocità del vento comprese tra i valori di cut-in e cut-out: quando si sale al di sopra della prima, la macchina inizia a produrre energia, ma in modo graduale, poiché la potenza generata è proporzionale al cubo della velocità del vento. Una massa d'aria con densità $\rho = 1.225 \frac{kg}{m^3}$ (a livello del mare, alla temperatura di 15°C), velocità U attraverso una sezione A che rappresenta l'area spazzata dalle pale, ha una densità di potenza (P/A) esprimibile mediante la seguente equazione, dedotta dalla derivata dell'energia cinetica di una massa d'aria che si sposta (Spertino, 2016):

$$\frac{P}{A} = \frac{1}{2} \rho U^3 \quad (3.3)$$

Da cui deriva l'espressione della potenza meccanica generata dalle pale:

$$P_{mec} = \frac{1}{2} C_p \rho A U^3 \quad (3.4)$$

Dove C_p è il coefficiente di potenza della turbina eolica, ossia il rapporto tra la potenza meccanica generata dal rotore e la potenza del vento; il valore massimo raggiungibile per questo coefficiente è pari a 0.593 e deriva dalla Legge di Betz. La potenza generata cresce fino alla saturazione in corrispondenza del valore nominale, che si verifica per velocità intorno a 12 - 16 m/s (Spertino, 2016); quindi si ha un intervallo di funzionamento nominale che prosegue fino al valore di cut-out, raggiunto il quale si annulla la potenza generata. Nel presente studio non si considera la dipendenza tra la densità

dell'aria e la temperatura dell'ambiente, che potrebbe avere un'influenza sulla generazione. Le curve di potenza, per i modelli di turbine eoliche offshore presi in considerazione, sono riportate nel grafico della Figura 3.9; esse sono state ottenute dal sito internet The Wind Power (2024).

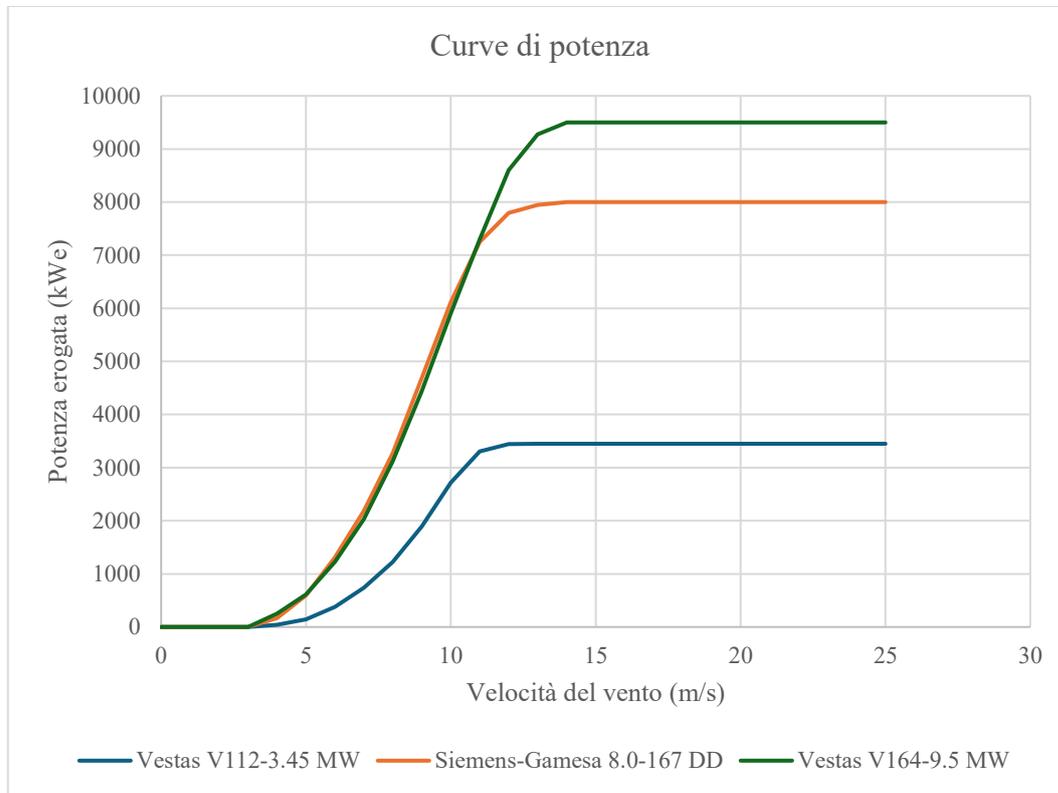


Figura 3.9: Curve di potenza dei tre modelli di turbina eolica considerati

In generale, turbine eoliche con potenze nominali maggiori consentono di ridurre i costi di installazione per unità di potenza; osservando le curve di potenza si evince come diametri del rotore maggiori si traducano in una traslazione verso sinistra della curva di potenza: ciò consente di raggiungere il valore di potenza nominale di generazione elettrica a velocità del vento inferiori. Anche l'altezza dell'hub della turbina permette di sfruttare al meglio la potenza eolica dato l'aumento della velocità del vento con la quota; tuttavia, quest'ultimo fatto risulta più evidente quando la surface roughness length, definita in precedenza (Equazione 3.2), assume valori più alti, quindi tuttalpiù in contesti onshore. “Pertanto, una tendenza verso turbine con capacità maggiori, maggiori altezze del mozzo e pale più lunghe ha aumentato l'efficienza di impiego della risorsa e ha ridotto il LCOE dei progetti” (IRENA, 2023).

I generatori elettrici che alloggiavano nelle turbine considerate sono di tipo sincro a magneti permanenti; la frequenza in output è 50 Hz. La vita utile considerata per le turbine è di 25 anni, che coincide con quella dell'analisi svolta nel presente studio. Il valore medio di altezza dell'hub per le installazioni offshore, contestualmente al diametro del rotore, ha subito un incremento da 83 m a 112 m tra il 2010 e il 2022 (IRENA, 2023); pertanto, l'altezza considerata nel presente studio è fissata univocamente a 110 m.

3.4. Analisi dei costi

Essendo estremamente dipendente dalle condizioni del sito geografico e dal periodo storico, la tecnologia eolica offshore presenta incertezze sulle stime di CAPEX e OPEX: i prezzi di ogni elemento possono variare da un progetto all'altro a causa di tempistiche specifiche, questioni locali, tassi di cambio, concorrenza e condizioni contrattuali; tuttavia, un'analisi dettagliata dell'anno 2019 basata su prezzi reali è stata compiuta dalla società di consulenza BVGAssociates a nome delle organizzazioni The Crown Estate e the Offshore Renewable Energy Catapult. La Tabella 3.3, interamente ricavata dai dati disponibili sul sito internet e sulla guida redatta (BVGAssociates, 2019), elenca i costi approssimativi espressi in sterline britanniche per megawatt (£/MW) dei diversi aspetti del progetto.

Tabella 3.3: Costi legati agli aspetti progettuali delle turbine eoliche offshore (BVGAssociates, 2019)

Categoria	Dettagli	Costo arrotondato	Unità
Sviluppo e gestione del progetto			
Servizi per lo sviluppo e l'autorizzazione	Valutazioni di impatto ambientale, attività di sviluppo e altri servizi per il consenso	50,000	$\frac{£}{MW}$
Indagini ambientali	Indagini su specie e habitat offshore	3,500	
Valutazione delle risorse, delle condizioni meteorologiche e oceanografiche	Strutture, sensori, manutenzione	4,000	
Indagini geologiche, geotecniche e idrografiche		4,000	
Ingegneria e consulenza		4,000	
Gestione del progetto		54,000	
Turbina eolica			
Navicella	Piastra di appoggio, cuscinetto principale, albero principale, moltiplicatore di giri, generatore elettrico, power take-off, sistemi di controllo, meccanismo d'imbardata, cuscinetto d'imbardata, copertura della navicella, dispositivi di fissaggio, sistemi ausiliari	400,000	$\frac{£}{MW}$

Rotore	Pale, connessione all'albero principale, cuscinetti e meccanismo di regolazione del passo, componenti lavorati in acciaio, dispositivi di fissaggio, sistemi ausiliari	200,000	
Torre	Acciaio, interni della torre	70,000	
Altro	Assemblaggi, aspetti relativi all'installazione e alla messa in servizio riguardanti il fornitore, garanzia	340,000	
Costi strutturali e impianti			
Cavi di array	Collegamento turbina eolica/sottostazione offshore	35,000	
Isolamento dei cavi		2,000	
Fondazioni	Fondazioni di tipo jacket, protezione da erosione e corrosione	472,000 (-55 m)	$\frac{£}{MW}$
		575,000 (-65 m)	
Sottostazione offshore	Collegamento dei cavi di array alla piattaforma, trasformatori di tensione, sistemi ausiliari	120,000	
Operazioni aggiuntive	Operazioni e manutenzione generale	3,000	
Installazione			
Installazione dei cavi	Posa sottomarina dei cavi di array: scavi, tensioni, test elettrici, giunzioni, altro (imbarcazioni, lavori di rilevamento, sgombero percorsi, sistemi di protezione)	220,000	
Installazione delle fondazioni	Trasporto e messa in opera: operazioni di sollevamento tramite gru, perforazioni, cementazioni	135,000 (-55 m)	$\frac{£}{MW}$
		165,000 (-65 m)	
Installazione della turbina	Trasporto dei componenti dal porto, assemblaggio con fondazioni	50,000	
Installazione sottostazione offshore		35,000	
Logistica offshore	Supporto, coordinazione, sicurezza, soccorso, valutazione condizioni meteo	3,500	
Altro	Assicurazione, imprevisti e gestione dei progetti delle costruzioni	212,000	

Gestione e manutenzione (O&M)			
Gestione	Logistica offshore e onshore, formazione, ispezioni, indagini ambientali, assicurazione	33,000 (NOR)	$\frac{\text{£}}{\text{MW}}$ y
		36,200 (CAN)	
Manutenzione	Manutenzione della turbina, delle strutture e degli impianti	51,000	

La stima di questi costi è stata originariamente compiuta per l'installazione di un parco eolico da 1 GW composto da turbine da 10 MW a fondazioni *monopile*, situato a 60 km dalla costa e in acque con profondità di 30 m. Si sono pertanto attuate alcune correzioni: per le fondazioni jacket vengono forniti il costo d'acquisto di 350,000 £/MW e il costo di installazione di 100,000 £/MW che fanno riferimento a una profondità di 40 m (BVGAssociates, 2019). Per ottenere i valori corrispondenti a -55 m (Ekofisk) e -65 m (Hibernia) questi prezzi sono stati incrementati del 2% per ogni metro aggiuntivo rispetto alla profondità di 40 m (Gonzalez-Rodriguez, 2017). Per le installazioni di turbina e fondazioni, che comprenderebbero già le spese di trasporto dei componenti, sono forniti rispettivamente i valori di 50,000 £/MW e 100,000 £/MW (BVGAssociates, 2019); questi sono stati mantenuti, ma è stata aggiunta un'ulteriore e consistente voce per quantificare il costo di trasporto marittimo del materiale dal porto idoneo allo smistamento dei componenti, che si trova a una distanza di circa 350 km per Ekofisk e 500 km per Hibernia; trasporto che deve essere effettuato tramite imbarcazioni adatte alle dimensioni delle pale, delle fondazioni, dei mozzi e dei rotor. Inoltre, si è voluto maggiorare tali valori poiché la logistica per l'installazione di un parco eolico composto da cento turbine eoliche potrebbe essere completamente differente rispetto al caso in questione, che, come si vedrà in seguito, prevede l'installazione di un numero contenuto di unità. Per il trasporto e l'installazione delle turbine eoliche offshore è quindi richiesto il noleggio di apposite imbarcazioni; in questo caso sono state considerate le tre unità di seguito elencate (Jiang, 2021); la conversione adottata tra dollaro statunitense e sterlina britannica è di 0.77 £/\$.

- Una chiatta (Figura 3.10) con capacità di carico tra 1000-4000 t dedicata al solo trasporto delle fondazioni, che richiedono un'imbarcazione a parte date le notevoli dimensioni e le esigenze di prefabbricazione sulla terraferma: una fondazione jacket per una profondità di 60 m pesa circa 500 t (Hensel et al., 2012). Il costo approssimativo per questo tipo di mezzo è di 80,000-100,000 \$ al giorno; si considererà quindi pari a 90,000 \$/d (69,300 £/d).
- Un rimorchiatore (Figura 3.10, sulla destra) necessario a trainare la chiatta che solitamente non è motorizzata, con un costo tra 1,000-5,000 \$ giornalieri, per cui si assume una spesa di 3,000 \$ (2,300 £/d).



Figura 3.10: Chiatta per il trasporto delle fondazioni jacket (Ailes Marines, 2022)

- Una nave di tipo *purpose-built jackup vessel*, che si rende necessaria per trasportare turbine di taglia superiore al megawatt, con i relativi rotori, pale e torri (Figura 3.11). Questa imbarcazione, provvista di gru, consente anche la messa in opera delle fondazioni jacket, il sollevamento e la posa del mozzo sulla fondazione, l'installazione del rotore e delle pale. Il costo stimato è di 200,000 \$ al giorno (154,000 £/d).



Figura 3.11: Imbarcazione di tipo *purpose-built jackup vessel* (rendering) (4C Offshore)

Lo studio di Lacal-Aránategui et al. (2018) fornisce inoltre delle tempistiche di installazione del complesso turbina-fondazioni espresse in giorni per unità di potenza nominale. Nel caso di fondazioni jacket, è riportato un valore, ricavato dal parco eolico Wiking (2016) che monta 70 turbine eoliche da 5 MW di 11.03 giorni per set, dunque 2.34 d/MW; un altro dato disponibile è 2.75 d/MW, ricavato per l'impianto Nordsee Ost (2012), con 48 turbine eoliche da 6.15 MW. Infine, per EnBW Baltic II (J) (2013) il valore è di 3.83 d/MW, per un parco eolico offshore con 41 turbine di taglia 3.6 MW. Considerando che l'avvento di taglie maggiori e il progresso tecnologico potrebbero velocizzare le tempistiche per unità di potenza nominale, ma tenendo anche in considerazione la notevole distanza dalla costa in entrambi i casi analizzati, che aumenta i tempi di percorrenza e quindi di noleggio delle imbarcazioni necessarie, si sono ipotizzate le tempistiche di installazione fondazione-turbina eolica di 3 d/MW per il sito di Ekofisk e di 3.5 d/MW per Hibernia. Assumendo quindi che le tre imbarcazioni siano noleggiate per tutto l'arco di tempo necessario alla realizzazione del complesso fondazione-turbina si ottengono i costi aggiuntivi di trasporto e installazione riportati in Tabella 3.4, che si sommano a quelli nella Tabella 3.3; in aggiunta, si forniscono anche i tempi di percorrenza approssimativi per raggiungere le due località, avendo supposto una velocità media di crociera delle imbarcazioni di 11 nodi (20.37 km/h) (BVGAssociates, 2019).

Tabella 3.4: Tempi di percorrenza e costi aggiuntivi di trasporto e installazione considerati

	Ekofisk (Norvegia)	Hibernia (Canada)	Unità
Tempo di percorrenza	17.5	24.5	<i>h</i>
Costi aggiuntivi di trasporto e installazione	670,000	780,000	$\frac{£}{MW}$

Per quanto riguarda infine i costi annuali legati alla gestione riportati in fondo alla Tabella 3.3, l'autore della valutazione economica suggerisce delle spese di logistica offshore pari a 1600 £/MW/y (BVGAssociates, 2019); esse sono state corrette in 9600 £/MW/y nel caso norvegese e in 12800 £/MW/y in quello canadese, proporzionalmente alla distanza dal porto idoneo rispetto ai 60 km del sito di riferimento, non avendo ulteriori indicazioni.

Dal momento che tutte le valutazioni economiche avverranno in euro, si considera l'attuale valore del cambio euro/sterlina britannica di 1.20 €/£; pertanto, i valori di CAPEX e OPEX complessivi stimati per le due diverse località sono sintetizzati nella Tabella 3.5.

Tabella 3.5: Costi di riferimento ricavati per le turbine eoliche offshore

	Ekofisk (Norvegia)	Hibernia (Canada)	Unità
CAPEX	3,710,000	4,000,000	$\frac{\text{€}}{\text{MW}}$
OPEX	101,000	105,000	$\frac{\text{€}}{\text{MW}}$ y

Per ottenere i costi di ciascuno dei tre modelli di turbina eolica, questi valori saranno moltiplicati per le rispettive potenze nominali.

4. Power-to-gas: componenti del sistema

Per produzione di idrogeno verde (*green hydrogen*) si intende la generazione di idrogeno sotto forma di gas (H_2) tramite il processo di elettrolisi dell'acqua, affidandosi esclusivamente a fonti energetiche rinnovabili. Nel presente studio, l'idrogeno verrà prodotto sulla base dell'eccesso di energia eolica che si verifica quando vi è carico elettrico ridotto e abbondanza di vento. Come detto, l'impiego di energia elettrica per la produzione di un combustibile gassoso è denominato power-to-gas (P2G): Nella Figura 4.1 è rappresentata una tipica configurazione per la produzione di idrogeno da energia eolica.

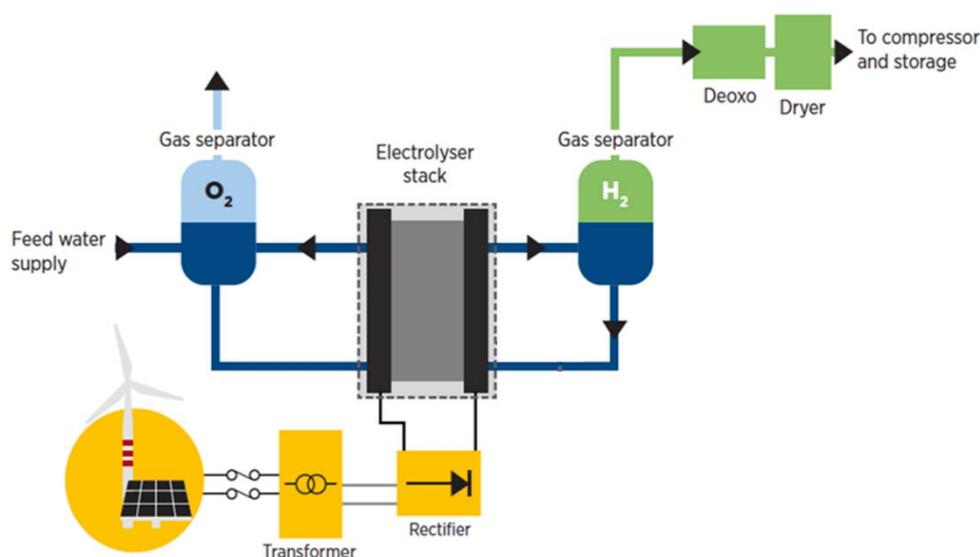


Figura 4.1: Schema di produzione dell'idrogeno mediante energia rinnovabile (IRENA, 2020)

La priorità viene comunque data al soddisfacimento del fabbisogno energetico della piattaforma e, solo in secondo luogo, alla produzione di idrogeno. Il termine green, quindi, rimarca il fatto che non è coinvolta alcuna forma di generazione dell'energia che si affidi a combustibili fossili; dunque, per questo scopo, l'energia elettrica proviene esclusivamente dalle turbine eoliche, escludendo l'uso di quella prodotta dalle turbine a gas.

Per il compimento di questo metodo è richiesta non solo elettricità ma anche acqua opportunamente trattata; sono previste le seguenti fasi principali:

- Trattamento dell'acqua necessaria tramite osmosi inversa
- Elettrolisi vera e propria all'interno dell'elettrolizzatore
- Compressione ed eventuale stoccaggio dell'idrogeno in un serbatoio pressurizzato

Più avanti nel Capitolo saranno invece introdotti ulteriori componenti previsti per la generazione biologica di metano, condotta combinando l'idrogeno ottenuto tramite elettrolisi e l'anidride

carbonica recuperata dagli scarichi delle turbine a gas (reazione chimica di Sabatier). In particolare, si presenteranno:

- Il processo di separazione della CO₂ mediante l'utilizzo della *monoetanolamina* (MEA)
- Il reattore di metanazione biologica dell'idrogeno (biometanazione)

Infine, verranno illustrate le configurazioni energetiche d'insieme che saranno oggetto di simulazione nel prossimo Capitolo.

4.1. Osmosi inversa

Il mare è chiaramente la fonte d'acqua da cui attingere per l'alimentazione di un sistema di produzione dell'idrogeno verde in contesto offshore; pertanto, si rendono necessarie la desalinizzazione e la demineralizzazione per soddisfare la domanda di acqua dolce dell'elettrolizzatore: il requisito chimico fondamentale è un'acqua ultrafiltrata con una concentrazione di *total dissolved solids* (TDS) di 0.028-0.5 ppm partendo dall'acqua marina che si aggira tra 35-40 g/kg (35,000-40,000 ppm) (Katakam, 2024). In questo studio si considera l'osmosi inversa come tecnologia di pretrattamento dell'acqua da sottoporre a elettrolisi.

“Nell'osmosi l'acqua migra da una soluzione diluita a una soluzione concentrata attraverso una membrana semipermeabile, cioè una membrana che si lascia attraversare dall'acqua ma non dal soluto; la conseguente differenza tra i volumi d'acqua crea una pressione osmotica. Nell'osmosi inversa, l'acqua effluisce dalla soluzione concentrata quando a essa viene applicata una pressione maggiore della pressione osmotica, costringendola a rifluire attraverso la membrana abbandonando gli ioni” (Silberberg, 2012), (Figura 4.2). Nel presente caso, quindi, la soluzione concentrata è rappresentata dall'acqua prelevata dal mare, mentre quella diluita, cioè il permeato della membrana semipermeabile, sarà l'acqua in ingresso a elettrolisi.

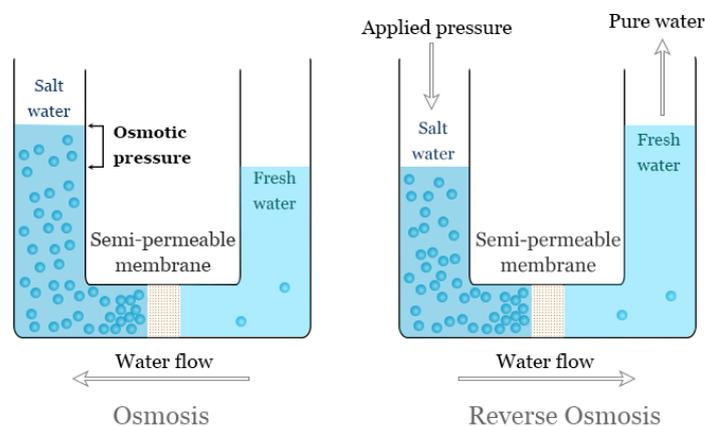


Figura 4.2: Confronto tra osmosi e osmosi inversa (Khan et al., 2023)

La richiesta oraria d'acqua per un elettrolizzatore è esprimibile tramite l'equazione:

$$H_2O(h) = H_2(h) \cdot w_{des} \quad (4.1)$$

Dove si assume un consumo d'acqua per chilogrammo di idrogeno generato pari a $w_{des} = 0.015 \frac{m^3}{kg_{H_2}}$ (Ligeza et al., 2023).

Il fabbisogno di energia elettrica del sistema di desalinizzazione viene invece determinato utilizzando la seguente formula:

$$E_{water}(h) = H_2O(h) \cdot e_{des} \quad (4.2)$$

In cui $e_{des} = 3.5 kWh/m^3$ è il consumo energetico per dissalare $1 m^3$ d'acqua (Ligeza et al., 2023), che equivale a circa $0.053 kWh/kg_{H_2}$.

Costi legati al componente

Per l'unità di dissalazione a osmosi inversa, il CAPEX e l'OPEX sono espressi in base alla portata d'acqua giornaliera che il componente è in grado di trattare giornalmente; nella Tabella 4.1 si riportano i valori considerati (Trombini, 2021).

Tabella 4.1: Costi legati all'impianto di dissalazione dell'acqua (osmosi inversa)

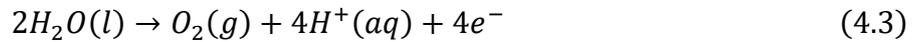
	Valore	Unità
CAPEX/OPEX	1208	$\frac{\text{€}}{\frac{m^3}{d}}$
OPEX	72.5 (6% CAPEX)	$\frac{\text{€}}{\frac{m^3 \cdot y}{d}}$

4.2. Elettrolisi: elettrolizzatore Proton Exchange Membrane

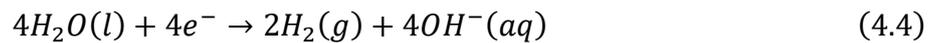
Con il termine elettrolisi in generale si intende “la scissione di una sostanza per effetto dell'energia elettrica ed è spesso utilizzata per decomporre un composto nei suoi elementi” (Silberberg, 2012). Questa reazione si svolge nell'unità base di un elettrolizzatore, ossia la cella elettrolitica; il principio di una cella elettrolitica, contrariamente alla cella voltaica, è quello di utilizzare l'energia elettrica prodotta da una sorgente esterna per far avvenire una reazione non spontanea; gli elettroni provengono dalla sorgente esterna di energia elettrica che li fornisce al catodo, che è quindi negativo (semi-reazione di riduzione), e li rimuove all'anodo, che è dunque positivo (semi-reazione di ossidazione). Anodo e catodo sono immersi in un elettrolita: in genere una miscela di ioni in soluzione acquosa coinvolti nel trasporto delle cariche; l'elettrolita è necessario poiché gli ioni aumentano la conduttività elettrica della soluzione che sarebbe troppo bassa in un'acqua estremamente pura, rendendo

l'elettrolisi complicata. Infine, una membrana semipermeabile è generalmente utilizzata per evitare la miscelazione di H₂ e O₂ gassosi (Silberberg, 2012).

Come detto, all'anodo avviene la semi-reazione di ossidazione:



Al catodo si ha invece la semi-reazione di riduzione:



In sintesi, l'idrogeno appare al catodo, mentre all'anodo si sviluppa ossigeno e la reazione completa di cella risulta:



Tuttavia, la produzione di ossigeno, che avviene parallelamente a quella di idrogeno, non sarà presa in considerazione.

Il nucleo degli elettrolizzatori industriali è denominato *stack* ed è costituito da gruppi di celle elettrolitiche collegate tra loro in serie o in parallelo. Allo stato attuale, la tecnologia offre quattro tipi diversi di elettrolizzatore: alcalino, *Proton Exchange Membrane* (PEM), *Solid Oxide Electrolyzer Cell* (SOEC) e *Anion Exchange Membrane* (AEM). Mentre i primi due sistemi sono già prodotti a livello commerciale, con gli elettrolizzatori alcalini che rappresentavano il 60% della capacità installata a fine 2022 seguiti dagli elettrolizzatori PEM con circa il 30%, la tecnologia SOEC rappresenta meno dell'1%, mentre AEM è ancora in una fase di sviluppo precoce. Nonostante la minor diffusione, il sistema PEM sta crescendo commercialmente rispetto a quello alcalino, sebbene in molti progetti futuri non si sia ancora deciso su quale sia più opportuno fare affidamento (IEA, 2023).

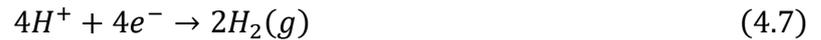
Gli elettrolizzatori PEM rappresentano la scelta ottimale in condizioni offshore grazie alla loro più ridotta impronta in termini di spazio rispetto alle altre tecnologie (>45 m²/MW, Davies et al., 2021) e alla facilità di manutenzione; ciò implica che, in questi contesti, l'ingombro può essere più ridotto e gli interventi possono essere effettuati con cadenze più lunghe (Ligeza et al., 2023). Questi dispositivi utilizzano come elettrolita una membrana polimerica detta *solid polymer electrolyte membrane* e dimostrano maggiori efficienze (65-78%) ma anche minori tempi di vita dello stack (7-10 anni, corrispondenti a 60,000-80,000 ore di funzionamento), con perdite di efficienza annue dell'1.5% (Ligeza et al., 2023; EPRI, 2022); i più moderni elettrolizzatori PEM operano a temperature di 50-80°C e pressioni dell'idrogeno in uscita di 30-40 bar (Hancke et al., 2024). Una criticità del sistema è la necessità di impiegare metalli preziosi e semipreziosi come catalizzatori, il che fa lievitare notevolmente i costi; tuttavia, questa tecnologia "è la più adatta alla produzione di idrogeno accoppiata alla generazione eolica dell'energia a causa della cinetica delle reazioni più rapida e delle migliori performance a carichi parziali" (Ligeza et al., 2023). Il funzionamento può avvenire fino al 5% della potenza nominale (Lopez et al., 2023), ossia, nel caso presente, quando il surplus energetico derivante dalle turbine eoliche dovesse non essere elevato. Con questo sistema l'elettrolisi viene condotta nel seguente modo: all'anodo della cella, l'acqua viene convertita in ossigeno gassoso e protoni, liberando elettroni. I protoni, disciolti nel mezzo, attraversano la membrana conduttrice fino

al catodo, dove si ricombinano con gli elettroni per formare idrogeno (Figura 4.3). Le reazioni di semi-cella e di cella sono quindi:

- Anodo PEM (iridio):



- Catodo PEM (platino):



- Cella PEM:

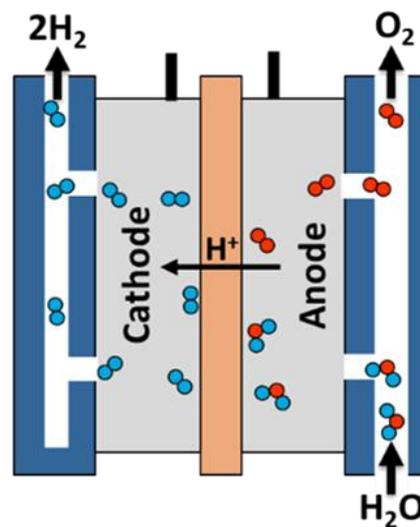


Figura 4.3: Elettrolizzatore PEM, schema della cella elettrolitica (U.S. Dept. Of Energy)

Un elettrolizzatore comprende ancora sistemi di raffreddamento, trattamento dei gas e conversione dell'elettricità: la Figura 4.4 rappresenta un esempio reale di come appare un elettrolizzatore PEM della taglia di 5 MW. Soffermandosi sulla conversione dell'elettricità, l'impianto deve essere provvisto di un raddrizzatore, come si vedrà nel Capitolo dedicato alle simulazioni energetiche della piattaforma; esso è un dispositivo di conversione AC/DC che si rende necessario per convertire la potenza generata in regime alternato prodotta dai generatori eolici, in corrente continua e tensione continua necessarie all'elettrolizzatore (Yodwong et al., 2020).



Figura 4.4: Un elettrolizzatore PEM da 5 MW di potenza nominale (Hyfindr GmbH)

I valori di riferimento che si utilizzeranno in questo studio per modellare il funzionamento dell'elettrolizzatore sono riassunti in Tabella 4.2.

Tabella 4.2: Parametri di riferimento per l'elettrolizzatore PEM

	Valore	Unità
Efficienza	65 (60.7)	% $\left(\frac{kWh}{kg_{H_2}}\right)$
Pressione	35	bar
Carico elettrico minimo (rispetto alla taglia)	5	%
Vita utile (durata dello stack)	10	y

La taglia ottimale dell'elettrolizzatore, nell'ordine del megawatt, sarà determinata in fase di simulazione. Per quanto riguarda l'efficienza, è stato scelto il valore più basso del range menzionato poiché nelle simulazioni non sarà inclusa la perdita percentuale annua del rendimento dello stack; si assume inoltre che questo valore sia comprensivo dei consumi elettrici legati all'osmosi inversa e, come si vedrà, del compressore delegato alla linea dell'idrogeno, espressi in kWh/kgH₂; tali consumi, come già visto per il dissalatore, sono ampiamente minori rispetto a quelli comuni di un elettrolizzatore (circa 55-60 kWh/kgH₂).

Costi legati al componente

Il CAPEX (Davies et al., 2021) e l'OPEX (Monitor Deloitte, 2020) considerati per l'elettrolizzatore sono riportati in Tabella 4.3; il secondo è assunto pari al 4% del primo ed entrambi includono le spese legate al raddrizzatore necessario.

Tabella 4.3: Costi legati all'elettrolizzatore PEM

	Valore	Unità
CAPEX	700	$\frac{\text{€}}{\text{kW}}$
OPEX	28 (4% CAPEX)	$\frac{\text{€}}{\text{kW} \cdot \text{y}}$

4.3. Compressione dell'idrogeno

Come si vedrà nel seguito, sia che si preveda l'invio in rete insieme al gas naturale, sia che si voglia effettuare lo stoccaggio, è necessaria la compressione dell'idrogeno prodotto dall'elettrolizzatore, che fuoriesce a una pressione ipotizzata di 35 bar; la rete di trasmissione che effettua l'export del gas naturale dalla piattaforma opera invece a una pressione di 20 Mpa (cioè 200 bar, poiché 1 bar = 0.1 MPa) (Svendsen et al., 2023). I dispositivi più utilizzati per questo tipo di applicazione sono i compressori a pistone, che utilizzano pistoncini azionati da un motore elettrico per comprimere l'idrogeno all'interno di cilindri; il motore elettrico è collegato a un albero che, tramite un sistema a gomito, trasferisce la rotazione sul movimento verticale del pistone. Durante una prima fase di aspirazione, all'interno del cilindro si crea una de-pressione che è data dall'espansione della camera a causa della discesa del pistone: ciò permette l'entrata dell'idrogeno in essa; la successiva fase di risalita comporta invece la chiusura della valvola di aspirazione e, raggiunta la pressione desiderata avviene l'apertura della valvola di scarico che permette il trasferimento del gas. Si ipotizza che la compressione avvenga in due stadi, cioè, sinteticamente, che il processo prima enunciato si ripeta in due cilindri differenti posti in serie, con un valore di pressione intermedia di scarico del primo cilindro.

Per il calcolo del consumo elettrico legato al compressore ci si affida a un'equazione analoga a quella vista in precedenza per i compressori del gas naturale; tuttavia, per questioni di comodità, il consumo è espresso nell'unità di massa di idrogeno generato:

$$f_{el,kgH_2}^{in,cmp,H_2} \left(\frac{kWh}{kgH_2} \right) = \frac{N \cdot \gamma}{\gamma - 1} \cdot \frac{Z_{H_2} R_{H_2} T_{in}}{\eta_{cmp,H_2}} \cdot \left[\left(\frac{p_{out,cmp,H_2}^{H_2}}{p_{in,cmp,H_2}^{H_2}} \right)^{\frac{\gamma-1}{N \cdot \gamma}} - 1 \right] \cdot \left(\frac{1}{3600 \frac{s}{h} \cdot 1000 \frac{W}{kW}} \right) \quad (4.9)$$

Le quantità presenti sono indicate in Tabella 4.4.

Tabella 4.4: Valori necessari al calcolo del consumo (compressore H₂)

Simbolo	Definizione	Valore	Unità
η_{cmp,H_2}	Rendimento di compressione	0.75	-
N	Stadi di compressione	2	-
γ	Rapporto tra il calore specifico a pressione costante e a volume costante per l'idrogeno (gas biatomico)	1.4	-
T_{in}	Temperatura del gas in ingresso (Ligeza et al., 2023)	310	K
R_{H_2}	Costante individuale per l'idrogeno	4124.4	$\frac{J}{(kg \cdot K)}$
Z_{H_2}	Fattore di compressibilità	1.03	-
$p_{out,cmp,H_2}^{H_2}$	Pressione in uscita dal compressore	200	bar
$p_{in,cmp,H_2}^{H_2}$	Pressione in entrata al compressore, coincide con la pressione di mandata dell'elettrolizzatore	35	bar

Inserendo i dati nell'equazione, si ottiene la richiesta elettrica del compressore riferita nuovamente alla quantità massica di idrogeno processata: $f_{el,kgH_2}^{in,cmp,H_2} = 0.97 \frac{kWh}{kgH_2}$.

Risulta pertanto chiaro che anche il consumo di questo dispositivo è molto ridotto rispetto a quello dell'elettrolizzatore.

Costi legati al componente

Il CAPEX ipotizzato per questo dispositivo è ricavabile dalla formula empirica fornita nella Tabella 4.5 (convertita in euro rispetto a quella riportata da Van Leeuwen et al., 2018) e sarà calcolato dopo la scelta della taglia dell'elettrolizzatore, in fase di simulazione; S_x indica la taglia del compressore in kW. L'OPEX è invece assunto pari al 3% del costo determinato (Van Leeuwen et al., 2018).

Tabella 4.5: Costi legati al compressore dell'idrogeno

	Valore	Unità
CAPEX	$13800 \cdot \left(\frac{S_x}{10 \text{ kW}}\right)^{0.9}$	€
OPEX	3% CAPEX	$\frac{€}{y}$

4.4. Stoccaggio dell'idrogeno

Come detto in precedenza, l'idrogeno prodotto potrebbe dover essere immagazzinato: i serbatoi pressurizzati rappresentano l'opzione predefinita per questa applicazione. Come mostra la Figura 4.5, lo stoccaggio può avvenire allo stato gassoso, liquido o trans-critico ma l'opzione considerata in questo studio è la prima, che è attualmente la più affermata, opera nel dominio di temperatura ambiente non richiedendo raffreddamento e in un range di pressione tra 175-700 bar (Cheng et al., 2024). La motivazione dietro a questi elevati valori di pressione è dovuta al fatto che l'idrogeno allo stato gassoso possiede delle bassissime densità (0.0899 kg/Nm^3 o 0.0852 kg/Sm^3) e densità volumetrica di energia (0.01079 MJ/L); nonostante le alte pressioni in gioco, il volume di stoccaggio riveste ancora una delle maggiori criticità nel campo dell'idrogeno, specialmente se non è possibile raggiungere valori di compressione intorno ai 700 bar, che vengono impiegati nel settore dei veicoli.

Esistono quattro classi di serbatoi pressurizzati per applicazioni terrestri: *Type I, II, III, IV*; essi si distinguono principalmente per materiale, pressione massima ammissibile e costi (Cheng et al., 2024):

- **Type I:** sono composti esclusivamente da acciaio o alluminio e prevedono pressioni di 175-200 bar; data la densità elevata dei materiali, sono destinati all'uso stazionario come quello industriale o sottomarino.
- **Type II:** simili al tipo precedente per applicazione, sono anch'essi interamente in acciaio ma rinforzati tramite avvolgimenti esterni in fibra di carbonio o di vetro nelle parti più sollecitate, il che permette di raggiungere pressioni di stoccaggio intorno a 300 bar.
- **Type III, IV:** sono destinati all'uso su veicoli; quindi, hanno densità minori dei precedenti essendo completamente rivestiti da fibra di carbonio, che ne aumenta la resistenza fino a pressioni di 350-700 bar.

Per la presente applicazione, considerato il valore di 200 bar imposto precedentemente, si farà riferimento ai serbatoi del primo tipo.

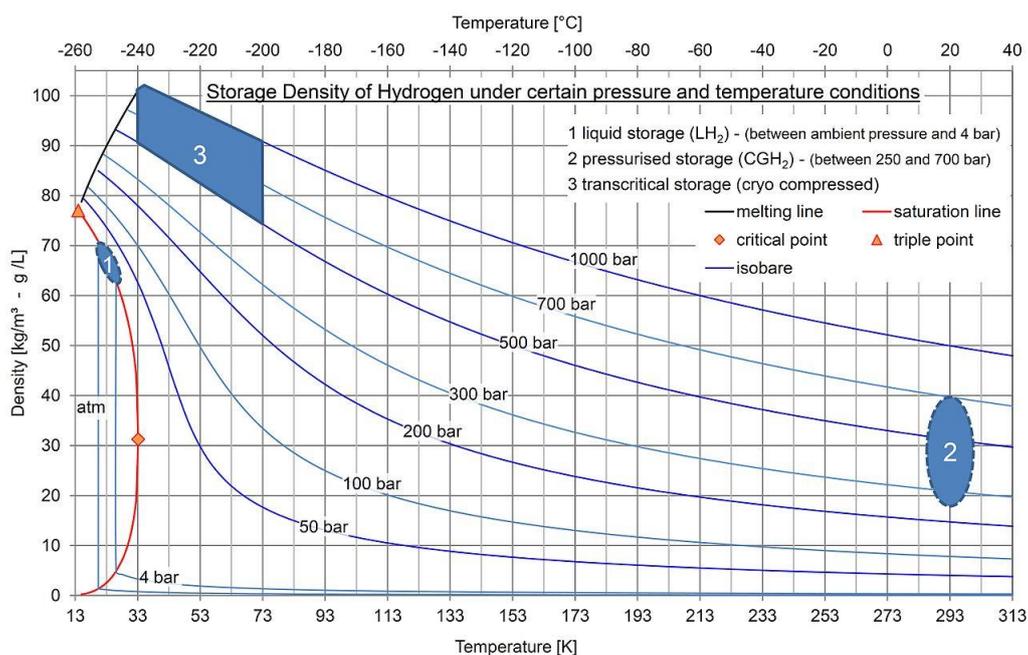


Figura 4.5: Densità di H₂ al variare di pressione e temperatura; diverse forme di stoccaggio (ILK Dresden)

Costi legati al componente

Il costo capitale di un serbatoio di stoccaggio dell'idrogeno può variare in un range molto ampio di valori e non è attualmente possibile determinarne uno medio e rappresentativo; la spesa è valutata tipicamente in base ai chilogrammi di idrogeno stoccabile ed è ancora particolarmente elevata allo stato attuale. Nella Tabella 4.6 sono riportati il CAPEX e l'OPEX considerati (Trombini, 2021; Van Leeuwen et al., 2018).

Tabella 4.6: Costi legati al serbatoio di stoccaggio dell'idrogeno (200 bar)

	Valore	Unità
CAPEX	225 (20.2)	$\frac{\text{€}}{\text{kg}_{\text{H}_2}} \left(\frac{\text{€}}{\text{Nm}^3} \right)$
OPEX	3.375 (1.5% CAPEX)	$\frac{\text{€}}{\frac{\text{kg}_{\text{H}_2}}{\text{y}}}$

4.5. Separazione della CO₂ dai gas di scarico

La cattura e lo stoccaggio della CO₂ (*Carbon Capture and Storage, CCS*) applicati ai sistemi di generazione dell'energia rappresentano un aspetto importante al fine di ridurre le emissioni di gas serra; l'utilizzo di questo approccio potrebbe essere estremamente utile in contesti come le piattaforme petrolifere e nei paesi in cui la produzione di energia basata su combustibili fossili è

destinata a mantenere un ruolo importante, ad esempio per via delle infrastrutture esistenti o delle abbondanti risorse locali; tuttavia, il discorso legato alla cattura del carbonio è estremamente ampio e ancora, per certi versi, incerto nei risultati. In questo caso, si prenderà in esame una tecnologia di separazione della CO₂ su piccola scala, inserendola nel contesto del power-to-gas al fine di produrre metano a partire dall'idrogeno e dall'anidride carbonica proveniente dai gas di scarico delle turbine a gas naturale.

Nell'ambito delle turbine a gas, esistono due vie per diminuire o azzerare le emissioni di carbonio: l'approccio *pre-combustion* che prevede l'utilizzo di combustibili con tenore nullo di carbonio come l'idrogeno, l'ammoniaca o combustibili *carbon-neutral* come il biometano e l'approccio *post-combustion* in cui si adottano misure di separazione del carbonio a valle della combustione tramite l'uso di solventi liquidi o solidi o attraverso membrane. Focalizzandosi sulla seconda opzione, lo scrubbing amminico è forse il processo più utilizzato finora per la separazione dell'anidride carbonica dai flussi di gas; ciò implica l'impiego di un composto chimico specifico, la monoetanolamina (indicata con l'acronimo MEA o come ammina), che viene fatto interagire con i gas di scarico dell'impianto ed è in grado di legarsi al carbonio. A livello chimico, questa sostanza è una base che reagisce con l'anidride carbonica presente nei fumi come gas acido, formando un composto complesso; in altre parole, ciò permette di rimuovere il gas acido dal flusso tramite un processo detto assorbimento. I componenti principali che costituiscono il sistema sono rappresentati nello schema della Figura 4.6 e ben riassunti nel report “*Decarbonizing Gas Turbines Through Carbon Capture: A Pathway to Lower CO₂*” (Catillaz et al., 2021); la configurazione prevede:

- Uno scrubber (o *adsorber*) in cui avviene la reazione di assorbimento che lega l'anidride carbonica all'ammina in soluzione acquosa; nella parte bassa di questa colonna è raccolta la soluzione ricca di CO₂ separata, mentre dalla parte alta fuoriesce il gas di scarico depurato.
- Uno scambiatore di calore, detto economizzatore, in cui si ha il preriscaldamento intorno agli 80 °C e il pompaggio verso l'unità seguente della soluzione che proviene dalla parte bassa dello scrubber; lo scambio del calore avviene recuperando il calore generato nel prossimo componente.
- Uno de-assorbitore (o *stripper*) in cui la soluzione contenente l'anidride carbonica è introdotta nella parte alta della colonna e incontra un flusso di vapore in controcorrente che proviene dal basso, generato dal *reboiler*. Questa interazione tra la soluzione di MEA e CO₂ con il vapore caldo fa sì che l'anidride carbonica venga strippata dal liquido, che è raccolto nella parte bassa per essere riutilizzato in un altro ciclo di cattura del carbonio; dunque, l'anidride carbonica è a sua volta estratta dal vapore acqueo attraverso un condensatore posto in cima alla colonna; essa, di nuovo allo stato gassoso, può uscire dalla parte alta per essere accumulata o trasferita.
- Una pompa per trasferire l'ammina raccolta nella parte bassa del de-assorbitore nuovamente allo scrubber, facendola transitare dallo scambiatore per la cessione del calore.
- Un'unità di controllo necessaria a fornire la giusta integrazione di ammina (detta di make-up) allo scrubber e a regolarne il flusso. Essa, infatti, via via durante il processo, si degrada in un prodotto non più idoneo all'assorbimento della CO₂.

L'impianto descritto è in grado di adattarsi a vari flussi di gas di scarico modificando la portata della soluzione di monoetanolamina, così da bilanciare il rapporto tra la quantità molare di CO₂ nel flusso e la quantità molare di ammine disponibili per la cattura (Catillaz et al., 2021).

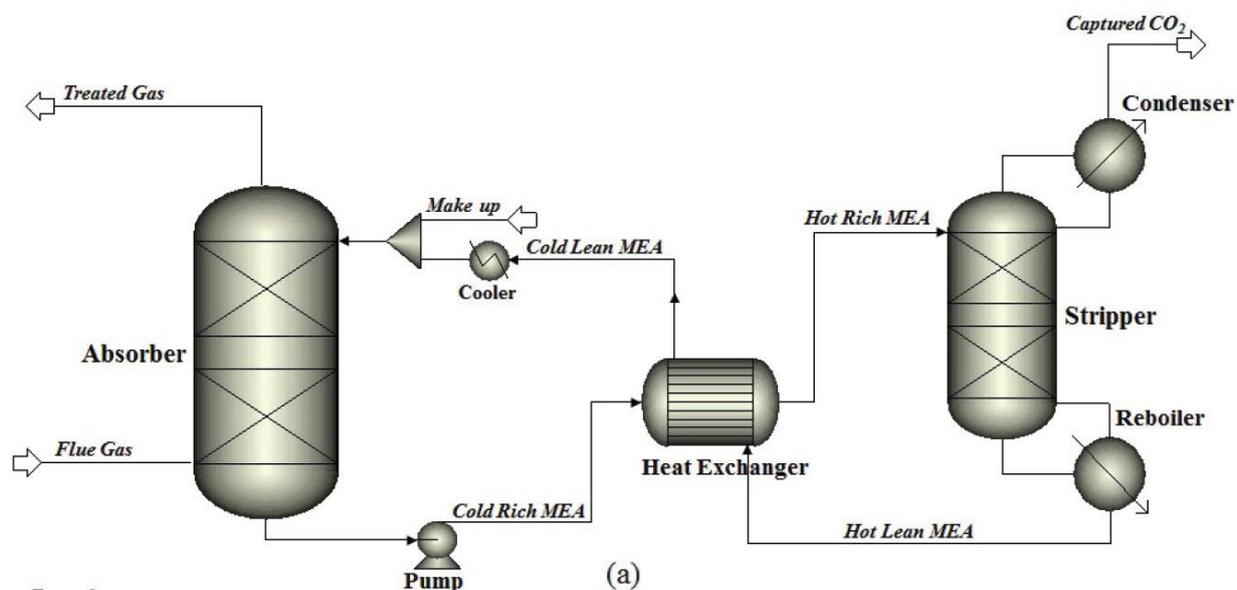


Figura 4.6: Schema convenzionale di un impianto di cattura della CO₂ mediante MEA (Jung et al., 2013)

“Le concentrazioni di anidride carbonica derivanti dalla combustione dipendono principalmente dal tipo di combustibile utilizzato e dalla quantità di aria atmosferica in eccesso aggiunta durante il processo di combustione: le concentrazioni tipiche di CO₂ nei gas di scarico prodotti da diverse applicazioni includono il 12–15% per le centrali a carbone, l’8-13% per le caldaie a olio, il 7.4–8.6% per le centrali a gas naturale, l’11.5–33% per la produzione di cemento e il 21.3–23% per i gas di scarico dell’altoforno nella produzione dell’acciaio” (Sieborg et al., 2024). Per le turbine a gas naturale, dato il rapporto aria-combustibile molto elevato, le concentrazioni sono in genere del 3-5% (Catillaz et al., 2021); dunque, i consumi energetici specifici di separazione sono più alti rispetto a quelli previsti per le concentrazioni precedentemente elencate; i valori reperiti in letteratura sono forniti nella Tabella 4.7 (Mofarahi et al., 2008; Sieborg et al., 2024).

Tabella 4.7: Consumi elettrici e termici legati all’unità di carbon capture (MEA)

Assorbimento			
Consumo elettrico	Pompe, ventole	0.036	$\frac{kWh}{kgCO_2}$
Desorbimento			
Consumo termico	Reboiler	1.60	$\frac{kWh}{kgCO_2}$
Consumo elettrico	Acqua di raffreddamento	0.20	$\frac{kWh}{kgCO_2}$

La densità della CO₂ in condizioni normali (pressione atmosferica e temperatura di 0 °C) è pari a 1.976 kg/Nm³. Considerando il fabbisogno nominale di CO₂ del reattore di biometanazione di 50 Nm³/h che sarà introdotto in seguito, la potenza termica oraria richiesta per questo processo è di circa 160 kW, mentre quella elettrica di circa 24 kW. Ammettendo che quest’ultima sia trascurabile, sarà considerato il solo fabbisogno termico di questo sistema.

Costi legati al componente

Il CAPEX per la tecnologia di cattura del carbonio presenta un costo medio di 800 \$ per tonnellata di CO₂ annua separata (Butterworth, 2023); pertanto, considerando nuovamente il fabbisogno di CO₂ e la densità, si ottengono circa 866 tCO₂ da separare all'anno; per l'OPEX si assume invece il costo di 40 \$/tCO₂ (Butterworth, 2023). La stima dei due parametri convertita in euro è riportata nella Tabella 4.8.

Tabella 4.8: Costi legati all'unità di carbon capture (MEA)

	Valore	Unità
CAPEX	637,000	€
OPEX	34,640	$\frac{€}{y}$

4.6. Compressione e stoccaggio della CO₂

Per assicurare una fornitura costante di anidride carbonica al reattore di biometanazione, che si introdurrà dopo, deve essere previsto uno stoccaggio di riserva. Per questo scopo ci si basa sul serbatoio da trasporto ASCO CO₂ Semi-Trailer che ha una capienza di 25 m³, con una pressione massima di stoccaggio di 24 bar (Asco Carbon Dioxide LTD, 2023); deve inoltre essere previsto un compressore per raggiungere la pressione del serbatoio o quella del reattore di biometanazione. Noto il flusso di CO₂ di 50 Nm³/h si dimensiona il compressore considerando una portata doppia, per far fronte a situazioni di emergenza che potrebbero verificarsi nel caso in cui venga a mancare la CO₂ necessaria. Con il medesimo approccio utilizzato per l'idrogeno si determina il consumo specifico per la compressione dell'anidride carbonica:

$$f_{el,kgCO_2}^{in,cmp,CO_2} \left(\frac{kWh}{kgCO_2} \right) = \frac{N \cdot \gamma}{\gamma - 1} \cdot \frac{Z_{CO_2} R_{CO_2} T_{in}}{\eta_{cmp,CO_2}} \cdot \left[\left(\frac{p_{out,cmp,CO_2}^{CO_2}}{p_{in,cmp,CO_2}^{CO_2}} \right)^{\frac{\gamma-1}{N \cdot \gamma}} - 1 \right] \cdot \left(\frac{1}{3600 \frac{s}{h} \cdot 1000 \frac{W}{kW}} \right) \quad (4.10)$$

I valori dei parametri presenti nell'equazione sono elencati in Tabella 4.9.

Tabella 4.9: Valori necessari al calcolo del consumo (compressore CO₂)

Simbolo	Definizione	Valore	Unità
η_{cmp,CO_2}	Rendimento di compressione	0.75	-
N	Stadi di compressione	2	-
γ	Rapporto tra il calore specifico a pressione costante e a volume costante per l'anidride carbonica	1.34	-
T_{in}	Temperatura del gas in ingresso (in uscita dal de-assorbitore)	320	K
R_{CO_2}	Costante individuale per l'anidride carbonica	188.9	$\frac{J}{(kg \cdot K)}$
Z_{CO_2}	Fattore di comprimibilità	1	-
$p_{out,cmp,CO_2}^{H_2}$	Pressione in uscita dal compressore	24	bar
$p_{in,cmp,CO_2}^{H_2}$	Pressione in entrata al compressore, coincide con la pressione di uscita dello stripper	2	bar

Inserendo i dati nell'equazione, si ottiene la richiesta elettrica specifica del compressore per il flusso di CO₂ in uscita dal de-assorbitore, $f_{el,kgCO_2}^{in,cmp,CO_2} = 0.064 \frac{kWh}{kgCO_2}$. Considerando una portata di 100 Nm³/h come detto in precedenza e la densità dell'anidride carbonica in condizioni normali, si ottiene un consumo di circa 13 kW, che è la taglia necessaria per il compressore.

Costi legati ai componenti

Non essendo disponibili in letteratura valori precisi per il costo del compressore, è stato calcolato alla stessa maniera di quello per l'idrogeno; per il costo del serbatoio di stoccaggio da 25 m³ è stato invece considerato il valore di 1000 € per metro cubo di serbatoio, mentre l'OPEX è ipotizzato trascurabile. Le spese dei componenti sono riassunte nella Tabella 4.10.

Tabella 4.10: Costi legati al compressore e al serbatoio di stoccaggio della CO₂

Compressore (CO ₂)		
	Valore	Unità
CAPEX	17,500	€
OPEX	525 (3% CAPEX)	$\frac{€}{y}$
Serbatoio di stoccaggio (CO ₂)		
	Valore	Unità
CAPEX	25,000	€
OPEX	-	$\frac{€}{y}$

4.7. Reattore di biometanazione

La biometanazione, detta anche metanazione biologica dell'idrogeno (o BHM), è un sistema che unisce i risultati dell'elettrolisi a quelli di cattura della CO₂, facendo da tramite per trasformare l'energia elettrica rinnovabile in un combustibile gassoso, in questo caso metano (CH₄); un ulteriore beneficio di questa tecnologia è appunto l'impiego dell'anidride carbonica sequestrata, per esempio, da scarichi gassosi di tipo industriale come in questo caso. Il processo si basa sulla reazione chimica di Sabatier, in cui quattro moli di idrogeno reagiscono con una mole di anidride carbonica per formare una mole di metano e due d'acqua:



La reazione, catalizzata da microorganismi denominati *hydrogenotrophic methanogenic archaea*, avviene spontaneamente ($\Delta G^0 = -165 \frac{kJ}{mol}$) ma sono richieste condizioni strettamente anaerobiche e un ambiente acquoso (Rusmanis et al., 2019). Finora, la biometanazione trova applicazione principalmente nell'upgrade del biogas derivante da digestione anaerobica (composto convenzionalmente dal 60% di CH₄ e 40% di CO₂), cioè nella conversione della CO₂ presente in esso, che sarebbe altrimenti emessa in atmosfera, in una quantità aggiuntiva di metano. Rimanendo in tema di digestione anaerobica, esistono due modi in cui la metanazione biologica dell'idrogeno può essere condotta: in-situ o ex-situ; nel primo caso la reazione avviene all'interno del digestore anaerobico stesso, nel secondo in un reattore separato. Nel presente studio sarà quindi necessario affidarsi al tipo ex-situ, in cui la fonte di CO₂ è rappresentata dalla quota separata dai gas di scarico delle turbine a gas naturale mediante l'uso della monoetanolamina, descritto precedentemente. Le condizioni da mantenere all'interno del reattore di biometanazione sono un range di pH di 6.2-8.5 e di temperatura di 55-65 °C (condizioni termofile) (Rusmanis et al., 2019). Per lo sviluppo e la riproduzione dei microorganismi e per incrementare l'efficienza, sono inoltre richiesti, all'interno dell'ambiente di reazione, nutrienti essenziali (oligoelementi come zolfo e tungsteno) che differiscono in base alla specie di *archaea* utilizzata; nella BHM ex-situ poi, l'apporto di nutrienti è una necessità dovuta alla mancanza di sostentamento, poiché non è sufficiente la sola fornitura di H₂ e CO₂ dall'esterno, altrettanto necessari allo sviluppo oltre che alla produzione di metano. Anche la pressione all'interno del reattore gioca un ruolo fondamentale: secondo la legge di Henry, all'aumentare di essa aumenta l'assorbimento dei gas come H₂ all'interno del liquido a beneficio dei microorganismi, che vivono in ambiente acquoso. Anche per quanto riguarda la temperatura esiste una dipendenza con il trasferimento gas-liquido: un incremento favorisce la crescita dei microorganismi anaerobici, ma diminuisce l'assorbimento dei gas all'interno del liquido e altera la viscosità della soluzione. Da queste considerazioni si deduce come il trasferimento gas-liquido sia strettamente dipendente dalle condizioni in cui opera il reattore, diverse per ogni configurazione, e dal sistema di miscelazione (costituito da una girante con un motore elettrico). Come avviene in generale nella reattoristica, il tempo di residenza cioè, in questo caso, il tempo che i gas trascorrono all'interno del reattore, influisce sulla compattezza del sistema: tempi di residenza più lunghi implicano volumi maggiori, viceversa per tempi minori. Un parametro più interessante e determinante per la biometanazione è però il

Methane Evolution Rate (MER) (Rusmanis et al., 2019), che quantifica le performance per reattori di questo tipo. Esso è rappresentato dalla quantità:

$$MER = \frac{F_{CH_4,out} - F_{CH_4,in}}{V_R} \quad (4.12)$$

Dove $F_{CH_4,out}$ e $F_{CH_4,in}$ sono le portate volumetriche di metano uscente ed entrante nel reattore di biometanazione. La seconda è nulla in questo caso, essendo il flusso di CO₂ puro e non composto da metano. V_R indica il volume del reattore (pedice R); l'unità di misura del MER è (L/L_R/d), che esprime quindi la quantità giornaliera di metano generato per unità di volume del reattore: maggiore è il MER, maggiore è la performance (a parità di purezza del metano generato).

I tipi di reattori BHM esistenti sono (Rusmanis et al., 2019):

- Continuous stirred tank reactors (CSTRs)
- Diffusion-based reactors
- Fixed film bioreactors
- Minimal liquid bioreactors
- Soil-based fixed film reactors
- Hollow fibers reactors (HFRs)

La tecnologia più collaudata che finora ha fornito risultati migliori è rappresentata dai reattori CSTR, che dimostrano tempi di residenza più bassi e valori di MER ben più alti rispetto agli altri menzionati (intorno a 300 L/L_R/day) (Rusmanis et al., 2019). Come dice il nome stesso, questo tipo di sistema lavora in continuo, cioè richiede la fornitura costante di H₂ e CO₂ secondo il rapporto definito dalla reazione chimica di Sabatier (Equazione 4.11, quattro moli di idrogeno per una di diossido di carbonio). Su questo punto è opportuno soffermarsi: la fornitura costante di idrogeno richiede necessariamente di un grande stoccaggio ad alta pressione data la bassa densità dell'idrogeno allo stato gassoso in condizioni standard (o in condizioni normali); questo perché la produzione dell'elettrolizzatore può non essere costante poiché è legata al surplus energetico di energia eolica, che a sua volta dipende principalmente dal vento a disposizione. Dunque, in periodi con scarsa energia in eccesso, verrebbe a mancare il quantitativo di idrogeno richiesto se non fosse presente un accumulo. *Stirred* significa invece miscelato, ovvero che il reattore deve operare in condizioni di miscelazione costante per favorire l'ambiente di reazione; deve quindi essere previsto un agitatore a cui si associa un consumo elettrico 1.6 W/L_R (Rusmanis et al., 2019) che verrà supposto trascurabile.

Il reattore di biometanazione considerato per questo studio è "Biocat 1", prodotto dall'azienda tedesca Electrochaea GmbH. Si tratta di un reattore a scala pilota che è stato impiegato nell'impianto di trattamento delle acque reflue ad Avedøre (Danimarca) dall'aprile 2016 fino a ottobre 2019, con più di 4500 h di funzionamento (Murphy et al., 2024). Le caratteristiche di questo dispositivo sono riassunte nella Tabella 4.11.

Tabella 4.11: Reattore di biometanazione, parametri di riferimento (Electrochaea, 2021; Rusmanis et al., 2019)

	Valore	Unità
Portata nominale di H ₂	200	$\frac{Nm^3}{h}$
Portata nominale di CO ₂	50	
Produzione di CH ₄	50	
Pressione	10	bar
Temperatura	63	°C
Volume	3750	L _R
MER	320	$\frac{L}{L_R}$ d
Ingombro	150	m ²
Vita utile (ipotizzata)	10	y

Come spiegato, il sistema è continuo e richiede un apporto costante di H₂ e CO₂. Tuttavia, Electrochaea sottolinea che il processo è flessibile, consentendo di operare a carichi tra 0-50-100% rispetto alla capacità nominale (Electrochaea, 2019); anche l'esempio fornito da Neas Energy (2014) suggerisce una possibilità di funzionamento del reattore al 20% rispetto al valore nominale; pertanto, la produzione annuale di metano in condizioni di pieno carico è di 438,000 Nm³, mentre quella al 20% di 87,600 Nm³. In fase di simulazione si ipotizzerà un'operatività in continuo senza interruzioni, ma con possibilità di diminuzione del carico annuale di funzionamento: questo viene fatto principalmente con lo scopo di ridurre le dimensioni dello stoccaggio di idrogeno, come si vedrà.

Costi legati al componente

La determinazione dei costi d'investimento per gli impianti di biometanazione è caratterizzata da grande incertezza; tuttavia, è possibile ricavare il CAPEX del reattore basandosi sull'analisi condotta dalla società Electrochaea per un impianto di metanazione biologica con un elettrolizzatore da 1 MW. Il costo fornito è rapportato alla potenza nominale dell'elettrolizzatore dell'impianto e vale 482 CHF/kWel, cioè 578 €/kWel (1 €₂₀₁₄ = 1.2 CHF₂₀₁₄) (Van Leeuwen et al., 2018). L'OPEX viene assunto pari al 5% del CAPEX, nell'ipotesi che le spese per i nutrienti siano trascurabili (Van Leeuwen et al., 2018). La sintesi dei costi attribuiti al reattore di biometanazione impiegato è riportata nella Tabella 4.12.

Tabella 4.12: Costi legati al reattore di biometanazione

	Valore	Unità
CAPEX	578,000	€
OPEX	28,900 (5% CAPEX)	$\frac{€}{y}$

4.8. Hydrogen blending (<5%)

“Per *blending* si intende l’iniezione di idrogeno nel flusso di gas naturale, sfruttando le infrastrutture di distribuzione o trasmissione esistenti. Questa tecnica può fungere da strategia temporanea per incentivare la produzione di idrogeno fino a quando il mercato non sarà abbastanza sviluppato da giustificare il riutilizzo delle infrastrutture esistenti o la costruzione di gasdotti dedicati esclusivamente all'idrogeno. Alcune ricerche indicano come l'integrazione di idrogeno nelle reti di trasmissione del gas naturale sia realizzabile per concentrazioni di circa 5-10% [...]. Nell'Unione Europea, il REPowerEU Plan riconosce che l'integrazione dell'idrogeno nelle reti di gas naturale richiede un'attenta valutazione. Tuttavia, suggerisce la possibilità di effettuare il blending fino al 3%, equivalente a circa 1.3 milioni di tonnellate di idrogeno entro il 2030. [...] Numerosi test in Germania, Francia, Paesi Bassi e Stati Uniti sono già stati effettuati con concentrazioni del 20% in tratti di rete di distribuzione; l’Australia, d’altro canto, già implementa il blending a livello di rete di distribuzione [...] Per quanto riguarda la rete di trasmissione ad alta pressione, in Italia nel 2019, la società SNAM ha svolto esperimenti con concentrazioni del 5 e del 10%” (IEA, 2022). Per *de-blending* si intende invece l’opposto, cioè la separazione dell’idrogeno dal gas naturale; potrebbe essere un’operazione necessaria poiché ad esempio, nel caso di turbine a gas datate, non è tollerata una concentrazione di gas naturale inferiore al 98% (IEA, 2022). La riconversione dei gasdotti per ospitare il 100% di idrogeno resta finora molto limitata; tuttavia, ancora l’italiana SNAM “ha verificato la compatibilità dei suoi gasdotti esistenti per l’idrogeno, individuando che il 99 % della sua rete è pronto per il trasporto di idrogeno al 100%, di cui il 70% senza o con limitata riduzione di pressione. Il progetto SNAM 2030 vision prevede una spesa di circa 3 miliardi di euro per riconvertire la rete gas dalla Sicilia al Nord Italia” (IEA, 2022).

Il primo scenario di simulazione del power-to-gas condotto in questo studio prevede la produzione di idrogeno per la successiva iniezione nella rete di trasmissione, insieme al gas naturale estratto dal giacimento; pertanto, vi saranno due flussi paralleli: uno di idrogeno e uno di gas naturale, costanti per ogni ora i-esima e confluenti nel gasdotto a seguito della compressione (separata) delle due portate a 200 bar tramite i compressori delle rispettive linee. La Figura 4.7 illustra la prima configurazione proposta, che sarà denominata nel seguito “Hydrogen blending (<5%)”; il limite di concentrazione imposto per l’idrogeno all’interno del gas naturale sarà infatti del 5%.

I componenti coinvolti in questo primo sistema, che prevedono i relativi CAPEX e OPEX, sono i seguenti:

- Dissalatore a osmosi inversa
- Elettrolizzatore PEM
- Compressore per l'idrogeno

La vita utile ipotizzata per questi componenti è pari a quella dello stack dell'elettrolizzatore, ossia 10 anni: precisamente dall'anno 16 all'anno 25. Nel prossimo Capitolo sarà spiegata la motivazione di tale collocazione temporale.

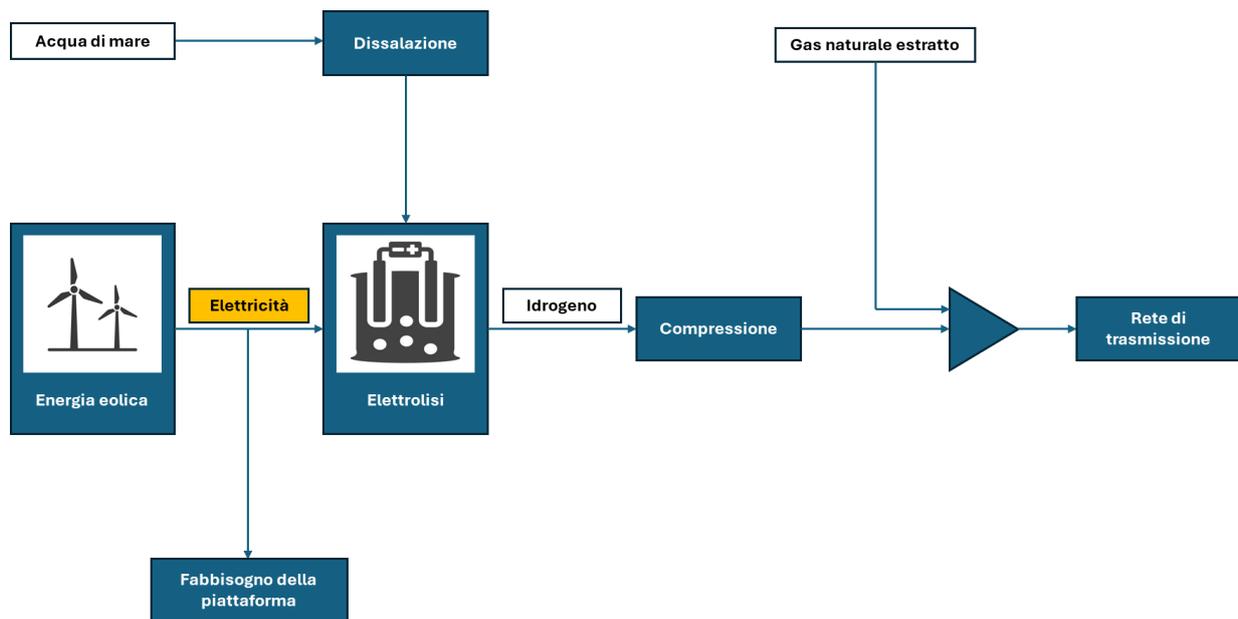


Figura 4.7: Power-to-gas, configurazione "Hydrogen blending (<5%)"

4.9. Biometanazione & Hydrogen blending

La seconda configurazione prevede l'introduzione del reattore di biometanazione menzionato in precedenza, a cui è associata una domanda costante (e univoca durante ogni anno) di idrogeno proveniente dall'elettrolizzatore; prevede inoltre nuovamente il blending dell'idrogeno restante (o sfiorato) nella rete di trasmissione. È pertanto necessario un serbatoio di stoccaggio per l'idrogeno allo stato gassoso per soddisfare la domanda del reattore anche nei momenti di assenza di surplus energetico e quindi di inattività parziale o totale dell'elettrolizzatore. La quota di idrogeno che viene iniettata in rete sarà intesa come sfiorata dal serbatoio, che opera alla stessa pressione della rete di trasmissione (200 bar). Pertanto, si ipotizza che tutto l'idrogeno prodotto dall'elettrolizzatore faccia capo a un unico compressore, che precede lo stoccaggio. Per questioni di semplicità, si ipotizza che il metano prodotto dal reattore di biometanazione venga iniettato nella linea del gas naturale prima del Compressore 2, trascurando l'aumento dei consumi associabile alla portata, pari o inferiore al valore nominale di 50 Nm³/h; si assumono inoltre trascurabili i consumi elettrici legati alla

separazione, alla compressione della CO₂ e al reattore di biometanazione, in quanto di ridotta entità rispetto a quelli legati all'elettrolizzatore e alla piattaforma nel suo insieme. La configurazione proposta, che sarà denominata nel seguito “Biometanazione & Hydrogen Blending”, è illustrata nella Figura 4.8.

I componenti coinvolti in questo sistema, con le relative spese previste, sono i seguenti:

- Dissalatore a osmosi inversa
- Elettrolizzatore PEM
- Compressore per l'idrogeno
- Sistema di cattura della CO₂ (MEA)
- Compressione e stoccaggio della CO₂
- Reattore di biometanazione

Anche in questo caso, la vita utile assunta per tutti i componenti del sistema è di dieci anni (anni 16-25).

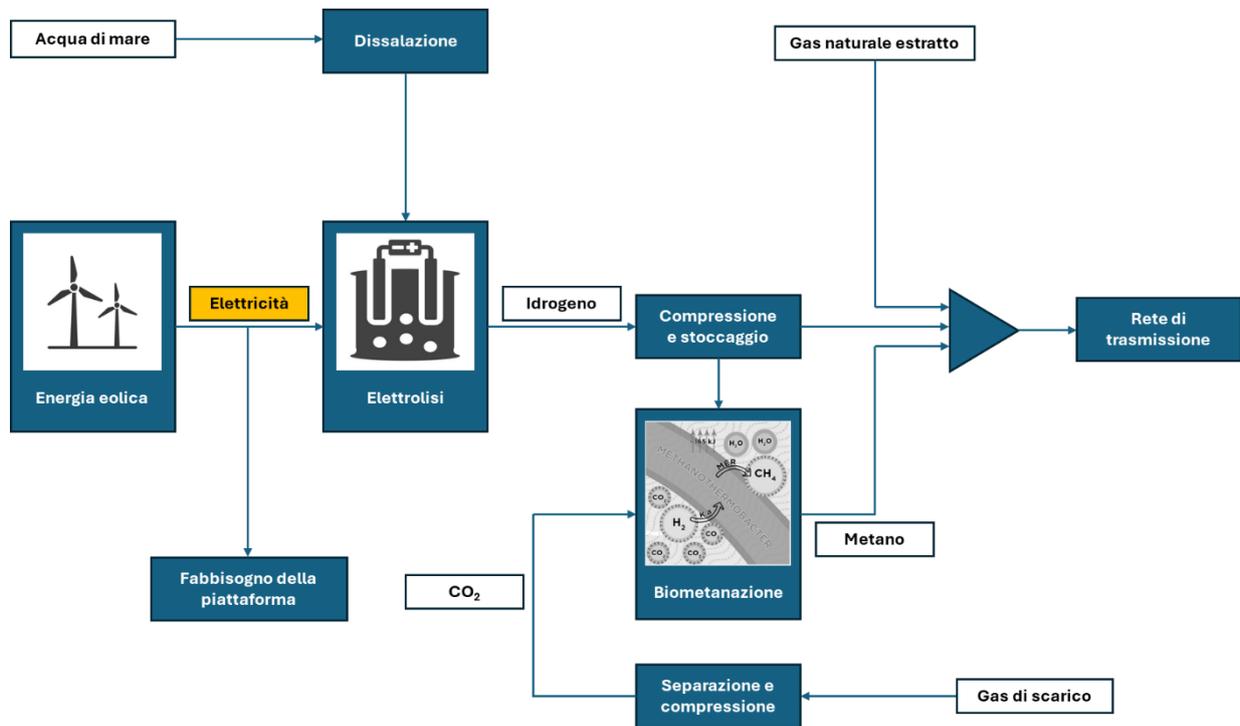


Figura 4.8: Power-to-gas, configurazione “Biometanazione & Hydrogen blending”

5. Simulazioni e Risultati

Le simulazioni energetiche e i risultati ottenuti saranno prevalentemente basati sull'utilizzo del software HOMER Pro (*Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources*), sviluppato da UL Solutions (HOMER Energy); il programma viene utilizzato globalmente per l'ottimizzazione del design di *microgrid*, come la piattaforma petrolifera del presente studio. L'ipotesi principale fatta in partenza è quella che essa non sia collegabile alla rete elettrica onshore.

HOMER Pro si basa su un modello che simula e ricerca valide alternative tra tutte le possibili combinazioni di dispositivi presi in considerazione; a seconda dell'impostazione del problema, può simulare un gran numero di sistemi fornendo dunque, se possibile, gli scenari ottimali ordinati in base alla variabile di ottimizzazione prescelta e identificando le opzioni che minimizzano i costi; il programma simula il funzionamento di una microgrid su un intero anno di funzionamento, con dettaglio temporale da un minuto a un'ora. HOMER Pro consente l'implementazione di dispositivi come generatori, turbine a gas, moduli fotovoltaici, turbine eoliche e idroelettriche, convertitori o raddrizzatori, batterie, elettrolizzatori, dispositivi di generazione specificati dall'utente e altri ancora. Gli input necessari sono la definizione di carichi elettrici e termici e le risorse energetiche. Il tempo di vita del progetto considerato è di default 25 anni.

5.1. Implementazione su HOMER Pro

5.1.1. Definizione del fabbisogno

Nella definizione della domanda elettrica, il carico è suddiviso in due contributi. Il primo, denominato Electric Load #1, considera tutti i dispositivi la cui richiesta è strettamente dipendente dall'estrazione che diminuisce durante gli anni, ovvero:

- Compressore 1
- Compressore 2
- Pompa del petrolio
- Pompa di lift dell'acqua di mare (contributo per l'iniezione)

Per l'ultimo dispositivo in elenco, il consumo elettrico è stato a sua volta suddiviso in due parti; la prima riguarda l'integrazione dell'acqua prelevata dal pozzo, che serve ad alimentare la pompa idraulica per l'iniezione che funziona con una portata supposta costante durante i 25 anni. Il carico associato a questo contributo, a differenza che per gli altri dispositivi, aumenta negli anni poiché l'integrazione con acqua di mare dovrà essere via via maggiore diminuendo l'estrazione di acqua dal pozzo di produzione. Questo comporta il fatto che la curva dei consumi che rientrano in Electric Load #1 non segue esattamente l'andamento della curva di estrazione, ma è leggermente maggiore al trascorrere degli anni; pertanto, è stata effettuata una lieve correzione (Figura 5.1, a sinistra). Tuttavia, il consumo della pompa di lift dell'acqua di mare per l'integrazione dell'acqua dal pozzo di produzione è ridotto rispetto agli altri dispositivi, quindi anche considerando la stessa curva di declino del giacimento come curva di andamento dei consumi non avrebbe effetti così rilevanti sui risultati.

Al fabbisogno di acqua di raffreddamento, che è ipotizzato costante e indipendente dall'estrazione dei fluidi, si attribuisce quindi una quota di domanda elettrica fissa della medesima pompa, che rientra nella prossima definizione.

Il secondo contributo al carico elettrico definito nel software, denominato Electric Load #2, considera invece i fabbisogni indipendenti dal giacimento e costanti nei 25 anni; esso comprende i carichi legati ai dispositivi:

- Pompa di iniezione dell'acqua
- Utilities e servizi al personale
- Pompa di lift dell'acqua di mare (contributo per raffreddamento)

Allo stesso modo per il carico elettrico, anche il fabbisogno termico viene diviso in due contributi: il Thermal Load #1 è dipendente dall'attività del pozzo: esso vede una diminuzione negli anni corrispondente al tasso di declino dell'estrazione (Figura 5.1, a destra) e corrisponde al fabbisogno termico del separatore trifase. Le utilities, modellate in precedenza come una richiesta termica costante durante i 25 anni, costituiscono invece il Thermal Load #2.

Con l'opzione "Multi-Year" di HOMER Pro si possono implementare le considerazioni appena compiute; è possibile, infatti, far variare il carico elettrico Electric Load #1 e il carico termico Thermal Load #1 rispetto al valore unitario attribuito alla fase di plateau, che dura per i primi 5 anni (Figura 5.1). Pertanto, a partire dal sesto anno, il carico elettrico orario sarà moltiplicato per il corrispondente valore compreso tra 0 e 1 indicato, allo stesso modo del carico termico.

Electric Load #1: Scaled Average		Thermal Load #1: Scaled Average	
(%/year): <input type="text"/>		(%/year): <input type="text"/>	
Year	Multiplier	Year	Multiplier
1	1	1	1
2	1	2	1
3	1	3	1
4	1	4	1
5	1	5	1
6	0.900703857	6	0.9
7	0.811337329	7	0.81
8	0.730907454	8	0.729
9	0.658520566	9	0.6561
10	0.593372366	10	0.59049
11	0.534738987	11	0.531441
12	0.481968946	12	0.4782969
13	0.434475909	13	0.43046721
14	0.391732175	14	0.387420489
15	0.353262815	15	0.34867844
16	0.318640391	16	0.313810596
17	0.287480209	17	0.282429536
18	0.259436046	18	0.254186583
19	0.234196299	19	0.228767925
20	0.211480526	20	0.205891132
21	0.191036331	21	0.185302019
22	0.172636555	22	0.166771817
23	0.156076757	23	0.150094635
24	0.141172939	24	0.135085172
25	0.127759502	25	0.121576655

Figura 5.1: Analisi Multi-Year (HOMER Pro), variazione annuale dei carichi (%)

Per Electric Load #2 e Thermal Load #2, coerentemente con quanto detto in precedenza, non sono state definite variazioni annuali.

5.1.2. Definizione delle risorse

Le risorse energetiche necessarie al sistema sono implementabili sul software attraverso la scheda “Resources”. Nel presente studio sono previste turbine a gas, che necessitano di gas naturale, e turbine eoliche, che necessitano di vento.

Combustibile

Il carburante, necessario al funzionamento delle turbine a gas, è il gas naturale estratto dal giacimento e definito in precedenza (Figura 5.2); pertanto, nota la densità di 0.8 kg/m^3 è possibile esprimere il PCI in unità di massa: $40 \text{ MJ/Sm}^3 = 50 \text{ MJ/kg}$. Il contenuto di carbonio è stato assunto tale per cui la

combustione di 1 Sm³ di gas naturale desse origine a 2.34 kg di CO₂ come da fattore di emissione menzionato in precedenza. Il contenuto di zolfo è stato considerato nullo e il costo del gas pari a 0.08 €/Sm³.

Selected Fuel _____

Name:

PROPERTIES

Lower Heating Value (MJ/kg):

Density (kg/m3):

Carbon Content (%):

Sulfur Content (%):

Fuel Type

Conventional

Stored Hydrogen

Uses biomass resource

Limits and Prices

Natural Gas Fuel Price (€/m³):

Limit Consumption (m³/yr):

Units:

Figura 5.2: Parametri attribuiti al gas naturale (HOMER Pro)

Vento

Per quanto riguarda la risorsa eolica sono stati importati i file contenenti la serie di vento da 8760 valori con il minimo RMSE rispetto alla media calcolata su 23 anni. Dunque, per Ekofisk (Norvegia) si considera l'anno di vento 2017, per Hibernia (Canada) l'anno 2001.

5.1.3. Componenti del sistema energetico

Con la scheda "Components" HOMER Pro permette invece di introdurre i dispositivi di generazione dell'energia come turbine a gas ed eoliche o altri dispositivi come l'elettrolizzatore e il convertitore, che si vedranno in seguito.

Turbine a gas naturale

Tramite il modulo "Generator" presentato nella Figura 5.3 è possibile implementare le tre turbine a gas naturale GE LM2500 da 21.8 MW specificando la potenza nominale in kW, il carico minimo di

funzionamento della turbina rispetto alla potenza nominale, il parametro CHP Heat Recovery Ratio, la durata del ciclo di vita in ore, il tempo minimo di accensione in minuti e il prezzo del combustibile con i valori definiti in precedenza; inoltre, tramite le opzioni avanzate, si può specificare la fuel curve caratteristica della turbina (ipotizzata lineare, vedi Figura 2.9). Il CAPEX e l'OPEX, riferiti al kW di potenza nominale, rientrano solitamente sotto le voci "Capital" e "O&M"; tuttavia, al primo è stato attribuito un valore nullo poiché si suppone che le turbine siano già presenti sulla piattaforma all'inizio dell'analisi. Dunque, il CAPEX è fatto rientrare, in questo caso, sotto la voce "Replacement"; pertanto, al termine della vita utile, il componente verrà sostituito al costo del CAPEX. Le considerazioni fatte sono valide per tutte e tre le unità, denominate nel software LM2500 GT1, LM2500 GT2, LM2500 GT3.

GENERATOR  Name: Abbreviation: Remove
Copy To Library

Properties

Name: **LM2500 GT1**
 Abbreviation: **GT1**
 Manufacturer: **Generic**
www.homerenergy.com
 Notes:

Costs

Capacity (kW)	Capital (€)	Replacement (€)	O&M (€/op. hr)
1	€0.0	€700.00	€0.0030

Click here to add new item

Multiplier:

Site Specific Input

Minimum Load Ratio (%): CHP Heat Recovery Ratio (%):
 Lifetime (Hours): Minimum Runtime (Minutes):
 Natural Gas Fuel Price (€/m³): Initial Hours

Sizing

Size (kW)
 21800

Electrical Bus

AC DC

Advanced...

Figura 5.3: Modellazione della turbina a gas naturale GE LM2500 (HOMER Pro)

Turbine eoliche offshore

Analogamente al caso precedente, è possibile introdurre nel sistema le turbine eoliche offshore implementando per ciascuna la rispettiva curva di potenza (vedi Figura 3.9) e definendo la durata del ciclo di vita, l'altezza dell'hub, il CAPEX (Capital) e l'OPEX (O&M). In questo caso "Replacement" ha valore nullo poiché la vita utile del componente è ipotizzata equivalente alla durata del progetto di 25 anni, quindi non sono previste sostituzioni. Non conoscendo a priori il numero di turbine eoliche ottimale, HOMER Pro consente, tramite la funzione "Search Space" di specificare un range tra 0 e n, in cui n è il numero massimo di unità entro cui effettuare la ricerca. Per cui, dato uno dei tre modelli

di turbina eolica definiti in precedenza, se $n=5$, HOMER Pro proporrà soluzioni che prevedono un numero di turbine dello specifico modello tra 0 e 5.

Ciascuna turbina, come stabilito, ha un costo differente che dipende sia dalla taglia (MW), sia dal sito considerato nella simulazione. Di seguito sono riportati i modelli implementati sul software.

Vestas V112 3.45 MW

Come mostra la Figura 5.4, per una turbina eolica offshore Vestas V112 3.45 MW installata nei pressi di Ekofisk (Norvegia), il CAPEX e l'OPEX determinati sono rispettivamente 12,799,500 € e 348,450 €/y; gli stessi sono 13,800,000 € e 362,500 €/y nel caso Hibernia (Canada).

The screenshot displays two instances of the Vestas V112 3.45 MW wind turbine configuration in HOMER Pro. The top instance is for Norway (Ekofisk) and the bottom instance is for Canada (Hibernia).

Top Instance: (Norvegia) Vestas V112 3.45 MW

- Name:** (Norvegia) Vestas V112 3.4
- Abbreviation:** V112 3.
- Rated Capacity (kW):** 3450.00
- Manufacturer:** Vestas
- Notes:** Diametro del rotore: 112 m
- Site Specific Input:** Lifetime (years): 25.00, Hub Height (m): 110.00, Consider ambient temperature effects?
- Costs Table:**

Quantity	Capital (€)	Replacement (€)	O&M (\$/year)
1	€12,799,500.00	€0.0	€348,450.00

Bottom Instance: (Canada) Vestas V112 3.45 MW

- Name:** (Canada) Vestas V112 3.45
- Abbreviation:** V112 3.
- Rated Capacity (kW):** 3450.00
- Manufacturer:** Vestas
- Notes:**
- Site Specific Input:** Lifetime (years): 25.00, Hub Height (m): 110.00, Consider ambient temperature effects?
- Costs Table:**

Quantity	Capital (€)	Replacement (€)	O&M (\$/year)
1	€13,800,000.00	€0.0	€362,250.00

Figura 5.4: Implementazione della turbina eolica offshore Vestas V112 3.45 MW (HOMER Pro)

Siemens-Gamesa 8.0-167 DD

Considerando la turbina Siemens-Gamesa 8.0-167 DD (Figura 5.5) il CAPEX e l'OPEX per il sito di Ekofisk valgono 29,680,000 € e 808,000 €/y; per Hibernia, gli stessi sono pari a 32,000,000 € e 840,000 €/y.

Add/Remove (Norvegia) Siemens-Gamesa 8.0 MW-167 DD (Canada) Siemens-Gamesa 8.0 MW-167 DD

WIND TURBINE  Name: (Norvegia) Siemens-Game: Abbreviation: SG167 Remove
Copy To Library

Properties

Abbreviation: SG167 8.0 

Rated Capacity (kW): 8000.00

Manufacturer: Siemens-Gamesa
siemensgamesa.com

Notes:
 Diametro del rotore: 167 m

Costs

Quantity	Capital (€)	Replacement (€)	O&M (\$/year)
1	€29,680,000.00	€0.0	€808,000.00

Click here to add new item

Multiplier: (-) (-) (-)

Site Specific Input

Lifetime (years): 25.00 (-) Hub Height (m): 110.00 (-) Consider ambient temperature effects?

Add/Remove (Norvegia) Siemens-Gamesa 8.0-167 DD (Canada) Siemens-Gamesa 8.0-167 DD

WIND TURBINE  Name: (Canada) Siemens-Gamesa Abbreviation: SG167 Remove
Copy To Library

Properties

Name: (Canada) Siemens-Gamesa 8.0-167 DD 

Abbreviation: SG167 8.0

Rated Capacity (kW): 8000.00

Manufacturer: Siemens-Gamesa
siemensgamesa.com

Costs

Quantity	Capital (€)	Replacement (€)	O&M (\$/year)
1	€32,000,000.00	€0.0	€840,000.00

Click here to add new item

Multiplier: (-) (-) (-)

Site Specific Input

Lifetime (years): 25.00 (-) Hub Height (m): 110.00 (-) Consider ambient temperature effects?

Figura 5.5: Implementazione della turbina eolica offshore Siemens-Gamesa 8.0-167 DD (HOMER Pro)

Vestas V164 9.5 MW

Infine, come illustrato nella Figura 5.6, per Vestas V164 9.5 MW il CAPEX è 35,245,000 €, mentre l'OPEX 959,000 €/y (Ekofisk). Entrambi valgono invece 38,000,000 € e 997,500 €/y nel caso di Hibernia.

Add/Remove (Norvegia) Vestas V164 9.5 MW (Canada) Vestas V164 9.5 MW

WIND TURBINE

Name: (Norvegia) Vestas V164 9.5 Abbreviation: V164 9. Remove
Copy To Library

Properties

Abbreviation: **V164 9.5**

Rated Capacity (kW): **9500.00**

Manufacturer: **Vestas**

vestas.com

Notes:
Diametro del rotore: 164 m

Quantity	Capital (€)	Replacement (€)	O&M (\$/year)
1	€35,245,000.00	€0.0	€959,500.00
Click here to add new item			

Multiplier: (-) (-) (-)

Site Specific Input

Lifetime (years): (-) Hub Height (m): (-) Consider ambient temperature effects?

Add/Remove (Norvegia) Vestas V164 9.5 MW (Canada) Vestas V164 9.5 MW

WIND TURBINE

Name: (Canada) Vestas V164 9.5 Abbreviation: V164 9. Remove
Copy To Library

Properties

Name: **(Canada) Vestas V164 9.5 MW**

Abbreviation: **V164 9.5**

Rated Capacity (kW): **9500.00**

Manufacturer: **Vestas**

vestas.com

Quantity	Capital (€)	Replacement (€)	O&M (\$/year)
1	€38,000,000.00	€0.0	€997,500.00
Click here to add new item			

Multiplier: (-) (-) (-)

Site Specific Input

Lifetime (years): (-) Hub Height (m): (-) Consider ambient temperature effects?

Figura 5.6: Implementazione della turbina eolica offshore Vestas V164 9.5 MW (HOMER Pro)

Capacità di riserva

La sezione “Constraints” di HOMER Pro consente di specificare le impostazioni legate al deficit energetico ammissibile e alla riserva di energia che si vogliono prevedere per il funzionamento ottimale del sistema; si mantengono le impostazioni predefinite nel software, pertanto il valore di massimo deficit annuale di potenza (*maximum annual capacity shortage*) definito come “il rapporto percentuale tra la quantità totale di carenza di capacità che si verifica durante l'anno e il carico elettrico complessivo” (da HOMER Energy) è stato imposto pari a zero, in accordo con il modello dei consumi utilizzato che non ammette alcun deficit; la riserva operativa (*operating reserve* o *spinning reserve*), consiste invece “in una capacità operativa in eccesso in grado di rispondere istantaneamente a un aumento improvviso del carico elettrico o a una diminuzione improvvisa della produzione di energia rinnovabile [...] introducendo un margine di sicurezza per garantire una fornitura affidabile di energia elettrica” (da HOMER Energy); questa quantità si divide ulteriormente in due contributi: uno espresso in funzione del carico elettrico nel time step corrente (*load in current time step*) che è stato mantenuto pari al 10% e un altro in funzione dell’output di potenza eolica (*operating reserve as a percentage of wind power output*), lasciato al valore predefinito del 50%. In particolare, il significato di quest’ultima percentuale è che se le turbine eoliche si trovino a generare una potenza elettrica di 20 MW, deve essere immediatamente disponibile una fornitura di 10 MW da parte delle turbine a gas; questo viene attuato soprattutto per far fronte a repentini cali di vento. Ciò non significa che le turbine a gas

debbano erogare 10 MW, ma che debbano essere operative per poter soddisfare questa eventuale richiesta.

5.1.4. Schema del sistema

Nelle seguenti figure sono rappresentati lo schema del sistema originario con alimentazione tramite tre turbine a gas cogenerative (apice '3') (Figura 5.7) e del sistema ibrido che include le turbine eoliche offshore (OWTs) (Figura 5.8). I carichi elettrici sono collegati alla linea in corrente alternata (AC) e il verso delle frecce indica la direzione dell'energia: entrante significa fabbisogno, uscente generazione. Il discorso è analogo per la trasmissione del calore, indicata dalla linea orizzontale in basso; da destra a sinistra sono rappresentati i carichi Thermal Load #1 e Thermal Load #2. Infine, il componente denominato BOILER viene introdotto automaticamente da HOMER Pro quando vi è una domanda termica ma in questo caso si fa in modo che non entri in funzione e non alteri il funzionamento del sistema, delegando la generazione del calore esclusivamente alle turbine a gas cogenerative.

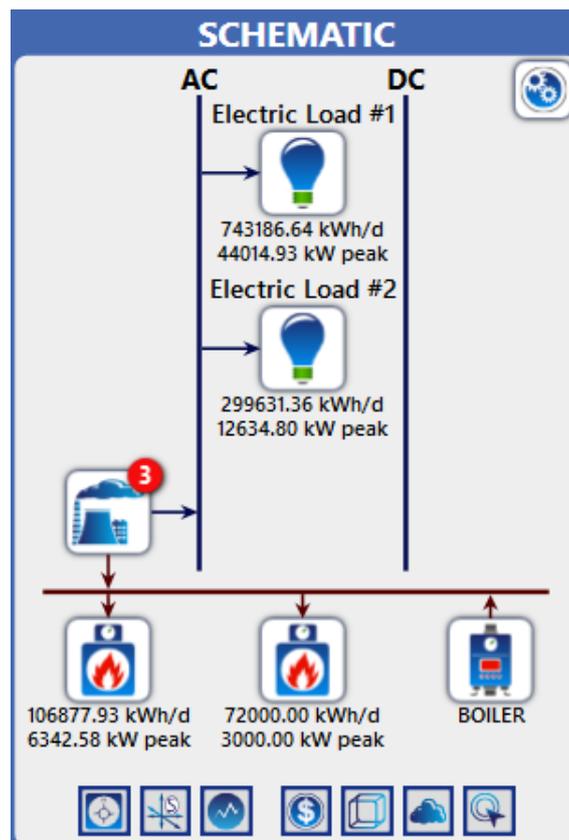


Figura 5.7: Sistema base, alimentazione dei carichi mediante turbine a gas (HOMER Pro)

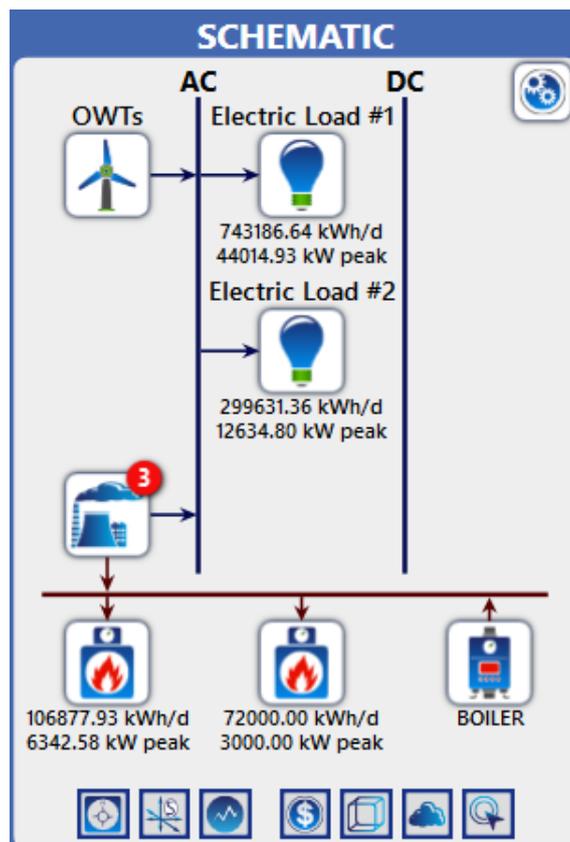


Figura 5.8: Sistema ibrido, alimentazione dei carichi mediante turbine a gas ed eoliche offshore (HOMER Pro)

5.1.5. Definizione degli indicatori economici e finanziari utilizzati

Input

Il programma propone delle soluzioni energetiche sulla base di un'analisi economica; pertanto, è richiesta l'introduzione dei seguenti due parametri:

- Tasso di interesse nominale (*nominal discount rate*): è una percentuale impiegata per calcolare il valore attuale dei flussi di cassa futuri, rappresentando la capacità di generazione di denaro di un progetto di investimento. La determinazione di tale valore varia in funzione di molteplici fattori come il rischio del progetto; progetti con maggiori incertezze richiedono un tasso di attualizzazione più alto per compensare il potenziale mancato ritorno. Il valore attribuito a questo indice è:

$$i' = 8\%$$

- Tasso di inflazione (*inflation rate*): è anch'esso un indicatore economico percentuale che misura la variazione media dei prezzi dei beni e dei servizi su base annua; rappresenta l'aumento generale del costo della vita: più alto è il tasso di inflazione, più i prezzi aumentano, pertanto, con la stessa quantità di denaro, si possono comprare meno beni e servizi rispetto a prima. Il valore attribuito a questa quantità, in linea con gli obiettivi della Banca Centrale Europea, è pari a:

$$f = 2\%$$

Noti i due valori, è possibile ricavare il tasso di interesse reale (*real discount rate*):

$$i = \frac{i' - f}{1 + f} = 5.88\%$$

“Definendo il tasso di interesse reale in questa maniera, l'inflazione viene esclusa dall'analisi economica. Di conseguenza, tutti i costi vengono considerati come reali, calcolati in termini di valore monetario costante. Si assume, inoltre, che il tasso di inflazione sia uniforme per tutti i costi” (da HOMER Energy). Quest'ultimo valore risulta in linea con il 6% utilizzato nello studio di BVGAssociates (BVGAssociates, 2019).

Output

HOMER Pro classifica i risultati ottenuti sulla base del minor Net Present Cost (indicato con NPC), che si definisce come il valore attuale di tutti i costi di installazione (CAPEX) e funzionamento (OPEX) dei componenti del sistema durante la vita del progetto:

$$NPC = \sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+i)^t}$$

Dove con t si indica l'anno del progetto a cui ci si riferisce, con n gli anni complessivi di durata del progetto (25) e con C_t i costi risultanti all'anno t ; l'anno zero non è propriamente un anno del progetto, ma il momento presente in cui si effettua l'investimento.

Il Net Present Value (NPV, o Valore Attuale Netto in italiano), al contrario, misura la redditività di un progetto considerando sia i costi che i ricavi. È la somma del valore attuale dei flussi di cassa (positivi e negativi) generati nel tempo:

$$NPV = -C_0 + \sum_{t=1}^n \frac{R_t - C_t}{(1+i)^t}$$

Dove C_0 indica il costo di investimento iniziale e R_t i ricavi corrispondenti all'anno t .

Il tempo di ritorno (*payback period*) serve invece a calcolare il tempo necessario (in anni) per recuperare l'investimento iniziale in un progetto e si può determinare mediante due approcci. Il primo, stabilisce il tempo necessario per recuperare l'investimento iniziale basandosi sui flussi di cassa annuali non attualizzati e viene detto *simple payback period*; il secondo quantifica il tempo necessario per recuperare l'investimento iniziale considerando il valore attuale netto dei flussi di cassa futuri, cioè scontando i flussi di cassa al tasso specificato e prende il nome di *discounted payback period*.

Infine, il *Levelized Cost of Energy* (LCOE) è un indicatore economico utilizzato per valutare il costo per unità di energia prodotta considerando l'intero ciclo di vita dell'impianto e si esprime in euro al kilowattora.

5.2. Premessa: tasse sulla CO₂

Un'importante premessa che va fatta prima di illustrare i risultati delle simulazioni energetiche è legata al costo attribuito alle emissioni di CO₂, espresso in euro per tonnellata di anidride carbonica emessa. Come si dimostrerà, infatti, la convenienza nell'adottare un sistema ibrido composto da turbine a gas e turbine eoliche offshore emerge soltanto nei casi in cui sia prevista una forma di tassazione sulle emissioni di anidride carbonica; in assenza di essa, l'affidamento sull'energia rinnovabile eolica offshore, dati i costi ancora elevati della tecnologia a confronto con l'utilizzo delle turbine alimentate con il gas naturale estratto, risulta svantaggioso in termini economici. Dunque, per i due siti geografici si utilizzeranno i seguenti sistemi di tassazione, facendo riferimento al contesto nei rispettivi stati:

- **Ekofisk Oil and Gas Field (Mare del Nord, Norvegia):** “la Norvegia è stata uno dei primi stati al mondo ad aver introdotto una tassa sul carbonio, nel 1991. L'imposta viene riscossa su tutta la combustione di gas nelle operazioni petrolifere effettuate all'interno del Norwegian Continental Shelf, in conformità con la legge CO₂ Tax Act on Petroleum Activities. Per il 2024, l'aliquota è di 1.85 NOK per standard metro cubo di gas [...], ciò equivale a 790 NOK per tonnellata di CO₂” (Norwegian Petroleum, 2024). Inoltre, “la legge norvegese Greenhouse Gas Emission Trading Act è entrata in vigore nel 2005 e la Norvegia ha aderito al sistema di scambio delle emissioni dell'UE (EU Emissions Trading System, ETS) nel 2008. Ciò significa che gli impianti norvegesi dell'industria petrolifera e di altri settori a cui si applica il sistema sono soggetti alle stesse regole per lo scambio di emissioni di quelli dell'UE. [...] Il sistema ETS dell'UE è un sistema “cap and trade” che fissa un “tetto”, alle emissioni totali di gas serra. Questo limite viene ridotto di anno in anno, in modo che gli obiettivi di emissione per i settori coperti dal sistema vengano raggiunti. [...] Nel 2023, il costo medio di una quota di emissione che dà diritto a emettere una tonnellata di CO₂ era di circa 85.28 €, corrispondenti a circa 974 NOK. La combinazione della tassa sul carbonio e del sistema di scambio di quote di emissione fa sì che le aziende della piattaforma norvegese paghino circa 1750 NOK per tonnellata per le loro emissioni di CO₂, un prezzo significativamente più alto rispetto alla maggior parte delle altre aziende norvegesi e molto più alto rispetto ad altri paesi con attività petrolifere” (Norwegian Petroleum, 2024). “Queste tasse impongono oneri finanziari significativi al settore degli idrocarburi in Norvegia: Equinor, responsabile del 70% della produzione norvegese di petrolio e gas, ha sostenuto un costo totale di 978 M\$ nel 2021 per il pagamento delle quote ETS e della tassa norvegese sulla CO₂” (Herrera Anchustegui et al., 2024). Nel presente studio, per il caso norvegese, sarà quindi considerata la penalità di 148 €/tCO₂ (1750 NOK), avendo assunto l'attuale cambio euro/corona norvegese di 0.085 €/NOK.
- **Hibernia Oil and Gas Field (Newfoundland & Labrador, Canada):** “in Canada, nel gennaio 2023, il prezzo federale del carbonio è passato da 50 a 65 dollari canadesi (C\$) per tonnellata di emissioni di gas serra e continuerà a crescere a un tasso di 15 C\$ per tonnellata dal 2023 al 2030. Entro il 2030, il prezzo federale del carbonio sarà di 170 C\$ per tonnellata di emissioni di gas serra. Il regime federale per la determinazione del prezzo dell'inquinamento da gas serra ha resistito a una vigorosa contestazione da parte di diverse province (tra cui la provincia di Alberta, importante produttrice di petrolio e gas) ed è stato giudicato costituzionale dalla Corte Suprema del Canada nel marzo 2021 nella sentenza

References re Greenhouse Gas Pollution Pricing Act” (Herrera Anchustegui et al., 2024). Per questo caso sarà attribuita la penalità prevista per il 2030, corrispondente a 116 €/tCO₂ (170 C\$), avendo considerato il cambio euro/dollaro canadese di 0.68 €/C\$.

5.3. Risultati prima parte

5.3.1. Ekofisk Oil and Gas Field (Mare del Nord, Norvegia)

Risultati economici

Per la simulazione condotta scegliendo come localizzazione il giacimento norvegese Ekofisk nel Mare del Nord, considerando l’attuale normativa vigente sulle emissioni di CO₂ (148 €/tCO₂) di cui si è discusso in precedenza, il sistema energetico più vantaggioso determinato da HOMER Pro (indicato con “Proposed System” o “Lowest Cost System” nelle Figure 5.9, 5.10) risulta composto dalle tre turbine a gas originarie GE LM2500 21.8 MW (GT1, GT2, GT3) e da tre turbine eoliche offshore Siemens-Gamesa 8.0-167 DD. Il sistema base, con le sole tre turbine a gas, è denominato Base System o Base Case dal software. Come detto in precedenza, il componente Boiler, di cui appare il logo, non assume alcun ruolo all’interno dei due sistemi, ma viene aggiunto automaticamente da HOMER Pro senza possibilità di rimozione.

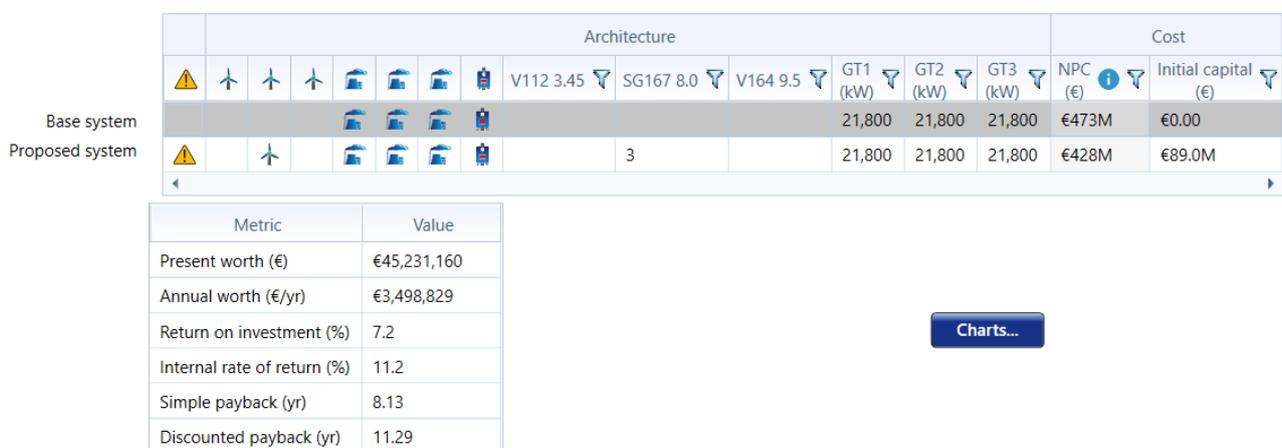


Figura 5.9: Confronto tra sistema base e sistema ibrido proposto (Ekofisk, Norvegia) (HOMER Pro)

Cost Summary

	Base Case	Lowest Cost System
NPC ⓘ	€473M	€428M
Initial Capital	€0.00	€89.0M
O&M ⓘ	€36.6M/yr	€26.2M/yr
LCOE ⓘ	€0.115/kWh	€0.102/kWh

Figura 5.10: Riassunto dei costi, sistema base e sistema ibrido (Ekofisk, Norvegia) (HOMER Pro)

Osservando la configurazione proposta, si nota come non sia stata preferita la turbina eolica con la potenza nominale maggiore (che appartiene a Vestas V164-9.5 MW), ma quella con il rotore più ampio, pari a 167 m di diametro; nonostante la capacità eolica complessiva di 24 MW, il software non propone soluzioni che prevedono la rimozione di una delle tre turbine a gas originarie, a causa del vincolo di deficit elettrico nullo imposto.

Il simbolo di avvertimento giallo indica che il sistema proposto ha una penetrazione di energia rinnovabile abbastanza alta da causare problemi di stabilità e consiglia l'aggiunta di batterie come forma di stoccaggio dell'energia. Il presente studio non ne considera l'installazione poiché prevede l'integrazione dell'energia eolica con i sistemi già esistenti (turbine a gas di derivazione aeronautica); l'installazione di batterie offshore, poi, potrebbe essere estremamente costosa e complessa; infine, i siti prescelti presentano condizioni di vento relativamente stabili, riducendo la necessità di accumulo per compensare le variazioni nella produzione.

A fronte di un investimento iniziale di circa 89,000,000 € per l'acquisto di tre turbine eoliche offshore Siemens-Gamesa 8.0-167 DD, il NPC del sistema proposto è di 427,953,000 €, mentre il caso base comporta una cifra di 473,184,000 €; questo si traduce in un risparmio complessivo attualizzato di 45,231,160 € (indicato con *Present worth* nella Figura 5.9). Nella Tabella 5.1 è illustrato il flusso di cassa nominale; come già citato, l'anno 0 non è propriamente un anno del progetto, ma il momento presente in cui si effettua l'investimento. Per il sistema base il valore corrispondente è nullo poiché, come detto in precedenza, si presuppone che le tre turbine a gas siano già presenti sulla piattaforma e all'inizio della rispettiva vita utile.

Tabella 5.1: Flussi di cassa nominali: sistema base e sistema ibrido (Ekofisk, Norvegia)

Anno	Flussi di cassa nominali			
	Sistema ibrido		Sistema base	
	Annuale	Cumulato	Annuale	Cumulato
0	-89,040,000.00 €	-89,040,000.00 €	0.00 €	0.00 €
1	-35,875,649.00 €	-124,915,649.00 €	-47,374,295.60 €	-47,374,295.60 €
2	-35,875,649.00 €	-160,791,298.00 €	-47,374,295.60 €	-94,748,591.20 €
3	-35,875,649.00 €	-196,666,947.00 €	-47,374,295.60 €	-142,122,886.80 €
4	-35,875,649.00 €	-232,542,596.00 €	-47,374,295.60 €	-189,497,182.40 €
5	-35,875,649.00 €	-268,418,245.00 €	-47,374,295.60 €	-236,871,478.00 €
6	-32,638,142.20 €	-301,056,387.20 €	-44,485,952.00 €	-281,357,430.00 €
7	-29,770,880.50 €	-330,827,267.70 €	-39,380,890.00 €	-320,738,320.00 €
8	-27,636,836.61 €	-358,464,104.31 €	-36,588,487.62 €	-357,326,807.62 €
9	-25,843,682.71 €	-384,307,787.02 €	-34,806,594.23 €	-392,133,401.85 €
10	-23,928,817.20 €	-408,236,604.22 €	-33,205,530.80 €	-425,338,932.65 €
11	-21,379,766.68 €	-429,616,370.90 €	-31,765,039.00 €	-457,103,971.65 €
12	-34,894,444.24 €	-464,510,815.14 €	-60,983,545.20 €	-518,087,516.85 €
13	-18,371,793.48 €	-482,882,608.62 €	-29,292,829.00 €	-547,380,345.85 €
14	-32,638,869.12 €	-515,521,477.74 €	-28,237,896.60 €	-575,618,242.45 €
15	-16,499,675.08 €	-532,021,152.82 €	-27,283,582.60 €	-602,901,825.05 €
16	-15,702,419.08 €	-547,723,571.90 €	-26,412,807.00 €	-629,314,632.05 €
17	-14,979,426.06 €	-562,702,997.96 €	-25,603,438.80 €	-654,918,070.85 €
18	-14,366,271.56 €	-577,069,269.52 €	-24,875,450.40 €	-679,793,521.25 €
19	-13,832,904.12 €	-590,902,173.64 €	-23,468,203.60 €	-703,261,724.85 €
20	-13,250,443.65 €	-604,152,617.29 €	-20,063,033.90 €	-723,324,758.75 €
21	-12,950,877.59 €	-617,103,494.88 €	-19,015,773.30 €	-742,340,532.05 €
22	-12,735,921.13 €	-629,839,416.00 €	-18,558,557.45 €	-760,899,089.50 €
23	-27,806,320.76 €	-657,645,736.76 €	-33,409,959.20 €	-794,309,048.70 €
24	-12,382,568.00 €	-670,028,304.76 €	-17,784,966.24 €	-812,094,014.94 €
25	26,080,867.12 €	-643,947,437.64 €	8,150,874.64 €	-803,943,140.30 €

La presente valutazione economica fornisce un tempo di ritorno nominale dell'investimento (simple payback period) pari a 8.13 anni.

Nella Tabella 5.2 si ha invece il confronto tra i flussi di cassa, ora scontati, dei due sistemi energetici.

Tabella 5.2: Flussi di cassa scontati: sistema base e sistema ibrido (Ekofisk, Norvegia)

Anno	Flussi di cassa scontati (i=5.88 %)			
	Sistema ibrido		Sistema base	
	Annuale	Cumulato	Annuale	Cumulato
0	-89,040,000.00 €	-89,040,000.00 €	0.00 €	0.00 €
1	-33,882,557.39 €	-122,922,557.39 €	-44,742,390.29 €	-44,742,390.29 €
2	-32,000,193.09 €	-154,922,750.48 €	-42,256,701.94 €	-86,999,092.23 €
3	-30,222,404.58 €	-185,145,155.06 €	-39,909,107.39 €	-126,908,199.62 €
4	-28,543,382.11 €	-213,688,537.17 €	-37,691,934.75 €	-164,600,134.37 €
5	-26,957,638.66 €	-240,646,175.83 €	-35,597,938.38 €	-200,198,072.75 €
6	-23,162,419.76 €	-263,808,595.59 €	-31,570,494.65 €	-231,768,567.40 €
7	-19,953,844.96 €	-283,762,440.55 €	-26,394,925.52 €	-258,163,492.92 €
8	-17,494,424.53 €	-301,256,865.08 €	-23,160,919.04 €	-281,324,411.96 €
9	-15,450,486.07 €	-316,707,351.15 €	-20,808,907.36 €	-302,133,319.33 €
10	-13,510,934.69 €	-330,218,285.85 €	-18,748,848.07 €	-320,882,167.39 €
11	-11,401,015.61 €	-341,619,301.46 €	-16,939,085.96 €	-337,821,253.35 €
12	-17,835,198.73 €	-359,454,500.19 €	-31,112,717.72 €	-368,933,971.07 €
13	-8,738,662.50 €	-368,193,162.69 €	-13,933,323.74 €	-382,867,294.81 €
14	-14,848,896.24 €	-383,042,058.92 €	-12,685,341.74 €	-395,552,636.55 €
15	-7,000,380.33 €	-390,042,439.26 €	-11,575,710.08 €	-407,128,346.62 €
16	-6,292,007.40 €	-396,334,446.65 €	-10,583,692.62 €	-417,712,039.25 €
17	-5,668,840.66 €	-402,003,287.32 €	-9,689,410.96 €	-427,401,450.20 €
18	-5,134,753.08 €	-407,138,040.40 €	-8,890,914.75 €	-436,292,364.95 €
19	-4,669,445.12 €	-411,807,485.53 €	-7,921,943.79 €	-444,214,308.74 €
20	-4,224,338.83 €	-416,031,824.35 €	-6,396,242.67 €	-450,610,551.41 €
21	-3,899,455.24 €	-419,931,279.60 €	-5,725,570.06 €	-456,336,121.47 €
22	-3,621,692.04 €	-423,552,971.64 €	-5,277,465.14 €	-461,613,586.61 €
23	-7,507,714.21 €	-431,060,685.85 €	-9,012,683.65 €	-470,626,270.26 €
24	-3,140,832.04 €	-434,201,517.89 €	-4,511,147.59 €	-475,137,417.85 €
25	6,247,876.46 €	-427,953,641.44 €	1,952,606.01 €	-473,184,811.84 €

Il tempo di ritorno scontato dell'investimento (discounted payback period), come deducibile, è maggiore e in questo caso di 11.29 anni. Ciò avviene poiché con questo metodo si tiene conto del tasso di sconto reale ipotizzato ($i = 5.88\%$), che riduce l'impatto economico dei flussi di cassa più distanti nel futuro, ma l'investimento iniziale assume lo stesso peso, poiché compiuto all'anno 0.

Infine, per il sistema composto dalle sole turbine a gas, il LCOE ricavato (Figura 5.10) risulta di 0.115 €/kWh, mentre l'adozione dell'energia eolica offshore comporta un calo a 0.102 €/kWh. Questo costo appare fortemente influenzato dalla quota imposta di 148 €/tCO₂.

Risultati ambientali ed energetici

Nella Tabella 5.3 è presentato il confronto, tra i sistemi base e ibrido, della media annuale di gas naturale consumato dalle turbine cogenerative GE LM2500 21.8 MW e le conseguenti emissioni medie di CO₂.

Tabella 5.3: Consumo di carburante ed emissioni: sistemi a confronto (Ekofisk, Norvegia)

	Sistema base	Sistema ibrido	Unità
Consumo di gas naturale	70,877,656	43,537,424	$\frac{Sm^3}{y}$
Emissioni di CO₂	165,911,904	101,913,312	$\frac{kg}{y}$

L'adozione di tre turbine eoliche offshore da 8 MW consente un risparmio di circa 27 milioni di standard metri cubi di gas naturale all'anno, che può pertanto essere venduto in rete. Ciò comporta, dal punto di vista ambientale, una riduzione delle emissioni del sistema del 39%, corrispondente a circa 1.6 Mt di CO₂ evitate in 25 anni.

Il box-plot seguente (Figura 5.11) mostra la generazione di potenza elettrica (kW) delle tre turbine eoliche Siemens-Gamesa 8.0-167 DD durante l'anno.

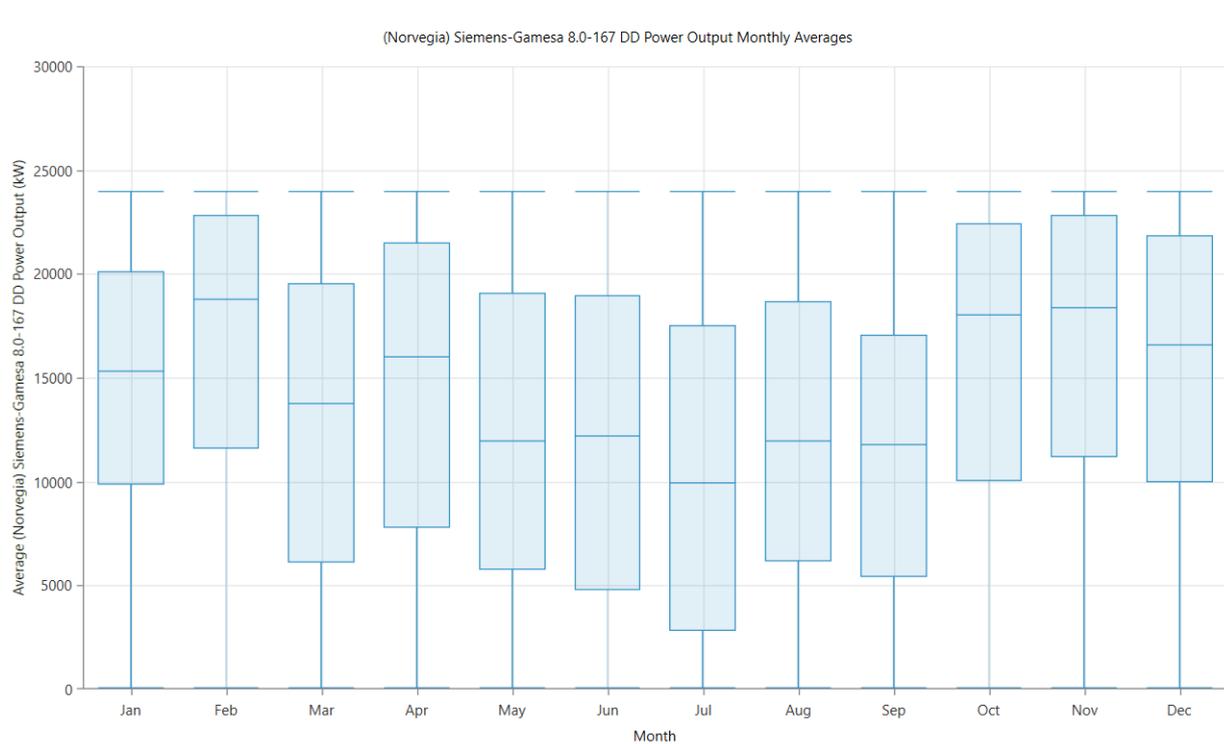


Figura 5.11: Box-plot: medie mensili di potenza eolica generata (Ekofisk, Norvegia) (HOMER Pro)

Ogni rettangolo comprende tre valori (linee orizzontali):

- Il primo, dall'alto verso il basso, rappresenta la potenza media giornaliera generata più alta del corrispondente mese;
- Il secondo corrisponde al valore medio mensile;
- Il terzo è la potenza media giornaliera generata più bassa.

I due baffi, ossia le due linee orizzontali agli estremi, rappresentano il massimo e il minimo della potenza erogata in ciascun mese; come ovvio, il minimo corrisponde a 0 kW, che riflette i momenti di totale assenza di vento, il massimo a 24,000 kW, equivalente alla potenza nominale complessiva dell'impianto eolico proposto.

Per le tre unità GE LM2500 21.8 MW, la potenza elettrica totale generata è variabile di anno in anno, in quanto diminuisce il carico elettrico con la diminuzione dell'attività estrattiva all'inoltrarsi nella fase di declino. Il confronto tra i due scenari (sistema base e ibrido) è deducibile dai due grafici nelle Figure 5.12 e 5.13.

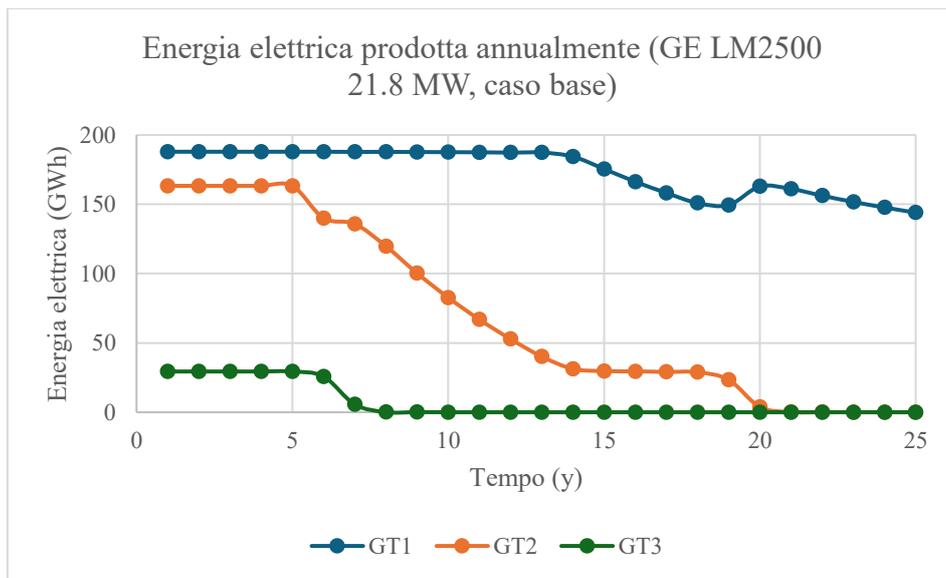


Figura 5.12: Produzione annua di energia elettrica delle turbine a gas (sistema base)

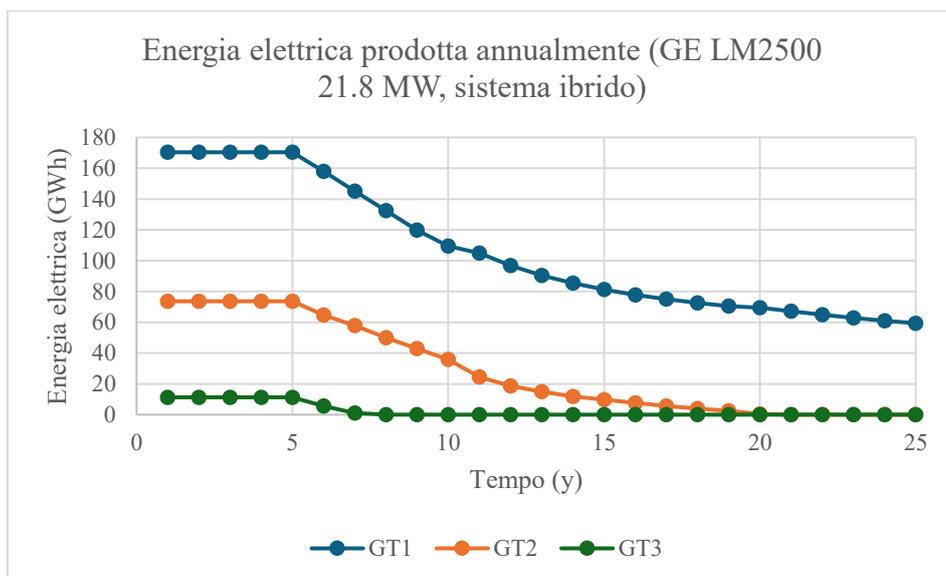


Figura 5.13: Produzione annua di energia elettrica delle turbine a gas (sistema ibrido, Ekofisk)

Dai grafici emerge inoltre che:

- La turbina a gas denominata GT1 risulta sempre necessaria durante i 25 anni;
- GT2 potrebbe terminare completamente l'esercizio all'anno 23;
- GT3 al solo anno 10.

Questo risultato non si traduce nel fatto che la stessa turbina deve operare in modo continuo senza interruzioni, ma che, ad esempio, dal decimo anno sia sufficiente l'alimentazione della piattaforma tramite due sole turbine a gas.

Parallelamente alla diminuzione del carico elettrico al trascorrere degli anni, si assiste a un graduale aumento dell'eccesso di elettricità risultante dalle turbine eoliche, che continuerebbero a generare energia elettrica indipendentemente dal carico; nella pratica, la produzione di energia deve sempre corrispondere alla domanda istantanea. In caso di eccesso di produzione da fonti rinnovabili, è necessario ridurre la generazione per evitare squilibri nella rete elettrica: il decremento intenzionale della produzione di energia quando il vento ne consentirebbe la generazione è denominato *curtailment*. Questa perdita di energia potenzialmente utilizzabile potrebbe rappresentare svantaggi economici molto importanti; in questa Tesi si propone il metodo del power-to-gas come strategia di recupero energetico derivante dall'eccesso di energia eolica. Il grafico della Figura 5.14 rappresenta l'andamento crescente dell'eccesso elettrico medio giornaliero, espresso in MWh/d; questa quantità sarebbe potenzialmente del tutto convertibile in idrogeno verde.

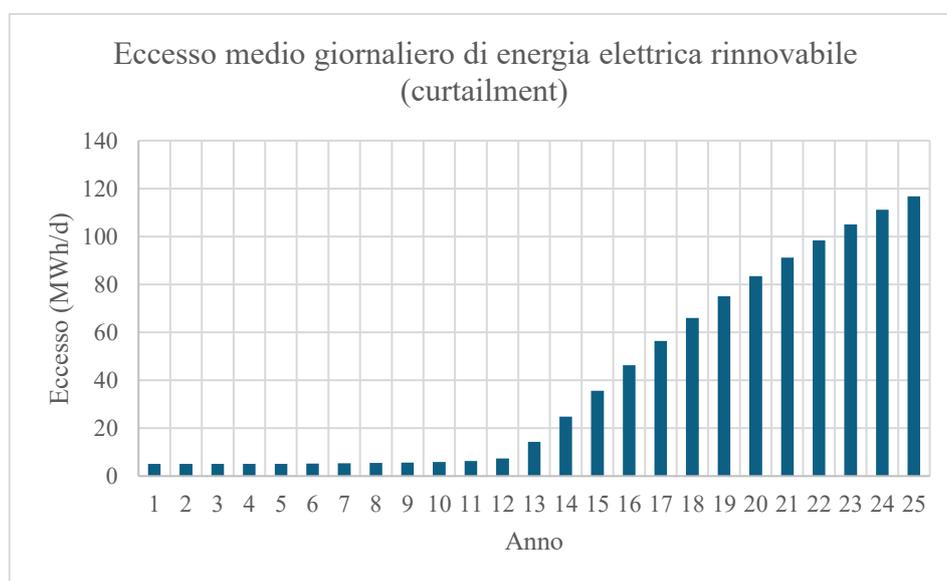


Figura 5.14: Eccesso medio giornaliero di energia eolica (curtailment) (sistema ibrido, Ekofisk)

5.3.2. Hibernia Oil and Gas Field (Newfoundland & Labrador, Canada)

Risultati economici

Per la simulazione la cui ubicazione prevista è in corrispondenza del giacimento Hibernia, è stata considerata la tassa federale sulla CO₂ annunciata per il Canada nel 2030 (116 €/tCO₂). Il sistema

proposto da HOMER Pro, presentato nella Figura 5.15, è differente rispetto al sito precedente e prevede una minor potenza eolica installata; ciò si spiega principalmente con il minor costo attribuito alle emissioni di carbonio, ma anche a causa delle spese maggiori stimate per l'installazione delle turbine eoliche in questo sito, dovute essenzialmente alla notevole profondità dell'acqua che aumenta i costi delle fondazioni e alla maggiore distanza dalla costa. La configurazione ibrida ottimale (Proposed System o Lowest Cost System, Figure 5.15, 5.16) prevede nuovamente le tre turbine a gas naturale affiancate ora da due turbine eoliche offshore Siemens-Gamesa 8.0-167 DD e da una Vestas V112-3.45 MW, per una potenza nominale rinnovabile installata di 19.45 MW.

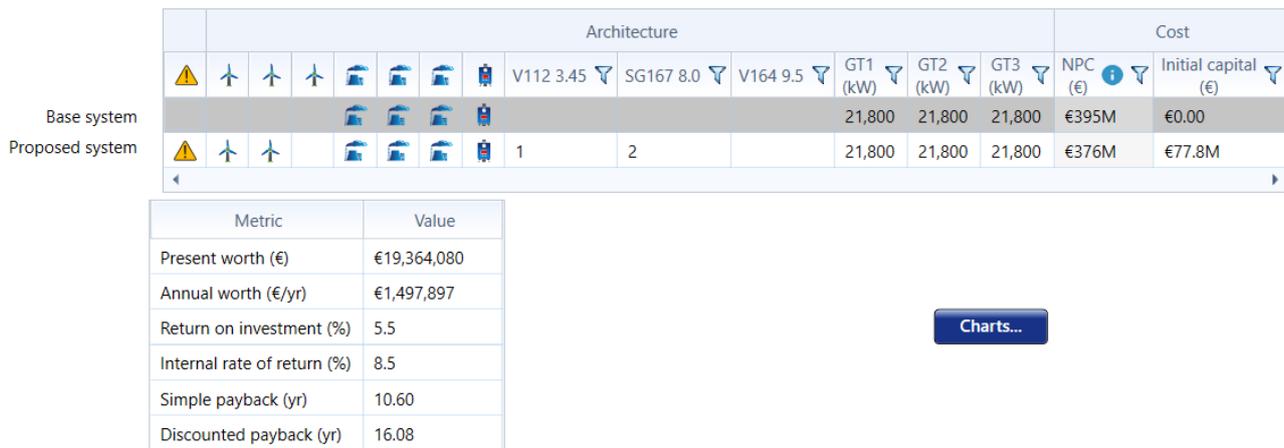


Figura 5.15: Confronto tra sistema base e sistema ibrido proposto (Hibernia, Canada) (HOMER Pro)

Cost Summary

	Base Case	Lowest Cost System
NPC ⓘ	€395M	€376M
Initial Capital	€0.00	€77.8M
O&M ⓘ	€30.6M/yr	€23.1M/yr
LCOE ⓘ	€0.0959/kWh	€0.0907/kWh

Figura 5.16: Riassunto dei costi, sistema base e sistema ibrido (Hibernia, Canada) (HOMER Pro)

Con un investimento iniziale di circa 77,800,000 € per l'acquisto e l'installazione delle turbine eoliche offshore, il NPC del sistema ibrido è di 375,980,200 €, mentre il sistema base comporta un valore di 395,362,300 €; questo si traduce in un risparmio complessivo attualizzato di 19,364,080 €. Nella Tabella 5.4 è riportato il flusso di cassa nominale del progetto.

Tabella 5.4: Flussi di cassa nominali: sistema base e sistema ibrido (Hibernia, Canada)

Anno	Flussi di cassa nominali			
	Sistema ibrido		Sistema base	
	Annuale	Cumulato	Annuale	Cumulato
0	-€77,800,000.00	-€77,800,000.00	€0	€0
1	-€31,206,784.20	-€109,006,784.20	-€39,346,757.60	-€39,346,757.60
2	-€31,206,784.20	-€140,213,568.40	-€39,346,757.60	-€78,693,515.20
3	-€31,206,784.20	-€171,420,352.60	-€39,346,757.60	-€118,040,272.80
4	-€31,206,784.20	-€202,627,136.80	-€39,346,757.60	-€157,387,030.40
5	-€31,206,784.20	-€233,833,921.00	-€39,346,757.60	-€196,733,788.00
6	-€28,451,519.60	-€262,285,440.60	-€36,955,451.60	-€233,689,239.60
7	-€26,025,869.11	-€288,311,309.71	-€32,681,219.50	-€266,370,459.10
8	-€24,313,711.88	-€312,625,021.59	-€30,360,727.32	-€296,731,186.42
9	-€22,827,637.00	-€335,452,658.59	-€28,891,624.03	-€325,622,810.45
10	-€21,497,184.00	-€356,949,842.59	-€27,571,667.40	-€353,194,477.85
11	-€20,157,422.60	-€377,107,265.19	-€26,384,100.40	-€379,578,578.25
12	-€33,173,490.10	-€410,280,755.29	-€55,831,015.00	-€435,409,593.25
13	-€31,691,045.92	-€441,971,801.21	-€24,345,766.60	-€459,755,359.85
14	-€15,294,302.58	-€457,266,103.79	-€23,475,954.20	-€483,231,314.05
15	-€14,268,255.74	-€471,534,359.53	-€22,688,993.80	-€505,920,307.85
16	-€13,422,568.14	-€484,956,927.67	-€21,970,656.60	-€527,890,964.45
17	-€12,738,510.18	-€497,695,437.85	-€21,302,410.60	-€549,193,375.05
18	-€12,181,480.12	-€509,876,917.97	-€20,701,367.20	-€569,894,742.25
19	-€11,624,111.80	-€521,501,029.77	-€19,523,480.80	-€589,418,223.05
20	-€11,156,182.36	-€532,657,212.13	-€16,652,077.20	-€606,070,300.25
21	-€10,931,103.35	-€543,588,315.48	-€15,776,422.94	-€621,846,723.19
22	-€10,749,010.24	-€554,337,325.72	-€15,399,369.58	-€637,246,092.77
23	-€25,851,072.36	-€580,188,398.08	-€30,322,474.40	-€667,568,567.17
24	-€10,452,868.88	-€590,641,266.96	-€14,761,594.08	-€682,330,161.25
25	€27,123,505.84	-€563,517,761.12	€11,116,545.68	-€671,213,615.57

La stima del tempo di ritorno nominale dell'investimento risulta di 10.6 anni, superiore rispetto al sito precedente.

Nella Tabella 5.5 è illustrato il confronto tra i flussi di cassa scontati dei due sistemi.

Tabella 5.5: Flussi di cassa scontati: sistema base e sistema ibrido (Hibernia, Canada)

Anno	Flussi di cassa scontati (i= 5.88 %)			
	Sistema ibrido		Sistema base	
	Annuale	Cumulato	Annuale	Cumulato
0	-€77,800,000.00	-€77,800,000.00	€0	€0
1	-€29,473,073.97	-€107,273,073.97	-€37,160,826.62	-€37,160,826.62
2	-€27,835,680.97	-€135,108,754.94	-€35,096,336.25	-€72,257,162.88
3	-€26,289,254.25	-€161,398,009.18	-€33,146,539.80	-€105,403,702.67
4	-€24,828,740.12	-€186,226,749.31	-€31,305,065.36	-€136,708,768.03
5	-€23,449,365.67	-€209,676,114.98	-€29,565,895.06	-€166,274,663.10
6	-€20,191,285.27	-€229,867,400.25	-€26,226,299.20	-€192,500,962.29
7	-€17,443,762.11	-€247,311,162.35	-€21,904,491.10	-€214,405,453.39
8	-€15,390,849.67	-€262,702,012.02	-€19,218,677.60	-€233,624,131.00
9	-€13,647,361.78	-€276,349,373.80	-€17,272,678.97	-€250,896,809.96
10	-€12,137,960.96	-€288,487,334.76	-€15,567,798.21	-€266,464,608.17
11	-€10,749,186.05	-€299,236,520.81	-€14,069,636.26	-€280,534,244.44
12	-€16,968,463.82	-€316,204,984.63	-€28,517,716.65	-€309,051,961.09
13	-€15,350,957.39	-€331,555,942.02	-€11,580,221.48	-€320,632,182.57
14	-€6,870,676.58	-€338,426,618.60	-€10,546,129.05	-€331,178,311.62
15	-€6,053,647.50	-€344,480,266.11	-€9,626,346.29	-€340,804,657.91
16	-€5,378,464.14	-€349,858,730.25	-€8,803,709.36	-€349,608,367.27
17	-€4,820,784.47	-€354,679,514.72	-€8,061,722.19	-€357,670,089.46
18	-€4,353,870.96	-€359,033,385.69	-€7,399,025.46	-€365,069,114.92
19	-€3,923,843.59	-€362,957,229.28	-€6,590,360.31	-€371,659,475.23
20	-€3,556,672.93	-€366,513,902.21	-€5,308,804.61	-€376,968,279.83
21	-€3,291,309.64	-€369,805,211.85	-€4,750,215.17	-€381,718,495.00
22	-€3,056,677.60	-€372,861,889.46	-€4,379,092.31	-€386,097,587.31
23	-€6,982,593.06	-€379,844,482.52	-€8,183,477.71	-€394,281,065.03
24	-€2,651,364.84	-€382,495,847.36	-€3,744,270.79	-€398,025,335.81
25	€6,497,648.75	-€375,998,198.61	€2,663,055.78	-€395,362,280.03

Il tempo di ritorno scontato dell'investimento è di 16.08 anni.

Infine, per il sistema composto dalle sole turbine a gas, il LCOE risulta di 0.0959 €/kWh, mentre l'adozione dell'energia eolica offshore comporta un calo a 0.0907 €/kWh. Entrambi i costi appaiono minori rispetto al caso di Ekofisk, ancora una volta, a causa della minor taxa attribuita alle emissioni di CO₂ in questa simulazione.

Risultati ambientali ed energetici

Tabella 5.6: Consumo di carburante ed emissioni: sistemi a confronto (Hibernia, Canada)

	Sistema base	Sistema ibrido	Unità
Consumo di gas naturale	70,877,656	45,888,556	$\frac{Sm^3}{y}$
Emissioni di CO₂	165,911,904	107,416,888	$\frac{kg}{y}$

Dalla Tabella 5.6 risulta che il sistema ibrido composto da turbine a gas ed energia eolica permette una riduzione delle emissioni del 35.3%, corrispondente a circa 1.46 Mt di CO₂ evitate in 25 anni.

I box-plot seguenti mostrano, analogamente al caso precedente, la generazione di potenza elettrica delle turbine eoliche nell'arco dell'anno. Il primo grafico illustra i risultati relativi alle due Siemens-Gamesa 8.0-167 DD (Figura 5.17), il secondo quelli riferiti alla produzione della turbina eolica Vestas V112-3.45 (Figura 5.18).

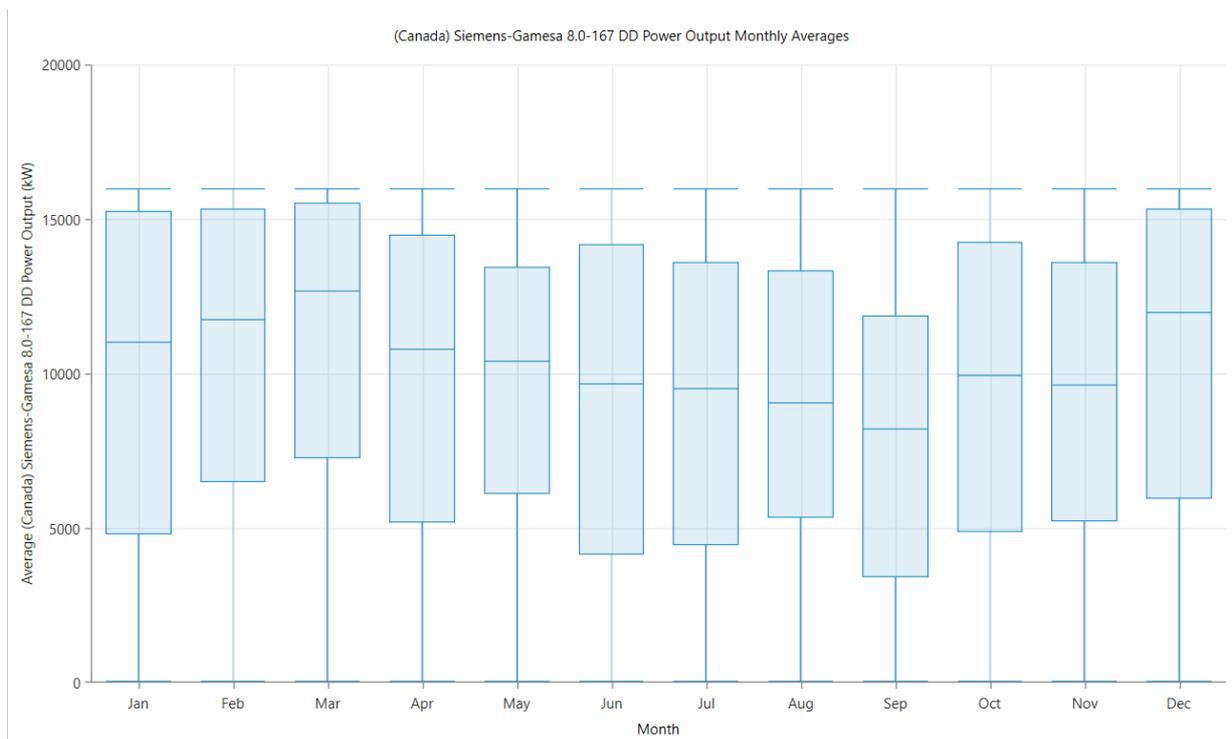


Figura 5.17: Box-plot: medie mensili di potenza eolica generata 1 (Hibernia, Canada) (HOMER Pro)

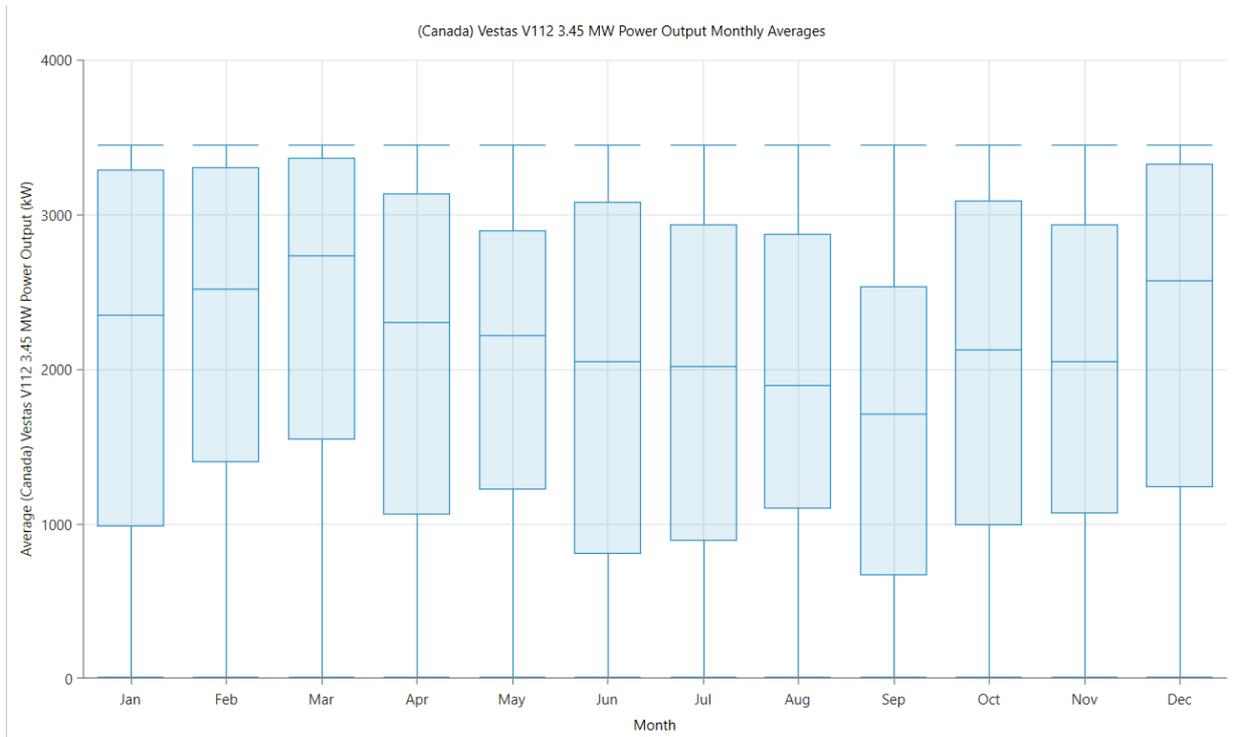


Figura 5.18: Box-plot: medie mensili di potenza eolica generata 2 (Hibernia, Canada) (HOMER Pro)

Le tre turbine a gas producono una quantità di energia elettrica annua maggiore rispetto al caso precedente, per sopperire alla minor capacità eolica prevista (Figura 5.19). Poiché i profili di carico ipotizzati sono gli stessi per entrambe le località oggetto di simulazione, il sistema base fornisce gli stessi risultati già ottenuti nella Figura 5.12.

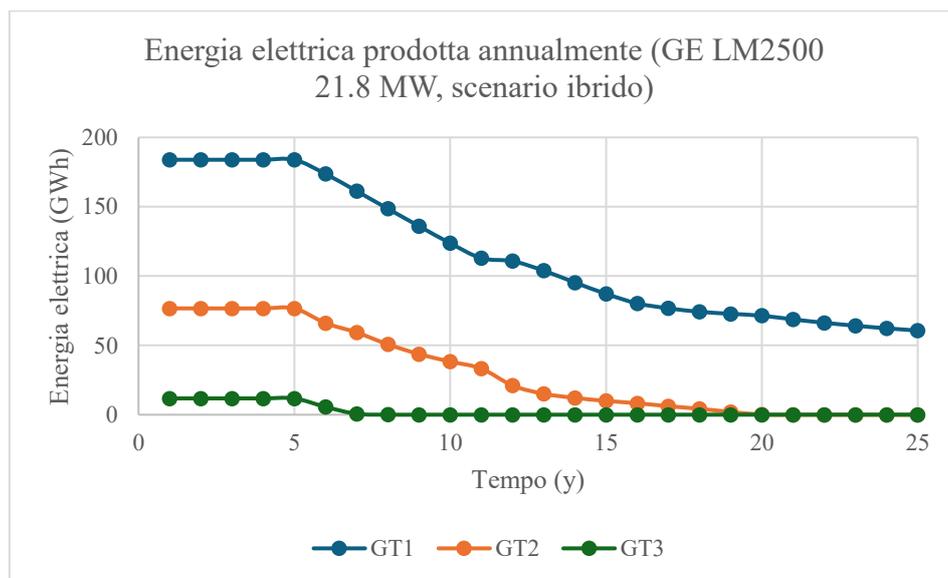


Figura 5.19: Produzione annua di energia elettrica delle turbine a gas (sistema ibrido, Hibernia)

L'eccesso elettrico medio giornaliero risultante, ovvero il curtailment dell'energia eolica da effettuarsi è riportato nel grafico della Figura 5.20.

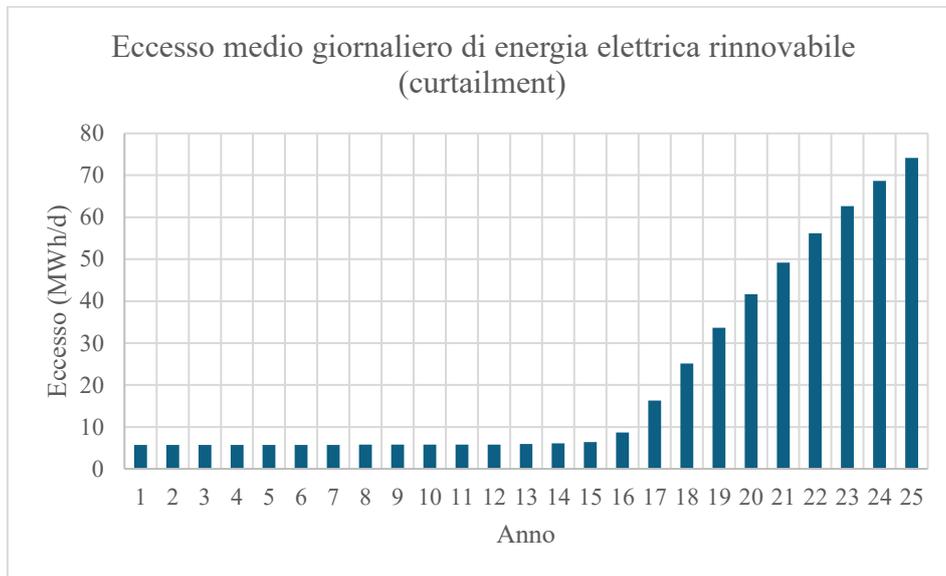


Figura 5.20: Eccesso medio giornaliero di energia eolica (curtailment) (sistema ibrido, Hibernia)

5.3.3. Caso aggiuntivo: tassazione nulla sulle emissioni di CO₂

Come ulteriore aggiunta all'analisi, si propone una simulazione sintetica che considera nuovamente le due località; ora però, ciò avviene assumendo una tassa nulla sulle emissioni di CO₂ della piattaforma (0 €/tCO₂).

Imponendo le condizioni al contorno, ossia di vento, del sito di Ekofisk (Norvegia) si ottiene il risultato mostrato nella Figura 5.21.

			V112 3.45	SG167 8.0	V164 9.5	GT1 (kW)	GT2 (kW)	GT3 (kW)	NPC (€)	
							21,800	21,800	21,800	€113M
							21,800	21,800	21,800	€125M
							21,800	21,800	21,800	€141M
							21,800	21,800	21,800	€147M
							21,800	21,800	21,800	€152M
							21,800	21,800	21,800	€159M
							21,800	21,800	21,800	€174M
							21,800	21,800	21,800	€187M

Figura 5.21: Ipotetica assenza di tasse sulla CO₂: scenari energetici proposti (Ekofisk, Norvegia) (HOMER Pro)

Le configurazioni proposte da HOMER Pro, in ordine crescente di NPC, dimostrano, nelle condizioni del sito, la convenienza nel mantenere il sistema base composto dalle sole turbine a gas naturale. Le altre configurazioni proposte prevedono l'installazione di un numero contenuto di turbine eoliche offshore, ma non risultano più convenienti rispetto al sistema energetico originario. I valori di NPC appaiono estremamente minori rispetto ai casi visti in precedenza, a significare l'impatto sui costi legato alle tasse sulla CO₂.

Considerando dunque la località geografica di Hibernia (Canada), l'ordine delle preferenze risultante è riportato in Figura 5.22.

							V112 3.45	SG167 8.0	V164 9.5	GT1 (kW)	GT2 (kW)	GT3 (kW)	NPC (€)
										21,800	21,800	21,800	€113M
							1			21,800	21,800	21,800	€126M
								1		21,800	21,800	21,800	€143M
									1	21,800	21,800	21,800	€149M
							1	1		21,800	21,800	21,800	€155M
							1		1	21,800	21,800	21,800	€161M
								1	1	21,800	21,800	21,800	€178M
							1	1	1	21,800	21,800	21,800	€192M

Figura 5.22: Ipotetica assenza di tasse sulla CO₂: scenari energetici proposti (Hibernia, Canada) (HOMER Pro)

La situazione appare quasi analoga al caso norvegese.

Dati i costi ancora molto elevati della tecnologia eolica offshore, si dimostra, con i dati considerati, che il presupposto alla base di un sistema ibrido di alimentazione della piattaforma sono le tasse sulle emissioni di CO₂.

5.4. Implementazione del power-to-gas come strategia di recupero energetico

Si introduce quindi la seconda parte della simulazione energetica, sempre condotta con l'ausilio di HOMER Pro, che prevede i due scenari illustrati in precedenza:

- Hydrogen blending (<5%)
- Biometanazione & Hydrogen blending

La durata di queste due simulazioni è fatta coincidere con i 10 anni di vita utile dell'elettrolizzatore; in base ai grafici delle Figure 5.14, 5.20, il surplus energetico maggiore si verifica nella fase finale

dei 25 anni, pertanto, le due configurazioni saranno simulate a partire dall'anno 16, fino alla conclusione dell'analisi.

5.4.1. Hydrogen blending (<5%): metodologia di simulazione utilizzata

HOMER Pro non consente l'introduzione dell'elettrolizzatore quando si svolge un'analisi Multi-Year; pertanto, è necessario importare una a ciascuna le serie con 8760 valori di eccesso elettrico orario, fornite dal software per ogni anno, all'interno di un altro file HOMER. Si è ipotizzata la vita utile dell'elettrolizzatore e del sistema di 10 anni; dunque, l'inizio del recupero energetico è fatto coincidere con l'anno 16 e il termine con la chiusura dell'anno 25. È possibile introdurre in HOMER Pro le serie che rappresentano l'eccesso orario di energia elettrica prodotta dalle turbine eoliche tramite la funzione "Custom" presente nella scheda "Resources". Importando la serie corrispondente a uno dei dieci anni e creando, tramite la scheda "Components" una forma energetica "Custom" che utilizzi la risorsa precedentemente definita denominata "Energia eolica (surplus)", è possibile quindi introdurre l'elettrolizzatore PEM, che impiega l'energia eolica in eccesso per la produzione di idrogeno. Lo schema del sistema per questo scenario, che integra quello presentato in precedenza (Figura 5.8), è illustrato nella Figura 5.23.

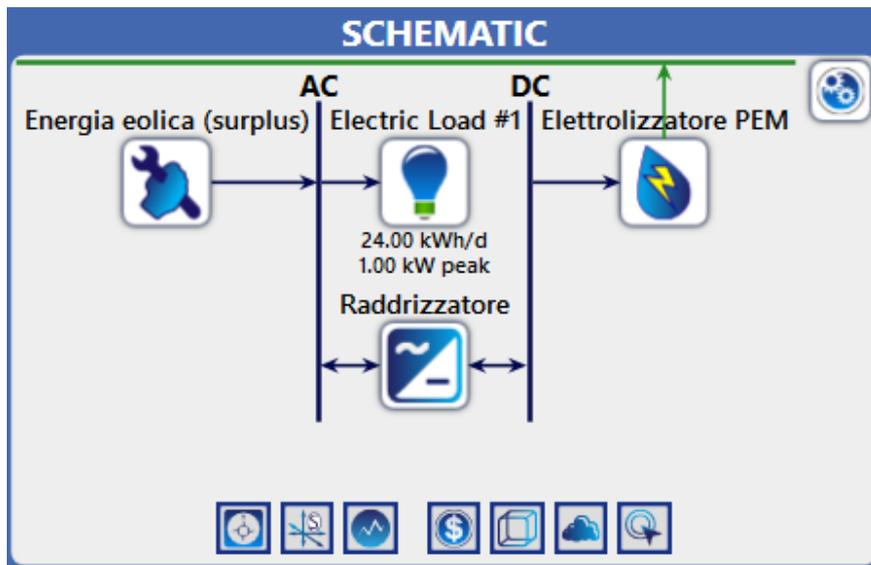


Figura 5.23: Schema di alimentazione dell'elettrolizzatore PEM tramite l'eccesso di energia eolica (HOMER Pro)

Il componente Electric Load #1 è in questo caso un carico elettrico fittizio e di entità trascurabile poiché HOMER Pro non consente di effettuare una simulazione in assenza di un carico. Il raddrizzatore è necessario poiché l'elettrolizzatore PEM, come detto, opera in corrente continua (DC), mentre l'energia eolica viene fornita sulla linea in corrente alternata (AC). Il costo del raddrizzatore (Converter, vedi Figura 5.24) è incluso nell'OPEX e nel CAPEX dell'elettrolizzatore, come detto in precedenza; pertanto, al componente sono assegnati valori nulli per le voci "Capital" e "O&M". La taglia del raddrizzatore non è specificata, ma viene scelto un *Generic large, free converter* che

consente di dimensionare l'elettrolizzatore senza doverne determinare la capacità; essa, dunque, è da intendere come grande abbastanza in modo da evitare un “collo di bottiglia” nella conversione tra potenza alternata e continua (è impostata di default pari a 9999999 kW). Come efficienza di conversione AC/DC del dispositivo è mantenuto il valore predefinito del 95%.

The screenshot shows the configuration window for a 'Raddrizzatore' (Rectifier) in HOMER Pro. The interface is organized into several panels:

- Properties:** Name: Raddrizzatore, Abbreviation: Raddrizzatore, and a note: "This converter allows you to size the battery system without having to size the converter when using the LF and CC controllers."
- Costs:** A table with columns for Capacity (kW), Capital (€), Replacement (€), and O&M (\$/year). The current entry shows 1 kW capacity with zero costs. A 'Multiplier' section is also present.
- Capacity Optimization:** Options for 'HOMER Optimizer™' and 'Search Space'. The 'Search Space' is set to a size range from 0 to 9999999 kW.
- Inverter Input:** Lifetime (years) set to 15.00, Efficiency (%) set to 95.00, and a checked option for 'Parallel with AC generator?'.
- Rectifier Input:** Relative Capacity (%) set to 100.00 and Efficiency (%) set to 95.00.

Figura 5.24: Implementazione del raddrizzatore (HOMER Pro)

Per quanto riguarda l'elettrolizzatore PEM, come mostra la Figura 5.25, la vita utile, l'efficienza e il carico minimo di funzionamento rispetto alla potenza nominale (Minimum load ratio) sono pari a quelli riportati in Tabella 4.2. Il CAPEX e l'OPEX sono quelli specificati nella Tabella 4.3.

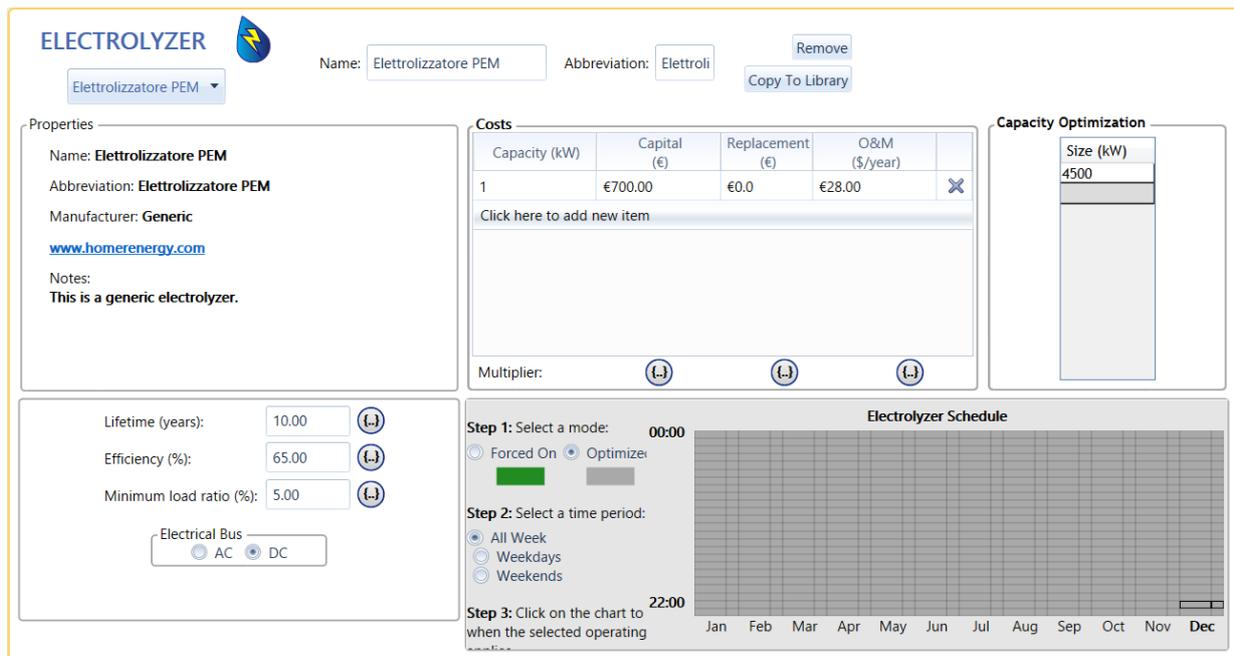


Figura 5.25: Implementazione dell'elettrolizzatore (HOMER Pro)

Il dimensionamento dell'elettrolizzatore è inizialmente compiuto nel seguente modo:

- Si parte dalla curva di produzione del gas naturale che viene iniettato nella rete di trasmissione all'anno 25, che è quella di minore entità rispetto agli altri anni dato il declino dell'attività estrattiva; essa è ottenuta dall'Equazione 2.11 conoscendo, in primis, la portata di gas naturale uscente dal separatore in tale anno; quest'ultima viene dunque epurata dal contributo che è reiniettato nel pozzo di produzione (gas lift) e dal profilo di consumo di gas naturale del complesso delle turbine a gas, che è fornito da HOMER Pro tra i risultati delle simulazioni, entrambi nuovamente per l'anno 25.
- Si introduce in input a HOMER Pro la serie di 8760 valori che rappresenta l'eccesso di elettricità eolica oraria del venticinquesimo anno, che è quella di massima entità, associata alla massima quantità di idrogeno producibile.
- Si verifica, per il medesimo anno, che la portata di idrogeno in output dall'elettrolizzatore (fornita da HOMER Pro in kgH_2/h e convertita in Sm^3/h nota la densità dell'idrogeno di $0.0852 \text{ kg}/\text{Sm}^3$) non ecceda frequentemente la concentrazione massima fissata al 5% all'interno del gas naturale prodotto dalla piattaforma al medesimo time-step (ora i -esima):

$$\text{conc}(\%H_2) = \frac{H_2 \left(\frac{\text{Sm}^3}{\text{h}} \right)_i}{\text{gas}_{\text{export}} \left(\frac{\text{Sm}^3}{\text{h}} \right)_i + H_2 \left(\frac{\text{Sm}^3}{\text{h}} \right)_i} < 5\%$$

Per i periodi di pausa dall'estrazione (vedi ad esempio in corrispondenza dell'ora 6000, Figure 2.2, 2.3, 2.4), data l'impossibilità di iniettare idrogeno puro o in concentrazione maggiore del 5%, si ipotizza lo spegnimento dell'elettrolizzatore, scartando i valori di concentrazione che eccedono il limite; questo rappresenta una criticità nell'uso di questo sistema poiché, in questi periodi, è per forza necessario il curtailment dell'energia eolica che non viene utilizzata e si perde anche la possibilità di

sfruttare appieno l'elettrolizzatore. Pertanto, nell'eventuale gestione di un sistema simile su una piattaforma petrolifera, la produzione di idrogeno e la conseguente iniezione nella rete di trasmissione deve seguire l'estrazione istantanea di gas naturale: se essa è troppo ridotta rispetto alla quantità di idrogeno iniettato e viene superato il limite del 5%, è necessario cessare l'attività dell'elettrolizzatore.

Per valutare economicamente questo approccio di recupero energetico è impiegato il seguente metodo, che tiene conto del beneficio ambientale conseguente alla CO₂ non emessa grazie al gas contenente una certa quota di idrogeno:

- Si considera il fattore di emissione del gas naturale originario di 2.34 kgCO₂/Sm³;
- Si calcola la riduzione della CO₂ emessa corrispondente alla concentrazione di H₂ presente nel gas naturale; ad esempio, con un'iniezione di idrogeno al 2%, si riduce la quantità di gas naturale del 2% per ogni standard metro cubo; quindi, anche le emissioni di CO₂ si riducono del 2%:

$$2\% \text{ di } 2.34 \frac{kg_{CO_2}}{Sm^3} = 0.0468 \frac{kg_{CO_2}}{Sm^3} \text{ evitati}$$

- Si considera la penalità sulle emissioni di carbonio (ad esempio, nel caso norvegese è di 148 €/tCO₂). Il beneficio economico per ogni Sm³ di gas con il 2% di idrogeno è:

$$0.0468 \frac{kg_{CO_2}}{Sm^3} \cdot \frac{148\text{€}}{1000 kg_{CO_2}} = 0.00693 \frac{\text{€}}{Sm^3}$$

- Si moltiplica quest'ultimo valore per gli standard metri cubi orari di gas inviato in rete (formato da gas naturale estratto e idrogeno) e si ottiene il beneficio orario derivante dalla CO₂ non emessa. Se la portata totale di gas vale 20,000 Sm³/h e la concentrazione di idrogeno è del 2% si ottiene un beneficio orario di:

$$0.00693 \frac{\text{€}}{Sm^3} \cdot 20,000 \frac{Sm^3}{h} = 138 \frac{\text{€}}{h}$$

- Si considera, in aggiunta, lo svantaggio economico derivante dal minore potere calorifico del nuovo gas composto da gas naturale e una percentuale di idrogeno; il contenuto energetico di H₂ è pari a 119.9 MJ/kg, ossia 10.23 MJ/Sm³, mentre quello del gas naturale è 40 MJ/Sm³; uno standard metro cubo di gas composto dal 98% di gas naturale e dal 2% di idrogeno ha quindi un PCI pari a circa:

$$0.98 \cdot 40 \frac{MJ}{Sm^3} + 0.02 \cdot 10.23 \frac{MJ}{Sm^3} \cong 39.4 \frac{MJ}{Sm^3}$$

Se il prezzo attribuito al gas naturale con un PCI di 40 MJ/Sm³ è di 0.002 €/MJ (cioè 0.08 €/Sm³), uno standard metro cubo di gas composto dal 2% di idrogeno subisce un decremento del valore di:

$$-(40 - 39.4) \frac{MJ}{Sm^3} \cdot 0.002 \frac{\text{€}}{MJ} = -0.0012 \frac{\text{€}}{Sm^3}$$

I componenti coinvolti in questa prima configurazione sono quelli elencati al Paragrafo 4.8.

5.4.2. Biometanazione & Hydrogen blending: metodologia di simulazione utilizzata

Per confrontare la configurazione precedente, Hydrogen blending (<5%), con quella che prevede la biometanazione e il blending dell'idrogeno in eccesso, si utilizza un elettrolizzatore della medesima taglia, che genera quindi gli stessi profili di produzione annuale di idrogeno in entrambe le configurazioni. Il sistema, come spiegato, deve prevedere anche uno stoccaggio dell'idrogeno, necessario alla fornitura di un flusso continuo al reattore di biometanazione, oltre ai componenti legati al flusso di CO₂, anch'esso da fornire al reattore.

La richiesta di idrogeno considerata, in condizioni nominali, è pari a 200 Nm³/h, ossia circa 17.98 kgH₂/h. Si è detto che il reattore di biometanazione (CSTR) necessita di operare in continuo: pertanto, minore è il surplus di energia eolica che serve a condurre l'elettrolisi, maggiore dovrà essere la capacità di accumulo dell'idrogeno. Dal momento che lo stoccaggio presenta costi onerosi, il dimensionamento del serbatoio è compiuto considerando la produzione di idrogeno nell'anno 25, che è quella massima; utilizzando lo script MATLAB riportato (Codice I) si seleziona, tramite tentativi, la capacità di stoccaggio minima (espressa in kgH₂ e denominata con la variabile 'serbatoio') per assicurare la continuità del flusso nominale di idrogeno al reattore di biometanazione durante l'ultimo anno. In altre parole, si verifica che, con una certa capacità di stoccaggio, il livello del serbatoio, ossia la quantità di H₂ presente in ogni ora, non scenda mai sotto lo zero. Per gli anni precedenti al venticinquesimo, poiché la produzione dell'elettrolizzatore è meno consistente essendo l'eccesso di elettricità minore, è inevitabilmente necessario che il reattore di biometanazione operi con un carico costante di idrogeno inferiore (o al limite uguale) e generi, pertanto, un minor flusso (o al limite uguale) di metano. Per ogni anno compreso tra il sedicesimo e il ventiquattresimo si verifica dunque la massima portata continua di idrogeno che si riesce a fornire al reattore di biometanazione e la si scala (tramite il fattore 'perc_nominale' nel codice), quando necessario, di una certa percentuale rispetto a quella nominale. Con la variabile 'H₂_iniziale', si impone la quantità iniziale di idrogeno presente nel serbatoio ogni anno; per il primo anno si ipotizza un riempimento al 50%, mentre per gli anni seguenti, il riempimento iniziale coincide con la quantità di idrogeno presente nel serbatoio all'ultima ora dell'anno precedente ('livello_finale').

Codice I

```
close all
clear all
clc

dens_H2=0.0899; % Densità idrogeno [kg/Nm3]
richiesta_nom_H2=200; % Richiesta nominale H2 BHM [Nm3/h]
portata_H2 = input('Vettore portate orarie elettrolizzatore (8760 valori) (kgH2/h):');
```

```

serbatoio = input('Capienza del serbatoio a 200 bar (kgH2):');
H2_iniziale = input('Idrogeno inizialmente presente nel serbatoio (kgH2):');
perc_nominale = input('Funzionamento BHM rispetto al valore nominale (0-1):');
richiesta_BHM = (richiesta_nom_H2*perc_nominale)*dens_H2; % Richiesta di H2 del reattore
BHM [kgH2/h]

n = length(portata_H2); % Numero di ore (8760)
H2_sfiato = zeros(1, n); % Quantità di H2 sfiato ogni ora (iniezione in rete) [kgH2/h]
livello_serbatoio = zeros(1, n); % Stato di riempimento del serbatoio ogni ora [kgH2]
H2_nuovo = H2_iniziale; % Stato iniziale del serbatoio [kgH2]

for i = 1:n
    H2_nuovo = H2_nuovo + portata_H2(i) - richiesta_BHM;
    if H2_nuovo > serbatoio
        H2_sfiato(i) = H2_nuovo - serbatoio;
        H2_nuovo = serbatoio; % Imposta il serbatoio al massimo
    else
        H2_sfiato(i) = 0; % Nessuno sfioro di H2 (nessuna iniezione in rete)
    end
    livello_serbatoio(i) = H2_nuovo; % Memorizza lo stato attuale del serbatoio
end

livello_minimo=min(livello_serbatoio); % Riempimento minimo raggiunto dal serbatoio
[kgH2]
livello_finale=(livello_serbatoio(8760)); % Riempimento del serbatoio alla fine dell'anno
[kgH2]

disp('La quantità di H2 sfiata ogni ora è (kgH2):');
disp(H2_sfiato);
disp('Il riempimento del serbatoio ogni ora è (kgH2):');
disp(livello_serbatoio);
disp('Il riempimento minimo del serbatoio è (kgH2):');
disp(livello_minimo);
disp('Il riempimento finale del serbatoio è (kgH2):');
disp(livello_finale);
% Grafico dei risultati
figure;

% Subplot 1: H2 immesso nella rete di trasmissione
subplot(2, 1, 1);
plot(1:n, H2_sfiato, 'LineWidth', 2);
xlabel('Ora');
ylabel('Idrogeno sfiato (kgH2)');
title('Idrogeno immesso nella rete di trasmissione');
grid on;
% Subplot 2: Riempimento del serbatoio
subplot(2, 1, 2);
plot(1:n, livello_serbatoio, 'LineWidth', 2);

```

```
xlabel('Ora');
ylabel('Riempimento del serbatoio (kgH2)');
title('Riempimento del serbatoio');
grid on;
```

Introducendo nel codice le serie orarie di produzione di idrogeno fornite da HOMER Pro per ciascun anno, si ottengono le curve che rappresentano l'andamento annuale del livello del serbatoio di stoccaggio e la quantità di idrogeno sfiorato dal serbatoio, che corrisponde a quella che viene inviata alla rete di trasmissione (blending).

Per valutare economicamente questo approccio di recupero energetico si tiene nuovamente conto del beneficio ambientale che consegue dalla CO₂ che risulterebbe non emessa grazie al gas contenente una certa quota di idrogeno; si tiene inoltre conto del metano generato, che comporta:

- Una certa quota di CO₂ sottratta dalle emissioni dell'impianto: ad esempio, per generare 50 Nm³ di metano vengono impiegati 50 Nm³ di anidride carbonica, che non sono quindi emessi in atmosfera; nota la densità della CO₂ e considerata nuovamente la penalità sulle emissioni di Ekofisk, si ottiene il beneficio orario risultante di:

$$50 \text{ Nm}^3_{CO_2} \cdot 1.976 \frac{\text{kg}_{CO_2}}{\text{Nm}^3} \cdot \frac{148\text{€}}{1000 \text{ kg}_{CO_2}} = 14.62 \text{ €}$$

- Un, seppur molto ridotto, aumento delle vendite: il metano generato dal reattore assume un valore coincidente al gas naturale inviato in rete: 0.08 €/Sm³, ovvero 0.084 €/Nm³.

I componenti previsti da questa impostazione sono stati menzionati al Paragrafo 4.9.

5.5. Risultati seconda parte

5.5.1. Ekofisk Oil and Gas Field (Mare del Nord, Norvegia)

Hydrogen blending (<5%)

Tramite il ragionamento proposto, è stata determinata la taglia ottimale dell'elettrolizzatore PEM per lo scenario di solo blending con la concentrazione massima di idrogeno del 5% nel flusso di gas naturale:

$$P_{ELC,PEM} = 4.5 \text{ MW}$$

La portata massica nominale dell'elettrolizzatore è:

$$f_{kgH_2}^{ELC,max} = 74.15 \frac{\text{kg}_{H_2}}{\text{h}}$$

In base ai costi ricavati per l'elettrolizzatore (Tabella 4.3), il CAPEX è pari a 3,150,000 €, l'OPEX è di 126,000 €/y.

Per quanto riguarda il compressore dell'idrogeno, se il consumo specifico attribuito è $f_{el,kgH_2}^{in,cmp,H_2} = 0.97 \frac{kWh}{kgH_2}$ (Equazione 4.10), la taglia necessaria, approssimata per eccesso, corrisponde a:

$$P_{CMP_{H_2}} = f_{kgH_2}^{ELC,max} \cdot f_{el,kgH_2}^{in,cmp,H_2} = 72 \text{ kW} \rightarrow 75 \text{ kW}$$

Utilizzando l'equazione presente nella Tabella 4.5, il conseguente CAPEX è di circa 84,600 €, l'OPEX di 2540 €/y.

Considerando ancora il consumo d'acqua specifico del dissalatore $w_{des} = 0.015 \text{ m}^3/kgH_2$ (Equazione 4.1), il componente deve avere una capacità tale da trattare una portata giornaliera d'acqua di:

$$f^{DISS,max} = 24 \cdot f_{kgH_2}^{ELC,max} \cdot w_{des} = 26.7 \text{ m}^3/d$$

Pertanto, riferendosi alla Tabella 4.1, il CAPEX approssimato per eccesso risulta essere di 32,500 €; l'OPEX di 1935 €/y.

Nella Tabella 5.7, analogamente alla prima parte della simulazione, sono presentati i flussi di cassa, sia nominali che scontati, generati dal progetto.

Tabella 5.7: Hydrogen blending (<5%): flussi di cassa nominali e scontati (Ekofisk)

Anno	Flussi di cassa nominali		Flussi di cassa scontati (i=5.88%)	
	Annuale	Cumulato	Annuale	Cumulato
15	-3,267,100.00 €	-3,267,100.00 €	-1,386,607.16 €	-1,386,607.16 €
16	616,463.71 €	-2,650,636.29 €	247,106.74 €	-1,139,500.42 €
17	707,615.41 €	-1,943,020.88 €	267,892.42 €	-871,608.00 €
18	760,405.05 €	-1,182,615.83 €	271,890.61 €	-599,717.39 €
19	800,477.89 €	-382,137.94 €	270,324.01 €	-329,393.38 €
20	835,032.32 €	452,894.38 €	266,332.79 €	-63,060.59 €
21	865,698.42 €	1,318,592.80 €	260,779.86 €	197,719.26 €
22	888,846.49 €	2,207,439.30 €	252,883.35 €	450,602.62 €
23	903,492.45 €	3,110,931.75 €	242,775.06 €	693,377.68 €
24	915,167.59 €	4,026,099.33 €	232,255.63 €	925,633.31 €
25	916,897.18 €	4,942,996.52 €	219,771.98 €	1,145,405.29 €

Il tempo di ritorno nominale dell'investimento risulta di 4.46 anni (all'anno 19.46); il tempo di ritorno scontato si ha invece dopo 5.24 anni (all'anno 20.24); il NPV determinato è positivo e pari a 1,145,405.29 €, indicando pertanto un vantaggio finanziario nell'intraprendere questo investimento.

Nella Figura 5.26 si riporta la distribuzione dei costi legati a ciascun componente della presente configurazione durante i 10 anni di progetto.

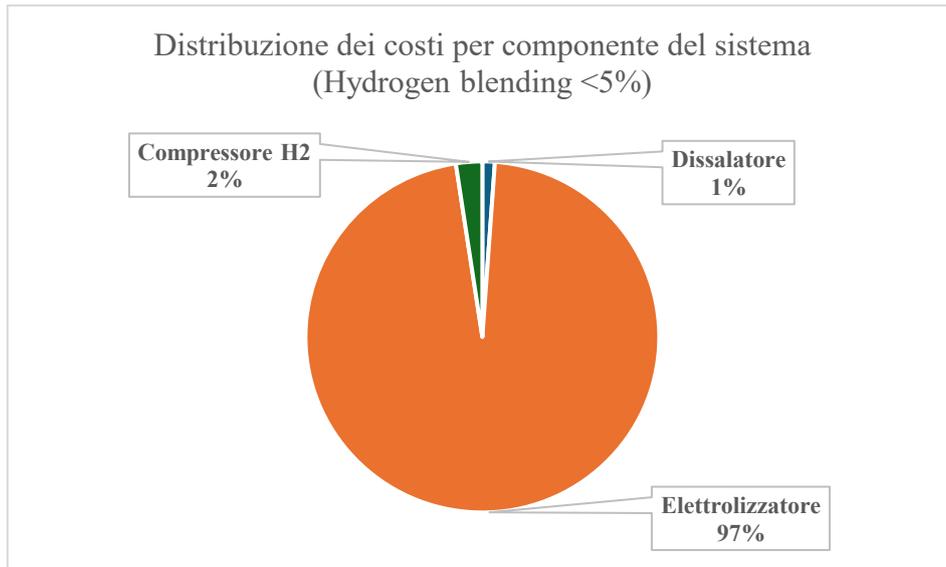


Figura 5.26: Distribuzione dei costi (Hydrogen blending <5%, Ekofisk)

Nei grafici della Figura 5.27 si illustra, facendo riferimento ad alcuni anni, l'aumento della concentrazione oraria di H₂ all'interno del gas naturale che viene esportato nella rete:

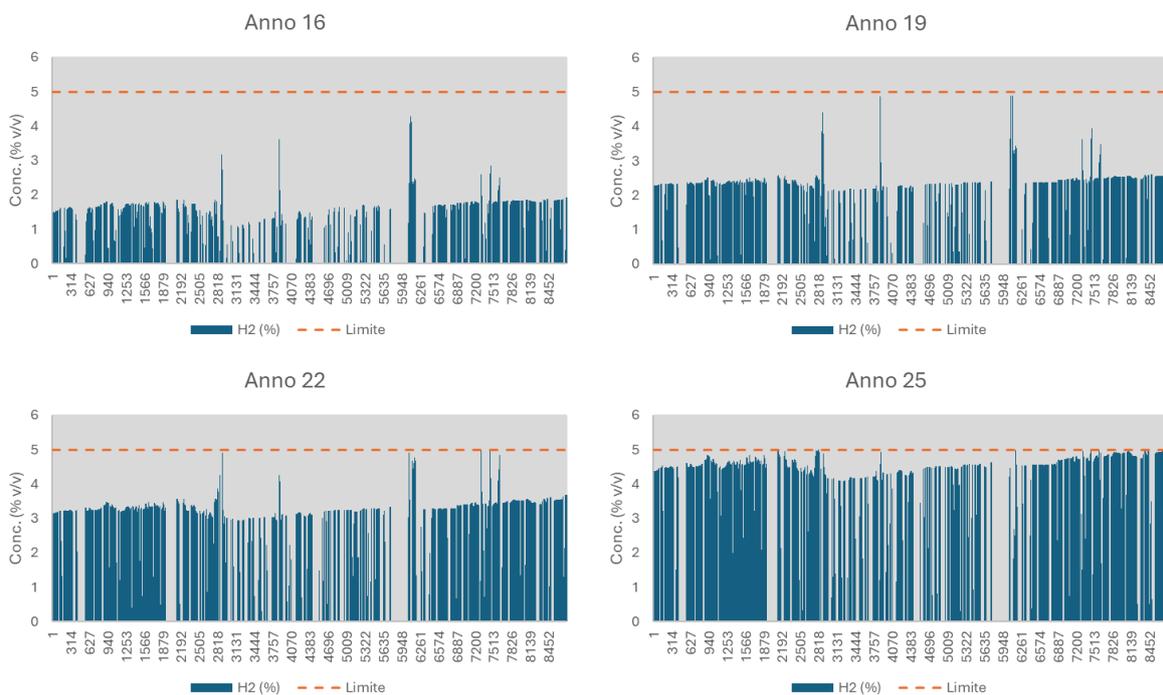


Figura 5.27: Progressivo aumento della concentrazione di H₂ nel gas naturale (Ekofisk)

Il recupero energetico fornito da questo metodo è desumibile dalla Figura 5.28, che richiama il grafico precedente (Figura 5.14).

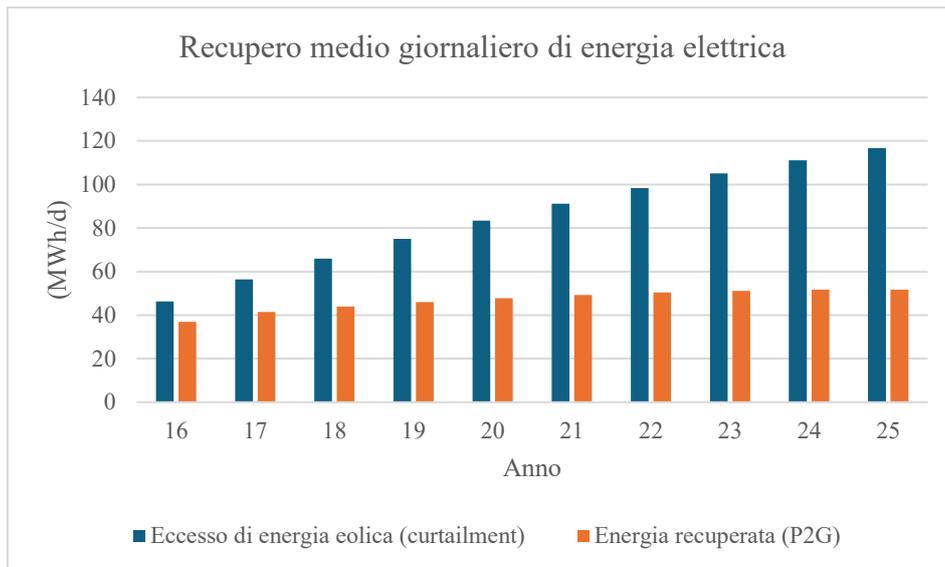


Figura 5.28: Energia elettrica recuperata tramite il P2G (Ekofisk)

Biometanazione & Hydrogen blending

Considerando nuovamente un elettrolizzatore con la potenza nominale di 4.5 MW, coerentemente con quanto detto nella spiegazione sulla metodologia utilizzata, si esamina la produzione oraria di idrogeno (kgH_2/h) durante l'ultimo anno di simulazione: inserendo questa serie all'interno del codice proposto (nella variabile denominata 'portata_H2'), si determina una capacità necessaria di 3500 kg di H_2 per poter fornire il flusso di $200 \text{ Nm}^3/\text{h}$ richiesto dal reattore di biometanazione in condizioni nominali.

Il fabbisogno termico necessario al processo di separazione della CO_2 dai gas di scarico (Tabella 4.7) risulta abbondantemente recuperabile dal calore in eccesso generato dalla turbina a gas GT1; i ridotti consumi elettrici legati agli altri dispositivi nella configurazione sono stati trascurati, come detto nel Paragrafo 4.9.

La densità dell'idrogeno gassoso a temperatura ambiente (ipotizzata di 15°C) e alla pressione di stoccaggio di 200 bar è di 14.734 kg/m^3 : il volume del serbatoio necessario si aggira pertanto intorno ai 250 m^3 ; il CAPEX si ricava dalla Tabella 4.6 ed è di 787,500 €, l'OPEX risulta quindi pari a circa 11,815 €/y. I costi attribuibili agli altri componenti del sistema, invece, sono già stati determinati (Tabelle 4.8, 4.10, 4.12).

Tra gli anni 16 e 25, la quantità di idrogeno che si riesce a fornire in continuo al reattore di biometanazione con lo stoccaggio determinato è illustrata nella Tabella 5.8.

Tabella 5.8: Reattore di biometanazione: regime di funzionamento (Ekofisk)

Anno	H ₂	Funzionamento del reattore
	Nm ³ /h	(% nominale)
16	100	50%
17	140	70%
18	160	80%
19	160	80%
20	180	90%
21	180	90%
22	200	100%
23	200	100%
24	200	100%
25	200	100%

In base alla reazione di Sabatier (Equazione 4.11) e ai dati ricavati per il reattore di biometanazione (Tabella 4.11), la quantità totale annua di metano producibile all'interno dei 10 anni è diagrammata nella Figura 5.29.

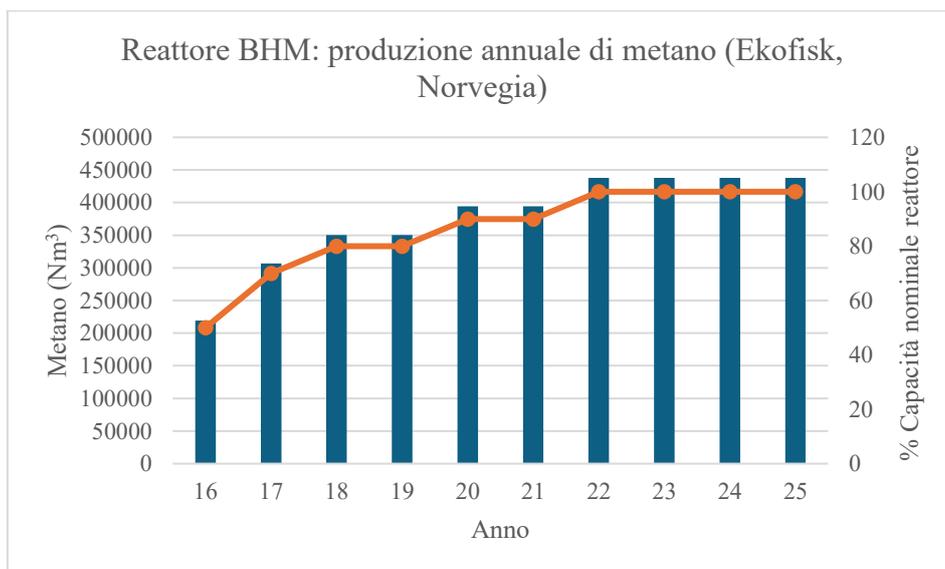


Figura 5.29: Produzione annuale di metano, reattore di biometanazione (Ekofisk)

Le curve che rappresentano l'andamento del riempimento del serbatoio e dell'idrogeno "sfiorato" immesso nella rete di trasmissione per gli anni 16-19-22-25 sono riportate nella Figura 5.30. Si è ipotizzato un riempimento iniziale del 50% al sedicesimo anno.

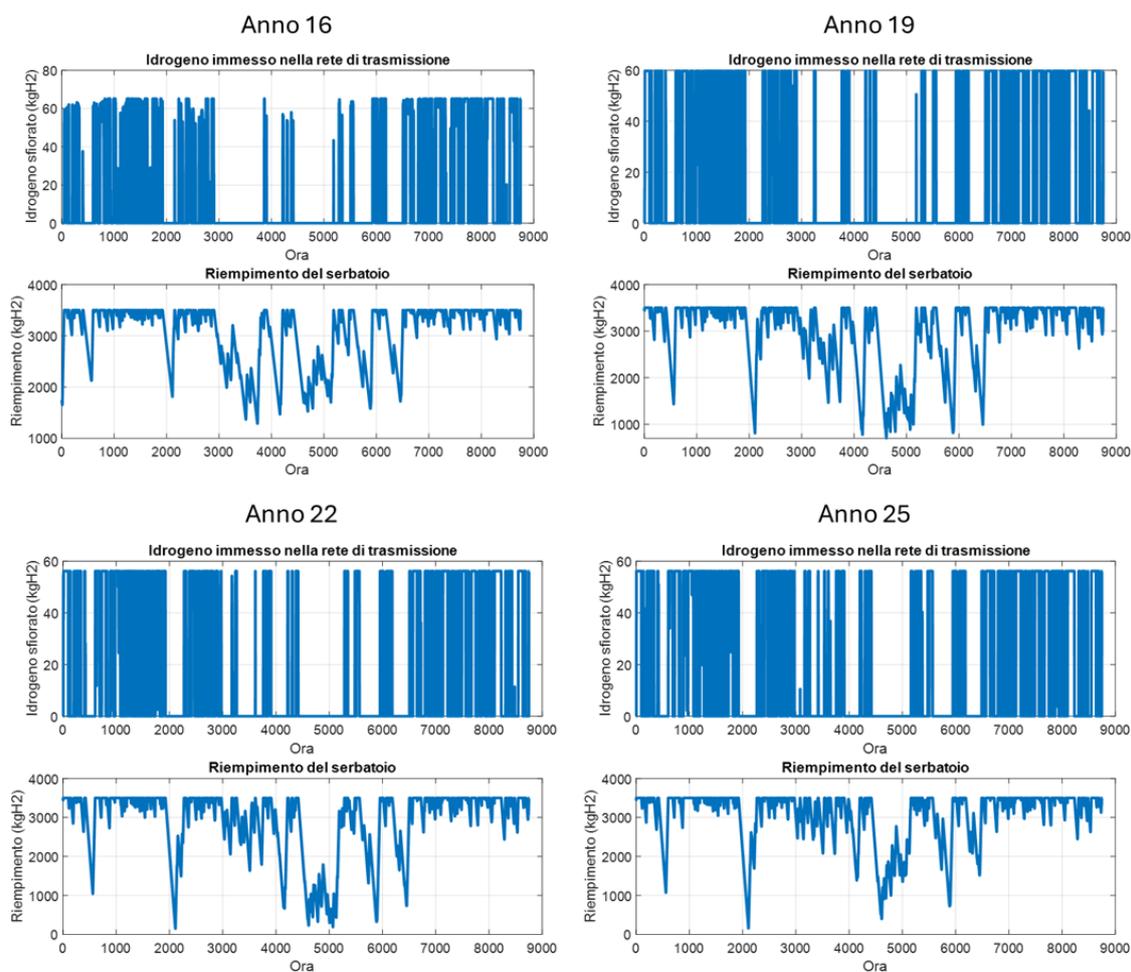


Figura 5.30: Idrogeno immesso in rete e stato di riempimento del serbatoio (Ekofisk)

Conoscendo i costi relativi a tutti i componenti previsti in questa configurazione, si ottengono i flussi di cassa illustrati nella Tabella 5.9.

Tabella 5.9: Biometanazione & Hydrogen blending: flussi di cassa nominali e scontati (Ekofisk)

Anno	Flussi di cassa nominali		Flussi di cassa scontati (i=5.88%)	
	Annuale	Cumulato	Annuale	Cumulato
15	-5,312,100.00 €	-5,312,100.00 €	-2,254,536.41 €	-2,254,536.41 €
16	365,361.01 €	-4,946,738.99 €	146,453.34 €	-2,108,083.07 €
17	393,889.85 €	-4,552,849.15 €	149,120.70 €	-1,958,962.37 €
18	414,460.56 €	-4,138,388.59 €	148,194.61 €	-1,810,767.76 €
19	455,792.50 €	-3,682,596.09 €	153,922.62 €	-1,656,845.13 €
20	456,562.23 €	-3,226,033.85 €	145,620.10 €	-1,511,225.03 €
21	487,396.65 €	-2,738,637.20 €	146,821.60 €	-1,364,403.43 €
22	481,459.34 €	-2,257,177.86 €	136,978.72 €	-1,227,424.71 €
23	505,507.28 €	-1,751,670.58 €	135,833.52 €	-1,091,591.19 €
24	524,596.88 €	-1,227,073.70 €	133,134.72 €	-958,456.47 €
25	538,916.63 €	-688,157.06 €	129,173.45 €	-829,283.01 €

Diversamente dal caso precedente (Hydrogen blending <5%), l'investimento in un sistema simile risulta, perlomeno in base alle condizioni considerate, svantaggioso, con un NPV negativo pari a -829,283.01 €. Ciò è deducibile anche dalla distribuzione dei costi per i diversi aspetti del sistema, graficata nella Figura 5.31.

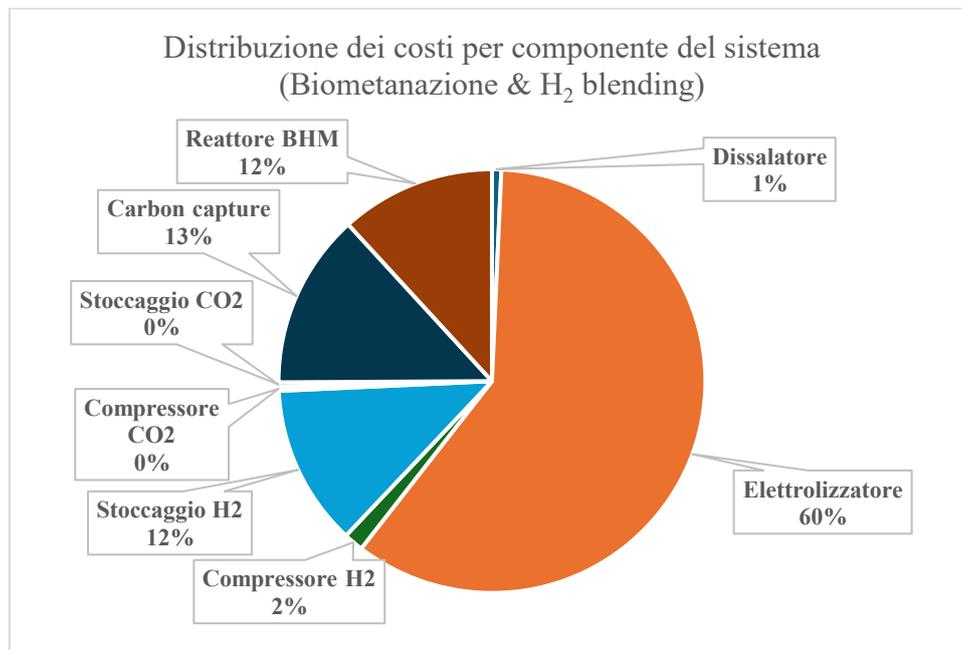


Figura 5.31: Distribuzione dei costi (Biometanazione & Hydrogen blending, Ekofisk)

Le spese legate al reattore di biometanazione, allo stoccaggio dell'idrogeno e alla separazione della CO₂ risultano, nel complesso, quasi paragonabili a quelle dell'elettrolizzatore stesso.

Il recupero energetico fornito da questo metodo è quasi equivalente al caso precedente (Figura 5.28), essendo l'elettrolizzatore considerato della medesima taglia.

5.5.2. Hibernia Oil and Gas Field (Newfoundland & Labrador, Canada)

Hydrogen blending (<5%)

Nel caso di Hibernia, occorre scendere con la taglia dell'elettrolizzatore, poiché il surplus energetico ridotto dei primi anni non giustifica l'acquisto di un'unità onerosa come nel caso precedente. Saranno pertanto illustrati i risultati ottenuti mediante un elettrolizzatore di taglia:

$$P_{ELC,PEM} = 2.5 \text{ MW}$$

La portata massica nominale dell'elettrolizzatore in questione è:

$$f_{kgH_2}^{ELC,max} = 41.20 \frac{kg_{H_2}}{h}$$

In base ai costi forniti, il CAPEX è pari a 1,750,000 €, l'OPEX è di 70,000 €/y.

Per quanto riguarda il compressore dell'idrogeno, la taglia necessaria approssimata per eccesso corrisponde a:

$$P_{CMP_{H_2}} = f_{kgH_2}^{ELC,max} \cdot f_{el,kgH_2}^{in,cmp,H_2} = 40 \text{ kW}$$

Pertanto, il CAPEX che si ottiene è di circa 48,000 €, mentre l'OPEX di 1440 €/y.

Il dissalatore deve avere una capacità tale da trattare una portata giornaliera d'acqua di:

$$f^{DISS,max} = 24 \cdot f_{kgH_2}^{ELC,max} \cdot w_{des} = 14.8 \text{ m}^3/d$$

Il CAPEX approssimato per eccesso risulta essere di 17,900 €; l'OPEX di 1074 €/y.

I flussi di cassa nominali e scontati per la configurazione in questione sono riportati nella Tabella 5.10.

Tabella 5.10: Hydrogen blending (<5%): flussi di cassa nominali e scontati (Hibernia)

Anno	Flussi di cassa nominali		Flussi di cassa scontati (i=5.88%)	
	Annuale	Cumulato	Annuale	Cumulato
15	-1,815,900.00 €	-1,815,900.00 €	-770,695.71 €	-770,695.71 €
16	-34,620.09 €	-1,850,520.09 €	-13,877.31 €	-784,573.02 €
17	72,326.93 €	-1,778,193.16 €	27,381.87 €	-757,191.14 €
18	194,989.50 €	-1,583,203.66 €	69,720.49 €	-687,470.65 €
19	285,339.38 €	-1,297,864.28 €	96,360.04 €	-591,110.60 €
20	320,008.74 €	-977,855.53 €	102,066.49 €	-489,044.11 €
21	338,594.80 €	-639,260.74 €	101,997.07 €	-387,047.04 €
22	352,762.72 €	-286,498.02 €	100,363.58 €	-286,683.46 €
23	365,290.50 €	78,792.48 €	98,156.24 €	-188,527.21 €
24	376,488.83 €	455,281.31 €	95,547.14 €	-92,980.07 €
25	386,297.97 €	841,579.28 €	92,592.14 €	-387.93 €

In questo caso, l'investimento non risulta vantaggioso come nella simulazione precedente; in particolare, per i primi due anni, le spese del sistema risultano maggiori dei guadagni attribuibili, a causa della carenza di idrogeno prodotto, dovuta al surplus di elettricità poco rilevante (vedi Figura 5.20). Il tempo di ritorno nominale dell'investimento è di 7.78 anni (all'anno 22.78), mentre quello scontato, considerando il tasso di interesse ipotizzato, risulta di poco maggiore dei 10 anni di durata del progetto; pertanto, il NPV è leggermente negativo e pari a -387.93 €.

Nei grafici della Figura 5.32 si illustra, facendo riferimento ad alcuni anni, l'aumento della concentrazione oraria di H₂ all'interno del gas naturale che viene esportato tra gli anni 16 e 25:

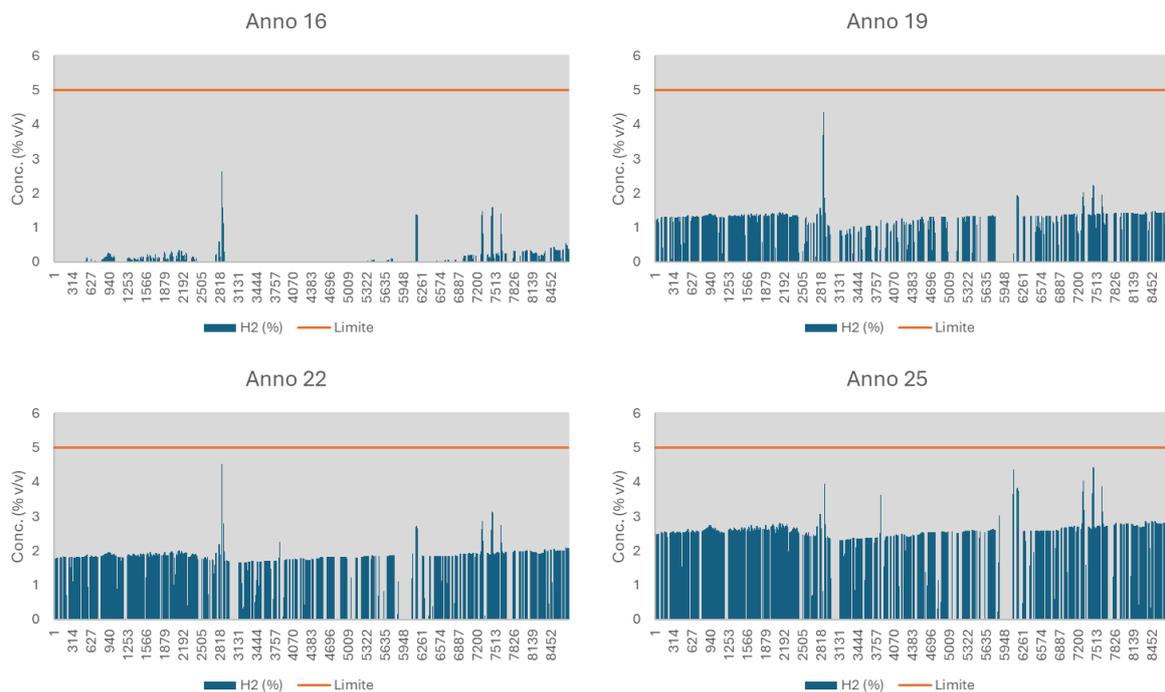


Figura 5.32: Progressivo aumento della concentrazione di H₂ nel gas naturale (Hibernia)

Il recupero energetico fornito da questo metodo è illustrato nella Figura 5.33, che richiama il grafico della Figura 5.20.

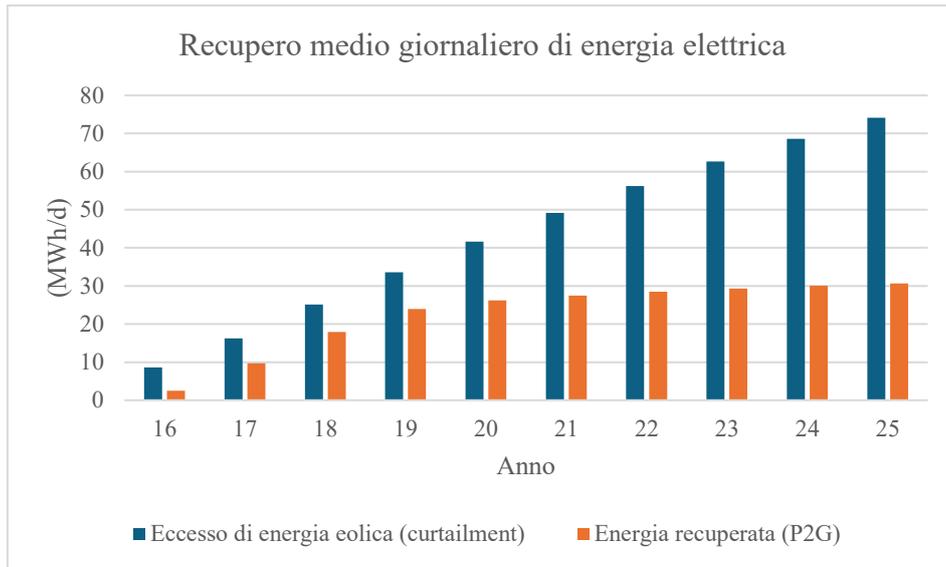


Figura 5.33: Energia elettrica recuperata tramite il P2G (Hibernia)

Biometanazione & Hydrogen blending

Considerando di nuovo un elettrolizzatore con la potenza nominale di 2.5 MW, con la serie di produzione oraria di idrogeno corrispondente all'ultimo anno di simulazione, si determina in questo caso una capacità necessaria di 4500 kg di H₂ per poter fornire il flusso di 200 Nm³/h richiesto dal reattore di biometanazione in condizioni nominali. Per gli altri dispositivi previsti nella configurazione, valgono le stesse considerazioni fatte nella analoga simulazione precedente (Ekofisk).

Il volume di stoccaggio necessario per l'idrogeno a 200 bar è di circa 320 m³; il CAPEX si ricava dalla Tabella 4.6 ed è questa volta di 1,012,500 €, l'OPEX risulta pertanto pari a circa 15,190 €/y. I costi attribuibili agli altri componenti del sistema sono già stati determinati (Tabelle 4.8, 4.10, 4.12).

Tra gli anni 16 e 25, la quantità di idrogeno che si riesce a fornire in continuo al reattore di biometanazione con lo stoccaggio determinato è illustrata nella Tabella 5.11.

Tabella 5.11: Reattore di biometanazione: regime di funzionamento (Hibernia)

Anno	H ₂	Funzionamento del reattore
	Nm ³ /h	(% nominale)
16	-	-
17	40	20%
18	80	40%
19	120	60%
20	160	80%
21	160	80%
22	180	90%
23	180	90%
24	180	90%
25	200	100%

Questa volta, la produzione di metano appare ancora più critica: al primo anno non risulta possibile il funzionamento del reattore con lo stoccaggio determinato data la carenza di idrogeno prodotto dall'elettrolizzatore; le condizioni nominali di produzione sono raggiungibili soltanto all'ultimo anno di simulazione. Il metano totale annuo producibile in 10 anni risulta il seguente (Figura 5.34).

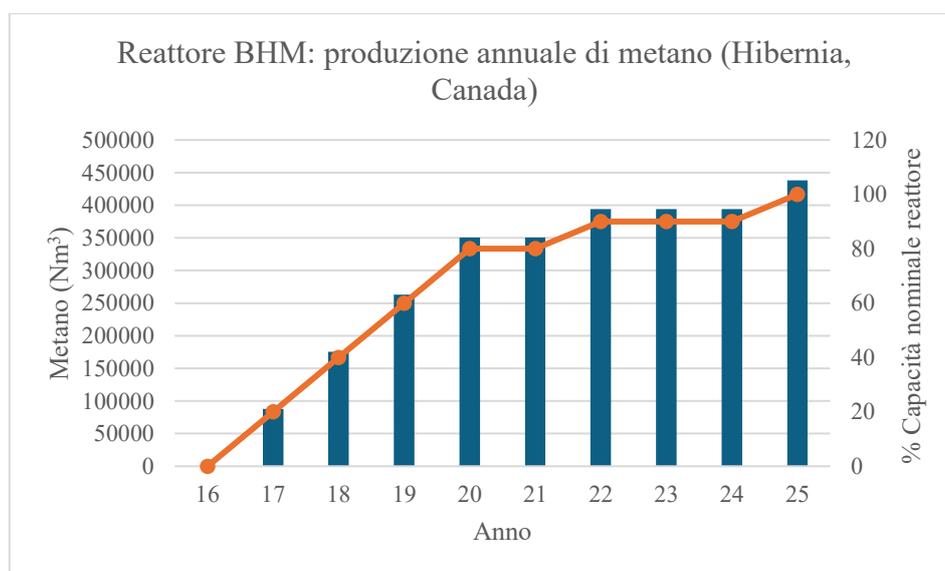


Figura 5.34: Produzione annuale di metano, reattore di biometanazione (Hibernia)

Le curve che rappresentano l'andamento del riempimento del serbatoio e dell'idrogeno immesso nella rete di trasmissione (blending), per gli anni 16-19-22-25, sono riportate nelle Figura 5.35. Si è nuovamente ipotizzato un riempimento iniziale del serbatoio del 50% al sedicesimo anno.

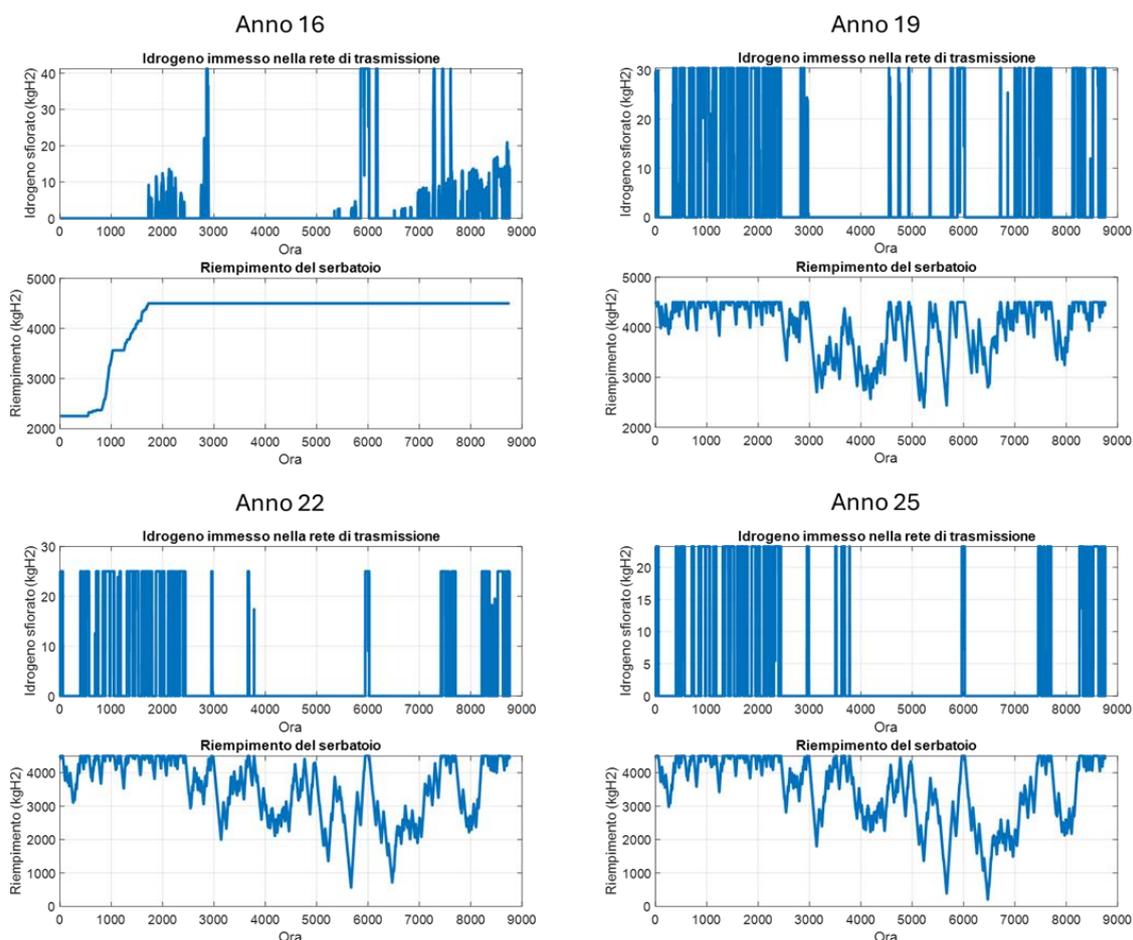


Figura 5.35: Idrogeno immesso in rete e stato di riempimento del serbatoio (Hibernia)

I flussi di cassa per questa impostazione sono raccolti nella Tabella 5.12.

Tabella 5.12: Biometanazione & Hydrogen blending: flussi di cassa nominali e scontati (Hibernia)

Anno	Flussi di cassa nominali		Flussi di cassa scontati (i=5.88%)	
	Annuale	Cumulato	Annuale	Cumulato
15	-4,085,900.00 €	-4,085,900.00 €	-1,734,118.39 €	-1,734,118.39 €
16	-119,466.96 €	-4,205,366.96 €	-47,887.80 €	-1,782,006.19 €
17	-48,742.17 €	-4,254,109.13 €	-18,453.04 €	-1,800,459.24 €
18	18,727.50 €	-4,235,381.63 €	6,696.21 €	-1,793,763.02 €
19	60,688.39 €	-4,174,693.24 €	20,494.67 €	-1,773,268.36 €
20	50,027.98 €	-4,124,665.26 €	15,956.38 €	-1,757,311.98 €
21	66,079.29 €	-4,058,585.98 €	19,905.49 €	-1,737,406.49 €
22	58,797.16 €	-3,999,788.82 €	16,728.22 €	-1,720,678.27 €
23	69,723.30 €	-3,930,065.52 €	18,735.16 €	-1,701,943.11 €
24	79,409.80 €	-3,850,655.71 €	20,153.00 €	-1,681,790.11 €
25	68,557.54 €	-3,782,098.18 €	16,432.62 €	-1,665,357.48 €

L'investimento in un sistema analogo risulta estremamente svantaggioso, ancor più rispetto al caso di Ekofsk. Il NPV è estremamente negativo e pari a -1,665,357.48 €. Nella Figura 5.36 è rappresentata, ancora una volta, la distribuzione delle spese legate al progetto.

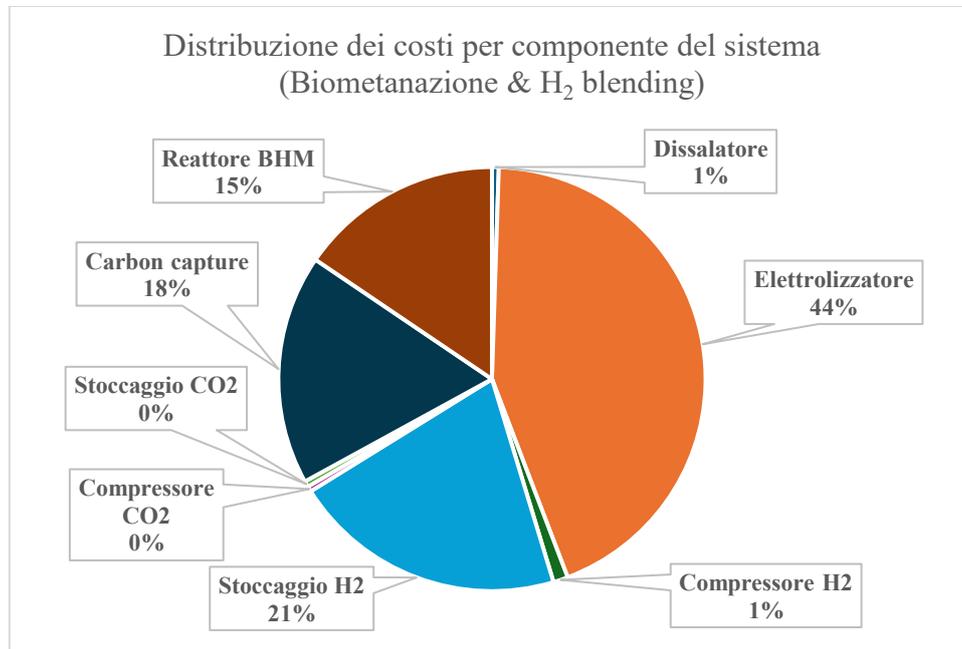


Figura 5.36: Distribuzione dei costi (Biometanazione & Hydrogen blending, Hibernia)

Lo stoccaggio dell'idrogeno comporta una spesa decisamente importante per questa configurazione; complessivamente, i costi legati alla sola produzione di metano (tra cui il serbatoio per l'idrogeno, l'impianto di carbon capture e il reattore di biometanazione) superano quelli associati all'elettrolizzatore.

Infine, il recupero energetico fornito è sovrapponibile a quello rappresentato in Figura 5.33.

6. Conclusioni

6.1. Criticità emerse

Le principali difficoltà riscontrate nello sviluppo sono quelle attribuibili alla produzione di metano tramite il processo di biometanazione dell'idrogeno. Un sistema simile, già di per sé di difficile implementazione ingegneristica su una piattaforma petrolifera in quanto prevede svariate unità, soffre delle seguenti criticità:

- La separazione dell'anidride carbonica da flussi di gas di scarico delle turbine a gas naturale, che hanno tenori del 3-5% di CO₂, non è ancora una tecnologia ampiamente sviluppata e la letteratura disponibile risulta limitata. Più studi sono invece disponibili per concentrazioni a partire dal 10%.
- Il reattore di biometanazione considerato, Electrochaea Biocat 1, che rappresenta lo stato dell'arte della tecnologia, è di tipo continuo (CSTR), ossia necessita di una fornitura costante di idrogeno, oltre che di CO₂ (e nutrienti); esso non è quindi in grado di produrre metano in maniera intermittente, ovvero in relazione alla produzione di idrogeno, che avviene nei momenti di surplus energetico eolico, benché in letteratura si riporti la flessibilità di operazione a carichi parziali. Questo fatto comporta la necessità di accumulare l'idrogeno prodotto dall'elettrolizzatore, con l'ulteriore criticità mostrata nel punto successivo.
- Lo stoccaggio dell'idrogeno a 200 bar necessita di un serbatoio di notevoli dimensioni (circa 250 m³ e 320 m³ per i due siti); in un caso reale, ciò richiederebbe necessariamente una piattaforma dedicata oltre che misure di sicurezza adeguate a causa dell'alto valore di pressione. I costi legati ai serbatoi di stoccaggio dell'idrogeno di questo tipo, poi, risultano estremamente variabili, con diverse stime in letteratura che differiscono anche di ordini di grandezza.

6.2. Limitazioni

- Nel presente studio si è approssimato il comportamento di un giacimento di petrolio e gas naturale con un modello matematico semplificato; a partire da ciò, si sono ottenuti dei profili di fabbisogno elettrico e termico strettamente dipendenti dall'attività estrattiva. Nei casi reali, la produzione di un giacimento di idrocarburi potrebbe non risultare fedele ad alcun tipo di modello matematico, sia per questioni prettamente geologiche, sia per motivi di natura economica o politica.
- Analogamente al punto precedente, anche il comportamento del vento, nonostante l'analisi statistica effettuata, è certamente variabile sia seconda degli anni, sia a seconda dello step temporale considerato.
- I costi attribuiti a tutti i componenti del sistema sono stati determinati in maniera univoca; tuttavia, soprattutto per quanto riguarda le tecnologie di recente sviluppo, le fluttuazioni sono all'ordine del giorno e la stima dei prezzi è complicata da diverse variabili; per quanto riguarda

l'eolico offshore, si è svolta un'analisi dei costi progettuali più approfondita, ma ogni progetto di questo tipo richiede apposite valutazioni che non possono prescindere dall'osservazione delle condizioni in situ. Inoltre, i costi legati al gas naturale e alle emissioni di CO₂ sono destinati a variare profondamente in un arco temporale di 25 anni; pertanto, un'analisi basata su valori fissi rappresenta un'approssimazione e tutto ciò richiede una certa sensitività dei diversi parametri.

- L'analisi dei costi è stata effettuata con un tasso di interesse nominale dell'8% e un tasso di inflazione del 2%, che risultano in un tasso di interesse reale del 5.88%; facendo variare questi parametri, le valutazioni economiche compiute potrebbero cambiare in maniera significativa.
- Il blending del gas naturale nella rete di trasmissione è un approccio di utilizzo dell'idrogeno che richiede ulteriori verifiche e test prima di essere applicato su vasta scala, soprattutto in reti di trasmissione a pressione molto elevata; la biometanazione necessita di approfondimenti riguardo la purezza della CO₂ in input, che potrebbe influenzare l'attività dei microorganismi coinvolti.

6.3. Sintesi dei risultati e sviluppi futuri

La Tesi ha affrontato la tematica dell'ottimizzazione energetica sostenibile di un'ipotetica piattaforma petrolifera e ha individuato, nell'energia eolica offshore, una soluzione per la riduzione delle emissioni di CO₂ derivanti dall'attività delle turbine a gas naturale; dunque, ha valutato due possibili strategie di recupero energetico dell'eccesso di energia eolica basate sul power-to-gas. Le simulazioni energetiche sono state svolte selezionando due scenari geografici: il primo nei pressi di Ekofisk Oil and Gas Field (Mare del Nord, Norvegia), il secondo in corrispondenza di Hibernia Oil and Gas Field (Newfoundland & Labrador, Canada). I risultati ottenuti sono stati differenti in base alla località di simulazione, soprattutto in relazione ai diversi valori di tasse sulle emissioni ipotizzate: 148 €/tCO₂ per Ekofisk, 116 €/tCO₂ per Hibernia, che motivano l'introduzione di energia rinnovabile.

L'implementazione del sistema ibrido di alimentazione della piattaforma, costituito dalle tre turbine a gas naturale GE LM2500 21.8 MW originarie e da una certa potenza eolica installata ha, in entrambi i casi, fornito risultati positivi, generando un risparmio economico e benefici ambientali. Per Ekofisk, l'adozione di tre turbine eoliche offshore di tipo Siemens-Gamesa 8.0-167 DD (8 MW) comporta un risparmio economico attualizzato (con tasso di interesse del 5.88%) di circa 45 M€ in 25 anni e la riduzione delle emissioni di CO₂ del 39% rispetto al sistema base; i periodi di ritorno nominale e scontato dell'investimento sono rispettivamente di 8.2 e 11.3 anni. Per Hibernia, la potenza eolica ottimale determinata prevede due turbine eoliche Siemens-Gamesa 8.0-167 DD e una Vestas V112-3.45 MW: questa configurazione genera un risparmio di circa 19 M€ e il taglio del 35% delle emissioni; i periodi di ritorno nominale e scontato dell'investimento sono maggiori del caso precedente e rispettivamente di 10.6 e 16.1 anni.

Il power-to-gas ha invece fornito risultati diversi; a livello di metodo, l'utilizzo di questa strategia permette il recupero di una buona frazione di energia rinnovabile che altrimenti andrebbe persa.

L'iniezione di idrogeno puro all'interno del gas naturale sotto il limite del 5% risulta un metodo promettente a livello economico: per Ekofisk, considerando l'analisi fatta, i benefici sono evidenti; con un tempo di ritorno nominale di 4.5 anni e scontato di 5.3 anni, si ottiene un valore attuale netto maggiore di 1.1 M€, che giustifica l'investimento in un elettrolizzatore da 4.5 MW, un dissalatore a osmosi inversa e un compressore dedicato all'idrogeno prodotto. Per la stessa configurazione, nel caso di Hibernia, i risultati economici non appaiono invece rilevanti: considerando un elettrolizzatore da 2.5 MW, il valore attuale netto calcolato si attesta di poco al di sotto dello zero, non giustificando ancora un investimento di questo tipo.

La produzione di metano tramite un reattore di biometanazione, partendo dall'idrogeno generato dall'elettrolizzatore e dalla CO₂ separata dai gas di scarico tramite MEA, non si dimostra invece una strategia tecnicamente applicabile al momento; in entrambi i casi, il reattore non consente di operare in modo efficace con il surplus di energia eolica variabile, richiedendo stoccaggi eccessivi di idrogeno, che impattano sui costi del sistema e risultano difficilmente praticabili su una piattaforma petrolifera offshore; dall'analisi economica non emerge un riscontro economico nell'adottare questo sistema.

Guardando al futuro, l'energia eolica offshore costituisce quindi una possibile via per alimentare gli impianti di estrazione degli idrocarburi situati in mare; lo sviluppo della tecnologia a fondazioni galleggianti potrebbe essere la chiave definitiva al problema legato alla profondità dell'acqua che rappresenta una limitazione per le fondazioni fisse, consentendo un'attività estrattiva a ridotte emissioni. Studi più approfonditi sul blending potrebbero determinare i valori di concentrazione ottimale di idrogeno all'interno delle reti di trasporto del gas naturale, consentendo, tramite eventuali adeguamenti, di ospitare flussi ad alta concentrazione di H₂. Infine, la biometanazione a bordo piattaforme petrolifere potrebbe essere rivalutata qualora la ricerca sviluppasse reattori a funzionamento discontinuo, con una maggiore capacità di generazione del metano.

Bibliografia

- 4C OFFSHORE. Blue Wind. <https://www.4c offshore.com/vessels/vessel-blue-wind-vid3641.html>
- AILES MARINES. Arrival of the first four jacket foundations at the port of Brest, 2022. <https://ailesmarines.bzh/en/events/arrival-of-the-first-four-jackets-foundations-in-brest/>
- ASCO CARBON DIOXIDE LTD. ASCO Transportable CO2 Tanks / ASCO CO2 Semi-Trailers, 2023. https://www.ascoco2.com/fileadmin/PDF_Download/PDF_Produkte/PDF_CO2_und_Trockeneis_Zubehoer/CO2_Lagerung/en/ASCO_Transportable_CO2_Tanks.pdf
- BREYER, Christian, et al. Power-to-gas as an emerging profitable business through creating an integrated value chain. *Energy Procedia*, 2015, 73: 182-189.
- BUTTERWORTH, Paul. Carbon capture economics: Why \$200 /tCO₂ is the crucial figure, 2023. [https://www.crugroup.com/en/communities/thought-leadership/sustainability/carbon-capture-economics-why-\\$200-tco2-is-the-crucial-figure/](https://www.crugroup.com/en/communities/thought-leadership/sustainability/carbon-capture-economics-why-$200-tco2-is-the-crucial-figure/)
- BVGASSOCIATES. Guide to an offshore wind farm updated and extended. Published on behalf of The Crown Estate and the Offshore Renewable Energy Catapult, 2019. <https://www.thecrownestate.co.uk/media/2860/guide-to-offshore-wind-farm-2019.pdf>
- BVGASSOCIATES. Guide to an Offshore Wind Farm, 2019. <https://guidetoanoffshorewindfarm.com/wind-farm-costs>
- CATILLAZ, J.; GOLDMEER, J. Decarbonizing Gas Turbines Through Carbon Capture: A Pathway to Lower CO₂. *General Electric*, accessed Sept, 2021, 11: 2023.
- CHENG, Qian, et al. Review of common hydrogen storage tanks and current manufacturing methods for aluminium alloy tank liners. *International journal of lightweight materials and manufacture*, 2024, 7.2: 269-284.
- COSTA, Michela, et al. Assessing techno-economic feasibility of cogeneration and power to hydrogen plants: A novel dynamic simulation model. *Energy Reports*, 2023, 10: 1739-1752.
- DAVIES, Jonathan, et al. Historical Analysis of FCH 2 JU Electrolyser Projects. JRC technical report, 2021.
- ELECTROCHAEA. Biocat biomethanation technology, 2021. https://www.electrochaea.com/wp-content/uploads/2018/03/201803_Data-Sheet_BioCat-Plant.pdf
- ELECTROCHAEA. Meet Electrochaea: Providing Grid Scale Renewable Methane, 2019. https://energy.ec.europa.eu/document/download/e77cef2a-a1e9-447b-85e22685d7f77c96_en?filename=4.4_hein_advanced_fuels.pdf
- EPRI (ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE). WATER ELECTROLYZER STACK DEGRADATION, 2022. <https://restservice.epri.com/publicdownload/000000003002025148/0/Product>
- EQUINOR. Hywind Tampen approved by Norwegian authorities, 2020. <https://www.equinor.com/news/archive/2020-04-08-hywind-tampen-approved>
- FLEMING, James Rodger. Historical perspectives on climate change. Oxford University Press, 1998.
- GE VERNOVA, LM2500 aeroderivative gas turbine. <https://www.governova.com/gas-power/products/gasturbines/lm2500>
- GENERAL ELECTRIC. LM2500 Power Plants 50Hz FS, 2019. https://www.governova.com/content/dam/gepower/global/en_US/documents/gas/gas-turbines/aero-products-specs/lm2500-50hz-fact-sheet-product-specifications.pdf
- GLOBAL WIND ATLAS, 2024. <https://globalwindatlas.info/>
- GONZALEZ-RODRIGUEZ, Angel G. Review of offshore wind farm cost components. *Energy for Sustainable Development*, 2017, 37: 10-19.

HANCKE, Ragnhild, et al. High-pressure PEM water electrolyser performance up to 180 bar differential pressure. *Journal of Power Sources*, 2024, 601: 234271.

HENSEL, Jonas, et al. Development of a technology type factor for jacket structures for offshore wind turbines in Rhode Island. *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, 2012, 4.6.

HERRERA ANCHUSTEGUI, Ignacio; TSCHERNING, Rudiger. Offshore oil and gas infrastructure electrification and offshore wind: a legal exploration. *The Journal of World Energy Law & Business*, 2024, 17.1: 35-53.

HOMER Energy. HOMER Pro. <https://homerenergy.com/products/pro/index.html>

HYFINDR GMBH. PEM Electrolyser System - gEL1000 (5 MW). <https://hyfindr.com/en/shop/products/pem-electrolyser-system-gel1000-5-mw>

IEA (2022), *Global Hydrogen Review 2022*, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2022> , Licence: CC BY 4.0.

IEA (2023), *Global Hydrogen Review 2023*, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2023> , Licence: CC BY 4.0.

IEA (2024), *Global Hydrogen Review 2024*, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2024>, Licence: CC BY 4.0.

ILK Dresden, Moritz Kuhn. Net storage density of hydrogen. https://en.wikipedia.org/wiki/Hydrogen_storage

IRENA (2020), *Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

IRENA (2023), *Renewable power generation costs in 2022*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

ISLES, J. *Gas Turbine World-2018 GTW Handbook*. Southport, CT. 2018.

JIANG, Zhiyu. Installation of offshore wind turbines: A technical review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2021, 139: 110576.

JUNG, Jaeheum, et al. Advanced CO₂ capture process using MEA scrubbing: Configuration of a split flow and phase separation heat exchanger. *Energy Procedia*, 2013, 37: 1778-1784.

KATAKAM, Vishnu Sree Shanthanu; BAHADUR, Vaibhav. Reverse osmosis-based water treatment for green hydrogen production. *Desalination*, 2024, 581: 117588.

KHAN, M. Abdullah, et al. *Bangladesh's Sustainable Water Production Solutions: An Analysis of Different Methods*. Authorea Preprints, 2023.

LACAL-ARÁNTEGUI, Roberto; YUSTA, José M.; DOMÍNGUEZ-NAVARRO, José Antonio. Offshore wind installation: Analysing the evidence behind improvements in installation time. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2018, 92: 133-145.

LIGEZA, K.; ŁACIAK, M.; LIGEZA, B. Centralized offshore hydrogen production from wind farms in the baltic sea area—A study case for Poland. *Energies* 16 (17), 6301 [online]. 2023.

LOPEZ, VA Martinez, et al. Dynamic operation of water electrolyzers: A review for applications in photovoltaic systems integration. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2023, 182: 113407.

LUCAS, Tiago R., et al. Hydrogen production from the WindFloat Atlantic offshore wind farm: A techno-economic analysis. *Applied Energy*, 2022, 310: 118481.

LYNGHJEM, Arne; BAKKEN, Lars E.; NAESS, Tore. *Offshore Experience With Thermal Turbomachinery in Norwegian Petroleum Industry Through Fifty Years: A Review of Major Milestones, Lessons Learned and Impacts*. Turbo Expo: Power for Land, Sea, and Air, 2019, 58677: V006T07A001.

LYONS, William C.; PLISGA, Gary J. *Standard handbook of petroleum and natural gas engineering*. Elsevier, 2011.

MASE (Ministero dell' Ambiente e della Sicurezza Energetica). Il "Global warming" e l'eredità del Protocollo di Kyoto, 2013. <https://www.mase.gov.it/notizie/il-global-warming-e-leredita-del-protocollo-di-kyoto>

MOFARAHI, Masoud, et al. Design of CO₂ absorption plant for recovery of CO₂ from flue gases of gas turbine. *Energy*, 2008, 33.8: 1311-1319.

MONITOR DELOITTE. Fueling the Future of Mobility: Hydrogen electrolyzers. *Financ. Advis*, 2020, <https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/fr/Documents>

MURPHY, J. D., et al. Circular economy approaches to integration of anaerobic digestion with Power to X technologies. In: IEA Bioenergy Task. 2024. p. 1.

NEAS ENERGY. Power-to-gas via biological catalysis WP9: development of value maximizing strategy, 2014. https://energiforskning.dk/files/slutrappporter/12164_annex_2_p2g_biocat_-_development_of_value_maximizing_trading_strategy.pdf

NORTH SEA TRANSITION AUTHORITY. Open Data. UKCS Daily Production Data, 2020. <https://opendata-nstauthority.hub.arcgis.com/search?tags=fields>

NORWEGIAN PETROLEUM DIRECTORATE. Resource report 2019 – discoveries and fields, 2019. <https://www.sodir.no/en/whats-new/publications/reports/resource-report/resource-report-2019/emissions-discharges-and-the-environment/>

NORWEGIAN PETROLEUM. Emissions to Air, 2024. <https://www.norskpetroleum.no/en/environment-and-technology/emissions-to-air/>

NORWEGIAN PETROLEUM. Fields on the Norwegian Continental Shelf, 2024. <https://www.norskpetroleum.no/en/facts/field/>

OSPAR. Assessment of impacts of the offshore oil and gas industry on the marine environment, 2023. <https://oap.ospar.org/en/ospar-assessments/quality-status-reports/qsr-2023/other-assessments/impacts-offshore-oil-and-gas-industry/>

POWER. NASA Prediction Of Worldwide Energy Resources, 2024. <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>

RAZAVI, Seyyed Abdollah; MOTAVALI, Hossein. Project portfolio optimization in upstream oil industry in knowledge based organization, “Case study: Tehran energy consultants company”. *Journal of Industrial Engineering and Management Studies*, 2023, 10.2: 106-115.

RITCHIE, Hannah; ROSADO, Pablo; ROSER, Max. Energy mix. *Our world in data*, 2024. <https://ourworldindata.org/energy-mix>

ROBELIUS, Fredrik. Giant oil fields-the highway to oil: Giant oil fields and their importance for future oil production. 2007. PhD Thesis. Acta Universitatis Upsaliensis.

RUSMANIS, Davis, et al. Biological hydrogen methanation systems—an overview of design and efficiency. *Bioengineered*, 2019, 10.1: 604-634.

SHI, Wei, et al. Load analysis and comparison of different jacket foundations. *Renewable Energy*, 2013, 54: 201-210.

SHIN, Heesoo; RÜTTGERS, Mario; LEE, Sangseung. Neural networks for improving wind power efficiency: A review. *Fluids*, 2022, 7.12: 367.

SIEBORG, Mads Ujarak, et al. Flue-to-fuel: Bio-integrated carbon capture and utilization of dilute carbon dioxide gas streams to renewable methane. *Energy Conversion and Management*, 2024, 302: 118090.

SILBERBERG, Martin S.; LICOCIA, Silvia. *Chimica: la natura molecolare della materia e delle sue trasformazioni*. McGraw-Hill, 2012.

SPERTINO, Filippo, *Generatori eolici per la connessione alla rete (Dispense)*. Politecnico di Torino, 2016.

SSE RENEWABLES. World’s deepest offshore wind turbine foundation installed in Scottish waters, 2023. <https://www.sserenewables.com/news-and-views/2023/04/world-s-deepest-offshore-wind-turbine-foundation-installed-in-scottish-waters/>

SVENDSEN, Harald G. Optimised operation of low-emission offshore oil and gas platform integrated energy systems. arXiv preprint arXiv:2202.05072, 2022.

- SVENDSEN, Harald G., et al. The Low Emission Oil and Gas Open reference platform—An off-grid energy system for renewable integration studies. *IET Energy Systems Integration*, 2023, 5.1: 66-79.
- THE WIND POWER, Wind Energy Market Intelligence. Power curves database, 2024. https://www.thewindpower.net/store_manufacturer_turbine_en.php?id_type=7
- TROMBINI, S. (2021). Hydrogen production from offshore Airborne Wind Energy: system modelling and cost analysis.
- U.S. DEPARTMENT OF ENERGY. Hydrogen Production: Electrolysis. <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-production-electrolysis>.
- VAN LEEUWEN, Charlotte; ZAUNER, Andreas. Innovative large-scale energy storage technologies and Power-to-Gas concepts after optimisation. Report on the costs involved with PtG technologies and their potentials across the EU, University of Groningen, 2018.
- WÄRTSILÄ - Combustion engine vs. Aeroderivative gas turbine: Six elements of dispatching. <https://www.wartsila.com/energy/learn-more/technology-comparison-engines-vs-aeros/six-elements-of-dispatching>
- WÄRTSILÄ Encyclopedia of Marine and Energy Technology – Spinning reserve <https://www.wartsila.com/encyclopedia/term/spinning-reserve>
- WU, Xiaoni, et al. Foundations of offshore wind turbines: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2019, 104: 379-393.
- YODWONG, Burin, et al. AC-DC converters for electrolyzer applications: State of the art and future challenges. *Electronics*, 2020, 9.6: 9.

Elenco delle figure

Figura 1.1: Fonti di emissioni di CO ₂ delle piattaforme norvegesi (Norwegian Petroleum Directorate, 2019)	8
Figura 1.2: Il parco eolico galleggiante Hywind Tampen e le piattaforme petrolifere alimentate (Equinor, 2020)	10
Figura 1.3: Catena di approvvigionamento dell'idrogeno gassoso (Costa et al., 2023)	11
Figura 2.1: Produzione giornaliera di gas naturale del giacimento Saturn (2008)	14
Figura 2.2: Produzione oraria di gas naturale ipotizzata	15
Figura 2.3: Produzione oraria di petrolio ipotizzata	15
Figura 2.4: Produzione oraria d'acqua ipotizzata	16
Figura 2.5: Ciclo di vita di un giacimento di idrocarburi (Razavi et al., 2023)	16
Figura 2.6: Produzione annuale del giacimento (Pn) normalizzata rispetto al valore di plateau (Pp)	18
Figura 2.7: Schema a blocchi della piattaforma: principali dispositivi, flussi di materia ed energia	19
Figura 2.8: Turbina a gas naturale General Electric LM2500 (GE Vernova)	27
Figura 2.9: Fuel curve della turbina a gas naturale GE LM2500 (21.8 MW)	27
Figura 2.10: Efficienze di generazione elettrica, termica e totale turbina a gas GE LM2500 (21.8 MW)	29
Figura 2.11: Andamento dei carichi elettrici e termici della piattaforma (25 anni)	30
Figura 2.12: Carichi elettrici orari degli anni 1-5, 6, 10, 15, 20, 25	31
Figura 2.13: Carichi termici orari degli anni 1-5, 6, 10, 15, 20, 25	31
Figura 2.14: Suddivisione del carico elettrico (anni 1-5)	32
Figura 2.15: Suddivisione del carico termico (anni 1-5)	32
Figura 2.16: Suddivisione del carico elettrico (anno 25)	33
Figura 2.17: Suddivisione del carico termico (anno 25)	34
Figura 3.1: Tipologie di fondazioni fisse per turbine eoliche offshore (Wu et al., 2019)	36
Figura 3.2: Mappa a colori (60x60 km), batimetria nei pressi di Ekofisk (Mare del Nord, Norvegia) (Global Wind Atlas, 2024)	37
Figura 3.3: Mappa a colori (60x60 km), batimetria nei pressi di Hibernia (Newfoundland & Labrador, Canada) (Global Wind Atlas, 2024)	38
Figura 3.4: Profili di velocità del vento per Ekofisk (Mare del Nord, Norvegia)	39
Figura 3.5: Istogramma di frequenza delle velocità del vento per Ekofisk (Mare del Nord, Norvegia)	40
Figura 3.6: Profili di velocità del vento per Hibernia (Newfoundland & Labrador, Canada)	41
Figura 3.7: Istogramma di frequenza delle velocità del vento per Hibernia (Newfoundland & Labrador, Canada)	41
Figura 3.8: Sistemi di regolazione delle turbine eoliche (controllo del passo e d'imbardata) (Shin et al., 2022)	43
Figura 3.9: Curve di potenza dei tre modelli di turbina eolica considerati	45
Figura 3.10: Chiatta per il trasporto delle fondazioni jacket (Ailes Marines, 2022)	49
Figura 3.11: Imbarcazione di tipo purpose-built jackup vessel (rendering) (4C Offshore)	49
Figura 4.1: Schema di produzione dell'idrogeno mediante energia rinnovabile (IRENA, 2020)	52

Figura 4.2: Confronto tra osmosi e osmosi inversa (Khan et al., 2023)	53
Figura 4.3: Elettrolizzatore PEM, schema della cella elettrolitica (U.S. Dept. Of Energy)	56
Figura 4.4: Un elettrolizzatore PEM da 5 MW di potenza nominale (Hyfindr GmbH)	57
Figura 4.5: Densità di H ₂ al variare di pressione e temperatura; diverse forme di stoccaggio (ILK Dresden).....	61
Figura 4.6: Schema convenzionale di un impianto di cattura della CO ₂ mediante MEA (Jung et al., 2013)	63
Figura 4.7: Power-to-gas, configurazione “Hydrogen blending (<5%)”	70
Figura 4.8: Power-to-gas, configurazione “Biometanazione & Hydrogen blending”	71
Figura 5.1: Analisi Multi-Year (HOMER Pro), variazione annuale dei carichi (%).....	74
Figura 5.2: Parametri attribuiti al gas naturale (HOMER Pro).....	75
Figura 5.3: Modellazione della turbina a gas naturale GE LM2500 (HOMER Pro).....	76
Figura 5.4: Implementazione della turbina eolica offshore Vestas V112 3.45 MW (HOMER Pro)..	77
Figura 5.5: Implementazione della turbina eolica offshore Siemens-Gamesa 8.0-167 DD (HOMER Pro).....	78
Figura 5.6: Implementazione della turbina eolica offshore Vestas V164 9.5 MW (HOMER Pro) ...	79
Figura 5.7: Sistema base, alimentazione dei carichi mediante turbine a gas (HOMER Pro)	80
Figura 5.8: Sistema ibrido, alimentazione dei carichi mediante turbine a gas ed eoliche offshore (HOMER Pro).....	81
Figura 5.9: Confronto tra sistema base e sistema ibrido proposto (Ekofisk, Norvegia) (HOMER Pro)	84
Figura 5.10: Riassunto dei costi, sistema base e sistema ibrido (Ekofisk, Norvegia) (HOMER Pro)	85
Figura 5.11: Box-plot: medie mensili di potenza eolica generata (Ekofisk, Norvegia) (HOMER Pro)	88
Figura 5.12: Produzione annua di energia elettrica delle turbine a gas (sistema base).....	89
Figura 5.13: Produzione annua di energia elettrica delle turbine a gas (sistema ibrido, Ekofisk).....	89
Figura 5.14: Eccesso medio giornaliero di energia eolica (curtailment) (sistema ibrido, Ekofisk)...	90
Figura 5.15: Confronto tra sistema base e sistema ibrido proposto (Hibernia, Canada) (HOMER Pro)	91
Figura 5.16: Riassunto dei costi, sistema base e sistema ibrido (Hibernia, Canada) (HOMER Pro)	91
Figura 5.17: Box-plot: medie mensili di potenza eolica generata 1 (Hibernia, Canada) (HOMER Pro)	94
Figura 5.18: Box-plot: medie mensili di potenza eolica generata 2 (Hibernia, Canada) (HOMER Pro)	95
Figura 5.19: Produzione annua di energia elettrica delle turbine a gas (sistema ibrido, Hibernia) ...	95
Figura 5.20: Eccesso medio giornaliero di energia eolica (curtailment) (sistema ibrido, Hibernia) .	96
Figura 5.21: Ipotetica assenza di tasse sulla CO ₂ : scenari energetici proposti (Ekofisk, Norvegia) (HOMER Pro).....	96
Figura 5.22: Ipotetica assenza di tasse sulla CO ₂ : scenari energetici proposti (Hibernia, Canada) (HOMER Pro).....	97
Figura 5.23: Schema di alimentazione dell’elettrolizzatore PEM tramite l’eccesso di energia eolica (HOMER Pro).....	98
Figura 5.24: Implementazione del raddrizzatore (HOMER Pro).....	99

Figura 5.25: Implementazione dell'elettrolizzatore (HOMER Pro)	100
Figura 5.26: Distribuzione dei costi (Hydrogen blending <5%, Ekofisk)	106
Figura 5.27: Progressivo aumento della concentrazione di H ₂ nel gas naturale (Ekofisk).....	106
Figura 5.28: Energia elettrica recuperata tramite il P2G (Ekofisk)	107
Figura 5.29: Produzione annuale di metano, reattore di biometanazione (Ekofisk).....	108
Figura 5.30: Idrogeno immesso in rete e stato di riempimento del serbatoio (Ekofisk).....	109
Figura 5.31: Distribuzione dei costi (Biometanazione & Hydrogen blending, Ekofisk).....	110
Figura 5.32: Progressivo aumento della concentrazione di H ₂ nel gas naturale (Hibernia)	112
Figura 5.33: Energia elettrica recuperata tramite il P2G (Hibernia).....	113
Figura 5.34: Produzione annuale di metano, reattore di biometanazione (Hibernia)	114
Figura 5.35: Idrogeno immesso in rete e stato di riempimento del serbatoio (Hibernia)	115
Figura 5.36: Distribuzione dei costi (Biometanazione & Hydrogen blending, Hibernia)	116

Elenco delle tabelle

Tabella 2.1: Valori necessari al calcolo del consumo (Compressore 1) (Svendsen et al., 2023)	22
Tabella 2.2: Valori necessari al calcolo del consumo (Pompa del petrolio) (Svendsen et al., 2023)	24
Tabella 2.3: Parametri di riferimento per il gas naturale.....	28
Tabella 2.4: Costi legati alla turbina a gas cogenerativa GE LM2500 21.8 MW	30
Tabella 3.1: Località selezionate per le simulazioni energetiche	37
Tabella 3.2: Modelli di turbine eoliche offshore considerati	44
Tabella 3.3: Costi legati agli aspetti progettuali delle turbine eoliche offshore (BVGAssociates, 2019)	46
Tabella 3.4: Tempi di percorrenza e costi aggiuntivi di trasporto e installazione considerati	50
Tabella 3.5: Costi di riferimento ricavati per le turbine eoliche offshore	51
Tabella 4.1: Costi legati all'impianto di dissalazione dell'acqua (osmosi inversa)	54
Tabella 4.2: Parametri di riferimento per l'elettrolizzatore PEM	57
Tabella 4.3: Costi legati all'elettrolizzatore PEM	58
Tabella 4.4: Valori necessari al calcolo del consumo (compressore H ₂).....	59
Tabella 4.5: Costi legati al compressore dell'idrogeno	59
Tabella 4.6: Costi legati al serbatoio di stoccaggio dell'idrogeno (200 bar)	61
Tabella 4.7: Consumi elettrici e termici legati all'unità di carbon capture (MEA).....	63
Tabella 4.8: Costi legati all'unità di carbon capture (MEA).....	64
Tabella 4.9: Valori necessari al calcolo del consumo (compressore CO ₂).....	65
Tabella 4.10: Costi legati al compressore e al serbatoio di stoccaggio della CO ₂	65
Tabella 4.11: Reattore di biometanazione, parametri di riferimento (Electrochaeta, 2021; Rusmanis et al., 2019)	68
Tabella 4.12: Costi legati al reattore di biometanazione	68
Tabella 5.1: Flussi di cassa nominali: sistema base e sistema ibrido (Ekofisk, Norvegia).....	86
Tabella 5.2: Flussi di cassa scontati: sistema base e sistema ibrido (Ekofisk, Norvegia).....	87
Tabella 5.3: Consumo di carburante ed emissioni: sistemi a confronto (Ekofisk, Norvegia).....	88
Tabella 5.4: Flussi di cassa nominali: sistema base e sistema ibrido (Hibernia, Canada)	92
Tabella 5.5: Flussi di cassa scontati: sistema base e sistema ibrido (Hibernia, Canada)	93
Tabella 5.6: Consumo di carburante ed emissioni: sistemi a confronto (Hibernia, Canada).....	94
Tabella 5.7: Hydrogen blending (<5%): flussi di cassa nominali e scontati (Ekofisk).....	105
Tabella 5.8: Reattore di biometanazione: regime di funzionamento (Ekofisk)	108
Tabella 5.9: Biometanazione & Hydrogen blending: flussi di cassa nominali e scontati (Ekofisk)	109
Tabella 5.10: Hydrogen blending (<5%): flussi di cassa nominali e scontati (Hibernia)	111
Tabella 5.11: Reattore di biometanazione: regime di funzionamento (Hibernia).....	114
Tabella 5.12: Biometanazione & Hydrogen blending: flussi di cassa nominali e scontati (Hibernia)	115