

CONTRODEDUZIONI ALLE OSSERVAZIONI DELL'ASSOCIAZIONE MEDITERRANEO NO TRIV/NO SCORIE

A) LA TOTAL STA RIPRESENTANDO UN PROGETTO GIÀ BOCCIATO DAL MITE/REGIONE/MIBAC

Risposta

Il progetto di perforazione del pozzo esplorativo GG3 e sua eventuale messa in produzione, è parte integrante del programma lavori approvato per lo sviluppo della Concessione mineraria denominata "Gorgoglione" e rientra tra le opere per lo sviluppo del progetto Tempa Rossa, quest'ultimo individuato all'allegato 4 del I Programma delle infrastrutture strategiche dell'allora vigente Legge Obiettivo 433/2001.

L'iter autorizzativo del Progetto Tempa Rossa ha seguito la procedura definita dall'allora D.Lgvo 162/2006 prevedendo per progetti sottoposti a VIA regionale che il provvedimento di compatibilità ambientale fosse emesso dal CIPE (ora CIPESS) previa valutazione da esprimersi in applicazione delle specifiche normative regionali.

Pertanto, con DGR 1888/11 la Regione Basilicata ha espresso il proprio giudizio favorevole di compatibilità Ambientale, Autorizzazione Integrata Ambientale ed Autorizzazione paesaggistica del Progetto Tempa Rossa, stralciando dalla progettazione definitiva del Progetto Tempa Rossa la realizzazione dei due sondaggi esplorativi. Successivamente il CIPE con propria Delibera 18/12 approvava il progetto definitivo Tempa Rossa ponendo a carico della Società l'individuazione, sulla base delle potenzialità geominerarie esistenti, della localizzazione di due pozzi esplorativi e relative opere connesse, facenti parte del Programma Lavori di ricerca e sviluppo della Concessione Gorgoglione.

Con riferimento ai due sondaggi esplorativi va detto che gli stessi sono già assentiti da un punto di vista programmatico. A tal fine si rappresenta che La Concessione mineraria di coltivazione Gorgoglione è stata conferita con Decreto del 19/11/1999 e deriva dall'unificazione di Concessioni esistenti (Gorgoglione, Corleto Perticara e della porzione meridionale della concessione Tempa d'Emma).

Con successivo Decreto 31/07/2007, veniva approvato l'adeguamento del programma lavori di ricerca e sviluppo della concessione di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi da svolgere nell'ambito della Concessione, per altro sostanzialmente confermato nel decreto di proroga decennale. Tale programma dei lavori prevedeva, tra l'altro, la perforazione di due sondaggi esplorativi al tempo denominati "Tempa d'Emma Nord 1" e "Gorgoglione est", *comunque non definiti nell'ubicazione*.

Con Determina Ministeriale prot. 0012848 del 17/05/2018, veniva approvata la rimodulazione dei tempi di realizzazione del programma lavori e il differimento dei termini di realizzazione dei lavori di sviluppo e ricerca della concessione attribuendo al sondaggio esplorativo la nuova denominazione "Gorgoglione 3", ed all'eventuale secondo sondaggio "Gorgoglione 4".

Allo stato attuale è in corso il rinnovo quinquennale della Concessione, nell'ambito del quale si è data conferma tra le altre attività previste delle medesime perforazioni esplorative sopra menzionate ed eventuali allacciamenti, ad esito positivo, all'esistente Centro Olio Tempa Rossa.

Per quanto detto, stante la non definita al tempo ubicazione dei due citati pozzi esplorativi ed in particolare del pozzo GG3, considerato che per quanto sopra esposto lo stesso risulta già

assentito da un punto di vista programmatico nei citati Decreti ministeriali 31/07/2007 e 30/11/2011, l'autorizzazione definitiva per la realizzazione del pozzo risulta subordinata all'acquisizione della verifica di compatibilità ambientale.

Pertanto, in ottemperanza a quanto prescritto dal CIPE, con Delibera 18/12, la scrivente ha presentato istanza di VIA del Progetto di perforazione GG3 nel corso del 2016 all'allora Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (MATTM) quale risultato di fondamentali considerazioni sulle potenzialità geominerarie e sui vincoli territoriali esistenti.

Com'è noto la Commissione Tecnica di Verifica dell'Impatto Ambientale (CTVIA) si è espressa negativamente in relazione alla compatibilità ambientale del Progetto di perforazione del Pozzo "Gorgoglione 3", come anche il Ministero della Cultura (MIC) – Direzione Archeologia, Belle Arti e Paesaggio ma nessun provvedimento in capo al CIPE (oggi CIEPSS) è stato mai emesso per tale Progetto. In considerazione della rilevanza di infrastruttura privata strategica per l'approvvigionamento energetico, nel corso del giugno 2022 la Scrivente ha formalizzato istanza di rinuncia con lo scopo di rivedere i tempi di realizzazione del progetto GG3, di migliorarlo sul piano dell'impatto ambientale e della sostenibilità.

In data 12 maggio 2023 è stata presentata nuova istanza di Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) del progetto in esame presso il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, nel rispetto di quanto stabilito dall'art. 23 del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i, riproponendo per il Progetto la medesima ubicazione quale risultato delle considerazioni relative alle potenzialità geominerarie ed ai vincoli esistenti aggiornati e rivisti alla luce del più recente Piano per la Transizione Energetica delle Aree Idonee per il quale la realizzazione del progetto interessa un'area ritenuta idonea all'attività di coltivazione di idrocarburi ovvero compatibile nell'ambito più comunemente denominato in breve PITESAI.

L'ubicazione di tale pozzo è finalizzata a verificare e confermare il modello strutturale, il modello geologico e le caratteristiche produttive del giacimento petrolifero nella zona Sud-Est ad oggi non perforata della Concessione di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi denominata "Gorgoglione". I nuovi dati acquisiti grazie alla perforazione del pozzo esplorativo GG-3 saranno fondamentali per il consolidamento della conoscenza dell'accumulazione d'idrocarburi (OOIP) e per la valutazione della produttività della zona con l'obiettivo di massimizzare il recupero delle risorse associate all'area di interesse grazie alla limitata interferenza con i pozzi esistenti.

B) Area di Corleto Perticara già interessate da sversamenti illeciti di fanghi petroliferi negli anni 90 mai bonificati

Risposta

Nell'ambito della Concessione mineraria Gorgoglione, più nello specifico nel Comune di Corleto, in prossimità del pozzo in esercizio denominato TR2, nel corso del 2011 sono state individuate due aree sottoposte a sequestro da parte della Procura della Repubblica di Potenza per le quali sono stati accertati superamenti di alcune CSC:

- SITO A, Foglio 69 part. 21
- SITO B, Foglio 37 partt. 39 e 40 e Foglio 70 partt. 6, 7 e 8

Per queste aree, in passato oggetto di attività di perforazione, la TotalEnergies EP Italia S.p.A. si è sempre ritenuta estranea non avendo effettuato mai alcuna operazione di esplorazione e/o perforazione, di smaltimento fanghi, né mai interessate dalle attività di costruzione e produzione del Progetto Tempa Rossa.

La Scrivente, pur dichiarandosi estranea ai fatti che hanno determinato il superamento delle CSC, si è impegnata ad una fattiva collaborazione verso gli Enti e le popolazioni locali mettendo a disposizione competenze e professionalità per definire le criticità emerse.

La TotalEnergies EP Italia S.p.A. ha presentato, come soggetto non responsabile, i piani di caratterizzazione delle aree sopra citate. A partire dal 2012 le attività di campo e di laboratorio, approvate in ambito Conferenza di Servizi, hanno in parte definito dal punto di vista chimico-fisico la contaminazione quali-quantitativa dei SITI A e B.

Negli anni a seguire, a valle di ulteriori Conferenze di Servizio, sono stati condotti ulteriori approfondimenti che hanno permesso di definire il perimetro dell'area impattata per il solo Sito B. Pertanto, in relazione alle attività condotte, è stata presentata, su base puramente volontaria ed a fronte del riconoscimento della non imputabilità alla Società dei superamenti rilevati e degli esiti che ne deriveranno, per il SITO B l'analisi di rischio sito-specifica e per il SITO A una proposta di ulteriori indagini dirette quale integrazione al Piano di Caratterizzazione eseguito. Ad oggi le procedure amministrative sono in corso e la documentazione fornita resta in attesa di validazione da parte dell'Autorità procedente.

C) Problemi sanitari già presenti nell'area

Risposta

Si rimanda al riscontro della specifica richiesta d'integrazione della CTVIA di cui al punto CTVIA #07 relativa alla componente Salute Pubblica.

D) Il piano del Pitesai inoltre non prevede la ricerca petrolifera di olio/greggio

Risposta

Come riportato anche nel documento di "ANALISI DEL SIA E DEI DOCUMENTI PROGETTUALI - ELEMENTI TECNICI PER LA RICHIESTA DI INTEGRAZIONI" elaborato da ISPRA, al **par. 3.2.2** dello Studio d'Impatto Ambientale è stato descritto (pag. 20) il Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee (PITESAI), approvato con Dm 28.12.2022 dal Ministero della Transizione Ecologica (oggi Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica).

E) Problema dei rifiuti e reflui petroliferi tossici e radioattivi prodotti dalle estrazioni di idrocarburi mai risolto

Risposta

Le tipologie, le quantità e la modalità di gestione dei rifiuti prodotti durante le fasi di realizzazione ed esercizio del pozzo GG3 sono puntualmente descritte nel **Paragrafo 4.10** dello Studio di Impatto Ambientale. A tal riguardo si precisa che tutti i rifiuti prodotti, saranno gestiti in conformità con quanto previsto dalla normativa nazionale vigente. Analogamente, come già avviene oggi nell'ambito del Centro Olio Tempa Rossa, si procederà a gestire nel rispetto della normativa i rifiuti derivanti dalle attività di lavorazione del greggio estratto.

Si precisa, inoltre, che non è previsto lo scarico di reflui derivanti dalle fasi di realizzazione del progetto GG3 e che anche i rifiuti liquidi prodotti saranno conferiti presso idonei impianti di recupero e/o smaltimento all'uopo autorizzati.

Relativamente alla fase di esercizio, anche sulla base dell'esperienza derivante dalle attività di estrazione dai pozzi esistenti, per i primi anni di produzione, si prevedono limitati quantitativi di acqua di strato che comunque, costituendo aliquota della miscela trifasica estratta, sarà inviata mediante condotta al Centro Olio per le previste e opportune attività di separazione e trattamento nelle Unite impiantistiche progettate a tale scopo.

Pertanto è errata l'affermazione per la quale si scrive:” *L'impianto Centro Olio Total di Tempa Rossa non risulta essere autorizzato al trattamento delle acque reflue di produzione “in quanto come sopra descritto il Centro Oli così autorizzato si compone di unità dedicate al trattamento dell'acqua di produzione per riutilizzarla nell'ambito del medesimo impianto”*. Si precisa altresì che, attualmente, ai sensi della DGR 877/2019, al Centro Olio Tempa Rossa è stato interdetto lo scarico per i primi 5 anni di esercizio di qualsiasi refluo prodotto se pur trattato. Pertanto, pur disponendo nell'ambito all'AIA di un'autorizzazione allo scarico, i quantitativi di acqua in eccesso, rispetto a quelli riutilizzati, vengono avviati a smaltimento.

Per quanto riguarda l'eventuale presenza di radionuclidi naturali nei reflui petroliferi, va precisato che tali sostanze non sono in soluzione, pertanto a seguito di trattamento la totalità dei radionuclidi, poco solubili e con masse atomiche elevate, in genere finiscono nei fanghi residui da trattamento.

L'acqua di produzione separata dall'olio, a seguito del trattamento in Unità dedicata del Centro Olio, produce un volume di fanghi potenzialmente contenenti radionuclidi naturali (NORM) derivanti dal naturale decadimento di sostanze radioattive presenti nelle rocce che ospitano il giacimento.

Per quanto concerne invece i fanghi di risulta dell'impianto interno di trattamento (per i quali, come illustrato in precedenza, è atteso un processo di concentrazione dei radionuclidi), e tra l'altro come già eseguito attualmente, si continuerà, prima dell'invio del rifiuto a recupero o smaltimento esterno, ad eseguire controlli analitici sotto la supervisione dell'Esperto di Radioprotezione.

A tal riguardo va precisato che il Progetto di Monitoraggio Ambientale del sito Tempa Rossa, approvato con DGR 887/2019, già prevede una serie di attività di monitoraggio specifiche dei radionuclidi di origine naturale.

F) Gas serra Basilicata – regione tra le più inquinanti

Risposta

Lo studio della Commissione Europea nominato nel commento¹ presenta il tasso d'incremento delle emissioni di gas serra in alcune regioni, tra cui anche la Basilicata (+36%). Il dato, tuttavia, non permette di trarre conclusioni sul contributo delle attività petrolifere e più nello specifico delle attività TotalEnergies a Tempa Rossa, per due motivi:

- Le emissioni di gas serra sono espresse a livello complessivo e non è possibile distinguere quelle attribuibili all'attività di estrazione di combustibili fossili, da quelle di altri settori. In generale, le dinamiche economiche regionali che dal 1990 potrebbero aver determinato l'incremento di GHG in Basilicata possono essere ricondotte ad esempio allo sviluppo del settore produttivo industriale, come evidenziato dall'ampia quota di valore aggiunto che, in Basilicata, viene prodotto dall'industria, la seconda più alta a livello nazionale (26,8% nel periodo 2008-2017)².
- Il tasso è calcolato sulla base delle emissioni regionali del periodo 1990-2021. Dal momento che le attività di TotalEnergies a Tempa Rossa, comprensive delle prove di esercizio, sono state avviate a dicembre 2019, questo periodo non sembra rappresentativo per trarre conclusioni sul contributo specifico di TotalEnergies alle emissioni della regione.

¹ European Commission, “Regional Trends for Growth and Convergence in the European Union”, June 2023

² ISTAT, “Rapporto sul territorio 2020: ambiente, società, economia”, capitolo 5: “I luoghi dell'economia”.

A seguire si propone, quindi, un approfondimento sulle emissioni di gas serra legate all'attività di estrazione di idrocarburi, per contestualizzare il progetto di perforazione del pozzo Gorgoglione 3 e sua eventuale messa in produzione. Dal momento che una stima preventiva delle emissioni di gas climalteranti legate alla realizzazione del progetto, sulla base delle previsioni dei consumi di energia elettrica e carburanti, è già stata affrontata nel documento SIA_GG3_ "CAPITOLO 9 - Valutazione di impatto e misure di mitigazione", l'approfondimento che segue è centrato sull'osservazione secondo la quale siano sottovalutati, in particolare, gli effetti di eventuali perdite o rilasci di metano in atmosfera.

Definizioni

Nell'industria di estrazione di petrolio e gas il rilascio di metano in atmosfera può avvenire in modo accidentale (perdita) o in modo controllato, per gestire il gas naturale non conforme, non economico o di scarto.

Il gas naturale può essere rilasciato direttamente in atmosfera, senza combustione, da sorgenti fuggitive e/o diffuse (*venting*) oppure può costituire una parte incombusta del gas che, per motivi di sicurezza, viene inviato e combusto in maniera controllata in torcia (*flaring*). A queste due potenziali modalità di rilascio, si aggiunge una eventuale ulteriore aliquota derivante dalla parte incombusta del fuel gas utilizzato come combustibile in ingresso alle unità d'impianto che producono energia utile, termica e/o elettrica (caldaie e turbogas).

Dal punto di vista dell'impatto climatico, a parità di emissività, il *venting* provoca danni ambientali peggiori, che dipendono dal notevole potenziale di riscaldamento globale del metano contenuto nei gas rilasciati. Con la pratica del *flaring* e con l'impiego del gas come combustibile invece il metano contenuto nei gas è trasformato in anidride carbonica (a meno di una potenziale parte incombusta), che ha un potenziale di riscaldamento globale inferiore di 28 volte rispetto al solo metano, considerato un periodo di riferimento di cent'anni.

Inquadramento europeo e nazionale

In generale, la preoccupazione che gli effetti sul cambiamento climatico di eventuali rilasci di metano (involontari o controllati) siano sottovalutati può essere attenuata, considerando che questa problematica è regolamentata a livello europeo e nazionale.

Il quadro normativo europeo che regola il monitoraggio del rilascio in atmosfera di metano ha come riferimento principale la Strategia sul Metano della Commissione Europea³, che pone l'obiettivo di ridurre le emissioni di metano in Europa. Sebbene la strategia non vieti al momento presente le pratiche di *venting* e *flaring*, la Commissione Europea prevede che questo divieto possa essere introdotto in futuro, anche in riferimento all'iniziativa "*Zero routing Flaring by 2030*" della World Bank. Allo stesso tempo, la Commissione prevede che sarà proposto l'obbligo di migliorare la rilevazione e la riparazione delle perdite di gas nelle infrastrutture di trasporto. All'interno della stessa strategia, il programma satellitare Copernicus dell'UE si occupa della sorveglianza di perdite di metano di grande entità e di identificare i punti e i responsabili delle emissioni⁴.

L'Italia, in particolare, ha dichiarato la propria adesione al *Global Methan Pledge*⁵, impegnandosi per l'obiettivo condiviso dai partecipanti di ridurre le emissioni globali di metano almeno del 30% entro il 2030, rispetto al 2020. In riferimento all'ultimo report nazionale sulle

³ <https://www.europarl.europa.eu/committees/en/methane-strategy/product-details/20210409CDT05021>

⁴ Yu, X. *et al.*: "A high-resolution satellite-based map of global methane emissions reveals missing wetland, fossil fuel and monsoon sources, EGU sphere" [preprint], <https://doi.org/10.5194/egusphere-2022-948>, 2022.

⁵ <https://www.globalmethanpledge.org/>

emissioni di gas serra⁶, le emissioni fuggitive costituiscono l'1,4% (dato 2021) delle emissioni nazionali e sono composte in prevalenza da metano. Le principali sorgenti emissive nazionali per le emissioni fuggitive di metano sono rappresentate dalla filiera del gas naturale (6,6% delle emissioni nazionali di metano nel 2021). All'interno di questo comparto, tuttavia, oltre l'80% delle emissioni avviene durante la distribuzione (dato 2021), mentre le emissioni in sede di estrazione sono minoritarie (vedi voce "Espl., Prod., Proc., Flar." in **Figura 1**).

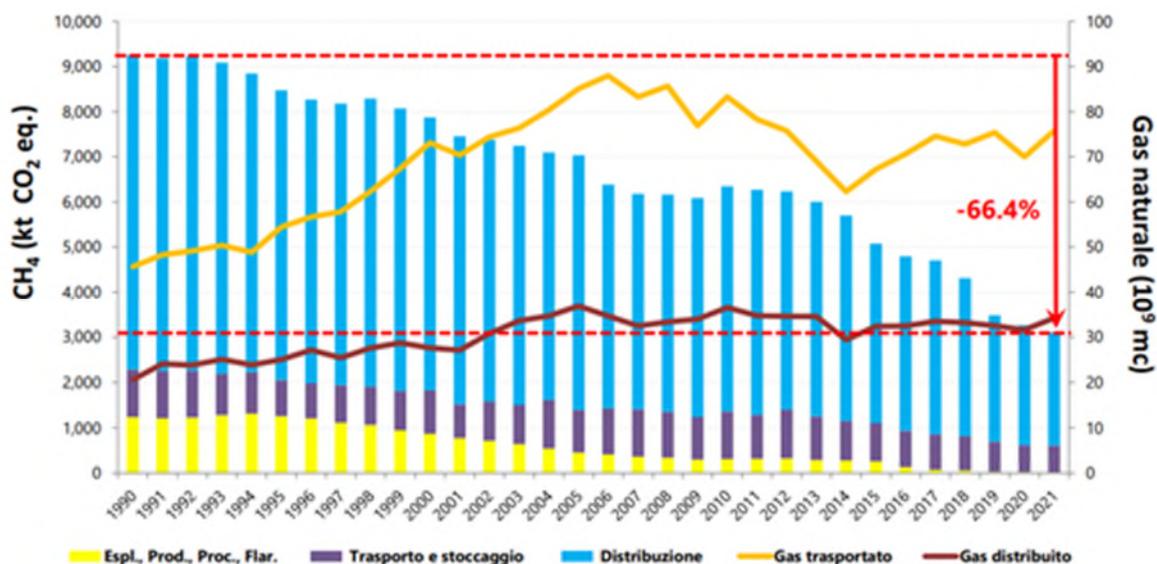


Figura 1 - Emissioni di CH₄ (kt CO₂ eq.) nelle sorgenti della filiera del gas naturale, gas naturale immesso in rete (trasporto) e distribuito. Fonte: ISPRA, 2023

In riferimento all'articolo citato nel commento⁷, che denuncia fughe involontarie e pratiche di *venting* di metano, si fa notare che anche in questo caso le sorgenti individuate sono per la maggior parte delle infrastrutture di trasporto. L'unica fuga individuata in Basilicata da un impianto di estrazione è riferita ad un sito non gestito da TotalEnergies, in particolare il pozzo "Alpi 4" in Val d'Agri.

Considerazioni sulla catena di approvvigionamento degli idrocarburi

In generale, l'impostazione del commento considera le emissioni di gas a effetto serra con un approccio territoriale (*production based*), focalizzandosi quindi sulle sorgenti locali. Si ritiene, tuttavia, che l'approccio non sia appropriato all'argomento, dal momento che i gas climalteranti si disperdono uniformemente in atmosfera e gli impatti del cambiamento climatico hanno scala globale⁸. In questo senso, si ritiene che tutte le emissioni di metano che sono dovute all'approvvigionamento nazionale di combustibili fossili dovrebbero essere prese in analisi per contestualizzare gli impatti del progetto, a prescindere dal luogo geografico in cui avvengono. Per questo, si propone qui di ampliare la prospettiva di analisi e considerare gli impatti della catena di fornitura degli idrocarburi consumati in Italia (approccio *consumption based*), invece di quelli legati alle attività di estrazione, trasporto e distribuzione che avvengono in Italia o in Basilicata.

⁶ ISPRA, "Le emissioni di gas serra in Italia: obiettivi di riduzione e scenari emissivi", 2023

⁷ <https://www.lanuovaecologia.it/perdite-metano-atmosfera-ce-puzza-di-gas-legambiente-clima/>

⁸ G.P. Peters, *From production-based to consumption-based national emission inventories*, Ecological Economics (2008)

Le analisi del *methane tracker* dell’Agenzia Internazionale dell’Energia (IEA)⁹ comprendono le emissioni di metano lungo l’intera catena di approvvigionamento di petrolio, gas naturale e carbone. I settori di petrolio e gas naturale sono divisi nei segmenti “*upstream*”, “trasporto del gas” e “altro”. Il segmento di upstream comprende tutte le emissioni di metano che derivano dalla produzione, dalla raccolta e dalla lavorazione in tutte le strutture di petrolio e gas, sia in terraferma che offshore. Il trasporto del gas include le emissioni di metano dalla trasmissione e distribuzione del gas tramite condotte o come gas naturale liquefatto (GNL) e rigassificazione. Il segmento “altro” comprende la raffinazione, il trasporto del petrolio e le emissioni di metano legate al consumo di petrolio e gas.

Le emissioni di metano così ripartite sono rappresentate nel grafico in **Figura 2**.

Considerando, quindi, l’intera catena di fornitura di petrolio e gas naturale, appare evidente che le maggiori emissioni di metano, sia involontarie sia controllate, avvengono nella fase di trasporto e distribuzione. Sulla base di quest’evidenza, si può considerare che l’estrazione di combustibili fossili sul territorio nazionale potrebbe, riducendo le distanze di trasporto, ridurre le emissioni legate a questa fase, in base alle condizioni di trasporto e distribuzione.

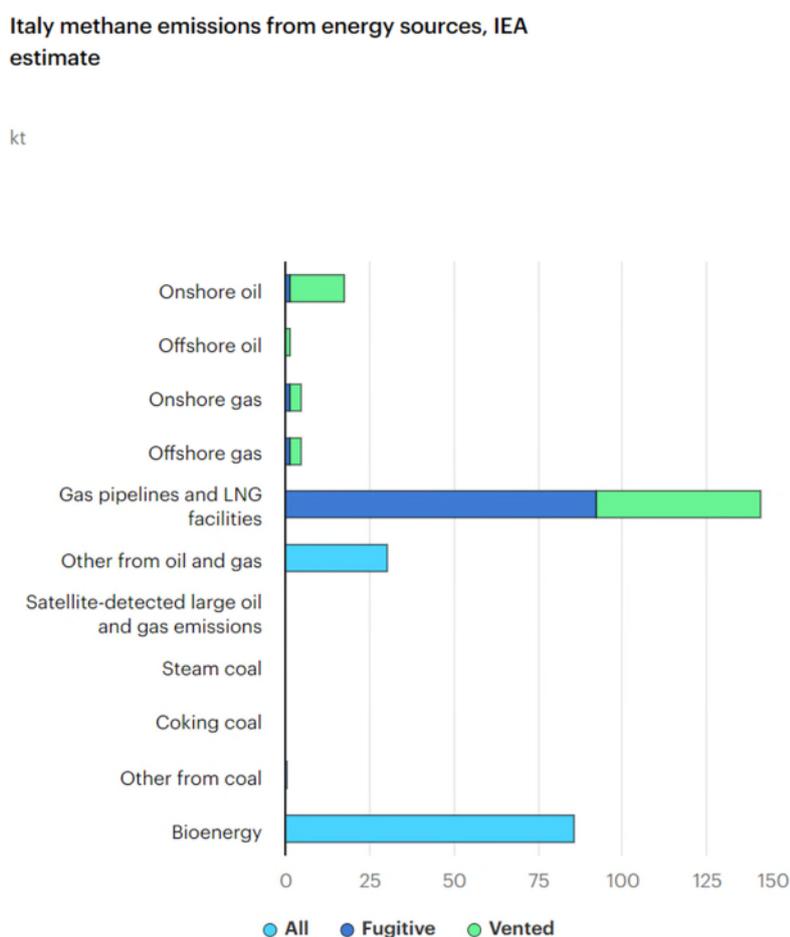


Figura 2 – Emissioni di metano per le fonti energetiche consumate in Italia nel 2022 (kt). Fonte: IEA Methane Tracker.

⁹ <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/methane-tracker>

L'impegno di TotalEnergies

Come dichiarato nel progress report *Sustainability Climate report 2023*, le emissioni di metano di TotalEnergies ammontavano a 42 kt nel 2022, che corrispondono ad un'intensità di emissione pari a circa lo 0,11% del gas prodotto per la vendita nei siti di estrazione petrolifera e di gas da esso operate (fase upstream). L'obiettivo del Gruppo è di ridurre ulteriormente tale valore di intensità, in particolare di portarla al di sotto dello 0,1% per tutti gli asset del gas prodotto per la vendita. In generale, l'obiettivo di Total Energies è di ridurre le emissioni totali di metano del 50% entro il 2025 e dell'80% entro il 2030, rispetto a livelli del 2020.

A questo scopo, TotalEnergies considera le diverse sorgenti di emissioni di metano, tra cui in particolare il *venting*, le fuggitive, il *flaring* e il fuel gas e segue rigorosi standard di progettazione per garantire emissioni di metano vicine allo zero per i suoi nuovi progetti. La società ha aderito, inoltre, a diversi programmi di portata internazionale per perseguire questo scopo.

TotalEnergies aderisce dal 2014 alla seconda fase del *Oil & Gas Methane Partnership* (OGMP 2.0) del Programma per l'Ambiente delle Nazioni Unite, che riunisce aziende industriali, governi e organizzazioni non governative al fine di migliorare il monitoraggio e la segnalazione delle emissioni di metano per ridurre.

TotalEnergies si è impegnata a eliminare completamente il cd "routine flaring" entro il 2030 secondo l'obiettivo proposto dal World Bank Group nel programma "Zero routine flaring by 2030"¹⁰ e ha ridotto questa pratica dell'80% dal 2010 a livello globale. In coerenza con questo impegno, TotalEnergies riporta nel *Sustainability Progress report 2023* che tutte le attività di flaring, incluse quelle necessarie per la sicurezza, sono diminuite del 7% nel 2022 rispetto all'anno precedente.

TotalEnergies ha, infine, avviato una campagna globale di rilevamento e misurazione delle emissioni di metano in tutti i propri siti upstream, denominata AUSEA (Airborn Ultralight Spectrometer for Environmental Application) che utilizza sensori montati su droni per quantificare le emissioni, stimare il loro modello di dispersione e individuarne la fonte. Tale metodologia è stata sviluppata in collaborazione tra TotalEnergies e il *Groupe de Spectrométrie Moléculaire et Atmosphérique* (GSMA - Unita di Ricerca Congiunta del CNRS e dell'Università di Reims Champagne Ardenne) e la società ha preso l'impegno di applicarlo almeno su tutti i siti upstream attivati a partire dal 2022.

Inoltre, sul sito di Tempa Rossa, alla data presente, TotalEnergies ha condotto 3 campagne di monitoraggio di emissioni fugitive, come parte del Piano LDAR (Leak Detection and Repair) previsto dall'AIA. Il piano viene applicato con cadenza annuale su ogni potenziale sorgente di emissioni fugitive accessibile, tra cui ci sono le aree pozzo, che includeranno quindi in futuro anche il pozzo in progetto GG3. Le attività delle campagne prevedono che si effettui un monitoraggio puntuale su ogni sorgente accessibile e, sulla base dei risultati del rilevamento, che si individuino le sorgenti "fuori soglia", ossia in stato emissivo superiore rispetto al valore soglia stabilito dalla norma (10.000 ppmv). In questo modo, si redige un elenco di perdite e, per i punti individuati, sono programmati interventi di riparazione, al fine di ridurre le emissioni.

H) Subsidenza

¹⁰ <https://www.worldbank.org/en/programs/zero-routine-flaring-by-2030>

Risposta

Nell'ambito del monitoraggio ambientale della Concessione Gorgoglione approvato con DGR 877/19 ad oggi attuato è stato realizzato un sistema di monitoraggio permanente delle deformazioni del suolo che copre un'area più estesa della concessione stessa, con l'obiettivo principale di verificare l'occorrenza di eventuali fenomeni di deformazione del suolo potenzialmente connessi all'attività estrattiva registrando i principali parametri descrittivi della dinamica del contesto geologico (entità e direzione di spostamento, velocità di spostamento) al fine di distinguere un eventuale effetto indotto dell'attività antropica rispetto al comportamento naturale della zona interessata, comportamento identificato attraverso l'analisi di dati storici antecedenti l'attività estrattiva (baseline).

Questo dispositivo di monitoraggio, definito sulla base delle indicazioni fornite dal Ministero dello Sviluppo Economico (MiSE) nel documento "Indirizzi e linee guida per il monitoraggio della sismicità, delle deformazioni del suolo e delle pressioni di poro nell'ambito delle attività antropiche", è costituito da un'analisi periodica di dati radar da satellite mediante tecniche interferometriche (InSAR - Interferometric Synthetic Aperture Radar) che permettono la mappatura dello spostamento di ampie superfici con precisione di qualche millimetro, integrate dai rilievi satellitari di 3 stazioni CGPS/GNSS, 11 riflettori radar artificiali – corner reflectors – per l'osservazione accurata della posizione di alcuni capisaldi puntuali.

La realizzazione delle stazioni e la messa in servizio di tutte le apparecchiature è stata completata il 20/09/2018. Il monitoraggio viene effettuato in accordo alle citate linee guida del MISE; in particolare, il monitoraggio interferometrico è effettuato in continuo, con frequenza di aggiornamento semestrale.

Il nuovo "ACCORDO QUADRO per l'applicazione integrata degli Indirizzi e Linee Guida per il monitoraggio della sismicità, delle deformazioni del suolo e delle pressioni di poro – (ILG) alle concessioni di coltivazione di idrocarburi denominate "Val d'Agri" e "Gorgoglione" in Basilicata", sottoscritto dalle parti nel 2023, disciplinerà le modalità di diffusione, a cura degli Enti, tramite apposito protocollo.

Nelle more dell'attuazione del precedente ACCORDO QUADRO per la sperimentazione degli Indirizzi e Linee Guida, i risultati e i rapporti tecnici sono comunque stati resi pubblici da TotalEnergies fin dall'inizio delle attività operative di monitoraggio (2018); tutti gli Enti coinvolti hanno inoltre ricevuto comunicazione per l'accesso via ftp ai dati grezzi delle stazioni sismiche e GNSS; sul sito internet di TotalEnergies sono disponibili tutti i rapporti delle Società incaricate da TotalEnergies che li hanno prodotti:

<https://ep.totalenergies.it/sicurezza-e-ambiente/monitoraggio-ambientale/monitoraggio-ambientale-deformazione-del-suolo>.

I risultati pubblicati indicano l'assenza di fenomeni di subsidenza o deformazioni differenti dalle naturali tendenze evolutive regionali.

I) Piano di emergenza per le popolazioni

Risposta

Per la realizzazione del Progetto "Tempa Rossa" la Regione Basilicata ha emesso giudizio favorevole di compatibilità Ambientale, Autorizzazione Integrata Ambientale ed Autorizzazione paesaggistica con propria DGR n. 1888 del 19/12/2011 e DGR n. 952 del 18/07/2012. Più nello specifico alla prescrizione n. 14 è stato richiesto di definire con Regione e Prefettura un "Protocollo per la gestione delle situazioni di emergenza, inclusi eventi incidentali. Ai fini dell'ottemperanza alla menzionata prescrizione 14 nel corso del mese di novembre 2019 è stato siglato dall'allora Total E&P Italia Spa ora TotalEnergies, con Regione Basilicata e Prefettura di Potenza, un "Protocollo per la gestione delle situazioni di emergenza, inclusi eventi incidentali" che potrebbero eventualmente interessare le aree pozzo e gli

oleodotti (condotte o flowline), ad integrazione e completamento delle procedure di gestione emergenze da incidente rilevante contenute nei Rapporti di Sicurezza e nei Piani di Emergenza esterna per gli stabilimenti Seveso di Tempa Rossa esistenti quali Centro Olio e Centro GPL.

Per le “emergenze interne” sono previsti a cura TotalEnergies EP Italia, per le aree pozzi e per le condotte, l’applicazione:

- del piano di emergenza denominato “Oil Spill contingency plan” (2-PRO-HSEQ-33) in caso di evento incidentale in normale produzione, allegato CTVIA#02_TempaRossaOilSpillContingencyPlan;
- del piano di emergenza denominato “Blow-out contingency plan” (2-PRO-DRW-002) in caso di attività di perforazione e work-over, allegato CTVIA#02_TempaRossaBlowOutContingencyPlan.

Per gli aspetti legati alla tutela della popolazione locale, in caso di evento incidentale nell’ambito del suddetto “Protocollo d’intesa”, in parallelo alle prime azioni interne, specificate nei piani di emergenza di cui sopra, sono specificate le azioni a cura Prefettura di Potenza e Regione Basilicata nella gestione dei differenti stati contemplati:

- stato di Attenzione;
- stato di Pre-Allerta;
- stato di Allarme-Emergenza.

Inoltre, in caso di esecuzione di specifiche attività che interessano le aree pozzo, TotalEnergies svolge specifiche campagne informative rivolte sia alla popolazione sia alle autorità/istituzioni con l’obiettivo di fornire una piena divulgazione delle modalità di esecuzione delle attività e dei sistemi di monitoraggio ambientale messi in campo.

Allegati:

- CTVIA#02_TempaRossaOilSpillContingencyPlan;
- CTVIA#02_TempaRossaBlowOutContingencyPlan.

L) Piano regionale di tutela delle acque regionali mai approvato

Risposta

La disamina di come il Progetto del pozzo Gorgoglione 3 si rapporta con gli strumenti di pianificazione finalizzati alla tutela della risorsa idrica è riportata nel Capitolo 3.5.8 “Piano di Gestione delle Acque” del SIA. In particolare, è stata effettuata una verifica dei principali strumenti di pianificazione, prevalentemente su base regionale, che risultassero strettamente correlati o, comunque, potenzialmente “interferenti” con il processo di governo della risorsa idrica ai sensi della Direttiva 2000/60/CE.

Stanti le suddette premesse, sono state prese a riferimento le informazioni contenute nel Piano di Gestione delle Acque di cui al II° Ciclo (2015-2021), disponibili sul sito web del Distretto idrografico dell’Appennino Meridionale, entro il quale è ricompresa l’area di Progetto. In particolare, sono state consultate le principali cartografie di Piano, e sulla base delle cartografie esaminate, non emergono condizioni di contrasto tra il Progetto e il Piano di Gestione delle Acque.

Per ulteriori dettagli si rimanda alla consultazione del suddetto Capitolo.

M) Piano paesaggistico regionale incompleto e non approvato

Risposta

La Regione Basilicata, ai sensi della L.R. 20/87 e s.m.i., ha individuato le parti di territorio soggette e disciplinate dai Piani Territoriali Paesistici di Area Vasta e l'area interessata dalla realizzazione del pozzo Gorgoglione 3 non rientra in alcuna delle parti di territorio sopra richiamate, pertanto, non è soggetta ad alcun Piano Paesistico della Regione Basilicata.

La redazione del Piano Paesaggistico Regionale (PPR) della Basilicata è attualmente in corso e di seguito si riporta una breve sintesi dello stato di avanzamento del documento a oggi. A settembre 2011 la Regione Basilicata ha stipulato un protocollo di intesa con il Ministero per i Beni e le Attività Culturali (MiBAC), il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (MATTM) per la definizione delle modalità di elaborazione congiunta del Piano Paesaggistico Regionale. Le attività di elaborazione del Piano sono state oggetto di approvazione da parte della Giunta regionale, previa validazione del Comitato Tecnico Paritetico composto da rappresentanti della Regione, del MiC e del MITE oggi MASE.

La delibera più recente relativa al PPR è la DGR n. 793 del 23 novembre 2022 che ha approvato il verbale del Comitato Tecnico Paritetico della seduta dell'11 ottobre 2022. Durante questa seduta il Comitato Tecnico Paritetico ha approvato la documentazione tecnica a corredo del Piano.

Come mostrato nella figura sottostante, nell'Area Vasta sono presenti aree sottoposte a vincolo paesaggistico ai sensi degli articoli 136 e 142 del D.lgs. 42/2004. Nell'Area di Sito le uniche aree sottoposte a vincolo paesaggistico sono le aree boscate, vincolate ai sensi dell'art. 142 comma 1 lettera g) "territori coperti da foreste e da boschi". L'impronta di Progetto è stata definita in maniera tale da non produrre interferenze con aree sottoposte a vincolo paesaggistico.

Sulla base delle considerazioni sopra riportate è possibile affermare che il Progetto non risulta in contrasto con gli obiettivi del Piano Paesaggistico Regionale e non interferisce con aree sottoposte a vincolo paesaggistico ai sensi degli articoli 136 e 142 del D.lgs. 42/2004.