

# Assemblea Ordinaria di Eni SpA

12 maggio 2021

Risposte a domande ricevute in Assemblea  
tramite rappresentante designato dalla Società  
ai sensi dell'art. 135-undecies del TUF







Assemblea Ordinaria di Eni SpA 12 maggio 2021  
Risposte a domande ricevute in assemblea  
tramite rappresentante designato dalla Società  
ai sensi dell'art. 135-undecies del TUF

	pag.
<b>Associazione FONDI ISTITUZIONALI</b> .....	<b>2</b>
<b>Diana BETTINI</b> .....	<b>15</b>
<b>Flavio BOTTA</b> .....	<b>19</b>
<b>Climate Action 100+</b> .....	<b>22</b>
<b>Fondazione FINANZA ETICA</b> .....	<b>29</b>
<b>Re.Common</b> .....	<b>34</b>



## Azionista Associazione FONDI ISTITUZIONALI Dott. HANS MARTIN BUHLMANN

1. Il CCS, non è peggio delle rinnovabili con storage dal punto di vista del tasso di ritorno energetico?

Dal noto giornale on line Quale Energia si legge (Autore: Alessandro Codegoni) che uno studio internazionale confronta l'Eroei – tasso di ritorno energetico- di impianti a fossili dotati di CCS con quelli a fonti rinnovabili dotati di sistemi di accumulo. Secondo questa ricerca (Comparative net energy analysis of renewable electricity and carbon capture and storage), condotta da un gruppo di ricercatori di università arabe, inglesi, americane e italiane, fra cui Ugo Bardi, chimico dell'Università di Firenze, e pubblicata su Nature Energy, la risposta è un chiaro "No!".

Bardi e colleghi hanno provato a stimare quanto sia l'Eroei di impianti a fossili dotati di CCS, e di impianti a rinnovabili dotati di sistemi di accumulo, così che possano fornire un'energia programmabile come le prime. L'Eroei (Energy Returned On Energy Invested) è un indice che misura quanta energia è prodotta nel corso della vita utile di una centrale elettrica, rispetto a quella spesa per costruirla e farla funzionare. Più è alto questo indice più conveniente energeticamente l'impianto considerato.

"Un calcolo decisamente complesso, sia perché, come detto, non esistono ancora impianti di CCS di larga scala, da usare come riferimento, sia perché di impianti di accumulo per rinnovabili ce ne sono di molti tipi diversi, dalle batterie al pompaggio idroelettrico, ognuno con le proprie limitazioni e vantaggi e che anche di alcuni di questi non esistono ancora esempi su larga scala."

«Quello che è comunque certo – spiega Bardi – è che la tecnologia CCS più in uso oggi, quella del separarla dai fumi tramite assorbimento in ammine, che vanno poi rigenerate, per poi liquefarla, e infine trasportarla con tubi o camion fino ai pozzi in cui pomparla, è molto dispendiosa in termini energetici, e quindi peggiora fortemente l'Eroei delle centrali a cui è applicata».

Lo stesso però si può dire per i sistemi di stoccaggio per l'elettricità, che richiedono la costruzione di complessi dispositivi, come le batterie, di impianti industriali, come quelli per la produzione di idrogeno, o di bacini idroelettrici, e quelli basati sul pompaggio di acqua a diverse altezze.

Dopo complesse ipotesi, ragionamenti e calcoli, le conclusioni dei ricercatori sono che l'Eroei medio delle nuove centrali a fossili dotate di CCS varia fra 6,6 per quelle a carbone gassificato fino a 21,3 per quelle a gas naturale e ciclo combinato.



**Nel caso delle rinnovabili, invece, l'Eroei con i vari tipi di storage (fra i quali il migliore per ritorno dell'investimento energetico iniziale è sicuramente quello a pompaggio idroelettrico, mentre il peggiore sono le batterie, con la conversione in idrogeno a un valore intermedio) varia da 9 a 25 per il FV, e da 20 a 30 per l'eolico, in aree a media abbondanza di soleggiamento o ventosità.**

**Per avere un quadro più realistico, i ricercatori hanno poi applicato il loro modello a un ipotetico sistema di energie rinnovabili al 100% per l'Europa, comprendente un mix di fonti rinnovabili e di sistemi di accumulo: in questo caso l'Eroei complessivo è risultato di 21,9, sempre migliore di quello delle centrali a gas a ciclo combinato con CCS, con l'ulteriore vantaggio che il sistema a rinnovabili ci libererebbe anche dalla dipendenza da una risorsa limitata, di costo crescente e in gran parte importata.**

**«Insomma in quasi tutte le condizioni, mettersi oggi a costruire centrali a fossili con cattura di CO<sub>2</sub>, risulta energeticamente più inefficiente che costruire centrali a rinnovabili con sistemi di accumulo. Quindi, se vogliamo massimizzare le possibilità di riuscire a contenere il cambiamento climatico, è meglio investire tutte le risorse sulle rinnovabili», sintetizza Bardi.**

**- Eni condivide queste acquisizioni scientifiche o le contesta? La sua strategia di investimenti quale delle due tecnologie ha privilegiato o privilegia? In termini di sovvenzioni pubbliche quale delle due è la più "bisogno" di aiuti? E' vero che Eni anche in assenza di sovvenzioni pubbliche svilupperà questa tecnologia in Italia? In questo caso non si registreranno delle perdite senza salvaguardare gli asset?**

#### **Risposta**

- Lo studio citato si riferisce alla costruzione di nuove centrali dotate di CCS o di nuove centrali rinnovabili dotate di sistemi di accumulo. Uno dei vantaggi principali della CCS è proprio quello di essere applicabile ad impianti esistenti con minime modifiche, e permetterne quindi la decarbonizzazione sostenendo solo il costo della realizzazione del processo di cattura e stoccaggio senza dover sostituire la centrale. Il progetto Ravenna CCS si basa su questo tipo di ipotesi di sviluppo per quanto riguarda la cattura, tra l'altro, della CO<sub>2</sub> da cicli a gas combinati delle centrali elettriche esistenti.
- Eni concorda che il carbone sia la prima fonte energetica fossile da abbandonare. La strategia verso la transizione energetica di Eni è improntata ad un approccio multidisciplinare robusto e resiliente, che prevede entro il 2050 l'incremento della capacità produttiva delle sue bioraffinerie di 5 volte, la promozione dell'uso del biogas, l'aumento



dell'efficienza energetica e della digitalizzazione nelle operazioni e nei servizi ai clienti, l'incremento della produzione da fonti rinnovabili fino a 60 GW, lo sviluppo delle filiere dell'idrogeno verde e blu per l'alimentazione delle bio-raffinerie e delle attività industriali di terze parti, la compensazione di oltre 40 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub> tramite le iniziative di forestry REDD+ e lo sviluppo di una capacità totale di stoccaggio di 50 milioni di tonnellate tramite la CCS.

- La CCS va vista come strumento per decarbonizzare il settore "hard to abate" (acciaierie, cementifici, raffinerie, cartiere, industria, chimica, vetro e ceramica, ecc.) responsabile soltanto in Italia nel 2019 (rapporto ISPRA 2021) per emissioni pari a 67 milioni di tonnellate (circa il 20% del totale ed il 42% del solo comparto industriale). Anche in questo ambito la CCS è applicabile con lo stesso principio di "retrofitting" sugli impianti industriali esistenti, per i quali non vi sono ad oggi altre soluzioni immediatamente percorribili aventi la stessa efficacia di decarbonizzazione. L'esempio più significativo è quello del cemento, dove circa due terzi delle emissioni provengono dal processo di calcinazione del calcare e che quindi in nessun modo potrebbero essere evitate con il ricorso ad energia rinnovabile.
- La tecnologia CCS si presenta dunque tra le opzioni più competitive a livello economico per una rapida decarbonizzazione di alcuni settori, come dimostra quanto sta avvenendo in Olanda con i meccanismi di sostegno SDE++ (*Stimulation of Sustainable Energy Transition Subsidy Scheme*). Questi incentivi hanno lo scopo di promuovere la produzione di energia rinnovabile e la riduzione delle emissioni di gas serra e vengono assegnati tramite un meccanismo competitivo basato sul costo per tonnellata di CO<sub>2</sub> evitata. In quest'ambito le tecnologie CCS per i settori "hard to abate" sono risultate le più competitive in coerenza con il principio della neutralità tecnologica che prevede l'utilizzo della soluzione più efficace in termini di decarbonizzazione e più efficiente per tempi e costi di realizzazione per ciascun settore. Un ulteriore esempio è quello del Regno Unito, che sta investendo oltre 1 miliardo di sterline per sostenere la realizzazione di almeno 4 Hub di CCS nei prossimi 10 anni al fine di abbattere 10 milioni di tonnellate annue di CO<sub>2</sub> al 2030. Lo stesso Department of Energy, Business and Industrial Strategy (BEIS - UK) nel suo report "Electricity Generation Costs 2020" riconosce che gli impianti a gas a ciclo combinato dotati di CCS sono competitivi rispetto alle rinnovabili eoliche e solari. In sostanza per raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione dell'intero sistema energetico ed industriale è necessario ricorrere a tutte le soluzioni disponibili, dalle rinnovabili, all'efficienza energetica, ai vettori low carbon, al mix energetico, alla CCUS sino alle *Natural Climate Solutions*, tra le quali i progetti di conservazione delle foreste.



- Nello studio citato nella domanda, il confronto viene effettuato sulla base dell'indice EROI che esprime il ritorno energetico per unità di energia investita. Se da un lato questo è un indice che è giusto cercare di massimizzare, l'enorme sforzo necessario per decarbonizzare il sistema energetico mondiale non può prescindere anche da considerazioni economiche. Come chiaramente indicato da *Bui ed altri su "Energy & Environmental Science (2018) - Carbon capture and storage (CCS): the way forward"* il costo di investimento per un dato tipo di fonte energetica low-carbon aumenta man mano che si cerca di ridurre ulteriormente la carbon intensity della rete ricorrendo alla stessa fonte. Il principio vale per le rinnovabili come per gli impianti di CCS, ed ancora una volta dimostra che un approccio olistico e flessibile è più robusto, efficace e resiliente piuttosto che puntare tutto su una o poche soluzioni. A tale proposito anche la Commissione Economica per l'Europa delle Nazioni Unite (UNECE), l'Agenzia Internazionale per l'Energia (IEA) e la Comunità Europea sostengono tale approccio olistico sottolineando che la CCS rappresenta uno strumento indispensabile nel raggiungimento degli obiettivi identificati nella COP 21 di Parigi per la lotta al cambiamento climatico.
- Anche con l'introduzione dei sistemi di accumulo resta da dimostrare che una rete elettrica basata solo su energia rinnovabile non programmabile sia sufficientemente robusta e comunque non risulterebbe in grado di soddisfare tutti i bisogni di sistemi energetici e industriali complessi e diversificati come quelli attuali, motivo per cui è indispensabile considerare differenti sistemi di generazione di energia a basso impatto carbonico e nel mix energetico.
- Dal punto di vista economico, una recente valutazione di Terna in occasione della presentazione del rapporto Irex 2021, mostra che le rinnovabili con stoccaggio hanno il potenziale per fornire servizi di rete equivalenti a quelli delle centrali a gas, ma attualmente ad un costo di circa 4 volte superiore.
- Lo stesso professor Bardi nell'articolo citato dichiara che la CCS: *"...può avere una funzione per rimuovere la CO<sub>2</sub> dall'atmosfera, se, come mi sembra probabile, non riusciremo ad agire abbastanza rapidamente da evitare il superamento della soglia oltre al quale rischiamo una catastrofe climatica globale. In quel caso, migliaia di impianti di rimozione, liquefazione e pompaggio nel sottosuolo della CO<sub>2</sub> atmosferica, ovviamente alimentati a rinnovabili, potrebbero venirci utili".*
- I meccanismi di incentivo pubblico giocheranno un ruolo chiave nell'accelerare la transizione energetica e dovrebbero quindi essere improntati allo stesso principio di neutralità tecnologica, richiamato sopra, nella selezione delle tecnologie da sostenere e sviluppare.



Per quanto riguarda il progetto Ravenna CCS Eni sta valutando diverse possibilità di finanziamento sia attraverso linee interne, partenariato e con fondi pubblici nel caso si rendessero disponibili.

- In analogia con quanto fatto o da fare per le altre fonti e vettori energetici ed in linea con gli interventi degli altri Paesi, tra cui Olanda, Norvegia e Gran Bretagna, occorre completare il quadro normativo e definire i modelli di business.

**2. Nel sito della nota ONG Global Witness si legge:**

*“World cannot meet climate targets relying on carbon capture and storage”.*

La CCS viene presentata come una soluzione per procrastinare la transizione energetica della “fossil fuel industry”: *“Unable to ignore the catastrophic emissions produced by burning fossil fuels, the fossil fuel industry has turned to carbon capture and storage (CCS) as a solution that allows them to carry on business as usual.”*

Note associazioni, quindi, hanno commissionato un noto studio al *Tyndall Centre in Manchester* per valutare il ruolo del “fossil fuel-based Carbon Capture and Storage (CCS)” ed i suoi effetti sul sistema energetico globale. (<https://www.globalwitness.org/en/campaigns/fossil-gas/world-cannot-meet-climate-targets-relying-carbon-capture-and-storage/>)

*“ Global Witness and Friends of the Earth Scotland have commissioned world-renowned climate scientists at the Tyndall Centre in Manchester to assess the role of fossil fuel-based Carbon Capture and Storage (CCS) in the energy system, and its ability to help to achieve the Paris Agreement goal of limiting global average temperature increases to 1.5°C.”*

*La valutazione di questo studio sul CCS è stata recisamente negativa.*

*In esso vengono evidenziati numerosi aspetti critici tanto da escludere ogni utilità di questa tecnologia per il perseguimento di una seria e produttiva politica di Climate Change:*

*“This ground-breaking research finds that CCS cannot be relied on to deliver global 2030 emissions reductions, whilst the majority of CCS that exists is being used to extract more oil.”*

**E' stato riscontrato che:**

**Current status of fossil fuel-based CCS in the energy system:**

- *The scale of deployment of CCS to date is significantly less than proponents have predicted, with only 26 CCS plants currently in operation globally.*





- *Global operational CCS capacity is currently 39MtCO<sub>2</sub> per year, this is about 0.1% of annual global emissions from fossil fuels and less than Scotland's territorial emissions in 2018. There is no operational CCS capacity in the UK or the EU at all.*
- *81% of carbon captured to date has been used to extract more oil via the process of Enhanced Oil Recovery (EOR). This means CCS is being predominantly used for carbon-emitting oil extraction that wouldn't have otherwise been possible.*
- *Current CCS projects usually target 90% capture at peak capacity. The Petra Nova facility missed capture targets by around 17% between starting in 2017 and its mothballing in May 2020."*

Poi, viene precisato anche:

- *"Fossil fuel-based CCS is not capable of operating with zero emissions. Many projections assume a capture rate for CCS of 95%, however, capture rates at that level are unproven in practice.*
- *Fossil fuel-based CCS will continue to entail residual, process and supply chain greenhouse gas emissions. There must be consideration of whether fossil fuel hydrogen with CCS is sufficiently low-carbon relative to remaining carbon budgets.*
- *Even if the technology is to become economically and technically viable at scale, optimistic forecasts do not anticipate significant CCS capacity until at least the 2030s.*
- *A focus on CCS will not help achieve 2030 CO<sub>2</sub> emission reduction targets being adopted by Governments, which have to be met if we are to prevent a climate catastrophe. The research emphasises the real danger of reliance on CCS in energy for delivering these vital emission reductions, given they cannot be expected to any degree until at least 2030.*

- Qual è la posizione di ENI in relazione a tutte queste criticità evidenziate? Conviene in termini di immagine aziendale spendersi molto per questa tecnologia anche e soprattutto sul fronte della ricerca di finanziamenti pubblici?

### Risposta

- La CCUS in passato è stata applicata principalmente negli USA a fini di incremento della produzione petrolifera, con solo 5 impianti sui 26 di taglia industriale dedicati allo storage permanente della CO<sub>2</sub>. Oggi, grazie alla maggior spinta verso la decarbonizzazione ed al supporto attivo dei governi ed enti sovranazionali (ONU, IEA, Comunità Europea) questo



rapporto è totalmente cambiato negli impianti in via di realizzazione tanto che dei 37 nuovi progetti ben 24 saranno esclusivamente dedicati allo stoccaggio e non ad operazioni di EOR.

- La situazione oggi è, quindi, mutata radicalmente e vi è non solo la condizione ma la necessità di introdurre la CCUS insieme ad altre soluzioni come quelle dell'idrogeno, del biometano e delle fuel cell, che non devono ovviamente essere valutate sul numero di applicazioni passate ma sull'analisi costi-benefici in termini ambientali che possono apportare nel contesto economico ed industriale attuale.
- Per quanto concerne il riferimento a Petra Nova, secondo il rapporto del Department Of Energy (DOE) americano citato anche come fonte nel report del Tyndall Center di Manchester, l'impianto ha catturato a piena operatività il 92.4% delle emissioni, mostrando una elevata efficienza ed efficacia. È da segnalare che l'impianto di Petra Nova è asservito alla produzione di idrocarburi per aumentarne il recupero attraverso l'iniezione della CO<sub>2</sub> (EOR). Essendo il processo di natura commerciale, le fermate dell'impianto di cattura sono legate esclusivamente a motivazioni di convenienza economica associate ai cicli del prezzo del petrolio.
- Viceversa, come menzionato in precedenza, la gran parte dei progetti di CCS che si andranno a realizzare avranno una finalità di natura ambientale in quanto consentiranno di evitare le emissioni di CO<sub>2</sub> associate ai settori industriali "hard to abate". Senza la CCS le emissioni di CO<sub>2</sub> legate a tali settori, che valgono soltanto in Italia nel 2019 circa 67 milioni di tonnellate annue (il 20% del totale ed il 42% del comparto industriale – rapporto ISPRA 2021) continueranno ad andare in atmosfera compromettendo il raggiungimento degli obiettivi già al 2030.
- Eni non ritiene che la CCUS possa da sola consentire di raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione aziendali né quelli globali ma occorre un approccio integrato basato sulla neutralità tecnologica fra le diverse soluzioni disponibili. Lo sviluppo della CCUS in questa decade è, tuttavia, indispensabile per fornire la base per il futuro sviluppo di questo processo su larga scala alla luce del ruolo determinante che ricoprirà per raggiungere la neutralità carbonica al 2050. Quanto detto è in linea con le dichiarazioni rese recentemente dall'inviato speciale per il clima del presidente degli Stati Uniti, John Kerry: *"Non è abbastanza dire 'emissioni zero nel 2050'. Noi dobbiamo fare ora le cose che renderanno possibile arrivare a quello di cui abbiamo bisogno nel 2050"*.
- La CCUS offre altri benefici oltre alla decarbonizzazione del sistema energetico ed industriale attuale. Per esempio, avrà un ruolo fondamentale nell'aprire la strada alla futura applicazione di tecnologie di "carbon removal" quali la BECCS (Bio-energy with CCS) per la cattura di emissioni nella produzione di energia tramite biomasse sostenibili in modo da ottenere un



decremento netto dei livelli di CO<sub>2</sub> in atmosfera e la DAC (Direct Air Capture) dove il processo si basa sulla separazione dell'anidride carbonica direttamente dall'aria per via artificiale. Tali tecnologie forniranno un contributo determinante nel mantenere la neutralità carbonica anche nel lungo periodo.

- Per quanto concerne l'efficienza della CCS, come testimoniato anche dal report DOE su Petra Nova il limite del 95% di efficienza di cattura è tecnologicamente plausibile nel breve termine. Essere in grado di abbattere fino al 95% delle emissioni di CO<sub>2</sub> dei settori "hard to abate" (nel 2019 rappresentavano il 20% delle emissioni di CO<sub>2</sub> in Italia) rappresenta un passo avanti fondamentale nella lotta al cambiamento climatico. Come già menzionato, senza la CCS si lascerebbero andare in atmosfera quantità rilevanti di CO<sub>2</sub> che andrebbero a inficiare il raggiungimento degli obiettivi climatici vanificando le politiche di intervento dei vari Paesi nel contenere l'innalzamento delle temperature così come indicato negli accordi della Cop 21 di Parigi.

- 3. Il CDA di Eni ha deliberato di sottoporre all'assemblea degli azionisti del 12 maggio la proposta di autorizzazione all'acquisto di azioni proprie, per un periodo di 18 mesi. Tale proposta, precisa una nota, riguarda l'acquisto di azioni proprie per un esborso massimo di 1.600 milioni di euro e per un numero massimo di azioni pari al 7% delle azioni ordinarie in cui è suddiviso il capitale sociale di Eni. Gli acquisti saranno subordinati al verificarsi delle condizioni di scenario Brent previste dalla politica di remunerazione degli azionisti stabilita con il Piano Strategico 2021-2024. Lo scenario di riferimento per l'anno in corso sarà definito e comunicato al mercato nel mese di luglio 2021, in occasione della presentazione dei risultati finanziari del primo semestre.**

**L'autorizzazione all'acquisto di azioni proprie è funzionale all'eventuale riavvio del programma di buyback secondo quanto previsto nell'ambito del Piano Strategico di Eni presentato alla comunità finanziaria il 19 febbraio 2021.**

**Il riavvio del piano di buyback è finalizzato ad offrire alla società, aggiunge una nota, un'opzione flessibile per riconoscere agli azionisti un'ulteriore remunerazione rispetto alla distribuzione di dividendi, subordinatamente al verificarsi delle condizioni previste dal Piano Strategico 2021-2024.**

- **L'altra faccia della medaglia non è la perdita di risorse finanziarie future che si sarebbero potute destinare al piano di riconversione in atto la cui realizzazione sia nel medio che nel lungo periodo è (soprattutto nel lungo periodo) incerta, considerato**



**l'elevatissimo numero e la rilevanza delle variabili in gioco in tutti i campi in cui tale riconversione vuole realizzarsi (dall'energy storage, ai ccs, all'installazione di rilevanti impianti eolici off-shore, all'implementazione del solare, biogas, ecc..)?**

### **Risposta**

Il programma di buyback è parte integrante del Piano Strategico 2021-2024 ("Piano") ed è subordinato al verificarsi di determinate condizioni di scenario Brent, come specificato in occasione della presentazione strategica di Febbraio 2021.

Le risorse destinate al buyback provengono dalla disponibilità di cassa addizionale dopo aver finanziato gli investimenti a supporto dello sviluppo. Pertanto il riavvio del programma non andrà ad erodere risorse già destinate alle iniziative previste nel Piano a supporto della transizione di Eni e della solidità della struttura finanziaria.

Infine, il riacquisto delle azioni proprie rappresenta uno strumento flessibile comunemente utilizzato nel settore per riconoscere agli azionisti un'ulteriore remunerazione rispetto alla distribuzione di dividendi.

- 4. E' noto che L'Antitrust (Autorità garante della concorrenza e del mercato) ha irrogato sanzioni per complessivi 12,5 milioni di euro alle società elettriche Enel Energia (4 milioni), alla controllata Servizio Elettrico Nazionale Sen (3,5 milioni) e a Eni Gas e Luce (5 milioni), dopo aver «accertato l'ingiustificato rigetto delle istanze di prescrizione biennale presentate dagli utenti, a causa della tardiva fatturazione dei consumi di luce e gas, in assenza di elementi idonei a dimostrare che il ritardo fosse dovuto alla responsabilità dei consumatori». Il fenomeno più ricorrente del ritardo era la mancata lettura del contatore. Secondo le aziende elettriche, il letturista che avrebbe dovuto rilevare i consumi trovava portoni chiusi, cancelli sbarrati, contatori serrati.**

Le società addebitavano agli utenti la responsabilità della mancata lettura dei contatori contro i tentativi di lettura dichiarati dal distributore; ma secondo i consumatori i tentativi di leggere il contatore non erano documentati o addirittura smentiti. Molti i ricorsi fatti dai consumatori per le fatture invecchiate oltre i due anni. Le tre società respingono le accuse e annunciano ricorsi contro la sanzione; esultano invece alcune delle maggiori associazioni dei consumatori, come l'Unc e l'Aduc.



**- Le condotte sanzionate sono state qualificate come intese restrittive della libertà di concorrenza o come abuso di posizione dominante, o sono state qualificate entrambe?**

**Secondo l'art 135, codice del processo amministrativo, sussiste la giurisdizione del giudice amministrativo.**

**- I ricorsi annunciati sono stati già presentati al Tar? Se sì, è stata proposta una istanza di sospensione dell'efficacia dei provvedimenti sanzionatori?**

**Da quanto oggetto del punto precedente discendono possibili variazioni nella contabilizzazione delle ingenti passività attuali o potenziali derivanti da liti in corso. Si ritiene che tali somme probabilmente siano già state accantonate, ma ad ogni modo (considerato che la cronologia degli eventi non è nota nei dettagli) si chiede se sono state contabilizzate ad oggi in qualche modo (anche sotto forma di semplice annotazione nella nota integrativa), le somme oggetto della sanzione.**

**- È possibile avere copia della delibera dell'autorità garante della concorrenza e del mercato, dato che nel sito della stessa, non si riesce a trovare la copia della stessa?**

**- Se il ricorso è stato già proposto o verrà proposto quali sono le probabilità di un esito vittorioso?**

**- È stata sufficientemente ed adeguatamente valutata questa vicenda in termini di possibile pregiudizio all'immagine di Eni, soprattutto nel mercato italiano?**

### **Risposta**

Relativamente al provvedimento indetificato dal numero PS11569, che risulta consultabile nel sito Internet dell'AGCM al seguente link <https://www.agcm.it/dotcmsdoc/allegati-news/PS11569%20provv%20ENI.pdf>, si evidenzia che il procedimento non concerneva violazioni della normativa sulla concorrenza (i.e. intese e/o abusi), ma la condotta è stata valutata ai sensi del Codice del Consumo. Per quanto riguarda la sanzione, pari a €5 milioni, Eni gas e luce precisa che tali somme e gli altri oneri che potrebbero derivare dalla decisione di cui trattasi sono state accantonate nel bilancio dell'esercizio 2020.

Eni gas e luce conferma di aver presentato ricorso al TAR avverso la decisione dell'AGCM e che al momento il TAR ha disposto la sospensione della decisione nella parte in cui prevede la pubblicazione di un estratto della medesima decisione nel sito Internet di EGL. In particolare, il



TAR nell'ordinanza con cui ha accolto parzialmente l'istanza di sospensiva ha ravvisato profili di fondatezza del ricorso di EGL ma ciò posto non è, al momento, possibile formulare previsioni sull'esito del ricorso.

Relativamente al danno immagine, considerato che nel contempo EGL ha posto in essere le opportune iniziative che testimoniano attenzione verso i clienti interessati e, in attesa dell'esito definitivo del ricorso, rispetto delle determinazioni dell'Autorità, le valutazioni fatte portano a ritenerne trascurabile l'impatto.

**5. È noto che l'Art. 83-duodecies del TUF, disciplina la materia della procedura di Identificazione degli azionisti.**

**Tale procedura potrebbe (facoltativamente) essere inserita nello statuto di ENI**

**Così statuisce la norma:**

- 1. Ove previsto dallo statuto, le società italiane con azioni ammesse alla negoziazione con il consenso dell'emittente nei mercati regolamentati o nei sistemi multilaterali di negoziazione italiani o di altri Paesi dell'Unione europea possono chiedere, in qualsiasi momento e con oneri a proprio carico, agli intermediari, tramite (un depositario centrale), i dati identificativi degli azionisti che non abbiano espressamente vietato la comunicazione degli stessi, unitamente al numero di azioni registrate sui conti ad essi intestati.**
- 2. Le segnalazioni indicate nel comma 1 pervengono all'emittente entro dieci giorni di mercato aperto dal giorno della richiesta, ovvero il diverso termine stabilito dalla Consob, d'intesa con la Banca d'Italia, con regolamento.**
- 3. Nel caso in cui lo statuto preveda la facoltà di cui al comma 1, la società è tenuta ad effettuare la medesima richiesta su istanza di tanti soci che rappresentino almeno la metà della quota minima di partecipazione stabilita dalla Consob ai sensi dell'articolo 147-ter, comma 1. I relativi costi sono ripartiti tra la società ed i soci richiedenti secondo i criteri stabiliti dalla Consob con regolamento, avendo riguardo all'esigenza di non incentivare l'uso dello strumento da parte dei soci per finalità non coerenti con l'obiettivo di facilitare il coordinamento tra i soci stessi al fine di esercitare i diritti che richiedono una partecipazione qualificata.**



4. Le società pubblicano, con le modalità e nei termini indicati nell'articolo 114, comma 1, un comunicato con cui danno notizia dell'avvenuta presentazione dell'istanza di identificazione, rendendo note le relative motivazioni nel caso di richiesta ai sensi del comma 1, o l'identità e la partecipazione complessiva dei soci istanti nel caso di richiesta ai sensi del comma 3. I dati ricevuti sono messi a disposizione dei soci su supporto informatico in un formato comunemente utilizzato senza oneri a loro carico, fermo restando l'obbligo di aggiornamento del libro soci.

Si vede quindi che la richiesta di identificazione (se lo statuto lo prevede) può essere avanzata dall'emittente anche su istanza degli azionisti di minoranza ed è inoltre prevista la diffusione di un comunicato sull'avvenuta presentazione della richiesta.

- Cosa pensa Eni di questa disposizione?

- Potrebbe essere utile una modifica statutaria di tal genere ai fini di implementare la trasparenza sui possessi azionari anche di soggetti non partecipanti alle assemblee (all'ultima Assemblea Eni del 2020 gli azionisti presenti non superavano il 58%), in tutte le fasi della vita della società e non solo in prossimità di operazioni straordinarie, soprattutto considerata la composizione dell'azionariato ENI?

Qui di seguito un esempio di attuazione della disposizione con riferimento ad un'altra società quotata: [https://www.restart-group.com/wp-content/uploads/2020/11/2020.11.24\\_Restart-Precisazioni-su-istanza-ex-art-83-duodecies-TUF.pdf](https://www.restart-group.com/wp-content/uploads/2020/11/2020.11.24_Restart-Precisazioni-su-istanza-ex-art-83-duodecies-TUF.pdf)

#### Risposta

L'articolo citato è stato modificato dal D.lgs 49/2019 di attuazione della cd. seconda Direttiva Azionisti n. 2017/828. In tale occasione è stata, tra l'altro, introdotta una soglia che limita l'identificazione agli azionisti titolari di una determinata quota minima di partecipazione pari allo 0,5% del capitale sociale. Tale soglia limita fortemente lo strumento dell'identificazione degli azionisti per Eni e per molte società quotate di grandi dimensioni, e vanifica l'utilità di tale strumento che si riprometteva di agevolare la comunicazione fra emittenti e azionisti,



considerato che gli azionisti con una partecipazione pari almeno allo 0,5% del capitale sono comunque di fatto noti alla società.





**Azionista DIANA BETTINI**

- 1. Non ho potuto esaminare né il bilancio di Eni S.p.A, né tantomeno quello della società controllata Costiero Gas Livorno S.p.A perché la richiesta a Lei inviata, Sig. Presidente, in data 01/04/2021 a mezzo Raccomandata RR da Voi ricevuta il 02/04/2021 è ad oggi rimasta inevasa, per questo mi manterrò su considerazioni di carattere generale, ma mi riprometto di rinnovare le richieste.**

#### **Risposta**

Eni tramite i servizi istituzionali Investor Relations e casella postale azionisti evade in maniera tempestiva tutte le richieste di documentazione pervenute alla Società. In alternativa la documentazione sociale è disponibile in tempo reale sul sito web della Società [www.eni.com](http://www.eni.com).

- 2. Voi Presidenti, potete spiegare con parole comprensibili, cosa ritenete siano gli Azionisti: dei piccolissimi, piccoli, medi o grandi proprietari o solo i componenti di quel "parco buoi da mungere" nei momenti in cui si rende necessario per riparare a danni. L'affermazione più ricorrente della gestione di questi ultimi anni è, infatti, la non remunerazione del capitale (scarsi dividendi) che si unisce alla mancata creazione di valore, mi fa male al cuore vedere sul mio conto titoli con valore di carico circa 12 € valore attuale circa 10 €, ma non alla riduzione dei benefit ai dipendenti. Posso proporre una regola aurea? Scarso dividendo agli azionisti, solo paga contrattuale per Dipendenti, Collaboratori e Manager.**

#### **Risposta**

Le componenti variabili della remunerazione di manager e dipendenti sono connessi al livello di prestazione lavorativa definita rispetto a target prefissati, sfidanti ma raggiungibili nello scenario di riferimento.

In particolare, il management e i dipendenti Eni hanno contrastato gli effetti della pandemia attraverso azioni straordinarie di riduzione degli investimenti (-35%) e dei costi (€1,9 mld di cui il 30% strutturali), salvaguardando la solidità del bilancio e ponendo le basi per le successive performance di Eni (il TSR Eni dal 1° gennaio ad oggi si è incrementato di oltre il 21%, posizionandosi al 2° posto tra le società O&G europee).

Inoltre, a fronte della crisi determinata dalla pandemia, il management ha deciso di differire al 2022 una quota significativa degli incentivi monetari maturati nel 2020 con un risparmio di cassa di oltre €42 milioni.

Per quanto riguarda la remunerazione degli azionisti, che Eni definisce con una prospettiva di sostenibilità economico-finanziaria di lungo termine, ad inizio 2021 abbiamo annunciato un



significativo miglioramento della policy. Tale incremento è il risultato delle azioni strategiche e strutturali intraprese nel corso della pandemia e conferma la volontà di Eni di offrire una distribuzione competitiva rispetto al settore di riferimento.

La nuova politica prevede un dividendo incrementato per ciascuno livello di prezzo del 9% sulla formula precedente; inoltre abbiamo annunciato che l'avvio del buyback per €300 mln/anno potrà avvenire a partire da un prezzo del Brent di 56 \$/barile (invece dei 61 \$/barili precedenti).

3. **Sig. Presidente vorrei chiederle perché per interloquire con chi è preposto per la Ns. Società ai rapporti con i Sig.ri Azionisti, almeno per Me, è praticamente impossibile? Nella necessità ho dovuto passare ore a parlare con centralinisti che non hanno saputo mettermi in contatto con le figure responsabili adducendo la motivazione del "non è in rubrica" (le sottolineo che così ha risposto anche la Sua segreteria nella persona del Dr. Mattia).**

#### **Risposta**

Come riportato nell'ambito della Relazione sul governo societario a pag. 149, i rapporti con gli azionisti diversi da investitori istituzionali sono gestiti dalla Segreteria Societaria. Le informazioni di interesse degli azionisti sono disponibili sul sito Eni nella sezione Governance, che riporta anche i relativi contatti: per e-mail all'indirizzo: [segreteriasocietaria.azionisti@eni.com](mailto:segreteriasocietaria.azionisti@eni.com), telefonicamente al numero verde 800940924 (dall'estero: 80011223456).

4. **Vorrei inoltre significarle che quando chiedo l'accesso ai documenti tutti che portano alla redazione della proposta della ipotesi di bilancio alla Ns approvazione non lo faccio per uno sfizio personale ma perché vorrei verificare che: Voi Presidenti abbiate, magari a campione, controllato che nelle spese effettuate con le carte di credito aziendali non siano state regolarizzate spese personali quali conti di pizzerie, supermercati, negozi di abiti, distributori di carburante od altro comunque non riconducibili a necessità aziendali, sembrerà un dubbio campato in aria ma nel passato ed in altre società è successo, credetemi!**

#### **Risposta**

Il processo di rendicontazione di trasferte è normato attraverso una specifica procedura operativa che regola in una maniera puntuale limiti e possibilità di spesa. Le trasferte vengono sistematicamente controllate al fine di assicurare il rispetto di quanto previsto e la risoluzione delle eventuali anomalie. Le spese anomale effettuate in violazione delle disposizioni aziendali sono contestate e sanzionate secondo quanto previsto dal CCNL di riferimento e dalle norme di legge applicabili.



5. **Voi Presidenti abbiate verificato non ci siano stati illeciti finanziamenti a partiti, movimenti politici, sindacati od associazioni magari usando ad esempio il vecchio trucco delle assunzioni di personale in Società Controllate con distacco immediato del personale stesso presso una sede delle organizzazioni sopra menzionate.**

#### **Risposta**

Eni non effettua alcun finanziamento illecito. I processi di selezione del personale sono regolamentati attraverso una specifica procedura che prevede la tracciatura di tutte le fasi del processo. Eni rispetta le previsioni di legge e della contrattazione collettiva applicabili ai propri lavoratori chiamati a funzioni pubbliche elettive o a ricoprire cariche sindacali.

6. **A conforto dei Sig.ri Azionisti tutti**

**Voi Presidenti potete senz'altro mettere a disposizione di questa Assemblea una distinta di tutti gli ingressi di responsabili sindacali con indicazione della sola sigla di appartenenza e dell'Ente che li ha presi in carico così da vedere frequentazioni, sicuramente istituzionali, e durata delle permanenze.**

#### **Risposta**

Tutti gli ingressi ai siti aziendali sono registrati nel rispetto della normativa vigente, anche in materia di privacy. Eni non effettua e non dispone verifiche sugli ingressi in base all'affiliazione sindacale dei propri lavoratori. I rappresentanti sindacali dei lavoratori esercitano liberamente il loro ruolo sindacale e azioni di controllo potrebbero configurarsi come condotta in violazione delle libertà sindacali.

7. **Voi Presidenti potete relazionare questa Assemblea circa le azioni di responsabilità che sono iniziate dopo condanne e/o patteggiamenti per comportamenti dannosi od omissivi agli interessi Societari. Quali, quanti e nei confronti di chi si sia proceduto o si voglia procedere a chiedere sequestri cautelativi di beni per salvaguardare gli interessi di Noi Azionisti.**

#### **Risposta**

Le funzioni aziendali competenti, ogni qualvolta vengano accertati comportamenti dannosi od omissivi agli interessi Societari da parte dei dipendenti, avviano i procedimenti di valutazione previsti dalla legge e quando ne ricorrano i presupposti la Società agisce in sede giudiziaria. Eni persegue con forza la tutela dell'interesse sociale.

8. **Voi Presidenti potete testimoniare che le formalità nei comportamenti dei collaboratori alle disposizioni di legge (D.lgs. 231/2001 e s.m.i) sono conformi alle disposizioni e**



**procedure ma sempre e soprattutto e solo al perseguimento degli interessi degli Azionisti.**

#### **Risposta**

Eni SpA si è dotata di un proprio Modello 231 composto da una parte generale in cui sono dettagliati i requisiti richiesti dal D.lgs. 231/2001 (tra cui, il sistema disciplinare, la formazione e le indicazioni alle relative alla composizione dell'Organismo di Vigilanza) e da una parte speciale che individua le attività sensibili ai fini del medesimo decreto e ne declina i relativi presidi di controllo.

Entrambi i documenti vengono costantemente aggiornati al fine di adeguarli alle novità normative che si succedono nel tempo e alle modifiche organizzative che coinvolgono la Società.

Proprio al fine di garantire la corretta attuazione dei principi previsti nel Modello 231 e al fine di mitigare il rischio reato che potrebbe risiedere nello svolgimento dei processi aziendali, gli standard di controllo 231 vengono "declinati" all'interno degli strumenti normativi, diventando delle vere e proprie regole di comportamento che tutti coloro che svolgono quelle attività devono seguire.



Azionista FLAVIO BOTTA

1. Buongiorno.

Sono un piccolo azionista Eni, fin da quando fu collocata in borsa nel 1995. La recente pandemia ha marcatamente posto il settore oil in forte difficoltà. E tuttavia come il management ha senz'altro notato si era generata per Eni una significativa opportunità che i competitors hanno, in tutto o in parte, già esercitata in momenti molto meno favorevoli e che va incardinata in due dati di fatto: 1 le eccezionali basse quotazioni del titolo 2 i tassi obbligazionari scesi a livelli irrisori, perfino x titolacci con rating scadente. Eni di contro ha un rating "investment grade", di qualità apprezzabile. Anzi, proprio in una collocazione (mi pare a novembre) di un difficile bond subordinato ibrido (se non erro addirittura un Upper Tier che è considerato ben più rischioso di un bond senior perché in caso di fallimento dell'emittente viene rimborsato dopo, assieme alle azioni), a fronte di una già ingente offerta per 3 miliardi, il mercato di istituzionali ha fatto una spettacolare richiesta di 14 miliardi. Non nego di esserne rimasto impressionato.

Pertanto la società avrebbe potuto ragionevolmente emettere bonds in più tranche fino a un totale di 15 miliardi senza stressare il proprio credit watch, con cui poi effettuare un significativo e progressivo buyback con lo scopo di riacquistare proprie azioni in modo massiccio. Con 15 miliardi a quei prezzi si poteva mediare il titolo per un buyback di circa 2 miliardi di azioni con due conseguenze immediate: 1 ai tassi attuali l'esborso per interessi sul decennale di bonds senior sarebbe stato attorno a 150-165 milioni/anno (considerando un tasso tra 0,8-1,1% per questo tipo di bond, ben diverso dai subordinati ibridi). Di contro la società avrebbe risparmiato circa 550 milioni/anno per dividendo (a 0.36 €). In più le quotazioni avrebbero guadagnato ragionevolmente tra un 10 e 15%. I grossi investitori, in particolar modo i grandi fondi pensione, avrebbero apprezzato l'iniziativa. Che tuttavia andava annunciata ed iniziata quando il Brent era a 45/50 \$ mentre già ora l'operazione costerebbe qualche miliardo in più. Chiedo, che cosa ha trattenuto il management dal porre in essere questa iniziativa, in tutto o in parte, che non solo era a costo zero ma addirittura comportava un guadagno grazie a significativi risparmi sul monte dividendi?

Ringrazio per la cortese attenzione e saluto cordialmente



## Risposta

A fine luglio 2020, nell'ambito delle iniziative di contrasto agli effetti connessi alla pandemia COVID-19 il management di Eni ha adottato una serie di misure per preservare la liquidità dell'Azienda e la capacità di far fronte alle obbligazioni finanziarie in scadenza, e per attenuare l'impatto della crisi sulla posizione finanziaria netta di Gruppo.

Tra queste iniziative segnaliamo (i) il ritiro della proposta di acquisto di azioni proprie 2020 per un valore pari a €400 milioni e, in contemporanea, la definizione di un piano di buyback di €400 milioni, con un prezzo del Brent superiore a \$61/bbl, e di €800 milioni, con un prezzo del Brent superiore ai \$65/bbl; e (ii) la definizione di una nuova dividend policy che prevedeva un dividendo composto da un dividend floor di €0,36 per azione con un livello di prezzo annuale del Brent di almeno \$45/bbl e una componente variabile crescente con un prezzo del Brent compreso tra i \$45/bbl e i \$60/bbl.

Grazie a queste, e alle altre azioni messe in atto, l'Azienda ha superato senza tensioni la fase più acuta della crisi evitando un'eccessiva onerosità del debito.

In linea con questa strategia, il 1 ottobre 2020 il Consiglio di Amministrazione di Eni ha approvato un piano di emissione di bond ibridi per un importo massimo complessivo di €5 miliardi finalizzato in particolare a diversificare ulteriormente la raccolta finanziaria di Eni ricorrendo ad un nuovo strumento, rafforzare la struttura patrimoniale e la flessibilità finanziaria della società e supportare il rating di Eni dato che, come poi è stato confermato dalle agenzie di rating, le emissioni ibride sono da loro considerate come 50% equity.

A febbraio 2021, il Consiglio di Amministrazione di Eni ha poi approvato un miglioramento della politica di remunerazione strutturandola nelle seguenti modalità:

- il dividend floor €0,36 per azione con un prezzo del Brent di \$43/bbl, inferiore di \$2 rispetto al precedente, per poi aumentare con una percentuale crescente tra 30 e 45% del Free Cash Flow incrementale generato da uno scenario compreso tra i \$43/bbl e i \$65/bbl;
- un programma di buyback di €300 milioni/anno con un prezzo del Brent pari a \$56/bbl, un livello inferiore rispetto alla soglia di attivazione precedente, che sale a €400 milioni/anno a partire da \$61/bbl e a €800 milioni/anno a partire da \$66/bbl.

In linea con le migliori prassi di mercato, al fine anche di preservare la solidità finanziaria dell'azienda, la remunerazione agli azionisti è collegata alla sua capacità reddituale e di generazione di cassa, e per tale motivo per Eni è collegata al prezzo del Brent.

Invece, una remunerazione agli azionisti finanziata tramite l'emissione di strumenti finanziari di debito (siano essi senior o subordinati come nel caso dei bond ibridi) significherebbe da un lato



remunerare gli azionisti con i finanziamenti degli investitori di debito e non con il risultato della gestione operativa della società, e dall'altro incrementare l'esposizione creditizia della società peggiorando i propri ratios di credito.



## **Azionista CLIMATE ACTION 100+**

**Chair and members of the Board, Eni Shareholders.**

**We make this statement as shareholders and shareholder representatives of Eni and as supporters of the Climate Action 100+, an investor initiative that aims to work with companies to enhance corporate governance of climate change, curb emissions and strengthen climate-related financial disclosures at companies with great opportunities to tackle climate change. To date, over 545 institutional investors with over \$52 trillion in assets under management across 33 markets have signed up to support the initiative. We must first acknowledge the extraordinary year of 2020, in which the energy sector faced challenges of a global pandemic and associated volatile commodity prices, as well as mounting climate pressures. We would like to thank the company for the continued open and constructive dialogue of senior management with Climate Action 100+ over the last year.**

**In the course of the dialogue with Eni's management, EOS at Federated Hermes, UBS Asset Management and other signatories to Climate Action 100+ have encouraged your company to set a long-term decarbonisation pathway in line with the goals of the Paris Agreement. We therefore welcome the company's new climate ambitions linked to the 2021-2024 Strategic Plan to achieve net-zero emissions by 2050 both in absolute and intensity terms across the entire value chain. We appreciate the focus on absolute emissions reductions, vital for keeping emissions within a finite carbon budget, and the interim absolute targets for 2030 and 2040.**

**This March, the Climate Action 100+ Net-Zero Company Benchmark was published, offering the first detailed and comprehensive assessment of individual focus company performance against the initiative's three high-level commitment goals.**

**We believe that Eni is showing leadership in the energy transition in a number of key areas as reflected in the CA100+ benchmark which positions the company amongst the top performers in tackling climate change risks and opportunities in the oil and gas sector. The company was recognised for its progress to date on climate governance and strategy, trade association alignment and TCFD reporting. We note this was also before Eni's latest strategy update.**





The focus of our engagement now turns to the delivery of the strategy. We wish to see progress each year against the key leading and lagging indicators of the transition, and alignment of all key areas of governance and reports with the strategy.

*Rendiamo questa dichiarazione in qualità di Azionisti e rappresentanti degli Azionisti di Eni e in qualità di sostenitori di Climate Action 100+, una iniziativa di investitori che intende collaborare con le società con grandi potenzialità nell'affrontare il cambiamento climatico al fine di ridurre le emissioni e migliorare la governance e l'informativa finanziaria relative al clima. Attualmente, l'iniziativa CA100+ annovera più di 545 investitori istituzionali in 33 mercati con oltre 52 trilioni di dollari di capitali in gestione. In primo luogo, dobbiamo riconoscere la straordinarietà dell'anno 2020, durante il quale il settore energetico ha affrontato le sfide di una situazione pandemica globale e la conseguente volatilità dei prezzi delle commodity, così come la crescente urgenza delle questioni climatiche. Vorremmo ringraziare la società per il dialogo continuo, aperto e costruttivo del Top Management con Climate Action 100+ durante l'anno trascorso.*

*In occasione del dialogo con il management di Eni, EOS - Federated Hermes, UBS Asset Management ed altri firmatari di Climate Action 100+ hanno sostenuto la società nel definire un percorso di decarbonizzazione di lungo termine in linea con gli obiettivi dell'Accordo di Parigi. Accogliamo pertanto favorevolmente le nuove ambizioni climatiche della società relative al Piano Strategico 2021-2024, consistenti nel raggiungere l'obiettivo di neutralità carbonica entro il 2050 lungo tutta la catena del valore, sia in termini assoluti sia in termini di intensità. Apprezziamo particolarmente il focus sulla riduzione delle emissioni assolute, cruciale per mantenere le emissioni all'interno di un carbon budget definito, ed anche gli obiettivi intermedi assoluti per il 2030 ed il 2040.*

*A marzo è stato pubblicato il Climate Action 100+ Net-Zero Company Benchmark, la prima valutazione completa e dettagliata delle performance delle singole società a fronte dei tre obiettivi macro dell'iniziativa CA100+.*

*Crediamo che Eni mostri leadership nella transizione energetica in innumerevoli aspetti, come evidenziato dal Benchmark CA100+ che colloca la società tra le migliori del settore oil e gas nell'affrontare rischi ed opportunità del cambiamento climatico.*

*L'azienda è stata premiata per i progressi compiuti fino ad oggi in materia di governance e strategia climatica, allineamento delle associazioni di categoria e reporting TCFD. Notiamo che questo avveniva anche prima dell'ultimo aggiornamento della strategia di Eni.*



*L'attenzione nel nostro dialogo con la società si focalizza ora sulla realizzazione della strategia. Ci auguriamo di poter riscontrare ogni anno il miglioramento rispetto ai principali indicatori della transizione ed il progressivo allineamento alla strategia di tutti gli aspetti chiave riguardanti la governance e la rendicontazione.*

Going forward, we ask the company to confirm and disclose:

*Inoltre, chiediamo alla società di confermare e rendicontare riguardo:*

1. The methodology used to ensure each new material capital expenditure is consistent with the goals of the Paris agreement and the company's own net zero targets. This framework should include investment hurdles, carbon criteria and consideration of other climate-related risks and opportunities. Annual disclosure should also evidence its application and consequent alignment of investment. This area was the main gap for Eni under the net zero benchmark.
1. *La metodologia utilizzata per assicurare che i nuovi progetti di investimento più significativi siano in linea con gli obiettivi dell'Accordo di Parigi e con gli obiettivi 'net zero' della società. Tale metodologia dovrebbe includere indicazioni sulle soglie di investimento, i criteri ambientali, e ulteriori considerazioni relative a rischi ed opportunità legati al clima. L'informativa finanziaria annuale dovrebbe inoltre dare evidenza dell'applicazione della metodologia e del conseguente allineamento degli investimenti. Questa era la principale area di miglioramento per Eni emersa dal benchmark.*

#### **Risposta**

Eni applica una metodologia rigorosa per assicurare che ogni suo investimento rilevante sia compatibile con i target aziendali di Net Zero al 2050 e con gli obiettivi dell'Accordo di Parigi.

In particolare:

- 1) **Eni ha costruito un portfolio Oil&Gas resiliente, in grado di contenere il rischio di stranded asset.** La strategia di decarbonizzazione Eni è basata su un portafoglio Oil&Gas caratterizzato da progetti convenzionali e a bassa intensità di carbonio.
- 2) **L'esposizione del portfolio Eni ai rischi connessi al clima è sottoposta a una revisione annuale** in relazione ai cambiamenti delle norme relative ai gas serra, all'evoluzione delle abitudini dei consumatori, agli sviluppi tecnologici e alle caratteristiche fisiche degli asset al fine di individuare eventuali rischi emergenti.



- 3) **Eni, in collaborazione con il mondo accademico, ha sviluppato una metodologia distintiva per una rendicontazione completa delle emissioni di GHG** derivanti da ogni progetto. Questa metodologia considera le emissioni Scope 1, 2 e 3, sia in termini assoluti che d'intensità, relative ai prodotti energetici venduti, siano essi derivati da asset propri o acquistati da terzi.

**Ogni decisione di investimento rilevante include una valutazione delle emissioni GHG lifecycle del progetto lungo l'intera vita utile dell'asset, al fine di individuare i potenziali impatti sul raggiungimento degli obiettivi di riduzione delle emissioni GHG a medio-lungo termine di Eni.**

Il processo di pianificazione e le procedure autorizzative interne di ogni progetto E&P presentano molteplici momenti di verifica nei quali può essere richiesto di presentare piani di minimizzazione delle emissioni GHG e efficientamento energetico, per far fronte a potenziali rischi di performance insufficienti dovute a scenari di adozione di meccanismi di carbon pricing a livello globale o regionale. Questo iter autorizzativo e i controlli interni possono portare alla sospensione dei progetti, alla modifica del loro design e all'identificazione della necessità di investimenti aggiuntivi per la mitigazione delle emissioni, in previsione delle nuove condizioni economiche imposte dai meccanismi di carbon pricing.

**La metodologia applicata per testare la resilienza dei nuovi progetti di investimento include la valutazione dell'impatto dei potenziali costi associati alle emissioni GHG sui rendimenti dei progetti.** I tassi interni di rendimento dei nuovi progetti sono sottoposti a stress test sulla base di due set di ipotesi: i) la stima Eni del costo per tonnellata di CO<sub>2</sub>, applicato alle emissioni dirette totali di ciascun investimento lungo il suo ciclo di vita, considerando lo scenario Eni dei prezzi degli idrocarburi; e ii) prezzi degli idrocarburi e della CO<sub>2</sub> adottati nel Sustainable Development Scenario (IEA SDS) pubblicato dalla IEA nel WEO 2020. Questo stress test viene eseguito periodicamente per monitorare i progressi e i rischi associati a ciascun progetto. La review effettuata a fine 2020 indica che i tassi di rendimento interno dei progetti Eni in aggregato non dovrebbero essere significativamente impattati dall'adozione di carbon pricing, anche nell'ipotesi che i costi siano non recuperabili dal cost oil o non deducibili dall'utile ante imposte. Inoltre, il management ha effettuato una sensitivity analysis sui valori contabili degli asset Oil&Gas di Eni sulla base delle ipotesi previste dallo scenario IEA SDS WEO 2020, per valutare la ragionevolezza dell'esito dell'impairment review di tali asset nello scenario base, nonché i possibili rischi di stranded asset.



2. **How the company's financial reports and accounts are being guided by the net zero targets and how the company's latest commodities price assumptions align with the targets and the assumptions included in low carbon scenarios.**
2. ***Le modalità con le quali gli obiettivi di zero emissioni nette sono riflesse nell'informativa finanziaria e nei conti consolidati dell'Eni e come le più recenti assunzioni di prezzo delle commodity sono allineate con tali obiettivi emissivi e le assunzioni incluse negli scenari low carbon.***

### **Risposta**

I progressi verso gli obiettivi di neutralità carbonica di Eni di lungo termine sono monitorati attraverso gli indicatori delle emissioni GHG lifecycle (Scope 1+2+3), contabilizzati su base equity, i cui risultati sono pubblicati annualmente nella relazione finanziaria Eni e verificati da un revisore indipendente.

Eni è impegnata a fornire una disclosure completa in materia di climate change, allineata con i più importanti standard e framework di reporting. Infatti, ogni anno Eni pubblica un report dedicato al proprio percorso di decarbonizzazione, allineato alle raccomandazioni della TCFD (*Eni for Neutralità Carbonica al 2050*), che include la *Dichiarazione Eni sulla Contabilizzazione e Reporting delle Emissioni GHG*, soggetta ad un'apposita assurance di terza parte, con l'obiettivo di garantire una sempre maggiore solidità di questi dati di rilevanza strategica per Eni.

**In linea con il nostro impegno a favore della trasparenza, ci assicuriamo che i rischi climatici rilevanti associati alla transizione verso un percorso Net Zero al 2050 siano correttamente incorporati nel bilancio.** In particolare, in linea con la nostra strategia di decarbonizzazione, le nostre ipotesi di prezzo a lungo termine degli idrocarburi - input fondamentali per le decisioni di capital allocation e di valutazione della recuperabilità degli asset secondo l'International Reporting Standard IAS36 – sono soggette a periodica revisione (almeno annuale) per verificarne la coerenza con il contesto esterno e con i trend di decarbonizzazione. Le nostre stime di price deck vengono confrontate con le ultime previsioni delle principali banche d'affari raggiungendo un ragionevole grado di coerenza.

Crediamo che l'attuale scenario Eni adottato per l'informativa finanziaria:

- **Consideri i possibili rischi di accelerazione della transizione energetica**, inclusi gli indirizzi green che i governi stanno imprimendo alle politiche fiscali per la ripresa economica post-pandemica.



- **Sia sostanzialmente allineato alle ipotesi di prezzo adottate dai nostri peer europei**, come indicato nella comunicazione dei risultati e nelle relazioni finanziarie.
- **Sia sostanzialmente allineato con le ipotesi di prezzo del greggio dello scenario low-carbon dell'IEA SDS WEO 2020**, nel quale abbiamo rilevato solo una lieve divergenza nel lungo termine (oltre il 2035), quando prevediamo di avere basse quantità di riserve in portafoglio.

Inoltre, nell'ambito delle attività di verifica della ragionevolezza delle nostre ipotesi di prezzo e dell'esito dell'impairment test delle attività E&P, eseguiamo regolarmente stress test del nostro scenario di base utilizzando i più rilevanti scenari alternativi disponibili sul mercato. In linea con quanto fatto sin dal 2017, anche nella relazione annuale 2020, comunichiamo i risultati della sensitivity analysis relativa ai fair value delle attività E&P rispetto allo scenario low-carbon più stringente. La sensitivity analysis effettuata secondo le ipotesi IEA SDS, applicando il costo della CO<sub>2</sub> stimato dall'IEA per le economie avanzate a tutti i nostri asset oil & gas, ha confermato la resilienza del nostro portfolio, riportando una riduzione dell'11% del valore totale di tutte le CGU Oil&Gas Eni rispetto al risultato dell'impairment review effettuata dalla società nella redazione del bilancio 2020, utilizzando lo scenario Eni. Tale impatto si riduce al 5% ipotizzando la trasferibilità dei costi della CO<sub>2</sub> nel cost oil o la deducibilità dal reddito imponibile.

Infine, la società di revisione contabile, attualmente PWC, verifica le ipotesi di prezzo Eni eseguendo una serie di valutazioni e revisioni, compreso [lo sviluppo indipendente di un'ampia gamma di previsioni basate su diversi scenari forniti da terze parti, informazioni dei peer e analisi di mercato](#), con particolare attenzione alle previsioni delle terze parti coerenti con il raggiungimento degli obiettivi dell'Accordo di Parigi.

3. **Please could the Board address at the annual meeting whether it is committed to review and consider the upcoming IEA net zero 2050 scenario prices in its stress testing, and the results of this in the financial reporting as well as action plans and capital allocation decisions consistent with its commitment to support the goals of the Paris agreement?**
3. ***Cortesemente, il Consiglio di Amministrazione potrebbe affrontare nel corso dell'Assemblea annuale il tema dell'impegno a rivedere e considerare nell'ambito degli stress test della società lo scenario prezzi IEA net zero 2050 di imminente pubblicazione, ed i risultati degli stessi nell'informativa finanziaria e sui conseguenti piani di azione e di allocazione del capitale in linea con l'impegno volto a supportare gli obiettivi dell'Accordo di Parigi?***



## **Risposta**

Nell'ottobre 2018 l'Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) ha dichiarato che, per ridurre i rischi di cambiamenti irreversibili dell'ecosistema, l'economia globale deve limitare l'aumento delle temperature terrestri a 1,5°C. Nel suo World Energy Outlook 2020 (WEO), l'IEA ha introdotto lo scenario NZE2050 (Net Zero Emissions) che, rispetto allo scenario SDS, prevede misure molto più incisive al fine di raggiungere il Net Zero Emissions entro il 2050 e limitare il global warming a 1,5°C entro la fine del secolo.

Il nostro impegno per la neutralità carbonica entro il 2050 è in linea con gli obiettivi più ambiziosi dell'Accordo di Parigi volti a limitare l'aumento della temperatura a 1,5°C entro la fine del secolo. In questa prospettiva, stiamo valutando attentamente il percorso di decarbonizzazione più sfidante previsto dallo scenario "NZE2050", che comprendiamo implichi un alto livello di diffusione delle tecnologie low-carbon, un aumento dello stock di capitale, innovazione e cambiamenti nel comportamento dei consumatori, che allo stato attuale sono ancora teorici e non supportati da alcuna ipotesi di prezzo.

Una volta che l'IEA fornirà un insieme quantitativo di variabili di prezzo, siamo pronti a considerare tali ipotesi tra le informazioni di terze parti che utilizziamo come riferimento per la nostra analisi di scenario

A tal proposito, un rapporto dedicato allo scenario NZE2050 dell'IEA è atteso per il prossimo 18 maggio.



**Azionista Fondazione FINANZA ETICA**

*(come membro fondatore della rete europea di azionisti attivi SfC - Shareholders for Change) per conto di Greenpeace Italy e Re:Common.*

**Domande sul primo punto all'ordine del giorno: Bilancio di esercizio al 31 dicembre 2020 di Eni SpA.**

**1. Risultati 2020**

- 1.1 All'interno dell'Annual Report 2020 (pag. 17) si riportano le emissioni "Net GHG Lifecycle Emissions". Le emissioni per il 2018 risultano essere pari a 505 Mt, mentre la baseline 2018, indicata da Eni nel febbraio del 2020, era pari a 537 Mt.**

**Come si spiega questa differenza? La baseline 2018 è stata riclassificata?**

**Risposta**

I target Eni di decarbonizzazione di medio-lungo termine fanno riferimento a una metodologia di contabilizzazione distintiva delle emissioni GHG lungo l'intera filiera dei prodotti energetici venduti. Eni ha adottato infatti un approccio che si ispira alle analisi lifecycle quale strumento più adeguato e rappresentativo per tracciare il percorso verso la neutralità carbonica. La metodologia è stata sviluppata nel 2020 con la collaborazione di esperti indipendenti e gli indicatori risultanti sono oggetto di pubblicazione annuale con annessa certificazione da parte del revisore. In assenza, ad oggi, di uno standard di settore, la metodologia Eni è oggetto di progressivo miglioramento per riflettere le più recenti evoluzioni in materia di standard e framework di reporting associati alle emissioni GHG. In particolare, nel 2021 il modello di rendicontazione è stato affinato per meglio rappresentare la destinazione non energetica (es. petrolchimica) di una parte dei volumi di idrocarburi venduti al mercato. A seguito di tale revisione metodologica, i dati relativi al 2018 e 2019 sono stati aggiornati.

Ulteriori dettagli sono disponibili nella Dichiarazione sulla contabilizzazione e reporting delle emissioni di gas serra, allegata all'Eni for Neutralità Carbonica al 2050 e soggetta a verifica da parte della società di revisione indipendente.

- 1.2 Nel 2020 le emissioni "Net GHG Lifecycle Emissions" sono scese a 439 Mt, rispetto alle 501 Mt del 2019.**

**A cosa è dovuto questo calo significativo? Al taglio della produzione a causa dell'emergenza da Covid-19?**



**Ci si può aspettare che le emissioni "Net GHG Lifecycle Emissions" saliranno di nuovo a un livello vicino alle 500 Mt nel 2021, con il graduale superamento dell'emergenza da Covid-19?**

**Risposta**

L'indicatore Net GHG Lifecycle Emissions fa riferimento alle emissioni GHG Scope dirette e indirette (cd. Scope 1+2+3) associate alle attività e ai prodotti venduti da Eni, lungo la loro catena del valore, al netto dei carbon sinks.

Nel 2020 si è registrata una riduzione annuale dell'indicatore pari a circa il 12%, su cui ha influito principalmente il calo delle produzioni e delle vendite nei settori Upstream, GGP e raffinazione, connesso all'emergenza sanitaria.

A partire dal 2021, con il progressivo rientro a regime delle attività produttive, si prevede un aumento delle emissioni associate all'indicatore, che si manterrà tuttavia ben al di sotto di 500 MtCO<sub>2eq</sub>, in linea con il percorso di raggiungimento dei target di medio-lungo termine Eni.

**2. Piano strategico 2021 - 2024 e piano di decarbonizzazione al 2050**

**2.1 In quale misura (in percentuale e in MW) la nuova capacità installata in energie rinnovabili dal 2021 (compreso) al 2024 sarà dovuta a crescita organica e in quale misura a crescita esterna (acquisizione di quote in progetti, fusioni, joint-venture, ecc.?)**

**2.2 In quale misura (in percentuale e in MW) la nuova capacità installata in energie rinnovabili dal 2024 in poi sarà dovuta a crescita organica e in quale misura a crescita esterna (acquisizione di quote in progetti, fusioni, joint-venture, ecc.? Se non è ancora possibile fornire un dato, Eni potrebbe indicare almeno una tendenza: preferenza per crescita esterna vs organica? Per quali motivi?**

**Risposta alle domande 2.1 e 2.2**

La nostra crescita nel medio/lungo avverrà in larga misura per linee organiche, ovvero attraverso lo sviluppo di progetti greenfield fin dalla fase di studio di fattibilità, nonché tramite l'acquisizione di progetti che hanno già ottenuto parte o tutte le autorizzazioni necessarie e che Eni si impegna a costruire e operare, anche in collaborazione con partner strategici.





Non escludiamo tuttavia il ricorso a M&A selettive di asset già operativi se coerenti con le nostre strategie e qualora rappresentino un'opportunità per uno sviluppo accelerato nel business delle energie rinnovabili.

#### **Ulteriori domande**

##### **Risposta a domanda 2.8.12**

*Nel corso del 2020 Eni ha valutato tre impianti di gassificazione di CSS (combustibile solido secondario) e plasmix a Venezia, Livorno e Taranto.*

1. **Manca l'indicazione della data entro la quale è prevista la realizzazione dei suddetti impianti.**

##### **Risposta**

Al momento non è prevista a Piano la realizzazione dei suddetti impianti.

2. **Inoltre sarebbe opportuno chiarire quale tipologia di materiali (plasmix, css o entrambi) saranno impiegati nei singoli impianti di Venezia, Livorno e Taranto e con quale tipo di energia saranno alimentati.**

##### **Risposta**

Lo studio effettuato nel 2020 prevedeva:

- a. alimentazione impianti con carica mista plasmix e CSS
- b. alimentazione energetica:
  - energia elettrica attraverso: allaccio in rete nazionale e da rete interna in caso di disponibilità da autoproduzione;
  - metano ad integrazione forni: rete nazionale.

3. **E' inoltre disponibile un'analisi LCA di questa tipologia impiantistica per ogni sito produttivo?**

##### **Risposta**

Lo studio LCA è stato svolto per i progetti di Venezia e Livorno (la valutazione è riservata).

**Dalla risposta alla domanda 2.8.13 e 2.8.13.1 si evince che nel corso dei prossimi anni sarà realizzato un solo impianto di riciclo chimico presso il polo di Mantova.**

4. **In quali altri siti saranno installati tali impianti, entro quale data e con quali capacità di trattamento?**

##### **Risposta**



La tecnologia Hoop per il riciclo chimico di plastiche miste tramite pirolisi è una tecnologia innovativa, in corso di sviluppo da parte di Versalis in collaborazione con una società d'ingegneria italiana. Ad oggi non esistono casi di applicazione nel mondo su larga scala industriale. I test di laboratorio condotti nel centro ricerca di Mantova hanno fornito evidenze rassicuranti circa la capacità di trattare i rifiuti di plastica, particolarmente complessi per la varietà di composizione. Si è pertanto deciso di procedere alla fase dimostrativa con un impianto da 6.000 tonnellate/anno a Mantova, in corso di realizzazione. Una volta messa a punto la tecnologia, si potrà procedere a un piano industriale di applicazione presso altri siti Versalis, quali ad esempio Priolo e Brindisi, dove sono presenti gli impianti di cracking che potrebbero essere alimentati con l'olio di riciclo chimico ottenuto da pirolisi.

**Risposta a domanda 4.1.2.**

*In quale percentuale questi imballaggi sono prodotti già oggi da fonti rinnovabili/materiale riciclato post consumo?*

- 5. Come da domanda si chiede di conoscere gli esatti volumi di vendita e le esatte percentuali sul fatturato di materie plastiche provenienti da riciclo.**

**Risposta**

Versalis ha in portafoglio prodotti "circolari" realizzati con materie prime da riciclo, nella gamma Versalis Revive®. In tale ambito è stata recentemente avviata l'offerta di un nuovo prodotto destinato all'imballaggio alimentare e realizzato per il 75% con polistirene riciclato ricavato dalla raccolta differenziata domestica. Sotto il brand Revive sono inoltre disponibili gradi di polietilene HDPE derivanti da post consumo per applicazioni blow e injection moulding e gradi di polietilene LDPE per applicazioni film. I volumi di vendita e il corrispettivo fatturato di Versalis sono ancora una frazione minore rispetto al totale.

In particolare nel 2020 la produzione di prodotti Revive è stata di circa 1.000 tonnellate, destinate per la quasi totalità al settore packaging (imballaggi) e in parte minore al settore dell'isolamento termico (building insulation).

Versalis nell'ambito della Circular Plastic Alliance (alleanza che include 277 organizzazioni che rappresentano l'industria, l'università e enti pubblici) si è impegnata a:

- produrre fino a 100.000 tonnellate di prodotti a base di poliolefine (PO) contenenti fino al 70% di PO post-consumo, per applicazioni che oggi utilizzano principalmente polietilene vergine;



- produrre e commercializzare fino a 20.000 tonnellate di polimeri stirenici contenenti fino al 50% di riciclato, per i settori dell'imballaggio e dell'isolamento.

- 6. In merito allo sversamento di circa 63 barili di olio (petrolio e suoi derivati) presso il petrolchimico di Brindisi si richiede di conoscere data e ora dello sversamento, misure di mitigazione e bonifica messe in atto, quantità di olio recuperato, quantità dispersa nell'ambiente e se lo sversamento ha interessato anche l'ambiente marino.**

**Risposta**

Lo sversamento di olio indicato si è verificato in data 3 febbraio 2020, alle ore 00:30, presso la stazione di pompaggio del parco serbatoi. Il prodotto è stato completamente recuperato, in parte raccolto sulla pavimentazione dell'area ed in parte asportato dal terreno adiacente mediante scavo. Sono state eseguite tutte le analisi sul terreno sottostante e circostante l'area di scavo per assicurarsi che non vi fosse contaminazione nell'ambiente. Lo sversamento non ha interessato l'ambiente marino. L'evento è stato prontamente comunicato agli Enti esterni, che hanno seguito tutte le attività di recupero e ripristino dell'area, fino alla chiusura dell'evento, formalizzata anche con comunicazione del Ministero dell'Ambiente.

- 7. Domande contenute nell'intervento sul punto 1 all'ordine del giorno:**

**1. Se Eni si impegnerà a sottoporre il suo piano di decarbonizzazione al 2050 al voto consultivo di tutti gli azionisti nel corso dell'assemblea del 2022?**

**1.1 Se Eni non intenderà farlo, potrebbe spiegarci i motivi di questa scelta?**

**Risposta**

Ritenendo rilevante il tema, valuteremo come coinvolgere gli azionisti, pur tenendo presente che le strategie non sono competenza dell'assemblea, che non può esprimersi su temi diversi da quelli ad essa riservati dalla legge stessa. In tale contesto, la strategia sul clima non è competenza dell'assemblea ma è un tema consiliare, come in generale la definizione delle strategie della società.



## Azionista Re:common

1. Nella Relazione Finanziaria Annuale a pagina 239 l'Eni afferma che: "Gli unproved mineral interest comprendono €800 milioni relativi al titolo minerario ("Oil Prospecting Licence") del giacimento offshore del Blocco 245 in Nigeria (OPL 245) corrispondente al prezzo riconosciuto nel 2011 al Governo nigeriano per l'acquisizione del 50% di tale titolo, insieme a un'altra compagnia petrolifera internazionale che contestualmente acquistò il residuo 50%. Considerando i costi di ricerca e presviluppo successivamente capitalizzati, il valore di libro complessivo si ridetermina in €1.085 milioni. Relativamente al Resolution Agreement del 29 aprile 2011 avente a oggetto l'acquisizione della licenza, sono in corso procedimenti giudiziari da parte delle Autorità italiane e nigeriane per asseriti reati di corruzione e riciclaggio di denaro come descritto nella sezione Contenziosi della nota n. 27 - Garanzie, impegni e rischi di questa Relazione Finanziaria Annuale. L'impairment test dell'asset ha confermato la tenuta del valore di libro. Tale verifica si basa sull'assunzione che la licenza esplorativa venga rinnovata o convertita in licenza di sviluppo alla scadenza del titolo attesa nel maggio 2021. Eni ha presentato istanza di rinnovo/conversione della licenza nel rispetto dei termini contrattuali. Considerata l'inerzia delle competenti Autorità nigeriane nei confronti della legittima richiesta Eni e l'approssimarsi della scadenza del titolo, nel mese di settembre 2020 Eni ha avviato un arbitrato in sede ICSID, il centro internazionale per il regolamento delle controversie in materia di investimenti, per tutelare il valore dell'asset."

Il valore di libro per il blocco OPL245 riportato da Eni nella relazione finanziaria annuale è molto rilevante per i conti della società. Dal momento che la licenza è stata firmata l'11 maggio 2011 ed il governo nigeriano ha di fatto rigettato la domanda di conversione in OML, fintantoché sono in corso procedimenti giudiziari in diverse giurisdizioni, inclusa la Nigeria, nei confronti della società o delle sue controllate sulle accuse di presunta corruzione riguardante l'acquisizione della licenza per l'OPL245, può Eni confermare che la licenza è scaduta l'11 maggio 2021?

### Risposta

La data di scadenza prevista nel titolo documentale della licenza è l'11 maggio 2021. Non è peraltro corretto affermare che "il governo nigeriano ha di fatto rigettato la domanda di conversione". La controllata Nigerian Agip Exploration Ltd. ha espletato tutte le attività richieste per la conversione nei termini previsti a suo tempo e il Governo ha confermato la conversione e l'esercizio dei back-in-rights nel luglio 2018: è giuridicamente certo che Eni abbia maturato il diritto



alla conversione. Ogni successiva apparente “sospensione” (dichiarate in attesa degli esiti dei procedimenti a Londra e Milano, come noto favorevoli ad Eni) è illegittima ed oggetto di arbitrato ICSID avviato già dal 2020. E’ inoltre falso che eventuali procedimenti in Nigeria relativi ad OPL 245 siano stati posti alla base della cd. “sospensiva”. Conseguentemente non è corretta (fattualmente e giuridicamente) la formulazione della domanda da Voi espressa **“ed il governo nigeriano ha di fatto rigettato la domanda di conversione in OML, fintantoché sono in corso procedimenti giudiziari in diverse giurisdizioni, inclusa la Nigeria”**. Si ricorda per completezza che la domanda della parte civile Nigeria nel procedimento a Milano chiedeva un risarcimento dei danni, e non certo la revoca o la dichiarazione di nullità di OPL 245 stessa. Ai fini del proprio bilancio al 31 dicembre 2020 oggi approvato, quindi, è corretto allocare tuttora il valore di libro al titolo minerario; in caso di prolungata inerzia/stallo da parte del Governo nigeriano, verrà valutata in sede di redazione delle prossime informazioni finanziarie l’eventuale diversa classificazione del titolo minerario di Eni ovvero del diritto di natura risarcitoria già tutelato in sede arbitrale ICSID.

