

Analisi della sostenibilità delle opzioni alternative all'ipotesi di nuova centrale a gas nel sito di Monfalcone

REF4E



Sommario

Executive Summary	3
1. Il contesto	11
1.1. La centrale termoelettrica di Monfalcone	11
1.1.1. <i>Il progetto di realizzazione di una centrale a gas</i>	14
1.1.2. La posizione dell'Amministrazione Comunale	14
1.1.3. Obiettivo dello studio	14
1.2. Struttura del lavoro	14
2. Elementi di contesto	16
2.1. Il mercato elettrico	16
2.2. La tecnologia CCGT	17
2.3. Le zone di mercato	17
3. Parte I - L'opzione fossile	20
3.1. Mantenimento generazione a carbone	20
3.2. Realizzazione di un ciclo combinato	24
3.2.1. <i>Il costo di investimento</i>	24
3.2.2. <i>Collegamento alla rete di trasporto del gas naturale</i>	25
3.2.3. <i>Il costo di generazione</i>	25
3.2.4. <i>Costi operativi</i>	26
3.2.5. <i>Emissioni stimate</i>	26
3.2.6. <i>Occupazione</i>	30
3.2.7. <i>Occupazione nella fase di cantiere</i>	30
3.2.8. <i>Tempi dell'autorizzazione</i>	31
3.2.9. <i>Tempi di realizzazione dell'impianto</i>	32
3.3. L'impianto nel mercato elettrico	32
3.3.1. <i>Partecipazione al Capacity Market</i>	32
3.3.2. <i>Gli esiti delle aste di capacity payment</i>	34
3.3.3. <i>Possibile nuovo capacity market?</i>	35
3.3.4. <i>Opzione Merchant</i>	37
4. Parte II - Le opzioni alternative	39
4.1. La disponibilità di siti	39
4.2. Le rinnovabili	40
4.2.1. <i>Le aste rinnovabili</i>	43
4.2.2. <i>I PPA</i>	45
4.2.3. <i>Occupazione</i>	47

4.2.4. Sviluppo fotovoltaico a parità d'investimento.....	48
5. Il contesto di Monfalcone	50
<i>Box 1 - Fondo per la riconversione occupazionale.....</i>	<i>50</i>
6. Altre destinazioni per il sito	52
6.1. La vocazione portuale	52
6.1.1. Il porto e il servizio elettrico	55
6.1.2. La vocazione industriale produttiva	56
6.1.3. La vocazione residenziale e commerciale.....	57
6.1.4. La vocazione green.....	57
7. Le opzioni energetiche	58
7.1. PPA con le realtà produttive	58
7.2. Il ruolo del pubblico.....	59
7.2.1. Piano di Azione per l'Energia Sostenibile.....	60
7.2.2. Illuminazione	60
7.2.3. Mobilità.....	60
7.2.4. Edifici pubblici.....	60
7.2.5. Fattibilità delle opzioni.....	61
8. Il costo di decommissioning	62
9. Il valore del sito	64
10. Altre esperienze.....	64
11. Conclusioni	66

Executive Summary

La centrale termoelettrica di Monfalcone di proprietà di Energie Future, società del gruppo A2A, è un impianto alimentato a carbone con una potenza installata di 336 MW (N. 2 sezioni termoelettriche convenzionali con una potenza rispettivamente di 165 e 171 MW) e sorge in un'area di oltre 20 ettari con accesso diretto al Porto di Monfalcone. La localizzazione della centrale, realizzata negli anni '60¹, era funzionale agli approvvigionamenti di carbone tramite le infrastrutture del porto.

Con la prospettiva di dismettere la centrale dal 2025 per effetto del *phase-out* amministrativo del parco di generazione a carbone previsto dalla politica energetica italiana, si apre a Monfalcone, come in altri 11 siti² di centrali a carbone esistenti attualmente sul territorio nazionale, il tema della possibile destinazione delle aree di centrale.

A seguito dell'introduzione, con Decreto Ministeriale del 28 giugno 2019, di un meccanismo di remunerazione della capacità (*Capacity Market*), la proprietà ha pubblicamente comunicato la propria intenzione a realizzare su parte del sito una centrale a ciclo combinato a gas (CCGT) da 850 MW.

L'amministrazione comunale ha dato mandato a REF-E di svolgere un'analisi indipendente della sostenibilità tecnico - economica delle possibili alternative di sviluppo dell'area della centrale di A2A con l'obiettivo di individuare le soluzioni in grado di preservare il livello occupazionale e lo sviluppo economico complessivo, e di migliorare le condizioni ambientali del territorio. A questo fine, REF-E ha:

- analizzato il valore economico e occupazionale della centrale a ciclo combinato;
- identificato le principali opzioni disponibili per l'utilizzo dell'area sulla base di interviste condotte presso gli *stakeholder* locali;
- preliminarmente esplorato le opportunità nel campo delle soluzioni energetiche *carbon free* per valutare la possibilità di mantenere A2A operativa nel territorio di Monfalcone indipendentemente dallo sviluppo del sito per la produzione termoelettrica.

Input dello studio sono state le informazioni relative ai lavori e alle proposte già avanzate dalle parti interessate, dati e informazioni pubblicamente disponibili, *feedback* raccolti attraverso incontri diretti con potenziali portatori di interesse operanti nell'area industriale e portuale di Monfalcone.

L'investimento nel ciclo combinato alimentato a gas naturale

La prima fase dello studio è stata dedicata a valutare il progetto di realizzazione di una centrale a gas nell'attuale contesto di mercato e regolatorio, per comprenderne i fondamentali economici e gli impatti occupazionali e ambientali.

¹ Come riportato sul sito web di A2A, le sezioni 1 e 2, alimentate sia con carbone, sia con gasolio per la fase di avviamento, hanno una potenza rispettivamente di 165 e 171 MW, sono entrate in esercizio rispettivamente nel 1965 e nel 1970. Fino al 2012 sono rimaste in servizio anche le sezioni 3 e 4, risalenti al biennio 1983-84. Queste ultime, per ragioni di carattere economico, sono state dichiarate fuori servizio alla fine del 2012.

Nelle due sezioni a carbone, nei primi mesi del 2008 sono entrati in servizio gli impianti DeSOx per l'abbattimento delle emissioni di SO₂, mentre dal 1° gennaio 2016 sono in regolare servizio anche i DeNOx per l'abbattimento delle emissioni di NOx.

Sono stati recentemente autorizzati dalla Regione Friuli Venezia Giulia e dal MATTM i lavori di dismissione dei serbatoi ad olio combustibile, ormai non più utilizzato come combustibile. I serbatoi sono già stati bonificati, certificati gas-free e dismessi (uno è stato trasformato in un magazzino).

² A oggi risultano operative 9 centrali, mentre 12 sono i siti che ospitano centrali a carbone di cui 3 centrali sono chiuse.

Il costo di investimento dichiarato dal proponente per la costruzione nel sito di un nuovo CCGT ammonta a 320 milioni di euro, inferiore rispetto al *range* di 400 - 500 milioni di euro stimabile per un'infrastruttura nuova. Tale stima non include il costo di connessione alla rete di trasporto del gas che rimane a carico del gestore della rete di trasporto del gas (SNAM).

L'analisi comparata con altre centrali di tecnologia e taglia analoga porta a stimare un'occupazione di circa 30 addetti alla centrale per l'attività di produzione di energia elettrica a regime, e di 200-300 addetti, corrispondenti a 1,200,000 ore uomo per le attività nella fase realizzativa.

Il progetto presentato prevede la possibilità di operare in ciclo aperto³, con un'efficienza del 42% circa, o in ciclo combinato con un'efficienza del 62%. Per entrambe le modalità di esercizio il proponente ha richiesto un'autorizzazione fino a 8,760 ore anno.

In termini di autorizzato le emissioni massime teoriche di NOx corrispondono a 1,075 t/anno per il ciclo aperto e a 358 t/anno per il ciclo combinato.

In una simulazione di funzionamento reale nel mercato elettrico, la nuova centrale a gas, in un'ipotesi di funzionamento di 5000 ore anno, di cui 1,000 ore in ciclo aperto e 4,000 ore in ciclo combinato, emette 286 t NOx anno. Tale valore è da confrontarsi con le 328 t di NOx stimate per la centrale a carbone nel 2019, corrispondenti ad una producibilità di circa 3000 ore anno, e con le 690 t NOx circa del periodo 2016-2018 quando la centrale a carbone operava per 6000 ore annue. Assumendo il limite di funzionamento del ciclo aperto a 1,500 ore anno, su previsioni di esercizio da *peaker* a oggi non confermato dalle esigenze del mercato, e di 4,500 ore a ciclo combinato, le emissioni di NOx attese della nuova centrale ammontano a 368 t/anno. L'opzione gas determina un sostanziale annullamento delle emissioni di SOx e parte consistente delle polveri sottili. Il coefficiente di emissione di CO2 della nuova centrale è di 319-327 gCO2/kWh in assetto a ciclo combinato al 61-63% di efficienza e 474 gCO2/kWh in assetto di ciclo aperto al 42% di efficienza, da confrontare con gli 880 gCO2/kWh dell'attuale impianto a carbone⁴.

I tempi per l'ottenimento delle autorizzazioni alla costruzione sono stimabili in oltre 2 anni, sulla base delle informazioni relative alle tempistiche di autorizzazione degli impianti più recenti. I tempi di realizzazione dell'impianto sono stimabili in circa 2 anni per il completamento dell'impianto OCGT a cui si aggiunge un anno per completare la realizzazione dell'unità a ciclo combinato.

La presenza di un mercato della capacità finalizzato a garantire l'adeguatezza del sistema elettrico negli anni 2022-2023, basato sul meccanismo delle *reliability options*, permette ai nuovi impianti di generazione, già in possesso di autorizzazione o che hanno avviato la richiesta di autorizzazione entro il 28 ottobre 2019, una garanzia di remunerazione garantita da un premio annuo, definito in base agli esiti di procedure concorsuali, per 15 anni. Il progetto di Monfalcone non risulta avere avviato le procedure di autorizzazione in tempo per partecipare alle aste di capacità tenutesi il 6 e il 28 novembre 2019.

³ L'impianto a gas a ciclo aperto, OCGT, viene utilizzato con funzione di *peaker* in caso di richiesta dalla rete di capacità con disponibilità di erogazione rapida.

⁴ Le emissioni di CO2, che sono il prodotto della combustione, sono determinate dal tipo di combustibile impiegato e dall'efficienza dell'impianto, non sono possibili tecnologie per l'abbattimento delle emissioni. La combustione del metano con un'efficienza teorica del 100% emette 200 gCO2/kWh. Valutando le efficienze delle centrali di generazione nei diversi assetti l'emissione specifica attesa per il ciclo combinato in efficienza 61-63% è di 319-327gCO2/kWh, con un'efficienza del 42% l'emissione per kWh è di 474gCO2/kWh. Un impianto a carbone con un'efficienza del 35% ha un'emissione specifica di 880 gCO2kWh. (valore riportato nella relazione tecnica al progetto definitivo per l'installazione di un ciclo combinato a gas a Monfalcone, A2A, 11/12/2019 pag. 14

La realizzazione del nuovo ciclo combinato senza la copertura del premio ottenibile sul *capacity market* risulta maggiormente rischiosa alla luce della possibile evoluzione dello scenario di mercato nel medio-lungo periodo: l'entrata di nuovi impianti in esito all'attuale meccanismo di *Capacity Market*, il potenziale sviluppo delle fonti rinnovabili in condizioni di *market parity* in linea con gli obiettivi fissati dalle politiche di decarbonizzazione, la possibilità di rifacimenti o ripotenziamenti di CCGT esistenti alla fine della vita utile ad un costo inferiore allo sviluppo di nuova capacità, lo sviluppo di tecnologie innovative per la flessibilità (in particolare lo *storage* elettrochimico ed il *Demand Side Management*), incrementano la concorrenzialità dei mercati e la rischiosità dei risultati tecnico-economici ottenibili dall'investimento puramente *merchant* (si osserva che nel 2004 sullo stesso sito di Monfalcone Endesa aveva aperto le procedure di autorizzazione di una centrale gas di grande taglia che poi non è mai stata realizzata per le mutate condizioni di mercato).

Tuttavia, diversi elementi non consentono di escludere che nei prossimi anni sarà necessario costruire nuova capacità di generazione alimentata a gas per garantire la sicurezza e l'adeguatezza del sistema elettrico (eventualmente introducendo, laddove il mercato non fornisca segnali adeguati ai nuovi investimenti, nuovi strumenti per la remunerazione esplicita della capacità). Infatti:

- gli esiti delle aste programmate nel mercato della capacità non consentono di escludere che parte della richiesta di capacità da parte di Terna rimanga non soddisfatta;
- le incertezze relative ai tempi di *permitting* e di *commissioning* dei nuovi entranti entro gli anni di *delivery* 2022-2023, come previsto dalle aste del *Capacity Market* tenutesi nel 2019, che potrebbero non riuscire a rispettare i tempi previsti dal meccanismo. Il meccanismo di *Capacity Market* attuale prevede, esso stesso, la possibilità di acquistare capacità da nuovi impianti aventi richiesta di autorizzazione avviata anche post 28 ottobre 2019, a fronte della mancata realizzazione dei nuovi progetti che si sono aggiudicati le aste;
- eventuali ritardi nello sviluppo di altre tecnologie, rinnovabili o stoccaggi.

In questo contesto un nuovo progetto di generazione in fase avanzata di autorizzazione può rappresentare comunque una opportunità di investimento valida in relazione all'evoluzione futura del contesto di mercato e regolatorio.

Questo scenario suggerisce come lo sviluppo di progettualità alternative sul sito non sia da intendersi esclusivamente in opposizione al progetto di realizzazione della centrale CCGT, ma anche come progettualità potenzialmente complementari o come primi passi per lo sviluppo di nuove opportunità di destinazione dell'area qualora la centrale a carbone venga chiusa e la centrale a gas non venga realizzata.

La chiusura di una centrale termoelettrica e la messa in stato di conservazione, con interventi di gestione ambientale minimi e sostanziale abbandono dell'area in attesa di decisioni future⁵ non permetterebbe di ottimizzare le potenzialità del territorio. Questa condizione è ricorrente in diverse esperienze internazionali: l'attivazione di percorsi per l'identificazione di possibili usi alternativi dell'area è uno strumento per la ricerca di soluzioni a situazioni territoriali complesse che richiedono anche decenni per essere risolte.

⁵ Il costo di *decommissioning* e eventuale bonifica dell'area della centrale è fortemente caratterizzato dalle condizioni specifiche del sito. Attraverso una valutazione di massima, basata su informazioni pubblicamente reperibili su esperienze nazionali e internazionali, è possibile stimare un valore compreso tra i 20 e i 35 milioni di euro, di cui 2 milioni circa per lo smantellamento del camino.

Il confronto con altre esperienze nazionali ed estere suggerisce come l'adozione di procedure di consultazione con gli *stakeholder* locali e l'apertura di manifestazioni d'interesse da parte della società proprietaria delle aree abbia portato alla soluzione in tempi relativamente rapidi di complesse situazioni territoriali. Le storie di successo di riconversione dei siti non mancano (Carpi, Porto Marghera, Porto Tolle); tuttavia, in vari casi, a seguito delle opportunità aperte dall'introduzione del *Capacity Market* anche in siti dove erano al vaglio diverse ipotesi di conversione delle aree sono state avanzate procedure autorizzative per la realizzazione di nuova capacità di generazione a gas (La Spezia, Fusina).

Le altre opzioni di sviluppo

La seconda fase dello studio è stata dunque volta a identificare le principali opzioni disponibili sulla base di interviste condotte presso gli *stakeholder* locali. A oggi tali opzioni non hanno ancora concretezza progettuale, anche se emerge che, in considerazione della localizzazione costiera, l'area sembra avere un valore di mercato rilevante (il valore di riferimento del Consorzio Industriale per l'acquisto di aree a uso industriale nella zona è valutabile in 40 euro +/- 20% al metro quadro, collocandosi il sito nella fascia alta di valore): l'effettiva robustezza e sostenibilità delle opzioni emerse potrà essere verificata solo con l'apertura di una procedura di manifestazione di interesse da parte della proprietà del sito.

Il sito della centrale di Monfalcone, collocato tra l'area residenziale e l'area industriale e con un accesso diretto alla banchina del porto, sembra in grado di attirare potenziali manifestazioni d'interesse da parte degli *stakeholder* locali.

L'estensione delle attività portuali rappresenta l'opzione di conversione dell'area con maggiori potenzialità di sviluppo. Il porto di Monfalcone sta attraversando una fase di trasformazione sia proprietaria-gestionale che infrastrutturale a seguito dell'accorpamento con il porto di Trieste nel soggetto unico dell'Autorità di Sistema Portuale del Mare Adriatico Orientale. Contestualmente, la revisione del piano regolatore portuale ha previsto il prolungamento della banchina del porto, la creazione di un'area logistica retroportuale e lavori di dragaggio che incrementeranno il pescaggio del canale di accesso. Tale riorganizzazione si inserisce in un contesto di progressiva crescita del traffico merci nell'ultimo decennio.

Tra le linee di sviluppo del porto emerse durante gli incontri con gli *stakeholder* locali, di particolare interesse appare la creazione di un *terminal* passeggeri per l'attracco delle navi da crociera. Allo scopo di incrementare il traffico dei croceristi, che oggi gravita in massima parte sui 10 *terminal* di Venezia con un traffico di un milione e mezzo di passeggeri all'anno, Monfalcone risulta strategicamente meglio posizionato di Trieste avendo una maggiore vicinanza all'aeroporto internazionale "Ronchi dei Legionari" ed un più veloce accesso ferroviario. Il porto, oltre alla banchina dedicata per l'attracco delle navi da crociera, manca ad oggi di una zona di servizi per la portualità e di una stazione marittima che possa gestire l'approdo croceristico e la logistica dei passeggeri. La potenziale disponibilità di una nuova area con accesso al canale "Valentinis" potrebbe inoltre coesistere all'estensione della zona dedicata alle imbarcazioni da diporto e l'offerta di servizio di *dry marina*.

Non è possibile, su un'ipotesi progettuale ancora remota, offrire una valutazione precisa circa la ricaduta economica ed occupazionale di una simile trasformazione dell'area. Sulla base dei dati occupazionali del porto di Venezia è possibile suggerire una potenziale intensità occupazionale di 2.5 addetti per 1,000 persone crociera/anno. Nell'ipotesi di un traffico di 150,000 persone

anno, corrispondenti ad una nave da 3,000 passeggeri a settimana, si avrebbe un impatto occupazionale superiore ai 300 addetti.

Un altro potenziale impiego dell'area della centrale più volte emerso negli incontri svolti è la proposta di estensione degli spazi per la logistica connessa alle attività legate al commercio di auto. Stando alle interviste, diverse società che esercitano il commercio di auto tra Europa e Asia sarebbero interessate a ottenere delle aree di parcheggio per le autovetture in transito. In passato, la mancanza di spazi ha indirizzato l'attività sui porti sloveni. Tuttavia il porto di Capodistria, pur avendo realizzato delle infrastrutture a silos per l'ottimizzazione degli spazi, soffre di una difficoltà infrastrutturale all'accesso al porto tale da non prevedere possibilità di ulteriore sviluppo dell'attività. Tale opzione avrebbe il vantaggio di richiedere per la realizzazione del parcheggio auto opere di bonifica, qualora risultassero necessarie, di tipo *capping* e dunque meno onerosa di soluzioni che prevedano il movimento terra.

Altre opzioni di conversione dell'area per usi industriali e per trasformazione in area residenziale-commerciale sono emerse in esito agli incontri con gli *stakeholder* locali ma sono sembrate meno concrete e vantaggiose, in relazione ai parametri di riferimento utilizzati nelle analisi, rispetto alle opportunità offerte dalla fase di trasformazione dell'area portuale.

Lo sviluppo di ulteriori soluzioni energetiche

In una terza fase lo studio ha esplorato le opportunità nel campo delle soluzioni energetiche *carbon free* per valutare la possibilità di mantenere A2A operativa nel territorio di Monfalcone indipendentemente dallo sviluppo del sito per la produzione termoelettrica. Il *phase-out* del carbone costituisce per le imprese un'opportunità di migliorare la propria immagine nel comunicare le modalità di uscita dalla generazione fossile. Con questo punto di vista è stata analizzata la domanda locale di servizi energetici in linea con un paradigma energetico decarbonizzato e le potenziali opzioni energetiche condivisibili tra l'amministrazione locale e l'impresa.

Il lavoro ha evidenziato interessanti possibilità di sviluppo di soluzioni innovative sul territorio, con riferimento alla realizzazione di impianti rinnovabili, fotovoltaico in particolare.

La prima possibilità è lo sviluppo di fonti rinnovabili diffuse per alimentare iniziative industriali, con uno sviluppo *on-site* sulle estese superfici dei tetti dei capannoni. Gli incontri hanno evidenziato tre profili industriali presenti nell'area potenzialmente interessati agli approvvigionamenti diretti da fonti rinnovabili tramite contratti di lungo termine (*Power Purchase Agreements* o *PPA*) da sviluppare con un partner del settore.

- **Pubblico:** in linea con l'obiettivo della *policy* nazionale di promozione di PPA attraverso il coinvolgimento della domanda pubblica, Fincantieri, di proprietà di Cassa Depositi e Prestiti al 70%, offre la possibilità di sperimentare contratti PPA per l'approvvigionamento energetico oltre che una vasta superficie di lastrico solare.
- **Internazionale:** importanti imprese di respiro internazionale sono presenti nell'area. Brookfield *asset manager* è proprietaria del gruppo Westinghouse di cui Mangiarotti è una sussidiaria. Brookfield, che gestisce oltre 500 miliardi di *asset* in 30 paesi, ha sottoscritto il protocollo RE 100 in base al quale si impegna a un approvvigionamento energetico al 100% rinnovabile.

- Innovatore: alcune realtà produttive dell'area dimostrano una forte propensione agli investimenti nel settore energetico con l'obiettivo di massimizzare l'autoproduzione nei propri stabilimenti.

Un altro importante attore per lo sviluppo dei PPA e del fotovoltaico *on-site* è nuovamente il porto. Le nuove infrastrutture portuali devono offrire il servizio elettrico alle navi in attracco e sempre di più la richiesta di energia elettrica per le navi ormeggiate nei porti è associata alla fornitura proveniente da fonte rinnovabile (il settore navale ha l'obiettivo di ridurre le emissioni di CO₂ a fronte degli impegni presi dall'International Maritime Organization (IMO) in vista della probabile prossima inclusione del settore nel perimetro della direttiva *Emissions Trading System* (ETS)).

Lo sviluppo della soluzione di alimentazione elettrica delle navi potrebbe essere integrata con una (almeno parziale) alimentazione che sfrutti le aree del porto e le superfici di copertura per l'installazione di impianti fotovoltaici.

Minori invece le potenzialità di sviluppo delle rinnovabili con impianti di grande taglia non collegati ad utenze finali per l'autoconsumo ma destinati alla vendita sul mercato dell'energia. Gli attuali meccanismi di remunerazione degli impianti rinnovabili, basati su un meccanismo d'asta, privilegiano lo sviluppo degli impianti nelle aree del paese a maggiore producibilità.

Per questo motivo la realizzazione di impianti da fonte solare nel perimetro del sito, in grado di ospitare teoricamente un impianto fotovoltaico a terra di 10 MW circa, corrispondente ad un investimento di 6-7 milioni di euro, non ha particolare significato in termini energetici e comporterebbe un uso del suolo poco efficiente in considerazione dell'elevato valore dell'area. Lo sviluppo del fotovoltaico sul sito potrà tuttavia essere considerata un'opzione complementare ad altre opzioni.

In particolare il lavoro ha ipotizzato lo sviluppo di un impianto fotovoltaico a terra nel sito dell'attuale centrale, ad esclusione di una fascia di 100m di profondità per tutta la lunghezza della banchina. La superficie sfruttabile, calcolata in 12 ettari, ai quali possono essere aggiunti circa 2,5 ettari dell'area retrostante alla centrale, potrebbe ospitare un impianto a terra di circa 9-10 MW di potenza, per un investimento complessivo valutabile in 6 milioni di €. Nella stima delle aree non viene inclusa la proprietà A2A confinante con il quartiere residenziale, oggi adibita a verde. I tempi di realizzazione dell'impianto sono valutabili in circa 6 mesi di cantiere, al netto dei tempi di autorizzazione e delle opere di smantellamento e bonifica delle attuali strutture. Le procedure di autorizzazione e la valutazione di impatto ambientale per gli impianti fotovoltaici ricadono nelle competenze regionali, la collocazione in area industriale rappresenta generalmente una facilitazione nel percorso autorizzativo. La stima occupazionale nella fase di cantiere è valutata in circa 3-5 unità di lavoro anno, corrispondenti ovvero a circa 6-10 persone impiegate nel cantiere a tempo pieno per 6 mesi. Mentre per la gestione e manutenzione dell'impianto è previsto un impatto occupazionale di circa 2-3 unità. L'attuale disponibilità delle linee in AT a cui è connessa la centrale esistente permette un risparmio sui costi di connessione. Il costo d'investimento di 600€/kW include tale vantaggio economico. La producibilità attesa è di 1300 ore anno, per un totale atteso di 12-13 GWh anno. Una diversa soluzione impiantistica potrebbe prevedere un parco fotovoltaico con inseguitori (tracker), per una potenza complessiva di circa 8 MW ed una producibilità annuale di circa 1600 ore, per un totale 13-14GWh anno, senza significative differenze in termini occupazionali. La realizzazione dell'impianto fotovoltaico potrebbe essere associato ad opere di bonifica di tipo capping, meno

onerose di opzioni che prevedano il movimento terra. L'impianto fotovoltaico non ha emissioni inquinanti o sonore nelle fasi di produzione.

Il sito, quindi, potrebbe permettere l'installazione di sistemi di accumulo elettrochimico anche integrati con l'impianto fotovoltaico.

A oggi in Italia le esperienze di abbinamento di sistemi di accumulo con impianti a fonti rinnovabili non programmabili di taglia rilevante sono completamente assenti perchè da un lato, non vi sono esplicite opportunità sui mercati dell'energia (per servizi di *time shifting*) e dall'altro, se possibili opportunità potrebbero sussistere sul mercato del bilanciamento (in modo molto eterogeneo nelle diverse zone del mercato), i requisiti tecnici richiesti attualmente dal TSO per l'abilitazione ai servizi del dispacciamento risultano molto stringenti per le tecnologie attualmente disponibili e la probabilità di utilizzo accanto alle tecnologie convenzionali molto rischiosa, in modo da non consentire la piena sostenibilità economica dell'investimento.

Inoltre non è ancora stato definito un quadro di sostegno dedicato per la tecnologia di accumulo, il cui sviluppo è tuttavia ritenuto strategico nelle policy nazionali.

Il documento di consultazione proposto da Terna relativamente al "Progetto Pilota Riserva Ultra Rapida" (ai sensi della Delibera ARERA 300/2017/R/eel) ha la finalità di introdurre un sistema di incentivo con meccanismo d'asta per 200 MW di *storage* su territorio nazionale.

Nelle condizioni di mercato attuali gli accumuli offrono tuttavia le migliori opportunità di remunerazione quando, ai sensi del "Progetto Pilota UPI" promosso da Terna, sono installati in coincidenza con impianti termoelettrici per la fornitura del servizio di regolazione primaria della frequenza, poiché consentono di aumentare la banda di capacità operativa disponibile dell'impianto convenzionale che può essere offerta sui mercati.

Da un punto di vista delle risorse economiche coinvolte, l'ammontare di investimenti in capacità di generazione fotovoltaica paragonabile ai costi di sviluppo e produzione del ciclo combinato⁶, equivarrebbe a uno sviluppo di circa 7 GW di impianti fotovoltaici in circa 15 anni. Questo potenziale, corrisponderebbe all'11% della capacità assegnabile tramite aste⁷ delle rinnovabili ai sensi del Decreto 4 luglio 2019 e al 22% dell'obiettivo di sviluppo della capacità fotovoltaica prevista al 2030 dal Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC). Tale sviluppo, prettamente teorico avrebbe un impatto occupazionale limitato nell'area di Monfalcone dove, in assenza di obiettivi o programmi regionali specifici, non emerge la convenienza di realizzare grandi impianti per il minore irraggiamento solare rispetto alle regioni meridionali.

In ultimo l'abbandono del carbone, di cui l'Italia è un *front runner* a livello internazionale, può rappresentare un'occasione di comunicazione per rafforzare l'immagine di A2A nel paradigma della decarbonizzazione. Perché la comunicazione abbia risonanza, è auspicabile, in ottica di collaborazione pubblico - privato, un posizionamento dell'amministrazione rispetto alle *policy* sul clima, in modo tale che Monfalcone possa essere identificata come una *best practice* della decarbonizzazione. Tali *policy* dovrebbero includere le strategie dell'amministrazione per la riduzione dei consumi energetici, nell'illuminazione pubblica, nel piano di efficientamento degli edifici, nella strategia di promozione della mobilità elettrica.

⁶ L'analisi economica della centrale CCGT condotta a parità di costi d'investimento (400 milioni di euro) e costi variabili nei 15 anni di operatività (240 milioni di euro/anno).

⁷ Il riferimento alle aste prende in considerazione unicamente lo sviluppo di solare per un valore economico equivalente al costo d'investimento della centrale (i primi due anni) mentre il riferimento all'obiettivo PNIEC calcola la potenza fotovoltaica che al 2030 potrebbe essere installata sommando ai costi d'investimento i costi operativi fino al 2030

Questo tipo di percorso dovrebbe essere inquadrato all'interno di un più generale piano per l'energia sostenibile e il clima, sviluppati a livello Comunale, che rappresenterebbe una piattaforma di opportunità comuni sulle quali instaurare potenzialmente una collaborazione con l'impresa.

1. Il contesto

1.1. La centrale termoelettrica di Monfalcone

La centrale termoelettrica di Monfalcone sorge al confine Nord Ovest della zona industriale della città, su un'area di circa 20 ettari⁸, ai quali si aggiungono circa 10 ettari circostanti l'area dell'impianto. La centrale, alimentata a carbone, è composta da due unità da 165 e 171 MW, entrate in esercizio rispettivamente nel 1965 e nel 1970. Nel sito sino a fine 2012 era operativa una centrale a olio combustibile da 320 MW. La centrale di Monfalcone apparteneva alla GenCo Elettrogen nel piano di vendita Enel a seguito della liberalizzazione del mercato elettrico italiano. Acquistata da Endesa, ASM Brescia e Banco Santander nel 2001, passò a E.ON con la vendita degli asset di Endesa Italia e da qui confluì nel 2008 in A2A, società nata nello stesso anno con la fusione di ASM Brescia ed AEM Milano. Nel periodo di proprietà Endesa la centrale sperimentò la co-combustione di biomasse per l'ottenimento dei certificati verdi. Endesa nel 2004 sottopose a verifica di assoggettabilità a Verifica di Impatto Ambientale (VIA) la realizzazione di una centrale a ciclo combinato alimentato a gas di 800 MW, in sostituzione dei gruppi ad olio, e l'adeguamento ambientale delle sezioni 1 e 2 alimentate a carbone. Con determinazione del Ministero dell'Ambiente del 19 luglio 2005⁹ venne comunicata la necessità di procedere a procedimento VIA per la realizzazione dell'impianto. La procedura, aperta il 23/11/2005 si chiuse con esito positivo dopo due anni, nel novembre 2007, con Decreto del 7/11/2007. La centrale tuttavia non venne più realizzata in considerazione delle mutate condizioni di mercato elettrico caratterizzate da un eccesso di capacità produttiva causata dall'impatto della crisi e della recessione economica sulla riduzione della domanda elettrica a partire dalla metà del 2008, in concomitanza a un accelerato sviluppo delle rinnovabili supportate dagli incentivi.

Figura 1 - Area della Centrale e proprietà di A2A



Fonte: A2A su foto google earth

⁸ A2A <http://www.a2aenergiefuture.eu/gruppo/cms/ene/impianti/monfalcone/> e stima da rilievo]

⁹ Provvedimento direttoriale di esclusione dalla VIA - Centrale di Monfalcone-Trasformazione in ciclo combinato della sezione 4 ed adeguamento delle sezioni 1 e 2.

La centrale continuò a operare con le due sezioni a carbone. Nei primi mesi del 2008 gli impianti furono dotati di desolficatori per l'abbattimento delle emissioni di SOx e nel gennaio 2016 entrarono in servizio i denitrificatori per l'abbattimento delle emissioni di NOx.

Contestualmente la proprietà procedette allo smantellamento dei depositi di combustibile per i quali venne svolta una caratterizzazione ambientale e vennero effettuati carotaggi per la verifica di eventuali contaminazioni. Nel 2017 sono terminati i lavori di smantellamento dei serbatoi e relativa bonifica a esclusione di un serbatoio impiegato per gli usi della centrale.

Nel 2016 la centrale di Monfalcone confluì nella società Energie Future, interamente controllata dal Gruppo A2A. Energie Future nasce dalla scissione parziale della Società Edipower SpA, da cui eredita le centrali termoelettriche di Brindisi Nord e San Filippo del Mela, e dal trasferimento del ramo d'azienda denominato "Centrale termoelettrica di Monfalcone" da parte di A2A.

L'obiettivo della impresa proprietaria appare quello di un'uscita dalla generazione a carbone: *"In accordo con le linee strategiche del Piano Energetico Regionale recentemente approvato dalla Regione FVG (giugno 2015), il gestore si è impegnato a presentare, nel corso del periodo di validità dell'AIA (fino a marzo 2025), un piano di riconversione del sito che preveda una graduale diminuzione dell'utilizzo del carbone come combustibile primario per la produzione di energia elettrica e la sua sostituzione con fonti energetiche alternative da individuare nell'ambito del settore delle energie rinnovabili."*¹⁰

Nel novembre 2017 è stata approvata dai Ministeri dello Sviluppo Economico e dell'Ambiente la Strategia Energetica Nazionale (SEN) nella quale si sottoscrive l'impegno politico di uscita dal carbone dalla generazione elettrica entro il 2025¹¹. L'anno successivo, la preparazione del Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC), redatto ai sensi del regolamento di *Governance* Europeo¹², ha confermato il *phase-out* del carbone nei termini delineati dalla SEN 2017. Contestualmente all'ipotesi di *phase out* degli impianti elettrici a carbone, sia la SEN che il PNIEC delineano alcune azioni complementari per garantire adeguatezza e sicurezza del sistema elettrico. Il piano anticipa la necessità di realizzare entro il 2030, 5.4 GW di nuova capacità a gas, il ricorso agli accumuli per 3 GW ed il rafforzamento della rete elettrica, quali azioni necessarie sia a compensare i circa 6,000 MW di impianti a carbone che a consentire l'integrazione nel sistema elettrico delle rinnovabili, il cui contributo *target* al consumo interno lordo di energia elettrica viene fissato al 55% al 2030 rispetto all'attuale 34% (2017).

In Italia sono attualmente operative 9 centrali a carbone; di queste, le chiusure che potrebbero porre maggiori problemi legati alla sicurezza del sistema elettrico sono gli impianti di Fiume Santo e Sulcis in Sardegna, dove non esiste un'infrastruttura di trasporto del gas naturale, e, secondariamente l'impianto di Brindisi, la cui centrale è stata riconosciuta come essenziale alla sicurezza del sistema elettrico da parte di Terna ancora per l'anno 2020. La chiusura delle altre centrali, tra cui Monfalcone, non dovrebbe porre problemi particolari legati alla sicurezza a livello locale ma richiede complessivamente uno sviluppo delle infrastrutture nazionali indicate dal PNIEC per la garanzia di adeguatezza del sistema nel lungo termine.

¹⁰ <https://www.a2a.eu/it/gruppo/termoelettrici/centrale-monfalcone>.

¹¹ Strategia Energetica Nazionale, Decreto Ministeriale del 10 novembre 2017, pagina 176.

¹² Regolamento 2018/1999.

Tabella 1 - Centrali a carbone e stato di servizio al 2018

Centrale	Proprietà	Anno entrata In esercizio	Stato	Unità di produzione	Potenza nominale (MW)
Brescia	A2A	1988	operational	1	75
Brindisi Sud	Enel	1991	operational	4	2640
Brindisi Nord	A2A	1979	standby	2	640
Torrevaldaliga Nord	Enel	2009	operational	3	1980
Genova	Enel	1952	retired	0	0
Bastardo	Enel	1989	operational	2	150
La Spezia	Enel	1967	operational	1	600
Monfalcone	A2A	1965	operational	2	336
Fiume Santo	EPH	1992	operational	2	640
Sulcis	Enel	1986	operational	2	590
Vado Ligure	Engie	1971	retired	0	0
Fusina	Enel	1964	operational	4	976
Marghera	Enel	1952	retired	0	0

Fonte: elaborazioni REF-E

A fine giugno 2019, con Decreto Ministeriale del 28 giugno 2019, si completava il lungo percorso per lanciare un mercato della capacità in Italia volto ad assicurare l'adeguatezza del sistema elettrico a coprire la domanda nel lungo periodo. Il Decreto è giunto a seguito del via libera della Commissione Europea rispetto alla disciplina di mercato proposta che aveva dovuto includere, per essere approvata in Europa, le indicazioni contenute nel regolamento *Governance*, parte del pacchetto *Clean Energy Europe*. In particolare, per essere compatibile con il regolamento europeo la disciplina aveva dovuto escludere dalla partecipazione al mercato della capacità gli impianti con emissione superiore ai 550 g/CO₂ a kWh o di 350 kgCO₂/kW, fra cui gli impianti a carbone.

Il disegno del mercato della capacità è limitato a due soli anni: 2022 e 2023. Per la capacità esistente è previsto un periodo di consegna limitato a 1 anno, mentre per la capacità di nuova realizzazione la consegna è prolungata per 15 anni. L'accesso al mercato della capacità avviene tramite un meccanismo d'asta. Gli impianti di nuova realizzazione che si aggiudicano quote di capacità in esito alla procedura concorsuale ricevono una remunerazione indipendentemente dalla produzione elettrica ma unicamente come premio alla disponibilità della capacità dell'impianto. I nuovi impianti possono così ottenere il vantaggio di ricevere una garanzia sul ritorno degli investimenti in un mercato dove la priorità della *policy* è lo sviluppo delle rinnovabili e la domanda elettrica contendibile sul mercato dal parco termoelettrico appare in prospettiva incerta.

Il mercato della capacità ha rappresentato uno stimolo per la ripresa degli investimenti nel segmento della generazione termoelettrica. In pochi mesi circa 250 richieste di autorizzazione sono state presentate dagli operatori, per un totale di 8.4 GW. Alcuni di questi progetti (Brindisi Sud, Brindisi Nord, Fusina e La Spezia) riguardano nuove realizzazioni di impianti nei siti di generazione interessati al *phase-out* del carbone.

1.1.1. Il progetto di realizzazione di una centrale a gas

A luglio 2019 A2A ha presentato al Comune di Monfalcone l'intenzione di realizzare un impianto a ciclo combinato nell'area di proprietà dove sorge attualmente la centrale a carbone, di taglia 830-870 MW (di seguito nel testo 850 MW) e con un'efficienza a potenza massima maggiore del 61%. Il progetto, le cui procedure di autorizzazione sono state aperte nel dicembre 2019, consiste in una tecnologia di classe H, costituita da una turbina a gas a ciclo aperto (OCGT) di potenza lorda pari a 578 MW (574 MW netta) e da una turbina a vapore di recupero che porta la potenza lorda della centrale a 858 MW lordi (843 MW netti). L'area dei vecchi alternatori verrebbe occupata da compensatori sincroni. Il progetto prevede la realizzazione della centrale a gas nel perimetro precedentemente occupato dai serbatoi di olio combustibile della centrale chiusa nel 2012, andando a interessare il 20% circa della superficie del sito. Il progetto anticipa la possibilità di destinare ad altri usi la zona oggi occupata dal carbonile e l'area restante dove sorgevano i serbatoi¹³. Le informazioni pubblicamente disponibili non sembrano includere nel progetto lo smantellamento degli impianti di generazione, una volta chiusi, né forniscono elementi circa possibili usi futuri delle aree.

1.1.2. La posizione dell'Amministrazione Comunale

Il comune di Monfalcone con deliberazione della Giunta Comunale¹⁴ esprime la propria reticenza alla conversione della centrale a CCGT e, più in generale, alla ulteriore presenza di un'attività di combustione per la generazione elettrica a ridosso della città, e intende procedere all'identificazione di progettualità che possano evolvere in opzioni alternative di sviluppo dell'area della centrale A2A rispetto alla generazione termoelettrica.

1.1.3. Obiettivo dello studio

Nell'interesse di preservare il livello occupazionale e lo sviluppo economico complessivo, e di migliorare le condizioni ambientali dell'area territoriale, l'Amministrazione Comunale ha dato mandato a REF-E di svolgere un'analisi indipendente della fattibilità tecnica - economica della sostenibilità delle possibili alternative di sviluppo dell'area della centrale di A2A. REF-E ha raccolto alcune possibili ipotesi di progettualità sia nella dimensione energetica sia per diverse vocazioni economiche dell'area, con particolare riferimento alle attività portuali e industriali.

1.2. Struttura del lavoro

Lo studio è strutturato in tre parti.

- La prima fase dello studio è stata mirata a valutare il progetto di realizzazione di una centrale a gas nell'attuale contesto di mercato e regolatorio, per comprenderne i fondamentali economici e gli impatti occupazionali ed ambientali. In questa fase del lavoro sono state analizzate le condizioni per la realizzazione di un turbogas nel mercato elettrico italiano con la finalità di fornire al Comune di Monfalcone le argomentazioni di A2A sia in termini tecnici, relativi alla garanzia di sicurezza ed adeguatezza delle reti, sia in termini economici, ricostruendo i meccanismi di remunerazione sul mercato e le attese di ritorno dell'investimento da parte dello sviluppatore. La prima parte è introdotta da una sintetica

¹³ Nel progetto presentato a luglio le aree vengono quantificate in 1,2 + 3,5 ettari per "valutare possibili ambiti di utilizzo delle aree libere (economia circolare, retroportualità, etc.)".

¹⁴ Deliberazione n°188 del 30 Luglio 2019.

spiegazione del funzionamento del mercato elettrico nelle dimensioni rilevanti alla valutazione della centrale.

- La seconda fase dello studio è stata dunque volta a identificare le principali opzioni disponibili sulla base di interviste condotte presso gli *stakeholder* locali e a procedere a una valutazione delle stesse in termini comparativi rispetto al grado di indotto occupazionale, economico e ambientale.
- In una terza fase lo studio ha esplorato le opportunità nel campo delle soluzioni energetiche *carbon free* per valutare la possibilità di mantenere A2A operativa nel territorio di Monfalcone indipendentemente dallo sviluppo del sito per la produzione termoelettrica.

Input dello studio sono state le informazioni relative ai lavori e alle proposte già avanzate dalle parti interessate, dati ed informazioni pubblicamente disponibili, *feedback* raccolti attraverso incontri diretti con potenziali portatori di interesse operanti nell'area industriale e portuale di Monfalcone.

2. Elementi di contesto

2.1. Il mercato elettrico

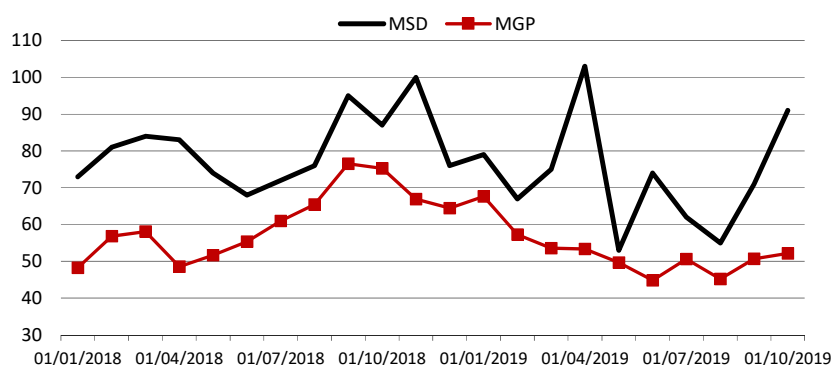
Il mercato elettrico all'ingrosso è organizzato in due principali fasi: il mercato dell'energia definito del "giorno prima" (MGP), poiché le offerte di vendita ed acquisto vengono presentate con un giorno di anticipo rispetto alla consegna fisica dell'energia scambiata, e il mercato dei servizi di dispacciamento (MSD), dove gli operatori abilitati forniscono servizi di regolazione al gestore della sicurezza della rete elettrica, Terna.

Sui due mercati si formano prezzi diversi. Nel mercato del giorno prima, su cui transitano le quantità necessarie a soddisfare la domanda nazionale, il prezzo storicamente corrisponde approssimativamente al costo variabile di generazione delle centrali a ciclo combinato. I costi variabili di generazione includono il costo del combustibile e gli oneri ambientali introdotti con la Direttiva 2003/87 che stabilisce un mercato europeo di titoli per internalizzare il costo di emissione del CO2 nei prezzi elettrici. Al costo variabile, a seconda delle condizioni di mercato e del livello di concorrenza, si aggiunge solitamente un *mark-up* necessario a recuperare i costi di capitale e i costi fissi degli impianti.

La seconda fase del mercato, il mercato di dispacciamento, invece serve essenzialmente a bilanciare la domanda e l'offerta nei momenti di consegna fisica dell'energia. Rispetto alle quantità in immissione e prelievo programmate in esito ai mercati dell'energia, all'approssimarsi del tempo reale possono verificarsi una serie di *contingency* (indisponibilità di elementi di rete o di generazione, variabilità delle rinnovabili e della domanda, ...) a seguito delle quali è necessario attuare azioni di regolazione da parte del gestore della rete di trasmissione per garantire la sicurezza del sistema. Sul mercato dei servizi di dispacciamento vengono trattate quantità di energia inferiori ai volumi scambiati sui mercati dell'energia, e con *spread* elevati rispetto ai prezzi di MGP.

Per la remunerazione di un impianto programmabile di taglia rilevante, come un termoelettrico, (maggiore di 10 MW) si devono tipicamente considerare i risultati tecnico-economici su entrambi i mercati. Ad esempio: 100 MW di capacità di generazione che è in servizio alla massima potenza per 6,000 ore all'anno (in un anno ci sono 8,760 ore) e che vende l'energia elettrica su MGP a 50 €/MWh, può ottenere lo stesso ricavo di 3 milioni di euro di un impianto di pari taglia che vende per 3,000 ore la potenza massima come riserva di regolazione a salire a 100 €/MWh su MSD.

Figura 2 - Andamento dei prezzi: MSD a salire e MGP nella zona di mercato Nord Italia, 2018-2019 (€/MWh)



Fonte: elaborazione dati REF-E su dati GME

2.2. La tecnologia CCGT

Per la sicurezza e l'adeguatezza del sistema elettrico devono essere disponibili sufficienti risorse sia sul mercato del giorno prima che sul mercato dei servizi di dispacciamento.

Gli impianti termoelettrici possono partecipare ai due mercati MGP e MSD poiché sono programmabili e pertanto possono dare la garanzia di affidabilità. Ci sono soluzioni tecnologiche che offrono vantaggi di natura tecnica ed economica diversi a seconda dell'obiettivo di partecipazione ai diversi mercati. Un impianto molto efficiente e competitivo è più adatto a funzionare per lunghi periodi e vendere l'energia sul MGP; un impianto poco efficiente e competitivo può trovare convenienza a operare in modo flessibile su MSD. Nella tecnologia degli impianti a gas la costruzione di un impianto a ciclo combinato ad alta efficienza (CCGT) corrisponde a un progetto che si prefigge di operare (prevalentemente ma non certo in maniera esclusiva) su MGP; invece un progetto a ciclo aperto (OCGT) è di solito costruito con l'intento di operare prevalentemente per fornire servizi di bilanciamento.

L'impianto CCGT di nuova generazione (serie tecnologica H), come gli impianti a ciclo combinato che hanno presentato autorizzazione per la partecipazione al *capacity market*, è composto da due diverse unità: una sezione a ciclo aperto, che ha un'efficienza del 42%, e una turbina a vapore di recupero, aumentando così l'efficienza complessiva che raggiunge valori superiori al 62%.

L'efficienza dell'impianto che determina il costo variabile di produzione, in base al quale l'impianto compete sul mercato elettrico, è un elemento critico per la partecipazione a MGP, mentre è meno rilevante per la partecipazione a MSD, dove il valore è dato dal grado di flessibilità della tecnologia.

Nel caso di MGP, infatti, l'impianto deve essere sicuro di essere più efficiente (e quindi avere un costo inferiore) degli altri impianti concorrenti per lunghi periodi dell'anno; invece, l'impianto operante su MSD deve essere disponibile a produrre (o modificare il livello di produzione) in breve tempo quando è richiesta la sua regolazione. Il *load factor* è il numero di ore di funzionamento equivalenti a potenza massima di un dato impianto nel corso di un anno. Un impianto con un *load factor* di 6,000 ore è stato chiamato a produrre per il 70% delle ore dell'anno; invece, un impianto con un *load factor* di 1,000 ore è stato chiamato a produrre per circa il 10% delle ore dell'anno. Spesso ci si riferisce ai primi impianti con il termine di *baseload*, mentre i secondi sono denominati *peaker*.

2.3. Le zone di mercato

Le quantità di energia elettrica che sono trasportate sulle reti sono in funzione della distribuzione della domanda e dell'offerta e della capacità di trasporto da un polo di produzione ai centri di consumo. Il mercato elettrico è, per limiti della capacità di trasporto intrinsecamente connessi alla conformazione naturale del territorio, organizzato in 6 zone di mercato, ovvero porzioni della rete elettrica fra cui sistematicamente si verificano congestioni di rete che possono limitare gli scambi concorrenziali sul mercato.

Tabella 2 - Zone di mercato attuali

Zona	Aggregato di Regioni
Nord	Val D'Aosta, Piemonte, Liguria, Lombardia, Trentino, Veneto, Friuli Venezia Giulia, Emilia Romagna
Centro Nord	Toscana, Umbria, Marche
Centro Sud	Lazio, Abruzzo, Campania
Sud	Molise, Puglia, Basilicata, Calabria
Sicilia	Sicilia
Sardegna	Sardegna

Fonte: GME

Nel sistema elettrico nazionale, o all'interno di una zona quando i limiti di connessione sono saturi, le centrali producono di più o di meno a seconda della convenienza economica e non in virtù della loro localizzazione.

Terna valuta l'adeguatezza, ovvero la capacità di coprire la domanda con affidabilità, a livello zonale, ovvero indica se nelle singole aree di mercato sono disponibili un numero sufficiente di MW ed un mix tecnologico adeguato a rispondere in qualsiasi situazione alla domanda elettrica.

Con l'apertura del mercato della capacità Terna ha reso pubblici i livelli standard di adeguatezza per ogni zona ritenuti necessari per garantire il funzionamento della rete e la metodologia per il calcolo della potenza disponibile per tecnologia. Per il calcolo dell'adeguatezza infatti non basta sommare la potenza installata (MW) ma è necessario tenere in considerazione la probabilità che questa sia disponibile al momento del bisogno (capacità disponibile in probabilità, CDP).

Nella tabella seguente sono riportati, per le diverse aree di mercato, i livelli di potenza richiesti da Terna per l'adeguatezza del sistema e la capacità acquistata a diverso titolo sul mercato della capacità al 2022 e 2023. Contribuiscono all'offerta del sistema anche gli impianti che non hanno partecipato alle aste del *capacity*, gli impianti che non rispettano i limiti emissivi massimi per accedere alle aste e gli impianti di operatori che hanno optato per non registrare alle aste parte o tutta la potenza degli impianti. Terna non ha reso noto la capacità disponibile che non è rientrata nel meccanismo del *capacity payment*.

Tabella 3 - Domanda zonale di Terna, e risultati delle aste sul mercato della capacità 2022

2022	Domanda Terna	Offerta Esistente	Offerta Nuova Autorizzata	Offerta Nuova non Autorizzata	Import	Offerta totale
NORD	38.431	21.465	991	285	4.241	26.982
CNOR	3.710	1.272	49	-	-	1.321
CSUD	9.151	4.233	305	-	104	4.642
SUD	4.445	2.581	3	81	49	2.714
CALA	2.033	3.185	-	-	-	3.185
SICI	4.484	1.878	53	-	-	1.931
SARD	2.323	144	-	-	-	144
	64.577	34.758	1.401	366	4.394	40.919

Fonte: Terna

Tabella 4 - Domanda zonale di Terna, e risultati delle aste sul mercato della capacità 2023

2023	Domanda Terna	Offerta Esistente	Offerta Nuova Autorizzata	Offerta Nuova non Autorizzata	Import	Offerta nuovi entranti 2022	Offerta totale
NORD	38.498	21.284	16	2.615	4.241	1.276	29.432
CNOR	3.715	1.308	-	65	-	49	1.422
CSUD	9.355	4.651	491	313	104	305	5.864
SUD	4.511	2.927	-	162	49	84	3.222
CALA	2.017	2.891	-	-	-	-	2.891
SICI	4.587	1.797	21	321	-	53	2.192
SARD	2.343	155	-	-	-	-	155
	65.026	35.013	528	3.476	4.394	1.767	45.175

Fonte: Terna

Diverso il caso della sicurezza dove invece devono essere considerate le condizioni particolari della rete a livello locale. A seconda della collocazione geografica dei centri di consumo e di produzione e in considerazione della struttura della rete è possibile che alcuni nodi necessitino la presenza (o la vicinanza) di impianti di produzione per mantenersi in equilibrio. Questo può rendere un impianto "essenziale per la sicurezza del sistema". Terna identifica tali impianti anno per anno. Tale impianto tendenzialmente non potrà essere spento e riceverà una remunerazione dei costi riconosciuta a fronte di regole di offerta sui mercati stabilite da Terna. Al momento attuale non vi sono impianti essenziali nella zona nord e il sito di Monfalcone non è considerato un impianto essenziale ai fini della sicurezza.

Tabella 5 - Impianti essenziali al sistema elettrico comunicati da Terna per il 2020

Impianto	Utente del dispacciamento
ASSEMINI	Enel Produzione Spa
Brindisi Sud	Enel Produzione Spa
Centrale elettrica di Capri	SIPPIC SpA
Fiumesanto	EP Produzione SpA
Sorgenia Puglia centrale di Modugno	Sorgenia Spa
IGES	Ital Green Energy Srl
Montemartini	Acea Energia SpA
Biopower Sardegna	Alperia Energy Srl
Porcari	Axpo Italia Spa
Porto Empedocle	Enel Produzione Spa
Portoferraio	Enel Produzione Spa
Rosen 132kV	Engie Italia Spa
San Filippo del Mela	A2A Energie Future Spa
Sulcis	Enel Produzione Spa

Fonte: Terna

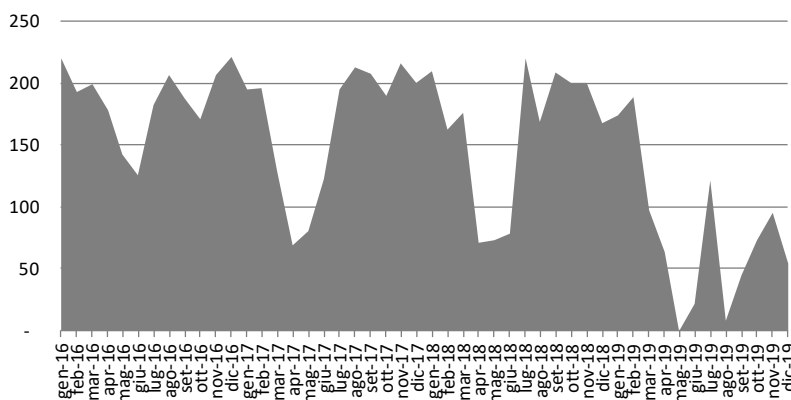
3. Parte I - L'opzione fossile

3.1. Mantenimento generazione a carbone

La prima opzione che viene valutata è il mantenimento della generazione a carbone. Il *phase-out* amministrato degli impianti di generazione a carbone previsto per il 2025 è un indirizzo di *policy* delineato nella SEN, approvata con Decreto Ministeriale del 10 novembre 2017, e confermata nel PNIEC. Nella SEN il *phase out* del carbone è definito un “impegno politico”. Per quanto il PNIEC rappresenti un preciso impegno dell'Italia al percorso di decarbonizzazione europeo, le misure in esso contenute non rappresentano di per sé delle opzioni vincolanti. Ad oggi l'impegno politico non ha avuto un seguito nell'introduzione di uno specifico strumento di implementazione del provvedimento nella legislazione primaria, pur confermato nella sua applicazione nella regolazione del settore elettrico. Ad esempio nella revisione AIA per la centrale di Torrevadalliga Nord, (1980 MW alimentati a carbone), l'autorizzazione è concessa per ulteriori 16 anni “fermo restando l'autorizzazione all'utilizzo del carbone fino al 31 Dicembre 2025 nel rispetto del Decreto Ministeriale 10 Novembre 2017 (la SEN) e della proposta di Piano Nazionale Integrato per l'energia e il clima trasmesso alla Commissione Europea in data 8 gennaio 2019¹⁵”.

L'opzione di *phase-out* è contemplata entro il 2030 anche in altri 14 su 78¹⁶ paesi con capacità a carbone installata con scadenze temporali diverse. Nel corso del 2019, in base a stime su dati pubblici, la centrale a carbone di Monfalcone ha prodotto per 941 GWh a fronte di una produzione di 1,935 GWh nel 2018. Il grafico riporta gli andamenti della produzione della centrale negli ultimi anni.

Figura 3 - Produzione centrale Monfalcone Gruppo 1 e 2, 2016-2019 (GWh mensili)¹⁷



Fonte: dati GME

¹⁵ Determinazione DM 284 del 30/09/2019.

¹⁶ <https://www.carbonbrief.org/mapped-worlds-coal-power-plants>

¹⁷ ¹⁷ In nota la produzione annuale corrispondente

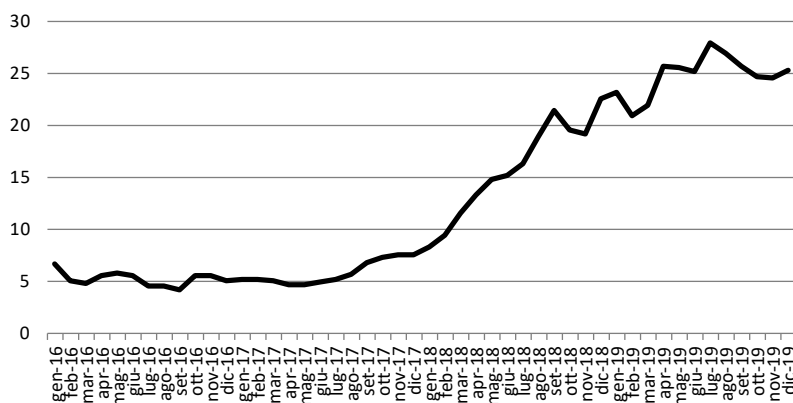
Anno	Produzione massima teorica	2016	2017	2018	2019
MWh	3.015.000	2.231.116	2.012.440	1.935.298	943.346
Ore anno funzionamento a pieno carico	8.760	6.485	5.850	5.625	2.742

La diminuzione della produzione nella centrale nel 2019 è da ascrivere alle peculiari condizioni del mercato elettrico e non a condizioni tecniche straordinarie in cui si è trovata la centrale. Infatti i fondamentali economici dei mercati nel 2019 sono stati favorevoli alla generazione a gas rispetto alla generazione a carbone.

La minore produzione nella centrale a carbone di Monfalcone risulta in linea con l'andamento della generazione a carbone delle altre centrali italiane. Nel periodo gennaio - settembre il confronto 2018 con il 2019 vede un calo della produzione del 50% a livello nazionale, che è passata da 18,255 a 9,646 GWh. Più in generale si è assistito ad una riduzione della generazione a carbone anche a livello europeo.

L'effetto congiunto dell'andamento dei prezzi delle materie prime e dei costi di ETS hanno reso la generazione a gas naturale un'opzione più conveniente della generazione a carbone per diversi periodi dell'anno, diminuendo conseguentemente la competitività sui mercati delle centrali a carbone.

Figura 4 - Andamento costo permesso di emissioni nel mercato ETS (€/tCO₂)

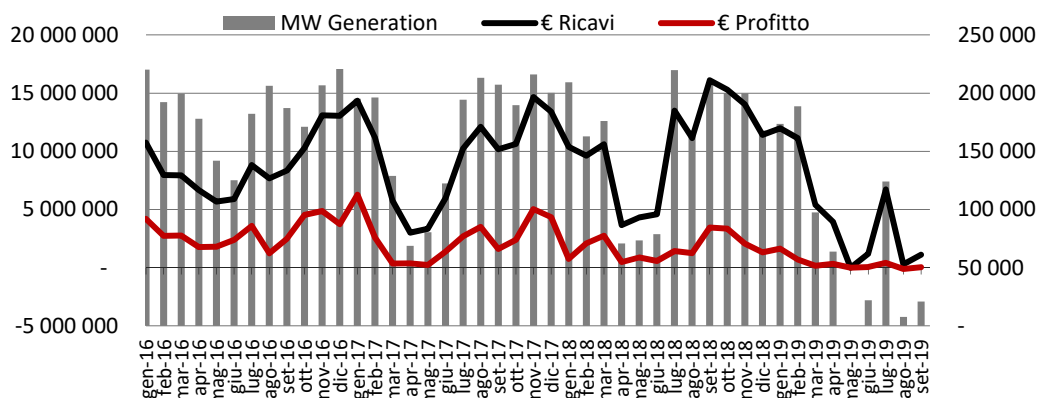


Fonte: EEX

La convenienza relativa tra il carbone ed il gas naturale è data dal costo delle rispettive materie prime e dagli oneri derivanti dall'obbligo di coprire le emissioni di CO₂ con certificati di emissione ai sensi del meccanismo di *Emission Trading* per Direttiva 2003/87/CE. Il gas naturale emette a efficienze tipiche di un ciclo combinato (55-63%) circa 320-360 gCO₂ per kWh prodotto, mentre il carbone (36-38% di efficienza) ne emette circa 900-850gCO₂/kWh¹⁸, incorrendo pertanto in un costo della CO₂, 2.5 volte superiore rispetto al gas.

¹⁸ Per dati puntuali sull'emissione specifica per fonte del parco termoelettrico italiano è possibile consultare: ISPRA, *fattori di emissione atmosferica di gas ad effetto serra e altri gas nel settore elettrico*, Rapporti 280/2018. La centrale di Monfalcone è stimata avere un'emissione specifica di 880gCO₂/kWh

Figura 5 - Andamento produzione mensile centrale di Monfalcone, stime ricavi e margini sui costi variabili, 2019 (MWh, €)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME

Nei prossimi anni la produzione attesa dalla centrale sarà determinata dall'andamento dei prezzi relativi del costo dei combustibili sul mercato italiano, gas carbone, dal costo dei permessi di emissione nel mercato ETS e da considerazioni relative alla necessità di investimenti comunque necessari per la manutenzione della centrale.

A valori attuali dei combustibili, la generazione a gas naturale risulta economicamente più competitiva della generazione a carbone. Il perdurare del trend ribassista del prezzo del gas naturale sui mercati internazionali, innescato negli ultimi mesi da un eccesso di offerta rispetto ad una domanda limitata da temperature superiori alla media del periodo, con una conseguente saturazione delle scorte, lascia ipotizzare una maggiore competitività del gas ancora nei prossimi mesi. Tuttavia, partendo dalle condizioni di mercato di oggi, se le attuali dinamiche di domanda ed offerta del gas non diventano di natura strutturale, e l'eccesso di offerta rimane di natura transitoria, lo scenario di lungo periodo prevede la possibilità che la generazione a carbone torni competitiva sui mercati elettrici.

Tale possibile ripresa della generazione a carbone, comunque parziale rispetto agli anni pregressi, risulta, per effetto degli oneri ETS, contenuta in termini di marginalità. L'erosione dei margini sui costi variabili è infatti un elemento strutturale della formazione del prezzo del carbone nei mercati elettrici. Con la riforma della Direttiva 87/2003/CE che ha istituito l'*emission trading*, avvenuta con Direttiva 410/2018, la svalutazione del prezzo dei diritti CO2 innescata con la crisi economica 2009 è stata gestita con meccanismi correttivi che hanno portato il prezzo a valori stabilmente sopra i 20 €/t a partire dal giugno 2018. La riduzione strutturale dei profitti della centrale determina a sua volta la difficoltà a recuperare, in un'ottica di *phase out* al 2025, eventuali investimenti resi necessari per la manutenzione dell'impianto.

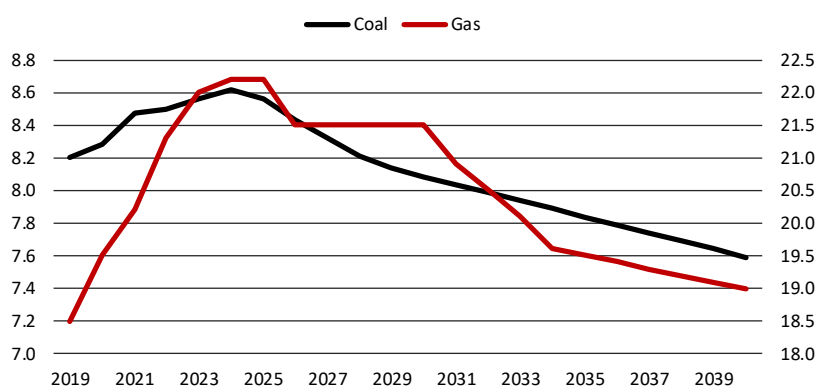
Anche uno scenario che preveda condizioni potenzialmente favorevoli per la centrale a carbone potrebbe essere significativamente ridimensionato in considerazione di:

- la citata Direttiva 410/2018 prevede la possibilità di ridurre i quantitativi di permessi di emissione di CO2 presenti sul mercato, e conseguentemente innescare un incremento dei prezzi, a fronte della sottoscrizione da parte dell'Europa di un impegno più sfidante alla decarbonizzazione delle proprie economie. Attualmente l'Europa ha sottoscritto un impegno di riduzione del 40% al 2030 rispetto al 1990. Il programma della nuova Commissione Europea include la revisione dell'obiettivo al 50-55% per allineare gli obiettivi di *policy* agli

scenari scientifici coerenti con gli obiettivi di Parigi di mantenere i cambiamenti climatici al di sotto dei 2°C;

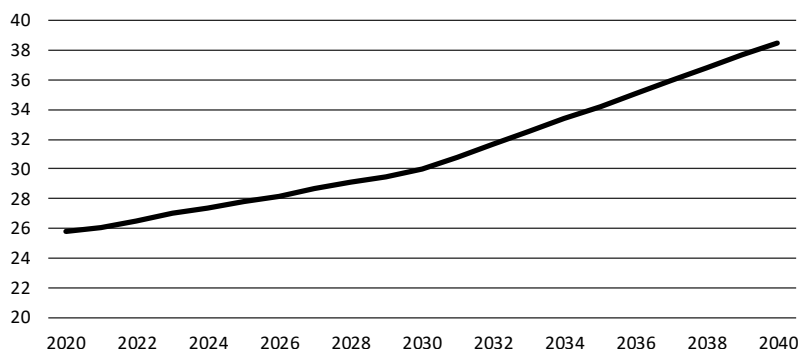
- nella valutazione dei ricavi della centrale possono essere presi in considerazione investimenti aggiuntivi potenzialmente necessari all'adeguamento della centrale a seguito del processo di revisione dell'AIA;
- per effetto del *phase out* amministrativo le attività di spegnimento della centrale potrebbero influire sulla produzione stimata per il 2025.

Figura 6 - Andamento prezzo carbone e gas naturale (€/MWh), scenario REF-E novembre 2019



Fonte: previsioni REF-E 2020-2040

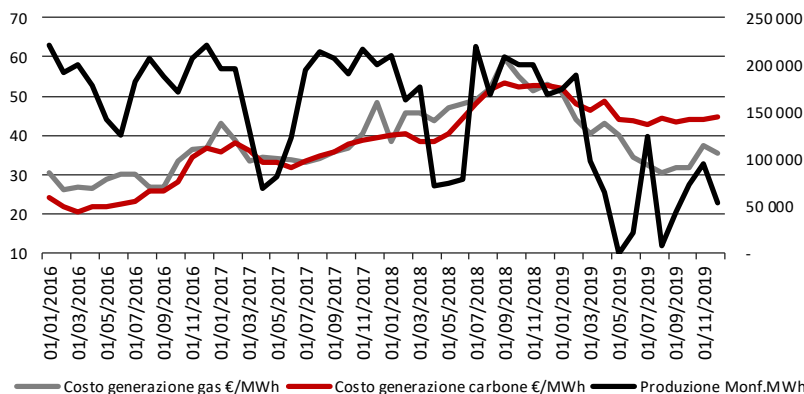
Figura 7 - Stime di costo dei permessi di emissione nel mercato ETS 2020-2040, €/t



Fonte: previsioni REF-E 2020-2040

Il grafico seguente mette a confronto il costo di generazione della centrale di Monfalcone a carbone con il costo di una centrale a gas al 56% di efficienza, corrispondente all'efficienza media della generazione gas del parco italiano. A partire dai primi mesi del 2019 l'effetto combinato dei bassi prezzi del gas naturale e del valore dei permessi di emissione, ha determinato una progressiva perdita di competitività del carbone rispetto alla generazione a gas, con conseguenti perdite di quote di mercato. Fino a che tali condizioni perdurano sui mercati delle commodities il carbone non trova competitività nel mercato elettrico. Anche a fronte di un ritorno del prezzo del gas attorno ai 20€/MWh, un costo della CO2 a 25€/t, determinerebbe una maggiore convenienza alla generazione a gas ad alta efficienza, riducendo gli spazi di mercato del carbone.

Figura 8 - Costo generazione, combustibile e permessi CO2, della centrale di Monfalcone (€/MWh) a confronto con una centrale gas naturale al 56% di efficienza (asse sx). Andamento produzione storica centrale di Monfalcone, MWh (asse dx)



Fonte: elaborazioni REF-E

L'impianto non è essenziale ai fini della sicurezza, come precedentemente illustrato, tale da potere ipotizzare un prolungamento della sua operatività oltre alla scadenza normativa senza una correzione legislativa rispetto allo scenario corrente.

Tabella 6 - Valutazione sintetica opzione

Scenario	Driver	Barriere	Enabler	Economics	Occupazione	Emissioni	Fattibilità
Carbone oltre il 2025	Fallimento delle politiche e strumenti per garantire adeguatezza e sicurezza del sistema elettrico	Phase-out, politica nazionale ed europea sul clima	Cambio delle policies nazionali	Le previsioni di costo quote ETS prevedono l'uscita del carbone comunque entro il 2030	113 addetti	Livelli attuali	Ipotesi remota

3.2. Realizzazione di un ciclo combinato

Il progetto proposto consiste di una turbina a ciclo aperto di 578 MW di capacità a cui viene associata una caldaia a recupero per una potenza complessiva di 858 MW. L'efficienza dell'impianto in assetto CCGT è considerata al 61-63%, mentre in ciclo aperto (solo turbogas) al 42%.

3.2.1. Il costo di investimento

Il costo di investimento (CAPEX) per una centrale a ciclo combinato è stimato in un range fra 470 e 580 €/kW. Il costo totale per un impianto da 850 MW ammonta a circa 400-500 milioni di euro. La valutazione di mercato è superiore al costo stimato dal proponente di circa 320 milioni di euro. Sulla base della stima di costo inferiore, assumendo un costo medio ponderato del capitale (WACC) del 6.5%, per un periodo di rientro dell'investimento in 15 anni e un impiego orario medio della centrale a 5,000 ore per tutto il periodo, la componente di costo da recuperare attraverso la vendita di energia elettrica è stimata in circa 9 €/MWh.

3.2.2. Collegamento alla rete di trasporto del gas naturale

Per alimentare la centrale a ciclo combinato sarà necessario realizzare un collegamento con la rete di trasporto gas ad alta pressione. L'alimentazione di una centrale necessita una pressione di 40-70 Bar. Il collegamento con la rete gas più vicino risulta essere, a circa 2.5 km dalla centrale. La definizione del tracciato e la scelta del punto di collegamento spettano a SNAM che si occupa anche della realizzazione delle opere. Secondo il codice di rete¹⁹ i costi del collegamento sono ritenuti un'infrastruttura di rete ed in quanto tale vengono sostenuti direttamente da SNAM e successivamente inglobati nelle componenti regolate delle tariffe finali del gas.

Al richiedente la connessione (A2A) verranno eventualmente richiesti i costi eccedenti il livello massimo di costi ammissibili stabilito dall'Autorità a fronte di particolari condizioni di collegamento. Il costo della connessione sostenuto da SNAM è remunerato con metodologia *Regulatory Asset Based* (RAB). In pratica l'Autorità di regolazione, ARERA, riconoscerà un valore standard per la realizzazione del collegamento, assicurando una remunerazione del capitale investito del 6% e trasferendo tali oneri nelle tariffe finali gas. Il costo stimato a km di nuova rete è di circa 500-800,000 €/km²⁰.

Nel caso il richiedente per la connessione della nuova centrale, non sia in grado di collegare l'impianto entro un anno dalla data fissata dal contatto per "messa in gas" della connessione, Snam trasferirà su A2A il costo dell'infrastruttura come penale rispetto ai costi di collegamento.

Il collegamento gas pertanto non rappresenta di per sé un costo bensì un rischio, poiché diventa un costo a fronte del ritardo nella messa in esercizio della centrale a gas.

3.2.3. Il costo di generazione

Il costo variabile di generazione di un impianto a gas è dato dal costo del combustibile fossile consegnato alla centrale e dagli oneri derivanti dalla direttiva *Emission Trading* che impone alle centrali elettriche di coprire con crediti ambientali le emissioni di CO₂ degli impianti.

Le previsioni di lungo periodo indicano una leggera diminuzione del costo del gas rispetto ai valori medi previsti per il periodo 2020-2025 (scenario REF-E novembre 2019). Le previsioni includono il costo della componente della materia prima e i costi logistici ipotizzando come da documento di consultazione ARERA²¹, l'esenzione all'obbligo dei TEE²² del gas naturale a partire dal 2021. Di diverso segno le previsioni degli oneri derivanti dagli obblighi della direttiva ETS che invece incrementano in maniera costante nel periodo.

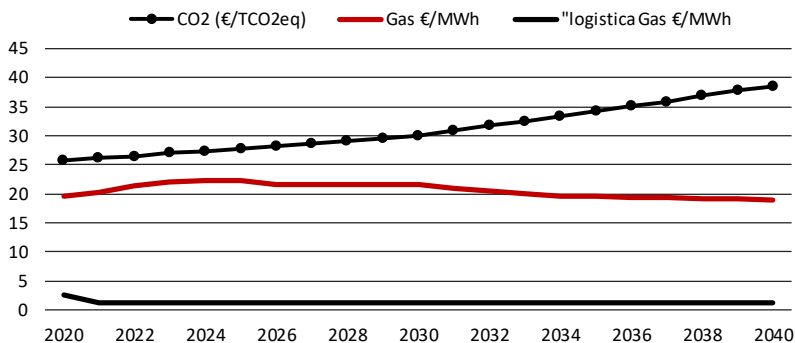
¹⁹ SNAM codice di rete gas ai sensi dell'articolo 24, comma 5, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164/00 paragrafo 6A.1 RICHIESTA DI ALLACCIAMENTO DI UN PUNTO DI RICONSEGNA SU RR e successivi.

²⁰ Snam piano sviluppo rete gas 2020-2029.

²¹ Documento per la consultazione 375/2019/R/COM; Revisione delle modalità di allocazione dei costi relativi al meccanismo dei titoli di efficienza energetica e di applicazione delle componenti tariffarie RE e RE_r.

²² Titoli di Efficienza Energetica; istituiti dai Decreti del Ministro delle Attività Produttive, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio 20 luglio 2004 (D.M. 20/7/04 elettricità, D.M. 20/7/04 gas).

Figura 9 – Previsioni costo gas naturale alla centrale, (€/MWh) e costo quota di emissione (€/t), 2020-2040, scenari REF-E novembre 2019.



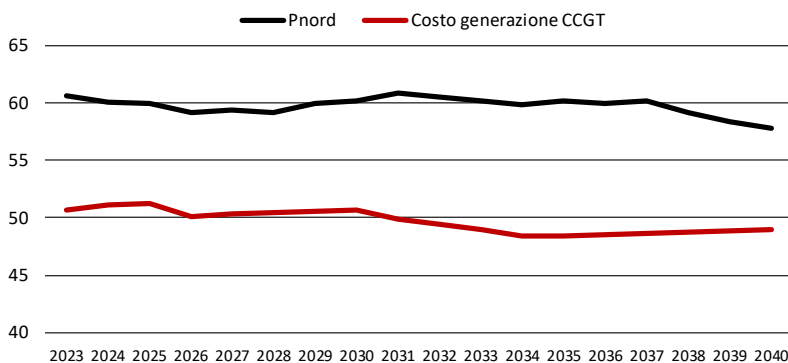
Fonte: stime REF-E

Correggendo i costi delle *commodity* per l'efficienza della centrale e l'emissione specifica di CO2 del gas naturale si giunge alla stima di costo variabile di generazione di una nuova centrale.

3.2.4. Costi operativi

Nella valutazione complessiva del costo della centrale viene aggiunta una stima di costi operativi (OPEX) corrispondenti a una spesa annua stimata in 30,000 €/MW, equivalenti ad un incidenza di 6€/MWh nell'assunzione di un funzionamento annuo di 5,000 ore.

Figura 10- Costo di generazione centrale a gas 61% di efficienza, €/MWh 2023-2040 e previsioni prezzo zonale Nord Italia, MGP



Fonte: stime REF-E

3.2.5 Emissioni stimate

Vengono prese in considerazione le emissioni di NOx, CO, NH3 e CO2 del nuovo impianto.

I valori emissivi dell'impianto per quanto concerne gli inquinanti di impatto locale sono riportati nella tabella seguente.

Tabella 7 - Valori emissivi nuovo impianto ciclo combinato²³

Emissione	Concentrazione	Portata fumi
NOx	10-30mg/Nm ³	
CO	30mg/Nm ³	
NH ³	3mg/Nm ³	4,090,559 Nm ³ /h

Fonte: relazione tecnica studio di impatto ambientale progetto di conversione a gas della centrale di Monfalcone

²³ Tabella 3-5 Parametri chimici e fisici di emissione (camino di scarico fumi turbina a gas), pag 129, relazione tecnica di studio di impatto ambientale

Nella combustione di gas naturale la tecnologia utilizzata in impianti di grande taglia, impianti in classe "H" per abbattere le emissioni di NOx è quella con combustore raffreddato ad aria e bruciatori del tipo Ultra-Low NOx (Dry low NOx o Ultra Low NOx) con catalizzatore (*Selective Catalytic Reduction* – Riduzione Catalitica Selettiva; SCR) e iniezione di ammoniaca, che consente di raggiungere degli standard di emissione sino a 10mg/Nm³. Il catalizzatore comporta la presenza di ammoniaca nei fumi (NH₃) per una concentrazione che deve rimanere nell'ordine di 5mg/Nm³. Nella valutazione e nel confronto con le diverse soluzioni impiantistiche è stato calcolato che l'assetto finale della centrale a gas preveda un'emissione di 30mg/Nm³ di NOx nella fase di produzione a ciclo aperto (OCGT) e di 10mg/Nm³ nell'assetto a ciclo combinato (CCGT).

Per entrambe le modalità di esercizio previsto, a ciclo aperto e a ciclo combinato, il proponente ha richiesto un'autorizzazione per 8760 ore anno. In termini di emissioni massiche di inquinanti i limiti di emissione sono riportati in tabella.

Tabella 8 - Valori emissivi massivi nuovo impianto ciclo combinato, t/anno²⁴

Tonnellate anno	OCGT a 8760 ore	CCGT a 8760 ore
NOx	1,075	358
CO	1,075	1,075
NH ₃	-	107
CO ₂	2,385,000	2,385,000

Fonte: relazione tecnica studio di impatto ambientale progetto di conversione a gas della centrale di Monfalcone

A tali valori nella relazione tecnica di studio di impatto ambientale, il proponente ha aggiunto i valori riferiti alle emissioni massiche della centrale nell'assetto OCGT e CCGT in base alle previsioni di funzionamento orario di 2,500 e 6,000.

Tabella 9 - Valori emissivi massivi nuovo impianto ciclo combinato, t/anno²⁵

Tonnellate anno	OCGT a 2500h	CCGT a 6000h
NOx	306,7	245
CO	306,7	736,3
NH ₃	-	73,6

Fonte: relazione tecnica studio di impatto ambientale progetto di conversione a gas della centrale di Monfalcone

Per kWh prodotto il coefficiente di emissione risultante è riportato in tabella seguente.

Tabella 10 – Emissioni specifiche kg/MWh prodotto, centrale a gas, NOx, CO e NH₃

	OCGT	CCGT
NOx	0,213	0,048
CO	0,213	0,145
NH ₃	-	0,014

Fonte: relazione tecnica studio di impatto ambientale progetto di conversione a gas della centrale di Monfalcone

Per il confronto con le emissioni di NOx della centrale esistente con il progetto gas viene calcolata l'emissione massica annuale di un impianto gas che preveda un funzionamento orario

²⁴ Tabella 3-5 Parametri chimici e fisici di emissione (camino di scarico fumi turbina a gas), pag 129, relazione tecnica di studio di impatto ambientale

²⁵ Tabella 3-5 Parametri chimici e fisici di emissione (camino di scarico fumi turbina a gas), pag 129, relazione tecnica di studio di impatto ambientale

di 1,000 ore in assetto OCGT e di 4,000 ore anno in assetto CCGT per simulare una modalità di esercizio realistico della centrale elettrica nel mercato. L'impianto così configurato rappresenta un ipotetico impianto che operi sia nel mercato del giorno prima, per 4,000 ore, che, per 1,000 ore, in maniera esclusiva sul mercato dei servizi di dispacciamento con il solo turbogas. A questo scenario viene aggiunto come caso limite, l'ipotesi di funzionamento del ciclo aperto per 1,500 ore anno a cui vengono aggiunte 4,500 ore in ciclo combinato.

Il confronto tra le emissioni attese dall'impianto a ciclo combinato e l'impianto esistente a carbone paragona dunque le seguenti casistiche:

- impianto a carbone esistente con DeNOx, con una produzione annua di 1,000 GWh, corrispondenti alla produzione del 2019 (minimo storico) e rappresentativo della stima di emissioni di NOx in condizioni di mercato in cui l'impiego della centrale corrisponde a circa 2,800 ore anno (chiamato carbone 2019 nel testo);
- impianto a carbone esistente con DeNOx, con una produzione annua di 2,000 GWh corrispondenti alla produzione media del periodo 2016-2018 e rappresentativo di condizioni di mercato più favorevoli al carbone delle attuali (chiamato carbone 2017 nel testo);
- impianto OCGT per 2,500 ore anno, con una produzione di 1,400 GWh anno come nell'esempio riportato nello studio di impatto ambientale relativo alla conversione della centrale di Monfalcone;
- impianto CCGT per 6,000 ore anno, con una produzione di 5,000 GWh anno come nell'esempio riportato nello studio di impatto ambientale relativo alla conversione della centrale di Monfalcone;
- un impianto in assetto misto 1,000 ore in OCGT e 4,000 ore in CCGT per fornire una stima di impiego realistico della centrale nel mercato elettrico;
- un impianto in assetto misto, 1,500 ore in OCGT e 4,500 ore in CCGT per fornire una stima di uno scenario limite dell'uso dell'OCGT in una simulazione realistica della centrale.

Le emissioni di NOx dell'impianto esistente a carbone ricavate dalle dichiarazioni ambientali risultano come riportate nella tabella seguente. Per quanto riguarda le emissioni massiche del 2019 si è moltiplicato il coefficiente di emissione medio degli anni 2017-2018 per la produzione del 2019.

Tabella 11 – Emissione massica t/anno e coefficiente di emissione kg/MWh di NOx nella centrale esistente a carbone

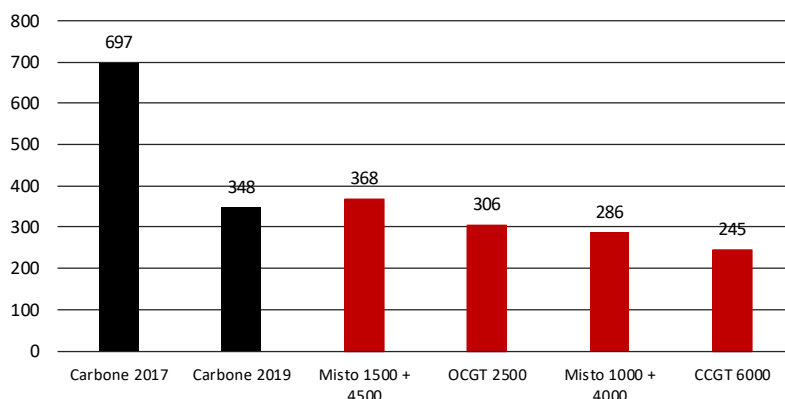
	2016	2017	2018	2019
Produzione netta MWh	2,231,116	2,012,440	1,935,298	943,346
Tonnellate anno NOx	831	714	663	328 ²⁶
Coefficiente emissione	0.372	0.354	0.342	0.348 ²⁷

Fonte: dichiarazioni ambientali EMAS impianto Monfalcone

²⁶ Stima.

²⁷ Stima.

Figura 11- Confronto emissione massica dell'impianto a progetto e impianto esistente secondo diverse ipotesi di funzionamento annuale, tonnellate di NOx anno.



Fonte: elaborazioni REF-E

Per quanto riguarda le emissioni di CO2 si forniscono i valori di emissione specifica dell'impianto gCO2/kWh prodotto nelle tre casistiche sopra elaborate ed il confronto con la centrale attuale a carbone.

Le emissioni di CO2 con un'efficienza del 62%, corrispondono ad un coefficiente di emissione di 320 CO2/kWh. In considerazione dell'elevata efficienza della centrale di classe "H" questo rappresenta il coefficiente emissivo inferiore nelle tecnologie termiche fossili per la produzione elettrica non cogenerativa. In assetto OCGT nell'assunzione di un'efficienza del 42% l'emissione di CO2 risulta di 474 gCO2/kWh. L'impianto in assetto misto, calcolato ad un'efficienza media di 57.2 % ha un coefficiente di emissione di 348 gCO2/kWh. In una centrale a carbone con il 35% di efficienza l'emissione specifica di CO2 risulta di 880 gCO2/kWh.

Tabella 12 - Emissione specifica CO2 per combustibile e diverso livello di efficienza, grammi di CO2 per kWh prodotto

Combustibile-tecnologia	Efficienza	Coefficiente atteso per kWh
Gas CCGT	62.3%	320
Gas OCGT	41.9%	474
Carbone esistente	35.0%	880

Fonte: calcoli REF-E

Tecnologie a minore emissione di CO2 possono essere impianti termici in assetto cogenerativo dove il coefficiente di emissione risulta significativamente minore (in un range 100-250 gCO2/kWh) in considerazione dei recuperi di calore utile dalla centrale o, evidentemente, gli impianti rinnovabili che non hanno emissione di CO2.

Le emissioni attese di CO2 annuali dall'impianto a ciclo combinato, in base alle attese di producibilità sopra descritte, sono riportate nel grafico.

Tabella 13 – Emissioni di CO2, massica e coefficiente per kWh prodotto per tre diverse producibilità dell'impianto a gas

	OCGT 2500	CCGT 6000	Misto 1000 + 4000	Misto 1500 + 4500
Produzione netta MWh	1,435,000	5,058,000	3,946,000	4,654,500
Efficienza netta	41.9%	62.3%	58.2%	57.2%
kton anno CO2	681	1.623	1.356	1.619
Coefficiente gCO2kWh	474	320	344	348

Fonte: calcoli REF-E su relazione tecnica studio impatto ambientale

Tecnologie a minore emissione di CO₂ possono essere impianti termici in assetto cogenerativo dove il coefficiente di emissione risulta significativamente minore (in un *range* 100-250 gCO₂/kWh) in considerazione dei recuperi di calore utile dalla centrale o, evidentemente, gli impianti rinnovabili che non hanno emissione di CO₂.

3.2.6. Occupazione

Dalle domande di Autorizzazione Integrata Ambientale, scheda A "informazioni generali dell'impianto" sezione A3 "informazioni sulle attività IPCC e non IPCC dell'impianto" si conosce il numero di addetti occupati in centrali CCGT di grande taglia. Per l'impianto di Monfalcone non è ancora pubblica la domanda di AIA. La stima occupazionale per una centrale a ciclo combinato da 850 MW di nuova realizzazione viene eseguita in base al numero di occupati in centrali di tecnologia e taglia simile a quella proposta a Monfalcone.

Stando a una verifica sulle AIA di impianti a ciclo combinato, di più recente richiesta di autorizzazione, di taglia prossima alla proposta di Centrare A2A di Monfalcone, il numero di addetti ammonta a circa 20-30 unità, corrispondenti ad un'intensità occupazionale di 0.03 addetti al MW.

Tabella 14 - Stima numero occupati in impianti CCGT di grande taglia (numero di addetti)

	MW	Addetti	Stato
Presenzano Edison	870	22	In fase di realizzazione
Corinaldo Edison	870	22	ritirata
Sparanise Calenia	800	35	Operativa dal 2007

Fonte: sezione A3 delle domande di AIA

Una maggiore intensità occupazionale è registrata in impianti a ciclo combinato derivanti da riconversioni di centrali esistenti. In questo caso l'intensità di lavoro arriva a valori tra gli 0.06 e 0.14 addetti MW. Le domande di AIA negli esempi forniti sono datate a circa una decina di anni fa. I livelli occupazionali nei rifacimenti d'impianto tuttavia sono probabilmente l'esito di accordi sindacali a livello locale e dalla maggiore intensità di lavoro richiesto nei rifacimenti di impianti esistenti rispetto alla realizzazione di impianti nuovi.

Come valore di riferimento per la valutazione d'impatto di Monfalcone viene scelto come riferimento il valore occupazione per una centrale di nuova 20-30 addetti. Eventuali accordi per il mantenimento degli addetti che oggi lavorano nella centrale a carbone rappresentano un esito degli accordi locali e non una caratteristica o una necessità della tecnologia.

3.2.7. Occupazione nella fase di cantiere

Sempre utilizzando *proxy* di impianti simili a quello proposto a Monfalcone, per la fase di realizzazione della nuova centrale viene stimato un monte di 1,200,000 ore nell'arco di due/tre anni corrispondenti a circa 200/300 addetti a tempo pieno. Con una distribuzione che vede un picco di lavoro attorno i 500 addetti²⁸.

²⁸ Progetto preliminare della centrale a ciclo combinato, Edipower, 2003. Vedi anche cronoprogramma Centrale Brindisi Sud nella relazione tecnica procedura VIA Enel 2019.

3.2.8. Tempi dell'autorizzazione

I tempi di ottenimento delle autorizzazioni per impianti termoelettrici di grande taglia, le cui richieste sono posteriori all'approvazione del Decreto Legge 7 febbraio 2002, n. 7, recante misure urgenti per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale, variano significativamente da caso a caso. Prendendo a riferimento gli ultimi impianti autorizzati con caratteristiche simili alla proposta avanzata da A2A a Monfalcone, si riscontra un tempo di oltre 2 anni per la procedura di Autorizzazione. Fa eccezione l'impianto di Marghera Levante che tuttavia consiste in un rifacimento di impianto con riduzione della potenza termica installata.

Tabella 15 - Tempi di autorizzazione nuove centrali

Centrale	Apertura procedura AIA	Chiusura	Tipologia intervento	Tempi
Marghera levante	21/09/2017	20/12/2018	Rifacimento con riduzione potenza termica da 1,455 MW a 1,262 MW	15 mesi
Presenzano	18/12/2008	14/07/2011	Nuova centrale 850 MW, ancora in fase di realizzazione	33 mesi
Turano Iodigiano	30/06/2003	03/08/ 2005	Nuova centrale 800 MW	25 mesi
Aprilia	15/04/2002	16/05/2006	Nuova centrale 800 MW	49 mesi
Modugno	18/04/2002	06/04 2004	Nuova centrale 850 MW in zona industriale	24 mesi
Loreo	28/06/2002	Marzo 2010	Nuova centrale 800 MW con realizzazione gasdotto ed elettrodotto	7 anni

Fonte: raccolta dati da Ministero dell'Ambiente

A Monfalcone la procedura autorizzativa aperta da Endesa nel 2004, prima della cessione dei propri *asset*, per un impianto dalle caratteristiche simili a quello proposto da A2A, era stata completata in due anni con parere positivo, al netto di alcune prescrizioni poco significative. La procedura era stata preceduta da una domanda di verifica ad assoggettabilità VIA alla quale il Ministero aveva risposto con la necessità di adempiere a una piena valutazione ambientale trattandosi di una centrale di produzione maggiore di 50 MW.

Nel caso di Vado Ligure nel 2001, per la realizzazione di un impianto a gas a ciclo combinato a diretta sostituzione di un impianto a olio/carbone, non è stata richiesta la piena procedura di Valutazione d'Impatto ambientale. Il Ministero ha infatti riconosciuto come il beneficio di sostituzione delle unità a olio/carbone con gas, unito ad alcune prescrizioni migliorative locali, quali l'abbattimento di uno dei due camini, determinasse di per sé un miglioramento delle condizioni ambientali²⁹. Tuttavia nel caso di Vado si trattava di una sostituzione diretta carbone/gas e complessivamente il progetto prevedeva una riduzione della potenza termica della centrale da 1,650 MWt a 1,340 MWt³⁰.

Nel caso di Monfalcone la centrale viene realizzata di fianco all'unità a carbone la cui dismissione è comunque resa necessaria per effetto del *phase-out* amministrativo al 2025. Inoltre la taglia

²⁹ Decreto MISE 007/2002; Ministero Ambiente 10541/VIA/A.D.13.B verifica di applicabilità della procedura di valutazione dell'impatto ambientale per il progetto di trasformazione in ciclo combinato delle sezioni 1 e 2 della centrale termoelettrica interpower di Vado Ligure.

³⁰ In termini di efficienza netta la centrale aumenta da 660MW a 760MW grazie al miglioramento atteso di efficienza dal 40% al 57%.

dell'impianto proposto (850 MW) è superiore all'attuale capacità a carbone (340 MW). Negli altri siti dove è stata avanzata una sostituzione carbone/gas, il proponente, ha avanzato richiesta di verifica di assoggettabilità VIA per impianti di taglia comunque sempre inferiore alla targa degli impianti esistenti.

Tabella 16 - Stato della richiesta delle autorizzazioni altre centrali a carbone

Proponente	Centrale	Carbone MW	Proposta gas MW	Procedura	Data
ENEL	Brindisi	2,640 MW	1680	Verifica assoggettabilità VIA	10/05/2019
ENEL	La Spezia	1,540 MW	840	Verifica assoggettabilità VIA	10/05/2019
ENEL	Fusina	940 MW	840	Verifica assoggettabilità VIA	10/05/2019

Fonte: Ministero dell'Ambiente

3.2.9. Tempi di realizzazione dell'impianto

I tempi di realizzazione di un impianto di grande taglia includono le fasi di *procurement* e gara, ingegneria delle forniture, apertura e preparazione del cantiere, forniture, montaggio dell'impianto, connessione ed avviamento e messa in esercizio.

Il tempo di realizzazione dell'impianto è stimato in 3 anni. L'impianto potrà essere realizzato in due fasi. In particolare modo sarà possibile prevedere la realizzazione e la consegna dell'unità a ciclo aperto 550 MW in una prima fase (2 anni) e il completamento della centrale a ciclo combinato per un totale di 850 MW in una seconda fase (al termine del terzo anno). Questa tempistica di cantiere offre maggiori possibilità di rispettare eventualmente le scadenze del *Capacity Market* per quanto riguarda la consegna della prima unità di maggiore potenza.

3.3. L'impianto nel mercato elettrico

Nei paragrafi seguenti viene valutata dal punto di vista economico la realizzazione di un impianto a ciclo combinato da 850 MW. La valutazione è fatta sia nell'ipotesi di partecipazione all'attuale meccanismo di *Capacity Market* sia in sua assenza.

3.3.1. Partecipazione al *Capacity Market*

Il meccanismo del *Capacity Market* prevede che una componente di remunerazione degli impianti avvenga in ragione della capacità resa disponibile al sistema, indipendentemente dall'attività di produzione.

Il mercato della capacità è definito da una disciplina proposta da Terna, approvata dall'Autorità, validata dalla Commissione Europea e introdotta con decreto 28 giugno 2019. Partecipano al mercato della capacità in via prioritaria gli impianti esistenti e gli impianti di nuova realizzazione che hanno già ottenuto l'autorizzazione. Qualora le quantità offerte all'asta non siano sufficienti a soddisfare la domanda ritenuta necessaria da parte di Terna per garantire l'adeguatezza del sistema, viene condotta un'asta dedicata per la capacità non ancora autorizzata.

Il mercato della capacità si svolge con meccanismo concorsuale in cui gli operatori sono chiamati a offrire le proprie quantità e prezzi per gli anni di consegna 2022 e 2023. Agli impianti esistenti viene remunerata la capacità resa disponibile per un anno, ad un prezzo massimo d'asta (*cap*)

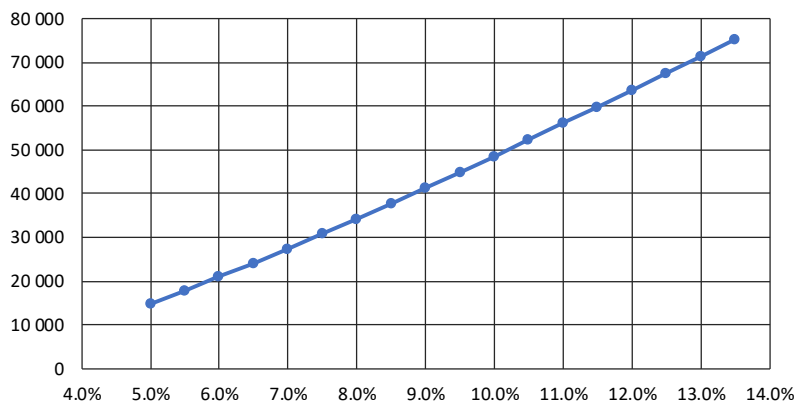
di 33,000 €/MW, per gli impianti nuovi entranti, invece, è previsto un periodo di remunerazione della capacità per 15 anni a un prezzo massimo di 75,000 €/MW.

Il totale della capacità con cui un operatore può partecipare al mercato dipende dalla tecnologia degli impianti e dalla capacità disponibile in modo affidabile (capacità disponibile in probabilità, CDP) fissato da Terna per ogni tipo di tecnologia. Ad esempio la CDP di un impianto termico, al netto dei fermi annuali per manutenzione programmata, viene calcolata a circa il 85% della capacità effettivamente installata, mentre per un impianto rinnovabile non programmabile, ad esempio eolico o fotovoltaico, la CDP corrisponde a percentuali poco superiori al 10% poiché la disponibilità nel tempo di tale impianto dipende dalla presenza di condizioni meteorologiche non prevedibili.

Un impianto da 850 MW, corretto dal coefficiente CDP a 750 MW, che partecipando all'asta si aggiudichi il prezzo massimo, 75,000 €/MW, riceve pertanto 56.25 milioni di euro (ovvero 75.000 euro x 750 MW) ogni anno per 15 anni, per un totale di 843 milioni di euro. Per valori inferiori di chiusura asta, otterrà per 15 anni tali valori per la capacità contrattualizzata.

Dalle valutazioni dello scenario *reference* di REF-E, in considerazione della struttura costi della centrale, come sopra descritta, la centrale di Monfalcone sarebbe nelle condizioni di conseguire un IRR³¹ del 6.5%, in 15 anni, aggiudicandosi un premio minimo sul *Capacity Market* di 20,000 €/MW. Il grafico mette in relazione l'IRR atteso dall'investimento a seconda di diversi prezzi di chiusura dell'asta del *Capacity Market*. Per un premio a valore nullo, l'IRR corrisponde al 2% mentre al valore massimo del premio l'IRR è stimato al 13.5%.

Figura 12- IRR atteso a seconda di diverse ipotesi di chiusura premio dell'asta capacità nuovi entranti, percentuale IRR per €/MW



Fonte: stime REF-E

La partecipazione al *Capacity Market* rappresenta una garanzia di copertura dei rischi legati allo sviluppo di nuova capacità termica e un'opportunità di accedere a IRR attraenti dal punto di vista di un investitore, tuttavia necessita la disponibilità dell'impianto entro il periodo di consegna per il quale viene contrattualizzata la potenza disponibile.

Entro il 29 ottobre 2019 era necessario registrare gli impianti per la partecipazione alle aste del *Capacity Market*. Tra i documenti richiesti per la partecipazione al mercato è inclusa, per gli impianti nuovi, la conferma di apertura della procedura di autorizzazione. Al momento attuale

³¹ *Internal rate of return*, è il tasso di rendimento interno di un investimento. Nel caso esposto il rientro dell'investimento in 15 anni include una remunerazione del capitale del 6.5% anno.

non vi è evidenza pubblica di apertura della pratica autorizzativa da parte di A2A rispetto alla centrale di Monfalcone.

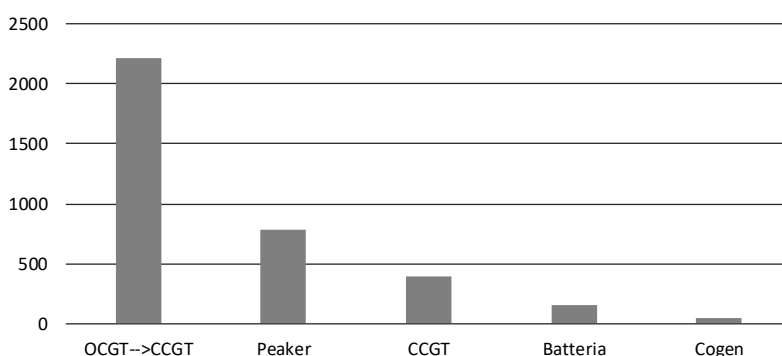
Per avere confermato il *Capacity Market premium*, gli impianti non ancora autorizzati devono riuscire a completare le procedure autorizzative due anni prima rispetto al periodo di consegna. Pertanto per partecipare all'asta 2022 un impianto deve avere completato le pratiche autorizzative entro il dicembre 2019, per l'asta 2023 entro il dicembre 2020.

L'impianto che voglia partecipare al *Capacity Market* dovrà entrare in esercizio per il periodo di consegna previsto. Tuttavia l'esclusione dell'impianto si avrà solo a fronte di un ritardo di un anno rispetto alla consegna. Gli operatori partecipano al *Capacity Market* con un portafoglio di impianti dovendo garantire al gestore della rete la potenza contrattualizzata nel suo valore complessivo indipendentemente dall'effettiva disponibilità delle singole unità di produzione. Durante il primo anno di consegna, anche qualora l'impianto dovesse avere ritardi nella realizzazione, sarà pertanto possibile consegnare la capacità contrattualizzata da impianti dello stesso gruppo, recuperando la capacità dalla differenza tra la capacità effettiva e la CDP negoziata. Tuttavia Terna richiede l'entrata in esercizio entro il 2024 pena il decadimento del diritto al premio e la perdita del deposito cauzionale.

Il 28 Novembre si chiude l'asta per il *Capacity Market* del 2023. Terna è tenuta a divulgare i dati degli esiti dell'asta, sentito il Ministero dello Sviluppo Economico, circa la riservatezza di alcune informazioni degli stessi, entro 30 giorni dalla chiusura dell'asta³². Allora potrà essere nota, se non diversamente comunicato, l'inclusione degli impianti nel meccanismo di remunerazione delle capacità.

Nella grafico di seguito vengono elencati la stima di MW di impianti nuovi in fase di autorizzazione potenzialmente partecipante al mercato della capacità nuovi entranti per tipologia di intervento nell'area nord.

Figura 13 - Richieste di autorizzazione per tipologia di intervento e impianto (MW)



Fonte: stime REF-E

3.3.2. Gli esiti delle aste di *capacity payment*

Il 6 novembre si è svolta la prima asta del mercato della capacità. L'asta si è chiusa per tutte le zone di mercato con un premio per la capacità uguale al prezzo massimo sia per la capacità

³² In base alla Delibera 261/2018/R/eel, il report dettagliato deve essere trasmesso a Mise e ARERA entro 30 giorni dal termine della procedura concorsuale, con la successiva pubblicazione di un documento con le informazioni che il Ministero e autorità riterranno non riservate.

esistente che per la nuova capacità. Gli impianti esistenti vedranno pertanto la loro capacità remunerata 33,000 €/MW nel 2022 e i nuovi entranti percepiranno un premio di 75,000 €/MW per quindici anni.

Gli esiti dell'asta hanno visto acquistata capacità esistente per 34.8 GW, 4.4 GW di capacità estera (massimo transito disponibile) e 1.8 GW di nuova capacità di cui oltre il 70% collocato in zona nord. A questo si devono aggiungere 20.4 GW di capacità esistente che non ha partecipato al mercato della capacità o perché riferita a centrali a carbone o per motivazioni strategiche particolari dell'impianto.

Dal momento che la capacità assicurata non è risultata sufficiente a soddisfare la domanda di Terna, durante l'asta si è manifestato il bisogno di attivare la sessione extra dedicata alla nuova capacità non autorizzata.

La partecipazione a questa sessione per la consegna al 2022 è stata molto limitata in termini di capacità che è risultata inferiore ai 400 MW di cui 285 MW in zona nord e 81 MW in zona Sud. La limitata partecipazione è da ascrivere al vincolo di ottenimento dell'autorizzazione al dicembre 2019 per la consegna 2022.

Per quanto riguarda le aste 2023, condotte il 28 novembre, queste hanno visto l'assegnazione del premio massimo per la capacità esistente per 35 GW. Anche in questa occasione è stata aperta la sessione relativa ai nuovi impianti dove sono stati raccolti ulteriori 4 GW di cui 0,5 GW relativi a impianti autorizzati e 3.5 GW in fase di autorizzazione. Oltre il 65% della nuova capacità è collocata nella zona Nord del mercato.

Tabella 17 - Esiti aste *capacity* periodo di consegna 2022 e 2023, MW assegnati

Zona	Esiti aste 2022		Esiti aste 2023	
	Capacità esistente CDP	Capacità nuova CDP	Capacità esistente CDP	Capacità nuova CDP
Nord	21.465	1.276	21.284	2.631
Centro Nord	1.272	49	1.308	65
Centro Sud	4.233	305	4.651	804
Sud	2.581	84	2.927	162
Calabria	3.185	0	2.891	0
Sicilia	1.878	53	1.797	342
Sardegna	144	0	155	0
Totale	34.785	1.767	35.013	4.004

Fonte: dati Terna

L'impianto di A2A non avendo ancora iniziato le procedure autorizzative non ha potuto partecipare alle aste del *capacity*. Tuttavia se porterà avanti l'autorizzazione potrà essere chiamato al posto di capacità che non sia riuscita a rispettare i tempi imposti dalla disciplina.

3.3.3. Possibile nuovo *capacity market*?

Il meccanismo attuale del *capacity market* è limitato al solo periodo 2022-2023. Nel gennaio 2020 entrerà in vigore il regolamento europeo, parte del *Clean Energy Package*, che definisce le regole di fondo per assicurare la sicurezza e l'adeguatezza dei sistemi elettrici anche attraverso l'introduzione di mercati della capacità.

La presenza di meccanismi di remunerazione della capacità dopo il 2023 dipenderà molto dal successo nella realizzazione degli impianti che hanno partecipato nel mese di novembre 2019 alle aste. Un loro mancata realizzazione per ritardo/esclusione dal meccanismo, congiunto alla

chiusura delle centrali a carbone nel 2025 si potrà tradurre nella necessità di implementare una qualche nuova forma di meccanismo di remunerazione della capacità negli anni post 2023.

Il regolamento europeo suggerisce di introdurre mercati della capacità quali ultima istanza rispetto allo sviluppo concorrenziale della produzione sul mercato dell'energia e rispetto alla costituzione di una riserva strategica, che potrebbe garantire l'adeguatezza del sistema con un onere complessivamente inferiore rispetto a quello legato alla contrattualizzazione di tutta la capacità esistente e nuova.

Inoltre il regolamento chiede, qualora uno stato membro optasse per il *Capacity Market* di includere tra le opzioni possibili sia la partecipazione delle fonti rinnovabili, che degli accumuli e del *Demand Side Response*. Opzioni che di fatto la disciplina del mercato italiano non ha contemplato in questa prima fase 2022-2023.

Gli effetti del *Capacity Market* nella riduzione dei rischi d'investimento in considerazione del premio garantito dal meccanismo e l'elevata efficienza del ciclo combinato rendono l'investimento nella nuova capacità CCGT attraente. L'impianto di Monfalcone tuttavia non risulta avere aperto le procedure autorizzative della centrale nei tempi utili ad aggiudicarsi una partecipazione al *Capacity Market*. Ancora per qualche anno la possibilità del verificarsi di uno scenario favorevole alla realizzazione di un impianto a gas nel sito di Monfalcone rimane tuttavia un'opzione credibile a seconda dell'evolversi delle diverse variabili di scenario. Tale possibilità potrebbe prevedere la convenienza della sola realizzazione del ciclo OCGT invece dell'intera configurazione CCGT. Un'opzione probabile è che A2A porti avanti la procedura di autorizzazione per il nuovo CCGT anche a fronte della mancata partecipazione alle aste per la *delivery* nel 2022, 2023, in considerazione della possibilità di sfruttare eventuali opportunità emergenti sui mercati in caso di urgenza di recuperare capacità di adeguatezza nei prossimi anni in caso di esclusione dal meccanismo degli impianti aggiudicatari a fronte di ritardi nelle procedure di *permitting* e di *commissioning*.

Tabella 18 - Valutazione sintetica opzione

Aste 2022-2023	Driver	Barriere	Enabler	Economics	Occupazione	Emissioni	Fattibilità
CCGT in <i>capacity market</i>	Domanda di capacità per garantire l'adeguatezza nella zona nord.	Scadenze della disciplina aste in merito ad autorizzazioni e consegna impianto	Registrazione alle aste entro il 28 ottobre 2019. Ottenimento autorizzazione entro 2 anni dalla consegna	Elevati IRR	20-30 addetti	Inferiori all'impianto carbone in termini di emissione specifica di inquinante per kWh prodotto	Molto improbabile in considerazione della mancanza di evidenza pubblica dell'apertura di procedure autorizzative

Tabella 19 - Valutazione sintetica opzione

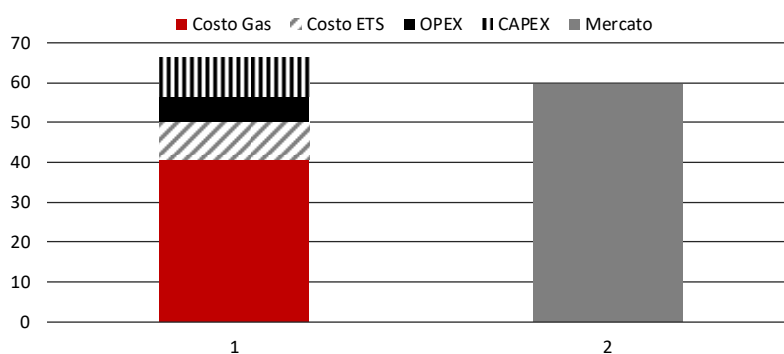
Altri meccanismi capacità	Driver	Barriere	Enabler	Economics	Occupazione	Emissioni	Fattibilità
CCGT	Domanda di capacità termica per garantire adeguatezza del sistema	Regolamento europeo che preferisce altri meccanismi per assicurare la capacità	Mancanza di consegna della capacità alle scadenze 2022-2023, lento sviluppo delle rinnovabili e degli accumuli	Potenzialmente elevati IRR corrisponde alle attuali stime in <i>capacity market</i> .	20-30 addetti	Inferiori all'impianto carbone	Non prevedibile, ma possibile

3.3.4. Opzione *Merchant*

La struttura di costo di un nuovo impianto a ciclo combinato realizzato fuori dal meccanismo del *Capacity Market* non sembra vedere nel lungo periodo condizioni di mercato compatibili con la sua realizzazione. Infatti, a meno di fallimenti del meccanismo attuale di remunerazione della capacità, le nuove realizzazioni forniranno la potenza necessaria a compensare l'uscita dal carbone e contribuiranno a una formazione del prezzo dell'energia sui mercati elettrici potenzialmente non adeguato a sostenere lo sviluppo di nuova capacità in condizioni puramente *merchant*.

Secondo le previsioni dello scenario di riferimento di REF-E, nuovi spazi per la realizzazione di impianti a mercato si potrebbero riaprire verso il 2028-2030 a fronte del termine del periodo di vita utile di impianti esistenti. Tuttavia tali spazi potranno essere colmati con operazioni di rifacimento di impianti esistenti, meno onerose della realizzazione di impianti ex novo.

Figura 14 - Struttura di costo di un impianto a ciclo combinato e stima del valore medio dell'energia 2028-2040 a mercato



Fonte: stime REF-E

Lo scenario in esame non considera alcuni elementi che potrebbero ulteriormente ridurre la competitività della generazione a gas naturale nei mercati elettrici, in particolare l'evoluzione della *policy* Europa in tema di obiettivi di decarbonizzazione.

L'Europa ad oggi ha sottoscritto un impegno di riduzione delle emissioni climalteranti del 40% al 2030 rispetto al 1990. Tale obiettivo tuttavia non è in linea con gli scenari scientifici sottostanti all'impegno dell'Accordo di Parigi di adottare obiettivi che mantengano il rischio di cambiamento climatico al di sotto dei 2°. Nel nuovo programma della Commissione è prevista una correzione dell'obiettivo al 50-55% al 2030.

Sia le direttive relative all'*Emission Trading*³³ che la direttiva sulla promozione delle fonti rinnovabili³⁴ prevedono la possibilità di correggere gli obiettivi settoriali a seguito di un maggiore impegno della Commissione verso l'obiettivo complessivo di decarbonizzazione. Questo avrebbe l'effetto di un costo maggiore dei permessi di emissione ETS ed un maggiore impulso alla penetrazione delle fonti rinnovabili, con conseguente riduzione degli spazi di mercato per le fonti fossili. Tale scenario, rendendo altamente rischiosa la realizzazione di impianti termoelettrici a gas a mercato, potrebbe rappresentare un incentivo a rinnovare la necessità di

³³ Direttiva 87/2003.

³⁴ Direttiva 2018/2001.

sistemi di remunerazione della capacità, funzionali a garantire l'adeguatezza del sistema a fronte di un'accelerazione dello sviluppo delle rinnovabili.

Un ulteriore aspetto che potrebbe ostacolare la realizzazione dell'impianto al di fuori del meccanismo del *Capacity Market* diventa l'accesso al finanziamento di un'opera onerosa il cui tempo di rientro dell'investimento, di circa 15 anni, rischia di entrare in conflitto con le *policy* di decarbonizzazione dei sistemi energetici. Il rischio climatico, ovvero l'esposizione degli investimenti in settori responsabili dei cambiamenti climatici, come la generazione termoelettrica, è sempre più percepito dagli istituti di credito che, anche per effetto dell'Accordo di Parigi³⁵, tendono a non vincolare capitali in infrastrutture incompatibili con gli scenari e le *policy* di decarbonizzazione. Ad esempio, la banca d'investimento europea (BEI) ha recentemente annunciato l'adozione di una *policy* interna che non permetta il finanziamento in infrastrutture fossili, anche gas, a partire dal 2021. Questo si traduce in un progressivo incremento del rischio associato al finanziamento di infrastrutture fossili con conseguente incremento del tasso di interesse richiesto da parte degli enti creditizi.

Tabella 20 - Valutazione sintetica opzione

	<i>Driver</i>	<i>Barriere</i>	<i>Enabler</i>	<i>Economics</i>	<i>Occupazione</i>	<i>Emissioni</i>	<i>Fattibilità</i>
CCGT in <i>capacity market</i>	Domanda elettrica	Obiettivi di decarbonizzazione di lungo periodo. Difficoltà di accesso a credito	Fallimento delle politiche per la mitigazione dei cambiamenti climatici	Non sostenibile nello scenario attuale	20-30 addetti	Inferiori all'impianto carbone	Rischi legati all'autorizzazione

³⁵ Articolo 2 Paris Agreement 2015 <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement/the-paris-agreement>: *This Agreement, in enhancing the implementation of the Convention, including its objective, aims to strengthen the global response to the threat of climate change, in the context of sustainable development and efforts to eradicate poverty, including by: Making finance flows consistent with a pathway towards low greenhouse gas emissions and climate-resilient development.*

4. Parte II - Le opzioni alternative

4.1. La disponibilità di siti

La riconversione dei siti industriali destinati alla generazione termoelettrica è una realtà emergente nei mercati elettrici, legata alla necessità di de-carbonizzare la produzione transitando progressivamente ad apporti di energia rinnovabile. Fino a oggi, in linea di massima, un sito destinato alla produzione termoelettrica è sempre stato oggetto di ripotenziamento o riconversione della centrale ad un nuovo combustibile. La domanda elettrica in continua crescita, nonostante periodi di rallentamento legati alle dinamiche dell'economia, ha garantito sin dalle prime fasi dell'elettrificazione dei consumi energetici a oggi il riutilizzo dei siti disponibili per la realizzazione di nuove infrastrutture di produzione elettrica. A questo hanno fatto eccezione le riconversioni delle centrali elettriche realizzate nel primo periodo di elettrificazione, localizzate all'interno dei centri abitati, che sono state con il tempo assorbite nel tessuto urbano a seguito di diverse trasformazioni: alcune centrali si sono trasformate in impianti di teleriscaldamento, altre sono state demolite e le aree sono state trasformate in usi residenziali, altre ancora sono state recuperate nella struttura originaria per essere usate con altre finalità (musei, servizi, ..).

Con la progressiva sostituzione delle fonti fossili con le fonti rinnovabili, una volta dismessa una centrale esistente, un numero crescente di siti non trova spazio per essere riutilizzato per attività di generazione elettrica. La sostituzione infatti non avviene sullo stesso sito, poiché gli impianti rinnovabili sono localizzati dove maggiori sono i potenziali di produzione e l'energia elettrica è trasportata ai centri di consumo con le infrastrutture di trasmissione e distribuzione.

L'impiego di fonti rinnovabili in coincidenza di siti in dismissione ha un valore molto limitato da un punto di vista dei fondamentali del mercato elettrico, sia nelle quantità, che nella potenza fornita al sistema elettrico e nel volume di investimenti ed occupazione coinvolti.

In alcuni casi gli impianti rinnovabili, fotovoltaici in particolare, sono sviluppati sulle aree occupate da centrali termoelettriche. Questo è da associare, alla semplificazione delle procedure autorizzative, all'impiego dei suoli in attesa di decidere il destino a regime dell'area non dovendo prevedere attività di bonifica per l'installazione di impianti fotovoltaici a terra, oppure a finalità di strategia di comunicazione ed immagine dell'azienda proprietaria.

L'utilizzo del sito per finalità alternative alla generazione elettrica diventa pertanto una questione di crescente importanza. In Italia, anche in conseguenza del *phase-out* amministrativo del carbone al 2025, diventeranno probabilmente disponibili i 13 siti oggi occupati da centrali a carbone. Alcune di queste sono storicamente collocate in aree industriali nei pressi di centri urbani per la necessità di accedere ad infrastrutture portuali per l'approvvigionamento della materia prima (Brindisi Nord, Monfalcone, Marghera, La Spezia). In questi casi la localizzazione della centrale rende il tema della riconversione un aspetto più complesso ma anche più ricco di potenzialità. Tra le centrali a carbone oggetto di *phase-out*, la specifica localizzazione del sito di Monfalcone consente diverse opzioni di riutilizzo dell'area una volta sopraggiunto il *phase out* della centrale.

Tabella 21 - Siti delle centrali a carbone in Italia e loro collocazione territoriale

Localizzazione	Stato
Brescia	Contesto urbano, mantenimento per teleriscaldamento
Brindisi Sud	10km da Brindisi, sulla costa, zona agricola, collegamento con porto di Brindisi con nastro trasportatore
Brindisi Nord	Area industriale nei pressi del porto di Brindisi, richiesta autorizzazione per motori gas, installati 770 kW di fotovoltaico
Torrevaldaliga Nord	A Nord di Civitavecchia con infrastrutture portuali proprie, confina con zone agricole e limiti dell'area industriale
Genova	Nel porto, in concessione, edificio storico
Bastardo	Area rurale
La Spezia	Area industriale a ridosso dell'area urbana, non direttamente sul porto, progetto di conversione a CCGT in ottica <i>Capacity Market</i> . Precedentemente inserita nel programma Future-e di Enel
Monfalcone	Al confine tra area industriale ed urbana, banchina del porto in concessione
Fiume Santo	Essenziale al sistema elettrico sardo
Sulcis	Impianto per il sostegno delle attività dalla miniera. Limitato valore del sito per altri scopi
Vado Ligure	Percorso di conversione completato, nuove attività nel sito, logistica e costruzioni e centro di formazione
Fusina	Progetto di conversione a CCGT in ottica <i>capacity</i> . Precedentemente inserita nel programma Future-e di Enel
Marghera	Percorso di conversione completato area industriale e portuale nuove attività nel sito,

Fonte: raccolta dati REF-E

L'evidenza della necessità di trovare soluzioni per la destinazione d'uso dei siti produttivi è data dalla creazione all'interno delle imprese di realtà che si occupano specificatamente di questo tema. È il caso del programma Futur-e di Enel e di Energie Future di A2A:

- con l'obiettivo di accompagnare il percorso di riconversione dei siti delle centrali in via di dismissione Enel ha inaugurato, già da alcuni anni, un progetto specifico denominato Futur-e. Il progetto è impegnato nella gestione di 23 siti produttivi per i quali si rendeva necessaria l'individuazione di usi alternativi alla generazione elettrica;
- in maniera simile, se pur coinvolgendo centrali ancora produttive, A2A, nel 2016 ha fatto convergere nella società Energie Future tre impianti, Monfalcone, Brindisi Nord e S.Filippo Mela.

Il mercato di remunerazione della capacità ha introdotto nuove opportunità di partecipazione al mercato elettrico per gli impianti termici, modificando lo scenario di mercato e reintroducendo una convenienza economica per l'uso energetico. In diversi siti già identificati nel percorso di riconversione di Futur-e, Enel ha avanzato la richiesta di autorizzazione per nuove centrali termoelettriche con la finalità di partecipare al mercato della capacità.

4.2. Le rinnovabili

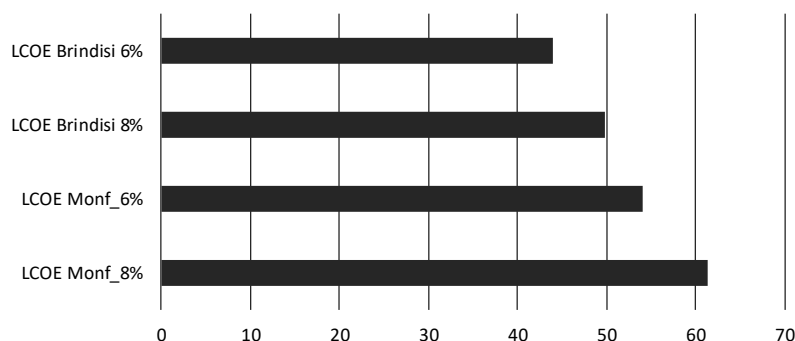
L'intensità energetica di una fonte fossile permette su una superficie di suolo limitata di consegnare al sistema una quantità di potenza e un volume di energia non replicabile dalle fonti rinnovabili, sicuramente non da quelle maggiormente mature oggi: eolico e fotovoltaico. Per fare un esempio, una centrale a ciclo combinato permette di fornire in uno spazio di 10 ettari (pari a metà del sito della centrale attuale di Monfalcone) 850 MW di potenza ed un potenziale

quantitativo di energia elettrica per oltre 5 TWh anno. La stessa superficie interamente destinata a produzione fotovoltaica permetterebbe, nell'assunzione teorica di copertura dell'area con pannelli a terra, di ospitare non più di 10 MW con una producibilità di circa 13 GWh/anno e un investimento di circa 6-7 milioni di euro. Quantità che non ha senso mettere a confronto con le cifre del progetto di centrale termica.

Il potenziale di sfruttamento di idroelettrico, geotermico ad alta entalpia ed eolico è condizionato alla disponibilità di risorsa rinnovabile nel sito, mentre il fotovoltaico, pur avendo un potenziale in qualunque sito, ha una producibilità diversa a seconda dell'irraggiamento dell'area e della possibilità di ottimizzare l'inclinazione del pannello rispetto ad esso. A Monfalcone l'unico potenziale sfruttabile nell'area di interesse è quello fotovoltaico.

Un impianto fotovoltaico collocato a Monfalcone ed orientato a sud (massima producibilità) con un'inclinazione ottimale (35°) sarà in grado di produrre fino a 1,300 ore equivalenti a piena potenza anno³⁶. 1 kW installato produrrà al meglio 1,300 kWh. Lo stesso impianto collocato ad esempio a Brindisi produrrà 1,600 kWh anno. Nel calcolo dell'LCOE³⁷ questo si traduce in una differenza di circa 10-11 €/MWh a seconda delle assunzioni e delle assunzioni di rendimento del capitale (6 o 8%).

Figura 15 - LCOE di un impianto fotovoltaico a confronto sui siti campione di Monfalcone e Brindisi, secondo diverse assunzioni di costo capitale (€/MWh)



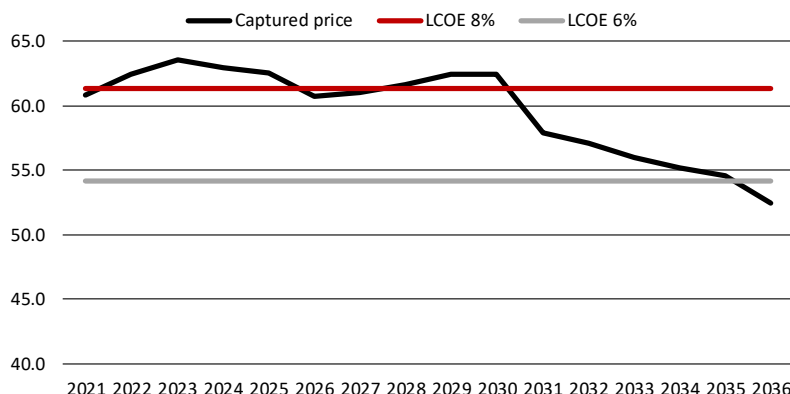
Fonte: stime REF-E

Per valutare la sostenibilità economica di un investimento in un impianto fotovoltaico, l'LCOE dell'impianto deve essere confrontato con i prezzi attesi sul mercato elettrico per la durata di vita utile dell'impianto, assunta a 20 anni. Nei calcoli è stato assunto un costo del capitale (WACC) al 6% e all'8% ed un *load factor* di 1,300 ore/anno.

³⁶ Elaborazioni su dati PV GIS.

³⁷ LCOE: *Levelized Cost of Electricity*, è il costo di generazione dell'energia elettrica di un dato impianto, attualizzato sul periodo di vita a un determinato costo del capitale (WACC). L'LCOE corrisponde al minimo prezzo dell'energia necessario a ripagare l'investimento al costo di capitale assunto durante il periodo in oggetto.

Figura 16 - LCOE impianto fotovoltaico a Monfalcone a confronto con i capture price della zona Nord di mercato (€/MWh)



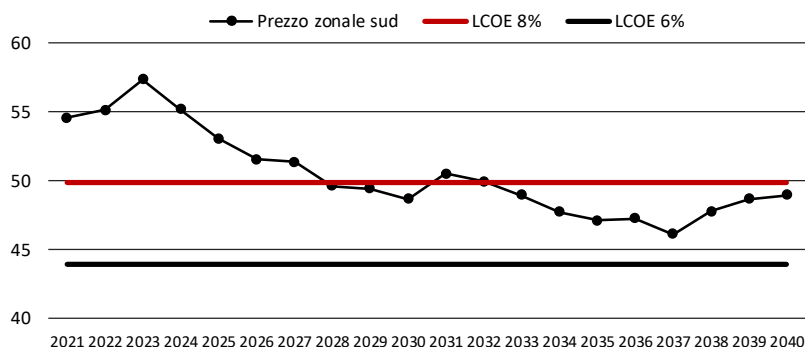
Fonte: Scenario reference REF-E, Novembre 2019

A fronte di un *capture price*³⁸ medio atteso a livello annuo di 57.89 €/MWh (scenario *reference* REF-E novembre 2019) nel periodo 2021-2040 nella zona Nord, l’LCOE di un impianto a terra risulta compreso nel *range* 54-61 €/MWh a seconda delle assunzioni di costo del capitale (WACC) . Particolarmente critico risulta essere lo scenario dopo il 2030 quando la penetrazione di tecnologia fotovoltaica determina una riduzione del valore dell’energia durante le ore di maggiore produzione. L’impianto risulta in *market parity* con un costo di capitale del 6% ed economicamente non sostenibile per valori maggiori.

La stessa simulazione nella zona di Brindisi a fronte di un *capture price* medio calcolato nel periodo 2021-2040 di 50.45 €/MWh (scenario *reference* REF-E novembre 2019), valore inferiore ai prezzi della zona nord per il maggiore effetto competitivo sul mercato dato dalla più elevata penetrazione da fonte rinnovabile, vede l’LCOE dell’impianto calcolato tra i 43.97 €/MWh e i 49.86 MWh, compreso nei valori attesi dal mercato sia nell’ipotesi di costo del capitale al 6 che all’8% (anche se i valori risultano molto prossimi al prezzo di mercato atteso).

³⁸ Gli impianti fotovoltaici hanno una produzione legata all’irraggiamento solare, producono quando c’è disponibilità di sole. Senza l’ausilio di accumuli, gli impianti solari ricevono il prezzo che si forma sul mercato elettrico nelle ore diurne, e in particolare nelle ore centrali del giorno. Questi prezzi sono definiti *capture price*, ovvero prezzi “catturati” sul mercato quando un impianto non programmabile entra in produzione. Maggiore è l’installazione degli impianti fotovoltaici in un’area di mercato, maggiori sono le immissioni di energia elettrica nelle ore centrali del giorno con una conseguente riduzione del prezzo di mercato per la maggiore disponibilità di energia.

Figura 17 - LCOE di un impianto fotovoltaico WACC - 6 e 8% a confronto con i *capture price* sul mercato zona sud (€/MWh)



Fonte: Scenario reference REF-E, Novembre 2019

Nonostante i minori valori del *capture price* nella zona sud Italia, il maggiore irraggiamento permette una maggiore competitività degli impianti solari nel sud del paese.

Ad oggi le regole e la struttura di formazione dei prezzi del mercato rende difficile, per un investitore nel settore delle rinnovabili, sostenere il rischio di riduzione progressiva del prezzo nel lungo periodo evidenziato dall'analisi ("effetto cannibalizzazione"). In assenza di una *policy* adeguata è difficile prevedere la realizzazione a mercato di importanti investimenti nel settore fotovoltaico, soprattutto in aree con un irraggiamento inferiore ai valori massimi nazionali.

Il PNIEC fissa come obiettivo un contributo delle fonti rinnovabili al 55% del consumo interno lordo di energia elettrica nel paese al 2030. Oltre il 90% della nuova energia rinnovabile proviene da nuovi impianti eolici e impianti fotovoltaici.

Tabella 22 - Obiettivi sviluppo fonti rinnovabili PNIEC al 2030

Fonte	2016	2017	2025	2030
Idrica	18.641	18.863	19.140	19.200
Geotermica	815	813	919	950
Eolica	9.410	9.766	15.690	18.400
di cui off-shore	0	0	300	900
Bioenergie	4.124	4.135	3.570	3.764
Solare	19.269	19.682	26.840	50.880
di cui CSP	0	0	250	880
Totale	52.258	53.259	66.159	93.194

Fonte: Piano Nazionale Integrato Energia e Clima

Lo stesso Piano identifica le aste per differenza a due vie quale lo strumento per la promozione degli impianti rinnovabili nel breve periodo, con un crescente contributo dello sviluppo a mercato delle rinnovabili tramite contratti bilaterali di lungo periodo, i cosiddetti PPA (*power purchase agreement*).

4.2.1. Le aste rinnovabili

Con il Decreto Ministeriale del 4 luglio 2019 il legislatore ha aperto una nuova stagione di sviluppo delle fonti rinnovabili tramite meccanismo d'asta. Dall'ottobre 2019 all'ottobre 2021 il Gestore dei Servizi Energetici (GSE) condurrà delle aste trimestrali per aggiudicare la capacità disponibile al migliore offerente di energia rinnovabile proveniente da nuove installazioni.

Il meccanismo ad asta mette in competizione i diversi progetti rinnovabili su tutto il territorio nazionale. Eolico e fotovoltaico sono in competizione tra loro per aggiudicarsi la capacità disponibile nei contingenti d'asta. L'energia elettrica per gli impianti di potenza maggiore di 1MW rimane nella disponibilità del produttore e il GSE riconosce allo stesso la differenza, se positiva, tra il valore di chiusura dell'asta e il prezzo zonale di mercato, mentre, se negativa, chiede al produttore la differenza di quanto ha (presumibilmente) guadagnato cedendo l'energia a mercato ed il valore d'asta³⁹. Tale meccanismo è definito come "a due vie". Con il meccanismo di asta a due vie, l'effetto di possibile riduzione dei prezzi orari nel mercato sud è compensato dal valore di asta e questo permette di neutralizzare la riduzione dei ricavi attesa dal mercato e incrementare il vantaggio della localizzazione degli impianti nel Sud.

Le prime aste si sono svolte il 4 novembre 2019 ma gli esiti saranno resi noti solo nel gennaio 2020. Dalle informazioni rese note dal GSE hanno partecipato alle aste oltre 770 MW di impianti a fronte di un'offerta massima di 730 MW.

Per gli impianti di grande taglia il Decreto identifica, nel segmento eolico e fotovoltaico per gli anni 2019-2021, un contingente di potenza di nuovi impianti pari a 5,500 MW.

Tale quantità è inferiore alle quantità di sviluppo delle FER (Fonti Energetiche Rinnovabili) necessarie al raggiungimento degli obiettivi PNIEC. Non sono ancora noti gli strumenti di sostegno o di mercato con i quali il legislatore intenda completare lo sviluppo delle rinnovabili a scadenza delle aste previste dal Decreto del 4 luglio 2019. Le opzioni in campo possono essere quelle di prolungare il meccanismo di asta o dare un maggiore contributo allo sviluppo FER tramite il mercato elettrico promuovendo, con meccanismi ancora non specificati esplicitamente nella legislazione nazionale, i contratti di fornitura da fonte rinnovabile di lungo periodo, il cosiddetti *Renewable Power Purchase Agreement (PPA)*.

Tabella 23 - Contingenti ad asta impianti rinnovabili di grande taglia > 1MW e calendario aste

Nr. Procedura	Fotovoltaico ed eolico Contingenti asta, MW
30 settembre 2019	500
31 gennaio 2020	500
31 maggio 2020	700
30 settembre 2020	700
31 gennaio 2021	700
31 maggio 2021	800
30 settembre 2021	1.600
Totale capacità aste	5.500

Fonte: GSE

In conclusione, il meccanismo ad asta non permette tendenzialmente a impianti nel nord Italia di risultare competitivi per accedere ai contingenti disponibili. L'ipotesi di sviluppo di capacità fotovoltaica sul sito della centrale di Monfalcone, e più in generale lo sviluppo di fotovoltaico in Friuli Venezia Giulia, tramite l'attuale meccanismo di promozione delle FER a mercato con meccanismo di asta a due vie può risultare poco praticabile e non adeguatamente remunerativo da un punto di vista economico.

³⁹ Articolo 7, comma 7 Decreto 4 luglio 2019. Il GSE calcola la componente incentivo come differenza tra la tariffa spettante e il prezzo zonale orario di mercato dell'energia elettrica e, ove tale differenza sia positiva, eroga gli importi dovuti in riferimento alla produzione netta immessa in rete, secondo le modalità individuate all'art. 25 del decreto 23 giugno 2016. Nel caso in cui la predetta differenza risulti negativa, il GSE conguaglia o provvede a richiedere al soggetto responsabile la restituzione o corresponsione dei relativi importi. In tutti i casi, l'energia prodotta da questi impianti resta nella disponibilità del produttore.

4.2.2. I PPA

Un PPA consiste in un accordo di contrattualizzazione dell'energia sul lungo periodo, tale da fornire al produttore ed al suo investitore la garanzia di ritiro da parte di un consumatore finale, dell'energia prodotta ad un prezzo prevedibile durante la vita utile dell'impianto. In questo modo l'investitore ha una ragionevole garanzia che la remunerazione dell'energia ritirata sia sufficiente a coprire l'LCOE dell'impianto.

Vi sono diverse configurazioni di un contratto PPA di lungo periodo. Di interesse è la differenza tra un PPA *on-site*, in cui la collocazione dell'impianto è sulla proprietà dell'utente finale a cui viene ceduta l'energia elettrica, e il PPA *off-site* in cui l'impianto è collocato in un'altra zona geografica rispetto al punto di consumo.

Un PPA *on-site* può essere ritenuto un impianto che rientra nella definizione di SEU, ovvero Sistemi Efficienti di Utenza, come definito con Delibera dell'Autorità di regolazione del settore elettrico 578/2013/R/eel (12/12/2013). I SEU vengono definiti come un *“un sistema in cui uno o più impianti di produzione di energia elettrica [...] sono direttamente connessi [...] all'unità di consumo di un solo cliente finale (persona fisica o giuridica) e sono realizzati all'interno di un'area di proprietà (o nella pieno disponibilità) del medesimo cliente [...]”*.

In un SEU l'energia elettrica viene venduta dal produttore direttamente al consumatore attraverso una connessione privata senza pertanto utilizzare la rete nazionale. Con questa modalità di cessione l'energia elettrica non è gravata dai costi di rete e dagli oneri di sistema che costituiscono una parte rilevante del prezzo finale dell'energia.

In sostanza, la valorizzazione dell'energia fotovoltaica realizzata nell'ambito di una SEU e sostenuta da un contratto PPA *on-site* corrisponde al prezzo *retail* dell'utenza sottostante e non al prezzo zonale di mercato.

La normativa nazionale prevede, per gli utenti energivori, la possibilità di avere una riduzione, fino ad annullamento delle componenti riferite agli oneri di sistema, in relazione ai consumi ed all'incidenza del prezzo finale dell'energia elettrica sul prodotto finale. Questo ne riduce il costo finale per kWh *retail*, riducendo conseguentemente anche la valorizzazione dell'energia scambiata in ambito SEU.

Tabella 24 - Componenti A per diverse tipologie d'utenza (€cent/kWh)

Tipologia d'utenza	Componenti A nelle tariffe livello massimo	Componenti A nella tariffa per i diversi livelli di esenzione		
Altre utenze in media tensione con potenza disponibile fino a 100 kW	4.9	2.7	2.1	1.5
Altre utenze in media tensione con potenza disponibile superiore a 100 kW e inferiore o uguale a 500 kW	4.9	2.7	2.1	1.5
Altre utenze in media tensione con potenza disponibile superiore a 500 kW	4.9	2.7	2.1	1.4
Utenze in alta tensione	4.4	2.1	1.5	1.0
Utenze in altissima tensione, con tensione inferiore a 380 kV	4.4	2.0	1.5	1.0
Utenze in altissima tensione, con tensione uguale o superiore a 380 kV	4.4	2.0	1.5	1.0

Fonte: ARERA

È stato ipotizzato un caso di studio prevedendo la realizzazione di un impianto fotovoltaico da 2 MW presso un'utenza industriale nella zona di Monfalcone, che veda:

- il 70% dell'energia valorizzata al prezzo di 10.5 €cent/kWh, di cui 5.5 €cent/kWh per la componente energia e 5 €cent/kWh per le componenti regolate e gli oneri di sistema, a fronte di un contratto PPA *on-site* nell'ambito di una SEU;
- e il 30% a mercato in base ai *capture prices* precedentemente presentati. L'IRR atteso dell'impianto è dato all'8%.

Il costo dell'impianto, montato sul tetto di un capannone, è stato stimabile in circa 750 €/kW, senza considerare l'eventuale necessità di rafforzamenti strutturali delle coperture, e la producibilità dell'impianto è stata ridotta a 1,000 kWh anno per esigenze legate alla collocazione dell'impianto sul tetto (in particolare abbiamo ipotizzato genericamente un fissaggio orizzontale per ridurre i costi di installazione e meglio adattarsi alle condizioni meteorologiche di Monfalcone nei periodi di Bora).

L'analisi porta a stimare l'LCOE dell'impianto a 92 €/MWh a fronte di una remunerazione media nel periodo, data dalla valorizzazione dell'energia tramite vendita diretta (70%) e cessione al mercato (30%) a circa 91 €/MWh. La realizzazione tramite SEU e contratto PPA *on-site* con un cliente industriale di Monfalcone che abbia un costo dell'energia finale pari a 10.5 €cent/kWh e che sia in grado di assorbire il 70% della produzione dell'impianto è in grado di consegnare nel periodo di vita utile dell'impianto un IRR di poco inferiore all'8%.

Un'attenta progettazione e un'ottimizzazione delle voci che costituiscono il *business plan* potrebbe permettere di trovare una maggiore convenienza economica del progetto rispetto alla metodologia standard fornita dall'analisi semplificata proposta. Ad esempio incrementando la producibilità dell'impianto a 1,300 ore/anno, riducendo i costi d'installazione, incrementando le quote di consumo *on-site*, ipotizzando un ottimale orientamento dell'impianto, probabilmente realizzabile con strutture a terra o su falde del tetto ben orientate rispetto all'irraggiamento.

L'opzione PPA è resa difficile dalla difficoltà a trovare soluzioni contrattuali che siano in grado di garantire l'acquisto dell'energia nel lungo periodo nelle percentuali e nei prezzi usati nella simulazione. Infatti il rischio insito nella contrattualizzazione sul lungo periodo sarebbe

difficilmente gestibile da parte delle controparti del contratto. Ad esempio variabili importanti quali il rischio di chiusura o delocalizzazione delle attività industriali sottostanti e una conseguente riduzione del fabbisogno elettrico, la possibilità che gli oneri di sistema vengano spostati dalla tariffa elettrica alla fiscalità generale come da proposta di ARERA⁴⁰, la riduzione del valore dell'energia durante le ore di produzione del fotovoltaico dovranno essere prese in considerazione nei tempi del contratto di lungo periodo.

In assenza di una legislazione dedicata allo sviluppo dei PPA che preveda l'introduzione di meccanismi di garanzia sulle quantità e sui prezzi o che preveda obblighi di acquisto di quantitativi minimi di energia rinnovabile per gli utenti finali, l'opzione PPA *on-site* rimane, se pur possibile, difficilmente praticabile nel breve periodo.

Per contro altri *driver*, oggi già visibili nelle *policies* europee e nazionali, potrebbero rendere questa opzione economicamente più sostenibile nell'arco di pochi anni.

In particolare i *driver* che dovrebbero avvantaggiare lo sviluppo FER sono:

- la già citata possibilità che l'Europa sottoscriva un obiettivo più ambizioso di riduzione delle emissioni climalteranti (al 50- 55% al 2030 rispetto al 1990, come annunciato dalla nuova Commissione dall'attuale -40%);
- la decisione da parte del Legislatore di introdurre delle premialità per lo sviluppo degli impianti fotovoltaici sugli edifici esistenti con la finalità di ridurre gli impatti di uso del suolo in previsione dello sviluppo di fotovoltaico nella misura annunciata dal PNIEC;
- l'introduzione di meccanismi di promozione specifici per i PPA (quali ad esempio strumenti di garanzia sui prezzi, meccanismi di copertura del rischio controparte, altri);
- la messa in pratica nella legislazione nazionale del principio enunciato dal PNIEC in base al quale: *"Progressiva e graduale estensione dell'obbligo di quota minima di fonti rinnovabili (che, come detto, attualmente è previsto solo per gli edifici nuovi o sottoposti a ristrutturazioni rilevanti) agli edifici esistenti, a partire da alcune categorie come i capannoni adibiti ad attività produttive e gli edifici del terziario. In alternativa alla realizzazione dell'impianto saranno valutate modalità di cessione a terzi del diritto di superficie sul tetto, con l'impianto rinnovabile preferenzialmente a servizio dell'edificio."*⁴¹

4.2.3. Occupazione

Per quanto riguarda l'impatto in termini occupazionali non è sensato paragonare lo sviluppo sul sito di un impianto fotovoltaico da 10 MW a confronto con lo sviluppo di un CCGT da 850 MW. L'intensità di lavoro del settore fotovoltaico è di circa 20-30 addetti per MW. Questo tuttavia copre tutta la filiera della tecnologia e comprende sia le installazioni residenziali dove si ha una maggiore intensità di lavoro che le installazioni di grande dimensione (*utility scale*). Nella stima *utility scale* su 19 persone impiegate per MW installato, 11 sono da ricondurre alle fasi di produzione del pannello e 8 alle fasi di costruzione, 3 per le componenti BOS (quadri elettrici, inverter, ecc.), 3 per ingegneria, disegno e progettazione dell'impianto e 2 persone per l'installazione dei moduli. Quindi la stima occupazionale per le fasi post-costruzione di O&M risulta di 0.5 addetti per MW installato. Valore in linea con una valutazione che parta dai costi O&M di un impianto fotovoltaico di grande taglia (stimati a circa 20,000-30,000 €/MW all'anno),

⁴⁰ Memoria 20 novembre 2018, 588/2018/l/eel.

⁴¹ PNIEC, pagina 100.

che permette l'occupazione massima di 0.3-0.5 addetto anno per le attività di manutenzione e gestione.

Nei paragrafi seguenti le due dimensioni (fossile e rinnovabile) vengono paragonate a parità di valore di CAPEX e costi variabili mobilitati in un periodo di 15 anni per la realizzazione della centrale CCGT e l'investimento prevalentemente CAPEX in fotovoltaico dall'altro.

4.2.4. Sviluppo fotovoltaico a parità d'investimento

L'impiego di 400 milioni di euro, ai quali vanno aggiunti circa 240 milioni di euro di costi variabili all'anno nei 15 anni di operatività, corrisponde a un potenziale di sviluppo di fotovoltaico consistente nella realizzazione di circa 600 MW durante i primi due anni e successivamente di circa 400 MW anno per 15 anni, ipotizzando che le risorse annualmente impegnate per la copertura dei costi variabili di generazione della centrale a gas vengano annualmente investiti nella realizzazione di capacità fotovoltaica. L'installazione complessiva di pannelli al termine della vita utile dell'impianto fossile (15 anni) sarebbe di circa 6.9 GW a fronte di una generazione complessiva di 77 TWh.

Tabella 25 - Confronto potenza ed energia tra CCGT e fotovoltaico a parità di costo sostenuto in 15 anni

Opzione fotovoltaico	Totale potenza installata	6968	MW
	Totale energia fornita	77.41	TWh
	<i>Load factor</i>	1500	Ore/anno
Opzione CCGT	Totale potenza installata	850	MW
	Totale energia fornita	63,75	TWh
	<i>Load factor</i>	5000	Ore/anno

Fonte: stime REF-E

La potenza assunta di sviluppo del fotovoltaico a parità di capitale investito nel impianto termoelettrico nei primi due anni rappresenterebbe l'11% della quantità assegnata tramite asta dal Decreto del 4 luglio 2019.

Il totale teorico della potenza installata in impianti fotovoltaici a parità di capitale a copertura dei costi fissi e variabili dell'impianto al 2030 rappresenterebbe il 22 % circa della nuova capacità fotovoltaica richiesta per il raggiungimento degli obiettivi indicati nel PNIEC.

Nella tabella conclusiva mettiamo a confronto diversi scenari di sviluppo delle fonti rinnovabili come argomentati nel testo.

Tabella 26 - Valutazione sintetica opzione

	<i>Driver</i>	<i>Barriere</i>	<i>Enabler</i>	<i>Economics</i>	<i>Occupazione</i>	<i>Emissioni</i>	<i>Fattibilità</i>
Sviluppo rinnovabili in loco su terreno A2A ipotesi 5MW	Sviluppo FER nell'ambito delle <i>policy</i> nazionali ed europee	Limitata convenienza rispetto ad altre opzioni	Operazione di immagine, impiego suolo in attesa di decisioni	Limitata entità	2-3 persone	Nessuna	Possibile ma a complemento di altre azioni/attività
Sviluppo fotovoltaico su asta capacità di investimento di 400 milioni di euro (600 MW)	<i>Policy</i> nazionale ed europea	Scenario lontano dai piani industriali di A2A (+150MW dal 2019 al 2023)		A seconda degli esiti delle aste.	180-200 (non a Monfalcone)		Possibile ma non nell'area di Monfalcone
Sviluppo teorico fotovoltaico a parità di CAPEX ed OPEX dell'impianto a gas per 15 anni (6,9GW)	<i>Policy</i> nazionale ed europea	Scenario lontano dai piani industriali di A2A. difficili procedure autorizzative degli impianti	Finanza green: difficoltà a finanziare il termico	Non sostenibile nel breve in assenza di <i>policy</i> adeguate	2000-3000 persone non a monfalcone		Teorica
Sviluppo rinnovabili in PPA in zona Monfalcone (ipotesi 20 MW)	<i>Policy</i> nazionale, europea,	Difficile costruzione di contratti di lungo periodo	Legislazione favorevole ai PPA con fornitura di garanzia prezzi/quantità	Buone opportunità soprattutto nel lungo periodo	10 a Monfalcone		Possibile, nella zona industriale anche al di fuori dell'area della centrale

5. Il contesto di Monfalcone

Le analisi condotte portano a considerare come la possibilità che il sito venga lasciato in *stand-by* a seguito del *phase-out* del carbone rimanga elevata in attesa di nuove opportunità derivanti dalle *policies* o dall'evoluzione dei mercati.

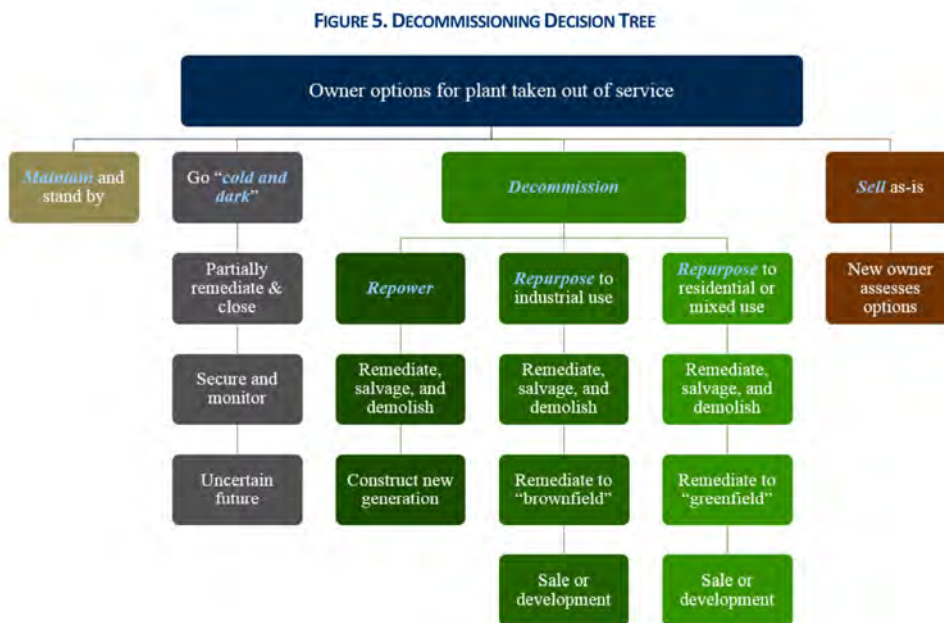
Nell'analisi delle opzioni questa eventualità è tra le peggiori in termini di *welfare* complessivo del territorio, dal momento che si potrebbe tradurre in una perdita di occupazione (al netto della ricollocazione degli addetti all'interno della società) e un inutilizzo di un'area di interesse per la città.

Box 1 - Fondo per la riconversione occupazionale

L'articolo 13 del dl crisi 101/2019 prevede l'istituzione di un Fondo per ridurre i prezzi dell'energia per le imprese e per evitare crisi occupazionali nelle aree dove è prevista la chiusura delle centrali a carbone

L'articolo dispone che la quota annua dei proventi derivanti dalle aste, eccedente il valore di 1.000 milioni di euro, è destinata, nella misura massima di 100 milioni di euro per il 2020 e di 150 milioni di euro annui a decorrere dal 2021, a un Fondo per finanziare interventi di decarbonizzazione e di efficientamento energetico del settore industriale e, per una quota fino ad un massimo di 20 milioni di euro annui per gli anni dal 2020 al 2024, al "Fondo per la riconversione occupazionale nei territori in cui sono ubicate centrali a carbone", da istituire presso il Ministero dello sviluppo economico con apposito decreto ministeriale.

Figura 18 - Le diverse opzioni a fronte della chiusura dell'impianto



Fonte: Daniel Raimi, *Decommissioning US power plants, decisions, costs and key issues*, Ottobre 2017.

Nel prosieguo proveremo a esporre possibili percorsi che permettano di suggerire soluzioni alternative:

- da un lato vengono proposte le possibili destinazioni d'uso alternative dell'area della centrale. In questo caso vengono raccolte le idee emerse durante gli incontri con i portatori di interesse locali. Tale scenario si basa sul presupposto che l'attuale proprietà sia disposta a cedere il sito e che vengano realizzate le opere di bonifica eventualmente necessarie per l'adeguamento agli usi finali (o vi sia accordo tra le parti in merito);
- dall'altro viene descritto il possibile contributo che Monfalcone può offrire allo sviluppo di un modello energetico alternativo alle fossili non tanto nel sito in questione, ma come messa in pratica di un modello sostenibile di servizi energetici, in linea con gli scenari di decarbonizzazione di lungo periodo.

Infine l'analisi sintetica di esperienze di conversione ad altri usi di siti precedentemente dedicati alla produzione elettrica fossile risulta utile per raccogliere le lezioni apprese.

6. Altre destinazioni per il sito

Durante gli incontri con possibili portatori d'interesse, svolti durante l'avanzamento dello studio al fine di raccogliere le esigenze specifiche e la propensione specifica verso le opzioni possibili, è stato possibile raccogliere alcune progettualità e idee per impieghi dell'area con finalità alternative agli usi energetici produttivi.

L'area della centrale è al confine tra l'area industriale e l'area residenziale. All'interno dell'area industriale il sito di A2A gode dell'accesso al porto tramite banchina di proprietà demaniale di una lunghezza pari a circa 700 m⁴². L'accesso al mare motivato dalla necessità di approvvigionamento del carbone e a suo tempo di olio combustibile, non avrebbe utilità nel caso di conversione a gas naturale della centrale.

L'accesso al porto rappresenta un bene scarso che la localizzazione della centrale a gas nel sito attuale, non motivata da esigenze di approvvigionamento, andrebbe a ridurre a discapito dello sviluppo alternativo dell'area industriale e portuale.

L'accesso al porto permette di associare un valore all'area di proprietà di A2A tale da attirare potenziali manifestazioni d'interesse di possibili terze parti.

6.1. La vocazione portuale

L'estensione delle attività portuali rappresenta l'opzione di conversione dell'area più concreta emersa durante gli incontri con gli *stakeholders* locali. Il porto di Monfalcone è parte di un area multimodale che ingloba le infrastrutture portuali dell'alto Adriatico, l'aeroporto Ronchi dei Legionari a 5km, l'accesso ferroviario diretto e collegamenti con le Autostrade Torino-Trieste A4, e Monfalcone-Udine-Austria A23.

Il Porto sta attraversando una fase di trasformazione sia proprietaria-gestionale che infrastrutturale. Il Decreto Legislativo del 4 agosto 2016, n. 169, ha innovato il sistema di amministrazione dei porti nazionali accorpando la gestione dei porti in 15 Autorità di Sistema Portuale. In questo processo, il porto di Monfalcone è stato accorpato nell'Autorità di Sistema Portuale di Trieste a sua volta denominata Autorità di Sistema Portuale del Mare Adriatico Orientale.

Il porto di Trieste è uno dei porti che costituiscono la rete centrale (*core network*)⁴³ dei trasporti europei ovvero è uno dei porti considerato strategico nello sviluppo di una rete di trasporto multimodale sostenibile europeo.

L'accorpamento è nelle fasi di finalizzazione anche per quanto riguarda la proprietà dei terreni e degli *asset* dell'azienda speciale di Monfalcone fino a oggi di proprietà della Camera di Commercio, e partecipata da Comune e Regione. L'operazione di acquisizione ha un valore di 15 milioni di euro ed è in fase di valutazione da parte della Corte dei Conti. Con l'entrata nell'Autorità di Sistema Portuale del Mare Adriatico Orientale il porto avrà una sola proprietà su tutte le aree. Fino a oggi la proprietà delle aree era suddivisa tra Demanio e Azienda Porto,

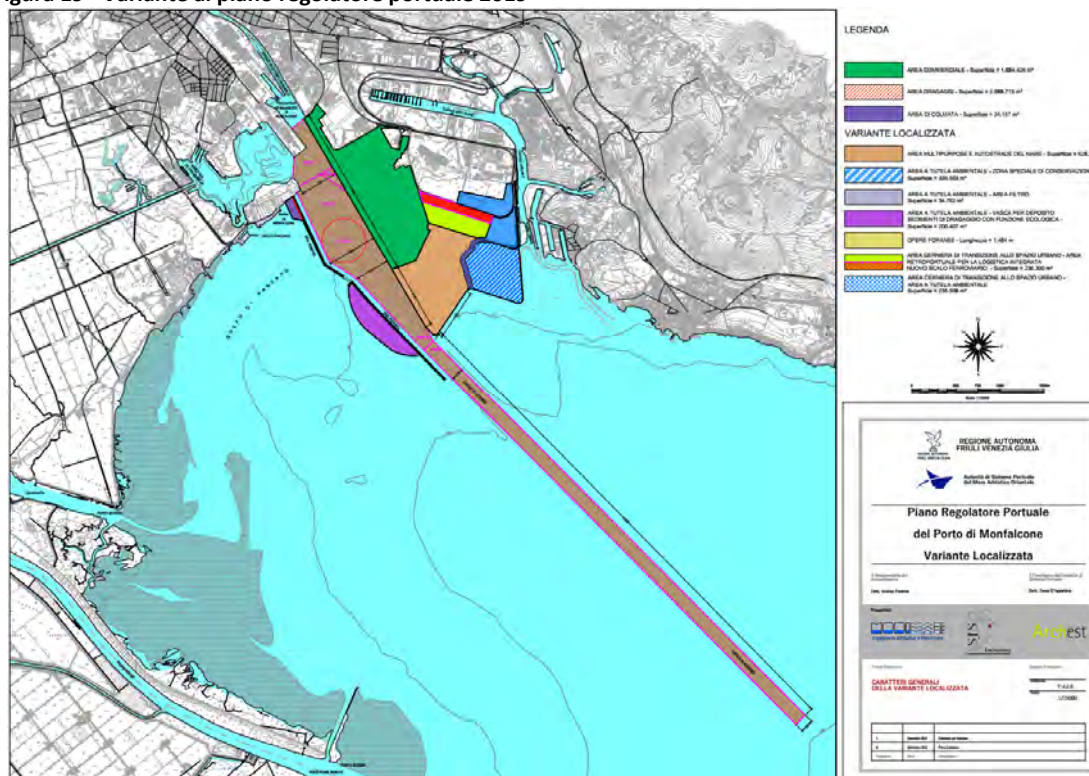
⁴² La lunghezza della banchina che insiste sulla proprietà di A2A è calcolata in 700 m.

⁴³ Regolamento UE n. 1315/2013, che stabilisce gli Orientamenti dell'Unione per lo sviluppo della Rete Trans-europea dei Trasporti.

generando una frammentazione anche dei servizi e rappresentando un possibile ostacolo allo sviluppo logistico e commerciale.

Per quanto riguarda i cambiamenti infrastrutturali, è in fase di approvazione la variante al piano regolatore portuale in base al quale verrà inserita l'estensione del porto con un prolungamento della banchina oltre l'attuale area di colmata. L'estensione del porto sarà realizzata con il materiale di dragaggio del canale di accesso al porto.

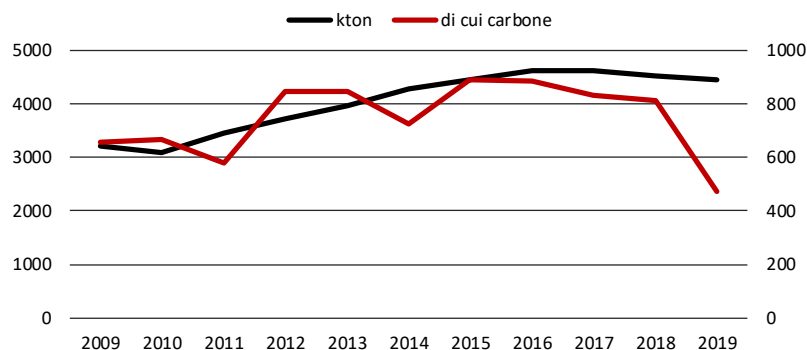
Figura 19 - Variante al piano regolatore portuale 2019



Il dragaggio permetterà di incrementare l'attuale pescaggio di circa 8 metri a circa 12 metri aumentando così l'accessibilità. L'operazione prevede quindi la realizzazione di un'area logistica di retro-portualità con la funzione di migliorare i servizi del porto.

Il porto di Monfalcone ha conosciuto una tendenza alla crescita della movimentazione merci nello scorso decennio con un rallentamento negli ultimi anni. Una parte ancora consistente del traffico per tonnellaggio è rappresentato dallo scarico del carbone, circa il 20% del traffico degli ultimi 10 anni. L'arrivo di carbone al porto, (con chiatte provenienti da altri porti adriatici, poiché il pescaggio attuale non permette l'arrivo di imbarcazioni carboniere) è destinato ai consumi della centrale A2A. Il volume di carbone, già in forte riduzione nel 2019 (-42% rispetto al 2018) è destinato ad annullarsi con il *phase-out* della centrale.

Figura 20 - Volumi scambiati al porto, carico scarico e scarico di carbone (tonn)



Fonte: azienda speciale per il porto di Monfalcone

Per contro è consolidata l'idea che la ristrutturazione in corso e le opportunità aperte dalla revisione del piano regolatore costituiscano una forte premessa alla base di un sviluppo futuro del porto.

Tra le linee di sviluppo emerse durante gli incontri quella più sottolineata è la creazione nel porto di Monfalcone di un *terminal* passeggeri per l'attracco delle navi da crociera. Allo scopo di incrementare il traffico croceristi, che oggi gravita in massima parte sui 10 *terminal* di Venezia con un traffico di 1.5 M passeggeri/anno, Monfalcone risulta strategicamente meglio posizionato di Trieste avendo una maggiore vicinanza con l'aeroporto internazionale Ronchi dei Legionari ed un più veloce accesso ferroviario. I lavori di dragaggio del canale faciliteranno l'accesso delle navi.

Il porto, tanto più se destinato a un traffico persone, manca a oggi di una zona di servizi per la portualità, di una stazione marittima che possa gestire l'approdo croceristico e la logistica dei passeggeri.

Non è possibile su un'ipotesi progettuale ancora remota offrire una valutazione circa la ricaduta economica od occupazionale di una simile trasformazione. Sulla base dei dati occupazionali del porto di Venezia su 16,000 addetti nelle attività portuali, 1,700 sono dedicati al traffico passeggeri ai quali può essere sommata una parte del personale addetto ai servizi alla nave ed ai servizi di banchina per una stima approssimativa di 3,500 addetti a fronte di un traffico passeggeri di 1.5 M/anno⁴⁴, corrispondente ad un'intensità occupazionale di 2.5 addetti per 1,000 persone anno, oltre 300 addetti porto nell'assunzione di un traffico di una nave di circa 3,000 passeggeri a settimana.

Inoltre la disponibilità di una nuova area con accesso al canale Valentinis potrebbe coesistere con l'esigenza di estendere la zona dedicata alle imbarcazioni da diporto e la possibile offerta di servizio di *dry marina*.

Un importante effetto della possibile chiusura della centrale esistente è dato dall'interruzione del ciclo artificiale delle acque di raffreddamento, che preleva ogni giorno circa 3 milioni di m³ di acqua di mare e le scarica nel Canale Lisert mantenendole in movimento. Quando la centrale è spenta, il flusso si ferma e le acque del canale rischiano progressivamente di insabbiarsi. L'accesso al canale Lisert sulle cui banchine sono localizzate importanti attività economiche legate ai servizi e cantieri per imbarcazioni da diporto, rischia di diventare difficoltoso. In

⁴⁴ Autorità portuale di Venezia, IMPRONTA OCCUPAZIONALE Primi risultati quantitativi Venezia, gennaio 2014.

aggiunta le operazioni di dragaggio sul canale per l'accesso al Lisert pongono una particolare complessità dal momento che insistono su un'area ambientalmente protetta.

L'apertura di nuovi spazi d'accesso sul canale Valentinis potrebbe rappresentare uno sbocco alle attività oggi localizzate sul canale di Nord-Ovest.

Figura 21 - Vista del porto, canale Valentinis e Lisert



Foto da Consorzio di sviluppo economico del Monfalconese, <http://www.csim.it/it>

Un altro potenziale impiego dell'area della centrale più volte emerso negli incontri è la proposta di estensione degli spazi per la logistica connessa alle attività legate al commercio di auto. Stando alle interviste, diverse società per il commercio di auto tra Europa, Germania in particolare, ed Asia, sarebbero interessate ad ottenere delle aree di parcheggio per le autovetture. In passato la mancanza di spazi ha indirizzato l'attività sui porti sloveni. Tuttavia il porto di Capodistria pur avendo realizzato delle infrastrutture a silos per l'ottimizzazione degli spazi, soffre di una difficoltà infrastrutturale all'accesso al porto tale da non prevedere possibilità di ulteriore sviluppo dell'attività.

L'area della centrale potrebbe rappresentare una possibile opzione rispetto ad una richiesta di spazi sino ad oggi non soddisfatta. Tale opzione avrebbe il vantaggio ad essere compatibile con opere di bonifica meno onerosa dal momento che il parcheggio auto non necessiterebbe di scavi nell'area e potrebbe essere gestito con una bonifica di tipo *capping* meno costosa di soluzioni che prevedano il movimento terra.

L'effettiva solidità delle opzioni emerse potrà essere verificata solo con l'apertura di una procedura di manifestazione di interesse.

6.1.1. Il porto e il servizio elettrico

Il tema della sostenibilità è ricorrente nelle strategie di sviluppo dei porti. In particolare un importante caratteristica dei porti sarà la capacità di offrire il servizio elettrico alle navi in attracco. Sempre di più la richiesta di energia elettrica per le navi ormeggiate nei porti è associata alla fornitura proveniente da fonte rinnovabile.

La strategia adottata dall' IMO (*International Maritime Organization*) in tema di decarbonizzazione è di ridurre l'intensità di emissioni di CO₂ del traffico marino internazionale del 40% al 2030 rispetto ai livelli 2008 e dell'70% al 2050. Inoltre l'impegno è una riduzione delle emissioni in termini assoluti del 50% al 2050 con l'obiettivo di azzerare le emissioni in una fase successiva. Al pari anche il CLIA, l'associazione internazionale che riunisce gli armatori del settore croceristico ha annunciato l'adesione agli impegni dell'IMO. Nel programma di Governo della nuova Commissione Europea è incluso l'intento di includere il settore marittimo nel meccanismo di ETS, dando così un valore economico alle opzioni di riduzione delle emissioni di CO₂ nelle imbarcazioni.

Le limitate opzioni tecnologiche per il *fuel switch* nelle navi ed i naturali tempi di rinnovamento delle flotte pongono delle difficoltà non banali al raggiungimento degli obiettivi. L'approvvigionamento elettrico certificato da fonte rinnovabile nei periodi di sosta nei porti diventa pertanto una caratteristica fondamentale per rendere possibile la strategia di abbattimento delle emissioni del settore. Ad oggi sia per motivi di convenienza economica che per motivi di mancanza di infrastrutture nei porti, le imbarcazioni mantengono i motori diesel accesi in modo da potere avere accesso al servizio elettrico anche quando ormeggiati.

Le infrastrutture dei porti dovranno pertanto comprendere le banchine elettrificate, anche se ancora lo standard per la connessione non è definito, in maniera da consentire alle navi ormeggiate accedere al servizio elettrico. I benefici sono riferibili sia alla riduzione delle emissioni di CO₂ e inquinanti in atmosfera, sia al risparmio energetico e alla riduzione dell'impatto sonoro. Il costo per l'elettrificazione della banchina del porto di Monfalcone è stato in passato quantificato in circa 500,000 euro, ma i lavori non sono stati mai realizzati in mancanza di uno standard di connessione non ancora ad oggi definito.

Una ricerca europea indica come il 41% dei porti europei abbia un'infrastruttura di energia rinnovabile sui propri terreni, di cui il 16% in partecipazione proprietaria. Il 38% dei porti ospita generatori eolici, il 31% impianti fotovoltaici, il 26% biomasse, il 2% afferma di avere progetti per energia dalle onde⁴⁵.

6.1.2. La vocazione industriale produttiva

La possibilità di estendere le attività produttive nell'area è fondamentalmente legata al tema dell'accesso al mare. Le aziende attive nell'area industriale sono fortemente connesse alla presenza del porto per lo scarico della materia prima e per il carico dei prodotti finiti. Vi sono attualmente circa 60 ettari di terreni industriali in vendita nell'area di Monfalcone, anche a fronte di fallimenti di importanti attività produttive. Tuttavia l'area della centrale è l'unica che gode di accesso al mare.

Durante gli incontri con alcune imprese locali è stato evidenziato come il valore dell'area per uno sviluppo industriale sia fortemente legato alla possibilità di estendere, al porto di Monfalcone, il privilegio di porto franco concesso al porto di Trieste.

Gran parte dei traffici di materie e manufatti è infatti proveniente e destinato a mercati extra UE che beneficerebbero delle facilitazioni concesse. Tale opzione tuttavia non sembra praticabile dal momento che il regime di porto franco, legato agli accordi post bellici, è vincolato alla provincia di Trieste e non estendibile alla provincia di Gorizia, anche nella prospettiva di unificazione dei due porti sotto la medesima Autorità di Sistema.

⁴⁵ *Trends in EU ports governance*, 2016 European Sea Port Organisation.

6.1.3. La vocazione residenziale e commerciale

In ultimo è stata avanzata l'ipotesi di destinare l'area o parte dell'area ad uso residenziale e servizi commerciali. Tale opzione potrà essere verificata solo a fronte dell'apertura di manifestazioni d'interesse sull'area. La possibilità di sviluppo di attività commerciali (non legate allo sviluppo civile del porto) non trova conferma nella priorità da parte dell'Amministrazione pubblica di mantenere le attività commerciali, già in difficoltà economica, nelle zone centrali della città.

6.1.4. La vocazione *green*

In ultimo la richiesta una conversione a verde per separare il perimetro dell'area industriale con la zona residenziale è una richiesta già parte di una proposta elaborata dalle associazioni locali ed avanzata durante gli incontri. Tale ipotesi necessita di uno *sponsor* per la realizzazione dei lavori che potrà essere verificato contestualmente alle potenziali manifestazioni d'interesse sul sito.

7. Le opzioni energetiche

Il *phase-out* del carbone costituisce un'opportunità di immagine per le imprese nel comunicare le modalità di uscita dalla generazione fossile. Con questo punto di vista è stata analizzata la domanda locale di servizi energetici in linea con un paradigma energetico de-carbonizzato e le potenziali opzioni energetiche condivisibili tra l'amministrazione locale e l'impresa, anche indipendentemente dallo sviluppo futuro della centrale termoelettrica.

La chiusura del carbone per *phase out* è un scelta di politica energetica di 14 paesi su 78 al mondo dove è installata capacità a carbone. L'Italia, dove pure il carbone gioca un ruolo limitato nella generazione elettrica, è uno dei paesi più importanti ad avere fissato il *phase-out* con l'obiettivo 2025. Il provvedimento ha una certa rilevanza nelle politiche europee e mondiali sul clima e non di secondo piano sono le implicazioni legate all'immagine e alla comunicazione di un'impresa connesse al modo con cui viene gestito il *phase-out*.

Il *phase out* può rappresentare un'opportunità per testare soluzioni che nel prossimo decennio saranno all'ordine del giorno in buona parte dei paesi al mondo. Lo scenario climatico a supporto dell'obiettivo di Parigi indica la necessità di *phase-out* del carbone al 2030 nei paesi OCDE e nel 2040 nel resto del mondo, anche se ad oggi sono in minoranza le *policy* nazionali allineate a tale scenario.

Nel seguito si prova dunque ad immaginare la costruzione di iniziative per un posizionamento dell'impresa, anche a livello di immagine, in merito ad un modello energetico de-carbonizzato, mettendo in campo le opportunità che sono emerse durante le visite a Monfalcone.

7.1. PPA con le realtà produttive

Il tessuto industriale di Monfalcone offre un interessante potenziale per lo sviluppo di rinnovabili su modello PPA. Negli incontri avuti durante le fasi di ricerca del progetto, sono emersi tre importanti *drivers* per la sottoscrizione di PPA che possono essere ricondotti a tre diversi profili di utente finale.

- **Profilo Pubblico.** Fincantieri è una società il cui oltre il 70% del capitale è di Cassa Depositi e Prestiti (CDP) controllata dal Ministero delle Finanze. È obiettivo della *policy* nazionale la promozione di PPA attraverso il coinvolgimento della domanda pubblica. Per quanto non venga specificato nel PNIEC il perimetro di cosa s'intenda per domanda pubblica, è ragionevole supporre che gli obiettivi di sviluppo delle fonti rinnovabili se devono coinvolgere la domanda finale attraverso i contratti PPA, ben si applichino ad una realtà pubblica come CDP-Fincantieri. Fincantieri offre un potenziale di sperimentazione di contatti PPA sia *on site* che di gruppo, fortemente allineato agli obiettivi di *policy* nazionale.
- Le superfici di tetto di Fincantieri sono calcolate in oltre 100.000m², corrispondenti ad un potenziale teorico di potenza fotovoltaica di 15 MW⁴⁶. Tale potenziale è teorico poiché non considera gli elementi strutturali degli edifici ed eventuali altri usi del lastrico.
- **Profilo internazionale.** Alcune delle attività economiche nell'area di Monfalcone sono parte di gruppi industriali di livello internazionale. Alcuni di questi hanno adottato *polices* particolarmente avanzate rispetto ai criteri di approvvigionamento energetico, in funzione di limitare le emissioni climalteranti associate alle proprie attività produttive. Due esempi sono

⁴⁶ Valutazione ipotetica per pannelli installati in orizzontale con una producibilità a 1,000 ore/anno.

la società Mangiarotti che confina con la proprietà di A2A lungo il canale Valentinis e le cartiere Sofidel poco distanti. Mangiarotti è una sussidiaria del gruppo Westinghouse a sua volta controllata da Brookfield un *asset manager* per un valore superiore ai 500 miliardi di dollari presente in 30 paesi al mondo. Con l'Accordo di Parigi, 2015, che stabilisce gli impegni globali per confinare i cambiamenti climatici al di sotto dei 2°, gli impegni di decarbonizzazione comprendono anche il settore della finanza. In particolare l'Accordo prevede che i flussi finanziari debbano essere coerenti con le *policy* di decarbonizzazione. In quest'ottica un numero sempre maggiore di istituti finanziari adottano una *policy* ambientale specifica circa gli approvvigionamenti elettrici. Brookfield ha sottoscritto il protocollo RE 100 che impegna le società ad una fornitura totale da fonte di energia rinnovabile. Tale impegno è la premessa alla sottoscrizione di contratti PPA, da parte delle società controllate e delle sussidiarie. I PPA oltre ad assicurare una fornitura verde nel lungo periodo, garantiscono la provenienza di energia elettrica da nuovi impianti rinnovabili diversamente dall'acquisto di garanzie di origine (GO) che possono provenire da impianti che percepiscono un incentivo pubblico, quali ad esempio le GO vendute con le aste GSE. La superficie del tetto di Mangiarotti, 30,000 m², corrisponde ad un potenziale teorico di 5 MW. Anche in questo caso la valutazione è teorica dal momento che non considera gli elementi strutturali degli edifici. Al pari Sofidel risulta firmataria dell'iniziativa *Science Based Target* un'iniziativa nata dalla collaborazione tra l'organizzazione internazionale non-profit CDP, lo *United Nations Global Compact* (UNGC), il *World Resources Institute* (WRI) e il *World Wide Fund for Nature* (WWF) per assicurare l'adozione di obiettivi di decarbonizzazione in linea con gli scenari climatici che assicurino un cambiamento climatico al di sotto dei 2°. L'acquisto diretto di energia rinnovabile è una strategia fondamentale dell'obiettivo.

- **Profilo Innovatore.** Alcune realtà produttive dell'area dimostrano una forte propensione agli investimenti nel settore energetico con l'obiettivo di massimizzare l'autoproduzione nei propri stabilimenti. Tali attività rappresentano le premesse per la costituzione di SEU sorrette dal PPA on-site. La costruzione di comunità energetiche è una delle priorità avanzate dalla direttiva europea e sostenuta dalle *policies* nazionali. Per quanto il perimetro e la regolazione della comunità energetica sia ancora da definire, l'area industriale di Monfalcone rappresenta un interessante potenziale. In particolare è emersa la richiesta di progettare sistemi SEU connessi a sistemi di accumulo.

Un importante strumento a disposizione dell'amministrazione pubblica per la promozione di PPA potrebbe essere la modulazione delle aliquote IMU per gli edifici industriali in relazione alla disponibilità a installare impianti fotovoltaici.

7.2. Il ruolo del pubblico

Il pubblico gioca un ruolo per accompagnare l'immagine di Monfalcone come una *best practice* per l'uscita dal carbone.

Per dare risalto alla possibilità di collaborazione con l'impresa su questo presupposto, il tema ambientale e il dibattito energetico dovrà essere spostato dagli inquinanti locali a quello delle emissioni di CO₂, e al tema della de-carbonizzazione in cui gli obiettivi di impresa e *policy* possono essere allineati: l'impresa nella consapevolezza di dovere offrire ed avanzare soluzioni e di posizionarsi rispetto alla sfida dei mercati al cambiamento climatico, l'amministrazione nel suo ruolo di contribuire alle *policy* nazionali ed internazionali al proprio livello di sussidiarietà.

Uno strumento diffuso a cui un'amministrazione pubblica comunale ricorre per affermare il proprio posizionamento in tema di cambiamento climatico è l'adesione al cosiddetto "Patto dei Sindaci" che rappresenta probabilmente l'iniziativa più rilevante a livello degli enti locali. Aderiscono al patto circa 10,000 enti locali in Europa, di cui un'ampia rappresentanza di Comuni italiani. L'adesione al patto rappresenta l'impegno dell'amministrazione nel promuovere ed adottare soluzioni per la mitigazione del cambiamento climatico.

7.2.1. Piano di Azione per l'Energia Sostenibile

Un'opzione per impostare una strategia Comunale per la decarbonizzazione è la predisposizione di un Piano di Azione per l'Energia Sostenibile (Paes) con l'orizzonte 2030, all'interno del quale sono inserite le azioni e i progetti che i Comuni intendono realizzare per ridurre le proprie emissioni di gas serra. La predisposizione del Paese è in Friuli sostenuta dalla Legge Regionale 20/2015⁴⁷ in base alla quale possono essere concessi contributi ai Comuni che aderiscono al "Patto dei Sindaci". I contributi coprono fino al 100% della spesa riconosciuta ammissibile per la predisposizione del Piano di azione per l'energia sostenibile (PAES) riferito al proprio territorio.

7.2.2. Illuminazione

Parte significativa dei consumi di un'amministrazione è data dall'illuminazione pubblica il cui costo rappresenta tipicamente il 20-30% della bolletta energetica comunale. Il meccanismo Titoli di efficienza energetica, che sono quotati sui mercati ambientali del GME, rappresenta un incentivo che aiuta le Amministrazioni a migliorare l'efficienza dell'illuminazione pubblica, abbattendo i tempi di rientro degli investimenti.

A2A in quanto distributore di energia elettrica e gas è soggetto all'obbligo di copertura dei propri volumi di distribuzione con titoli di efficienza energetica TEE, attestanti risparmi di energia a seguito di progetti di efficientamento e può rappresentare, nei vincoli di affidamento di commesse pubbliche, un importante risorsa per l'elaborazione del piano. In Friuli l'Amministrazione regionale a concedere ai Comuni contributi per la predisposizione dei piani comunali di illuminazione⁴⁸. Il Comune di Monfalcone sta predisponendo un piano di intervento nel settore dell'illuminazione.

7.2.3. Mobilità

Un altro capitolo importante del piano d'azione riguarda gli interventi per la mobilità. In particolare una strategia per facilitare la diffusione della mobilità elettrica rappresenta un'importante occasione di visibilità e di connessione con A2A. Le azioni per la mobilità elettrica possono comprendere la conversione ad elettrico della flotta pubblica ed un piano per la localizzazione delle colonnine di rifornimento. Il piano potrebbe inoltre estendersi ai temi dell'elettrificazione del porto ed in prospettiva al movimento di persone da e per il porto su navette elettriche di collegamento con stazione o aeroporto.

7.2.4. Edifici pubblici

Il Programma nazionale per la Riqualficazione Energetica degli edifici della Pubblica Amministrazione Centrale ha come obiettivo quello di conseguire la riqualficazione energetica di almeno 3% annuo della superficie utile climatizzata, in linea con la Direttiva Europea⁴⁹

⁴⁷ Articolo 4, comma 12, della LR 20/2015 e Il regolamento, n. 198 del 23 settembre 2015.

⁴⁸ L'articolo 9, comma 1, della LR 15/2007 e regolamento n. 197 del 23 settembre 2015.

⁴⁹ Direttiva 2012/27/UE.

sull'efficienza energetica che chiede agli stati nazionali un impegno di miglioramento delle *performance* energetiche del 3% degli edifici.

Una parte consistente del Piano d'azione per l'energia sostenibile dovrebbe riguardare le azioni mirate al miglioramento dell'efficienza energetica negli edifici pubblici. Le possibilità di accesso a finanziamenti sia da parte delle Energy Service Company (ESCO) che pubblica, aprono possibilità di risparmi energetici ed economici per l'Amministrazione.

7.2.5. Fattibilità delle opzioni

Tutte le opzioni elencate possono essere valutate e portate a termine contestualmente alla ed indipendentemente dalla realizzazione della centrale a gas. Le azioni in sé non rappresentano un'opportunità economica paragonabile alla realizzazione della centrale a gas nell'ambito del meccanismo di remunerazione esplicita della capacità per l'adeguatezza. Esse rappresentano unicamente un'opportunità di sviluppare in occasione del *phase-out* del carbone modelli energetici in linea con i mercati futuri dell'energia dove la gestione della risorsa energetica e la vicinanza con l'utente finale, sia esso pubblico e privato, è elemento sostanziale delle soluzioni tecnico-economiche della de-carbonizzazione. L'esito di tale confronto con l'impresa si potrà tradurre nella messa in campo e sperimentazione di un modello energetico alternativo, anche con finalità di comunicazione, o nella acquisizione di strumenti e conoscenze quali eventuali misure di compensazione territoriale per la realizzazione delle centrale.

8. Il costo di *decommissioning*

Il costo di *decommissioning* di un impianto è fortemente legato alle condizioni particolari del sito.

Non risulta possibile fornire un costo correttamente stimato per l'eventuale bonifica del sito di Monfalcone. I costi di bonifica possono essere quantificati una volta realizzata una caratterizzazione ambientale, che a sua volta non permetterà una quantificazione puntuale del costo fino a che non siano avanzate le operazioni di rimozione delle strutture. Inoltre il costo della bonifica e dello smantellamento delle opere esistenti dipende dagli usi futuri dei terreni ed in particolare dalla necessità di raggiungere dei livelli di qualità del suolo *brownfield* o *greenfield*.

Tuttavia è possibile fornire una stima approssimativa dei costi di *decommissioning* ricorrendo alle esperienze nazionale ed estere, in particolare modo negli Stati Uniti, dove in alcuni stati dagli inizi degli anni 2000 si hanno diversi casi di smantellamento di centrali a carbone per effetto della progressiva sostituzione della generazione con l'alimentazione a gas e fonti rinnovabili. La maggiore disponibilità di suolo in alcuni casi, la non coincidenza dell'infrastruttura gas con i centri di produzione elettrica a carbone in altri, il valore economico dei siti presso infrastrutture portuali e centri residenziali, hanno spesso limitato le possibilità di *repowering* degli impianti esistenti, spingendo alla ricerca di opzioni alternative.

Su un campione di 28 impianti a carbone smantellati a partire dal 2005, con un'età di circa 45 anni di servizio, il costo medio di *decommissioning* di una centrale a carbone, stimato nel 2016, ammonta a un valore medio di 117,000 \$/MW con un *gap* molto significativo tra il valore inferiore 21,000 \$ e superiore 466,000 \$⁵⁰. I valori più elevati sono associati alla necessità di conferire in discarica le ceneri della combustione a carbone che contrariamente al loro recupero, come solitamente fatto in Europa, venivano spesso accumulate sul sito in cosiddetti *ash pond*. Optando per la scelta del valore medio del *range* si arriva ad una stima, alquanto approssimativa e incerta, di possibile costo di smantellamento e bonifica del sito di Monfalcone pari a circa 35 milioni di euro.

Altri *case studies*⁵¹ portano a stime abbastanza in linea con i valori sopra riportati, fornendo in media un valore inferiore che porta la stima di *decommissioning* a Monfalcone a 25-30 milioni di euro.

Tabella 27 - Stima costo dismissione impianti a carbone negli Stati Uniti

Nome centrale	Potenza	Costo	Costo per MW migliaia di \$
Port Washington Power Plan	340 MW in sei unità	12,4M\$ per le prime 3 unità e una stima di 17 - 22M\$ per le altre 3	86-101
Watts Bar Power Plan	240 MW in quattro unità	17 - 25 M\$	70-104
Plant Arkwright	160 MW	19 M\$	118

Fonte: raccolta dati REF-E, vedi note 42 e 43

Altre stime di costo in Italia attinte da fonti d'informazione pubblica stimano in 35 milioni di euro il costo di smantellamento e bonifica dell'area della centrale di Porto Tolle per una potenza di

⁵⁰ *Decommissioning US Power Plants Decisions, Costs, and Key Issues*, Daniel Raimi, resources for the future, ottobre 2017.

⁵¹ ERPI, *Decommissioning Handbook for Coal-Fired Power Plants*, november 2004.

2,640 MW su una estensione di 272 ettari. 10 milioni di euro è invece stimata l'operazione di smantellamento della centrale a gas di Carpi, 180 MW su 10 ettari. Ed a 10 milioni di euro lo smantellamento e la bonifica per uso industriale della centrale di Porto Marghera 170 MW.

Le valutazioni sulle centrali italiane portano a una stima di circa 20 per una centrale a carbone di 340 MW.

Il *range* di costo individuato per le opere di smantellamento e bonifica è compreso tra i 20 e i 35 milioni di euro.

Nello specifico dei costi di smantellamento del camino a Vado Ligure la prescrizione di smantellare uno dei due camini da 200 m è stata ottemperata ad un costo di 2 milioni di euro⁵² i volumi stimati di macerie dell'intervento sono di 7,000 t di calcestruzzo e 1,400 t di materiale refrattario. Il peso delle macerie del camino di Monfalcone, la cui altezza è limitata a 150 m per la vicinanza della centrale con l'aeroporto di Ronco dei Legionari, è stimabile in circa 6,000 t di cui 1,000 di materiale refrattario.

⁵² https://genova.repubblica.it/cronaca/2017/06/22/news/tirreno_power_via_alla_demolizione_di_una_ciminiera_a_vado-168823224/

9. Il valore del sito

Il valore di riferimento del Consorzio industriale di Monfalcone per le aree industriali nel territorio di Monfalcone è stimato a circa 40 €/M2 con una variazione del +/- 20% a seconda della localizzazione dei lotti. Dalle interviste il valore delle aree industriali è stato per lo più confermato nel *range* 20-50 €/m2. Il valore è da intendere per un terreno agibile e bonificato. Il terreno di proprietà di A2A risulta in posizione privilegiata al confine con l'area industriale e residenziale e con accesso diretto alla banchina tale da potere associare il *range* di prezzo più elevato per la stima del valore del sito.

10. Altre esperienze

Appare utile riportare alcune esperienze di successo di ridestinazione d'uso di siti precedentemente destinati alla generazione termoelettrica e riconvertiti ad uso diverso nell'ambito del programma Futur-e di Enel. Il programma si basa su un lavoro di consultazione dei portatori di interesse locali per l'identificazione delle possibili alternative per l'uso del sito, a volte anche indicendo concorsi di idee, e l'apertura di manifestazione d'interesse a parti terze una volta verificate l'esistenza di condizioni di fondo potenzialmente favorevoli alla trasformazione dell'area.

La centrale di Porto Marghera riveste il maggiore interesse per Monfalcone poiché si tratta di una centrale precedentemente alimentata a carbone da 140 MW a ridosso di un'area industriale con accesso diretto al porto. Le caratteristiche dell'area e l'uso industriale/portuale sembrano coincidere con la vocazione prevalente di Monfalcone. L'area di 11 ettari è stata venduta nel novembre 2015, a tre soggetti già presenti con le loro attività nella zona industriale che si occupano di logistica portuale, carpenteria metallica e impiantistica. Due dei tre acquirenti svilupperanno nel sito nuovi insediamenti industriali, mentre il terzo, anche tramite società collegate, amplierà le proprie capacità logistiche che già svolge in prossimità dell'area. Gli investimenti associati a tali iniziative determineranno un importante indotto economico e occupazionale a beneficio dell'area di Porto Marghera, di cui non esiste una stima, sia nella fase realizzativa, sia in quella di esercizio delle nuove attività industriali. L'area è stata venduta per 10 milioni di euro e altrettanti sono ammontati, secondo informazioni pubbliche, i costi di smantellamento e bonifica del sito.

Diverso destino invece per la centrale di Porto Tolle, 640 MW a olio combustibile, spenta nel 2015 ed in stato di conservazione. In questo caso la procedura di consultazione e raccolta di manifestazioni di interesse ha portato ad identificare l'area per uno sviluppo turistico-residenziale. Le cifre dell'operazione vedono Enel impegnata nello smantellamento e bonifica dell'area per un costo stimato di 35 milioni di euro, un valore di cessione del sito, di 272 ettari, a 3.5 milioni a una società immobiliare specializzata in infrastrutture turistiche, Human Company che è prevista investire nell'area 60 milioni di euro. *Entro il 2023 i lavori di riqualificazione porteranno all'apertura di Delta Farm, un parco turistico, sportivo e agroalimentare integrato nel Delta del Po. Nel villaggio troveranno spazio attività commerciali, botteghe artigianali, mercati ittici e dedicati ai prodotti agro-alimentari locali e alla floricoltura. Circa 400 persone lavoreranno nel villaggio che sarà aperto agli imprenditori locali. Il progetto prevede, in particolare, lo sviluppo di un polo per gli sport acquatici in grado di essere un punto di riferimento a livello nazionale e internazionale, la creazione di un centro visite per la*

valorizzazione delle eccellenze ambientali e paesaggistiche e di uno per lo sviluppo delle produzioni ittiche e agricole tipiche⁵³.

Quindi l'esempio di Carpi dismessa nel 2013. Da centrale elettrica il sito nel 2017 è diventato un innovativo polo logistico. Al posto della centrale, 180 MW, oggi sorge una struttura di 20mila metri quadri coperti dotata di aree esterne di stoccaggio, per ospitare uno dei due *hub* logistici del Nord Italia del Gruppo Enel. In due anni, si è concluso il processo di riqualificazione del sito. Le opere di smantellamento della centrale sono state condotte nell'ottica di un'ottimizzazione del recupero del materiale. Grazie a demolizioni selettive sono state recuperate circa 3,700 tonnellate di materiali metallici, oltre a rame e alluminio, e sono state riutilizzate sul posto 7,000 tonnellate di calcestruzzo frantumato, trasformando così i materiali di risulta in nuove risorse.

A Montalto di Castro il percorso innescato da Future-e aveva portato alla progettazione di un complesso residenziale e di servizi, associato alla realizzazione di un porto turistico e marina. L'occasione del *capacity* ha tuttavia visto Enel avanzare nel luglio 2019 la richiesta di autorizzazione per una centrale turbogas.

Similmente in altri due siti a carbone già inseriti nel programma di Future-e, Fusina e La Spezia, dove era già avviato il processo di valutazione per destinazioni d'uso alternativa alla generazione elettrica, l'apertura del *Capacity Market* ha significato l'intenzione da parte della proprietà di impiegare il sito per impianti di generazione elettrica.

⁵³<https://corporate.enel.it/futur-e/news/d/2019/07/villaggio-turistico-porto-tolle-riqualificazione-centrale>

11. Conclusioni

Con il *phase-out* amministrativo della generazione a carbone, fissato dalle politiche energetiche nazionali al 2025, 9 impianti per circa 8,000 MW su territorio nazionale cesseranno progressivamente la produzione.

La chiusura delle centrali a carbone pone la necessità di trovare alternative:

- a livello nazionale, nel sistema elettrico, per garantire l'adeguatezza e la sicurezza della rete elettrica, compensando la potenza degli impianti a carbone;
- a livello locale, per gestire le implicazioni della chiusura da un punto di vista ambientale ed occupazionale e per trovare nuove destinazioni d'uso delle aree dove sorgono gli impianti nel settore della produzione elettrica e/o nelle vocazioni economiche dei territori.

La conversione dei siti delle centrali termoelettriche è un tema emergente del percorso di decarbonizzazione dei sistemi elettrici. Stante la necessità di sostituire progressivamente le fonti fossili con la generazione rinnovabile, la possibilità di utilizzare i siti convenzionali esistenti per attività di generazione elettrica rinnovabile è limitata da una producibilità delle fonti molto eterogenea sul territorio. Per contro, proprio il *phase out* del carbone ed il crescente contributo delle fonti rinnovabili non programmabili alla domanda elettrica impongono a livello nazionale il mantenimento di una quota di capacità programmabile, tendenzialmente termoelettrica, per garantire l'adeguatezza del sistema.

L'impiego futuro dei siti esistenti sarà determinato da una serie complessa di variabili, dall'evoluzione possibile del mercato elettrico e del *mix* tecnologico, dalle opportunità offerte dalle riforme dei mercati per la piena integrazione delle rinnovabili nel sistema, dal valore di mercato dei siti disponibili, dalle necessità e dai costi di smantellamento e bonifica, dalle opportunità alternative di sviluppo che si aprono potenzialmente a livello locale.

Proprio per assicurare l'adeguatezza del sistema elettrico in Italia è stato recentemente introdotto il *Capacity Market*, un meccanismo di remunerazione esplicita della capacità produttiva, che consente la valorizzazione della capacità installata disponibile, assicurando la remunerazione degli impianti anche a fronte di una diminuita produzione sui mercati elettrici per effetto della penetrazione delle rinnovabili, in ragione del loro servizio di garanzia dell'adeguatezza del sistema. **In presenza di un mercato della capacità la realizzazione di nuovi impianti termoelettrici può diventare economicamente remunerativa.**

Molti nuovi impianti e modifiche di impianti esistenti hanno avviato le procedure autorizzative al fine di partecipare alle aste del meccanismo italiano: il premio annuo per la capacità di adeguatezza è limitato per gli impianti esistenti ai soli anni di consegna 2022 e 2023 ed è esteso su un orizzonte di 15 anni per i nuovi entranti. L'impianto di Monfalcone ha avviato le procedure autorizzative in data successiva allo svolgimento delle aste del *capacity market*.

La proprietà della centrale di Monfalcone, A2A attraverso la società controllata Energie Future, ha annunciato a luglio 2019 l'intenzione di realizzare una centrale a gas da 850 MW nel sito oggi dedicato alla generazione a carbone. Il progetto, il cui iter autorizzativo è iniziato nel dicembre 2019, non ha potuto partecipare alle aste del *Capacity Market*.

La sostenibilità economica della nuova centrale in condizioni puramente *merchant* risulta incerta. Il rischio della mancata copertura dell'investimento sui mercati *spot*, senza meccanismi

di remunerazione esplicita della capacità, è infatti elevato in considerazione dell'incertezza dello scenario di mercato futuro su cui incidono le politiche di decarbonizzazione.

A oggi non sono previsti meccanismi di *Capacity Market* dopo il 2023, tuttavia non è da escludere che questi si rendano necessari in considerazione dell'alto rischio sui tempi di *permitting* e *commissioning* dei nuovi impianti contrattualizzati per garantire l'adeguatezza a termine e sullo sviluppo delle opzioni alternative, quali rinnovabili, accumuli e infrastrutture di rete, rispetto agli intenti della *policy*. In questo contesto la disponibilità di un progetto di generazione a gas autorizzato potrebbe rappresentare una significativa opportunità economica.

Nuovi meccanismi di remunerazione della capacità dovranno comunque essere approvati in Europa e il nuovo regolamento europeo, che entrerà in vigore dal 1° gennaio 2020, ritiene il *Capacity Market* un'opzione di ultima istanza per garantire l'adeguatezza del sistema.

Alla luce di questi elementi, lo studio svolto ha valutato il progetto avanzato da A2A nell'attuale contesto di mercato ed ha raccolto possibili progettualità di utilizzo alternativo del sito della centrale di Monfalcone, valutando anche, fra diverse opzioni, la sostenibilità dell'impiego delle energie rinnovabili in alternativa allo sviluppo della centrale a gas.

La conversione a ciclo combinato

L'effettiva realizzazione della centrale a gas è fortemente legata all'evoluzione del mercato elettrico. **A oggi i fondamentali del mercato rendono la realizzazione di una nuova centrale a ciclo combinato un investimento rischioso.** Senza garanzie fornite da un meccanismo di remunerazione della capacità, il mercato dell'energia nel lungo periodo potrebbe non assicurare le garanzie di remunerazione del capitale investito.

Da un punto di vista occupazionale una centrale gas di 850 MW richiede la presenza di circa 30 addetti per il suo funzionamento.

Da un punto di vista ambientale, in riferimento alle emissioni con impatto locale, la centrale a gas rappresenta per diversi inquinanti un miglioramento rispetto all'attuale generazione a carbone, nonostante la maggiore taglia d'impianto. In termini di massa di NOx emessa, l'impianto funzionante a 6,000 in assetto misto OCGT (1,500 ore) e CCGT (4,500 ore)⁵⁴ emette un quantitativo corrispondente alle emissioni della centrale a carbone calcolate per il 2019. In quanto grande impianto di combustione la centrale ha un impatto significativo in termini di emissioni i cui limiti specifici sono regolati dalla normativa europea e definiti dalle autorizzazioni ministeriali anche attraverso l'adozione di prescrizioni maggiormente restrittive rispetto ai limiti massimi. In merito alle emissioni di CO2 l'alta efficienza della tecnologia prescelta, quando operante in CCGT, permette un coefficiente di emissione di circa 320gCO2/kWh, livello minimo della combustione termoelettrica (al netto degli impianti cogenerativi).

Lo sviluppo di progetti alternativi

La centrale a carbone sorge nel porto di Monfalcone per l'esigenza di scarico del carbone. **La localizzazione della centrale all'interno dell'area portuale amplia la gamma di possibili alternative di utilizzo del sito.** Il porto di Monfalcone sta attraversando una fase di trasformazione sia proprietaria-gestionale che infrastrutturale a seguito dell'accorpamento con il porto di Trieste nel soggetto unico dell'Autorità di Sistema Portuale del Mare Adriatico Orientale ed all'approvazione della variante del piano regolatore portuale.

⁵⁴ Stima di uno scenario limite dell'uso dell'OCGT in una simulazione di funzionamento della centrale.

Tra le linee di sviluppo del porto emerse durante gli incontri con gli *stakeholder* locali, di particolare interesse appare la creazione di un *terminal* passeggeri per l'attracco delle navi da crociera. Allo scopo di incrementare il traffico dei croceristi, che oggi gravita in massima parte sui 10 *terminal* di Venezia con un traffico di un milione e mezzo di passeggeri all'anno, Monfalcone risulta strategicamente meglio posizionato di Trieste avendo una maggiore vicinanza all'aeroporto internazionale "Ronchi dei Legionari" ed un più veloce accesso ferroviario. Il porto, oltre alla banchina dedicata per l'attracco delle navi da crociera, manca ad oggi di una zona di servizi per la portualità e di una stazione marittima che possa gestire l'approdo croceristico e la logistica dei passeggeri. La potenziale disponibilità di una nuova area con accesso al canale "Valentinis" potrebbe inoltre coesistere all'estensione della zona dedicata alle imbarcazioni da diporto e l'offerta di servizio di *dry marina*.

Sulla base dei dati occupazionali del porto di Venezia è possibile suggerire una potenziale intensità occupazionale di 2.5 addetti per 1,000 persone crociera/anno. Nell'ipotesi di un traffico di 150,000 persone anno, corrispondenti ad una nave da 3,000 passeggeri a settimana, si avrebbe un impatto occupazionale superiore ai 300 addetti.

Un altro potenziale impiego dell'area della centrale è la proposta di estensione degli spazi per la logistica connessa alle attività legate al commercio di auto. Stando alle interviste condotte con gli *stakeholders* locali, diverse società che esercitano il commercio di auto tra Europa e Asia sarebbero interessate a ottenere delle aree di parcheggio per le autovetture in transito. In passato, la mancanza di spazi ha indirizzato l'attività sui porti sloveni. Tuttavia il porto di Capodistria, pur avendo realizzato delle infrastrutture a silos per l'ottimizzazione degli spazi, soffre di una difficoltà infrastrutturale all'accesso al porto tale da non prevedere possibilità di ulteriore sviluppo dell'attività. Tale opzione avrebbe il vantaggio di richiedere per la realizzazione del parcheggio auto opere di bonifica, qualora risultassero necessarie, di tipo *capping* e dunque meno onerosa di soluzioni che prevedano il movimento terra.

Le opportunità nella dimensione energetica

Diverse opportunità per lo sviluppo delle fonti rinnovabili, fotovoltaico in particolare, emergono estendendo il campo di analisi a tutto il territorio di Monfalcone e non limitandosi al sito della centrale, dove l'installazione di impianti fotovoltaici, anche eventualmente integrati da sistemi di accumulo, pur possibile come azione complementare ad altre opzioni, non risulta significativa. **È stata analizzata la domanda locale di servizi energetici in linea con un paradigma energetico de-carbonizzato e le potenziali opzioni energetiche condivisibili tra l'amministrazione locale e l'impresa.** Questa dimensione rappresenta un sicuro investimento rispetto al paradigma energetico futuro. Le soluzioni offerte, infatti, risultano in linea con gli obiettivi di decarbonizzazione dei sistemi elettrici fissati dalle politiche.

La prima possibilità valutata è lo sviluppo di fonti rinnovabili diffuse per alimentare iniziative industriali, con uno sviluppo *on-site* sulle estese superfici dei tetti dei capannoni. Gli incontri hanno evidenziato tre profili industriali (pubblico, internazionale ed innovatore) presenti nell'area potenzialmente interessati agli approvvigionamenti diretti da fonti rinnovabili tramite contratti di lungo termine (*Power Purchase Agreements* o *PPA*) da sviluppare con un *partner* del settore. Lo sviluppo dei *PPA* è un aspetto importante della *policy* energetica nazionale.

In aggiunta il Porto rappresenta un altro importante attore per lo sviluppo dei *PPA* e del fotovoltaico. Il nuovo porto deve infatti offrire il servizio elettrico alle navi in attracco e sempre di più la richiesta di energia elettrica per le navi ormeggiate è associata alla fornitura proveniente da fonte rinnovabile.

Un secondo filone riguarda lo sviluppo di un piano complessivo che consenta una riduzione delle emissioni nell'area di Monfalcone e che può comprendere il piano per l'illuminazione pubblica (in fase di finalizzazione da parte del Comune), un piano di efficientamento degli edifici pubblici, un piano per la mobilità elettrica.

Considerazioni finali

La mancata partecipazione della nuova centrale gas da 850 MW, in sostituzione della attuale centrale a carbone, al meccanismo del *Capacity Market* rende la sostenibilità economica del progetto di generazione incerta in ottica puramente *merchant*. Il tempo di autorizzazione del nuovo CCGT è stimabile in circa 2 anni, il tempo di realizzazione in circa 3 anni. L'impatto occupazionale della centrale a gas è stimabile in circa 30 addetti. **Le considerazioni emerse nello studio circa le opportunità offerte dal mercato elettrico, come valutabili ad oggi, suggeriscono che la posizione più probabile da parte della proprietà sia quella di avanzare procedure autorizzative in attesa di condizioni di mercato più favorevoli, che potranno essere verificate solo in prospettiva.**

Il rischio che la centrale possa chiudere senza alternative è concreto e l'iniziativa del Comune di esplorare ipotesi diverse di conversione del sito è molto ragionevole anche in previsione della disponibilità di risorse pubbliche da destinare alle aree interessate dal *phase out* del carbone, come reso possibile dalla recente approvazione del DL crisi 101/2019. L'impiego alternativo dei siti che oggi ospitano le centrali termoelettriche è una caratteristica emergente dei sistemi elettrici. L'apertura di processi decisionali che coinvolgano i diversi portatori d'interesse è una premessa indispensabile per attivare le potenzialità a livello locale che si aprono a fronte della disponibilità di un sito industriale di potenziale valore.

La localizzazione presso il porto di Monfalcone rende il sito appetibile a sviluppi futuri delle attività portuali e colloca la proprietà nella fascia di prezzo più alta delle aree industriali della zona (circa 50 €/m²).

Le idee progettuali emerse tendono ad identificare nello sviluppo del porto l'impiego alternativo emergente in caso di non utilizzo del sito per la generazione termoelettrica. In particolare l'attuale ristrutturazione proprietaria e gestionale del porto potrebbe aprire allo sviluppo di trasformazioni delle attività per le quali si rende necessaria l'estensione delle aree portuali. Le due ipotesi emerse sono l'apertura di un terminal passeggeri e l'attività di commercio di automobili.

Le idee progettuali sviluppate nello studio e supportate da interviste agli operatori locali, necessitano di essere accompagnate dalla disponibilità di A2A di cedere la proprietà a seguito dell'apertura di procedure di manifestazione d'interesse che renderebbero concrete le ipotesi avanzate. Tale disponibilità sarà proporzionale alla concretezza della proposta e alle opportunità offerte dal mercato elettrico circa gli investimenti in nuova capacità fossile.

Parallelamente il territorio di Monfalcone offre diverse possibilità di sviluppo di infrastrutture energetiche orientate al paradigma della sostenibilità, quali lo sviluppo di impianti fotovoltaici *on-site* sulle estese superfici di tetti delle attività industriali e la promozione dell'efficienza energetica nelle strutture dell'amministrazione pubblica.

Tali possibilità, non ancora rafforzate da adeguate politiche nazionali, pur in direzione degli obiettivi di *policy* nazionali ed europei, rappresentano un possibile terreno di lavoro comune tra l'Amministrazione pubblica e l'impresa, in attesa di un consolidamento delle variabili che determineranno il futuro del sito dove oggi sorge la centrale.