

# Il ruolo dei soggetti privati nel contesto degli scenari globali di decarbonizzazione

## ADDENDUM

Alla Relazione tecnico-scientifica  
redatta nell'interesse di Eni Spa  
nel contesto del contenzioso promosso da  
Greenpeace Onlus, Recommon APS et al.  
presso  
Tribunale di Roma, sez. II Civile  
G.I.----- R.G. N. 26468/2023

Dr Carlo Stagnaro  
Direttore ricerche e studi  
Istituto Bruno Leoni

5 febbraio 2024

## Sommario

1. Premessa .....	3
2. Sulle emissioni “scope 3” .....	5
3. Sugli scenari emissivi .....	9
4. Sulla confrontabilità della curva di decarbonizzazione di un soggetto privato e gli scenari di decarbonizzazione .....	11
5. Sulla necessità di nuovi investimenti nelle risorse <i>Oil &amp; Gas</i> .....	14
Bibliografia.....	22

## 1. Premessa

- 1.1. Questa relazione integrativa è stata redatta dallo scrivente Carlo Stagnaro, Direttore Ricerche e studi dell'Istituto Bruno Leoni, su incarico dello studio legale Legance – Avvocati Associati (di seguito “Legance”) nel contesto dell’incarico di assistenza e difesa conferito da Eni S.p.A. a Legance nel giudizio di primo grado davanti al Tribunale di Roma - R.G. n. 26468/2023 – instaurato da ReCommon APS e Greenpeace Onlus, unitamente a 12 persone fisiche (“Attori”), contro Eni, nonché contro Cassa Depositi e Prestiti S.p.A. e il Ministero dell'Economia e delle Finanze (il “Giudizio”). Le considerazioni qui contenute riflettono unicamente le opinioni dello scrivente e non impegnano in alcun modo l’istituzione di appartenenza.
- 1.2. L’oggetto dell’incarico conferito allo scrivente consiste, in particolare, nella replica alle osservazioni di natura tecnico/scientifica svolte dalle controparti mediante la produzione dei documenti nn.10, 17, 18 e 21 depositati dagli Attori con la memoria n.2 e, più segnatamente, la relazione----- “Attribution Science e responsabilità storica dei principali emettitori in relazione a potenziali danni climatici” (“**Relazione -----**”, la relazione ----- “Scenari delle emissioni climalteranti, inventari delle emissioni e raggiungimento degli obiettivi di riduzione dell’Accordo di Parigi” (“**Relazione -----**”), la relazione dei dottori ----- “Assessment of Eni’s Climate Strategy” (“**Relazione -----**”) e la relazione-----“Financing a 1.5°C-Aligned Transition” (“**Relazione -----.**” e, congiuntamente alle altre, “**le Relazioni degli Attori**”). Riguardo a queste ultime due relazioni, originariamente scritte in lingua inglese, si farà riferimento a citazioni, numerazione delle pagine e note come desumibili dalle traduzioni italiane dalle traduzioni italiane fornite dagli Attori.
- 1.3. Le considerazioni qui esposte sono basate su informazioni e dati pubblicamente disponibili nella letteratura tecnico-scientifica, nei siti *web* di agenzie / enti / soggetti pubblici o privati a vario titolo coinvolti o interessati ai temi trattati, nonché nei documenti ufficiali Eni.
- 1.4. Questa relazione integrativa approfondisce e ribadisce alcuni temi già affrontati nella Relazione “Il ruolo dei soggetti privati nel contesto degli scenari globali di decarbonizzazione”, depositata il 5 gennaio 2024, a cui si rimanda per una trattazione più estensiva.<sup>1</sup> In estrema sintesi, tale Relazione ha documentato o dimostrato i seguenti fatti:
  - **Il riscaldamento globale** osservato nel periodo successivo alla Rivoluzione industriale è **causato dalle emissioni antropogeniche**. In assenza di interventi per ridurre rapidamente le emissioni e raggiungere la neutralità climatica la temperatura media del pianeta potrebbe superare le soglie degli 1,5 o dei 2 gradi al di sopra dei livelli pre-industriali.
  - **Le emissioni antropogeniche derivano da svariate attività umane**, tra cui la principale è l’utilizzo dei combustibili fossili sia ai fini energetici, sia all’interno di processi industriali. Mentre in alcuni utilizzi – quale la produzione di energia elettrica – sono disponibili tecnologie mature per sostituire gradualmente le fonti fossili, in altri ambiti (come le industrie c.d. *hard to abate* o i trasporti) ciò è molto più complesso. Dal punto di vista geografico, la maggior parte delle emissioni attuali e future è prodotta dai paesi emergenti.
  - **Gli accordi internazionali in materia di clima**, prendendo atto di queste realtà, **impegnano gli Stati a mettere in atto adeguate politiche per ridurre le emissioni e mitigare il cambiamento climatico**.<sup>2</sup> Gli accordi internazionali sono rivolti agli Stati, ai quali spetta il compito di definire quali misure mettere in atto per accelerare la transizione energetica. I soggetti privati hanno un ruolo

<sup>1</sup> A (minima) rettifica della predetta relazione del 5 gennaio 2024, si rileva che al termine del #4.14 della stessa, a p.28, è stato omesso l’inserimento di un link al sito Internet dell’iniziativa Global Methane Pledge menzionata in tale paragrafo, ossia: <https://www.globalmethanepledge.org/>.

<sup>2</sup> [https://unfccc.int/sites/default/files/english\\_paris\\_agreement.pdf](https://unfccc.int/sites/default/files/english_paris_agreement.pdf)

nella riduzione delle emissioni – in particolare nel promuovere l’innovazione tecnologica e nel favorire l’adozione di tecnologie *low carbon*. Questo è evidente anche dalle politiche pubbliche messe in atto dagli Stati, che tengono conto della maggiore o minore facilità e costo di sostituzione delle fonti fossili o di abbattimento delle emissioni (per esempio tramite tecnologie di cattura e stoccaggio dell’anidride carbonica) nei vari usi finali dell’energia.

- **Le principali organizzazioni internazionali** – tra cui, in particolare, l’Agenzia Internazionale dell’Energia (IEA) – **producono regolarmente scenari al fine di illustrare possibili percorsi per arrivare alla neutralità carbonica. Tali scenari non hanno valore prescrittivo né previsivo**: sono utili a illustrare se, come e a quali condizioni certi obiettivi sono raggiungibili. Inoltre, questi scenari sono estremamente sensibili alle ipotesi di partenza: per esempio, la IEA ha aggiornato nel 2023 il proprio scenario Net Zero rilasciato originariamente nel 2021.
- La rendicontazione delle emissioni riferibili a un soggetto privato costituisce un esercizio essenziale per valutarne l’esposizione ai rischi climatici. Si fa riferimento in particolare a tre ambiti emissivi: lo scope 1 (emissioni prodotte direttamente); scope 2 (emissioni prodotte per generare l’elettricità o il calore utilizzati nei processi industriali e acquistati da terzi); scope 3 (emissioni associate ad attività di terzi, a monte o a valle della filiera). **Nel caso di una società come Eni, le emissioni scope 3 – in particolare quelle relative ai consumi dei clienti finali – costituiscono una parte preponderante delle emissioni rendicontate. Mentre le emissioni scope 1 e, in parte, scope 2 sono direttamente controllabili dall’azienda, le emissioni scope 3 possono essere influenzate solo parzialmente e indirettamente**, per esempio migliorando le specifiche tecniche dei prodotti venduti, o sviluppando nuovi carburanti o vettori energetici a minor impatto ambientale. Eni ha assunto volontariamente l’impegno di pervenire a zero emissioni nette scope 1+2 entro il 2030 in relazione alle proprie attività *upstream* ed entro il 2035 in relazione a tutto il perimetro della società, e di raggiungere la neutralità carbonica per tutti i tre ambiti emissivi sull’intero perimetro delle sue attività (definito secondo un criterio estensivo) entro il 2050. Gli impegni di Eni appaiono realistici, sulla base dei piani industriali approvati e delle dichiarazioni rese al mercato, e coerenti con gli impegni globali di decarbonizzazione.

**1.5.** Il presente documento intende approfondire alcune delle tesi sollevate relativamente al ruolo dei soggetti privati nella transizione energetica, alla riconducibilità delle emissioni generate dalle attività antropiche alle compagnie *Oil & Gas*, alla funzione degli scenari di decarbonizzazione e alla loro comparabilità con le strategie di decarbonizzazione delle singole imprese, e in particolare quelle attive nei settori del petrolio e del gas, e alla compatibilità degli investimenti nel settore del petrolio e del gas col raggiungimento della neutralità climatica. Gli approfondimenti hanno lo scopo di rispondere alle Relazioni degli Attori. Per semplicità di esposizione, gli argomenti verranno affrontati nello stesso ordine in cui vengono sollevati nella Memoria n.2 degli Attori del 25 gennaio 2024, che anticipa i contenuti delle Relazioni degli Attori.

## 2. Sulle emissioni “scope 3”

2.1. La Relazione -----argomenta che le emissioni scope 3 dovrebbero essere interamente attribuite alle imprese operanti nei settori *Oil & Gas*, le quali non possono essere considerate *“un semplice fornitore di un prodotto che serve a soddisfare la presente domanda”*: infatti *“le scelte di consumo sono vincolate da un complesso contesto socio-politico, normativo, materiale e infrastrutturale, oltre che da potenti interessi economici che continuano a promuovere l’uso di combustibili fossili. Semplicemente, non tutti possono permettersi di fare gli ambientalisti, di comprarsi un’auto elettrica o di installare pannelli fotovoltaici sul tetto della propria casa, perché ciò oggi, purtroppo, non è ancora alla portata di ogni tasca né tantomeno rientra nelle possibilità di tutti”* (#2.2).

2.2. Come argomentato nella Relazione Stagnaro (#5.12), ai fini della rendicontazione delle emissioni riferibili alle attività di un soggetto economico, queste vengono comunemente distinte in tre categorie:

- **Scope 1: emissioni prodotte direttamente** nel corso dell’attività di impresa (per esempio le emissioni di CO<sub>2</sub> e CH<sub>4</sub> legate all’estrazione dei combustibili fossili);
- **Scope 2: emissioni generate indirettamente a causa dell’energia o del calore acquistati da terze parti**, e funzionali allo svolgimento dell’attività d’impresa (per esempio le emissioni prodotte per generare l’energia elettrica necessaria ad alimentare gli impianti per l’estrazione dei combustibili fossili);
- **Scope 3: emissioni indirette non incluse nello scope 2, vale a dire quelle associate alle parti della catena del valore di un certo prodotto che si trovano a monte o a valle dell’attività dell’impresa** in questione. Tra le prime si contano per esempio le emissioni legate alle attività dei fornitori (nel caso dell’estrazione dei combustibili fossili, per esempio, le emissioni legate alla produzione o al trasporto dei materiali necessari allo svolgimento dell’attività d’impresa), mentre le seconde includono le emissioni generate dall’utilizzo del prodotto (per esempio la combustione della benzina o del gasolio nelle automobili private dei clienti).

Sin dai primi anni Duemila **Eni riporta le proprie emissioni relative a tutti e tre gli ambiti secondo le indicazioni del GHG Protocol**, il principale standard di rendicontazione rivolto alle imprese e riconosciuto a livello internazionale. A questa rendicontazione, **nel 2020 Eni ha affiancato un altro approccio metodologico che considera tutti i prodotti energetici gestiti dai vari business, secondo un’ottica che tiene conto dell’analisi a ciclo vita dei prodotti c.d. “well to wheel”** (cioè dall’estrazione fino all’utilizzo finale). Sulla base di questo approccio, **le emissioni scope 3 costituiscono circa il 90 per cento delle emissioni totali riferibili alla sua attività.**

**Eni ha inoltre assunto impegni volontari di decarbonizzazione**, con una serie di obiettivi che possono essere così sintetizzati: i) azzeramento delle emissioni nette (scope 1+2) delle proprie attività *upstream* entro il 2030; ii) azzeramento delle emissioni nette (scope 1+2) relative all’intero perimetro aziendale entro il 2035; iii) neutralità climatica di tutte le sue attività (scope 1+2+3) entro il 2050, con traguardi intermedi di riduzione del 35 per cento entro il 2030, 55 per cento entro il 2035, 80 per cento entro il 2040.<sup>3</sup>

2.3. **Sulle emissioni scope 3 a essa riferibili, un’impresa ha un controllo indiretto e parziale.** Per esempio, è possibile ridurre le emissioni scope 3 migliorando le specifiche tecniche dei propri prodotti o sviluppando e introducendo sul mercato nuovi prodotti con emissioni inferiori: Eni ha adottato un ambizioso piano di investimenti che prevede la progressiva riduzione delle emissioni scope 3 (cioè prodotte da soggetti terzi) attraverso il ribilanciamento del proprio portafoglio fossile (con meno petrolio e più gas, caratterizzato da minore impronta carbonica), la sostituzione dei combustibili fossili con fonti rinnovabili (espansione portafoglio eolico e solare, accelerazione *network* colonnine di ricarica per veicoli elettrici, aumento della capacità di bioenergia posizionando Eni come terzo

<sup>3</sup> <https://www.eni.com/it-IT/investitori/strategia/piano-strategico.html>

produttore mondiale di biocarburanti), la cattura della CO<sub>2</sub> nei processi in cui oggi i fossili non sono tecnicamente o economicamente sostituibili, il ricorso a crediti di carbonio per compensare le emissioni residue non tecnicamente e/o economicamente abbattibili e la ricerca su tecnologie di frontiera. Attualmente, il piano strategico di Eni prevede di portare colonnine di ricarica da circa 13.000 nel 2022 a oltre 30.000 nel 2026; l'incremento della capacità rinnovabile elettrica da 2,2 GW a oltre 7 GW nel 2026; l'aumento della capacità di bioraffinazione da 1,1 milioni di tonnellate annue nel 2022 a oltre 5 nel 2030.<sup>4</sup> Proprio mentre questa Relazione viene redatta, Eni ha confermato la conversione della raffineria di Livorno in bioraffineria.<sup>5</sup>

- 2.4.** In ultima analisi, però, gran parte delle emissioni globali deriva dall'andamento della domanda di combustibili fossili, la quale – come riconosce lo stesso ----- – è vincolata *“da un complesso contesto socio-politico, normativo, materiale e infrastrutturale”*. Intervenire su questo contesto è esattamente il cuore della politica climatica, che costituisce una responsabilità degli Stati e delle organizzazioni internazionali. In assenza di tali interventi, difficilmente i consumi potranno calare e certamente una riduzione unilaterale dell'offerta non può che determinare effetti negativi dal punto di vista economico, sociale e con elevata probabilità anche ambientale. Come scrive l'Agenzia internazionale dell'energia: *“ridurre gli investimenti nei combustibili fossili prima di, o in luogo di, intervenire con adeguate politiche e investimenti nelle energie pulite e nella riduzione della domanda di energia **non porterebbe agli stessi esiti dello scenario NZE**. Se l'offerta dovesse attraversare una transizione più rapida della domanda, con un calo negli investimenti fossili prima di un incremento nelle tecnologie pulite, questo porterebbe a prezzi molto maggiori – potenzialmente per un periodo prolungato di tempo – anche se il mondo si muovesse comunque verso le zero emissioni nette. **La portata della riduzione della spesa nei combustibili fossili è strettamente legata alla scala e alla velocità degli aumenti nella spesa per le energie pulite, e al successo degli sforzi per ridurre la domanda energetica: non ha senso isolare dagli altri ciascuno di questi fattori”*** (IEA, 2022: 134, enfasi aggiunta).<sup>6</sup> Questo è esattamente ciò che si è verificato nel 2022: *“Nel 2022, le emissioni globali di CO<sub>2</sub> derivanti dal gas naturale nel 2022 si sono ridotte di 115 milioni di tonnellate, con l'Unione europea da sola responsabile di oltre 100 milioni di tonnellate di tale riduzione. Questo è stato più che compensato dall'aumento delle emissioni relative al carbon e al petrolio”*.<sup>7</sup>
- 2.5.** Questo emerge dalla stessa Relazione, là dove si afferma che *“non tutti possono permettersi di fare gli ambientalisti, di comprarsi un'auto elettrica o di installare pannelli fotovoltaici sul tetto della propria casa, perché ciò oggi, purtroppo, non è ancora alla portata di ogni tasca né tantomeno rientra nelle possibilità di tutti”*. È proprio qui che emerge la **centralità delle politiche pubbliche**: se le imprese petrolifere cessassero di offrire prodotti quali carburanti fossili per autotrazione e gas, tutti coloro che *“non possono permettersi”* di sostituire le tecnologie basate su fonti fossili con altre meno climalteranti si troverebbero nell'impossibilità di soddisfare i propri bisogni di mobilità, riscaldamento, ecc.

<sup>4</sup> <https://www.eni.com/it-IT/investitori/strategia/piano-strategico.html>

<sup>5</sup> <https://www.eni.com/it-IT/media/comunicati-stampa/2024/01/eni-conferma-la-conversione-della-raffineria-di-livorno-in-bioraffineria.html>

<sup>6</sup> In originale: “Reducing fossil fuel investment in advance of, or instead of, policy action and clean energy investment to reduce energy demand would not lead to the same outcomes as in the NZE Scenario. If supply were to transition faster than demand, with a drop in fossil fuel investment preceding a surge in clean energy technologies, this would lead to much higher prices – possibly for a prolonged period – even if the world moves towards net zero emissions. The scope for reductions in fossil fuel expenditure is closely linked to the scale and speed of increases in clean energy expenditure, and to the success of efforts to reduce energy demand: it does not make sense to look at any one of these factors in isolation from the others”.

<sup>7</sup> In originale: “Global CO<sub>2</sub> emissions from natural gas fell in 2022 by 115 million tonnes, with the European Union alone accounting for more than 100 million tonnes of this reduction. This was more than offset by the uptick in coal and oil-related emissions”. Fonte: <https://www.iea.org/commentaries/europe-s-energy-crisis-what-factors-drove-the-record-fall-in-natural-gas-demand-in-2022>

- 2.6.** Quanto gli interventi dal lato della domanda siano fondamentali emerge anche da tre esempi. Il primo riguarda il rapporto dell’Agenzia internazionale dell’energia “Net Zero by 2050” (pubblicato nel 2021 e successivamente aggiornato nel 2023 – v. *infra*) (IEA, 2021). **L’edizione 2021 di NZE suggeriva una serie di misure per ridurre la domanda, tra cui il bando alla vendita di caldaie a gas e gasolio a partire dal 2025 a livello globale:** “Le emissioni dal settore residenziali si riducono del 40 per cento tra il 2020 e il 2030 grazie all’abbandono delle caldaie alimentate con combustibili fossili e alla riqualificazione energetica dello stock edilizio esistente per migliorarne le prestazioni energetiche” (IEA, 2021: 54).<sup>8</sup> L’edizione 2023 di NZE conferma nella sostanza tale ipotesi, pur riformulandola in modo meno restrittivo (“dal 2025 in poi, la vendite di nuove caldaie a carbone o gasolio cessa (le caldaie a gas continuano a essere utilizzate in una minoranza dei casi, alimentate da biometano e idrogeno)”,<sup>9</sup> IEA, 2023a: 90). Tale provvedimento avrebbe dovuto portare a una riduzione dei consumi di gas e gasolio e conseguentemente a una riduzione delle emissioni. **A oggi non vi è alcuna indicazione che ciò accadrà:** anzi, alcuni paesi quali la Germania,<sup>10</sup> la Gran Bretagna<sup>11</sup> e gli Stati Uniti,<sup>12</sup> che avevano ipotizzato un simile bando, hanno annacquato o rinviato i propri programmi. Appare dunque pressoché impossibile immaginare che in tutto il mondo si smettano di vendere questi prodotti a partire dal 2025. Ciò significa che la domanda di gas (e in misura minore di gasolio) ai fini del riscaldamento domestico sarà superiore alle attese. **Se le compagnie petrolifere non fornissero questi combustibili, non promuoverebbero la transizione ecologica: lascerebbero molte famiglie al freddo e molto probabilmente lascerebbero spazio a combustibili ancora più climalteranti.**
- 2.7.** Un secondo esempio viene dalle politiche italiane di incentivazione dei biocarburanti. Recentemente, il decreto del Ministero dell’Ambiente e della Sicurezza energetica 20/10/23, n.343 ha introdotto diverse modifiche al precedente decreto 16/3/23, n.107, tra l’altro riducendo gli obblighi di immissione in commercio di biocarburanti liquidi in purezza e, in particolare, di olio vegetale idrotrattato (HVO). L’HVO può sostituire interamente il gasolio (e quindi essere utilizzato in purezza e non solo in miscela con carburanti convenzionali) nelle motorizzazioni più recenti (la maggior parte dei motori euro 5 o superiori). Il decreto 107 stabiliva un obiettivo di immissione in commercio di 300.000 tonnellate di HVO in purezza nel 2023, con incremento di 100.000 tonnellate l’anno fino a un milione di tonnellate nel 2030. Il decreto 343 *de facto* rivede al ribasso tali obblighi (ritenendoli assolti anche tramite l’immissione in commercio di altri prodotti ovvero la miscela dell’HVO al gasolio convenzionale in misura non inferiore al 20 per cento). Tale scelta è motivata con l’esigenza di “introdurre un regime transitorio che rifletta il **graduale sviluppo della domanda dei biocarburanti in purezza e che allo stesso tempo sia in grado di salvaguardare le finalità di decarbonizzazione della norma richiamata e i volumi di biocarburanti liquidi in purezza immessi in consumo**” (enfasi aggiunta). In sostanza, sebbene l’industria fosse pronta a offrire i quantitativi richiesti dalla normativa, le condizioni di *domanda* non erano tali da assorbire questi volumi.
- 2.8.** Infine, gli attacchi terroristici alle navi nel Mar Rosso stanno inducendo molte portacontainer a seguire la rotta ben più lunga che passa per il Capo di Buona Speranza. Secondo notizie di stampa, questa revisione delle rotte riguarda in particolare le navi petroliere: l’allungamento dei tempi di percorrenza, a parità di volumi trasportati, comporta un incremento della domanda di navi quantificata nel 5 per cento, determinando una spinta al rialzo sia sul costo dei noli, sia sui prezzi dei prodotti (in particolare, del gasolio), oltre che un ovvio aumento dei consumi di *bunker* (il carburante utilizzato dalle navi) e

---

<sup>8</sup> In originale: “Emissions from the buildings sector fall by 40% between 2020 and 2030 thanks to a shift away from the use of fossil fuel boilers, and retrofitting the existing building stock to improve its energy performance”.

<sup>9</sup> In originale: “From 2025 onwards, sales of new coal and oil boilers come to an end (gas boilers continue to be used in a minority of cases, fuelled by biomethane and hydrogen)”.

<sup>10</sup> <https://www.euractiv.com/section/energy-environment/news/germany-adopts-watered-down-fossil-boiler-ban-for-2028/>

<sup>11</sup> <https://www.homebuilding.co.uk/news/gas-boiler-ban>

<sup>12</sup> <https://www.politico.com/news/2023/06/13/house-passes-bill-block-gas-stove-ban-00100492>

delle conseguenti emissioni.<sup>13</sup> **Nessuno scenario, tanto meno uno scenario a obiettivo definito quale è NZE (v. *infra*), può tenere conto di eventi imprevedibili quali l'intensificarsi di attacchi terroristici o della pirateria, i quali tuttavia rendono socialmente desiderabile la presenza di capacità produttiva in eccesso sui vari mercati, in tutti gli stadi della filiera** (produzione, raffinazione, liquefazione e rigassificazione del gas, ecc.) In caso contrario, qualunque *shock* anche di modeste dimensioni potrebbe avere effetti macroscopici sui mercati, a livello globale o regionale. Va letto anche in questo senso la scelta del Governo italiano e dell'Unione europea di promuovere la ridondanza dei terminali di rigassificazione, in modo da poter meglio assorbire eventuali ulteriori difficoltà nell'approvvigionamento di gas come sperimentato nel corso del 2022. Come spiega un'infografica disponibile sul sito del Consiglio europeo, *"l'invasione dell'Ucraina da parte della Russia e l'impiego degli approvvigionamenti di gas come un'arma ha indotto gli Stati membri dell'UE a sviluppare ulteriormente le infrastrutture per il GNL [Gas Naturale Liquefatto]. Diversi tra gli investimenti pianificati vanno trattati come progetti europei di interesse comune, che beneficiano di procedure semplificate e, in alcuni casi, del co-finanziamento tramite il Dispositivo Connecting Europe"*.<sup>14</sup>

- 2.9.** Le emissioni scope 3, essendo causate dai comportamenti di soggetti terzi, possono quindi essere influenzate, ma certo non controllate, dalle imprese a cui sono indirettamente riferibili. Nel caso del settore del petrolio e del gas, lo chiarisce la stessa IEA: **"le imprese del settore del petrolio e del gas possono influenzare, anticipare e soddisfare le esigenze dei consumatori, ma in generale non sono in grado di stabilire come i consumatori finali utilizzeranno i loro prodotti"** (IEA, 2023b: 126, enfasi aggiunta).<sup>15</sup>

---

<sup>13</sup> <https://www.ft.com/content/ac2dc59b-9ad7-4665-8e8d-52fb1bf4a884>

<sup>14</sup> In originale: "Russia's invasion of Ukraine and weaponisation of gas supplies pushed the EU member states to further develop their LNG infrastructure. A number of planned investments are to be treated as EU projects of common interest, which benefit from streamlined procedures and, in some cases, co-financing through the Connecting Europe Facility". Fonte: <https://www.consilium.europa.eu/en/infographics/lng-infrastructure-in-the-eu/>

<sup>15</sup> In originale: "Oil and gas companies can influence, anticipate and deliver on customer needs, but they are in general unable to dictate how end-use customers use their products".

### 3. Sugli scenari emissivi

- 3.1.** La Relazione----- ricostruisce la funzione, l'utilità e i limiti degli scenari emissivi prodotti o utilizzati dalle principali istituzioni internazionali (quali l'Agenzia internazionale per l'energia o l'IPCC). Poiché *“non si può sapere con assoluta certezza come cambieranno in futuro le emissioni di gas serra e di inquinanti atmosferici causati dall'uomo”*, gli scenari consentono di *“esplorare diverse possibilità”*, tra l'altro, *“simulando scenari futuri”* (p.4). Tali scenari consentono tra l'altro di *“isolare le diverse variabili e analizzare la loro influenza sul clima terrestre”*, mostrando come *“in assenza di nuove politiche climatiche, il mondo possa essere influenzato da questi fattori”* (p.5, enfasi aggiunta). Ciò conferma pienamente quanto argomentato più diffusamente nella Relazione Stagnaro, in particolare al capitolo 5, là dove si è mostrato che **il raggiungimento della neutralità carbonica sarà possibile solo se verranno adottate, a livello globale, adeguate politiche**, tali da modificare gli andamenti della domanda di energia e promuovere l'adozione di tecnologie e fonti energetiche con minori impatti climatici.
- 3.2. Tra gli scenari esistono due grandi famiglie: gli scenari previsivi (o forecasting) e gli scenari a obiettivo definito (o backcasting).** Gli uni producono traiettorie evolutive derivanti da *input* economici, demografici e di *policy* esistenti o di probabile realizzazione. Ne sono esempi gli scenari STEPS e APS dell'Agenzia internazionale dell'energia, che riflettono le dinamiche attese dei sistemi energetici sulla base – rispettivamente – di andamenti inerziali (cioè, in particolare, delle politiche pubbliche già adottate dagli Stati) e degli impegni assunti dalle parti in sede COP (cioè delle cosiddette *Nationally Determined Contributions* che rappresentano le politiche che gli Stati si sono impegnati a mettere in atto nell'ambito dell'Accordo di Parigi). Gli scenari a obiettivo definito partono invece da un obiettivo ritenuto socialmente desiderabile (per esempio, la neutralità carbonica) e ricostruiscono *a fortiori* il mix di interventi che – sulla base di un certo insieme di assunzioni – è necessario mettere in atti per conseguire il risultato sotto specifici vincoli (per esempio, la minimizzazione dei costi). Ne è un esempio lo scenario NZE della IEA, pubblicato originariamente nel 2021 e aggiornato nel 2023. Mentre STEPS e APS dispongono di una certa granularità (per tenere conto delle peculiarità e delle differenze tra settori e paesi), NZE è invece uno scenario globale, il cui obiettivo ultimo è il seguente: *“Raggiungere la neutralità carbonica richiederà innumerevoli decisioni da parte delle persone in tutto il mondo, ma il nostro obiettivo principale è informare le decisioni compiute dai decisori politici, che hanno il più ampio spazio di manovra per avvicinare il mondo ai suoi obiettivi climatici”* (IEA, 2021: 13, enfasi aggiunta).<sup>16</sup> Proprio per questo, IEA avverte che *“ci sono molti possibili traiettorie per raggiungere zero emissioni nette di CO<sub>2</sub> a livello globale entro il 2050 e molte incertezze che possono riguardare ciascuna di esse; NZE di conseguenza è una traiettoria, non la traiettoria verso net zero”* (IEA, 2021: 49, enfasi nel testo)<sup>17</sup> (v. anche Relazione Stagnaro, capitolo 6).
- 3.3.** La Relazione ----- prosegue descrivendo come vengono costruiti gli inventari dei gas serra. Essa sottolinea che l'inventario italiano, predisposto da Ispra, *“comprende tutte le emissioni di gas serra provenienti da attività gestite dall'Eni sul territorio italiano”* (pp.12-13. La Relazione dà inoltre atto del lavoro compiuto da Eni ai fini di rendicontare le emissioni a essa direttamente o indirettamente riferibili, coerentemente con le linee guida del GHG Protocol. Tuttavia, -----sostiene che *“le stime prodotte sulla base del GHG Protocol sono assolutamente confrontabili con quelle fornite attraverso l'uso delle linee guida IPCC, dal momento che le metodologie di stima e i fattori di emissione*

---

<sup>16</sup> In originale: “Getting to net zero will involve countless decisions by people across the world, but our primary aim is to inform the decisions made by policy makers, who have the greatest scope to move the world closer to its climate goals”.

<sup>17</sup> In originale: “There are many possible paths to achieve net-zero CO<sub>2</sub> emissions globally by 2050 and many uncertainties that could affect any of them; the NZE is therefore a path, not the path to net-zero emissions”.

utilizzati sono gli stessi. A differenza di quanto previsto dalle linee guida dell'IPCC, il GHG Protocol prende in considerazione non solo le emissioni dirette, provenienti da fonti proprie dell'organizzazione, ma anche quelle indirette, generate dalle attività svolte dall'organizzazione, ma la cui fonte proviene da altre organizzazioni" (pp.12-13). Alla base di queste affermazioni vi è un grave fraintendimento della natura della rendicontazione delle emissioni svolta da Eni (e altri) sulla base del GHG Protocol e dei suoi obiettivi.

- 3.4.** Nessuno, infatti, mette in dubbio che *"le metodologie di stima e i fattori di emissione"* siano i medesimi. **La non comparabilità tra gli inventari nazionali e le emissioni rendicontate da Eni deriva dal differente modo in cui tali emissioni sono imputate, che può dare luogo a conteggi multipli.** Le emissioni attribuite all'Italia (o ad altri paesi) nell'inventario nazionale coincidono con le emissioni scope 1 (dirette) di tutti i soggetti residenti. Viceversa, le emissioni rendicontate da Eni (che includono *"non solo le emissioni dirette... ma anche quelle indirette"*), oltre a essere riferite alle attività globali dell'azienda in oltre 60 paesi, considerano anche emissioni prodotte da soggetti terzi utilizzando i prodotti venduti da Eni.
- 3.5.** Supponiamo che un'azienda X acquisti petrolio grezzo da un'azienda Y, lo raffini, e venda gasolio a un soggetto Z. Le emissioni conseguenti coincidono con lo scope 1 di Z, ma anche con lo scope 3 sia di X sia di Y. Peraltro, è anche scorretto definire le emissioni *indirette* come quelle emissioni *"generate dalle attività svolte dall'organizzazione, ma la cui fonte proviene da altre organizzazioni"*: infatti, nel caso di emissioni scope 3 legate all'utilizzo dei prodotti venduti, come nell'esempio precedente, l'emissione è generata dalla combustione del gasolio, cioè dal soggetto Z. Non si può in alcun modo affermare che l'emissione sia stata generata da X.
- 3.6.** Per questa ragione, le linee guida del GHG Protocol mettono in guardia contro questo tipo di confronti impropri e chiariscono che l'obiettivo della rendicontazione non è effettuare paragoni tra imprese o, peggio, tra imprese e altri aggregati (settoriali o geografici): ***"l'utilizzo di questo standard ha l'obiettivo di consentire il confronto delle emissioni di gas serra di un'impresa nel corso del tempo. Esso non è pensato per consentire confronti tra compagnie differenti sulla base delle loro emissioni scope 3. Le differenze nelle emissioni riportate possono dipendere da differenze nelle metodologie di conteggio o da differenza nella dimensione o nella struttura dell'impresa"*** (WBCSD e WRI, 2011: 6, enfasi aggiunta).<sup>18</sup> E ancora: ***"L'inclusione delle emissioni indirette può sollevare questioni riguardo alla titolarità e al doppio conteggio delle riduzioni, in quanto le emissioni indirette sono per definizione le emissioni dirette di qualcun altro"*** (WBCSD e WRI, 2004: 78, enfasi aggiunta).<sup>19</sup> In altre parole, qualunque confronto tra soggetti differenti che comprenda anche le emissioni scope 3 rischia di essere fuorviante in quanto le medesime emissioni sono attribuite a più soggetti. Questa è anche la ragione per cui la IEA, nel rapporto dedicato alla decarbonizzazione dei settori del petrolio e del gas, mette in guardia contro l'utilizzo improprio delle emissioni scope 3: ***"Le emissioni scope 3 sono rendicontate più volte da diverse entità lungo la filiera. Il petrolio prodotto da un'impresa, raffinato da una seconda, trasportato da una terza e venduto ai consumatori finali da una quarta produce emissioni che saranno rendicontate nello scope 3 di tutte e quattro le imprese"*** (IEA, 2023b: 126).<sup>20</sup>

---

<sup>18</sup> In originale: "Use of this standard is intended to enable comparisons of a company's GHG emissions over time. It is not designed to support comparisons between companies based on their scope 3 emissions. Differences in reported emissions may be a result of differences in inventory methodology or differences in company size or structure".

<sup>19</sup> In originale: "Including indirect emissions can raise issues with regard to ownership and double counting of reductions, as indirect emissions are by definition someone else's direct emission".

<sup>20</sup> In originale: "Scope 3 emissions are reported multiple times by different entities along the value chain. Oil produced by one company, refined by another, transported by a third, and sold to end-use consumers by a fourth would result in scope 3 emissions being reported for all four of the companies".

## 4. Sulla confrontabilità della curva di decarbonizzazione di un soggetto privato e gli scenari di decarbonizzazione

- 4.1. La Relazione ----- confronta la curva della produzione Oil & Gas prevista da Eni al 2030 con le traiettorie elaborate dagli autori, che includono i progetti autorizzati (con decisione finale di investimento) in linea con quanto previsto dalle assunzioni NZE. La Relazione ----- simula il profilo produttivo di Eni sulla base dei dati estratti nel mese di agosto 2023 dal *database* U-cube mantenuto dalla società Rystad (su cui si tornerà *infra* nei #5.8 e seguenti). La Relazione sostiene che la produzione di petrolio e gas dell'azienda nel 2030 "sarà superiore del 71 per cento rispetto alla NZE" (p.5). In tal caso, "entro il 2030 l'azienda avrà superato la sua quota di budget di carbonio 2023-30 del 22 per cento secondo lo scenario NZE e del 5 per cento secondo lo scenario APS" (p.5).
- 4.2. E' necessario ancora una volta ricordare che **il confronto tra le attività di una singola azienda e una curva dedotta da uno scenario globale (peraltro in una versione superata, in quanto gli Autori utilizzano l'edizione 2021 di NZE, ignorando la versione 2023) è del tutto illogica**. Come argomentato sopra, la comparazione tra gli scenari IEA (in particolare NZE) e la curva (attesa) di decarbonizzazione di una singola impresa è metodologicamente scorretta. Il perimetro di riferimento su cui vengono rilevate le emissioni è differente e l'inclusione, nelle emissioni imputabili a Eni, di quelle dovute ad azioni di soggetti terzi (scope 3) dà luogo a conteggi multipli.
- 4.3. Secondariamente, **gli scenari IEA offrono una visione di una possibile traiettoria delle emissioni globali** al fine di raggiungere la neutralità carbonica. Anche assumendo che il mondo nel suo complesso segua tale traiettoria, **ciò non significa che ciascun paese, ciascun settore e tanto meno ciascun soggetto privato dovrà ridurre le proprie emissioni nella stessa proporzione**. Anzi, il principio delle responsabilità comuni ma differenziate (v. Relazione Stagnaro, capitolo 4) e il principio del costo marginale (v. Relazione Stagnaro, #7.15) presuppongono che alcuni settori o paesi seguiranno una traiettoria più rapida nella riduzione del consumo di combustibili fossili e nella produzione di emissioni, mentre altri seguiranno un percorso meno ripido. In particolare, i paesi più ricchi e i settori dove è più facile sostituire i combustibili fossili con fonti a minore impronta carbonica ridurranno più rapidamente le emissioni dei paesi meno ricchi e dei settori dove i fossili sono difficilmente sostituibili (per es. i cosiddetti settori *hard to abate*). Inoltre, come argomenta la IEA, la riduzione del consumo di combustibili fossili dovrà riguardare in prima battuta il carbone, che ha un maggiore tenore carbonico, e solo successivamente il gas, la cui combustione produce meno CO<sub>2</sub> per unità di energia: "**La domanda di carbone si riduce più rapidamente e in modo più accentuato: nel 2030, cala di circa il 15 per cento nello scenario STEPS, del 25 per cento nello scenario APS e del 45 per cento nello scenario NZE. Nello scenario APS, gli impegni della Cina e dell'India di raggiungere zero emissioni nette rispettivamente prima del 2060 e del 2070 determinano un calo più rapido della domanda di carbone rispetto allo scenario STEPS. Nello scenario NZE, un abbandono più ampio del carbone non abbattuto [cioè non associato a impianti per la cattura della CO<sub>2</sub>] comincia nei diversi paesi durante gli anni Venti, e questo determina un calo più rapido della domanda rispetto allo scenario APS**" (IEA, 2023c: 104, enfasi aggiunta).<sup>21</sup>
- 4.4. Perfino nel rapporto specificamente dedicato alla decarbonizzazione del settore *Oil & Gas*, è la stessa IEA a mettere in guardia contro un'applicazione "*troppo semplicistica*" delle indicazioni ivi contenute, le quali giocoforza non tengono conto delle caratteristiche specifiche di ogni singolo attore del mercato: "*dato l'ampio spettro delle strade possibili per raggiungere la neutralità climatica a livello globale,*

---

<sup>21</sup> In originale: "Coal demand declines furthest and fastest: by 2030, it falls by around 15% in the STEPS, 25% in the APS, and 45% in the NZE Scenario. In the APS, China and India's pledges to reach net zero emissions before 2060 and by 2070 respectively drive a faster decline in coal demand than in the STEPS. In the NZE Scenario, a broader phase out of unabated coal across regions begins during the 2020s, and this leads to demand falling faster than in the APS".

questa analisi non può coprire tutte le eventualità. Ciò nonostante, punta a fornire una discussione più granulare e basata sui dati su come le imprese dell'Oil & Gas possono 'fare la loro parte' nell'accelerare la transizione verso net zero. **E' fondamentale riconoscere che la diversità e la complessità dell'industria implica che un approccio che pretenda che le singole imprese siano 'pienamente allineate' con gli obiettivi climatici è troppo semplicistico**" (IEA, 2023b: 146, enfasi aggiunta).<sup>22</sup> In altre parole, **ciascuna azienda va valutata per le sue caratteristiche specifiche**, e non può essere "schiacciata" su curve settoriali (e tanto meno globali) che esprimono indicazioni di massima, per fornire un *benchmark* al settore preso nel suo complesso. Né, a maggior ragione, queste curve possono essere invocate per valutare le strategie aziendali sotto il profilo della responsabilità giuridica per condotte che, peraltro, sono pienamente legali e soggette a specifiche autorizzazioni.

- 4.5. Infine, risulta difficilmente utilizzabile in questo contesto il concetto di "*carbon budget*" richiamato dalla Relazione ---- Tale concetto si riferisce alla quantità di carbonio che, complessivamente, può essere emesso in atmosfera senza pregiudicare il superamento delle soglie di 1,5°C o 2°C con una probabilità ritenuta accettabile (normalmente si utilizza una probabilità superiore al 50 per cento). L'idea di fondo è quella di **offrire uno strumento per disegnare curve globali come NZE**, in base al principio che, se una maggiore quantità di *budget* viene "consumata" nei primi anni, allora il tasso di riduzione delle emissioni nel periodo successivo dovrà essere più rapido – e viceversa. Tuttavia, la Relazione ----- trasla questo concetto a livello di singola azienda: "*il bilancio del carbonio si riferisce alla quantità di gas serra che può essere emessa*" (p.20, nota 57), il quale viene "*assegnato per l'azienda fino al 2030*" (p.20). Ora, tale astrazione è chiaramente senza senso: **presuppone infatti che, da qui al 2030 o al 2050, ciascuna azienda mantenga la sua quota di mercato e che dunque tutti gli operatori seguano la medesima traiettoria di riduzione delle emissioni** (assumendo anche che la domanda globale scenda al tasso indicato dallo scenario). Ciò implica anche, *a fortiori*, che nei prossimi decenni non vi sia *nessun nuovo entrante sul mercato*. Pensare che ciò possa accadere spontaneamente è impossibile; ipotizzare che ciò possa verificarsi per effetto di un accordo esplicito o tacito tra gli operatori del mercato equivale a ignorare l'incompatibilità di tale situazione con la disciplina della concorrenza, che ovviamente impedisce
- 4.6. **Con tutte le conclusioni già argomentate, lo scenario NZE poggia su numerose assunzioni che sono del tutto al di fuori del controllo di Eni** (o, se è per questo, di qualunque altro soggetto privato). Tra di esse vi sono non solo **ipotesi relative all'andamento futuro dei prezzi** delle principali *commodity* energetiche, ma anche **alle decisioni di policy** (che si assume verranno adottate da tutti gli Stati in modo coordinato a livello globale), **all'attribuzione di un costo alla CO<sub>2</sub>** a carico dei soggetti emettitori (sotto forma di *carbon tax* o di meccanismi analoghi al mercato delle quote di emissione in Europa) e **allo sviluppo tecnologico** (con la precisazione che oltre un terzo delle tecnologie necessarie a raggiungere la neutralità carbonica "*non sono ancora disponibili sul mercato*" – IEA, 2023a: 69). **È proprio il cambiamento nelle condizioni al contorno che ha indotto la IEA ad aggiornare lo scenario NZE tra il 2021 e il 2023, prendendo atto delle nuove realtà** che si erano determinate: per esempio, **tra il 2021 e il 2023 i consumi globali di petrolio e gas hanno continuato a crescere**, a dispetto dell'ipotesi contenuta nella prima edizione di NZE (2021) che assumeva una riduzione già nell'immediato e che, su questa base e soltanto su questa, assumeva una simmetrica riduzione dell'offerta.
- 4.7. Il confronto tra la strategia di decarbonizzazione Eni (con *target* definiti sulla base delle emissioni scope 1+2+3) con le curve IEA, e in particolare NZE (che ovviamente è basata sul solo scope 1, per evitare conteggi multipli delle medesime emissioni), è un **esercizio metodologicamente scorretto, come**

---

<sup>22</sup> In originale: "Given the wide range of possible ways to achieve net zero emissions globally, this framework cannot cover every eventuality. It nonetheless aims to provide a more granular and data-led discussion on whether oil and gas companies are "playing their part" in accelerating net zero transitions. Fundamental to this is recognition that the diversity and complexity of the industry means an approach based on companies being "fully aligned" or not with climate targets is too simplistic".

**esplicitamente riconosciuto dalla stessa IEA.** L'estrapolazione da tali scenari di un ipotetico bilancio carbonico a livello di azienda poggia su assunzioni che prevedono o ipotesi impossibili, o condotte illecite, le quali ovviamente non dovrebbero essere considerate.

## 5. Sulla necessità di nuovi investimenti nelle risorse *Oil & Gas*

- 5.1. Sia la Relazione----- sia la Relazione ---- sostengono che, sulla base dello scenario NZE, non sarebbero necessari nuovi investimenti nella ricerca e sviluppo di nuove risorse di petrolio e gas, con l'eccezione di quelli già approvati entro il 1 gennaio 2022. Gli investimenti previsti da Eni renderebbero tale azienda non in linea con gli obiettivi globali di decarbonizzazione. In particolare, ----- scrivono che *“nella NZE dell'IEA, il tasso di produzione di petrolio e gas diminuisce a causa della combinazione dell'esaurimento naturale dei giacimenti di petrolio e gas esistenti e dell'assenza di nuovi giacimenti per colmare il vuoto”* (pp.12-13).
- 5.2. Ciò non è assolutamente vero. **Nello scenario NZE la produzione di petrolio e gas scende perché *cala la domanda***. Come già ampiamente argomentato sopra, **una riduzione dell'offerta non supportata da un analogo calo dei consumi rischia di pregiudicare la sicurezza energetica, l'equità nell'accesso all'energia e molto probabilmente anche il raggiungimento degli stessi obiettivi ambientali**.
- 5.3. Analogamente, la Relazione ---- sostiene che *“A breve termine, i percorsi dell'AIE e dell'IPCC selezionati prevedono una riduzione della produzione di petrolio e gas rispettivamente del 18% e del 30% entro il 2030. Ciò equivale a un calo medio annuo della produzione di petrolio e gas del 2% e del 3% per il resto di questo decennio; nel 2030, il calo medio della produzione accelera al 6% e al 4%, rispettivamente (Byers et al., 2022; IEA, 2022). Ciò implica che, a meno che le attività dei giacimenti attualmente in produzione non vengano significativamente ridotte, non dovrebbero essere sviluppati nuovi giacimenti di petrolio e gas, in quanto genererebbero asset incagliati o spingerebbero il mondo oltre l'obiettivo di 1,5 °C”* (p.5).
- 5.4. Anche in questo caso, e al di là di alcune imprecisioni nei dati riportati, è necessario ribadire che **in tutti gli scenari è il calo della domanda che innesca una riduzione dell'offerta, non il contrario, che coinciderebbe con una transizione “disordinata”**. La Relazione ----- fa riferimento allo scenario NZE 2021, superato e reso obsoleto dalla nuova edizione divulgata nel 2023, che ha preso atto dei cambiamenti determinati dalla crisi energetica del 2022 e degli andamenti effettivi dei consumi di petrolio e gas (e carbone) nel periodo intercorso, i quali non hanno seguito gli auspici della IEA. La Relazione -----, comunque, suggerisce che gli investitori e le istituzioni finanziarie **“dovrebbero interrogarsi sulla fattibilità della capacità delle compagnie petrolifere di effettuare una transizione del loro business in linea con 1,5°C ed esplorare il percorso alternativo di un'ordinata dismissione”** (p.16). Analogamente, **“Le istituzioni finanziarie dovrebbero invitare i governi a regolamentare meglio i piani e gli obiettivi di transizione a zero netto del settore aziendale, sia a livello globale che nazionale, per garantire che siano allineati con il limite di 1,5°C, e ciò dovrebbe includere l'obbligo di allinearsi a 1,5°C”** (p.16). Qualunque cosa si pensi su ciò che gli investitori **“dovrebbero”** fare ha poca attinenza con gli argomenti qui in discussione. Gli stessi ----- riconoscono che, per raggiungere l'obiettivo di impedire nuovi investimenti nello sviluppo di risorse *Oil & Gas* (ammesso e non concesso che ciò sia desiderabile), i governi **“dovrebbero”** regolamentare le modalità attraverso cui il settore privato **“dovrebbe”** raggiungere la neutralità
- 5.5. Al netto di queste considerazioni, e in aggiunta a quanto detto, può essere utile ripercorrere brevemente la posizione della IEA sugli investimenti in esplorazione e produzione di risorse fossili, che non solo vengono spesso rappresentati in modo semplicistico o addirittura fuorviante, ma hanno subito essi stessi una evoluzione nel corso del tempo (brevemente ricordata sopra e ricostruita nel dettaglio nella Relazione Stagnaro, #6.12 e seguenti).
- 5.6. Scrive la IEA: **“La prosecuzione degli investimenti nei combustibili fossili è essenziale in tutti i nostri scenari. Essa è necessaria a soddisfare gli aumenti della domanda nel periodo fino al 2030 nello scenario STEPS e a evitare un declino troppo rapido dell'offerta che potrebbe altrimenti superare il**

**pur rapido declino della domanda osservato nello scenario NZE**” (IEA, 2023c: 50, enfasi aggiunta).<sup>23</sup> Diversamente da quanto sostengono le Relazioni citate, che sembrano mettere l’enfasi unicamente sulla riduzione dell’offerta, la IEA avverte che *“limitarsi a tagliare la spesa nel petrolio e nel gas non metterà il mondo sulla strada per lo scenario NZE: la chiave è incrementare gli investimenti in tutti gli aspetti di un sistema basato sull’energia pulita allo scopo di soddisfare la crescente domanda di energia in modo sostenibile”* (ibidem).<sup>24</sup> Il medesimo concetto è ribadito nell’edizione 2023 di NZE: *“allineare il declino degli investimenti nell’offerta di combustibili fossili e l’aumento dell’investimento nell’energia pulita è vitale se bisogna evitare pericolosi picchi di prezzo o carenze di offerta”* (IEA, 2023a: 16).<sup>25</sup>

- 5.7.** È superfluo ribadire che, anche prendendo a valore facciale lo scenario NZE e quindi ignorando le conseguenze del potenziale sotto-investimento nelle risorse *Oil & Gas* che esporrebbe il mondo a ulteriori crisi come quella del 2022 (v. Relazione Stagnaro, #6.16), tutti i valori riportati si riferiscono alla domanda (e di conseguenza all’offerta) **globale** di combustibili fossili. Ai fini del soddisfacimento di tale domanda concorrono una pluralità di operatori che, nel tempo, vedono evolvere il proprio ruolo e le proprie quote di mercato, e che – perseguendo ciascuno la propria strategia sulla base delle scelte del Consiglio di Amministrazione – possono anche incrementare la propria esposizione verso questa o quella fonte energetica. **Non è detto, cioè, che per realizzare la transizione tutti gli operatori debbano seguire la medesima strategia e ridurre nella medesima proporzione la propria esposizione verso il petrolio o il gas (o il carbone)**, incrementando parallelamente la propria esposizione verso le medesime tecnologie (per esempio le fonti rinnovabili elettriche). È ben possibile che taluni soggetti scelgano di specializzarsi nella produzione di *Oil & Gas*, puntando a soddisfare una quota maggiore della domanda residua (che anche nel 2050, nello scenario NZE, sarà comunque rilevante, sebbene inferiore ai livelli attuali). Altri potrebbero invece preferire abbandonare interamente il mercato dei fossili. **Altri ancora, come Eni, perseguire una strategia più bilanciata, che tiene conto di una pluralità di leve nel percorso verso la neutralità carbonica** (v. Relazione Stagnaro, capitolo 7).
- 5.8.** A riprova di quanto l’approccio seguito nelle Relazioni degli Attori sia semplicistico e fuorviante, può essere utile approfondire quanto affermato nella Relazione -----, che confronta il presunto profilo produttivo futuro di Eni con una presunta traiettoria considerata compatibile con lo scenario Net Zero della IEA: *“Nel 2030, con il petrolio e il gas dei giacimenti attualmente in produzione, più i giacimenti in fase di sviluppo e di valutazione, il livello di produzione dell’Eni sarà superiore del 35% rispetto alla NZE. L’obiettivo di produzione di Eni al 2030 per petrolio e gas sarà del 71% superiore all’allineamento NZE”* (p.13). La Relazione riporta, in particolare, la seguente Figura.

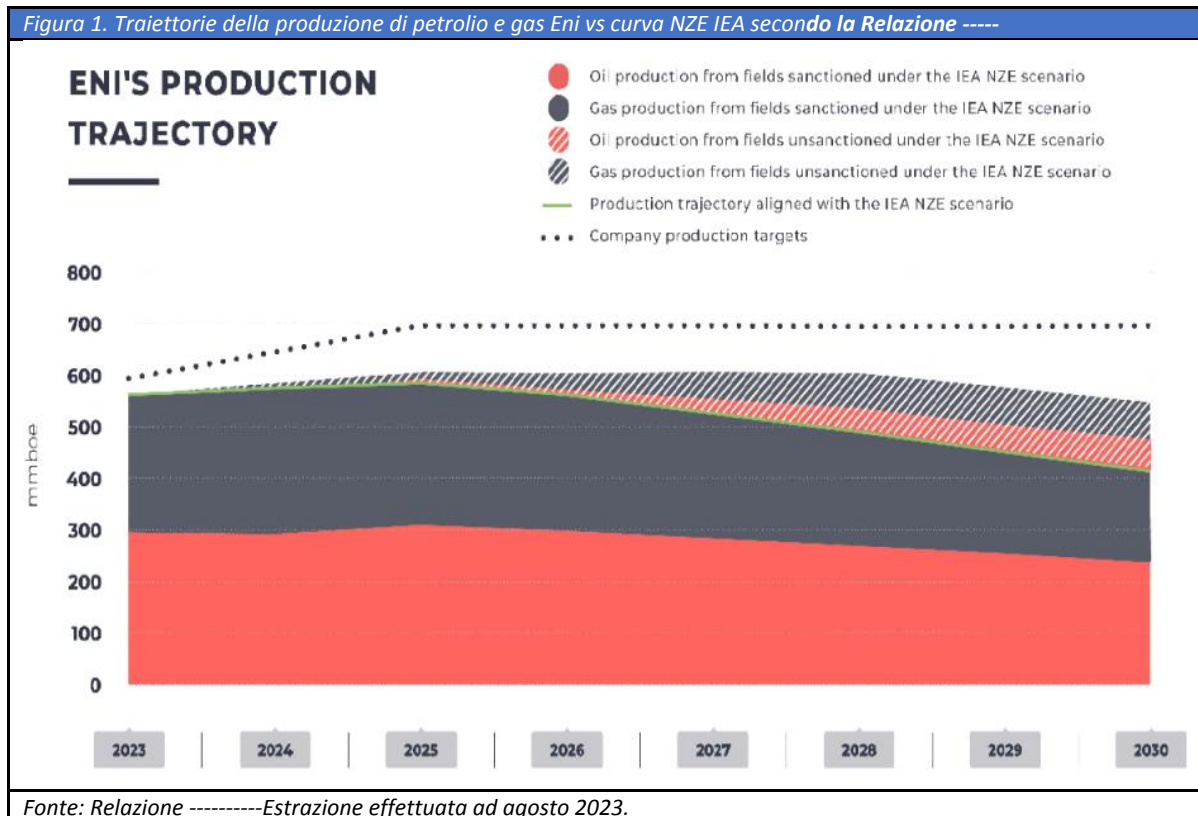
---

<sup>23</sup> In originale: “Continued investment in fossil fuels is essential in all of our scenarios. It is needed to meet increases in demand over the period to 2030 in the STEPS and to avoid a precipitous decline in supply that would far outstrip even the rapid declines in demand seen in the NZE Scenario”.

<sup>24</sup> In originale: “simply cutting spending on oil and gas will not get the world on track for the NZE Scenario: the key is to scale up investment in all aspects of a clean energy system to meet rising demand for energy services in a sustainable way”.

<sup>25</sup> In originale: “Sequencing the decline of fossil fuel supply investment and the increase in clean energy investment is vital if damaging price spikes or supply gluts are to be avoided”.

Figura 1. Traiettorie della produzione di petrolio e gas Eni vs curva NZE IEA secondo la Relazione -----



Tale grafico può essere diviso in tre sezioni:

- Le aree rossa e grigia rappresentano, rispettivamente, la produzione di petrolio e gas Eni da campi già autorizzati e quindi ritenuti in linea con lo scenario NZE 2021

*La curva verde delimita quindi la produzione massima a cui Eni avrebbe diritto se lo scenario IEA NZE fosse assunto come prescrittivo*

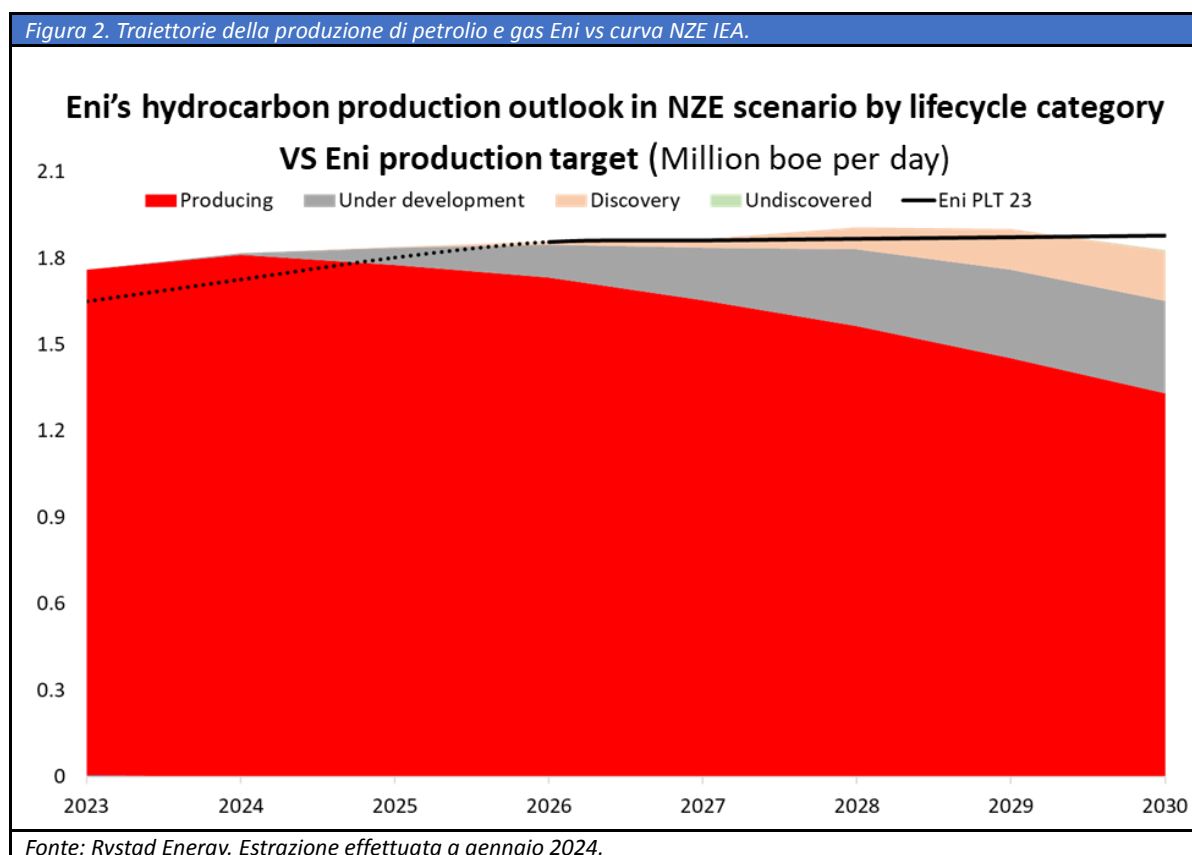
- Le aree rossa e grigia sbarrate rappresentano, rispettivamente, la produzione di petrolio e gas da campi Eni già operati o in sviluppo non ancora autorizzati e quindi considerati non allineati alle logiche dello scenario NZE 2021

*La linea nera rappresenta una stima della produzione Eni sulla base delle dichiarazioni rese dall'azienda al mercato. Tale curva presenta peraltro delle imprecisioni, dal momento che Eni ha dichiarato di raggiungere un plateau produttivo nel 2026 e di mantenerlo costante negli anni successivi, mentre la rappresentazione qui fornita anticipa tale tendenza di un anno.*

- L'area bianca, compresa tra l'area colorata e la curva nera, deriva da una discrepanza tra i dati ricostruiti da Rystad e i dati reali o pianificati della produzione Eni. Ragionevolmente, tale differenza (presente già nel primo anno di osservazione, 2023) è riconducibile ai volumi estratti da e autoconsumati (quindi non commercializzati) da Eni (v. #5.9), così come non sembrano essere state prese in considerazione le risorse già scoperte da Eni e che potranno essere sviluppate in futuro ("discoveries" nel database Rystad).

*La differenza tra l'area colorata (inclusa la parte tratteggiata) e la curva verde – cioè tra la produzione attesa dai campi esistenti o in sviluppo e il "massimo consentito" – è di circa il 35 per cento; la differenza tra la curva nera e la curva verde (cioè tra la produzione Eni da piano e il "massimo consentito") è di circa il 71 per cento.*

- 5.9. La ricostruzione della produzione Eni esistente e attesa (aree colorate) si basa su un'estrazione dal *database "UCube"* della società Rystad, che censisce gli aspetti economici e il profilo produttivo di circa 85 mila campi in tutto il mondo. L'estrazione risale ad **agosto 2023**. Preliminarmente si osserva che l'estrazione **probabilmente omette dei componenti**: infatti, in relazione all'anno 2023, la stima è di circa 550 milioni di barili di petrolio equivalente (boe) all'anno, pari a 1,5 milioni di boe / giorno. Tale valore si colloca all'incirca di 50 milioni di boe / anno (circa 150.000 boe / giorno) al di sotto dei valori dichiarati da Eni.<sup>26</sup> E' possibile che la differenza dipenda, per esempio, dal fatto che ----- hanno tenuto conto dei soli volumi estratti e commercializzati da Eni, trascurandone altri (per esempio, i volumi estratti da Eni e autoconsumati per mantenere in esercizio i propri impianti, e quindi non immessi in commercio). Non è però questo il problema principale dell'uso che di quel grafico viene fatto – né tanto meno questo è il problema principale del grafico in sé, il quale scorrettamente ipotizza che l'assunto di NZE 2021 secondo cui a livello *globale* non è necessaria l'entrata in esercizio di nuovi campi possa essere applicato a una singola compagnia.
- 5.10. Ai fini della presente Relazione, il giorno **19 gennaio 2024** è stata effettuata un'estrazione sempre dai servizi Rystad, utilizzando uno strumento messo a disposizione da Rystad, chiamato *Upstream Energy Transition Risk Dashboard*. Esso consente di tracciare delle curve di produzione Oil & Gas coerenti con diversi scenari. Ai fini di questa Relazione, si è effettuata una interrogazione per comparare il profilo di produzione Eni da piano, con una curva compatibile con lo scenario NZE IEA. La Figura 2 riporta il risultato.



<sup>26</sup> <https://www.eni.com/content/dam/enicom/documents/eng/investor/presentations/2023/2023-capital-markets-update/2023-Capital-Markets-Update-presentation.pdf>

5.11. Come si vede, diversamente dalla Figura 1, **la Figura 2 mostra un profilo produttivo Eni coerente con la traiettoria ideale che secondo le elaborazioni Rystad risulta compatibile con lo scenario NZE 2023 al 2030**. La differenza tra le due Figure si spiega principalmente con due argomenti:

- **Mentre la Relazione -----si basa sul rapporto Net Zero 2021, la simulazione qui effettuata tiene invece conto della più recente edizione del rapporto, rilasciata nel 2023.** Come si è visto (#5.6), la nuova edizione riflette i più recenti sviluppi, con una domanda di petrolio e gas nell'ultimo triennio, le complicazioni geopolitiche che sono emerse e la necessità di investimenti adeguati per garantire l'accessibilità all'energia e la sicurezza energetica. Ne segue che la stessa IEA riconosce oggi che, per coniugare la neutralità carbonica con la tenuta economica e sociale, è necessario consentire investimenti nello sviluppo di nuove risorse superiori a quanto inizialmente atteso, soprattutto nel breve-medio termine. **Il fatto stesso che, nel volgere di appena due anni, la situazione sia cambiata a tal punto da richiedere una revisione di NZE dovrebbe essere motivazione sufficiente per evitare di fare un utilizzo improprio di tale scenario, il quale può – nel volgere di breve tempo – diventare obsoleto (come già è accaduto).** Lo scenario NZE non è pensato e non può essere utilizzato per fornire un parametro inflessibile per valutare la condotta di soggetti privati, ma solo per mostrare *uno* dei tanti possibili percorsi *globali* per raggiungere la neutralità climatica (naturalmente, il percorso giudicato preferibile secondo le assunzioni e le metodologie della IEA, che a loro volta non hanno e non possono avere un significato diverso da quello meramente illustrativo e di supporto ai decisori politici, come la IEA stessa avverte nelle diverse edizioni di NZE e in tutte le sue pubblicazioni).
- Più importante ai nostri fini, lo strumento messo a disposizione da Rystad (tramite il quale si è generata la Figura 2) non si limita a traslare la curva IEA sui profili produttivi dei diversi operatori privati. Il *database* UCube, infatti, contiene informazioni relative non solo alle riserve e alla capacità produttiva dei vari campi, ma anche sui relativi costi di produzione e, dunque, la competitività economica delle singole produzioni. Il simulatore *Upstream Energy Transition Risk Dashboard*, per ogni dato livello della domanda *globale*, seleziona quali campi dovrebbero essere messi in produzione al fine di minimizzare i costi complessivi. Pretendere che ciascun operatore riduca della stessa percentuale i volumi estratti (come sembra potersi dedurre da -----) condurrebbe al paradossale risultato di prevedere l'abbandono di produzioni a basso costo da parte del produttore X per conservare produzioni a più alto costo marginale del produttore Y, al fine di salvaguardare le rispettive quote di mercato. Questo è un risultato evidentemente assurdo. E le cose diventano ancora più complicate se si ammette che, nel periodo da qui al 2030 o al 2050, potrebbero ben verificarsi operazioni societarie di fusione o acquisizione o l'ingresso di nuovi soggetti. **L'unico modo di utilizzare le traiettorie NZE, pur con tutti i caveat già espressi, è quello di confrontarle in maniera aggregata e non singola (come è stato fatto utilizzato lo strumento *Upstream Energy Transition Risk Dashboard* di Rystad) con la produzione *globale* di petrolio e gas.** Agire altrimenti significa effettuare un esercizio metodologicamente infondato. E tutto ciò senza neppure considerare l'incertezza che inevitabilmente caratterizza l'evolvere delle circostanze a livello globale o locale.

5.12. Si noti che quanto detto sopra si limita a considerare gli investimenti fossili di Eni, e mostra che – sulla base dell'esercizio di Rystad – **il profilo della produzione programmato da Eni al 2030 è compatibile con uno scenario di domanda allineato a NZE**. Tutto ciò è vero addirittura a prescindere dagli investimenti che l'azienda sta effettuando e si è impegnata a effettuare nelle tecnologie *low carbon*, che contribuiscono a rendere ancora più orientate alla decarbonizzazione le strategie aziendali. Essi infatti si basano su una pluralità di leve (brevemente richiamate nella Relazione Stagnaro, #7.9) che hanno l'obiettivo di aumentare l'offerta di fonti energetiche *low carbon* (rinnovabili elettriche, biocarburanti, biometano, idrogeno, ecc.), sia a mitigare le emissioni in quei processi nei quali i fossili non sono sostituibili (CCS), sia a sviluppare nuove tecnologie (per esempio la fusione nucleare). La

composizione di un mix di interventi che, da un lato, assicurino alla società la sostenibilità economica del suo *business* e, dall'altro, le permettano prima di decarbonizzare le proprie attività, e poi perseguire la neutralità climatica sugli scope 1+2+3 è esattamente il tipo di scelta che non può che competere agli organi direttivi a livello aziendale.

- 5.13.** Che vi sia questo spazio di autonomia nelle scelte aziendali, legato non solo all'incomprimibile incertezza degli scenari, ma anche alla pluralità di combinazioni tra strategie individuali delle aziende che possono concorrere a realizzare i percorsi giudicati ottimali, lo riconoscono anche gli Attori, nella Memoria n.1 depositata il 5 gennaio 2024: ***“Come ogni scenario, anche quello dell'IEA NZE non è prescrittivo: mostra un possibile futuro a seconda degli obiettivi e delle ipotesi”*** (p.10). Salvo poi ignorare successivamente questo *caveat* e considerare NZE uno scenario talmente prescrittivo da calarlo su una singola azienda e pretendere che essa “si adegui” a curve che per loro natura e obiettivo non possono essere traslate su un livello differente da quello globale.
- 5.14.** La IEA affronta esplicitamente questo problema. Poiché nessuno scenario può essere assunto come una previsione certa sugli eventi futuri – tanto meno scenari che lavorano a ritroso partendo da un obiettivo definito (la neutralità carbonica) e che hanno un orizzonte di lungo termine – è necessario tenere conto della inevitabile incertezza e, dunque, delle diverse tipologie di rischio a cui gli operatori vengono esposti. La IEA, nel rapporto dedicato all'industria del petrolio e del gas, affronta questo tema, distinguendo tra il rischio di sotto-investimento (cioè che esse non siano in grado di soddisfare pienamente la domanda) e il rischio sovra-investimento (cioè che le imprese mettano in produzione più giacimenti di quanti ne siano necessari) (v. Relazione Stagnaro, #6.16). Nel primo caso, come scrive la IEA, si potrebbe verificare *“una molto maggiore volatilità dei prezzi... Questo susciterebbe rilevanti questioni di sicurezza energetica, specialmente se la riduzione della produzione riguardasse solo alcune regioni geografiche o segmenti specifici dell'industria petrolifera e del gas... Prezzi più elevati in conseguenza del sotto-investimento potrebbero ridurre la domanda, ma l'impatto sulle emissioni è meno chiaro. Per esempio, i prezzi record del gas naturale nell'Unione europea nel 2022 hanno causato un aumento del 3 per cento delle emissioni del settore elettrico a causa del maggiore utilizzo del carbone. Prezzi del petrolio e del gas molto elevati sono anche fortemente regressivi e causano difficoltà finanziarie per le famiglie più vulnerabili e per coloro che hanno un accesso limitato ai prodotti energetici”* (IEA, 2023b: 63).<sup>27</sup> Ne segue che le conseguenze di un eventuale sotto-investimento strutturale riguarderebbero principalmente le dimensioni della sicurezza energetica e dell'accessibilità dell'energia, e potenzialmente anche la qualità ambientale, a detrimento della collettività.
- 5.15.** Negli ultimi anni, la progressiva riduzione degli investimenti in attività esplorative e di sviluppo – specialmente da parte delle imprese petrolifere occidentali, meno marcata invece dalle società di Stato dei paesi produttori – ha determinato un assottigliamento dei margini di sicurezza, esponendo il mondo intero a una più pronunciata volatilità dei prezzi (come nel 2022). **Tra il 2014 e il 2022 la spesa globale nell'upstream petrolifero e gas si è dimezzata**, passando (in termini reali) da circa 1.000 miliardi di dollari a circa 500 miliardi di dollari (IEA, 2023d: 47-51). I problemi geopolitici e di sicurezza emersi nel frattempo (in particolare, ma non solo, con riferimento alla Russia) hanno indotto l'Agenzia internazionale dell'energia ad aggiornare e rivedere la propria posizione sul futuro fabbisogno di

---

<sup>27</sup> In originale: “[If supply were to transition faster than demand, with a drop in fossil fuel investment preceding a surge in clean energy technology deployment,] this would lead to much higher and more volatile prices, even if the world is moving towards net zero emissions. [For example, if the oil and gas industry invests for the NZE Scenario or APS, but demand continues to grow for some time (as in the STEPS), there would soon be a major shortfall in supply.] This would lead to major issues over the security of supply, especially if only certain parts of the oil and gas industry or geographies choose to cut back on production in advance of wider efforts to cut demand. The higher price that would result from underinvestment could reduce demand, but the impact on emissions is less clear-cut. For example, the record high natural gas prices in the European Union in 2022 resulted in a 3% increase in power sector emissions because of increases in the use of coal. High oil and gas prices are also highly regressive and cause financial difficulties for more vulnerable households and those with limited access to essential energy products. [High oil and gas prices can therefore have significant impacts on economic growth and the competitiveness of particularly energy-intensive industries, and they should not be viewed as a viable or desirable substitute for climate policies]”.

investimenti, come ricostruito nella Relazione Stagnaro (#6.12 e seguenti) e come sostenuto da diversi autori (per es., si vedano IEA, 2022; Nakhle, 2023; Emiliozzi et al., 2023).

- 5.16.** Oltre tutto, quello imposto dal presunto *carbon budget* è un vincolo del tutto irrilevante dal punto di vista climatico: supponiamo che l'azienda X acquisisca dall'azienda Y alcuni asset produttivi. In tale caso, l'approccio seguito nella Relazione ----- porterebbe a un risultato paradossale: poiché la produzione di X aumenterebbe e quella di Y scenderebbe (e conseguentemente le emissioni scope 3 di X aumenterebbero e le emissioni scope 3 di Y scenderebbero), si arriverebbe alla conclusione che X "eccede" il proprio *carbon budget* mentre Y non lo esaurisce interamente. Se ne potrebbe dedurre che Y è virtuosa e che X non lo è? Certamente no: in quanto la produzione complessiva di X+Y sarebbe esattamente la stessa, a prescindere da come viene ripartita tra i due soggetti, quindi anche il (presunto) *carbon budget* attribuito congiuntamente alle due imprese sarebbe interamente utilizzato. **Ciò che conta ai fini climatici, va ribadito ancora una volta, sono le emissioni totali, non la ripartizione di tali emissioni tra i diversi operatori del mercato che dipendono dalle strategie di breve, medio e lungo termine e dal posizionamento degli stessi.**
- 5.17.** Anche la **divergenza tra gli investimenti delle imprese internazionali (tra cui Eni) e gli investimenti delle società statali dei paesi produttori rischia di determinare l'emersione di nuovi rischi geopolitici.** Per questo molti raccomandano cautela nel perseguire una riduzione *asimmetrica* dell'offerta e, anzi, come già detto (v. *supra*) suggerendo invece l'opportunità di mantenere una certa quota di capacità produttiva disponibile in tutti gli stadi della filiera. Nel 2022, per esempio, le c.d. "*majors*" (tra cui Eni) controllavano meno del 13 per cento della produzione e delle riserve globali di petrolio; la situazione non è diversa per quanto riguarda il gas.<sup>28</sup> E' evidente che **la riduzione delle attività delle *majors*, a parità di domanda, non potrebbe che tradursi in un ruolo ancora più importante di imprese caratterizzate da minore trasparenza** (tra cui i piccoli produttori non quotati e, a maggior ragione, le imprese statali dei paesi produttori), **minore *commitment* verso il clima e l'ambiente, e in alcuni casi anche potenziali rischi geopolitici e di sicurezza.**
- 5.18.** Viceversa, il rischio connesso al sovra-investimento è prevalentemente endogeno alle stesse compagnie petrolifere. Come scrive la IEA: "*i prezzi del petrolio e del gas scenderebbero e i nuovi progetti andrebbero incontro a importanti rischi commerciali e potrebbero non essere in grado di garantire il ricupero dei costi*" (IEA, 2023b: 60).<sup>29</sup> E' vero che l'eventuale sovrabbondanza di petrolio e gas potrebbe determinare un eccessivo calo dei prezzi e di conseguenza un incremento della domanda rispetto a quanto ritenuto desiderabile, ma tale rischio può essere gestito "*se i governi adottassero politiche di resilienza che impediscano a un calo dei prezzi di tradursi in un rimbalzo della domanda*"<sup>30</sup> (*ibidem*) quali, per esempio, forme di *carbon tax*. Ne segue che, **mentre il rischio del sotto-investimento riguarda principalmente la collettività, il rischio del sovra-investimento chiama in causa soprattutto le strategie di gestione del rischio stesso da parte delle imprese.** Ne sono persuasi gli stessi Attori: "*per i finanziatori, questa mancanza di ambizione da parte di molte compagnie petrolifere e del gas aumenta il rischio di incagli*" (Relazione -----, p.13). Che un'industria ad alta intensità di capitale, caratterizzata da elevate incertezze riguardo l'evoluzione tecnologica e gli andamenti futuri della domanda e interessata da politiche estremamente ambiziose debba governare una situazione caratterizzata da elevati rischi e non possa affidarsi unicamente a una singola curva, peraltro aggiornata anche in modo significativo nel tempo per tenere conto degli eventi più recenti, è quasi una banalità. Di più: **la gestione del rischio è uno degli elementi fondativi della stessa attività d'impresa, che non può essere esentata da tale compito semplicemente rinviando a una curva *globale* il cui obiettivo**

<sup>28</sup> <https://www.iea.org/events/the-oil-and-gas-industry-in-net-zero-transitions>

<sup>29</sup> In originale: "oil and gas prices would fall and new projects would face major commercial risks and may fail to recover their upfront costs".

<sup>30</sup> In originale: "This could be avoided by governments adopting resilient policies that prevent a drop in prices feeding through into a rebound in oil and gas demand".

principale *non* è quello di sostituire la diligenza e la gestione del rischio da parte delle aziende né di sostituirsi alla politica ma “informare le decisioni compiute dei decisori politici, che hanno il più ampio spazio di manovra per avvicinare il mondo ai suoi obiettivi climatici”<sup>31</sup> (IEA, 2021: 49).

- 5.19. Le valutazioni su quanto e come ripartire i propri investimenti, dunque, competono agli organi direttivi della società, i quali sono tenuti a valutare i rischi di vario tipo a cui vanno incontro (inclusi i rischi climatici e i rischi delle politiche di transizione). Per quanto riguarda Eni, “Eni verifica mediante stress test la recuperabilità dei valori di bilancio degli investimenti Oil & Gas, che costituiscono il 70 per cento delle immobilizzazioni di Eni, rispetto a scenari di decarbonizzazione diversi da quello adottato dal management e, in particolare, rispetto al Net Zero Emission (NZE) della IEA. Tale stress test si compone anche di uno scenario in cui i prezzi assunti dal management sono ridotti del 10 per cento... **Lo stress test effettuato dal management di Eni sui valori d’uso degli asset Oil & Gas in base alle ipotesi di prezzo e di costo dello scenario IEA NZE ha evidenziato una perdita di valore e potenziali svalutazioni degli asset non rilevanti**, secondo il giudizio del management, confermando la qualità e la resilienza degli asset di Eni. Questi stress test sono stati eseguiti aggiornando le ipotesi di prezzo degli idrocarburi e di costo della CO<sub>2</sub> nelle proiezioni dei flussi di cassa, non considerando possibili variazioni di altri fattori (es. volumi, tasso di sconto)”<sup>32</sup>.
- 5.20. Esattamente come nel caso del confronto tra la strategia di decarbonizzazione di un singolo soggetto e le curve globali, la pretesa di utilizzare scenari teorici e non privi di incertezza come linea guida invalicabile per giudicare le azioni di un singolo soggetto è profondamente sbagliata, concettualmente e metodologicamente.

Sestri Levante (GE), 5 febbraio 2024



---

<sup>31</sup> Per l’originale v. nota 15.

<sup>32</sup> <https://www.eni.com/assets/documents/ita/sostenibilita/2022/eni-for-2022-just-transition-ita.pdf> p.45

## Bibliografia

Emiliozzi, S., F. Ferriani e A. Gazzani (2023), "The European energy crisis and the consequences for the global natural gas market", Banca d'Italia, *Questioni di Economia e Finanza*, 824, [https://www.bancaditalia.it/pubblicazioni/qef/2023-0824/QEF\\_824\\_23.pdf](https://www.bancaditalia.it/pubblicazioni/qef/2023-0824/QEF_824_23.pdf)

IEA (2021a), *Net Zero by 2050. A Roadmap for the Global Energy Sector*, Parigi: Agenzia internazionale dell'energia, <https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050>

IEA (2022), *World Energy Outlook 2022*, Parigi: Agenzia internazionale dell'energia, <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2022>

IEA (2023a), *Net Zero Roadmap. A Global Pathway to Keep 1.5°C Goal in Reach*, Parigi: Agenzia internazionale dell'energia, [https://iea.blob.core.windows.net/assets/7c02e774-9d1b-4398-9313-840913e1b4e6/NetZeroRoadmap\\_AGlobalPathwaytoKeepthe1.5CGoalinReach-2023Update.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/7c02e774-9d1b-4398-9313-840913e1b4e6/NetZeroRoadmap_AGlobalPathwaytoKeepthe1.5CGoalinReach-2023Update.pdf)

IEA (2023b), *The Oil and Gas Industry in Net Zero Transitions*, Parigi: Agenzia internazionale dell'energia, <https://www.iea.org/reports/the-oil-and-gas-industry-in-net-zero-transitions>

IEA (2023c), *World Energy Outlook 2023*, Parigi: Agenzia internazionale dell'energia, <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023>

IEA (2023d), *Oil 2023. Analysis and forecast to 2028*, Parigi: Agenzia internazionale dell'energia, <https://iea.blob.core.windows.net/assets/6ff5beb7-a9f9-489f-9d71-fd221b88c66e/Oil2023.pdf>

Nakhle, C. (2023), "Oil and gas: The investment gap dilemma", *Gis Reports Online*, 3 febbraio 2023, <https://www.gisreportsonline.com/r/oil-gas-investment/>

WBCSD e WRI (2004), *A Corporate Accounting and Reporting Standard*, <https://ghgprotocol.org/sites/default/files/standards/ghg-protocol-revised.pdf>

WBCSD e WRI (2011), *Corporate Value Chain (Scope 3) Accounting and Reporting Standard*, [https://ghgprotocol.org/sites/default/files/standards/Corporate-Value-Chain-Accounting-Reporting-Standard\\_041613\\_2.pdf](https://ghgprotocol.org/sites/default/files/standards/Corporate-Value-Chain-Accounting-Reporting-Standard_041613_2.pdf)